



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Netze

Bericht vom 24 Oktober 2017

Dezentrale Speicher für Netzbetreiber

Alternative Netzkapazitäten



Datum: 24 Oktober 2017

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

DNV GL (KEMA Consulting GmbH)
Zanderstr. 7, 53177 Bonn, Deutschland
www.dnvgl.com

unter Mitarbeit von:

ef.Ruhr GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20, 44227 Dortmund, Deutschland

Autoren:

Dr. Daniel Grote (Projektleitung - DNV GL)	daniel.grote@dnvgl.com
Dr. Tim Mennel (DNV GL)	tim.mennel@dnvgl.com
Holger Ziegler (DNV GL)	holger.ziegler@dnvgl.com
Stefan Kippelt (ef.Ruhr)	s.kippelt@energieforschung.ruhr
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz (ef.Ruhr)	c.rehtanz@energieforschung.ruhr

BFE-Projektleitung:

Dr. Matthias Galus	matthias.galus@bfe.admin.ch
--------------------	-----------------------------

BFE-Vertragsnummer:

SI/200258

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Abschlussbericht

Studie Dezentrale Speicher für Netzbetreiber – Alternative Netzkapazitäten

Bundesamt für Energie BFE

Datum: 24.10.2017



Inhaltsverzeichnis

KURZZUSAMMENFASSUNG DER STUDIE	1
BRÈVE SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE	7
1 EINLEITUNG UND HINTERGRUND	13
1.1 Aufgabenstellung und Projektziel	14
1.2 Ausgangssituation und Status Quo.....	18
2 ANWENDUNGSFÄLLE UND WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DEZENTRALER SPEICHER.....	21
2.1 Identifikation von Anwendungsfälle für Dezentrale Speicher	22
2.1.1 Anwendungsfälle für Speichersysteme	22
2.1.2 Kostenentwicklung von Speichersystemen	27
2.1.3 Fazit	28
2.2 Quantifizierung von Kosten und Nutzen eines ausschliesslich netzdienlichen Einsatzes dezentraler Speicher	29
2.2.1 Methodisches Vorgehen	30
2.2.2 Ergebnisse der Basisrechnung	35
2.2.3 Ergebnisse der Variantenrechnung	39
2.2.4 Fazit	41
2.3 Nutzen eines zusätzlichen Strommarktorientierten Einsatzes Dezentraler Speicher.....	42
2.3.1 Methodisches Vorgehen	42
2.3.2 Ergebnisse	45
2.3.3 Fazit	49
2.4 Auswirkungen netzdienlicher Speicher auf vorgelagerten höheren Netzebenen	49
2.4.1 Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte.....	52
2.5 Zusammenfassung der Analyse verschiedener Anwendungs-kombinationen	55
3 REGULATORISCHE FRAGESTELLUNGEN BEI SPEICHEREINSATZ DURCH NETZBETREIBER	58
3.1 Regulatorische Fragestellungen innerhalb des allgemeinen Regulierungsmodells.....	60
3.2 Analyse des Potentials für Quersubventionierungen und diskriminierendes Verhalten bei Speichereinsatz	62
3.2.1 Diskriminierung bei Netzzugang und Netznutzung	63
3.2.2 Quersubventionen bei der Allokation von Kosten und Erlösen	64
3.2.3 Diskriminierung bei Speicherbewirtschaftung	66
3.3 Auswirkungen bestehender rechtlicher und regulatorischer Vorgaben zum netzdienlichen Speichereinsatz	68
3.3.1 Regulatorische Vorgaben für Speicher in der Schweiz	68
3.3.2 Regulatorische Vorgaben für Speicher in Europa	69
3.4 Analyse der Kompatibilität mit Flexibilitätsmodellen	73
3.4.1 Kurzdarstellung Flexibilitätsmodell	74
3.4.2 Analyse der Wechselwirkungen mit Flexibilitätsmodell	75
3.5 Zusammenfassung und Fragestellungen im aktuellen Regulatorischen Rahmen	76

4	OPTIONEN FÜR DIE REGULIERUNG DEZENTRALER SPEICHER IM EIGENTUM DES NETZBETREIBERS	79
4.1	Vorgaben zur Einsatzreihenfolge verschiedener technologischer Optionen zur Engpassvermeidung	81
4.2	Bewertung und Überprüfung der Speicherkosten	86
4.2.1	Einzelfallprüfung der Notwendigkeit	86
4.2.2	Einzelfallprüfung der Kosteneffizienz	88
4.2.3	Verpflichtung des VNB zur Prüfung von Alternativmassnahmen	89
4.2.4	Bagatellgrenze	90
4.2.5	Fazit	92
4.3	Verfahren bei der Beschaffung und Vermarktung von Speicherenergie.....	94
4.3.1	Abruf von Regelenergie durch den ÜNB und Abrechnung von Ausgleichsenergie	99
4.3.2	Direkter Zugriff auf Flexibilität von Marktteilnehmern	100
4.3.3	Fahrplangeschäfte	101
4.3.4	Bereitstellung von Flexibilität durch einen definierten Marktteilnehmer auf der Grundlage eines bilateralen Vertrags mit dem VNB	103
4.3.5	Zwischenfazit und Empfehlungen	105
4.3.6	Zusätzliche Regulatorische Vorgaben zu den Preisen für Speicherenergie.....	107
4.4	Allokation von Erlösen und Kosten von Speichern	112
4.4.1	Schlüsselung wie im Status Quo	113
4.4.2	Von Branche zu entwickelnde Vorgaben bei Schlüsselung	114
4.4.3	Regulatorische Überprüfung der Kostenallokationsmethodik.....	115
4.4.4	Allokation aller Speichererlöse und -kosten im Netz	115
4.4.5	Bagatellgrenze	116
4.4.6	Fazit	117
4.5	Zusammenfassende Bewertung der Regulierungsoptionen für den Einsatz netzeigener Speicher	118
5	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FÜR DIE SCHWEIZ	121
	Quellenangaben / Literaturverzeichnis	126
	Anhang A: Synergie- und Konkurrenzeffekte der Speicheranwendungen	128
	Anhang B: Variantenrechnungen zu Kapitel 2.2	130
	Anhang C: Zusätzliche Ergebnisdarstellungen.....	136
	Anhang D: Annahmen zu Day-Ahead Marktpreisen.....	137

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Alternativen von VNBs zur Beseitigung von Netzengpässen durch Einspeisung dezentraler stark fluktuierender Energie	15
Abbildung 1-2: Abgrenzung der Studie zum Flexibilitätsmarktmodell	18
Abbildung 2-1: Identifizierte Anwendungskombinationen	26
Abbildung 2-2: Prognosen der Investitionskosten für lithiumbasierte Speichersysteme, bezogen auf ein Verhältnis von Energie zu Leistung von 4 h	28
Abbildung 2-3: Methodisches Vorgehen zur Bewertung von Speichern und Alternativmassnahmen.....	30
Abbildung 2-4: Annuitätische Kosten der untersuchten Handlungsoptionen in Abhängigkeit der im Netz installierten PV-Leistung	36
Abbildung 2-5: Benötigte Speicherleistung (linke Achse) und -kapazität (rechte Achse) für verschiedene PV-Belastungen in ländlichen Niederspannungsnetzen. Unterhalb der Grafik ist die benötigte Speicherreichweite angegeben	37
Abbildung 2-6: Fehlende Deckungsbeiträge pro Jahr rein netzorientierter Speicher, bezogen auf die Speicherleistung	38
Abbildung 2-7: Anteil der durch den netzorientierten Betrieb generierten Deckungsbeiträge an den Gesamtkosten des Speichereinsatzes für den Basisfall und bei geringen Speicherkosten	38
Abbildung 2-8: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung eines zusätzlichen Strommarktorientierten Einsatzes dezentraler Speicher	43
Abbildung 2-9: Ertragsmöglichkeiten bei zusätzlicher Teilnahme am Spotmarkt in einem ländlichen Mittelspannungsnetz. Durch die steigende Speicherreichweite ergeben sich zunächst höhere Erlösmöglichkeiten. Da mit zunehmender Speicherleistung jedoch auch die Restriktionen durch das Verteilnetz zunehmen, sinkt die relative Erlösmöglichkeit wieder.	45
Abbildung 2-10: Anteil der durch den kombinierten netz- und marktorientierten Speicherbetrieb generierten Deckungsbeiträge an den Gesamtkosten des Speichereinsatzes (Basisfall: keine Netzentgelte, geringen Speicherkosten; Teilnahme am Spotmarkt).....	46
Abbildung 2-11: Maximal mögliches PRL-Angebot in Abhängigkeit der PV-Belastung für ländliche Mittelspannungsnetze, bezogen auf ein ganzjähriges Angebot.	47
Abbildung 2-12: Anteil der durch den kombinierten netz- und marktorientierten (Energie- und Regelleistungsmarkt) Speicherbetrieb generierten Deckungsbeiträge an den Gesamtkosten des Speichereinsatzes (Bandbreite für alle PV-Belastungen, Basisfall, geringen Speicherkosten).....	47
Abbildung 2-13: Erträge aus netzdienlichen und marktorientierten Betrieb im städtischen Niederspannungsnetz (Basisszenario, geringe Speicher- und PRL-Preise, Preisszenario 2020). Zusätzlich sind die Erträge dargestellt, welche die jeweiligen Speicher bei unbeschränktem Netzzugang erwirtschaften können (blaue Linien).....	48
Abbildung 2-14: Reduktion der vorgelagerten Netznutzungsentgelte durch einen autarkieorientierten Speicherbetrieb bei heutigen Netztarifstrukturen	53
Abbildung 2-15: Kostendeckung eines Speichersystems, das die Reduktion von NNE sowie die Vermeidung von Netzausbaumassnahmen (in der NS) kombiniert am Beispiel eines städtischen Niederspannungsnetzes (Szenario niedrige Speicherkosten).....	53
Abbildung 2-16: Zusätzliche Deckungsbeiträge für Speicher in der Niederspannung in Abhängigkeit der PV-Belastung des Mittelspannungsnetzes	55
Abbildung 3-1: Stromflüsse bei Einspeicherung	58
Abbildung 3-2: Stromflüsse bei Ausspeicherung.....	59
Abbildung 3-3: Anreize für diskriminierendes Verhalten des VNB bei Netzzugang und Netznutzung durch den marktorientierten Einsatz von Stromspeichern.....	63
Abbildung 3-4: Anreize eines integrierten EVU für Quersubventionen bei der Allokation von Kosten und Erlösen auf regulierte und wettbewerbliche Bereiche	64

Abbildung 3-5: Anreize des VNBs für Quersubventionen bei der Allokation von Kosten und Erlösen aus dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz von eigenen Speichern.....	65
Abbildung 3-6: Anreize für Netzbetreiber verbundene Unternehmen bzw. Unternehmensteile bei Beschaffung bzw. Verkauf von Speicherenergie zu bevorteilen.....	67
Abbildung 4-1: Regulatorische Fragestellungen des Einsatzes netzeigener Speicher im Zeitablauf.....	79
Abbildung 4-2: Bewertungskriterien für unterschiedliche Optionen zur Regulierung von netzeigenen Speichern	81
Abbildung 4-3: Vorgehen bei der Prüfung der Optionen zur langfristigen Beseitigung von Netzengpässen je Verteilnetz.....	85
Abbildung 4-4: Möglicher ergänzende / alternative regulatorische Ansätze zur Prüfung der Speicherkosten.....	86
Abbildung 4-5: Illustration grundlegender Mechanismen zum Ausgleich von anfallenden Energiemengen bei Speichernutzung.....	96
Abbildung 4-6: Speichereinsatz durch VNB und Flexibilitätseinsatz durch Dritten sowie anlegbarer Wert der zusätzlichen Flexibilität am Beispiel des erzeugungsgetriebenen Netzengpasses.....	108
Abbildung 4-7: Möglichkeiten zur regulatorischen Festsetzung eines „Preises“ für notwendige Flexibilität während und nach dem Engpass.....	109
Abbildung 4-8: Mögliche regulatorische Optionen zur Allokation von Kosten und Erlösen von netzeigenen Speichern, die durch den VNB selbst bewirtschaftet werden	112
Abbildung 5-1: Übersicht der zentralen Handlungsempfehlungen für die Regulierung von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers	121
Abbildung B 1: Kostenvergleich aller betrachteten Massnahmen in einem, durch Windenergieanlagen überlasteten Mittelspannungsnetz	130
Abbildung B 2: Einfluss der Berücksichtigung von Netznutzungsentgelten auf das Berechnungsergebnis am Beispiel eines ländlichen MS-Netzes	131
Abbildung B 3: Berechnungsergebnis für ein ländliches MS-Netz bei verringerten Kompensationszahlungen für Abregelungsmassnahmen.....	132
Abbildung B 4: Lastgang von PV-Anlagen mit und ohne Solarstromspeicher sowie unter Berücksichtigung verschiedener Ladestrategien	132
Abbildung B 5: Berechnungsergebnis unter Berücksichtigung einer Durchdringung von Solarstromspeichern von 50 % sowie einem netzorientierten Ladeverhalten derselben. Die notwendigen Handlungsmassnahmen werden um den roten Bereich nach rechts verschoben	133
Abbildung B 6: Bewertung der annuitätischen Kosten von P2G-Anlagen bei geringen P2G-Kosten (links) sowie hohen P2G-Kosten (rechts) im Vergleich zum Basisfall.....	134
Abbildung B 7: Maximal realisierbare Volllaststunden im marktorientierten Betrieb für P2G-Anlagen in ländlichem Mittelspannungsnetz	135
Abbildung C 1: Anteil der gedeckten jährlichen Speicherkosten bei zusätzlicher Teilnahme am Energiemarkt unter Annahme einer Befreiung von Netzentgelten für Speichersysteme	136
Abbildung C 2: Verschiebung der Kostenkurve der Netzverstärkungsmassnahmen durch Speicher in der unterlagerten Netzebene. Zum Vergleich: Kosten der Ausbaumassnahmen der MS ohne Speicher in der NS (orange)	136
Abbildung D 1: Preisdauerkurven der stündlichen Strommarktpreise mit (links) und ohne (rechts) dezentrale Speicher	137

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Matrixdarstellung von heutigen und zukünftigen Speicheranwendungen sowie der heutigen marktlichen Organisation bzw. Vergütung	24
Tabelle 2-2: Konkurrenz- und Synergieeffekte für kombinierte Anwendungsfälle für Speichersysteme ..	25
Tabelle 2-3: Stranglängen der untersuchten Netzkonfigurationen	31
Tabelle 2-4: Benötigte IKT-Infrastruktur der Handlungsalternativen	33
Tabelle 2-5: Berücksichtigte Parameter und Kostenbestandteile für Speicher.....	33
Tabelle 2-6: Kostenpositionen der Netzausbaumassnahmen [24], [8].....	35
Tabelle 2-7: Kostenbestandteile Abregelungsmassnahmen.....	35
Tabelle 2-8: Heutige und zukünftige PRL-Preise in Abhängigkeit der Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Speicherkosten.....	44
Tabelle 2-9: Kurz- und langfristige Auswirkungen auf höheren, vorgelagerten Spannungsebenen durch einen netzdienlichen Einsatz dezentraler Speicher im gegenwärtigen Schweizer Netznutzungsmodell ...	51
Tabelle 4-1: Bewertung verschiedener Optionen zur regulatorischen Überprüfung von Speicherkosten (in Ergänzung oder alternativ zur allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung)	93
Tabelle 4-2: Instrumente zur Systemintegration der Speichermengen	97
Tabelle 4-3: Bewertung verschiedener Verfahren zur Bewirtschaftung netzeigener Speicher.....	107
Tabelle 4-4: Bewertung verschiedener regulatorischen Optionen zur Allokation von Speichererlösen und -kosten	117
Tabelle A 1: Synergie und Konkurrenzeffekte der Speicheranwendungen	128
Tabelle B 1: Ermittelte mittlere Arbeits- und Leistungspreise	131
Tabelle B 2: Verwendete Parameter zur Bewertung von P2G-Anlagen.....	134

KURZZUSAMMENFASSUNG DER STUDIE

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Einspeisung dezentraler erneuerbarer Energien in der Schweiz mit der Folge von möglicherweise vermehrten strom- oder spannungsbedingten Netzengpässen, hat das BFE die KEMA Consulting GmbH¹ mit der Erstellung einer Studie beauftragt, zu untersuchen, welchen Nutzen dezentrale Speicher für einen Netzbetreiber haben können. Von besonderem Interesse ist dabei der Aspekt, inwiefern Speicher zur Schaffung von alternativen Netzkapazitäten beitragen können. Sofern der Nutzen die Kosten aufwiegt, sollte die Frage beantwortet werden, wie eine sinnvolle Regulierung von Speichern im Eigentum von Netzbetreibern aussehen könnte. Diese Studie bezweckt, eine grundlegende Analyse und Bewertung verschiedener Optionen zur Ermöglichung einer Nutzung von dezentralen Speicher durch Netzbetreiber sowie der damit verbundenen regulatorischen Fragestellungen und Lösungsansätze durchzuführen. Ein besonderes Augenmerk vor dem Hintergrund der regulatorischen Fragestellungen wird auf die quantitativen Analysen gelegt.

Anwendungsfälle und wirtschaftliche Bewertung dezentraler Speicher

Zu Beginn des technisch-wirtschaftlichen Analyseteils (Kapitel 2.1) werden heutige und zukünftig mögliche markt- und netzseitiger Anwendungen für Speichersystemen in Verteilnetzen identifiziert. So können Stromspeicher neben der Anwendung zur Vermeidung von Netzausbau (im eigenen und vorgelagerten Netzen) auch für verschiedene Arten von Systemdienstleistungen und für Belange des Stromkunden eingesetzt werden. Ausgehend von den individuellen technischen und betrieblichen Anforderungen der einzelnen Anwendungen werden diese zu Anwendungskombinationen zusammengefasst. Hierbei zeigt sich, dass für Netzbetreiber vor allem die Vermeidung von Netzausbaumassnahmen durch den Einsatz eines Speichers zukünftig relevant werden kann.

Zur wirtschaftlichen Evaluation dieser Anwendungskombination wird zunächst untersucht, inwiefern Speichersysteme mit der alleinigen Anwendung der Vermeidung von Netzausbaumassnahmen kosteneffizient sind (Kapitel 2.2). Dabei wird für verschiedene Netzkonfigurationen der Nieder- und Mittelspannung sowie verschiedene Überlastungssituationen durch PV-Anlagen analysiert, welche Ausbaukosten durch konventionellen Netzausbau, Abregelung, Batteriespeicher und auch andere innovative Handlungsmassnahmen entstehen. Der Kostenvergleich zeigt, dass Speicher in diesem Anwendungsfall – auch vor dem Hintergrund der bis 2035 erwarteten Batteriekostendegressionen – nicht mit den übrigen Massnahmen konkurrieren können und deutlich höhere Kosten aufweisen.²

In dieser Anwendung weisen Speichersysteme jedoch hohe Stillstandzeiten auf, so dass sich diese Anwendung aus technischer Sicht zusätzlich mit der Teilnahme am Energie- und Regelleistungsmarkt kombinieren lässt. Zur Analyse dieser Anwendungskombinationen (Kapitel 2.3) wird anschliessend die zusätzliche Marktteilnahme analysiert. Dabei zeigt sich, dass die reine Teilnahme am Energiemarkt auch bei günstiger Veränderung der Börsenpreisstruktur nicht ausreicht, um eine Wirtschaftlichkeit der Anwendungskombination herzustellen. Erst durch eine zusätzliche Teilnahme am Regelleistungsmarkt (insbesondere für Primärregelungsleistung) kann in wenigen Fällen eine geringe Marge erwirtschaftet werden, auch wenn ein Preisverfall aufgrund zunehmender Speichermöglichkeiten (Ausbau Angebot) zu

¹ Die KEMA Consulting GmbH agiert hierbei als Teil der DNV GL Gruppe unter der Bezeichnung "DNV GL – Energy" (nachstehend auch kurz "DNV GL" genannt) mit der ef.Ruhr GmbH als Unterauftragnehmer.

² Diese Ergebnisse konnten für verschiedene Variantenrechnungen bestätigt werden, z. B. für den Fall von Überlastungen durch Einspeisung von Windkraftanlagen, einer unterschiedlichen Anlastung von Netznutzungsentgelten, geringere Kompensationszahlung für die Abregelung von PV-Anlagen, den Einsatz von Solarstromspeichern oder den Einsatz von Power-to-Gas Anlagen. Zudem wurde aufgezeigt, dass für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu Alternativmassnahmen, die Speicherkosten gegenüber den heutigen Werten (Annahme: 2.500 €/kWh für ein 4h-System) um ca. 90 % sinken müssen.



Grunde gelegt wird. Diese resultiert jedoch wesentlich aus der Bereitstellung von Regelleistung und nur sehr begrenzt aus dem netzdienlichen Speichereinsatz zur Vermeidung von Netzausbau. *Somit stellt auch ein kombinierter netzdienlicher und marktorientierter Speicherbetrieb in fast allen Fällen unter den bis zum Jahr 2035 prognostizierten Speicherkosten für die Schweiz keine wirtschaftliche Alternative zu den anderen Handlungsalternativen im Netz dar (wie bspw. Einspeisemanagement oder (intelligenter) Netzausbau).*³ Es ergeben sich für einen kombinierten (netzdienlichen und marktorientierten) Speicherbetrieb zudem erhebliche Risiken in Betrieb und in der langfristigen Entwicklung der Netzbelastung. Die Planbarkeit des Speicherbetriebs ist erheblich komplizierter, denn der zeitliche Speichereinsatz ist nicht oder nur schwer prognostizierbar. Dies wiederum bildet einen starken Hinderungsgrund für Kombinationen mit anderen Anwendungen und erschwert letztlich eine praktische Umsetzung kombinierter Anwendungen erheblich.

Neben dem marktorientierten Betrieb wird auch die Nutzung des Speichersystems zur Reduktion der Netzkosten von vorgelagerten Netzbetreibern und der an überlagerte Netzbetreiber zu zahlenden Netzentgelte analysiert (Kapitel 2.4). Hierbei zeigt sich, dass sich die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen in Kombination mit einer Reduktion der Netzentgelte für den individuellen Netzbetreiber als Vorteilhaft herausstellen kann. Kurzfristig führt dies jedoch lediglich zu einer Umverteilung der Netzentgelte auf andere Netzbetreiber und deren Netzkunden. Langfristig ist es hingegen möglich, dass Netzkosten in der überlagerten Netzebene eingespart werden können. Dieser Effekt ist jedoch stark von den individuellen Versorgungsaufgaben der betreffenden, vorgelagerten Netze abhängig und wurde in dieser Untersuchung nicht umfassend quantifiziert.

Regulatorische Fragestellungen bei Speichereinsatz durch Netzbetreiber

Bei der Analyse der regulatorischen Fragestellungen im Zusammenhang mit dem netzdienlichen Einsatz dezentraler Speicher im Eigentum des Netzbetreibers (Kapitel 3), kann gezeigt werden, dass dieser aus regulatorischer Sicht einige Gemeinsamkeiten mit konventionellem Netzausbau und den „traditionellen“ Aufgaben eines Netzbetreibers aufweist (Kapitel 3.1). So können verschiedene Aspekte von Investitionen in und den Betrieb von netzeigenen Speichern regulatorisch lediglich als der Einsatz eines anderen Netzbetriebsmittels bewertet werden (Speicher anstelle von Kabeln, Freileitungen und Transformatoren). In diesem Sinne unterscheidet sich ein Teil der mit dem Speichereinsatz verbundenen regulatorischen Fragestellungen nicht von grundsätzlichen Fragestellungen innerhalb des allgemeinen Regulierungsmodells.

Der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern durch Netzbetreiber unterscheidet sich durch die notwendigerweise mit der Ein- und Ausspeicherung verbundenen Markttransaktionen jedoch auch signifikant von konventionellem Netzausbau (Kapitel 3.2). Dadurch, dass der Netzbetreiber über den Einsatz von Speichern Netz- und Marktaktivitäten verbindet, ergeben sich für den Netzbetreiber potentiell zusätzliche Anreize für Quersubventionen (zwischen Netz und wettbewerblichen Geschäftsbereichen) und für die Diskriminierung von konkurrierenden Unternehmen. Zudem stellen sich Fragen hinsichtlich der Effizienz bei der Bewirtschaftung des Speichers, sowie der regulatorischen Handhabung der dabei eingesetzten Speicherenergie.

Stromspeicher und insbesondere netzdienliche Speicher werden in den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen der Schweiz nicht definiert bzw. erwähnt (Kapitel 3.3). Insgesamt ist aufgrund fehlender regulatorische Vorgaben in der Schweiz so derzeit unbeantwortet, ob ein Einsatz netzeigener

³ Dies umso mehr, als dass bei den gegenwärtig teilweise noch recht hohen Preisen für Primärregelleistung, kurz- bis mittelfristig ein zunehmender Einsatz von Stromspeichern auf dem Markt für Primärregelleistung zu erwarten ist. Dies hat zur Folge, dass für den hier analysierten Zeitraum bis 2035, bei sinkenden Speicherkosten von deutlich sinkenden Preisen für Primärregelleistung auszugehen ist. Im Ergebnis sind so zukünftig auch geringere Erlöse aus dem kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Speicherbetrieb zu erwarten.

dezentraler Speicher in der Schweiz im Verteilnetz möglich oder auszuschliessen ist und ob die damit verbundenen Aufwände den Netzkosten angelastet werden könnten.

Auch auf Europäischer Ebene sind Stromspeicher bisher ebenfalls nicht als eigene Marktrolle definiert und in der grundlegenden Strommarktrichtlinie 2009/72/EG⁴ auch nicht explizit erwähnt. Entsprechend existieren auf EU-Ebene bisher keine expliziten Festlegungen zum Einsatz dezentraler Speicher durch Netzbetreiber. Auch auf nationaler Ebene wurde der netzdienliche Einsatz von netzeigenen Speichern bisher nur in einzelnen Ländern im Rahmen von Pilotprojekten realisiert. Allerdings ist auch hier häufig nicht geklärt, wie der operative Speicherbetrieb durch den Netzbetreiber praktisch umgesetzt werden soll und wie die Wechselwirkungen mit wettbewerblichen Segmenten bei der Beschaffung und dem Verkauf von Speicherenergie (einschliesslich der Allokation von Speicherkosten und -erlösen) adressiert werden. Eine Änderung hinsichtlich des Speichereinsatzes durch Netzbetreiber wäre mit einer Umsetzung der aktuellen Vorschläge der EU-Kommission zu einer Anpassung der europäischen Gesetzgebung verbunden, welche das Eigentum und den Betrieb netzeigener Speicher zugunsten einer marktlichen Kontrahierung von Speicherdienstleistungen von Dritten weitgehend einschränken würden.

Als weiterer Aspekt kommt hinzu, dass für die Schweiz neu der Zugriff auf Flexibilität reguliert werden soll. Dies erfolgt bereits im Rahmen der Energiestrategie 2050 und wird in Zukunft noch ausgebaut. Dabei geht es um Vorgaben für die Kontrahierung und Aktivierung von Flexibilität von Dritten durch Netzbetreiber (Demand Response, Einspeisemanagement oder Speicher). Hierbei werden unterschiedliche Anwendungsfälle berücksichtigt; so kann Flexibilität für marktliche Zwecke (SDL, etc.) und zur Vermeidung kritischer Netzzustände verwendet werden (Kapitel 3.4). Insbesondere diese sind *streng* zu unterscheiden, weshalb die vorgesehene Regulierung eine Koordination zwischen Netz und Marktgeschehen vorsieht. Um Komplementaritäten zwischen dem Flexibilitätsmodell und dem Einsatz netzeigener Speicher zu ermöglichen und ineffiziente Substitutionen zu vermeiden, ist es essentiell, regulatorische Vorgaben zum Einsatz bzw. der Einsatzreihenfolge alternativer Massnahmen zu treffen.

Regulierung dezentraler Speicher im Eigentum des Netzbetreibers – Handlungsempfehlungen für die Schweiz

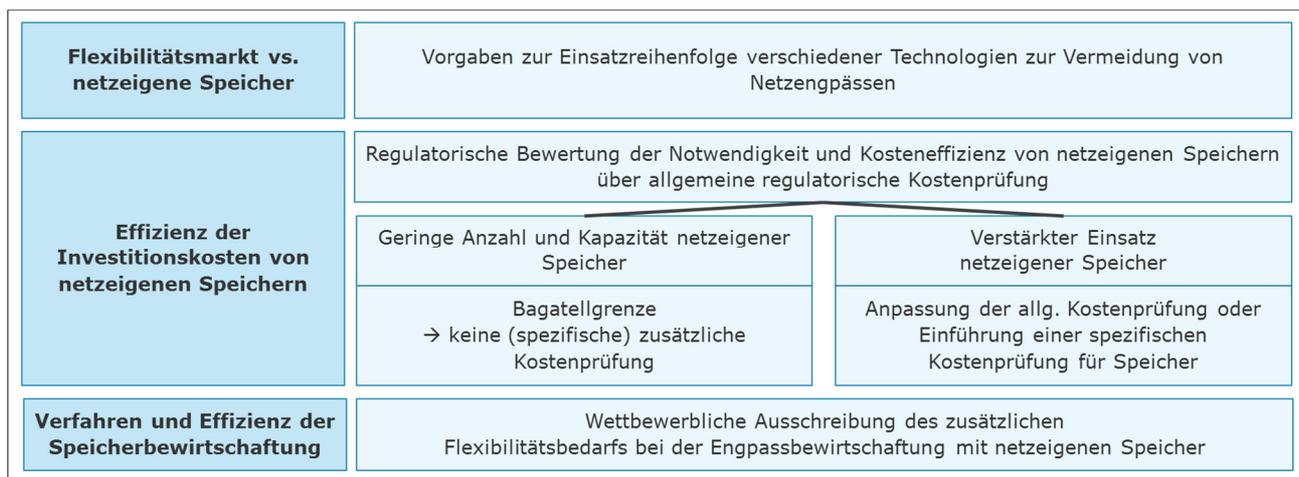


Abbildung M1: Übersicht der zentralen Handlungsempfehlungen für die Regulierung von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers

⁴ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG

Vorgaben zur Einsatzreihenfolge

Zum diskriminierungsfreien Einsatz des Flexibilitätsmodells und netzeigener Speicher, sowie zur Sicherstellung der Kosteneffizienz sollte es dem Netzbetreiber nur ermöglicht werden in netzeigene Speicher zu investieren, wenn dieser dokumentieren kann, dass in seinem Netz die Einführung und der Einsatz eines Flexibilitätsmodells mit höheren Kosten als Alternativmassnahmen verbunden wäre, über wettbewerbliche Verfahren keine oder nicht hinreichende Flexibilität zur Behebung eines einzelnen lokalen Netzengpasses verfügbar ist, und der Einsatz netzeigener Speicher in seinem Netz kostengünstiger als Netzausbau ist (Kapitel 4.1: Vorgaben zur Einsatzreihenfolge verschiedener technologischer Optionen zur Engpassvermeidung).

Bewertung und Überprüfung der Speicherkosten

Erfolgt die Anschaffung und die Bewirtschaftung des Speichers durch den Netzbetreiber sollte im Hinblick auf die Gemeinsamkeiten mit konventionellen Netzausbau die regulatorische Bewertung der Notwendigkeit und der Kosteneffizienz von Investitionen in netzeigene Speicher primär über die allgemeine regulatorische Kostenprüfung erfolgen. Analysen aus anderen Studien sprechen dafür, dass die gegenwärtige Kostenprüfung nicht hinreichende Effizianreize setzt. Ist eine Anpassung der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz (wie bspw. der Übergang zu einer umfassenden Kostenprüfung im Rahmen eines Anreizregulierungsmodells) nicht umsetzbar oder gewünscht,⁵ könnte als zweitbeste Lösung auch eine ergänzende spezifische Kostenprüfung für Speicherkosten erwogen werden (Kapitel 4.2).

Spezifische regulatorische Massnahmen zur ex-ante Bewertung von Speicherkosten sollten entsprechende Nachweise des Netzbetreibers zur Prüfung alternativer Massnahmen zur Engpassvermeidung im Rahmen von einheitlichen Netzplanungsgrundsätzen und Mehrjahresplänen oder Verteilnetzentwicklungsplänen umfassen. In den Verteilnetzentwicklungsplänen wäre hierzu entsprechend von dem Netzbetreiber auf Basis der Netzplanungsgrundsätze zu dokumentieren, welche Bedarfe für zusätzliche Netzkapazitäten bestehen, welche alternativen Massnahmen für diese grundsätzlich in Frage kommen und welche von dem Netzbetreiber auf Basis welcher Kriterien gewählt wurden. Die Verteilnetzentwicklungspläne sollten dann zusammen mit den Netzplanungsgrundsätzen der ElCom vorgelegt und von dieser geprüft und genehmigt werden. Der Nachweis der Prüfung alternativer Massnahmen zur Engpassvermeidung im Rahmen von Netzentwicklungsplänen könnte auch zusätzlich zur allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung eingeführt werden.

Die Anwendung einer spezifischen ex-ante Bewertung von Speicherkosten im Einzelfall, also auf Grund der Mehrjahrespläne und Netzplanungsgrundsätze, könnte – u. a. im Hinblick auf die administrativen Kosten – dahingehend eingegrenzt werden, dass diese erst ab überschreiten einer Bagatellgrenze zur Anwendung kommen würde. Bis zu dieser Grenze, welchen bspw. anhand der Anzahl und des Umfangs netzeigener Speicher von der ElCom definiert werden könnte, würden die Kosten von netzeigenen Speichern ausschliesslich im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung der Netzbetreiber überprüft. Erst bei einem Überschreiten der Bagatellgrenze sollte eine umfassendere Kostenprüfung erfolgen.

Vorgaben zur Allokation von Speichererlösen und Kosten bei Bewirtschaftung des Speichers durch den Netzbetreiber

⁵ Mögliche Anpassung der aktuellen allgemeinen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz, wie sie auch für die Sicherstellung von Kosteneffizienz bei konventionellen Netzausbau zur Anwendung kommen, sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie und werden daher im Folgenden nicht weiter adressiert.



Bei der Bewirtschaftung netzeigener Speichers durch den Netzbetreiber sind explizite regulatorische Festlegungen zur Allokation von Kosten und Erlösen zu treffen (Kapitel 4.4: Allokation von Erlösen und Kosten von Speichern). Derartige regulatorische Festlegungen könnten bspw. vorsehen, dass sämtliche Kosten und Erlöse aus dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz eines netzeigenen Speichers dem Netz zuzurechnen sind. Diskriminierende Quersubventionen zwischen regulierten und wettbewerblichen Geschäftsbereichen könnten in diesem Falle weitgehend ausgeschlossen werden, jedoch wären bei dieser Option möglicherweise Kostenineffizienzen in Kauf zu nehmen.

Delegation der Speicherbewirtschaftung an einen Dritten

Die Bewirtschaftung des netzeigenen Speichers kann an einen Dritten delegiert werden. Hierbei entfallen alle Fragestellungen bzgl. der Allokation von Kosten und Erlösen. Erfolgt die Bewirtschaftung eines Speichers durch einen Dritten, so werden die Speicherkosten (Investitions- und Betriebskosten für operativen Betrieb, Wartung und Instandhaltung) primär beim Netzbetreiber verbucht, während die Speichererlöse zunächst bei dem Dritten anfallen, wofür dieser den Netzbetreiber mit einer Zahlung entschädigt. Die Allokation einzelner Kosten und Erlöspositionen würde in diesem Fall nicht mehr nur durch den Netzbetreiber, sondern über die vertraglichen Konditionen mit dem Dritten erfolgen. Die Speicherkosten des Netzbetreibers, sowie die Zahlungen des Netzbetreibers an den Dritten gehen in die regulatorische Kostenbasis des Netzbetreibers ein und unterliegen dann der regulatorischen Kostenprüfung der ECom. Spezifische Vorgaben für die Allokation von Speicherkosten und -erlösen aus einem kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Einsatz einer Speicheranlage sind in diesem Fall nicht notwendig.

Die Delegation der Bewirtschaftung eines netzeigenen Speichers an einen unabhängigen Flexibilitätsdienstleister erscheint am vorteilhaftesten (Kapitel 4.3: Verfahren bei der Beschaffung und Vermarktung von Speicherenergie). Dies hätte zum einen den Vorteil, dass der Netzbetreiber nicht selbst eine entsprechende Abteilung bzw. Personal zum Einkauf und Vermarktung von Speicherenergie vorhalten müsste. Zum anderen könnte der Flexibilitätsdienstleister über die Integration der Speicherenergie in ein Portfolio, verschiedene Instrumente (wie eigene Flexibilität, Intraday-Markt, Aussteuern der eigenen Bilanzgruppe zur Vermeidung von Ausgleichsenergie, oder ähnliches) nutzen, und so die spezifischen Kosten der Systemintegration der Speicherenergiemengen senken. Die Delegation an einen Dritten sollte dabei über eine wettbewerbliche Ausschreibung unter Angabe der expliziten oder impliziten Anforderungen an den zu erwartenden Speichereinsatz (Ort, Speichermengen, Häufigkeit, Zeitpunkt) durch den VNB erfolgen. Eine Verpflichtung für Netzbetreiber netzdienlich eingesetzte eigene Speicher über eine wettbewerbliche Ausschreibung zu kontrahieren, sowie das dabei anzuwendende Verfahren sollten regulatorisch (bspw. durch die ECom) festgelegt und die Ergebnisse der Ausschreibung durch den Netzbetreiber veröffentlicht werden.

Weitere, grundlegende Anpassungen der Rahmenbedingungen für Speicher

Auf Basis der in dieser Studie durchgeführten Analysen können zudem weitere grundlegende Empfehlung zur Speicherregulierung in der Schweiz gegeben werden. So sollte über entsprechende regulatorische Festlegungen und Erweiterungen bzw. Anpassungen der Branchendokumente klar geregelt werden, ob und unter welchen Bedingungen es Netzbetreibern in der Schweiz grundsätzlich erlaubt ist, eigene Speicher zu betreiben. Dies sollte eine Auflistung von Typen netzdienlicher Anwendungsfällen für Speicher umfassen, die potentiell (sofern effizient) den Netzkosten zugerechnet werden können. Zur Verbesserung der Transparenz von Speicherkosten und -erlösen sollte des Weiteren die Einführung einer zusätzlichen Zeile im Erhebungsbogen erfolgen, in der die direkt zurechenbaren Kosten (und Erlöse) von netzeigenen Speichern ausgewiesen werden müssen. Insofern netzdienliche Speicher mit begrenzten zusätzlichen Kosten vor Ende ihrer technischen Nutzungsdauer an anderer Stelle eingesetzt bzw. verkauft werden



können – oder ausschliesslich marktorientiert eingesetzt werden können – sollten die Restwerte des Speichers in der regulatorischen Kostenbasis berücksichtigt werden. Insgesamt würde eine allgemeine regulatorische Definition von (dezentralen) Stromspeichern, die diese als eigenständige Marktrolle (und nicht entweder als Erzeuger oder Verbraucher) auffasst – wie dies bereits gängige Praxis für Gasspeicher ist – die regulatorische Handhabung von Speichern erleichtern und daher ebenfalls als vorteilhaft angesehen werden.

BRÈVE SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE

Dans un contexte où les injections d'énergies renouvelables décentralisées se multiplient en Suisse, avec pour éventuelle conséquence des congestions de réseaux due à la production d'électricité et à la tension, l'OFEN a mandaté le groupe KEMA Consulting GmbH⁶ de mener une étude pour analyser les avantages potentiels d'un accumulateur décentralisé pour un gestionnaire de réseau. Il est particulièrement intéressant d'étudier dans quelle mesure un accumulateur peut contribuer à la création de capacités de réseau. Dans la mesure où les avantages l'emportent sur les coûts, l'objectif de cette étude est d'établir comment une réglementation pertinente des accumulateurs détenus par des opérateurs réseaux pourrait être envisagée. Cette étude vise à mener une analyse et une évaluation fondamentales des diverses options permettant une utilisation des accumulateurs décentralisés par les opérateurs réseaux ainsi qu'à apporter des réponses aux questions et d'éventuelles solutions d'ordre réglementaire. Une attention toute particulière est portée à l'analyse quantitative dans le contexte des problématiques réglementaires.

Cas d'application et évaluation économique des accumulateurs décentralisés

Au début de la partie analytique des plans technique et économique (chapitre 2.1), les applications actuelles et à venir du côté du réseau et du marché sont identifiées pour les accumulateurs des réseaux de distribution. Ainsi, les accumulateurs d'électricité, visant d'une part à prévenir l'extension du réseau (dans les réseaux propres et en amont), peuvent aussi être utilisés pour différents types de services systèmes et pour servir les intérêts du consommateur final. Ces combinaisons d'applications sont rassemblées à partir des exigences individuelles techniques et opérationnelles de chaque application. Il apparaît que les mesures visant à prévenir l'extension du réseau par l'utilisation d'un accumulateur peuvent s'avérer pertinentes à l'avenir pour les gestionnaires de réseau.

Pour évaluer cette combinaison d'applications sur le plan économique, il convient tout d'abord d'étudier la rentabilité des systèmes de stockage avec pour seules mesures appliquées à la prévention de l'extension du réseau (chapitre 2.2). Par ailleurs, sont analysés, pour les différentes configurations de réseau en basse et moyenne tension et les diverses situations de surcharge par des installations photovoltaïques, les coûts de construction par le déploiement du réseau conventionnel, le réglage, le stockage d'énergie par batterie et d'autres actions innovantes. La comparaison des coûts montre que, dans ce cas d'application – également dans un contexte de dégression du coût des batteries attendue d'ici à 2035 – les accumulateurs ne peuvent concurrencer les mesures actuelles et engendrent des coûts sensiblement plus importants.⁷

Dans cette application, les systèmes de stockage accusent cependant des temps d'arrêt élevés de sorte que cette application peut en outre être associée, d'un point de vue technique, à la participation au marché de puissance de réglage et de l'énergie. Pour analyser ces combinaisons d'applications (chapitre 2.3), la participation additionnelle au marché est ensuite analysée. A cet égard, on constate qu'une simple participation sur le marché de l'énergie ne suffit pas non plus, en cas de changement favorable de la structure des prix en bourse, pour établir la rentabilité de la combinaison d'applications. Seule une participation additionnelle au marché de puissance de réglage (particulièrement pour les performances du réglage primaire) peut entraîner une marge réduite dans quelques cas, même si l'on prend pour base une

⁶ La société KEMA Consulting GmbH opère comme agent du groupe DNV GL sous le nom «DNV GL – Energy» (ci-après «DNV GL») aux côtés de ef.Ruhr GmbH en sa qualité de sous-traitant.

⁷ Ces résultats ont pu être corroborés par différents calculs de variantes, par ex. dans le cas d'une surcharge par l'injection des installations éoliennes, d'une tarification différente pour la rémunération de l'utilisation du réseau, de paiements compensatoires moindres pour le réglage des installations photovoltaïques, de l'exploitation des accumulateurs solaires ou de l'utilisation d'installations Power-to-Gas. En outre, il en ressort que pour la viabilité des accumulateurs d'électricité en comparaison aux mesures alternatives, les coûts de stockage doivent chuter d'environ 90% par rapport aux valeurs actuelles (hypothèse : 2'500€/kWh pour un système de 4h).



érosion des prix due à l'augmentation des différentes options de stockage (développement de l'offre). Celle-ci résulte de manière considérable de la mobilisation de la puissance de réglage et seulement de façon très limitée de l'utilisation des accumulateurs réseau pour prévenir l'extension du réseau. *Par conséquent, une exploitation combinée des systèmes de stockage fondée sur le marché et sur le réseau ne constitue pas une alternative économique inférieure aux frais de stockage pronostiqués d'ici à 2035 pour la Suisse par rapport aux alternatives d'action sur le réseau (comme p. ex. la gestion de l'injection ou l'extension (intelligente) du réseau).*⁸ Cela implique pour l'exploitation combinée (réseau et marché) des systèmes de stockage d'autres risques considérables d'exploitation et de développement à long terme de la charge du réseau. La prédictibilité de l'exploitation des systèmes de stockage est extrêmement compliquée, car l'utilisation d'accumulateurs dans le temps n'est pas ou difficilement prévisible. Cela à l'inverse représente un réel obstacle pour les combinaisons avec d'autres applications et entrave considérablement à terme une exécution pratique des applications combinées.

Outre l'exploitation orientée marché, l'utilisation du système de stockage est aussi analysée pour réduire les coûts du réseau des gestionnaires en amont et superposés dans la tarification du réseau (chapitre 2.4). Il apparaît que les mesures visant à prévenir l'extension du réseau combinées à une réduction de la tarification du réseau pour les gestionnaires individuels peut s'avérer avantageuses. Sur le court terme, cela entraîne cependant seulement une redistribution des recettes d'utilisation du réseau vers d'autres gestionnaires et leurs clients finaux. Sur le long terme, il est par contre possible que des coûts du réseau puissent être économisés dans les niveaux superposés. Cet effet dépend néanmoins fortement des tâches d'approvisionnement individuelles des réseaux concernés en amont et n'a pas été quantifié en détail dans cette étude.

Problématiques réglementaires pour l'utilisation d'accumulateurs par le gestionnaire de réseau

Dans l'analyse de la problématique réglementaire en rapport avec l'utilisation réseau de l'accumulateur décentralisé détenu par le gestionnaire de réseau (chapitre 3), il peut être montré que celle-ci présente d'un point de vue réglementaire certaines similitudes avec l'extension du réseau conventionnel et les tâches «traditionnelles» d'un gestionnaire de réseau (chapitre 3.1). Différents aspects de l'investissement et de l'exploitation des accumulateurs réseau peuvent être évalués comme l'utilisation d'une autre ressource de réseau (accumulateur au lieu de câbles, lignes électriques et transformateurs). En ce sens, une partie de la problématique réglementaire en lien avec l'utilisation des accumulateurs ne se distingue pas des problématiques fondamentales au sein du modèle réglementaire général.

L'utilisation réseau d'accumulateurs d'électricité par le gestionnaire de réseau se différencie par contre de façon significative du développement conventionnel du réseau, de par les opérations de marché nécessairement liées au stockage et au déstockage (chapitre 3.2). Le fait que le gestionnaire de réseau raccorde les opérations de marché et réseau par l'utilisation d'accumulateurs se traduit éventuellement par d'autres incitations aux subventions croisées et à la discrimination des entreprises concurrentes aux gestionnaires de réseau (entre les domaines d'activité concurrentiels et réseau). Par ailleurs, des questions relatives à l'efficacité de la gestion de l'accumulateur se posent, tout comme à propos de la gestion réglementaire de l'énergie de stockage utilisée à cet effet.

L'accumulateur d'électricité et notamment l'accumulateur réseau n'est pas défini ni mentionné dans le cadre réglementaire actuellement en vigueur en Suisse (chapitre 3.3). Dans l'ensemble, du fait de

⁸ Et ce d'autant plus qu'en cas de prix actuellement encore relativement élevés pour la puissance de réglage primaire, une utilisation croissante d'accumulateurs d'électricité est attendue à court et moyen termes sur le marché de la puissance de réglage primaire. Pour la période ici analysée d'ici à 2035, cela pourrait avoir pour effet, en cas de chute des coûts de stockage, une chute des prix pour la puissance de réglage primaire. En conséquence, on peut s'attendre à des recettes plus faibles à l'avenir de la part de l'exploitation des systèmes de stockage combinés réseau et marché.

l'absence de directives réglementaires en Suisse, le fait de savoir si l'utilisation d'un accumulateur décentralisé propre au réseau en Suisse est possible dans le réseau de distribution ou est à exclure et si les charges requises pourraient être ajoutées aux coûts de réseaux, reste encore à ce jour sans réponse.

Il en va de même au niveau européen, puisque les accumulateurs d'électricité ne sont jusqu'à présent ni définis comme propres rôles du marché ni mentionnés plus explicitement dans la directive fondamentale du marché de l'électricité 2009/72/CE⁹. En conséquence, il n'existe à ce jour au niveau européen aucune définition explicite du recours aux accumulateurs décentralisés par le gestionnaire de réseau. A l'échelle nationale également, l'utilisation réseau d'accumulateurs propres au réseau n'a été jusqu'ici réalisée que dans quelques régions dans le cadre de projets pilotes. Toutefois, il n'a pas encore été déterminé comment le gestionnaire de réseau doit mettre en œuvre l'exploitation opérationnelle d'accumulateurs et comment adresser les interactions avec les segments concurrentiels pour la production et la vente d'énergie de stockage (y compris l'allocation des coûts et recettes de stockage). Un changement concernant l'utilisation d'accumulateurs par le gestionnaire de réseau serait avec la mise en œuvre des propositions actuelles de la commission européenne assortie à une adaptation de la législation européenne, qui limiterait largement la détention et l'utilisation d'accumulateurs propres au réseau en faveur d'un contrat commercial de performances des systèmes de stockage par des tiers.

Un autre aspect est la réglementation de l'accès à la flexibilité en Suisse. Cela existe déjà dans le cadre la stratégie énergétique 2050 et va encore se développer à l'avenir. Il s'agit en l'occurrence de directives pour le contrat et l'activation de la flexibilité de tiers par le gestionnaire de réseau (Demand Response, gestion de l'injection ou système de stockage). Ce faisant, différents cas d'application sont pris en considération ; ainsi, la flexibilité peut être utilisée à des fins commerciales (SDL, etc.) ou en vue d'éviter des états critiques du réseau (chapitre 3.43.4). Ceux-ci sont particulièrement *difficiles* à dissocier, c'est pourquoi la réglementation prévue envisage une coordination entre le réseau et l'évolution du marché. Afin de permettre des complémentarités entre le modèle de flexibilité et l'utilisation d'un accumulateur propre au réseau ainsi que d'éviter des substitutions inefficaces, il est essentiel de mettre en œuvre des directives réglementaires pour l'utilisation ou bien l'ordre d'activation de mesures alternatives.

Réglementation des accumulateurs décentralisés détenus par le gestionnaire de réseau – Mesures recommandées pour la Suisse

Marché de la flexibilité vs accumulateur propre au réseau	Directives sur l'ordre d'activation des différentes technologies visant à prévenir la congestion du réseau	
Efficacité des coûts d'investissement des accumulateurs propres au réseau	Évaluation d'ordre réglementaire de la nécessité et de la rentabilité des accumulateurs propres au réseau par l'examen général réglementaire des coûts.	
	Faible nombre et capacité des accumulateurs propres au réseau	Utilisation accrue des accumulateurs propres au réseau
	Seuil minimal → aucun examen (spécifique) supplémentaire des coûts	Adaptation de l'examen gén. des coûts ou introduction d'un examen spécifique des coûts pour les accumulateurs
Procédure et efficacité de la gestion des accumulateurs	Appel d'offres concurrentiel du besoin en flexibilité additionnelle dans la gestion de la congestion avec des accumulateurs propres au réseau	

Figure M1 : Aperçu des mesures principales recommandées pour la réglementation des accumulateurs décentralisés détenus par un gestionnaire de réseau

⁹ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil, du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

Directives pour l'ordre d'activation

Pour l'utilisation non discriminatoire du modèle de flexibilité et d'accumulateurs propres au réseau, ainsi que la garantie de rentabilité, le gestionnaire de réseau devrait pouvoir investir dans un accumulateur propre au réseau seulement si celui-ci peut justifier que l'introduction et l'utilisation d'un modèle de flexibilité dans son réseau seraient exposées à des coûts plus élevés comme mesures alternatives, qu'aucune flexibilité ou aucune flexibilité suffisante pour faire face à la congestion locale n'est disponible via les procédures concurrentielles et que l'utilisation d'un accumulateur propre au réseau est plus abordable dans son réseau que l'extension de celui-ci (chapitre 4.1: directives sur l'ordre d'activation de diverses options technologiques pour réduire la congestion).

Evaluation et vérification des coûts de stockage

Si l'acquisition et la gestion de l'accumulateur sont opérées par le gestionnaire de réseau, l'évaluation réglementaire de la nécessité et de la rentabilité des investissements dans l'accumulateur propre au réseau devrait, compte tenu des similitudes avec le développement conventionnel du réseau, être intervenir surtout via l'examen général réglementaire des coûts. Les indicateurs montrent que ces mesures incitatives ne sont pas suffisantes. Si une adaptation de l'examen général réglementaire des coûts en Suisse (comme par ex. la transition à un examen des coûts complet dans le cadre du modèle de régulation incitative) n'est pas applicable ou souhaitée,¹⁰ un examen spécifique supplémentaire pourrait être envisagé comme deuxième meilleure solution pour les coûts de stockage (chapitre 4.2: évaluation et vérification des coûts de stockage).

Des mesures réglementaires spécifiques pour l'évaluation ex ante des coûts de stockage devraient inclure des preuves pertinentes du gestionnaire de réseau pour contrôler les mesures alternatives visant à faire face à la congestion, dans le cadre de principes de planification du réseau uniformes et de plans pluriannuels ou de plans d'extension du réseau de distribution. Dans les plans d'extension du réseau de distribution, il faudrait que le gestionnaire de réseau documente, sur la base des principes de planification du réseau, les besoins existants en matière de capacités de réseau additionnelles, les mesures alternatives qui entrent principalement en ligne de compte et les critères sur lesquels le choix du gestionnaire de réseau s'est basé. Les plans d'extension du réseau de distribution devraient ensuite être soumis à l'EiCom conjointement aux principes de planification du réseau et ainsi contrôlés puis approuvés. L'attestation de l'examen des mesures alternatives visant à prévenir la congestion dans le cadre des plans de planification du réseau pourrait aussi être prescrite, en plus de l'examen général des coûts de nature réglementaire (par ex. dans le cadre d'une réglementation des mesures incitatives).

L'application au cas par cas d'une évaluation spécifique ex ante des coûts de stockage pourrait donc, sur la base des plans pluriannuels et des plans de planification du réseau – entre autres compte tenu des coûts administratifs – être limitée, de façon à ce que celle-ci soit appliquée dès que celle-ci dépasse un seuil minimal. Jusqu'à cette limite, qui par ex. pourrait être définie par l'EiCom selon le nombre et le volume d'accumulateurs propres au réseau, les coûts des accumulateurs propres au réseau seraient réexaminés exclusivement dans le cadre de l'examen général réglementaire des coûts du gestionnaire de réseau. Ce n'est qu'une fois le seuil minimal dépassé que le contrôle des coûts devrait être opéré.

Directives pour l'allocation des recettes et des coûts dans la gestion de l'accumulateur par le gestionnaire de réseau

¹⁰ L'adaptation possible du cadre réglementaire actuel en Suisse, tel que mis en œuvre pour garantir la rentabilité des coûts pour le développement conventionnel du réseau, ne fait cependant pas l'objet de cette étude et sera pas adressée davantage par la suite.



Il s'agit notamment de définir des spécifications réglementaires explicites à l'allocation des coûts et recettes (chapitre 4.4: allocation des recettes et coûts des accumulateurs). Des spécifications réglementaires de la sorte pourraient prévoir d'imputer au réseau l'ensemble des coûts et recettes de l'utilisation d'un accumulateur propre au réseau fondé sur le marché et le réseau. Des subventions croisées discriminatoires entre des domaines d'activité réglementés et concurrentiels pourraient dans ce cas précis être largement exclues, toutefois cette option pourrait impliquer une inefficacité au niveau des coûts.

Délégation de la gestion d'accumulateurs à un tiers

La gestion de l'accumulateur peut être déléguée à un tiers. Dans ce cas, toutes les problématiques d'allocation des coûts et recettes disparaissent. La gestion d'un accumulateur opérée par un tiers implique d'imputer les coûts de stockage (coûts d'investissement et d'exploitation pour le fonctionnement opérationnel, l'entretien et la maintenance) principalement au gestionnaire de réseau, alors que les recettes reviennent au tiers qui indemnise quant à lui le gestionnaire de réseau. Dans ce cas, l'allocation des différents coûts et charges ne se ferait plus seulement via le gestionnaire de réseau mais via les conditions contractuelles convenues avec le tiers. Les coûts de stockage du gestionnaire de réseau ainsi que les versements du gestionnaire au tiers entrent dans la base de coûts réglementaires du gestionnaire de réseau et sont ensuite soumis à l'examen des coûts réglementaire de l'EiCom. Des directives spécifiques à l'allocation des coûts et recettes de stockage à partir d'une utilisation fondée sur le marché et le réseau combinée d'une installation de stockage ne sont dans ce cas pas nécessaires.

Déléguer la gestion d'un accumulateur propre au réseau à un prestataire de flexibilité indépendant est considérée comme la solution la plus favorable (chapitre 4.3: procédure de gestion et de commercialisation de l'énergie stockée). Cela a premièrement l'avantage que le gestionnaire de réseau ne doit pas lui-même entretenir le service correspondant ou le personnel d'achat et de commercialisation de l'énergie stockée. D'autre part, le prestataire de flexibilité pourrait utiliser divers instruments (comme la flexibilité propre, le marché inter-journalier, la commande du groupe bilan propre pour éviter l'énergie d'ajustement ou autres) via l'intégration de l'énergie stockée dans un portefeuille, et faire ainsi chuter les prix spécifiques à l'intégration au système des quantités d'énergie stockée. La délégation à un tiers devrait intervenir via un appel d'offres concurrentiel indiquant les exigences explicites et implicites de l'utilisation des accumulateurs auxquelles s'attendre (lieu, quantité de stockage, fréquence, moment donné) via le GRD. Une obligation du gestionnaire de réseau de contracter son propre accumulateur utilisé en réseau via un appel d'offres concurrentiel et de fixer les procédures ainsi utilisées devrait être spécifiée de manière réglementaire (par ex. via l'EiCom) et les résultats de l'appel d'offres devraient être publiés via le gestionnaire de réseau.

Autres adaptations fondamentales des conditions-cadres pour l'accumulateur

Sur la base des analyses conduites lors de cette étude, d'autres recommandations fondamentales peuvent être formulées pour la réglementation des accumulateurs en Suisse. Ainsi, les documents de la branche devraient être clairement étendus ou adaptés de manière réglementaire, mentionnant si et dans quelles conditions les gestionnaires de réseau sont autorisés à exploiter leur propre accumulateur. Cela devrait comprendre une liste des types de cas d'applications réseau pour accumulateurs, potentiellement (si efficace) imputables aux coûts de réseau. Pour améliorer la transparence des coûts et recettes des accumulateurs, l'introduction d'une ligne supplémentaire devrait en outre intervenir dans le formulaire de saisie dans lequel doivent être indiqués les coûts directement imputables (et les recettes) des accumulateurs réseau. Dans la mesure où les accumulateurs réseau peuvent être exploités voire vendus à un autre point à des coûts additionnels limités avant la fin de leur vie technique – ou exclusivement exploités sur le marché – les valeurs résiduelles de l'accumulateur devraient être prises en compte dans la base réglementaire des coûts. Dans l'ensemble, une définition réglementaire générale des



accumulateurs d'électricité (décentralisés), qui les perçoit comme des rôles autonomes du marché (et non comme un producteur ou un consommateur) – tels que déjà très répandu avec les accumulateurs de gaz – faciliterait la manipulation réglementaire des accumulateurs et serait ainsi considérée comme avantageuse.

1 EINLEITUNG UND HINTERGRUND

Gegenwärtig bereitet das Bundesamt für Energie (BFE) eine Revision des Schweizer Stromversorgungsgesetzes (StromVG) vor. Dies erfolgt vor dem Hintergrund des ersten Massnahmenpaktes der Energiestrategie 2050. Die Energiestrategie 2050 legt Ziele für den schrittweisen Umbau der Schweizer Stromversorgung bis 2050 fest. Vor allem der vorgesehene Ausbau dezentraler Energieanlagen wird die Erzeugungsstruktur nachhaltig verändern. In Folge der Umsetzung sind eine Veränderung der Marktstrukturen und der Belastungsmuster in den Verteilnetzen und im Übertragungsnetz zu erwarten. Hierbei ergeben sich insbesondere für die Transport- und Verteilnetzbetreiber neue Herausforderungen, u. a. durch stark fluktuierende Einspeisung, seltene Last- und Einspeisespitzen sowie zunehmende Eigenerzeugung. Den Herausforderungen stehen allerdings auch neue technische Möglichkeiten gegenüber, die sich u. a. durch intelligente Informations- und Steuerungssysteme, aber auch durch immer günstigere Stromspeicher ergeben.

Vor diesem Hintergrund hat das BFE, die KEMA Consulting GmbH mit der Durchführung einer Studie zu dem Einsatz von dezentralen Stromspeichern durch Netzbetreiber in der Schweiz beauftragt, dessen Ergebnisse in dem vorliegenden Bericht dargestellt werden. In der vorliegenden Studie soll dabei untersucht werden, welche Rolle Stromspeicher im Besitz der Netzbetreiber zur Bewältigung der oben beschriebenen Herausforderungen spielen können, wie diese regulatorisch behandelt werden sollten und in welchem Rahmen eine zusätzliche Vermarktung in den Teilmärkten des Stromsystems möglich sein könnte. Der Fokus dieser Studie liegt dabei gemäss Ausschreibung auf dezentralen Stromspeichern, d. h. auf Speichertechnologien und Anwendungsfällen, die auf unteren Spannungsebenen in den Verteilnetzen zum Einsatz kommen;¹¹ entsprechend werden Anwendungsfälle und regulatorische Fragestellungen von Speichern im Übertragungsnetz (wie bspw. im Zusammenhang mit Pumpspeicherkraftwerken) nicht explizit analysiert.¹² Für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollten jedoch bezüglich des Einsatzes dezentraler netzeigener Speicher, z. B. Batterien, grundsätzlich analoge regulatorische Lösungen wie für Verteilnetzbetreiber gelten, zumindest insofern es sich um wenige dezentrale Speicher geringer Grösse handelt. Ausschlaggebend für eine Entscheidung über den Einsatz netzeigener Speicher durch ÜNB ist, dass einerseits ÜNB tendenziell einen Bedarf für mehr und grössere Speicher als Verteilnetzbetreiber (VNB) aufweisen und damit u. a. das Diskriminierungspotential beim ÜNB deutlich höher ist. Eine Beteiligung von ÜNB an Pumpspeicherkraftwerken oder ähnlich grossen, zentralen Speicheranlagen scheidet kategorisch aufgrund der Entbündelungsproblematik und dem Diskriminierungspotential aus. Die KEMA Consulting GmbH agiert hier als Teil der DNV GL Gruppe unter der Bezeichnung "DNV GL – Energy" (nachstehend auch kurz "DNV GL" genannt) mit der ef.Ruhr GmbH als Unterauftragnehmer.

Der Bericht gliedert sich in die folgenden Abschnitte. Teilkapitel 1.1 erläutert die Aufgabenstellung und das Projektziel; der darauffolgende Abschnitt 1.2 fasst die Ausgangssituation und den Status Quo zu dezentralen Speichern in der Schweiz kurz zusammen.

Kapitel 2 identifiziert und bewertet zunächst die Anwendungsfälle für dezentrale Speicher (2.1). In der Folge werden dann die Kosten und Nutzen eines ausschliesslich netzdienlichen (2.2) und eines ergänzenden marktlichen Einsatzes von dezentralen Speichern anhand einer Modellierung von

¹¹ Sofern im Folgenden der Begriff Netzbetreiber verwendet wird, schliesst dies Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit ein; für Erläuterungen und Ansätze, die nur für das Verteilnetz relevant sind, verwenden wir den Begriff Verteilnetzbetreiber bzw. VNB.

¹² Für den grundsätzlichen Bedarf, die Wirtschaftlichkeit und die Rahmenbedingungen von Stromspeichern, sowie deren Behandlung bei der Erhebung von Netzentgelten verweisen wir insbesondere auf die Studien von DNV GL im Auftrag des BFE zu Energiespeichern [7] und zur Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells [11].



Benchmarknetze der Nieder- und Mittelspannung quantifiziert (2.3). Zudem werden zusätzliche Effekte auf andere Netzbetreiber und Spannungsebenen im Rahmen des Netztarifierungsmodells analysiert (2.4). In einem abschliessenden Abschnitt werden die Ergebnisse des Kapitels zusammengefasst und der volkswirtschaftliche Nutzen des netzdienlichen Einsatzes von Speichern durch den Netzbetreiber dargestellt (2.5).

Die grundsätzlich zu lösenden regulatorischen Fragestellungen im Zusammenhang mit dem Einsatz von dezentralen Speichern durch den Netzbetreiber sind Gegenstand von Kapitel 3. Dabei werden zunächst Gemeinsamkeiten von Investitionen in netzeigenen Speichern und konventionellem Netzausbau im Hinblick auf die regulatorischen Fragestellungen erörtert (3.1). Im Anschluss, werden dann die Auswirkungen der aus regulatorischer Sicht relevanten Unterschiede bzw. Besonderheiten bei dem Einsatz netzeigener Speicher analysiert. So erfordert die Ein- und Ausspeicherung von Energie grundsätzlich Transaktionen auf dem Energiemarkt mit entsprechenden Fragestellungen für die Bilanzierung und Vermarktung von Speicherenergie, sowie die Beschaffung von Ausgleichsenergie. Bei einem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz eines Speichers können zudem Anreize für Quersubventionen zwischen dem Netz und wettbewerblichen Geschäftsbereichen entstehen, deren Relevanz und Auswirkungen in einem separaten Teilkapitel analysiert werden (3.2). Gleichzeitig können beim Einsatz von Speichern durch den Netzbetreiber regulatorische Hindernisse bzw. Herausforderungen im Zusammenhang mit der (notwendigen) Entflechtung von Netzbetreibern entstehen (3.3). Des Weiteren werden die Wechselwirkungen mit Zugriffsrechten des Verteilnetzbetreibers (VNB) an der Schnittstelle Markt-Netz, für welche als primäres Modell zur Bereitstellung der notwendigen Flexibilität im Netz die marktliche Bereitstellung durch Dritte implementiert werden soll (Flexibilitätsmodell), analysiert (3.4). Der letzte Abschnitt des Kapitels fasst den Bedarf für Anpassungen der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz zusammen (3.5).

Im Zentrum von Kapitel 3 steht die Analyse und Bewertung unterschiedlicher Ansätze zur Regulierung von dezentralen Speichern. Hierbei ist zwischen regulatorischen Optionen bei der Einsatzreihenfolge von Speichern und anderen Optionen zur Behebung von Netzengpässen (4.1), der regulatorischen Bewertung und Überprüfung der Speicherkosten (4.2), der Verfahren und Preise bei der Beschaffung und Vermarktung von Speicherenergie (4.3) und der Allokation von Erlösen und Kosten von Speichern (4.4) zu unterscheiden. Die verschiedenen, als vorteilhaft bewerteten, Optionen in den einzelnen regulatorischen Bereichen werden im letzten Abschnitt dieses Kapitels zusammengefasst (4.5).

Kapitel 5 fasst die zentralen Ergebnisse der Studie zusammen und gibt Handlungsempfehlungen zur Implementierung (zusätzlicher) regulatorischer Massnahmen im Hinblick auf die heutige Situation in der Schweiz sowie perspektivisch mit Blick auf 2025.

1.1 Aufgabenstellung und Projektziel

In den kommenden Jahren werden für die Schweiz eine zunehmende Flexibilisierung des Verbrauches und ein weiterer Zubau an erneuerbaren Erzeugungsanlagen erwartet (siehe erstes Massnahmenpakete der Energiestrategie 2050). Dies ist mit Veränderungen der Belastungsmuster in Verteilnetzen und im Übertragungsnetz verbunden. So wird die Einspeisung von erneuerbarer Stromerzeugung vor allem dezentral (auf niedrigeren Spannungsebenen) stark fluktuierend und damit schwerer planbar erfolgen.¹³

¹³ Hinzu kommt eine zunehmende Eigenerzeugung, insbesondere im Bereich der privaten Haushalte.

Aufgrund der stärkeren Schwankungen in Einspeisung und Verbrauch werden die benötigten Netzkapazitäten zudem zukünftig vermehrt durch seltener auftretende Last- und Einspeisespitzen definiert.

Dies stellt einerseits eine zunehmende Herausforderung für die Systemstabilität im Übertragungsnetz und insbesondere in den Verteilnetzen dar, zum anderen kann es hierdurch potentiell vermehrt zu Engpässen im Netz kommen. Die Behebung bzw. Vermeidung von Engpässen im Verteilnetz und die Sicherstellung der Systemstabilität, die bspw. durch die dezentrale Einspeisung stark fluktuierender Energie von Windenergie- und PV-Anlagen erfolgt, kann dabei grundsätzlich über vier bzw. fünf alternative Ansätze gelöst werden (siehe Abbildung 1-1). Zusätzliche Netzkapazitäten können neben konventionellen Netzausbau, über intelligenten Netzausbau (regelbare Ortsnetztransformatoren), über die Abregelung von Wind- und PV-Einspeisung oder über die zeitliche Verlagerung der Stromflüsse (Demand Side Management und Speicher) geschaffen werden.

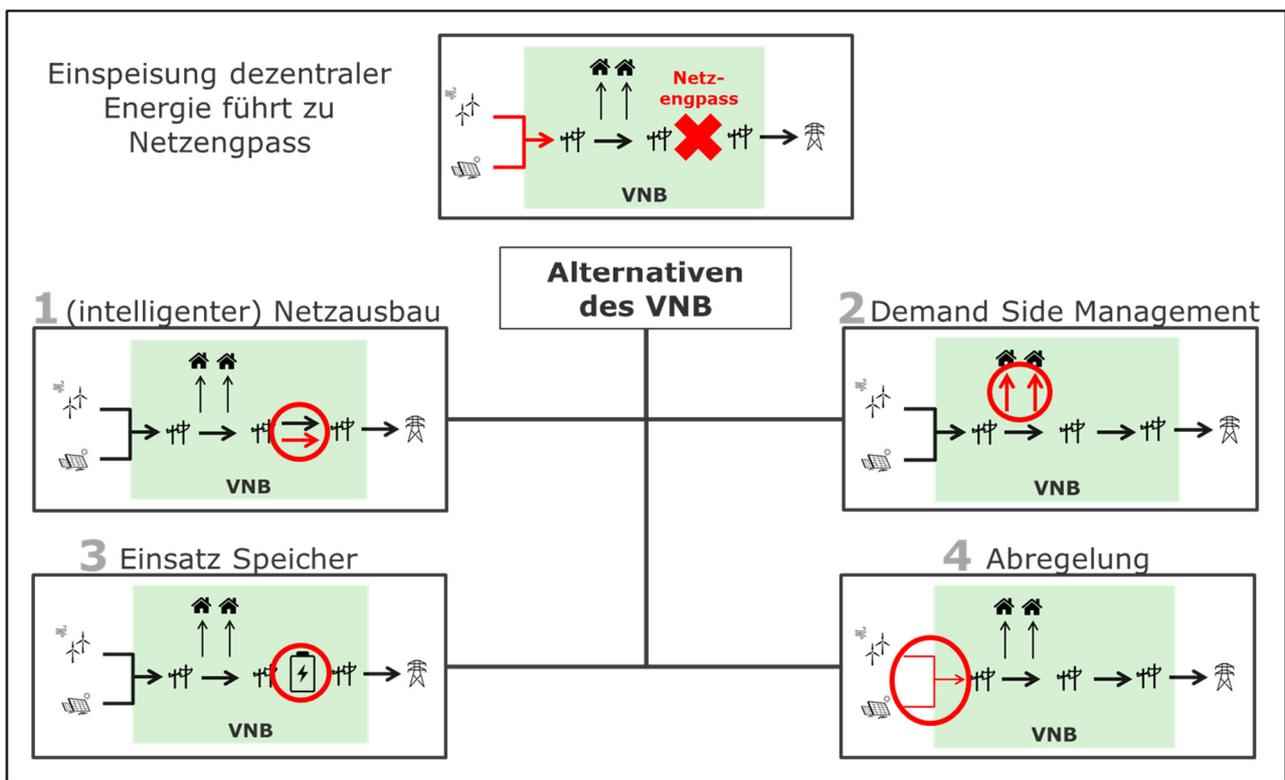


Abbildung 1-1: Alternativen von VNBs zur Beseitigung von Netzengpässen durch Einspeisung dezentraler stark fluktuierender Energie¹⁴

Alternativen zu konventionellen und intelligenten Netzausbau können dabei durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) grundsätzlich über eine direkte Abregelung von Einspeisern oder die Steuerung von Verbrauchern im Ausgleich für Entschädigungszahlungen oder reduzierte Netzentgelte, über Anreize zu netzdienlichem Verhalten im Rahmen der Netzentgeltsystematik, die wettbewerbliche Beschaffung der notwendigen Flexibilitäten (Flexibilitätsmodell bzw. Koordination von Netz-Markt) oder über den Einsatz von netzeigenen Speichern umgesetzt werden.¹⁵

¹⁴ Quelle: DNV GL; Icons designed by Freepik from Flaticon

¹⁵ Wie im weiteren Verlauf ausgeführt wird, liegt der Fokus dieser Studie auf der Analyse des Einsatzes dezentraler Speicher im Eigentum des Netzbetreibers. Wo relevant gehen wir auf Wechselwirkungen zu den übrigen Optionen ein, für eine tiefere Analyse der ökonomischen



Vor diesem Hintergrund hat das BFE eine Smart Grid Roadmap erstellt [12], mit der ein Weg in die Zukunft der intelligenten Netze aufgezeigt wird, die dem Netzbetreiber ein detailliertes, zeitnahes Abbild des Netzzustands liefern sowie schnelle Netzeingriffe ermöglichen. Diese eröffnen u. a. die Möglichkeit der Aktivierung von Flexibilität, wie sie z. B. Speicher zur Verfügung stellen können.¹⁶

Die Ergebnisse der Smart Grid Roadmap und nachgelagerter Analysen zeigen, dass Anbieter von Flexibilität (Verbraucher, Produzenten oder Betreiber von Speichern) zukünftig – soweit es die Situation im Netz zulässt – grundsätzlich das Recht haben sollen, ihre Flexibilität selber zu nutzen bzw. zu vermarkten. Flexibilität soll dabei vor allem durch Marktakteure bereitgestellt werden, die ihre Flexibilität zukünftig vor allem marktorientiert (z. B. am Energie- oder SDL-Markt) einsetzen können. Da ein rein marktorientierter Einsatz jedoch die Sicherheit des Netzbetriebs gefährden bzw. zusätzlichen (volkswirtschaftlich nicht optimalen) Netzausbaubedarf verursachen kann, wurden Ansätze für eine Koordination von Flexibilität entwickelt, welche auch einen netzdienlichen Einsatz von Flexibilität (Speicher, Demand Response oder Abregelung) ermöglichen, welche der Netzbetreiber von Dritten kontrahiert (siehe hierzu die vom BFE in 2015/16 in Auftrag gegebenen Studien [4, 5, 6]). Ebenso wurden vom BFE bereits Anpassungen der Netzentgeltsystematik diskutiert und entwickelt, welche Anreize für eine netzdienliche Netznutzung umfassen (siehe hierzu auch [1]).

Vor dem Hintergrund, dass der Netzbetreiber zukünftig grundsätzlich nur noch die Möglichkeit erhält, Flexibilität in Netzengpasssituationen und unter gewissen Umständen bzw. bei Anwendung gewisser Regeln zu nutzen, stellt sich die Frage, ob Speicher im Eigentum und Einsatz des Netzbetreibers einen Effizienzgewinn für das Netz darstellen können (Gegenstand dieser Studie). So kann eine Speicherbewirtschaftung durch den Netzbetreiber potentiell eine höhere Sicherung der Flexibilität als der Bezug über einen Flexibilitätsmarkt garantieren bzw. überhaupt erst ermöglichen, z. B. da die Kontrahierung von Flexibilität von Dritten möglicherweise nicht (in ausreichendem) Umfang bzw. an allen relevanten Netzsträngen zustande kommt. Zudem wird auch von Netzbetreibern ein Einsatz von eigenen Speichern als mögliche Option zur Vermeidung von Netzausbau vorgebracht. Gleichzeitig kann der Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber im Konflikt zur Entflechtung von Netz- und Strommarktaktivitäten stehen, da die ein- und ausgespeicherte Energie notwendigerweise Transaktionen auf dem Strommarkt erfordert. Da der Netzbetreiber über Netzsteuerung und -ausbau den Bedarf an dezentralen Speichern direkt steuern kann und auch über den Einsatz von Speichern und alternativen Flexibilisierungsoptionen entscheidet, kommt dem regulatorischen Rahmen für einen effizienten und diskriminierungsfreien Speichereinsatz durch den Netzbetreiber entscheidende Bedeutung zu.

Die vorliegende Studie hat daher das Ziel zu untersuchen, ob bzw. in welchen Anwendungsfällen ein Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber volkswirtschaftlich vorteilhaft sein könnte (und damit zu beantworten, ob Netzbetreiber überhaupt Speicher besitzen und betreiben dürfen sollten), welcher Handlungsbedarf für Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz besteht und wie die regulatorischen Rahmenbedingungen für Speicher in der Schweiz kurz- bis mittelfristig ausgestaltet werden sollten.

Im Rahmen einer technisch-wirtschaftlichen Analyse sind dabei zunächst die verschiedenen Speichertechnologien und die netzdienlichen und marktorientierten Anwendungsfälle von dezentralen Speichern zu analysieren und potentiell vorteilhafte Kombinationen von Anwendungsfällen zu identifizieren. Im Weiteren ist dann quantitativ zu bewerten, inwiefern bzw. in welchen Fällen Speicher aus volkswirtschaftlicher Sicht im Vergleich zu alternativen Optionen eine effiziente Option für eine Verstärkung

und regulatorischen Fragestellungen der alternativen Optionen verweisen wir jedoch insbesondere auf die bereits im Auftrag des BFE durchgeführten Studien [1, 4, 5, 6].

¹⁶ Zur Vorteilhaftigkeit verschiedener Smart Grid Technologien siehe auch [33].



bzw. Erweiterung des Netzes sein können.¹⁷ Dabei sind insbesondere die Kosten und Nutzen von Kombinationen eines netzdienlichen und marktorientierten Einsatzes von dezentralen Speichern durch VNBs zu bewerten.¹⁸ Zudem sind die möglichen Auswirkungen eines netzdienlichen Einsatzes von dezentralen Speichern auf die von höheren Netzebenen gewälzten Netzentgelte und Netzkosten zu analysieren. Bei der Quantifizierung von Kosten und Nutzen von Speichern sollen die Ergebnisse bereits durchgeführter Studien im Auftrag des BFE einbezogen bzw. diese aktualisiert und erweitert werden [3, 7].

Auf Basis der wirtschaftlichen Bewertung dezentraler Speicher ist dann im Rahmen einer regulatorischen Analyse zu untersuchen, welche regulatorischen Hindernisse (insbesondere durch Entflechtungsvorschriften) für den Einsatz von dezentralen Speichern durch Netzbetreiber bestehen. Ebenso sind die Potentiale für diskriminierendes Verhalten des Netzbetreibers und für Quersubventionen bzw. die Anreize für Kosteneffizienz bei dem Speichereinsatz zu analysieren. Ausgangspunkt sind für beide Aspekte theoretisch-konzeptuelle Überlegungen, die aktuellen gesetzlichen Vorgaben sowie die Branchenrichtlinien in der Schweiz und – vor dem Hintergrund des Strommarktabkommens mit der EU – auch die relevanten europäischen gesetzlichen Vorgaben. Im Ergebnis ist hierdurch der Anpassungsbedarf der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen für Speicher in der Schweiz abzuleiten bzw. zu präzisieren.

Ausgehend von dieser Analyse sind dann unterschiedliche regulatorische Optionen für die Entscheidung des Netzbetreibers über einen Einsatz von Speichern, die Bewertung und Überprüfung der Speicherkosten, die Verfahren und Preise bei der Beschaffung und Vermarktung von Speicherenergie und die Allokation von Kosten und Erlösen von Speichern zu identifizieren, praktische Ausgestaltungsdetails zu klären und zu bewerten. Bei der Erarbeitung von regulatorischen Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ist die Sichtweise des Schweizer Regulators (ElCom) einzunehmen, um letztlich auch Umsetzungsfragen zu beantworten.

Der Einsatz von Stromspeichern kann grundsätzlich sowohl rein netzdienlich, als auch netzdienlich und zusätzlich marktorientiert, sowie ausschliesslich marktorientiert erfolgen. Ebenso kann das Eigentum eines Speichers bei dem Netzbetreiber oder bei einem Dritten bzw. einem mit dem Netzbetreiber verbundenen Energieversorgungsunternehmen liegen. Da das Verfahren und die regulatorischen Vorgaben bei der Kontrahierung von Speichern im Eigentum von Dritten bereits im Rahmen des Flexibilitätsmodells beantwortet werden und ein rein marktorientierter Einsatz von Speichern durch den Netzbetreiber aufgrund von Entflechtungsvorgaben ausgeschlossen werden kann, werden im Rahmen dieser Studie nur die Fälle des netzdienlichen sowie des netzdienlichen und zusätzlich marktorientierten Einsatzes von Speichern im Eigentum des Netzbetreibers analysiert. Des Weiteren liegt der Fokus der Studie gemäss Ausschreibung auf dezentralen Speichern und damit vor allem auf Speichern im Verteilnetz. Eine Bewertung von Speichern im Übertragungsnetz, sowie eine spezifische Analyse von regulatorischen Fragestellungen zu Speichern im Übertragungsnetz erfolgt im Rahmen dieser Studie somit nicht; wo relevant, wird jedoch die Kompatibilität mit bestehenden Regelungen für Speicher im Übertragungsnetz und eine Übertragbarkeit des regulatorischen Rahmens auf das Übertragungsnetz adressiert.

¹⁷ Fragen der Anreize für den Einsatz und die Bewirtschaftung von Speichern für Netzbetreiber und deren Behandlung bei der Erhebung von Netzentgelten wurden bereits im Rahmen der Studie von DNV GL im Auftrag des BFE zur Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells analysiert [1].

¹⁸ In einer früheren Speicherstudie von DNV GL (damals unter dem Namen DNV KEMA) im Auftrag des BFE [7] konnte bspw. gezeigt werden, dass ein rein marktbasierter Einsatz dezentraler Speicher in der Schweiz im gegenwärtigen Regulierungsrahmen für die nächsten Jahrzehnte nicht rentabel sein würde und dass dieser ausserdem nicht notwendigerweise zu einer Entlastung der Verteilnetze führen würde. In den Jahren seit der Veröffentlichung des Gutachtens zeigt sich jedoch, dass die Kosten für neue Speichertechnologien etwas schneller fallen als dort angenommen, so dass die Wirtschaftlichkeit von Speichern möglicherweise früher erreicht werden könnte.

		Eigentum Speicher	
		VNB	Dritter / verbundenes EVU
Einsatz Speicher	ausschliesslich netzdienlich	✓	ausserhalb des Projektumfangs
	netzdienlich und zusätzlich marktorientiert	✓	
	ausschliesslich marktorientiert	Nicht zulässig	
		Netzeigene Speicher	Flexibilitätsmarkt

Abbildung 1-2: Abgrenzung der Studie zum Flexibilitätsmarktmodell

Zur Adressierung dieser Fragestellungen und zur Ausarbeitung vorteilhafter regulatorischer Ansätze hat das BFE bereits eine Vielzahl an Studien in Auftrag gegeben, welche in die Erstellung der vorliegenden Studie zu Regulierung von dezentralen Speichern eingeflossen sind und auf die wir im Rahmen dieses Berichtes jeweils verweisen. Im Kontext dieser Studie sind hierbei insbesondere die Vorarbeiten im Bereich der Schnittstelle zwischen Markt und Netz bei der Bereitstellung von Flexibilität [3, 4, 5] der Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells [6], der Wirtschaftlichkeit und dem Potential von Stromspeichern [1] und der Anreize für Smart Grid Investitionen im Rahmen der Cost-Plus-Regulierung [8] interessant.

1.2 Ausgangssituation und Status Quo

Traditionell spielen Pumpspeicherkraftwerke eine zentrale Rolle im Schweizer Energiesektor. Hinzu kommt ein wachsender Markt für kleintechnische Speicher im Bereich der privaten Haushalte zur Speicherung von Energieüberschüssen aus PV-Anlagen mit dem Ziel einer Steigerung der Energieautonomie. Zudem existieren erste (Pilot- bzw. Demonstrations-) Projekte zum Einsatz von Stromspeichern am Regelenergiemarkt.¹⁹ Angesichts der zuvor beschriebenen Herausforderungen, sowie der technologischen Entwicklungen im Bereich der Stromspeicher wird allgemein davon ausgegangen, dass sowohl der Umfang als auch die Art der potentiell wirtschaftlichen Anwendungsfälle von Stromspeicher mittel- bis langfristig deutlich zunehmen wird.

Die gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben für den Elektrizitätssektor der Schweiz machen derzeit, wie auch in anderen europäischen Ländern, (fast) keine spezifischen Festlegungen für den Betrieb und den Einsatz von Stromspeichern. Innerhalb des StromVG wird lediglich festgelegt, dass von Pumpspeicherkraftwerken keine Netzentgelte erhoben werden (Art.14.2 StromVG in Verbindung mit Art. 4.1 b StromVG). Explizite Angaben zur Behandlung von anderen Speichertechnologien, zum Einsatz,

¹⁹ So z. B. der 1 MW Batteriespeicher im Verteilnetz von EKZ.



Betrieb und zur Kostenanerkennung von Stromspeichern durch Netzbetreiber finden sich in der Schweizer Gesetzgebung gegenwärtig nicht.

In Bezug auf die Erhebung von Netzentgelten unterscheidet das VSE-Branchendokument Netznutzungsmodell Verteilnetze Schweiz (NNMV 4.1 und 4.4.1) zwischen Pumpspeicherkraftwerken, reinen Speicheranlagen ohne Verbrauchstätte, Produktionsanlagen mit integrierter Speicheranlage (sofern gespeicherte Energie ausschliesslich ins Netz abgegeben oder für Eigenbedarf der Produktionsanlage verwendet wird) und Endverbrauchern mit integrierter Energieerzeugungs- oder Speicheranlage (Prosumer). Während letztere bei der Erhebung von Netzentgelten wie Endverbraucher zu behandeln sind, sind die übrigen Arten von Speichern von Netzentgelten befreit. Damit soll insbesondere sichergestellt werden, dass Energie nicht zweimal mit Netzentgelten belastet wird. Zudem wird in NNMV 4.4.2(3) festgelegt, dass Kosten für den Einkauf von Speicherenergie von VNBs nicht in die Wälzung von Kosten auf Endverbraucher einbezogen werden dürfen. Des Weiteren sind reine Speicher bei Befreiung des Eigenbedarfs, der Erhebung von Kosten für den Netzanschluss und von Mehrkosten in Netzen im Zusammenhang mit dem Anschluss von Speicheranlagen wie Erzeugungsanlagen zu behandeln (NNMV 4.4.2(4)). Weitere explizite Vorgaben zur Behandlung von Stromspeichern finden sich auch in den Branchendokumenten derzeit nicht.

Relevant für den Einsatz von Speichern durch Verteilnetzbetreiber sind zudem die allgemeinen regulatorischen Vorgaben in der Schweiz, insbesondere so lange keine expliziten Sonderregelungen für Stromspeicher bestehen. Dies umfasst insbesondere die Entflechtungsvorgaben der buchhalterischen und informatorischen Entflechtung und die Untersagung von Quersubventionierungen zwischen Netzbetrieb und übrigen Tätigkeitsbereichen (Art. 10, 11 und 12 StromVG); dies gilt insbesondere für Anwendungsfälle, die einen netzdienlichen und einem strommarktorientierten Einsatz für dieselbe Speicheranlage vorsehen.

Für die Zurechnung bzw. Anerkennung von Speicherkosten in der regulierten Kostenbasis sind zudem die Vorgaben für anrechenbare Kosten relevant (Art. 15 StromVG, Art. 12 und 13 StromVV). So werden nur die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes als betriebsnotwendig angesehen, wobei die Betriebskosten lediglich die Kosten für mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen (insbes. Systemdienstleistungskosten) und Kosten für den Unterhalt der Netze umfassen. Übrige Kosten und Erlöse sind vom Stromverteilnetz abzugrenzen und in der Jahres- und Kostenrechnung getrennt vom Netzsegment auszuweisen (Art. 7 StromVV). Die Kosten eines marktorientierten Einsatzes von Speichern könnten so bspw. nicht den regulierten Netzkosten zugerechnet werden. Bei der Allokation von Kosten und Erlösen von Speichern sind zudem die VSE-Branchendokumente zur Kostenrechnung und Kostenwälzung zu beachten (NNMV, KRSV²⁰ und LUNB²¹).

Entscheidend für die Anreize eines Netzbetreibers für den Einsatz von Speichern und die Effizienz bei Investitionen in und den Betrieb von Speichern sind des Weiteren das Verfahren zur jährlichen Kostenprüfung durch die ECom (welche weitgehend einer Cost+ Regulierung folgt), die Umlage für Netzverstärkungen nach Art. 22 StromVV (welche durch Einspeisungen von Wärme-Kraft-Kopplungs- und erneuerbaren Energie-Anlagen notwendig werden), sowie die Vorgaben zum Netzkapazitätsmanagement (Art. 13 StromVG).

In Summe sind somit einerseits viele der regulatorischen Fragestellungen im Zusammenhang mit dem netzorientierten Einsatz von Speichern und dem Einsatz bzw. Eigentum von Speichern durch Netzbetreiber

²⁰ Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz

²¹ Leitfaden zur Erstellung der entflochtenen Jahresrechnung Netz gemäss StromVG



(Vgl. Kapitel 3) derzeit noch unbeantwortet. Andererseits bietet der gegenwärtige regulatorische Rahmen auch viele Regelungen bzw. Ansätze, die auf den Einsatz von dezentralen Speichern durch Netzbetreiber übertragen werden könnten. Zudem ist zu beachten – wie in Kapitel 3 ausführlicher diskutiert wird – dass netzeigene Speicher nicht notwendigerweise für alle regulatorischen Fragestellungen eine spezifische Regulierung erfordern, insbesondere, wenn sie lediglich ein anderes Netzbetriebsmittel darstellen.

2 ANWENDUNGSFÄLLE UND WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DEZENTRALER SPEICHER

Der voranschreitende Umbau des schweizerischen Energiesystems kann, insbesondere durch einen starken Anstieg der installierten PV-Anlagen, zu einem vermehrten Ausbaubedarf in den Verteilnetzen führen. Dadurch ergeben sich zusätzliche Investitions- und Betriebskosten, die über die Netznutzungsentgelte an die Endverbraucher weitergegeben werden. Netzbetreiber nutzen zum Ausbau ihrer Verteilnetze klassischerweise konventionelle Netzausbaumassnahmen, die zumeist den Bau von zusätzlichen Stromleitungen und Transformatoren beinhalten. Diese Massnahmen verursachen hohe Investitionskosten sowie einen teils hohen Raum- und Flächenbedarf. Zudem können die benötigten Netzkapazitäten mit konventionellen Netzausbaumassnahmen nicht ohne weiteres flexibel an sich kurzfristig ändernde Einspeisungs- und Verbrauchsprofile in einzelnen Netzabschnitten angepasst werden.²²

Zeitgleich zeigt sich, dass die Kosten chemischer Energiespeicher einer starken Degression unterliegen und somit für das elektrische Energiesystem zunehmend wirtschaftlich interessant werden. Nebst den chemischen Energiespeichern und den Batterien gibt es andere Technologien, die sich für die dezentrale Energiespeicherung eignen. Prinzipiell eignen sich Speichersysteme dabei für eine Vielzahl möglicher Anwendungsfälle. Diese reichen sowohl von den unteren bis in die oberen Spannungsebenen als auch von extremem Kurzzeitspeichern bis hin zu langfristigem Energieausgleich. Durch die hohe Zahl von Akteuren der Energiewirtschaft sind zudem viele Betreiber- und Geschäftsmodelle denkbar.

Unter den verschiedenen, wahrscheinlichen Anwendungsfällen werden Speichersysteme speziell auch als Alternative zu Netzausbaumassnahmen diskutiert. So können Speicher durch gezielte Stromaufnahme und -abgabe die Belastung in den Verteilnetzen reduzieren und somit den Ausbaubedarf von Leitungen und Transformatoren vermindern. Zusätzlich können Speicher für weitere Anwendungen im Stromsystem, beispielsweise zur Teilnahme an verschiedenen Strommärkten oder der Erbringung von Systemdienstleistungen genutzt werden. Hierdurch sind Speicher in der Lage, zusätzliche Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, wodurch die Speicherinvestition wirtschaftlich attraktiver wird. In Folge besteht so das Potential, die Netzausbau- und Systemkosten und somit den Energiebezugspreis aller Stromkunden zu reduzieren.

Ziel dieses Kapitels ist es zunächst, mögliche Anwendungsfälle dezentraler Speichersysteme zu identifizieren und diese bezüglich ihrer technischen und marktlichen Rolle im Energiesystem zu kategorisieren. Anschliessend werden günstige Anwendungskombinationen identifiziert und im Folgenden speziell durch die Nutzung von Speichern durch VNBs untersucht. Dabei steht vor allem die zukünftige Relevanz kombinierter netzdienlicher und marktorientierter Betreibermodelle im Vordergrund. Hierdurch kann gezeigt werden, welches ökonomische Einsparpotential (z. B. in Bezug auf die zukünftigen Netzausbaukosten) durch eine Veränderung der Regulierungsvorschriften besteht. Dabei werden die Vermeidung von Netzausbaukosten sowie die Reduktion des Spitzenbezugs des Netzbetreibers durch den Einsatz von Speichern betrachtet. Zu diesem Zweck werden zunächst mögliche netzdienliche und marktorientierte Anwendungsfälle für Speicher in Verteilnetzen identifiziert und Konkurrenz- und Synergieeffekte in Abschnitt 2.1 aufgezeigt. In Abschnitt 2.2 wird anhand der Untersuchung verschiedener Benchmark-Verteilnetze analysiert und quantifiziert, welche Kosten durch eine Speicherinvestition im Vergleich zu konventionellen Netzausbaukonzepten entstehen. Anschliessend wird in Abschnitt 2.3 ermittelt, welches Kostensenkungspotential durch eine zusätzliche Marktteilnahme von Speichern in Bezug

²² Einerseits benötigt konventioneller Netzausbau mehr Zeit als bspw. Massnahmen zur Steuerung von Einspeisung und Verbrauch, zum anderen ist auch die technische bzw. wirtschaftliche Nutzungsdauer von konventionellen Netzanlagen i. d. R. deutlich länger als bspw. von Smart Grid Komponenten.



auf die zuvor analysierten Netzausbaukosten entsteht. In Abschnitt 2.4 wird zudem aufgezeigt, welche Auswirkungen der netzorientiert betriebene Einsatz von Speichern im Rahmen des schweizerischen Netztarifierungsmodells VNBs kurz- und langfristig auf die gewälzten Netzkosten vorgelagerter höherer Spannungsebenen hat.

2.1 Identifikation von Anwendungsfälle für Dezentrale Speicher

Speichertechnologien können in Verteil- und Übertragungsnetzen für vielfältige Anwendungen eingesetzt werden. Zur Vorbereitung der in den weiteren Arbeitsschritten folgenden Untersuchungen werden daher zunächst mögliche Anwendungsfälle für dezentrale Speichertechnologien identifiziert und anhand festgelegter Abgrenzungskriterien differenziert. Hierbei wird eine Abgrenzung zunächst zwischen markt- und netzdienlichen Anwendungsfällen vorgenommen. In Bezug auf netzdienliche Anwendungsfälle wird zwischen lokaler, das Verteilnetz betreffender, und systemweiter Netzdienlichkeit sowie Netzanwendungen mit und ohne einheitliche Produktdefinition differenziert.

2.1.1 Anwendungsfälle für Speichersysteme

Aktuelle und zukünftig mögliche Anwendungsfälle für Speichersysteme im Transport- sowie im Verteilnetz wurden in der Vergangenheit bereits in vielen Untersuchungen identifiziert. Einen umfassenden Überblick über verfügbare Speichertechnologien und mögliche Anwendungsfälle geben bspw. ein Buch aus dem Jahr 2014 [1] (Zusammenfassung der Anwendungsfälle auch in [10]), eine Studie des ETG aus dem Jahr 2015 [11] sowie Studien von DNV GL für das BFE aus dem Jahr 2013 [6] und für die britische Regulierungsbehörde Ofgem aus dem Jahr 2016 [12]. Zur Einordnung der Vielzahl an möglichen Anwendungsfälle werden diese im Folgenden hinsichtlich ihrer heutigen Ertragsmechanik (und der damit verbundenen Marktorganisation) sowie ihrem technischen Nutzen für das Stromnetz kategorisiert. Dabei werden zunächst Anwendungen für alle Marktrollen betrachtet. Am Ende dieses Abschnittes erfolgt anschliessend eine Abgrenzung auf Anwendungskombinationen unter Beteiligung des Verteilnetzbetreibers.

Organisation des Marktes

Neben der technischen Eignung ist zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Speichertechnologie für einen gegebenen Anwendungsfall jedoch zwingend auch die marktliche Organisation bzw. die Ertragsmechanik der Anwendungsfälle sowie technische und betriebliche Voraussetzungen (z. B. Präqualifikationsbedingungen des Regeleistungsmarktes) zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Untersuchung ist von besonderem Interesse, welche Anwendungsfälle für Speichertechnologien mit einem Einsatz dezentraler Speichersysteme durch den Netzbetreiber technisch und betrieblich sinnvoll kombinierbar sind. In einem ersten Schritt sind dazu in Tabelle 2-1 mögliche Speicheranwendungen aufgeführt und hinsichtlich der heute existierenden, marktlichen Organisation bzw. dem zugrundeliegenden Anreiz- bzw. Vergütungssystem eingeordnet. In der Kategorie *Einheitlicher Markt* sind dabei Anwendungen aufgeführt, für deren Organisation ein einheitlicher Markt oder Vergütungsmechanismus etabliert ist. *Kein einheitlicher Markt* liegt vor, wenn sich die Vergütung aus bilateralen Verträgen ohne einheitlichen Preis (z. B. Schwarzstartfähigkeit) oder indirekt aus den



energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. Erhöhung des Eigenverbrauchs) ergibt. Ebenso existieren Netzdienstleistungen, für die kein Markt oder keine Vergütung existiert.

Grad der Netzdienlichkeit

Zusätzlich wird die Netzdienlichkeit der Anwendungsfälle in drei Kategorien unterteilt. Dabei wird zwischen lokalen und systemweiten Netzanwendungen sowie Anwendungen ohne primäre Netzdienlichkeit differenziert. Lokale Netzdienlichkeit bezeichnet Anwendungen, die nur einen Teilbereich des öffentlichen (Verteil-)Netzes oder einzelne Endverbraucher (z. B. Kundennetze) betreffen und primär lokale Auswirkungen haben. Systemweite Netzanwendungen sind hingegen der Transportnetzebene zuzuordnen und tragen zur Stabilität des gesamten Stromnetzes bei. Darüber hinaus existieren Anwendungsfälle, die keine oder nur eine indirekte Netzdienlichkeit aufweisen. Dies gilt bspw. für die Eigenverbrauchserhöhung, in der die Netzdienlichkeit nicht die primäre Zielstellung des Speichereinsatzes darstellt. Vielmehr wird durch das Speicherverhalten indirekt eine (geringe) Netzentlastung bewirkt. Im Falle der Energiemärkte (Spot-, und Terminmarkt) ergibt sich die Netzdienlichkeit aus dem erzielten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Die Komplexität der Marktausgestaltung ist jedoch vielmehr betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekten geschuldet als direkten technischen Notwendigkeiten.

Tabelle 2-1 fasst sowohl heutige Anwendungsfälle, in denen Speicher bereits genutzt werden, als auch zukünftige möglich Anwendungsfälle zusammen. Zu den zukünftigen Anwendungsfällen zählen dabei bspw. die Bereitstellung von momentanreserve-ähnlichen Dienstleistungen²³ oder dezentrale Flexibilitätsmärkte, die zwar kein Anwendungsfeld an sich darstellen, aber die marktliche Organisation lokaler Netzdienstleistungen übernehmen können. Darüber hinaus sind auch Anwendungsfälle aufgeführt, die lediglich Endverbraucher betreffen. Für diese bietet das Netztarifsystem möglicherweise Anreize, den eigenen Strombedarf selber zu decken, die bezogene Spitzenleistung zu reduzieren oder bei besonders hohen Anforderungen an die Versorgungsqualität unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) zu installieren.

In vielen der genannten Anwendungsfälle sind Speicher bereits heute etabliert. Insbesondere Pumpspeicherwerke sind bereits seit Jahrzehnten im Einsatz und sind dabei u. a. im Bereich des Stromhandels, der Bereitstellung von Regelleistung sowie dem Redispatch tätig. Blei- und lithiumbasierte Speichersysteme werden in der jüngeren Vergangenheit zunehmend als private Solarstromspeicher genutzt. Im Jahr 2015 wurden nach Aussage des wissenschaftlichen Begleitforschungsprogrammes der Förderung von Solarstromspeichern in Deutschland [13] bereits 41 % aller in 2015 neu installierten PV-Anlagen mit einem Speichersystem ausgestattet. Im Markt für Primärregelleistung sind zudem erste kommerzielle, lithiumbasierte Speichersysteme tätig [14] und werden bis Ende 2016 voraussichtlich über 10 % des Marktvolumens der Primärregelleistung im Marktgebiet D-A-CH-BE-NL anbieten.

²³ Durch die Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazität kann es zukünftig (Zeithorizont 2035+) zu einem Mangel an sog. *Momentanreserve* im europäischen Verbundnetz kommen. Um dies zu kompensieren, wird auf langfristige Sicht die Einführung einer neuen Regelleistungsart diskutiert, die deutlich schneller verfügbar ist als die heutige Primärregelleistung. Elektrochemische Speicher bieten aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit gute technische Voraussetzungen zur Erbringung dieser momentanreserve-ähnlichen Dienstleistung.

Tabelle 2-1: Matrixdarstellung von heutigen und zukünftigen Speicheranwendungen sowie der heutigen marktlichen Organisation bzw. Vergütung

	Einheitlicher Markt	Kein einheitlicher Markt	Kein Markt
Keine primäre Netzanwend.	<ul style="list-style-type: none"> Stromhandel / Erzeugungsausgleich (Day-Ahead / Intraday / langfr. Ausgleich) 	<ul style="list-style-type: none"> Erhöhung des Eigenverbrauchs bei Endverbraucher Versorgung netzferner Verbrauchsstätten Ausgleich von Prognosefehlern (Bilanzkreisverantwortlicher) 	—
Systemweite Netzanwend.	<ul style="list-style-type: none"> Regelleistungsmarkt (PRL, SRL, MRL) 	<ul style="list-style-type: none"> Redispatch Blindleistung (Übertragungsnetz) Schwarzstartfähigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Momentanreserve
Lokale Netzanwend.	<ul style="list-style-type: none"> Zukünftige dezentrale Flexibilitätsmärkte 	<ul style="list-style-type: none"> Reduktion des Spitzenbezugs (indirekt, Endverbraucher) 	<ul style="list-style-type: none"> Spannungsqualität (VNB, Stromkunden) Vermeidung / Verzögerung von Netzausbau Kurzschlussleistung Unterbrechungsfreie Stromversorgungen Vertragliche Beschaffung von Flexibilität (ohne Etablierung eines Marktes)

Kombination von Anwendungsfällen

Trotz dieser Entwicklung ist die Investition in Speichersysteme noch immer mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden (siehe Abschnitt 2.1.2.). Aus diesem Grund bietet es sich an, unterschiedliche Speicheranwendungen miteinander zu kombinieren, so dass die hohen Kosten von Speichersystemen durch möglichst hohe Erträge aus verschiedenen Anwendungsfällen gedeckt werden können. Bei der Kombination verschiedener Anwendungen können jedoch sowohl Synergie- als auch Konkurrenzeffekte auftreten, die diese begünstigen bzw. behindern. Tabelle 2-2 fasst die wichtigsten dieser Effekte zusammen. Ein wichtiges der hier aufgeführten Kriterien ist die Planbarkeit des Speicherbetriebs. Ist der zeitliche Speichereinsatz nicht oder nur schwer prognostizierbar, ist dies ein starker Hinderungsgrund für Kombinationen mit anderen Anwendungen. Für den Abruf von Regelleistung trifft dies bspw. zwar zu, die Teilnahme am Markt für Regelleistung ist jedoch nicht zwingend, so dass bei Verzicht auf Gebotsabgabe auch andere Anwendungsfälle bedient werden können. Ist das Speichersystem in einem Anwendungsfall jedoch für den sicheren Netzbetrieb zwingend erforderlich (bspw. bei der Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen), können Teilnahme und Nutzung nicht als optional angesehen werden. Das Speichersystem steht in diesem Fall nicht für andere Anwendungen zur Verfügung. Einen weiteren Konkurrenzeffekt stellt die Positionierung des Speichers im Stromnetz dar. Für bestimmte Anwendungsfälle muss das Speichersystem an einem speziellen Punkt im Stromnetz verortet sein. Weisen

zwei Anwendungen in dieser Hinsicht unterschiedliche Anforderungen auf, lassen sich diese nicht kombinieren.

Zur Identifikation möglicher Anwendungskombinationen können den zuvor identifizierten Anwendungsfällen nun Synergie- und Konkurrenzeffekte zugewiesen werden. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Anhang A dargestellt. Eine Kombination von Anwendungsfällen ist dann möglich, wenn eine Speichertechnologie existiert, die alle Anwendungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll bedienen kann. Dabei ist besonders die zeitliche Speicherreichweite, also das Verhältnis zwischen Kapazität (Energieinhalt) und Leistung der Speichertechnologie ein wichtiges Kriterium. Darüber hinaus dürfen keine Konkurrenzeffekte existieren, durch die ein schwerwiegender technischer oder betrieblicher Konflikt für die Anwendungskombination entsteht. Dies kann bspw. durch Kombination systemrelevanter Anwendungen mit begrenzter Planungs- oder Prognostizierbarkeit oder unterschiedliche Positionierung im Netz auftreten. Andererseits können sich Anwendungsfälle gegenseitig bedingen. So erfordert die Bereitstellung von Regelleistung ein Speichermanagement, das i. d. R. nur über den Handel am Energiemarkt durchgeführt werden kann, während dies für andere Anwendungen (bspw. Eigenverbrauchserhöhung) nicht erforderlich ist.

Tabelle 2-2: Konkurrenz- und Synergieeffekte für kombinierte Anwendungsfälle für Speichersysteme

Synergieeffekte	Konkurrenzeffekte
<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Planbarkeit der Speichereinsatz ist für den Anwendungsfall gut plan- und prognostizierbar (z.B. Stromhandel) ▪ optionale Teilnahme Der Speicherbetreiber kann sich kurz- und mittelfristig für oder gegen die Teilnahme in diesem Anwendungsfall entscheiden (z.B. Stromhandel, Regelleistungsmarkt) ▪ optionale Nutzung der Speichereinsatz ist für den Anwendungsfall aus Sicht der Systemsicherheit nicht zwingend erforderlich, jedoch ggf. mit finanziellen Einbussen verbunden (z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs) ▪ geringe Nutzungszeit der Speichereinsatz erfolgt nur in wenigen Stunden des Jahres und steht (bei gegebener Planbarkeit) für andere Anwendungen zur Verfügung (z.B. Vermeidung von Netzausbau) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe / keine Planbarkeit der Speichereinsatz erfolgt nicht oder nur schwer prognostizierbar (z.B. Regelleistungsmarkt) ▪ zwingende Teilnahme der Speicherbetreiber kann sich kurz- und mittelfristig nicht gegen die Teilnahme in diesem Anwendungsfall entscheiden (z.B. Vermeidung von Netzausbau) ▪ Leistungs- und/oder Energiereserve der Anwendungsfall erfordert, dass stets eine Leistungs- oder Energiereserve vorgehalten wird (z.B. Regelleistungsmarkt) ▪ Positionierung im Netz Der Anwendungsfall erfordert eine bestimmte Position im Stromnetz (z.B. Vermeidung von Netzausbau, Redispatch)

Anhand dieser Einordnung lassen sich vier wesentliche Anwendungsfallkombinationen identifizieren (siehe Abbildung 2-1), für die die technischen Anforderungen und betrieblichen Kriterien keine schwerwiegenden Hinderungsgründe aufweisen. Neben diesen Kriterien ist hierbei zudem die Rolle des Netz- bzw. Stromkunden separat zu betrachten. Das vollständige Ausserachtlassen der heutigen Marktrollentrennung

(Entflechtung) ermöglicht zwar viele weitere Anwendungskombinationen, deren Umsetzung dürfte in der Praxis jedoch nur eingeschränkt möglich sein. Die identifizierten Anwendungsfallkombinationen sind im Einzelnen:

Lokale Energiedienstleistungen: In dieser Anwendungskombination ist das Speichersystem beim Endverbraucher verortet und wird sowohl zur Optimierung der Strombezugskosten des Stromkunden (Eigenbedarfsdeckung, Vermeidung von Spitzenbezug) als auch zur Sicherung einer besonders hohen Versorgungssicherheit und / oder -qualität genutzt (unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), Spannungsqualität). Wird der Speicher nicht für die Belange des Stromkunden benötigt, ist zudem eine Bereitstellung von Regelleistung möglich. Diese Anwendungskombination wird in Teilen bereits heute durch PV-Speichersysteme in Kombination mit der Bereitstellung von Sekundärregelleistung [15] umgesetzt. Die Speicherreichweite ist entsprechend den ökonomischen und technischen Parametern des Endverbrauchers zu dimensionieren und kann zwischen einigen Minuten bis hin zu Stunden reichen.

Kurzzeitspeicher: Diese Speicher werden durch einen VNB oder einen Endverbraucher für verschiedene Arten der Spannungsqualität wie Flicker-Kompensation oder Kurzschlussleistung (siehe [11]) genutzt. Die dabei eingesetzten Speichersysteme zeichnen sich durch eine, im Vergleich zur Kapazität, besonders hohe Leistung aus. Aus diesem Grund ist zusätzlich auch eine zukünftige Erbringung momentanreserve-ähnlicher Dienstleistungen denkbar. Die Speicherreichweite beträgt lediglich einige Sekunden bis hin zu Minuten.

Systemdienstleistungen: Diese Anwendungskombination umfasst den Einsatz von Speichern im Übertragungsnetz für Stromhandel, die Bereitstellung verschiedener Regelleistungsarten Für diese Anwendungskombination ist (je nach erbrachter Regelleistungsart) eine Speicherreichweite von einer bis zu mehreren Stunden notwendig. Je nach Leistung und Positionierung des Speichersystems ist auch die Nutzung zum Netzwiederaufbau im Falle eines Blackouts möglich.

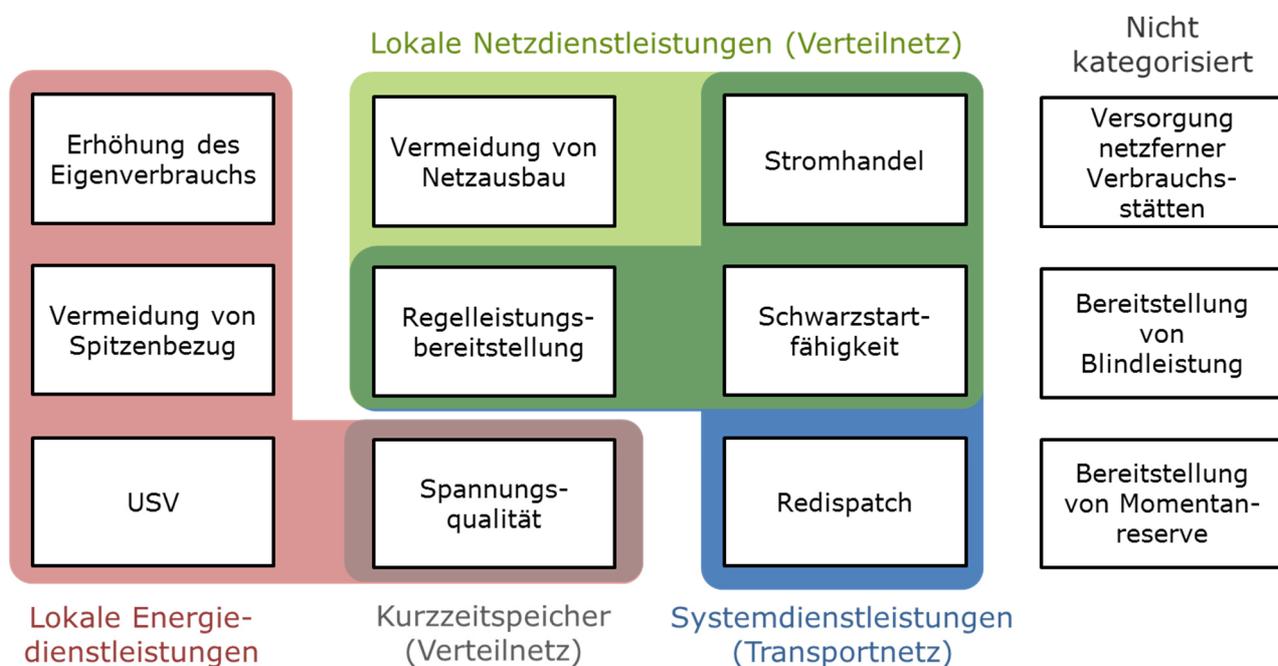


Abbildung 2-1: Identifizierte Anwendungskombinationen

Lokale Netzdienstleistungen: Primärer Anwendungsfall dieser Kombination ist die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz. Der Speichereinsatz erfolgt dabei zur Vermeidung kritischer



Betriebsmittelüberlastung oder Verletzungen des Spannungsbandes und ist mit Blick auf die Energie-Strategie 2050 insbesondere angesichts einer stark steigenden Anzahl von PV-Anlagen im schweizerischen Stromnetz relevant. Für das Speichermanagement ist für diesen Anwendungsfall auch eine Teilnahme am Energiemarkt erforderlich. Wird der Speicher nicht für den netzdienlichen Betrieb benötigt, kann zur Erwirtschaftung weiterer Erträge Regelleistung bereitgestellt oder für Arbitragegeschäfte am Energiemarkt genutzt werden. Die Speicherreichweite beträgt in diesem Fall wenige Stunden. Bei gegebener Nähe zu einem konventionellen Kraftwerk lässt sich hierbei zusätzlich ein Beitrag zum Versorgungswiederaufbau leisten (siehe [16]).

Die nicht-kategorisierten Anwendungsfälle „Versorgung netzferner Verbrauchsstätten“, „Bereitstellung von Blindleistung“ und „Bereitstellung von Momentanreserve“ sind aus verschiedenen Gründen keiner Anwendungskombination zugeordnet. Im Falle der Versorgung netzferner Verbrauchsstätten besteht keine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz. Für die Bereitstellung von Blindleistung besteht aktuell keine einheitliche marktliche Organisation und der Anwendungsfall lässt sich je nach konkretem Blindleistungsproblem mit allen umrichtergekoppelten Speichersystemen erbringen. Die Bereitstellung erfolgt hierbei jedoch nicht durch den Speicher an sich, sondern den verwendeten Umrichter. Die Bereitstellung von Momentanreserve lässt sich hingegen sowohl von Kleinspeichern als auch Grossspeichern mit entsprechender Reaktionszeit erbringen. Der zeitliche Horizont dieses Anwendungsfalls liegt jedoch ausserhalb dem Betrachtungszeitraum dieser Untersuchung.

Aus Sicht dieser Untersuchung, die auf den Speichereinsatz durch den VNB in Kombination mit marktseitigen Anwendungen fokussiert, ist vor allem die Anwendungskombination „Lokale Netzdienstleistungen“ von besonderem Interesse. Die benötigte Leistung der in diesem Anwendungsfall eingesetzten Speicher kann je nach Netzebene von einigen kW (Niederspannung) bis hin zu mehreren MW (Mittelspannung) reichen. Geeignete Speichertechnologien für diese Anwendungskombination sind (nach [1]) prinzipiell alle elektrochemischen Energiespeicher, Power-to-Gas-Anlagen sowie Druckluftspeicher. Für einen Einsatz in Verteilnetzen verfügen jedoch nur elektrochemische Speicher (sowie ggf. Power-to-Gas) über die erforderliche Leistungsklasse sowie die Leistungsdichte zum Einsatz in auch dichter besiedelten Gebieten. Kommerzielle elektrochemische Speichersysteme sind heute bereits in Form von Blei-Säure-, Lithium-, Natrium-, und Vanadium-basierten Speichern verfügbar. Aufgrund der bereits erfolgten und auch zukünftig erwarteten, hohen Kostendegression (siehe Abbildung 2-2) sowie vergleichsweise hohen Wirkungsgraden wird im folgenden Verlauf dieser Untersuchung auf lithiumbasierte Speichersysteme fokussiert.

2.1.2 Kostenentwicklung von Speichersystemen

Prognosen zur Kostenentwicklung von lithiumbasierten Speichersystemen gehen innerhalb der nächsten fünf bis 20 Jahre von stark sinkenden Systemkosten aus. Die einzelnen Prognosewerte verschiedener Studien sind in Abbildung 2-2 zusammengefasst. Darin berücksichtigt sind eine Studie der Agora Energiewende aus dem Jahr 2014 [17], eine Studie des Fraunhofer IWES (u.a.) aus dem Jahre 2014 [18], eine Studie des VDE aus dem Jahr 2015 (gekennzeichnet als „ISEA“ [11]) sowie eine Studie des World Energy Councils auf dem Jahr 2016 [19]. Zur Vergleichbarkeit der einzelnen Kostenwerte der Studien sind diese auf ein Speichersystem mit einer Speicherdauer von 4 h bezogen.

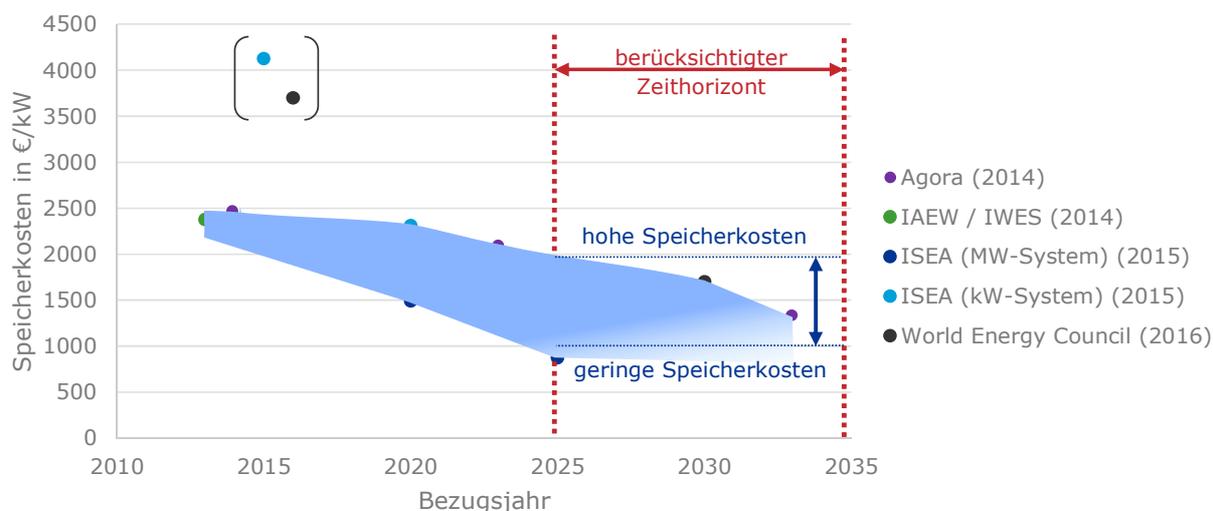


Abbildung 2-2: Prognosen der Investitionskosten für lithiumbasierte Speichersysteme, bezogen auf ein Verhältnis von Energie zu Leistung von 4 h

Der Vergleich der prognostizierten Kostenwerte zeigt, dass von einer generellen Kostenreduktion auszugehen ist (blauer Korridor). In Bezug auf die heutigen Speicherkosten gibt es in den untersuchten Studien grosse Abweichungen, die aber im Wesentlichen auf Skaleneffekte bei grossen Speichersystemen im MW-Bereich zurückzuführen sind. Die hohen aktuellen Speicherkosten beziehen sich somit auf kleine Speichersysteme im niedrigen kW-Bereich (insbes. Solarstromspeicher), während für grössere Speichersysteme im MW-Bereich deutlich geringere spezifische Kosten erzielt werden können (siehe [11]). Da dieser Untersuchung kein festes Referenzjahr zugeordnet ist, werden für den weiteren Verlauf der Untersuchung zwei Kostenszenarien festgelegt, die die Entwicklung der Speicherkosten zwischen den Jahren 2025 und 2035 abbilden. Diese belaufen sich, bezogen auf ein Speichersystem mit einer Speicherdauer von 4 h, auf 2.000 €/kW (hohe Speicherkosten) sowie 1.000 €/kW (geringe Speicherkosten).²⁴

2.1.3 Fazit

Speichersysteme können ein hohes Mass an betrieblicher Flexibilität bieten, dessen potentieller Nutzen im Verteilnetz sowohl theoretisch untersucht als auch im Rahmen von zahlreichen Demonstrationsprojekten praktisch demonstriert wurde. Je nach Art der Anwendung sind dabei verschiedene Speichertechnologien von Vorteil. Bestimmte Anwendungsfälle für Speicher lassen sich dabei mit weiteren Anwendungen kombinieren, sodass die Speicherinvestition potentiell wirtschaftlich attraktiver wird. Aus Sicht eines VNBS bietet die Kombination von netzdienlichen Anwendungen, speziell die Vermeidung von Netzausbaumassnahmen, mit weiteren marktseitigen Anwendungen wie einem Einsatz auf dem Spot- oder Regelleistungsmarkt potentiell günstige Voraussetzungen für eine Kombination von Speichereinsatz. Aus Sicht dieser Untersuchung, in der primär der Speichereinsatz durch Netzbetreiber fokussiert wird, stellt der Speichereinsatz zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen in

²⁴ Zum Vergleich: Die Kostenannahmen des BFE-Studie „Energiespeicher in der Schweiz“ [7] lagen für das Jahr 2030 bei ca. 1.800 €/kW bei einem 4-Stunden-System.



Kombination verschiedener Marktanwendungen unter den gegebenen Technologien und Rahmenbedingungen die relevanteste der identifizierten Anwendungskombinationen dar. Für diesen Einsatzbereich sind insbesondere elektrochemische Speicher geeignet, deren Einsatz zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen im folgenden Abschnitt zunächst ohne kombinierte Marktteilnahme weiter untersucht wird.

2.2 Quantifizierung von Kosten und Nutzen eines ausschliesslich netzdienlichen Einsatzes dezentraler Speicher

Die Analyse zukünftig möglicher Anwendungsfälle für Speichersysteme in Verteilnetz zeigt, dass insbesondere der Einsatz von Speichersystem zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen technisch möglich ist. Offen bleibt dabei jedoch, ob der Speichereinsatz in diesem Fall auch eine volkswirtschaftlich sinnvolle Option darstellt. Zur Evaluation des Nutzens von Speichersystemen im Vergleich zu konventionellen Netzausbau sowie weiteren Handlungsalternativen werden daher zuerst geeignete repräsentative Verteilnetzabschnitte definiert, welche durch das Einbringen zusätzlicher Netznutzer (Verbraucher oder Erzeuger) überlastet werden. Basierend auf dem aktuellen Trend eines starken Zubaus an PV-Anlagen in der Schweiz erfolgt diese Überlastung durch die Installation zusätzlicher PV-Anlagen. Diese stellen im Gegensatz zu bspw. Elektrofahrzeugen einen bereits sehr dynamisch verlaufenden Trend dar und zeigen durch ihre hohen aber kurzzeitigen Einspeisespitzen hohes Potential zur Kompensation durch Speichersysteme. Ein Lastzuwachs wurde nicht modelliert. Im Rahmen dieser Untersuchung wird ausschliesslich eine Überlastung der Verteilnetze durch PV-Anlagen betrachtet. Da Speichersysteme jedoch auch Lastspitzen kompensieren können, sind die Ergebnisse dieser Untersuchung auch für diesen Anwendungsfall richtungsweisend.

Dem somit entstehenden Handlungsbedarf seitens des VNBs werden anschliessend die Investitions-, Kapital- und Betriebskosten verschiedener Alternativen zur Bereitstellung der notwendigen zusätzlichen Netzkapazitäten (konventioneller Netzausbau, innovative Netzbetriebsmittel, Spitzenkappung, bedarfsgerechte Abregelung und Speichereinsatz) gegenübergestellt (vgl. Abbildung 2-3).

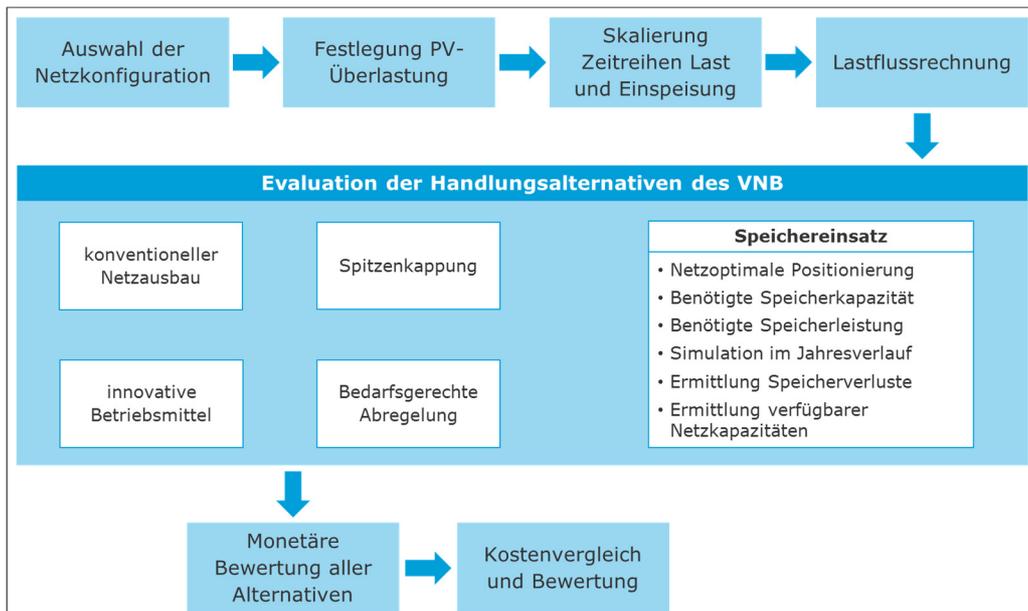


Abbildung 2-3: Methodisches Vorgehen zur Bewertung von Speichern und Alternativmassnahmen

Durch Vergleich der Kosten der Einzelmassnahmen kann anschliessend der Nutzen von Speichersystemen als Alternative zu konventionellen und innovativen Netzausbaukonzepten sowie betrieblichen Massnahmen bewertet werden. In diesem Abschnitt 2.2. wird zunächst ein rein bzw. ausschliesslich netzdienlicher Speicherbetrieb durch den VNB unterstellt, in dem keine weitere Marktaktivität des Speichersystems zulässig ist. Der folgende Abschnitt 2.2.1. erläutert das methodische Vorgehen im Detail.

2.2.1 Methodisches Vorgehen

Eine genaue Berechnung der zu erwartenden Netzausbaukosten in der Schweiz durch den Zubau von PV erfordert i. d. R. die Analyse einer hohen Anzahl realer Verteilnetze. Da dies im Rahmen dieser Untersuchung mit einem realistischen Aufwand nicht geleistet werden kann, wird, wie auch in vorhergehenden Studien [5], auf die Verwendung öffentlich verfügbarer repräsentativer Benchmark-Netze zurückgegriffen. Konkret werden dabei die vom CIGRÉ erstellten, europäischen Benchmarknetze der Nieder- und Mittelspannung genutzt (siehe [23]). Darüber hinaus wurde, um unterschiedliche Netztypen abzubilden, die Ausprägung dieser Modellnetze zusätzlich hinsichtlich der Netzkonfiguration variiert. Hierzu wird, ausgehend von einer Analyse deutscher Verteilnetze [11], die Abgangslänge der Benchmarknetze verändert. So können neben städtischen Netzkonfigurationen auch in ländlichen Regionen typische Abgangslängen untersucht werden. In der Netzkonfiguration „ländlich“ werden die Längen der Nieder- und Mittelspannungsabgänge entsprechend der Erkenntnisse aus [11] auf das 90%-Quantil der vorgefundenen Stranglängen skaliert. Nur 10 % der real vorgefundenen Abgänge sind demnach länger als die jeweils ermittelte Länge. Zudem wurden Abgleiche mit den für die Schweiz verwendeten Netzparametern von vorherigen Netzstudien im Auftrag des BFE [6, 8] vorgenommen, wobei keine strukturellen Unterschiede festgestellt wurden. Zusätzlich wurde auch eine Netzkonfiguration mit extremen Abgangslängen betrachtet, die dem 99,9%-Quantil der in [11] ermittelten Verteilung entspricht. Dieses Szenario stellt zwar keine realistische Netzkonfiguration dar, stellt aber sicher, dass die ermittelten Ergebnisse auch über das 90%-Quantil hinaus Gültigkeit besitzen. Die somit untersuchten Netzkonfigurationen sind in Tabelle 2-3 beschrieben.

Tabelle 2-3: Stranglängen der untersuchten Netzkonfigurationen

Netzkonfiguration	Quantil nach [11]	Niederspannung	Mittelspannung
„städtisch“	ca. Q50%	354 / 270 m	10,2 / 7,9 km
„ländlich“	Q90%	850 m	19,5 km
„extrem“	Q99,9%	2 km	43,9 km

Neben der individuellen Netztopologie kann auch die Versorgungsaufgabe von Verteilnetzen variieren. Im Rahmen dieser Untersuchung, die speziell auf den Ausbau von PV-Anlagen abzielt, betrifft dies primär die installierte PV-Leistung in den untersuchten Netzkonfigurationen. Da die Analyseergebnisse stark sensitiv gegenüber der Höhe der installierten PV-Leistung sind, wird diese im Rahmen der Untersuchung zwischen 105% (leichte Netzüberlastung) bis 200% (starke Netzüberlastung) variiert. Die Prozentangaben beziehen sich dabei auf die maximal in den jeweiligen Netzkonfigurationen installierbare PV-Leistung, wodurch in allen untersuchten Fällen Verletzung der zulässigen Betriebsgrenzen des Verteilnetzes auftreten.

Zur Ermittlung der Belastungsgrenze werden PV-Anlagen zufällig im jeweiligen Netz verteilt und das Vorgehen bei Erreichen einer Betriebsgrenze (Strom oder Spannung) abgebrochen. Höhere Belastungen werden durch Skalierung der vorhandenen Anlagenleistungen simuliert. Ein Netzausbaubedarf ergibt sich in dieser Betrachtung erst dann, wenn in der zeitreihenbasierten Lastflussrechnung tatsächliche eine Grenzwertverletzung vorliegt und weicht somit von der D-A-CH-CZ-Richtlinie²⁵ ab. Grund für dieses Vorgehen ist, dass für die betrachteten Alternativmassnahmen (Abregelung, Speicherinstallation) in der Analyse erst dann Kosten entstehen, wenn tatsächlich eine Grenzwertverletzung vorliegt. Gemäss D-A-CH-CZ Richtlinie würden jedoch bereits dann Netzausbaumassnahmen durchgeführt werden müssen, wenn noch keine Grenzwertüberschreitung in der Lastflussrechnung vorliegt (ansonsten würde der VNB zeitweise Grenzwertverletzungen tolerieren, was in der Realität jedoch nicht der Fall ist). Für die Alternativmassnahmen würden hingegen keine Kosten entstehen, da sich diese nach den tatsächlichen Grenzwertüberschreitungen richten. In diesem Fall wäre ein Vergleich der Ausbaurkosten mit den Alternativmassnahmen somit irreführend. Da die Berücksichtigung dieser Alternativmassnahmen eine Zeitreihenbetrachtung beim VNB voraussetzt, wird dieses Wissen somit auch bei der Planung von konventionellen Netzausbaumassnahmen vorausgesetzt.

Entsprechend besteht ein Handlungsbedarf seitens des VNB zur Behebung dieser Grenzwertverletzungen. Da die technische und monetäre Bewertung der für den VNB verfügbaren Handlungsoptionen z. T. auf Basis von Zeitreihen erfolgt, wird die Verteilnetzbelastung für den Verlauf eines Jahres in stündlicher Auflösung simuliert. Dazu werden lastseitig Standardlastprofile für Haushaltskunden verwendet. Die Skalierung der Last erfolgt so, dass diese die verfügbare Netzkapazität der untersuchten Netze und ohne dezentrale Einspeisung zu 50 % auslastet. Die Einspeisung von PV-Anlagen wird auf Basis von Wettermodelldaten des DWD (COSMO-EU) aus dem Jahr 2013 für die Region Nordwestschweiz in Kombination mit einem physikalischen PV-Modell berechnet.

Nach Festlegung von Netzkonfiguration, Grad der PV-Überlastung und der Generierung von Zeitreihen für Verbrauch und Erzeugung kann anschliessend eine Lastflussrechnung für jede Stunde des betrachteten Jahres durchgeführt werden. Dies umfasst für die Mittelspannung auch die Bestimmung der optimalen

²⁵ In der heutigen Netzplanung wird eine Netzausbaumassnahme nicht erst dann durchgeführt, wenn tatsächlich Überlastungen der Betriebsgrenzen auftreten, sondern konservative Planungskriterien angesetzt, die eine Belastung vorzeitig verhindern. Da jedoch für viele der betrachteten Handlungsalternativen keine allgemeinen Planungsgrundsätze bestehen, wird dieses Vorgehen gewählt.



Trafostufung des HS/MS-Transformators in jedem Zeitschritt. Zur Ermittlung von Netzüberlastungen werden darüber hinaus die in [20] dargelegten, zulässigen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel berücksichtigt. Das Vorgehen zur Bewertung wird im Folgenden kurz erläutert.

Batteriespeicher

In dieser Handlungsalternative wird die Behebung der Netzüberlastung durch den Einsatz eines Batteriespeichers untersucht. Dafür wird zunächst die kostenoptimale Position eines oder mehrerer Speichersysteme im betreffenden Verteilnetz bestimmt. Anhand der Ergebnisse der stündlichen Lastflussrechnung kann in Verbindung mit einem sensitivitätsbasierten Analyseverfahren (siehe [21]) der netzorientierte Speichereinsatz über den Jahresverlauf simuliert werden. Anschliessend werden sowohl die Höhe der benötigten Leistung als auch die benötigte Kapazität aller im Netz benötigten Speicher bestimmt. Die Rückspeisung der bei PV-Überlastung eingespeicherten Energie erfolgt hierbei sobald dies unter Berücksichtigung der vorhandenen Netzkapazitäten und dem Einfluss des Speichers auf den Netzzustand möglich ist. Auf diese Weise können neben Speicherleistung und -reichweite auch die anfallenden Speicherverluste sowie Kosten und Erträge der Energieverschiebung am Energiemarkt bestimmt werden. Für den notwendigen Energiehandel wird hierbei jedoch keine Optimierung durchgeführt. Vielmehr wird der Speicher nach dem netzbedingten Ladevorgang frühestmöglich wieder entladen. Mit Hinblick auf die weiteren Analyseschritte können durch das sensitivitätsbasierte Verfahren auch die freien Netzkapazitäten für einen marktorientierten Speichereinsatz (siehe Abschnitt 2.3) bestimmt werden. In Vorbereitung der Analysen in Kapitel 2.3 wird somit ebenfalls festgehalten, mit welcher Leistung die eingesetzten Speicher für andere Anwendungsfälle im Jahresverlauf zur Verfügung stehen.

Konventioneller Netzausbau

Das jeweilige Verteilnetz wird durch die zusätzliche Installation oder den Austausch von Betriebsmitteln nach den heute gängigen Planungs- und Betriebsgrundsätzen für den maximalen Last- und Rückspeisefall ertüchtigt. Verletzungen des zulässigen thermischen Grenzstroms der Betriebsmittel wird durch das Einbringen paralleler Kabel bzw. Transformatoren entgegnet. Dabei werden standardmässig Kabel des Querschnitts 4x150mm² (NS) bzw. 4x240mm² (MS) verwendet. Bei Spannungsproblemen erfolgt alternativ oder zusätzlich die Auftrennung des betroffenen Stranges durch einen oder mehrere zusätzliche Abgänge (NS) bzw. durch Schaffung zusätzlicher Ringstrukturen (MS). Die Entscheidung der zu treffenden Massnahmen erfolgt automatisiert und hinsichtlich der geringstmöglichen Netzausbaukosten. Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Verfahrens findet sich in einer Studie der ef.Ruhr [24].

Innovative Betriebsmittel

Als Beispiel für mögliche innovative Betriebsmittel, die zwar ebenfalls eine Netzausbaumassnahme darstellen, die entstehenden Ausbaukosten jedoch ggf. reduzieren, wird der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) untersucht. Dieser entkoppelt das Spannungsband von Mittel- und Niederspannungsebene und erlaubt somit ein höheres nutzbares Spannungsband in der Niederspannung. Somit können ein spannungsbedingter Netzausbau in den Niederspannungsnetzen bei geringer bis mittlerer PV-Überlastung vermieden und die verursachten Netzausbaukosten verringert werden. Eine detaillierte Beschreibung und Analyse dieser und andere Smart-Grid-Technologien findet sich in einer Studie des BFE [3].

Spitzenkappung und Einspeisemanagement

Der PV-induzierten Netzüberlastung kann neben dem Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel auch durch die Abregelung von PV-Anlagen entgegnet werden. Dabei werden zwei Konzepte untersucht:

Im Konzept **Spitzenkappung** wird allen PV-Anlagen der untersuchten Netze ein prozentualer Grenzwert zugewiesen, der, unabhängig von der aktuellen Netzsituation, maximal eingespeist werden darf. In diesem Konzept sind keine Kommunikation mit den PV-Anlagen sowie kein Monitoring des Netzzustandes notwendig.

Im Konzept **Einspeisemanagement** erfolgt ein Online-Monitoring des Verteilnetzes. PV-Anlagen werden in diesem Fall mit einer Kommunikationsschnittstelle ausgestattet, wodurch der VNB die PV-Einspeisung bei drohender Netzüberlastung zielgerichtet abregeln kann. Bei diesem Verfahren wird nur diejenige Energiemenge abgeregelt, die das Verteilnetz in einen zulässigen Betriebsbereich zurückführt. Es fallen Investitions- und Betriebskosten für die benötigte Kommunikationsschnittstelle der PV-Wechselrichter sowie für die benötigte Sensorik im Verteilnetz an. Im Gegenzug ist dieses Verfahren jedoch energetisch effizienter, da im Vergleich zum Einspeisemanagement geringere Energiemengen abgeregelt werden.

Benötigte IKT-Infrastruktur

Die betrachteten Handlungsalternativen setzen ein unterschiedliches Mass an IKT-Infrastruktur bei den VNB voraus (siehe Tabelle 2-4). Einzig die Massnahmen *konventioneller Netzausbau* und *Spitzenkappung* bedürfen keiner IKT-Infrastruktur. Für regelbare Ortsnetztransformatoren kann, je nach Betriebskonzept eine lokale Sensorik erforderlich, die in Form von Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt wird. Für Batteriespeicher sowie dem Einspeisemanagement sind darüber hinaus Schnittstellen zum VNB notwendig, die für das Einspeisemanagement aufgrund der hohen Anzahl von nachzurüstenden Anlagen explizit zu berücksichtigen sind. Seitens des VNB ist für diese Massnahmen zudem die Einrichtung eines Leitsystems notwendig, durch das die jeweiligen Massnahmen gesteuert und überwacht werden können. Die Kosten eines solchen Leitsystems werden in vergleichbaren Untersuchungen (vgl. [25]) mit 1,7 bis 2 Mio. Euro pro VNB angegeben werden. Da die konkreten Kosten jedoch stark vom individuellen Entwicklungsstand des existierenden IT-Systems des VNB abhängig sind und die, auf einzelne Netzbereiche umgelegten Kosten stark von der jeweiligen Grösse des VNB abhängen, werden diese Kosten nicht in die monetäre Bewertung der Alternativen aufgenommen. Die im Folgenden angelegten IKT-Kosten werden somit für Einspeisemanagement und Batteriespeicher unterschätzt.

Tabelle 2-4: Benötigte IKT-Infrastruktur der Handlungsalternativen

Handlungsalternative	Lokale Sensorik	IKT-Schnittstelle zum VNB	Leitsystem beim VNB
konv. Netzausbau	-	-	-
rONT	✓	-	-
Spitzenkappung	-	-	-
Einspeisemanagement	✓	✓	X
Batteriespeicher	✓	✓	X

-: nicht benötigt, ✓: benötigt und berücksichtigt, X: benötigt, aber nicht berücksichtigt

Kostenbestandteile

Zur monetären Bewertung der einzelnen Handlungsalternativen werden die folgenden Kostenannahmen verwendet. Die Berechnung aller Kosten erfolgt in Schweizer Franken (CHF). Kostenangaben in Euro werden mit einem Umrechnungskurs von 1,10 CHF/€ umgerechnet.

Tabelle 2-5: Berücksichtigte Parameter und Kostenbestandteile für Speicher

Position	Parameter / Kosten		Quelle
Kostenszenario	geringe Speicherkosten	hohe Speicherkosten	
Investition Leistung	66 CHF/kW	110 CHF/kW	
Investition Energie	260 CHF/kWh	523 CHF/kWh	
Betriebskosten	2 % p.a.		
Speicherverluste	132 CHF/MWh		
Energieverschiebung	nach Energiemarkt		
Netznutzungsentgelte und weitere Abgaben	nach Szenario		
Lebensdauer	12 Jahre oder 5.000 Zyklen		[18]
Gesamtwirkungsgrad der Zyklen	85 %		[18]

Für Batteriespeicher werden entsprechend der Analyse in Abschnitt 2.1 zwei Kostenpfade berücksichtigt, die eine hohe bzw. eine geringe Kostenreduktion unterstellen. Die Investitionskosten für Speicher werden getrennt nach Leistung und Energie berechnet. Zusätzlich werden jährliche Betriebskosten berücksichtigt. Die durch den netzorientierten Betrieb verschobenen Energiemengen werden anhand der Energiemarktpreise (Jahr 2020, vgl. Abschnitt 2.3) bewertet, während die bei der Ein- und Ausspeicherung von Strom anfallenden Speicherverluste pauschal mit 120 €/MWh bewertet werden. Dies entspricht dem Mittelwert der in [3] angesetzten Kosten zwischen einer Beschaffung am Strommarkt sowie der Produktion durch ein Gaskraftwerk²⁶. Da der Batteriespeicher im Basisfall als Netzbetriebsmittel angesehen wird, ergibt sich zunächst keine Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten und sonstigen Abgaben. Der Einfluss bzw. die Auswirkungen von Netzentgelten auf den Nettonutzen von Speichern werden in weiteren Abschnitten in alternativen Szenarien explizit analysiert und modelliert (vgl. Abschnitte 2.2.3 und 2.4, sowie Anhang B). Die verwendeten technischen Parameter und Kostenpositionen sind in Tabelle 2-5 dargestellt.

Zur monetären Bewertung von konventionellen und innovativen Netzausbaumaßnahmen werden die in Tabelle 2-6 dargelegten Kosten angesetzt. Diese ergeben sich aus der aktuellen Studienlage und umfassen die Betriebsmittel selbst sowie notwendige bauliche Massnahmen. Durch die höheren Kosten für Erdarbeiten in städtischen Gebieten wird zudem eine erhöhte Kostenannahme für städtische Verteilnetze verwendet.

²⁶ Mögliche Bewertungsansätze für verlorene Strommengen reichen vom aktuellen Strommarktpreis (geringe Kosten) bis hin zu Ersatzbeschaffung durch ein Spitzenlastkraftwerk, fall hierdurch die Aktivierung oder sogar Investition in zusätzliche Kraftwerkskapazität notwendig wird (hohe Kosten). Zur Vermeidung zusätzlicher Sensitivitätsbetrachtungen wird hier ein mittlerer Wert gewählt.

Tabelle 2-6: Kostenpositionen der Netzausbaumassnahmen [24], [8]

Betriebsmittel	Kosten in CHF		Lebensdauer in Jahren
	ländlich	städtisch	
MS-Kabel pro km	140 Tsd.	175 Tsd.	35
MS-Abgang	100 Tsd.		35
NS-Kabel pro km	90 Tsd.	130 Tsd.	35
MS/NS-Trafo 630 kVA	30 Tsd.		35
HS/MS-Trafo 40 MVA	1,3 Mio.		35
rONT	50 Tsd.		30
Betriebskosten rONT	600 CHF/a		-

Die Kostenbestandteile für Abregelungsmassnahmen richten sich nach dem jeweiligen Abregelungskonzept. Im Konzept *Spitzenkappung* werden Kompensationszahlungen für die abgeregelte PV-Menge in Höhe der aktuell durchschnittlichen, kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für Anlagen mit positivem Bescheid verwendet. Im Konzept *Einspeisemanagement* werden darüber hinaus Investitions- und Betriebskosten der IKT-Schnittstellen für PV-Wechselrichter berücksichtigt. Dabei wird jeweils nur die Anzahl von PV-Anlagen umgerüstet, die zur Behebung der Netzüberlastung minimal erforderlich ist. Die einzelnen Kostenpositionen sind in Tabelle 2-7 dargestellt.

Tabelle 2-7: Kostenbestandteile Abregelungsmassnahmen

Massnahme	Kosten in CHF	Quelle
Abgeregelte PV-Energie	18,7 Rp./kWh	[26]
Nachrüstung IKT-Schnittstelle	490 CHF/Anlage	[25]
Lebensdauer IKT-Schnittstelle	20 a	[25]
Betriebskosten IKT-Schnittstelle	33 CHF/a	[25]

Da die untersuchten Handlungsalternativen sowohl rein betriebliche Massnahmen als auch Investitionen mit stark unterschiedlicher Lebensdauer umfassen, erfolgt der Vergleich der Kosten anhand der annuitätischen Kosten der Massnahmen. Dabei wird ein Zinssatz (WACC) von 4,7 % für die Schweiz (2016, siehe [27]) zugrunde gelegt.

2.2.2 Ergebnisse der Basisrechnung

Der Vergleich der Handlungsalternativen wird entsprechend des methodischen Vorgehens sowohl für verschiedene Netzkonfigurationen als auch eine variierende Durchdringung mit PV-Anlagen durchgeführt. Dabei werden die zuvor dargelegten Kosten für jede Kombination aus Netzkonfiguration und PV-Belastung ermittelt und die äquivalenten, annuitätischen Zahlungen bestimmt. In der Basisrechnung wird dabei zunächst keine Zahlungsverpflichtung von Netznutzungsentgelten für (netzdienliche) Batteriespeicher unterstellt.

Die folgende Abbildung 2-4 zeigt exemplarisch das Ergebnis der Basisrechnung für die ländliche Netzkonfiguration in der Niederspannung. Die horizontale Achse zeigt dabei eine steigende Durchdringung des Netzes mit PV-Anlagen. Eine PV-Belastung von 100 % entspricht dabei der maximal möglichen, installierten PV-Leistung, die unter Einhaltung der Betriebsgrenzen im Verteilnetz aufgenommen werden kann. Bei höheren Belastungen werden diese übertreten und es entsteht ein Handlungsbedarf seitens des VNB zur Behebung der Netzüberlastung. Die dadurch entstehenden annuisierten Kosten sind für alle untersuchten Massnahmen aufgetragen. Für Batteriespeicher ist dabei der gesamte Bereich zwischen der geringen und hohen Kostenprognose blau eingefärbt.

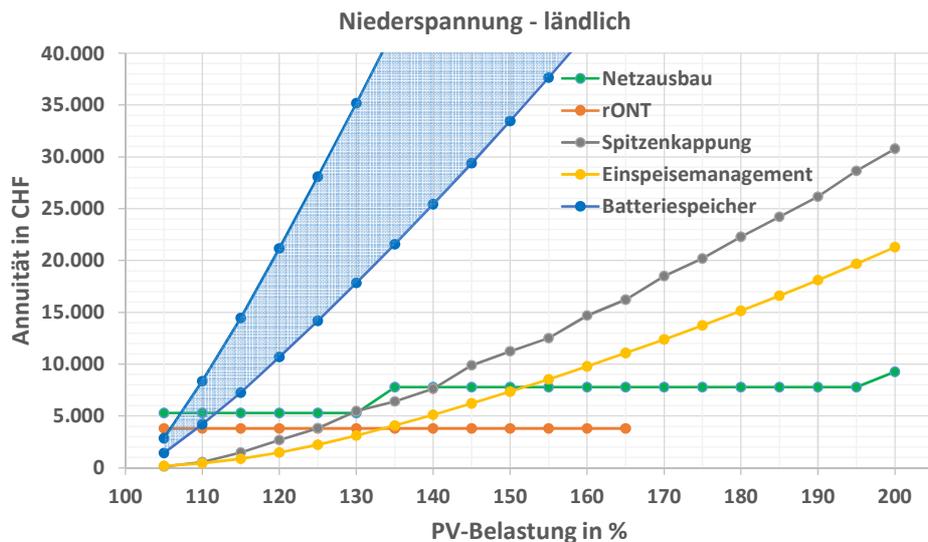


Abbildung 2-4: Annuitätische Kosten der untersuchten Handlungsoptionen in Abhängigkeit der im Netz installierten PV-Leistung

Es wird deutlich, dass die Kosten des Speicherbetriebs sowie der Abregelungsmassnahmen eine hohe Abhängigkeit von der bestehenden PV-Belastung aufweisen. Dies liegt darin begründet, dass mit steigender Netzüberlastung höhere Speicherleistungen und -kapazitäten benötigt werden bzw. eine zunehmend höhere Energiemenge abgeregelt werden muss (siehe Abbildung 2-5). Die Kosten des rONT sind hingegen unabhängig von der PV-Belastung. Ab einer Belastung von 165 % kommt es jedoch zur Übertretung der thermischen Grenzströme der Leitungen, die durch einen rONT nicht behoben werden können. Die Kosten des Netzausbaus steigen, bedingt durch die gängigen Ausbaugrundsätze²⁷ hingegen in diskreten Ausbaustufen. Die durch einen Netzausbau geschaffenen Netzkapazitäten erlauben somit auch die Aufnahme höherer PV-Mengen. Der konventionelle Netzausbau und der Einsatz eines rONT sind somit robuster gegenüber unsicheren Entwicklungen der Versorgungsaufgabe.

Die günstigste Handlungsalternative eines VNB besteht bei geringer PV-Überlastung demnach in der Nutzung von Abregelungsmassnahmen. Dabei ist das Einspeisemanagement (geringe Abregelung, jedoch IKT-Investition) unter den o. g. Annahmen stets vorteilhafter gegenüber einer pauschalen Spitzenkappung (keine Investition, hohe Abregelung). Bei mittleren PV-Überlastungen zwischen 135 % und 165 % stellt

²⁷ Die verwendeten Ausbaugrundsätze für Verteilnetze sind identisch mit denen, die in der sogenannten dena-Verteilnetzstudie [20] Anwendung finden. Dabei wird für Niederspannungsnetze keine und für Mittelspannungsnetze eine bedingte (n-1)-Sicherheit sowie die Verwendung von Standard-Betriebsmitteln unterstellt. Kurzschlussleistung, transiente Stabilitäten, Schutzkonzepte oder Sternpunktbehandlung (vgl. [28]) werden nicht berücksichtigt.

der rONT die günstigste Handlungsalternative dar. Bei höherer Belastung ist der Netzausbau die ökonomisch sinnvollste Handlungsoption.

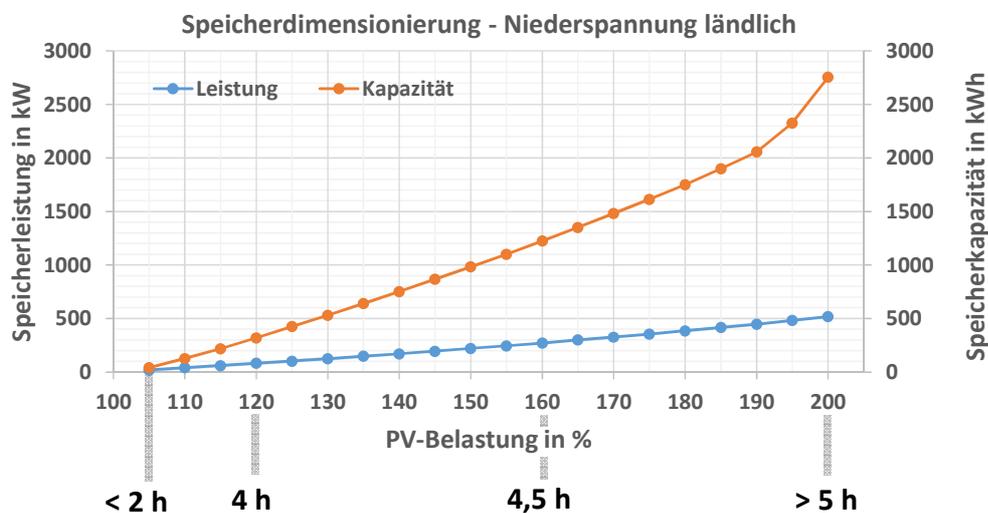


Abbildung 2-5: Benötigte Speicherleistung (linke Achse) und -kapazität (rechte Achse) für verschiedene PV-Belastungen in ländlichen Niederspannungsnetzen. Unterhalb der Grafik ist die benötigte Speicherreichweite angegeben

Die Investition in ein Speichersystem ist somit in allen betrachteten Fällen kostenintensiver als die jeweils günstigste Alternativmassnahme. Selbst gegenüber dem konventionellen Netzausbau stellt der Speicherbetrieb nur bei sehr geringen PV-Überlastungen eine sinnvolle Alternative dar. Dies liegt darin begründet, dass bei geringen PV-Belastungen nur kleine Speichersysteme notwendig sind. Der Ausbau des Verteilnetzes schafft entsprechend der verwendeten Planungsgrundsätze jedoch noch Übertragungskapazität für einen weiteren PV-Ausbau und ist dementsprechend kostenintensiver. Dies gilt gleichermaßen für die übrigen betrachteten Netzkonfigurationen aus der Nieder- und Mittelspannung. Eine Übersicht der Ergebnisse aller Netzkonfigurationen (vgl. Tabelle 2-3) ist für das Szenario „geringe Speicherkosten“ in Abbildung 2-6 dargestellt. Die Abbildung zeigt die fehlenden jährlichen Deckungsbeiträge (DB), die zum Erreichen der Konkurrenzfähigkeit mit der jeweils günstigsten Alternativmassnahme notwendig sind. Als Deckungsbeitrag werden dabei die vermiedenen Kosten der jeweils günstigsten Alternativmassnahme gewertet. Ist bei einer gegebenen PV-Überlastung beispielsweise der Netzausbau die günstigste Alternativmassnahme, werden die vermiedenen Netzausbaukosten als Deckungsbeitrag des Speichersystems aufgefasst. Der fehlende Deckungsbeitrag ist derjenige Betrag, der noch zur Deckung der annuisierten Speicherkosten fehlt. Da die installierten Speichergrößen je nach Netzkonfiguration und Belastungsfall variieren, sind die fehlenden Beträge auf eine Speicherleistung von 1 MW bezogen.

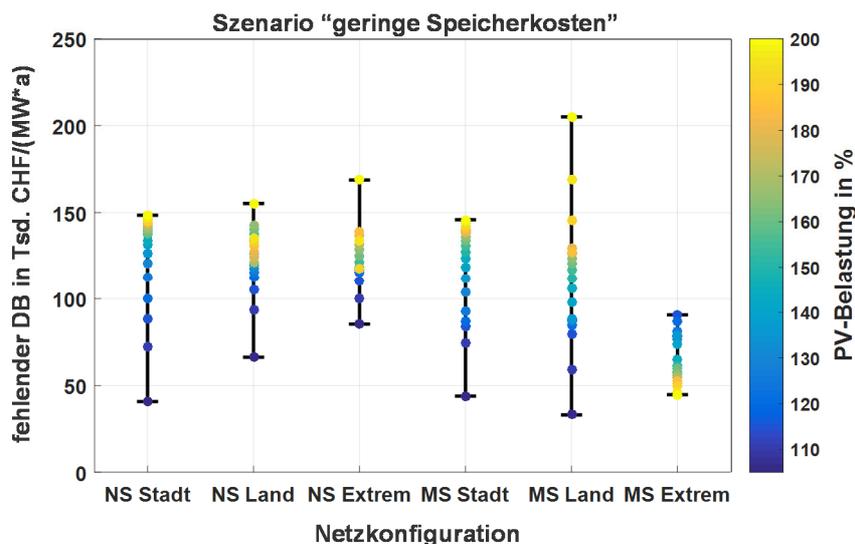


Abbildung 2-6: Fehlende Deckungsbeiträge pro Jahr rein netzorientierter Speicher, bezogen auf die Speicherleistung

Die Abbildung verdeutlicht, dass alle untersuchten Kombinationen fehlende Deckungsbeiträge aufweisen. Zudem steigt der Fehlbetrag i. d. R. mit höheren PV-Belastungen stark an. Dies liegt darin begründet, dass mit steigendem PV-Überschuss das Verhältnis zu Speicherkapazität zu Speicherleistung stark ansteigt: Während bei geringem PV-Überschuss eine Speicherreichweite von ein bis zwei Stunde ausreicht, sind bei einer PV-Belastung von 200 % bis zu 5 Stunden notwendig. Lediglich die Netzkonfiguration „MS Extrem“ zeigt ein vorteilhafteres Ergebnis für den netzorientierten Einsatz von Speichern auf, jedoch kann dies aufgrund der extrem geringen Auftretshäufigkeit in Realnetzen nicht als typischer Nutzungsfall gesehen werden. Der geringste Fehlbetrag ergibt sich in der Netzkonfiguration „MS Land“, in der zur Konkurrenzfähigkeit jährliche Einnahmen von ca. 33 Tsd. CHF/MW/a fehlen. Das Szenario „hohe Speicherkosten“ führt darüber hinaus in etwa zu einer Verdopplung der in Abbildung 2-6 dargestellten Werte für die fehlenden Deckungsbeiträge.

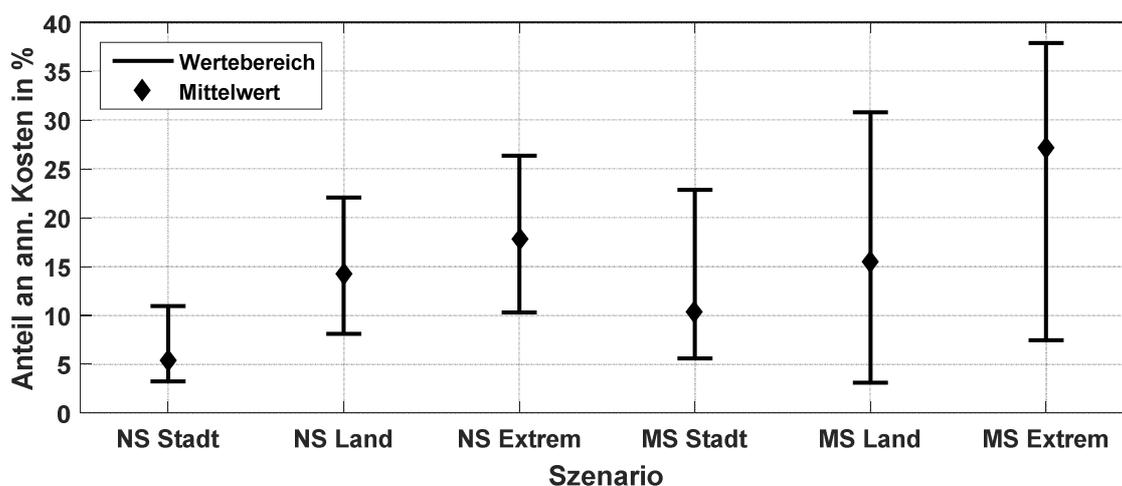


Abbildung 2-7: Anteil der durch den netzorientierten Betrieb generierten Deckungsbeiträge an den Gesamtkosten des Speichereinsatzes für den Basisfall und bei geringen Speicherkosten



Zur Einordnung der fehlenden Deckungsbeiträge sind diese in Abbildung 2-7 in Relation zu den Gesamtkosten der Speicherinvestition aufgetragen. Es wird deutlich, dass sich der Speichereinsatz nur zu einem geringen Anteil durch den netzorientierten Betrieb finanzieren lässt. In Ausnahmefällen können dabei ca. 37 % der Speicherkosten refinanziert werden. Bei Betrachtung des Grossteils der real vorkommenden Netzkonfigurationen liegt dieser Wert im Mittel jedoch nur zwischen 5 % und ca. 25 %. Diese Erkenntnisse decken sich dabei mit den Ergebnissen vorhergehender Studien (vgl. [11]).

2.2.3 Ergebnisse der Variantenrechnung

Neben der Basisrechnung wurden zur besseren Einordnung der Ergebnisse zusätzliche Variantenrechnungen durchgeführt. An dieser Stelle werden lediglich die Erkenntnisse der Variantenrechnungen zusammengefasst. Details zu den Ergebnissen der Berechnungen finden sich in Anhang B.

Variante „Windenergieanlagen“

In dieser Variantenrechnung wird statt der Einspeisung durch PV-Anlagen je eine Windkraftanlage an den Abgängen eines ländlichen Mittelspannungsnetzes betrachtet. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die Konkurrenzfähigkeit des Speichereinsatzes hierdurch zusätzlich deutlich vermindert wird. Während PV-Anlagen nur für sehr kurze Zeit mit ihrer installierten Leistung einspeisen, können Windkraftanlagen ihre maximale Einspeiseleistung lokal für mehrere Stunden aufrecht halten. Dies führt dazu, dass die benötigte Speicherkapazität in diesem Fall bis zu 90 Stunden betragen kann. Entsprechend können durch den netzorientierten Betrieb nur zwischen 7 % und 1 % der benötigten Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden (Szenario „geringe Speicherkosten“).

Variante „Netznutzungsentgelte“

In dieser Variantenrechnung wird keine Befreiung des Speichers zur Zahlung von Netznutzungsentgelten wie im Basisfall unterstellt. Speicher sind bei Strombezug somit vollumfänglich zur Zahlung von Netznutzungsentgelten verpflichtet. Die dabei angesetzten Kosten werden als Mittelwert der von den zehn grössten VNB der Schweiz erhobenen Netzentgelte angesetzt. Die Rechnung zeigt, dass die Leistungskomponente des Netzentgeltes nur einen geringen Einfluss auf das Ergebnis hat. Bei steigender PV-Belastung erhöht sich jedoch der Strombezug des Speichers deutlich, wodurch ab einer mittleren PV-Überlastung (ca. 120 %) ein steigender Einfluss zu beobachten ist. Die Konkurrenzfähigkeit von Speichern als Alternative zu Netzausbau und Abregelungsmassnahmen wird dadurch weiter gesenkt.

Variante „verringerte PV-Kompensation“

In dieser Variantenrechnung wird anstatt der aktuellen KEV von 18,7 Rp./kWh eine Kompensationszahlung von 10 Rp./kWh für den Fall der Abregelung von PV-Anlagen angenommen. Als Resultat werden Abregelungsmassnahmen günstiger, wodurch die Attraktivität von Speicherinvestitionen aber auch Netzausbaumassnahmen verringert wird. Zusätzlich nähern sich die Handlungsoptionen „Einspeisemanagement“ und „Spitzenkappung“ finanziell weiter an.

Variante „Solarstromspeicher“

In dieser Variante wird unterstellt, dass zukünftig 50 % der installierten PV-Anlagen mit einem privat betriebenen Solarstromspeicher ausgestattet ist. Der Solarstromspeicher wird dabei in zwei Betriebsvarianten betrachtet.

- In der Variante „heute“ wird ein einfaches Speichermanagement unterstellt, das den Speicher lädt, sobald ein PV-Überschuss besteht (PV Erzeugung ist grösser als der Stromverbrauch des Betreibers des Solarstromspeichers). Dies entspricht der heutigen Dimensionierungspraxis von Solarstromspeichern. Sie führt dazu, dass der Grossteil der Batteriespeicher bei Erreichen der Einspeisespitze bereits vollständig geladen ist. Es ergibt sich somit nahezu keine Veränderung der eingespeisten Spitzenleistung. Dementsprechend ist keine netzentlastende Wirkung und somit kein Einfluss auf die Berechnungsergebnisse des Basisfalls erkennbar.
- In einer weiteren Variation wird ein netzoptimierter Betrieb von Solarstromspeichern unterstellt.²⁸ Die maximale PV-Belastung der Verteilnetze kann hierdurch um ca. 10 % reduziert werden. Dadurch werden erst bei höherer PV-Durchdringung Handlungsmaßnahmen seitens des VNB notwendig. Werden die Betriebsgrenzen des Verteilnetzes jedoch überschritten, werden Massnahmen mit derselben Kostenstruktur des Basisfalls notwendig.

Während beide Varianten grundsätzlich zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führen können, besteht jedoch kein wesentlicher Einfluss auf die relative Vorteilhaftigkeit von Speicher als Netzbetriebsmittel zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen im Vergleich zu anderen Alternativen.

Variante „Power-to-Gas“

In dieser Variante werden die bisher betrachteten Handlungsalternativen durch die Möglichkeit zur Installation einer Power-to-Gas-Anlage ergänzt. Dabei wird eine Nutzung des vom Netz nicht aufgenommen PV-Stroms zur Produktion von CH₄ angenommen. Das Berechnungsergebnis zeigt, dass P2G-Anlagen bei günstiger Kostenentwicklung (ca. 1.100 CHF/kW) mit einem Speichereinsatz konkurrieren können. Es zeigt sich jedoch bis 2035 keine Wirtschaftlichkeit gegenüber den übrigen Alternativmassnahmen. Das Berechnungsergebnis ist zudem stark sensitiv gegenüber den angenommenen Investitionskosten, Wirkungsgraden und den unterstellten Erträgen der Gasverässerung. Naturgemäss haben die so im Netz verbauten Power-to-Gas-Anlagen jedoch einen starken Einfluss auf die Belastungen der untersuchten Verteilnetze. Dies führt dazu, dass der Betrieb der Anlagen bei mittlerer bis hoher Netzlast eingeschränkt werden muss, da es sonst zu lastseitigen Grenzwertverletzungen im Netz kommt. Die Lokalität der Anlagen ist also wesentlich für deren allfälligen Nutzen. Entsprechend können die Anlagen je nach Anzahl der verbauten PV-Anlagen nur mit stark verringerten Betriebsstunden genutzt werden. Die detaillierten Annahmen und Ergebnisse sind in Anhang B dargelegt.

Variante „benötigte Speicherkosten“

In dieser Variante wird untersucht, welche Speicherkosten zukünftig notwendig wären, damit sich eine Konkurrenzfähigkeit der Speicherinvestition zu den betrachteten Alternativmassnahmen ergeben würde. Dabei zeigt sich, dass eine Kostendegression von mindestens weiteren 70 % gegenüber dem Szenario

²⁸ Diese Annahme ist u.a. der Förderung und den betrieblichen Einschränkungen von dezentralen PV-Speichern in Deutschland nachempfunden. Voraussetzung für die Förderung ist die Entlastung der Stromnetze durch die durchgehende Beschränkung der Einspeiseleistung der Solarstrom-Anlage auf 50 Prozent der Anlagenleistung. Dadurch wird ein Anreiz gesetzt, Speicherkapazität zur reservieren, um die Energie bei Erzeugung bei Maximalleistung nicht zu verlieren, sondern einzuspeichern.



„geringe Speicherkosten“ notwendig wäre, damit Speicher in einzelnen der untersuchten Kombinationen von Netzkonfiguration und PV-Belastung wirtschaftlich werden. Dies entspricht Speicherkosten von ca. 300 €/kW für ein 4h-System. Gegenüber heutigen Speicherkosten (Annahme: 2.500 €/kWh für ein 4h-System [17]) entspricht dies einer Kostendegression von ca. 90 %.

Bei Annahme unveränderten Kosten der Leistungselektronik (Annahme für 2030: 60 €/kW) entspricht dies kapazitätsabhängigen Kosten (Zellen + Sekundärtechnik) von 60 €/kWh (Kosten für die bauliche Unterbringung des Speichersystems, der benötigte Grund sowie ein Schutz- und Leitsystem ist hierin jedoch nicht enthalten). Ab dieser Größenordnung wird der Speichereinsatz mit den angesetzten Kompensationskosten für die Abregelung von PV-Anlagen konkurrenzfähig. Bei höheren Netzüberlastungen (ab ca. 140 %) bleibt der Netzausbau jedoch weiterhin deutlich kostengünstiger.

2.2.4 Fazit

Die Analyse zeigt, dass der ausschliessliche Einsatz von Speichern zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen (ohne zusätzliche Speichieranwendungen) auf absehbare Zeit keine wirtschaftliche Alternative im Ausbau typischer Verteilnetze darstellt. Auch bei günstiger Kostenentwicklung von Speichertechnologien stellen die heute bereits vorhandenen Alternativmassnahmen deutlich günstigere Handlungsoptionen dar. Bei geringen Netzüberlastungen bieten sich Abregelungsmassnahmen als günstigste Gegenmassnahme an, während bei hohen Netzüberlastungen ein konventioneller Netzausbau die geringsten Gesamtkosten aufweist. Auch der Einsatz innovativer Betriebsmittel wie regelbarer Ortsnetztransformatoren stellt bei Spannungsbandverletzungen eine günstige Ausbaumassnahme dar. Für den Einsatz von Batteriespeichern zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen ergeben sich jedoch weitere Chancen und Risiken, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht berücksichtigt wurden:

Risiken

Einerseits besteht für solche „Netzspeicher“ eine hohe Unsicherheit bezüglich der zeitlichen Entwicklung der Versorgungsaufgabe des Verteilnetzes. Dies führt dazu, dass ein Speicher in der Praxis tendenziell eher überdimensioniert werden muss, was die Wirtschaftlichkeit zusätzlich senkt. Bei ungünstiger Entwicklung kann es zudem vorkommen, dass ein, an ein bestimmtes Entwicklungsszenario angepasstes Speichersystem nachträglich erweitert werden muss.

Dieser Effekt trifft die übrigen betrachteten Massnahmen nur teilweise. Beim konventionellen Netzausbau erfolgt der Ausbau in diskreten Stufen, die jeweils zusätzliche Kapazität für zukünftige Veränderungen der Versorgungsaufgabe schaffen. Somit ist die Verlegung neuer Leitungen i. d. R. eine deutlich robustere Alternative mit Hinblick auf die zukünftige Entwicklung des Verteilnetzes.

In einer Studie der BET Dynamo Suisse [3] wird zusätzlich der hohe Raumbedarf sowie der damit verbundene, hohe administrative Aufwand als zusätzlicher Hinderungsgrund für den Einsatz von Speichersystemen in Mittelspannungsnetzen genannt.

Chancen

Andererseits kann der Anschluss eines Speichersystems deutlich kurzfristiger als ein Netzausbau erfolgen. Insbesondere in dicht besiedeltem Raum ergibt sich so die Möglichkeit, kurzfristigem Handlungsbedarf im Verteilnetz durch den zeitweisen Einsatz eines Speichersystems zu entgegnen. Zudem hat konventioneller



Netzausbau den Nachteil, dass damit sehr langfristige Investitionsentscheidungen getroffen werden. Speicher haben nicht nur deutlich kürzere Nutzungsdauern, sie können (bei entsprechender Auslegung) im Gegensatz zu konventionellen Netzmassnahmen auch teilweise bei unerwarteten und/oder kurzfristigeren Rückgängen von Einspeisung oder Last abgebaut und an anderen Orten eingesetzt werden. Stellt sich die Netzüberlastung als langfristiges Phänomen heraus, kann zudem ein Netzausbau erfolgen und der Speicher ggf. an anderer Stelle im Netz genutzt werden. Der Speicher besitzt in diesem Fall einen Optionswert, mit dem der Netzbetreiber auf kurzfristige Entwicklungen reagieren kann, ohne langfristige Netzausbaumentscheidungen treffen zu müssen²⁹. Die Möglichkeit einer Second-Life-Nutzung ausgedienter Speicher aus der Elektromobilität bietet darüber hinaus auch die Möglichkeit, deutliche Kostensenkungen für stationäre Speicheranwendungen zu erreichen

2.3 Nutzen eines zusätzlichen Strommarktorientierten Einsatzes Dezentraler Speicher

Die vorhergehende Analyse in Abschnitt 2.2 zeigt, dass der Einsatz von dezentralen Speichersystemen zur alleinigen Vermeidung von Netzausbaumassnahmen auf absehbare Zeit keine wirtschaftliche Handlungsoption für VNBs ist. Der Speichereinsatz erfolgt dabei ausschliesslich netzorientiert. Dies hat zur Folge, dass der Speichereinsatz zur Vermeidung durch Überlast durch PV-Anlagen wetterabhängig und stark saisonal ausgeprägt ist. Insbesondere für kleine PV-Überlastungen ergeben sich im Jahresverlauf nur wenige Tage mit netzorientiertem Speichereinsatz. Hierdurch ergibt sich das Potential, durch einen marktorientierten Einsatz (in Zeiten in denen der Speicher nicht für einen netzorientierten Einsatz benötigt wird) zusätzliche Deckungsbeiträge zur Refinanzierung der Speicherinvestition zu generieren. In diesem Abschnitt wird daher untersucht, inwiefern eine zusätzliche Teilnahme am Energie- und Regelleistungsmarkt das wirtschaftliche Ergebnis der Speicherinvestitionen aus Abschnitt 2.2 verbessert. Die Analyse erfolgt dabei zunächst unabhängig von heutigen regulatorischen Vorgaben zur Trennung von Netzbetrieb und Marktteilnahme (Entflechtung).

2.3.1 Methodisches Vorgehen

Anhand der vorhergehenden zeitreihenbasierten Simulationen verschiedener Verteilnetze ist bereits bekannt, in welchen Stunden des simulierten Jahres ein netzorientierter Speichereinsatz erforderlich ist. Gleichzeitig kann mittels der verwendeten, sensitivitätsbasierten Netzanalyse (siehe [21]) berechnet werden, welche Speicherleistung im Jahresverlauf marktorientiert genutzt werden kann, ohne dass es zu einer zusätzlichen, durch den Speicher verursachten Verletzung der Netzrestriktionen kommt (der Verteilnetzbetreiber gibt die Informationen über begrenzte Netzkapazitäten somit an einen etwaigen Speicherbetreiber weiter). Entsprechend kann auf Basis der vorhergehenden Simulationsergebnisse das wirtschaftliche Potential einer zusätzlichen Teilnahme am Energie- und Regelleistungsmarkt bestimmt werden.

²⁹ Dieser Nutzen eines Speichereinsatzes zur zeitlichen Verlagerung von Netzausbaumassnahmen ist jedoch stark von den individuellen Anforderungen des VNB abhängig und kann im Rahmen dieser Untersuchung nicht quantifiziert werden.

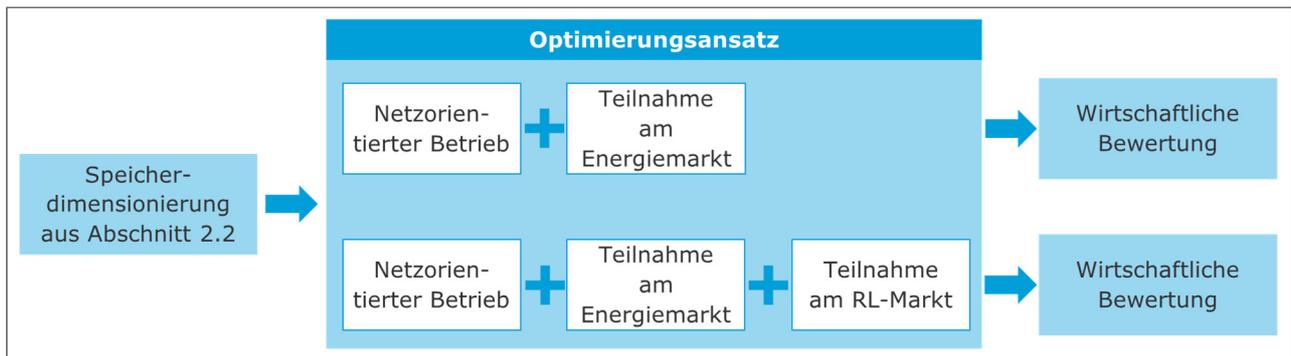


Abbildung 2-8: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung eines zusätzlichen Strommarktorientierten Einsatzes dezentraler Speicher

Teilnahme am Energiemarkt

Das optimale Einsatzverhalten eines Speichers am Energiemarkt lässt sich als Einsatzplanungsproblem mit Methoden der mathematischen Optimierung ermitteln. Im Rahmen dieser Untersuchung wird dabei ein vereinfachtes, lineares Speichermodell verwendet, in dem nichtlineare Zusammenhänge zwischen Speicherleistung und nutzbarer Speicherkapazität vernachlässigt werden. Zusätzliche Nebenbedingungen ergeben sich aus den begrenzten Netzkapazitäten. Eine Beschreibung des dabei verwendeten Optimierungsansatzes findet sich in [21]. Ergänzt wird diese Modellierung um den netzorientierten Speichereinsatz, der als zusätzliche Nebenbedingung berücksichtigt wird. Entsprechend hat der netzorientierte Speicherbetrieb immer Vorrang vor einer marktorientierten Anwendung. In der Zielfunktion der Optimierung können neben den Zeitreihen der prognostizierten Energiemarktpreise auch die Verpflichtung zur Zahlung von Netznutzungsentgelten berücksichtigt werden.

Da diese Untersuchung von einer steigenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ausgeht, muss sich dies auch in den verwendeten Preiszeitreihen des Energiemarktes spiegeln. Aus diesem Grund werden zwei unterschiedliche Preiszeitreihen eines stündlichen Energiemarktes für die Jahre 2020 und 2035 verwendet. Diese gehen auf die Studie „Energiespeicher in der Schweiz“ von DNV GL im Auftrag des BFE im Jahr 2013 [7] zurück. Dort wurden in einem Fundamentalmodell Day-Ahead-Marktpreise für verschiedene Energieszenarien bestimmt. Das dort verwendete Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP/C&E) in der Variation „ohne dezentrale Speicher“ reflektiert am ehesten die heutigen Erwartungen an die zukünftige Entwicklung erneuerbarer Energien in der Schweiz. In diesem Szenario verzeichnen die Marktpreise zwischen den Jahren 2020 und 2035 einen deutlichen Anstieg sowohl besonders günstiger als auch hoher Marktpreise.³⁰

Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Neben der Teilnahme am Energiemarkt wird entsprechend den Erkenntnissen aus Kapitel 2.1 auch die Anwendungskombination unter Einbezug des Regelleistungsmarktes untersucht. Da sich der Markt für Primärregelleistung (PRL) bereits heute als technisch und wirtschaftlich attraktiver Markt für den Batteriespeicher erweist, orientiert sich die Analyse an den heutigen Voraussetzungen zur Erbringung von PRL (vgl. [28]). Dementsprechend wird ein Verhältnis von Energie zu Leistung von mindestens eins als Voraussetzung zur Marktteilnahme festgelegt, welches von den netzorientiert dimensionierten Speichern jedoch ausnahmelos erfüllt wird. Abweichend von den heutigen Qualifikationsvoraussetzungen wird

³⁰ Eine Übersicht der verwendeten Preiszeitreihen findet sich in Anhang D, eine detaillierte Beschreibung in [7].

jedoch, dem allgemeinen Trend zur Beseitigung von Markteintrittsbarrieren im Regelleistungsmarkt folgend (siehe [29]), keine Mindestgebotsgrösse sowie tägliche statt wöchentliche Ausschreibungen unterstellt. Neben dem PRL-Markt ist auch eine Teilnahme von Speichern am Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt denkbar. Aufgrund der in den letzten Jahren gesunkenen Renditemöglichkeit an diesen Märkten, wird hier ausschliesslich der PRL-Markt betrachtet.

In der modelltechnischen Umsetzung wird die Möglichkeit zur Erbringung von PRL in das zuvor aufgestellte Optimierungsproblem integriert. Bei Teilnahme am PRL-Markt kann dann für den gesamten Tag keine Teilnahme am Energiemarkt erfolgen. An Tagen mit netzorientiertem Speichereinsatz kann zudem kein Angebot von PRL erfolgen. Die angebotene PRL-Menge wird zudem durch das Minimum der freien Netzkapazitäten (sowohl für Ein- und Ausspeisung) am Angebotstag begrenzt. Der Abruf von PRL und die damit verbundenen Speicherverluste werden hingegen nicht berücksichtigt. Diese Annahmen sorgen teils dafür, dass das wirtschaftliche Potential einerseits überschätzt (z. B. keine Berücksichtigung von PRL-bedingtem Stromeinkauf, keine Mindestangebotsmenge, keine Reserven für Prognosefehler), in anderen Fällen aber auch unterschätzt wird (kein Angebot von Teilleistungen).

Bereits heute ist ein steigender Anteil kommerzieller Speicherbetreiber am PRL-Markt zu beobachten (siehe z. B. [14]). In einer Studie zur zukünftigen Entwicklung der Regelleistungsbereitstellung (siehe [29]) konnte zudem gezeigt werden, dass die Bereitstellung von PRL durch Speichersysteme auch langfristig kostengünstiger ist als eine konventionelle Bereitstellung durch Grosskraftwerke. Daher ist zu erwarten, dass das Preisniveau des PRL-Marktes zukünftig stark von Speicheranbietern beeinflusst wird. Bei sinkenden Speicherkosten ist somit ebenfalls mit sinkenden PRL-Preisen zu rechnen. In Bezug auf diese Analyse ergibt sich somit die Herausforderung, dass sich die verwendeten PRL-Preise kohärent zum Szenario der Kostenentwicklung für Speichersysteme verhalten müssen. Aus diesem Grund wird der in den Szenarien zugrundegelegte PRL-Preis als die marginalen Kosten der PRL-Bereitstellung durch Speichersysteme angenommen. Zur Bestimmung dieses Preises werden die annuitätischen Kosten eines PRL-Speichers unter Berücksichtigung der Kostenbestandteile für Speichersysteme (siehe Tabelle 2-5) verwendet. Dabei finden die annuitätischen Investitionskosten, Betriebskosten, die Leistungskomponente der Netzentgelte sowie Kapitalkosten i. H. v. 10 %³¹ Berücksichtigung. Zudem wird ein ganzjähriges Gebot von PRL unterstellt. Speicherverluste und notwendiger Ausgleichshandel am Energiemarkt durch den PRL-Betrieb werden (wie auch in der späteren Bewertung) nicht berücksichtigt. Das Ergebnis der Berechnung ist in Tabelle 2-8 dargestellt. Da der PRL-Markt in Euro abgewickelt wird, sind die Preise in Euro dargestellt.

Tabelle 2-8: Heutige und zukünftige PRL-Preise in Abhängigkeit der Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Speicherkosten

Szenario	Kosten in €/ (MW*h)
Heute (mengewichteter Durchschnittspreis 2015)	21,8
Szenario „hohe Speicherkosten“	11,0 ³²
Szenario „geringe Speicherkosten“	5,7

³¹ Da die für Investitionen veranschlagten Kapitalkosten in Wirtschaftsunternehmen deutlich oberhalb des (regulatorisch festgelegte) WACC für Netzbetreiber liegen, wird dieser Wert exemplarische für höhere Kapitalkosten gewählt.

³² Im Szenario „geringe Speicherkosten“ ergeben sich für einen Speicher mit einer Kapazität von 1 MWh und einer Leistung von 1 MW mit einer Lebensdauer von 12 Jahren, einem Zins von 10 % p.a., Betriebskosten von 2 % p.a. und Netzentgelten von ca. 600 CHF/MW jährliche Speicherkosten i. H. v. ca. 96 Tsd. €. Je Stunde erbrachter PRL sind zur Kostendeckung somit ca. 11 € je MW*h notwendig.

2.3.2 Ergebnisse

Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt zunächst unter Berücksichtigung einer, neben dem netzorientierten Betrieb zusätzlichen Teilnahme am Energiemarkt. Anschliessend wird die Marktteilnahme sowohl auf den Energie- als auch den Regelleistungsmarkt ausgedehnt.

Teilnahme am Energiemarkt

Die Berechnungsergebnisse (siehe Abbildung 2-9) zeigen, dass es die Möglichkeiten zur Erwirtschaftung zusätzlicher Deckungsbeiträge am Spotmarkt stark von der jeweiligen Speicherdimensionierung und den verfügbaren Netzkapazitäten abhängen. Speicher, die bei geringen Netzüberlastungen eingesetzt werden, können aufgrund ihrer geringen spezifischen Speicherkapazität nur geringe Deckungsbeiträge generieren. Mit steigender PV-Belastung steigt auch die relative Speicherkapazität (bzw. Speicherreichweite, vgl. Abbildung 2-5) und damit einhergehend die spezifischen, auf die Speicherleistung bezogenen Erträge. Bei noch weiter steigender PV-Belastung haben die Speicher jedoch einen zunehmenden Einfluss auf den stabilen Zustand des Verteilnetzes und werden häufiger für netzdienliche Anwendungen benötigt. Daher ist bei hohen PV-Belastungen nur noch eine eingeschränkte Marktaktivität möglich. Zusätzlich wird deutlich, dass im Preisszenario 2035 deutlich höhere Erträge möglich sind.

Neben der PV-Belastung haben auch das verwendete Preisszenario sowie die Verpflichtung zur Zahlung von Netznutzungsentgelten einen erheblichen Einfluss auf die Ertragsmöglichkeiten. Während im Preisszenario 2020 nur sehr geringe Erträge erwirtschaftet werden können, bietet das Preisszenario 2035 eine ausreichende Volatilität, um nennenswerte Deckungsbeiträge zu generieren (siehe Abbildung 2-9). Bei Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten (Basisfall) ist zudem nur die Nutzung grosser Preis-Spreads wirtschaftlich. Speicher werden in diesem Fall nur bedingt am Energiemarkt teilnehmen und erwirtschaften verringerte Deckungsbeiträge.

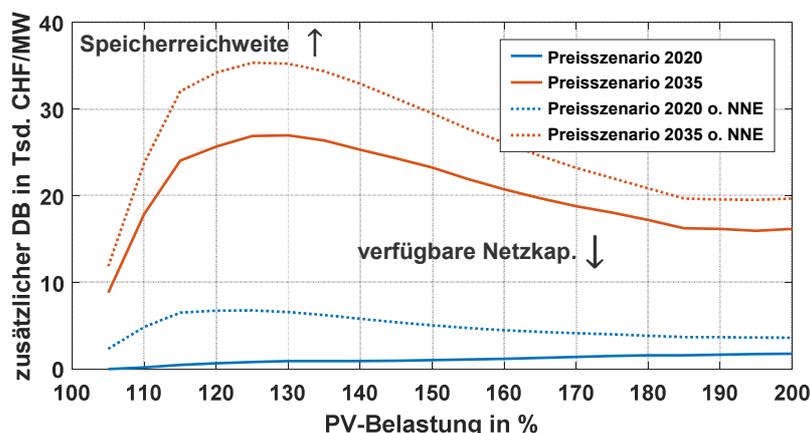


Abbildung 2-9: Ertragsmöglichkeiten bei zusätzlicher Teilnahme am Spotmarkt in einem ländlichen Mittelspannungsnetz. Durch die steigende Speicherreichweite ergeben sich zunächst höhere Erlösmöglichkeiten. Da mit zunehmender Speicherleistung jedoch auch die Restriktionen durch das Verteilnetz zunehmen, sinkt die relative Erlösmöglichkeit wieder.

Die Möglichkeit zur Teilnahme am Energiemarkt führt demnach bei allen simulierten Speichern zu einer wirtschaftlichen Verbesserung im Vergleich zu einem rein netzorientierten Betrieb. Die Auswirkungen auf die Konkurrenzfähigkeit gegenüber den alternativen Handlungsoptionen des VNB sind in Abbildung 2-10 dargestellt. Dabei sind die Deckungsbeiträge aus dem rein netzorientierten Betrieb (schwarz) sowie das finanzielle Ergebnis unter Berücksichtigung einer Marktteilnahme in 2020 und 2035 abgebildet. Es wird

deutlich, dass die jährlichen Speicherkosten nicht gedeckt werden können und somit auch eine zusätzliche Teilnahme am Energiemarkt keinen wirtschaftlichen Speicherbetrieb ermöglicht.

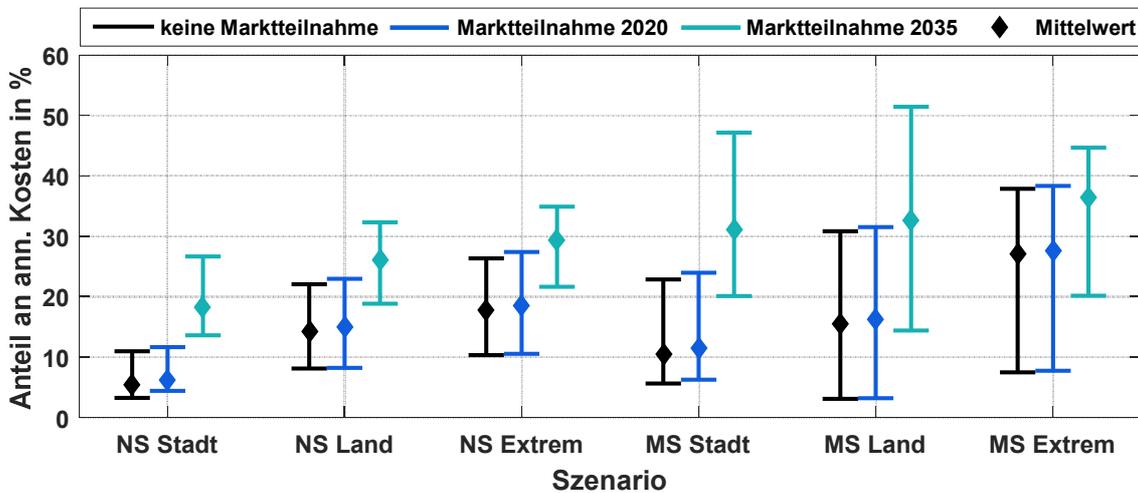


Abbildung 2-10: Anteil der durch den kombinierten netz- und marktorientierten Speicherbetrieb generierten Deckungsbeiträge an den Gesamtkosten des Speichereinsatzes (Basisfall: keine Netzentgelte, geringen Speicherkosten; Teilnahme am Spotmarkt)

Im günstigsten Fall kann der eingesetzte Speicher zu ca. 51 % refinanziert werden. Im Gegensatz zu den Ergebnissen des rein netzorientierten Betriebs erreichen Speicher bei einer PV-Last zwischen 115 % und 125 % (städtische Netze) bzw. 140 % (ländliche Netze) die beste Wirtschaftlichkeit. In einer Variantenrechnung, in der auch für den marktorientierten Speicherbetrieb keine Netzentgelte berechnet werden, verbessert sich das wirtschaftliche Ergebnis geringfügig (siehe Anhang C). In diesem Fall können bis zu 58 % der jährlichen Speicherkosten erwirtschaftet werden. In allen untersuchten Fällen (alle Werte kleiner 100 %) stellt der Speichereinsatz jedoch trotz zusätzlicher Deckungsbeiträge aus der Marktaktivität keine wirtschaftliche Handlungsalternative gegenüber den übrigen Netzverstärkungsmassnahmen bzw. der Abregelung dar.

Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Für die Bestimmung möglicher Erträge unter zusätzlicher Berücksichtigung des PRL-Marktes wird zunächst analysiert, welche Leistung die betrachteten Speichersysteme an jedem Tag des betrachteten Jahres bereitstellen können. Dabei werden sowohl der netzorientierte Betrieb als auch die verfügbaren Netzkapazitäten für eine symmetrische Leistungsbereitstellung als Beschränkungen berücksichtigt. Hierbei zeigt sich, dass kleinere Speicher aufgrund ihres geringeren Einflusses auf den Netzstatus relativ gesehen grössere PRL-Mengen bereitstellen können. Abbildung 2-11 zeigt exemplarisch die maximale PRL-Menge, die bei Speichersystemen in ländlichen Mittelspannungsnetzen angeboten werden kann. 100% entspricht hierbei einem ganzjährigen Angebot (zu beachten ist, dass bei PRL eine Reichweite von mindestens 1h nötig ist, was alle betrachteten Speicher erfüllen). Es wird deutlich, dass bereits ab einer PV-Last von 115 % nur noch sehr eingeschränkte PRL-Mengen angeboten werden können. Dies liegt darin begründet, dass mit steigender PV-Last grössere Speicherleistungen zur Behebung der Netzprobleme notwendig sind. Diese sind im PRL-orientierten Betrieb stärker durch das Stromnetz (kurze Leitungen: eher thermische Grenzen; lange Leitungen: eher Spannungsprobleme) eingeschränkt. Zusätzlich ist die einspeiseseitige Netzkapazität bei höheren PV-Lasten auch häufiger bereits durch die PV-Anlagen ausgereizt. Bei hoher PV-Last ist eine Teilnahme am PRL-Markt somit nur sehr eingeschränkt

möglich. Die Kapazität der einzelnen Speicher stellt für das PRL-Angebot keine Restriktion dar, da alle betrachteten Speicher über eine Reichweite von über einer Stunde verfügen (vgl. Abbildung 2-5).

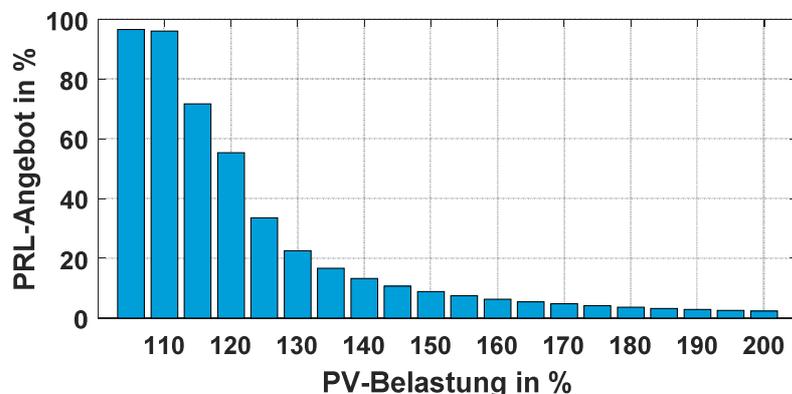


Abbildung 2-11: Maximal mögliches PRL-Angebot in Abhängigkeit der PV-Belastung für ländliche Mittelspannungsnetze, bezogen auf ein ganzjähriges Angebot.

Anschliessend kann anhand des zuvor beschriebenen Optimierungsverfahrens das optimale Betriebs- und Gebotsverhalten der betrachteten Speicher bestimmt werden. Für Speicher bei geringer PV-Belastung erfolgt neben dem netzorientierten Betrieb aufgrund der deutlich günstigeren Ertragssituation fast ausschliesslich die Bereitstellung von Regelleistung. Bei höheren PV-Belastungen stellt der energiemarkt-orientierte Betrieb i. d. R. die wirtschaftlichste Option dar. Abbildung 2-12 zeigt das Ergebnis für einen optimierten und kombinierten netz- und marktorientierten Speicherbetrieb inkl. der Bereitstellung von PRL. In der Optimierung wird dabei implizit entschieden, ob eine Teilnahme am PRL-Markt oder wahlweise am Energiemarkt wirtschaftlicher ist.

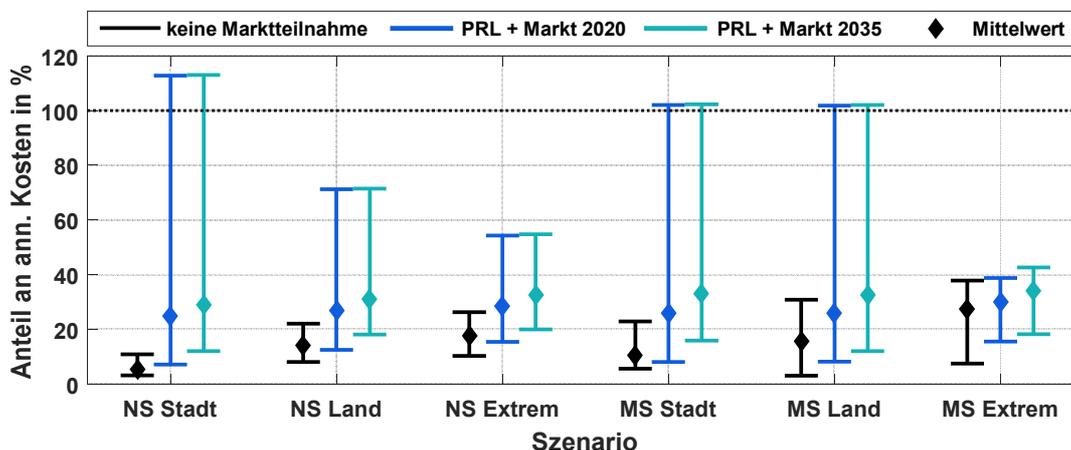


Abbildung 2-12: Anteil der durch den kombinierten netz- und marktorientierten (Energie- und Regelleistungsmarkt) Speicherbetrieb generierten Deckungsbeiträge an den Gesamtkosten des Speichereinsatzes (Bandbreite für alle PV-Belastungen, Basisfall, geringen Speicherkosten)

Anhand der Grafik wird ersichtlich, dass bei zusätzlicher Teilnahme am Regelleistungsmarkt Kombinationen von Netzkonfiguration und PV-Belastung existieren, für die der Einsatz eines Speichersystems günstiger ist als alle betrachteten Alternativmassnahmen. Dies betrifft jedoch ausschliesslich Speicher mit einer geringen PV-Belastung von 105 % in städtischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen sowie dem ländlichen Mittelspannungsnetz. Bei diesen Speichern kann, aufgrund der geringen netzorientierten Einsatzzeit und geringen Netzrestriktionen nahezu unbeschränkt am Regelleistungsmarkt teilgenommen werden. Dies

führt jedoch dazu, dass der überwiegende Teil der Deckungsbeiträge (ca. 96 %) am PRL-Markt erwirtschaftet werden, während der netzorientierte Betrieb für nur 4 % der Erträge verantwortlich ist.

Abbildung 2-13 zeigt exemplarisch die jeweils generierten Deckungsbeiträge aus dem netz- und marktdienlichen Betrieb für das städtische Niederspannungsnetz. Es wird ersichtlich, dass nur die Speicher mit der geringsten Leistung günstiger sind als die Alternativmassnahmen des VNB (Netzausbau, rONT, Abregelung oder Einspeisemanagement). Für diesen Speicher überstiegen die jährlichen Gesamterträge die Kosten um ca. 13 %³³.

Zusätzlich zeigt die Abbildung auch die möglichen Erträge der Speicher ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen und ohne die zusätzlichen Erträge aus dem netzorientierten Betrieb (blaue Striche). Diese stellen die Ertragsmöglichkeiten bei Aufstellung der Speicher abseits überlasteter Netze dar. In diesem Fall wird der Speicher so positioniert, dass für die Teilnahme am PRL-Markt keine Netzrestriktionen existieren und auch kein netzstützender Betrieb notwendig ist. Im Gegenzug erhalten diese Speicher keine Deckungsbeiträge aus der Vermeidung von Netzausbaumasnahmen.

Es wird deutlich, dass die Erträge eines Speichers ohne Netzrestriktionen stets oberhalb den kombinierten netz- und marktorientierten Erlösen liegen. Die Erträge der Speicher aus der Vermeidung von Netzausbaumasnahmen sind somit geringer als der entgangene Ertrag aufgrund nicht platzierbare Regelleistungsmengen. Für einen unabhängigen Speicherbetreiber wäre es somit günstiger, den Speicher ausserhalb überlasteter Netze zu betreiben. Für das Angebot für PRL sind Speicher oberhalb einer PV- Belastung von 105 % zudem bezüglich ihrer Speicherkapazität überdimensioniert und können nicht wirtschaftlich am PRL-Markt betrieben werden.

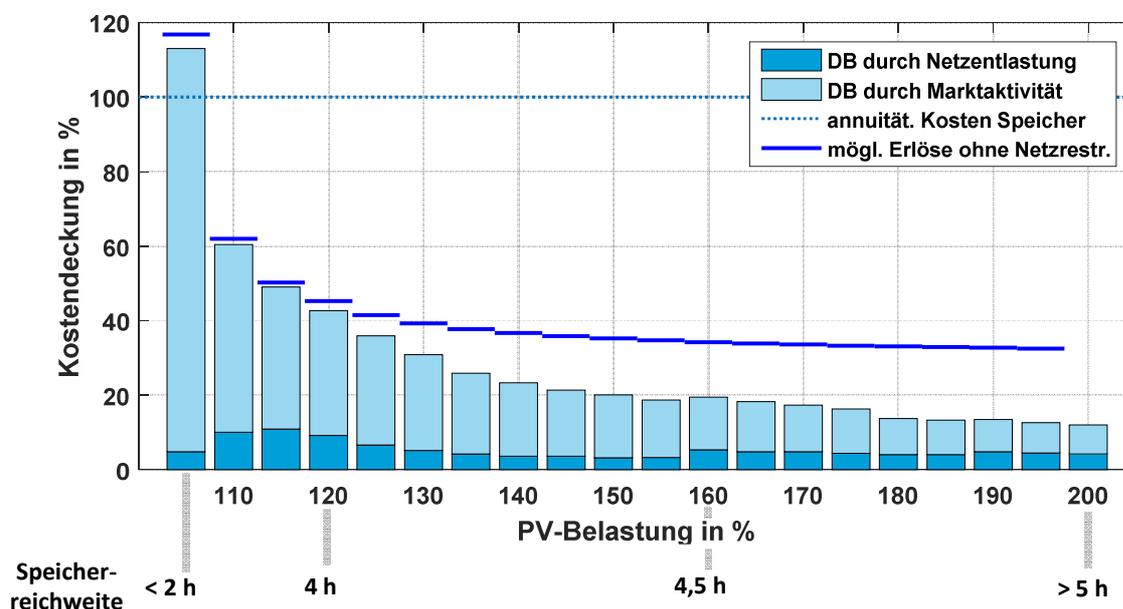


Abbildung 2-13: Erträge aus netzdienlichen und marktorientierten Betrieb im städtischen Niederspannungsnetz (Basisszenario, geringe Speicher- und PRL-Preise, Preisszenario 2020). Zusätzlich sind die Erträge dargestellt, welche die jeweiligen Speicher bei unbeschränktem Netzzugang erwirtschaften können (blaue Linien).

³³ Die Tatsache, dass die betrachteten Speicher trotz der zuvor berechneten, marginalen PRL-Preise überhaupt wirtschaftlich betrieben werden können, liegt darin begründet, dass bei der Berechnung der annuitätischen Speicherkosten die Sichtweise des VNB mit Kapitalkosten von 4,7 % zugrunde gelegt wird. Die Berechnung der marginalen PRL-Preise erfolgt hingegen mit Kapitalkosten i. H. v. 10 %. Der Netzbetreiber kann aufgrund der geringeren Kapitalkosten somit trotz marginaler PRL-Preise einen Gewinn erwirtschaften.



In der praktischen Umsetzung können sich für einen kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Speicherbetrieb jedoch Nutzungskonflikte ergeben. Dies kann insbesondere dann auftreten, wenn kein netzdienlicher Einsatz prognostiziert und daraufhin die Verpflichtung zur Bereitstellung von PRL eingegangen wird. Im Falle unerwartet hoher PV-Einspeisung kann in diesem Fall keine PRL bereitgestellt werden. Betrifft die Prognoseabweichung grössere Gebiete, kann hierbei auch ein Pooling mehrerer Speicher nur bedingt zur Erhöhung der Bereitstellungssicherheit beitragen.

Sollten sich die Kosten für Speichersysteme zukünftig über die hier angenommenen Kostendegressionen hinaus entwickelt, ist mit keiner signifikanten Veränderung dieser Ergebnisse zu rechnen. Da die hier angenommenen PRL-Preise durch Speichersysteme dominiert werden, sind bei sinkenden Speicherkosten auch fallende PRL-Preise die Folge. Entsprechend sinken auch die Erlöse des kombinierten Speicherbetriebs.

2.3.3 Fazit

Anhand der Analyse kann gezeigt werden, dass durch eine zusätzliche Marktteilnahme der netzdienlich eingesetzten Speicher teils signifikante Zusatzerträge erwirtschaftet werden können. Dabei wird in der Analyse zwischen einer zusätzlichen Teilnahme am Energiemarkt sowie einer Teilnahme an Energie- und Regelleistungsmarkt differenziert.

Für den Energiemarkt (Day-Ahead-Spot-Markt 2020 und 2035) zeigt sich, dass die betrachteten Speicher neben dem netzorientierten Betrieb zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Je nach Kostenentwicklung von Speichern, Netzsituationen und der zu zahlenden Netzentgelte können Speicher in diesem Fall zwischen 1,5 % und maximal 58 % refinanziert werden. Ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb kann jedoch in keinem Szenario nachgewiesen werden.

Bei zusätzlicher Betrachtung des Regelleistungsmarktes (in Anlehnung an den heutigen PRL-Markt) kann gezeigt werden, dass für einzelne Speicher deutlich höhere Ertragsmöglichkeiten bestehen. Dies betrifft vor allem kleine Speicher, die nur eine geringe PV-Überlastung kompensieren. Bei diesen Speichern kann ein wirtschaftlicher Betrieb nachgewiesen werden. Es besteht jedoch kein Synergieeffekt zwischen dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz. Vielmehr kann der Speicher trotz (und nicht wegen) der Tatsache, dass er zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen beiträgt, in bestimmten Situationen wirtschaftlich betrieben werden. Durch Platzierung dieser Speicher in Netzgebieten ohne Überlastungen sind demnach höhere Erträge möglich. Dies betrifft jedoch nur besonders kleine Speicher mit Leistungen zwischen 30 kW (Niederspannung) und 700 kW (Mittelspannung). Für den übrigen Teil der untersuchten Speicher kann auch bei Berücksichtigung des Regelleistungsmarktes keine Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden.

2.4 Auswirkungen netzdienlicher Speicher auf vorgelagerten höheren Netzebenen

Das aktuelle Netztarifierungsmodell der Schweiz basiert auf einer Wälzung der Netzkosten von den oberen hin zu den unteren Spannungsebenen. Dabei werden die Kosten einer Netzebene auf die darunterliegende Netzebene anteilig an der in Anspruch genommenen Spitzenleistung (Leistungsanteil) sowie der entnommenen Arbeit (Arbeitsanteil) weitergegeben. Sofern durch den Einsatz eines Batteriespeichers im



Verteilnetz die Spitzenlast reduziert wird, können dadurch die an höhere Spannungsebenen zu zahlenden Netzentgelte teilweise vermieden werden. Die Auswirkungen sind dabei Abhängig vom Umfang der Reduktion der Lastspitze in dem Stromnetz, in dem der Speicher installiert wurde (Speichernetz), und dem Umfang des Leistungsbezugs anderer Endverbraucher ausserhalb des Speichernetzes, sowie der Gleichzeitigkeit der Lastspitzen im Speichernetz und den übrigen der höheren Spannungsebene nachgelagerten Netze. Eine Reduktion der Rückspeisung auf höhere Spannungsebenen hat im gegenwärtigen Netztarifierungsmodell (Anwendung Bruttoenergieprinzip³⁴ und keine G-Komponente) keinen Einfluss auf die zu entrichtenden Netzentgelte.

Würde der gegenwärtig diskutierte Übergang zu einem Betragsnettoprinzip umgesetzt [siehe hierzu auch 30], so würden bei der Kostenwälzung nicht nur auf derselben oder unteren Netzebene produzierte und eingespeiste Energie vom Energieverbrauch abgezogen, sondern auch Rückspeisungen auf die höhere Netzebene explizit berücksichtigt. Eine Reduktion von Rückspeisungen durch den netzdienlichen Einsatz eines Speichers würde in diesem Fall auch zu einer Reduktion der an höhere Spannungsebenen zu zahlenden Netzentgelte führen.

Sofern die reduzierte Inanspruchnahme von Netzkapazitäten auf höheren Spannungsebenen – durch eine reduzierte Rückspeisung oder Spitzenlast – nicht nur temporär erfolgt, können potentiell auch Netzkapazitäten bzw. der Bedarf für Netzausbau und damit Netzkosten in höheren Spannungsebenen eingespart werden. Die Auswirkungen sind hierbei abhängig vom Umfang der Reduktion der Rückspeisung bzw. Lastspitze im Speichernetz, dem Umfang des Leistungsbezugs anderer Endverbraucher ausserhalb des Speichernetzes, sowie der Gleichzeitigkeit der Lastspitzen im Speichernetz und den übrigen der höheren Spannungsebene nachgelagerten Netze, sowie der Gleichzeitigkeit von Spitzenlast und Rückspeisung des Speichernetzes mit Spitzenlast und Rückspeisung ausserhalb des Speichernetzes.

Während die an höhere Spannungsebenen zu entrichtenden Netzentgelte bei Mengenänderungen automatisch angepasst werden, können die Netzkapazitäten und damit Netzkosten der höheren Spannungsebenen (in Abhängigkeit davon ob der Umfang der bestehenden Netzanlagen regulatorisch kurzfristig nicht als anpassbar angesehen wird) i. d. R. erst mittel- bis langfristig reduziert werden. Kurzfristig kann der netzorientierte Einsatz von dezentralen Speichern daher potentiell dazu führen, dass Endverbraucher im Speichernetz geringere Netzentgelte zahlen, während Endverbraucher in allen übrigen Netzen höhere Netzentgelte zu tragen haben. Da die Netzkosten der höheren Spannungsebene auf geringere Leistungs- und Arbeitsmengen umgelegt werden, erhöhen sich durch vermiedene Netzentgelte allerdings gleichzeitig die Arbeits- und Leistungspreise, so dass pro in Anspruch genommene Einheit (in kWh bzw. kW) auch von dem Speichernetz höhere Netzentgelte zu entrichten sind. Auf diese Weise sind die im Speichernetz vermiedenen vorgelagerten Netzentgelte etwas geringer als die erhöhten Netzentgelte in den übrigen Netzen. Insgesamt kann es so durch den Einsatz netzdienlicher Speicher bei der Wälzung vorgelagerter Netzkosten über die Netzentgelte potentiell zu Verteilungseffekten zwischen Verbrauchern mit Anschluss in Netzen mit und ohne netzorientierten Speichern kommen. Mittel- bis langfristig kann der insgesamt reduzierte Bedarf an Netzkapazitäten und Netzkosten zu reduzierten Netzentgelten für alle Endverbraucher führen.

Ein Einsatz dezentraler Speicher im Verteilnetz, der ausschliesslich der Aufnahme lokal begrenzter Spitzeneinspeisung dient, führt möglicherweise weder kurzfristig zur Vermeidung von vorgelagerten Netzentgelten noch langfristig zur Reduktion bzw. Vermeidung vorgelagerter Netzkosten. Dies ist dann der Fall, wenn die Auswirkungen der Ein- und Ausspeicherung von Spitzeneinspeisung auf einen einzelnen

³⁴ Beim Bruttoenergieprinzip werden die vorgelagerten Netzkosten anhand der von den VNB an ihre Endverbraucher abgegebenen Energiemengen gewälzt. Die dezentral eingespeiste und verbrauchte Energie wird dabei ebenso wenig wie Rückspeisungen berücksichtigt.

Netzstrang begrenzt sind, so dass dies keine Auswirkungen auf die Rückspeisung in höhere Spannungsebenen oder die Spitzenlast der Spannungsebene insgesamt hat. Letzteres wäre insbesondere dann gegeben, wenn die Ausspeicherung nicht zum Zeitpunkt der Spitzenlast erfolgt.³⁵ In diesem Fall kommt es auch nur zu einer zeitlichen Verlagerung der im Speichernetz ausgespeisten Energiemengen, so dass sich auch die Höhe der über die entnommene Arbeit gewälzten vorgelagerten Netzentgelte nicht ändert.

Die folgende Abbildung fasst die kurz- und langfristigen Effekte auf höheren, vorgelagerten Spannungsebenen durch den netzorientierten Einsatz dezentraler Speicher zusammen. Für eine weitergehende Analyse des bestehenden Netzentgeltmodells in der Schweiz und möglicher Weiterentwicklungen – insbesondere im Hinblick auf Stromspeicher – verweisen wir auf die von DNV GL im Auftrag des BFE erstellte Studie zur Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells [1], sowie die vom BFE in Auftrag gegebene Studie zur Kostenwälzung [30].

Tabelle 2-9: Kurz- und langfristige Auswirkungen auf höheren, vorgelagerten Spannungsebenen durch einen netzdienlichen Einsatz dezentraler Speicher im gegenwärtigen Schweizer Netznutzungsmodell

Grund für netzdienlichen Speichereinsatz	Kurzfristig: Netzentgelte	Langfristig: Netzkosten
Aufnahme lokaler Spitzeneinspeisung (ohne Auswirkung auf Rückspeisung bzw. Lastspitze)	Keine Auswirkung	Nur Auswirkungen im Speichernetz
Reduktion Lastspitze	Entlastung von Endverbrauchern im Speichernetz Belastung von Endverbrauchern ausserhalb des Speichernetzes	Vermeidung / Reduktion von Netzkosten auf vorgelagerten Netzebenen
Reduktion Rückspeisung	Keine Auswirkung, da Anwendung Bruttoenergieprinzip und keine G-Komponente	Vermeidung / Reduktion von Netzkosten auf vorgelagerten Netzebenen

In der bisherigen Analyse der Abschnitte 2.2 und 2.3 wurden die möglichen Nutzen von Speichern ausschliesslich in der Spannungsebene quantifiziert, in welcher der Speicher zum Einsatz kommt. Entsprechend wurden weder die Verteilungswirkungen bei den Netzentgelten noch vermiedene Netzausbaukosten auf vorgelagerten Netzebenen berücksichtigt. Diese werden in den folgenden Abschnitten exemplarisch untersucht.

³⁵ Während bei der Kostenwälzung auf niedrigere Spannungsebenen auf Basis der Leistung die Nettoleistung an der Übergabestelle zugrunde gelegt wird, ist für die Kostenwälzung auf Basis der Arbeit, der Bruttoenergieverbrauch der Endverbraucher der Netzebene bzw. nachgelagerten Netzebene relevant (Art. 15 und 16 StromVV und VSE Branchenempfehlungen Strommarkt Schweiz (2014): Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz (NNMV)).

2.4.1 Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

Speichersysteme eines VNB können, alternativ zu einer marktorientierten Zusatzanwendung, auch zur Reduktion der Netznutzungsentgelte (NNE) gegenüber dem überlagerten VNB bzw. ÜNB genutzt werden.

Zur Quantifizierung des technischen Potentials dieser Anwendung wird analysiert, wie sich die in Abschnitt 2.2 dimensionierten Speicher dazu nutzen lassen, den Leistungs- und Arbeitsbezug der jeweiligen Verteilnetze gegenüber der überlagerten Netzebene zu reduzieren und dadurch vorgelagerte Netzentgelte zu vermeiden. Dafür wird ein NNE-optimierte Betriebsweise der Speichersysteme bestimmt, bei dem neben dem netzorientierten Betrieb zusätzlich eine Reduktion des Spitzenbezugs, sowie der von der überlagerten Netzebene entnommenen Arbeit durchgeführt wird. Die Teilnahme an Energie- oder Regelleistungsmärkten wird in dieser Untersuchung hingegen nicht betrachtet.

Die folgenden Berechnungen zeigen auf, in welchem Umfang durch den Speichereinsatz auf der Spannungsebene auf der der Speicher eingesetzt wird, vorgelagert Netzentgelte vermieden werden, wenn die eingespeicherte Energie im Speichernetz verbraucht wird und so weniger Strom von der vorgelagerten Netzebene bezogen wird. Da die auf den einzelnen Spannungsebenen von den Schweizer Netzbetreibern erhobenen NNE nicht in ihrer Gesamtheit veröffentlicht werden, werden zur Bestimmung der durch diesen Speicherbetriebsmodus ermöglichte Reduktion der NNE die zuvor ermittelten, durchschnittlichen Netzentgelte der 10 grössten Netzbetreiber für die Mittelspannung genutzt. Im Folgenden wird zudem vereinfachend der zuvor beschriebene Mengeneffekt auf die Netzentgelte (vermiedene Netzentgelte führen zu höheren Arbeits- und Leistungspreisen der höheren vorgelagerten Netzebene) nicht berücksichtigt.

Das Ergebnis dieser vereinfachten Berechnungen ist in Abbildung 2-14 dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Einsparungen vor allem von der Netzebene abhängen. In der Niederspannung sind potentiell grosse Einsparungen von bis zu ca. 80 % der vorgelagerten Netzentgelte möglich, während die aus der Hoch- in die Mittelspannung gewälzten NNE potentiell um maximal 33 % reduziert werden können. Ursache hierfür ist, dass Niederspannungsnetze aufgrund der geringeren Zahl von Netzkunden eine geringere mittlere Auslastung aufweisen. Die Reduktion des Spitzenbezugs eines NS-Netzes kann somit auch bei vergleichsweise geringer Speicherkapazität erreicht werden. In MS-Netzen sind aufgrund der grösseren Vermischungseffekte zeitlich länger andauernde Lastspitzen zu kompensieren. Dies gelingt nur mit vergleichsweise hoher Speicherkapazität.

Natürgemäss können hohe Einsparungen somit nur durch grosse Speichersysteme (und somit hoher PV- Belastungen) erbracht werden. Die spezifischen Verteilungswirkungen vermiedener Netzentgelte in der überlagerten Netzebene sind stark von der individuellen Versorgungsaufgabe des überlagerten Netzes, der Verteilung von Last und Einspeisung in den nachgelagerten Netzen und den spezifischen Entgelten der einzelnen Netzbetreiber abhängig und können daher im Rahmen dieser Untersuchung nur exemplarisch abgeschätzt werden. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Verwendung derartig genutzter Speichersysteme eine Anpassung der Netztarifstruktur der überlagerten Netzbetreiber nach sich ziehen wird. In diesem Fall ist mit einer entsprechenden Minderung der erwarteten Erlöse zu rechnen.

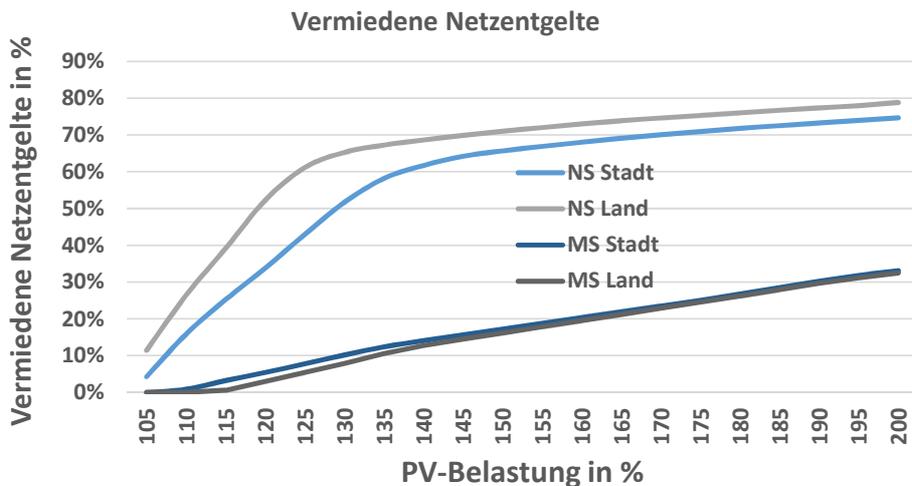


Abbildung 2-14: Reduktion der vorgelagerten Netznutzungsentgelte durch einen autarkieorientierten Speicherbetrieb bei heutigen Netztarifstrukturen

Ursache für die grossen Abweichungen zwischen Nieder- und Mittelspannung sind die grossen Unterschiede in Bezug auf die in den Netzen installierte Last. Diese sind in der Niederspannung deutlich homogener über die Stranglängen verteilt, während in der Mittelspannung ein Grossteil der Last direkt am Umspannwerk angeschlossen ist. Diese Lasten haben in den vorhergehenden Analysen nur geringen Einfluss auf die Leitungsbelastung oder das Spannungsniveau des Netzes, verhindern aber eine Rückspeisung des Netzes in die überlagerte Hochspannungsebene. Da eine Reduktion der bezogenen Arbeit aber nur bei zeitnaher Rückspeisung möglich ist, zeigt sich bei Mittelspannungsnetzen nur ein begrenztes Potential zur Reduktion der Netzentgelte. Ohne regelmässige Rückspeisung würde nur die Last geglättet, die bezogene Arbeit würde jedoch gleich bleiben.

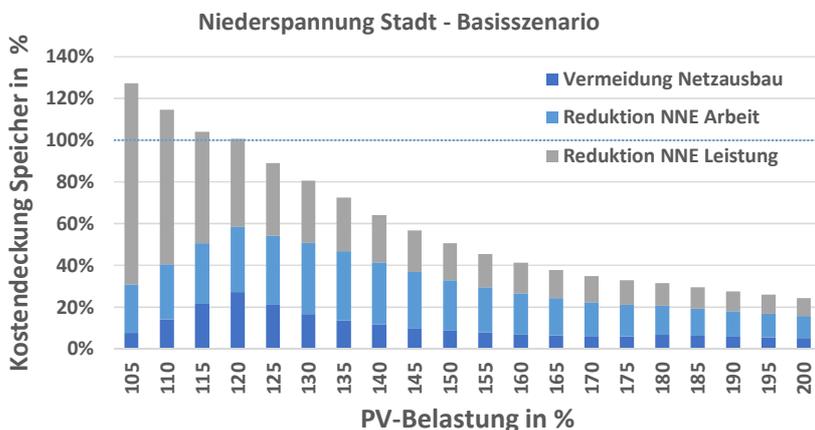


Abbildung 2-15: Kostendeckung eines Speichersystems, das die Reduktion von NNE sowie die Vermeidung von Netzausbaumassnahmen (in der NS) kombiniert am Beispiel eines städtischen Niederspannungsnetzes (Szenario niedrige Speicherkosten)

Abbildung 2-15 zeigt exemplarisch die Kostensituation³⁶ für Speicher in städtischen Niederspannungsnetzen bei günstiger Entwicklung der Speicherkosten (niedrige Speicherkosten). Es wird

³⁶ Da die zwischen den Verteilnetzbetreibern gezahlten Netzentgelte für diese Studie nicht vorliegen, werden für die Bestimmung der vermeidbaren Entgelte die in Kapitel 3.2 ermittelten Netzentgelte verwendet. Da individuelle Speicher jedoch einer anderen Kategorie der Netznutzung zugewiesen sein können als unterlagerte Netzbetreiber, können die real vermeidbaren Kosten abweichen.



deutlich, dass die Reduktion von Netzentgelten in diesem Fall bei kleinen PV-Überlastungen eine wirtschaftliche Handlungsoption darstellt. Da die so gesparten Netzentgelte (inkl. Abgabe für Systemdienstleistungen, KEV, Abgabe des Gewässerschutzes und ggf. anfallender, Abgaben an das Gemeinwesen) kurzfristig lediglich auf andere Verteilnetze verlagert werden, ist der gesamtökonomische Nutzen dieses Anwendungsfalls jedoch strittig.

Zusätzlicher Nutzen von Speichern in überlagerten Netzebenen

Der primäre Nutzen der in dieser Untersuchung analysierten Speichersysteme liegt in der Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen in der eigenen Netzebene (siehe Abschnitt 2.2). Neben einem netzdienlichen Effekt in der eigenen Netzebene können netzorientierte Speicher jedoch direkt oder indirekt auch zur Vermeidung von Netzengpässen bzw. zur Vermeidung von (zusätzlichen) Netzkapazitäten in überlagerten Netzebenen beitragen. Eine direkte Nutzung für überlagerte Netzebenen setzt dabei eine komplexe, netzebenen-übergreifende Koordination bei Speicherdimensionierung und -einsatz voraus. Ein indirekter Nutzen ergibt sich hingegen, wenn der netzorientierte Einsatz von Speichern die Rückspeisung und damit Netzkapazitäten und Netzkosten auf vorgelagerten Netzebenen reduziert.

Der tatsächliche Nutzen für einen spezifischen Netzbetreiber ist stark von den individuellen Kombinationen von Netztopologie und Versorgungsaufgabe (last- oder einspeisedominiert) der beteiligten Netzebenen abhängig. Im Rahmen dieser Untersuchung wird deshalb nur exemplarisch demonstriert, welcher indirekte Nutzen durch unterlagerte Speicher in der Niederspannung entstehen können. Hierzu wird angenommen, dass 30 % der, einem ländlichen Mittelspannungsnetz unterlagerten Niederspannungsnetze zu 130 % mit PV-Anlagen überlastet sind. Für verschiedene Überlastungen des MS-Netzes können nun Netzausbaukosten mit und ohne den Einfluss der Speicher in der Niederspannung bestimmt werden. Die Kostendifferenz der jeweiligen Ausbaumaßnahmen stellt den zusätzlichen Nutzen von Speichern der Niederspannung für die Mittelspannung dar.

Eine Massnahme im MS-Netz, die bei einer bestimmten PV-Belastung ohne unterlagerte Speicher im MS-Netz notwendig würde, wird nun erst ab einer höheren PV-Belastung nötig. Sofern die Massnahmenkosten also mit höheren PV-Belastungen steigen, ergibt sich durch die unterlagerten Speicher eine zusätzliche Einsparung in der Mittelspannung. Da die (konventionellen) Netzausbaukosten jedoch i. d. R. nur in wenigen Stufen steigen (da Netzanlagen wie Kabel, Freileitungen oder Transformatoren nur in bestimmten Größen zur Verfügung stehen), ist es auch möglich, dass kein zusätzlicher Nutzen in der überlagerten Netzebene auftritt. Das Ergebnis der Berechnung ist detailliert in Anhang C (Abbildung C-2) dargestellt.

In Abbildung 2-16 ist der zusätzliche Deckungsbeitrag der Speicher in der Niederspannung durch den zusätzlichen Nutzen in der Mittelspannung dargestellt. Die Abbildung zeigt die Differenz der jeweils günstigsten Handlungsoption des VNB der Mittelspannung mit und ohne Berücksichtigung der Speicher in der Niederspannung. Diese Kostendifferenz ist in Form eines zusätzlichen Deckungsbeitrags auf die Speicherkosten in der Niederspannung bezogen. Das Berechnungsergebnis gliedert sich in drei Bereiche. Im Bereich 1 werden durch den Speichereinsatz in der Niederspannung Abregelungsmaßnahmen (welche die günstigste Massnahme bei geringeren Überlastungen durch PV-Anlagen darstellen) in der Mittelspannung vermieden. Im Bereich 2 (in dem konventioneller bzw. intelligenter Netzausbau die effizienteste Handlungsalternative des Netzausbaus in der MS darstellt) ergeben sich zusätzliche Deckungsbeiträge zunächst daraus, dass Netzausbaumaßnahmen erst bei höherer PV-Belastung durchgeführt werden müssen. Da eine Netzausbaumaßnahme jedoch auch zusätzliche Kapazität für einen weiteren PV-Ausbau schafft (s.o.), ergibt sich zunächst kein zusätzlicher Nutzen. In Bereich 3 kann jedoch eine zweite Netzausbaustufe vermieden werden, wodurch sich in diesem Bereich erneut ein Nutzen für die MS-Ebene ergibt. Ein besseres Verständnis dieser Effekte ergibt sich bei Betrachtung der Detaillergebnisse in Anhang C.

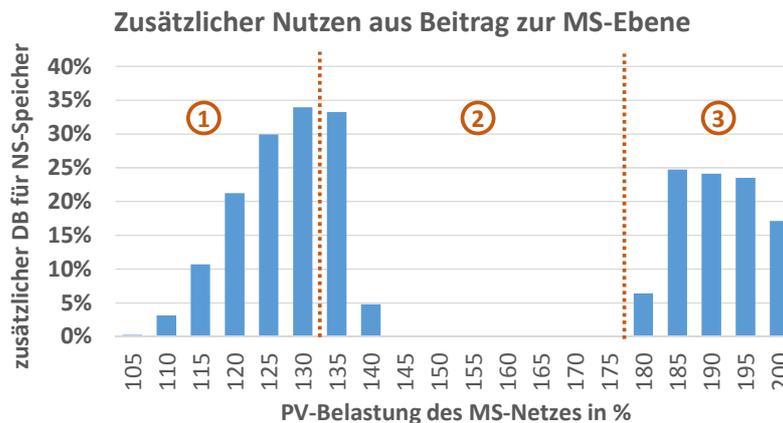


Abbildung 2-16: Zusätzliche Deckungsbeiträge für Speicher in der Niederspannung in Abhängigkeit der PV-Belastung des Mittelspannungsnetzes

Es zeigt sich, dass in günstigen Fällen bis zu 34 % der Speicherkosten durch den zusätzlichen Nutzen in der Mittelspannung erwirtschaftet werden können. Ebenso ist aber auch möglich, dass kein zusätzlicher Nutzen generiert wird. Da die praktische Relevanz dieses Ergebnis jedoch sehr stark von den individuellen Kombinationen von Versorgungssituation und Netzstruktur der jeweiligen Spannungsebenen abhängig ist, kann anhand dieser Ergebnisse keine generelle Aussage bezüglich des zusätzlichen Nutzens von netzorientiert betriebenen Speichern für überlagerte Netzebenen getroffen werden.

Für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit von durch den Netzbetreiber eingesetzten netzdienlichen dezentralen Speichern gilt es zudem zu beachten, dass der Einsatz von Speichern durch die Vermeidung bzw. Reduktion von Rückspeisung zwar einen Ausbau auf der vorgelagerten Ebene reduzieren bzw. vermeiden kann, dass dieser Vorteil aber genauso durch Abregelungsmassnahmen in der nachgelagerten Ebene erreicht werden kann. Da, wie in vorherigen Abschnitten gezeigt wurde, Abregelungsmassnahmen gegenüber Speichersystemen stets einen Kostenvorteil besitzen, ändert sich durch die Einbeziehung der Effekte auf vorgelagerte Netzebenen nichts an der Vorteilhaftigkeit von Abregelungsmassnahmen gegenüber Speichern. Bei Einbezug möglicher Kostenreduktionen auf vorgelagerten höheren Netzebenen reduziert sich hingegen der Kostenvorteil von konventionellen bzw. intelligenten Netzausbau gegenüber einem Speichereinsatz. Die maximalen zusätzlichen Deckungsbeiträge durch vermiedenen Netzausbau auf MS-Ebene reichen jedoch nicht aus, um die fehlenden Deckungsbeiträge aus einem ausschliesslich netzdienlichen Einsatz sowie einem netzdienlichen mit einem zusätzlichen marktorientierten Einsatz von dezentralen Speichern zu kompensieren.

2.5 Zusammenfassung der Analyse verschiedener Anwendungskombinationen

Die Analyse der Anwendungsfälle für Speichertechnologien hat ergeben, dass eine Kombination bestimmter Speicheranwendungen technisch und betrieblich möglich ist. Aus Sicht eines VNB bietet sich vor dem Hintergrund zukünftig sinkenden Speicherkosten besonders der Einsatz von Speichersystemen zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen an.

Unter Annahme eines rein netzgeführten Speicherbetriebs und der bis zum Jahr 2035 prognostizierten Speicherkosten ist dies jedoch im Vergleich zu konventionellen Netzausbaumassnahmen oder anderen, innovativen Ausbaus- oder Betriebsmassnahmen nicht kosteneffizient. Es zeigt sich, dass bei geringen



Netzüberlastungen, die durch ein lokales Überangebot von erneuerbaren Energie verursacht werden, eine zeitweilige Abregelung der EE-Anlagen günstiger ist. Bei stärkeren Netzüberlastung ist der konventionelle Netzausbau oder der Einsatz spannungsregelnder Betriebsmittel die wirtschaftlichste Handlungsoption. Die Betrachtung einer grossen Anzahl von Sensitivitäts- und Variantenrechnung zeigt zudem, dass dieses Ergebnis robust gegenüber veränderten Annahmen der angesetzten Kostenbestandteile, der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten sowie bei Netzüberlastungen durch Windenergieanlagen ist. Für einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb ist im Vergleich zu heutigen Speicherkosten eine Reduktion der Investitionskosten von über 90 % notwendig. Zukünftig könnten auch Power-to-Gas-Anlagen in diesem Anwendungsfall und bei günstiger Kostenentwicklung kostentechnisch mit Speichersystemen konkurrieren, die betrachteten Alternativmassnahmen waren jedoch durchweg günstiger. Der Einsatz von Speichersystemen zur Vermeidung von Netzausbaumassnahmen ist darüber hinaus noch mit weiteren Hindernissen, Risiken und Chancen, insbesondere Unsicherheiten der Netzplanung sowie Raumbedarf und administrativem Aufwand verbunden, die in dieser Untersuchung nicht betrachtet wurden.

Anhand der Analyse von Anwendungskombinationen konnte jedoch gezeigt werden, dass sich der rein netzorientierte Anwendungsfall technisch und betrieblich mit weiteren marktorientierten Anwendungen kombinieren lässt. Dabei sind primär der Energiehandel sowie die Bereitstellung von Primärregelleistung als derzeit attraktivster Regelleistungsmarkt für Speichersysteme relevant. Eine Teilnahme am Energiemarkt allein führt jedoch, auch bei Befreiung von Speichersystemen von Netzentgelten, nicht zu einem wirtschaftlichen Speicherbetrieb. Bei Teilnahme am PRL-Markt kann unter der angenommenen Preisentwicklung des PRL-Marktes in wenigen Fällen ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb erreicht werden, in diesem Fall werden jedoch weit über 90 % der Erträge auf dem PRL-Markt erwirtschaftet. Der Einsatz eines solchen, primäre zur PRL-Erbringung genutzten Speichers durch den Netzbetreiber wirft somit schwerwiegende regulatorische Fragen auf. Der Betrieb durch einen unabhängigen Speicherbetreiber ist in diesem Fall jedoch unwahrscheinlich, da der ausschliessliche Einsatz eines Speichers auf dem PRL-Markt höhere Erträge erlaubt. Eine zusätzliche Vermeidung von Netzausbaumassnahmen ist somit mit geringeren Erträgen verbunden, sodass keine Synergie zwischen den Anwendungsfällen besteht.

Der Einsatz von dezentralen Speichern auf niedrigeren Spannungsebenen kann zudem zur Reduktion der an den überlagerten VNB zu zahlenden Netzentgelte und zur Vermeidung von vorgelagerten Netzkosten beitragen. Je nach Belastung des Verteilnetzes und damit verbundener Dimensionierung des Speichersystems sind dabei geringe bis deutlich Reduktionen der entnommenen Spitzenleistung sowie der zu zahlenden Netzentgelte möglich. Kurzfristig führt dies lediglich zu einer Umverteilung der Netzentgelte auf andere VNB und deren Netzkunden. Langfristig ist es jedoch möglich, dass durch dieses Vorgehen Netzkosten in der überlagerten Netzebene eingespart werden können. Dieser Effekt ist jedoch stark von den individuellen Versorgungsaufgaben der betreffenden Netze abhängig und wurde in dieser Untersuchung nicht umfassend quantifiziert. Zudem besteht im aktuellen Wälzungsmodell, in dem die Netzkosten höhere Spannungsebenen auf die nachgelagerten Netzbetreiber und Spannungsebenen gewälzt werden, kein finanzieller Anreiz für den VNB zur Vermeidung von vorgelagerten Netzentgelten. Es kann jedoch gezeigt werden, dass die Netzkosten auf höheren Spannungsebenen, welche durch die mit einem netzorientierten Speichereinsatz verbundene Reduktion von Rückspeisung, mittel- bis langfristig eingespart werden, einen relevanten zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzen darstellen. Dieser führt jedoch nicht dazu den Kostennachteil von dezentralen Speichern gegenüber Abregelungsmassnahmen, sowie intelligenten und konventionellen Netzausbau auszugleichen; zudem dürfte dieser Zusatznutzen (mit Ausnahme eines zusätzlichen Speichereinsatzes am PRL-Markt) nicht hinreichend für einen positiven Deckungsbeitrag durch den Speichereinsatz für den VNB sein. Inwieweit der beschriebene volkswirtschaftliche Nutzen von dezentralen Speichern auch einen finanziellen Anreiz für den Speichereinsatz durch Netzbetreiber darstellen und welche Risiken und regulatorischen Fragestellungen



mit einem (marktorientierten) Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber verbunden sind, ist Gegenstand des folgenden Kapitels 3.

3 REGULATORISCHE FRAGESTELLUNGEN BEI SPEICHEREINSATZ DURCH NETZBETREIBER

Ein- und Ausspeicherung

Wird ein Stromspeicher eingesetzt, um einen Netzengpass zu vermeiden, der sich aus der Spitzeneinspeisung dezentraler Erzeuger (bspw. von PV-Anlagen) ergibt, so kommt es zu Ungleichgewichten im Stromsystem. Die Bilanzkreise von Einspeisern und Verbrauchern sind zwar ausgeglichen – die von dezentralen Erzeugern eingespeiste Energie wurde vollständig verkauft und die Verbraucher (bzw. Vertriebsunternehmen) haben Energie in Höhe der entnommenen Energiemengen eingekauft – jedoch steht die von dezentralen Erzeugern eingespeiste und verkaufte Energie durch die Einspeicherung nicht mehr vollständig zur Verbrauchsdeckung zur Verfügung. Die Energiebilanz im System ist dann unausgeglichen. Damit die Stromnachfrage hinter dem Engpass gedeckt werden kann, besteht somit bei der Einspeicherung der Bedarf zusätzliche (positive) Leistung über ein Gegengeschäft, wie z. B. eine Redispatch-Massnahme, zur Verfügung zu stellen (siehe Abbildung 3-2). Bei einer Einspeicherung aufgrund von dezentraler PV-Einspeisung, welche ein (stark) schwankendes, schwierig vorherzusehendes Profil aufweist, lässt sich der Bedarf für derartige Gegengeschäfte (räumlich) hinter dem Engpass schwierig prognostizieren, so dass die zusätzliche Leistung in der Regel kurzfristig bereitgestellt werden muss. Gleiches gilt für die eingespeicherten Energiemengen, welche von dem VNB potentiell direkt von den Einspeisern erworben werden könnten. Da für den VNB das zeitliche Auftreten von Netzengpässen bei stark schwankender Einspeisung nicht präzise prognostiziert werden kann, sind einer derartigen ex-ante Kontrahierung von lokal eingespeister Energie jedoch enge Grenzen gesetzt.³⁷

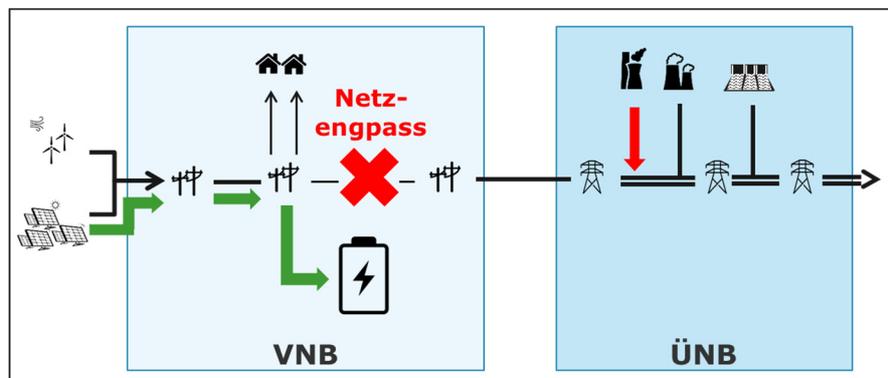


Abbildung 3-1: Stromflüsse bei Einspeicherung³⁸

Nach Beendigung der Engpasssituation wird die zuvor eingespeicherte Energie in das System zurückgespeist. Durch die Ausspeicherung steht dem Stromsystem so zusätzliche Energie zur Verbrauchsdeckung zur Verfügung. Sofern die Ausspeicherung relativ flexibel, bspw. in Abhängigkeit des Marktpreises, erfolgen kann, können diese zusätzlichen Energiemengen potentiell gut in den Markt integriert werden und über entsprechende Marktgeschäfte alternative Einspeisung ersetzen. Andernfalls kann es auch bei der Ausspeicherung zu Systemungleichgewichten kommen, welche ebenfalls über ein

³⁷ Ebenso kann der genaue Umfang des Bedarfes von Demand Side Management Massnahmen räumlich vor dem Netzengpass zur Behebung desselben bei stark schwankender Einspeisung ex-ante nicht präzise prognostiziert werden.

³⁸ Quelle: DNV GL; Icons designed by Freepik from Flaticon

Gegengeschäft, wie bspw. eine reduzierte Einspeisung im Rahmen des Redispatch, ausgeglichen werden muss (siehe Abbildung 3-2).

Für den Fall, dass der Speicher zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt wird, die durch Spitzenlast entstehen, stellt sich der Fall genau umgekehrt dar. Zeitlich vor dem Auftreten des Engpasses muss die eingespeicherte Energie am Markt beschafft werden. Während des Engpasses kann dann die zuvor eingespeicherte Energie an die Verbraucher abgegeben werden. Entsprechend ist hier bei der Ausspeicherung ein Gegengeschäft notwendig, da hier von den Verbrauchern (bzw. Vertriebsunternehmen) eingekaufte Energie aufgrund des Netzengpasses nicht vollständig zur Verbrauchsdeckung zur Verfügung steht.

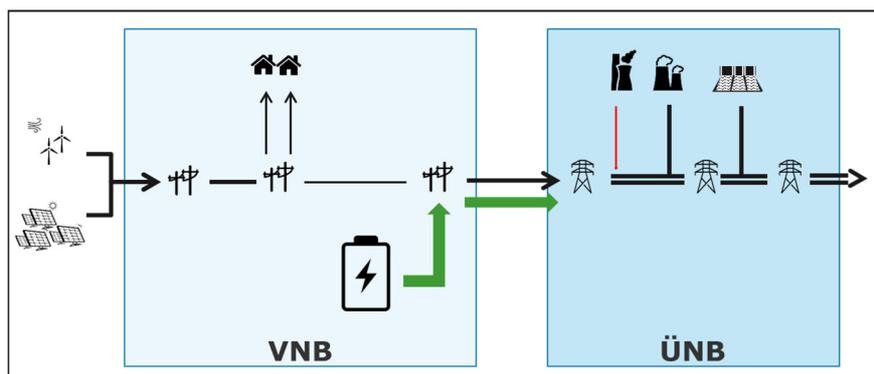


Abbildung 3-2: Stromflüsse bei Ausspeicherung³⁹

Bei der Einspeicherung während eines durch dezentrale Einspeisung verursachten Engpasses erlangt der VNB somit Zugriff auf Energie, die einen (Markt-)Wert hat, da er diese bei der Ausspeicherung – wie in Abschnitt 2.1 erläutert – am Spot- oder am Regelenergiemarkt veräußern kann. Auch der netzdienliche Einsatz eines Speichers ist damit mit Markttransaktionen verbunden. Wie zuvor ausgeführt, hat der VNB die eingespeicherte Energie jedoch in der Regel nicht direkt von den dezentralen Einspeisern kontrahiert, sondern zwecks Vermeidung einer Netzüberlastung eingespeichert. Hinzu kommt beim netzdienlichen Speichereinsatz der Bedarf für Gegengeschäfte – wie Redispatch-Massnahmen – dessen Kosten im gegenwärtigen Regulierungsrahmen der Schweiz nicht dem VNB angelastet würden.

Potentiale für diskriminierendes Verhalten und Anreize für Kosteneffizienz

Beim Einsatz und Betrieb von dezentralen Stromspeichern bestehen für den Netzbetreiber zudem (ohne entsprechende regulatorische Vorgaben) zahlreiche Anreize für diskriminierendes bzw. ineffizientes Verhalten. Dies umfasst u. a. die Kosteneffizienz der Errichtung sowie des Einsatzes bzw. der Bewirtschaftung von Speichern, sowie die Sachgerechtigkeit bei der Allokation von Kosten und Erlösen im Zusammenhang mit einem kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Einsatz einer Speicheranlage. Dies ist umso mehr relevant, als dass Entflechtung und Kostenprüfung von Netzbetreibern in der Schweiz (im europäischen Vergleich) relativ schwach ausgestaltet sind und die ElCom bei der Überprüfung von diskriminierendem Verhalten der Netzbetreiber nur über begrenzte Ressourcen verfügt (vgl. Abschnitt 1.2).

Der netzdienliche Einsatz dezentraler Speicher durch den Netzbetreiber weist aus regulatorischer Sicht allerdings auch einige **Gemeinsamkeiten mit konventionellen Netzausbau** und den „traditionellen“ Aufgaben eines Netzbetreibers auf. So können verschiedene Aspekte von Investitionen in

³⁹ Quelle: DNV GL; Icons designed by Freepik from Flaticon



und dem Betrieb von netzeigenen Speichern regulatorisch lediglich als der Einsatz eines anderen Netzbetriebsmittels bewertet werden (Speicher anstelle von Kabeln, Freileitungen und Transformatoren). In diesem Sinne unterscheidet sich ein Teil der mit dem Speichereinsatz verbundenen regulatorischen Fragestellungen nicht von grundsätzlichen Fragestellungen innerhalb des allgemeinen Regulierungsmodells. Diese Gemeinsamkeiten werden in Abschnitt 3.1 näher herausgearbeitet.

Der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern durch Netzbetreiber ist durch die notwendigerweise mit der Ein- und Ausspeicherung verbundenen Markttransaktionen andererseits jedoch auch mit **signifikanten Unterschieden zu konventionellen Netzausbau** verbunden. Dadurch, dass der Netzbetreiber über den Einsatz von Speichern nun Netzaktivitäten mit wettbewerblichen Tätigkeiten verbindet, ergibt sich das Risiko, dass der Netzbetreiber über Quersubventionen (zwischen Netz und wettbewerblichen Geschäftsbereichen) und die Diskriminierung von konkurrierenden Unternehmen potentiell Schwachstellen in der Regulierung ausnutzt. Zudem stellen sich Fragen hinsichtlich der Effizienz und des Diskriminierungspotentials bei der Bewirtschaftung des Speichers. Die hiermit verbundenen regulatorischen Fragestellungen werden in Abschnitt 3.2 im Detail analysiert.

Auswirkungen bestehender rechtlicher und regulatorischer Vorgaben

Die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen – und hierbei insbesondere die Entflechtungsvorgaben – haben wiederum auch Auswirkungen auf die Einsatzmöglichkeiten von Speichern durch Netzbetreiber. Dies betrifft insbesondere den kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Einsatz einer Speicheranlage. Entsprechend werden die Folgen der bestehenden regulatorischen Vorgaben in der Schweiz und auf europäischer Ebene für den Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber in einem separaten Abschnitt 3.3 untersucht.

Kompatibilität mit Flexibilitätsmodellen

Hinzu kommt, dass der Einsatz von Flexibilität durch den Netzbetreiber zukünftig prioritär über ein Flexibilitätsmodell erfolgen soll, bei dem von Dritten angebotene Flexibilität (wie bspw. Speicher) durch den Netzbetreiber kontrahiert wird. Somit ist zu analysieren, welche Substitutionseffekte zwischen dem Flexibilitätsmodell und einem Einsatz von netzeigenen Speichern bestehen und an welchen Stellen regulatorische Abgrenzungen vorgenommen werden sollten (Abschnitt 3.4).

Der abschliessende Abschnitt 3.5 des Kapitels fasst die Ergebnisse zusammen und skizziert den Anpassungsbedarf der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz.

3.1 Regulatorische Fragestellungen innerhalb des allgemeinen Regulierungsmodells

Der Einsatz von dezentralen Speichern durch den Netzbetreiber ist durch stark ausgeprägte Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde gekennzeichnet. Dies umfasst einerseits die Beurteilung der Notwendigkeit für die Errichtung eines Speichers und andererseits die Bewertung von dessen Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Massnahmen (wie bspw. konventionellem oder intelligentem Netzausbau, Abregelung oder Demand Response). So kann der Netzbetreiber bspw. über die Netzsteuerung und -planung den Bedarf für netzdienliche Speicher direkt beeinflussen. Des Weiteren kann er potentiell auch mit seinen Investitions- und Betriebsentscheidungen, sowie seinem Vorgehen bei der Allokation von Speicherkosten und -erlösen, direkt Einfluss auf die Höhe der Speicherkosten nehmen, welche dem Netz zugerechnet werden. Für Dritte, wie die ElCom, die nicht über entsprechende Detailkenntnisse zu der Belastungssituation in einzelnen Netzabschnitten verfügen,



sind hingegen sowohl der Speicherbedarf als auch die Effizienz der mit dem Speichereinsatz verbundenen Kosten nur eingeschränkt überprüfbar.

In dieser Hinsicht entscheiden sich der Speichereinsatz und die Speicherkosten jedoch nicht wesentlich von den regulatorischen Fragestellungen für konventionellen Netzausbau. Auch dort bestehen Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde, sowie Anreize zu Ineffizienzen und diskriminierendem Verhalten, welche im Rahmen des bestehenden Schweizer Regulierungsmodells bspw. über die Entflechtungsvorgaben und die regulatorische Kostenprüfung der Netzbetreiber aufgegriffen werden. Sofern Investitionen in und der Einsatz von netzeigenen dezentralen Speichern lediglich als Investition und Einsatz eines anderen Netzbetriebsmittels anzusehen ist (Speicher anstelle von Freileitungen und/oder Erdkabeln), sollten damit verbundene regulatorische Fragestellungen im Rahmen des allgemeinen Regulierungsmodells und – auch im Sinne der Technologieneutralität – nicht über abweichende Sonderregelungen beantwortet werden.

So unterscheidet sich die Frage, ob die Errichtung und der Einsatz eines Speichers notwendig bzw. effizient ist, grundsätzlich nicht von der Frage, ob der Ausbau des Netzes in einem bestimmten Umfang und einer bestimmten Konfiguration notwendig und kosteneffizient erfolgt. Zudem kann der Netzbetreiber potentiell auch den Bedarf für konventionellen Netzausbau direkt beeinflussen, wenn er Netzbetrieb und Netzplanung derart ausgestaltet, dass hierdurch zusätzliche Netzenspässe entstehen.

Eine Änderung zu generellen regulatorischen Fragen der Kosteneffizienz ist dahingehend zu erwarten, dass der Netzbetreiber, bei Bedarf für zusätzliche Netzkapazitäten, zukünftig verstärkt zwischen konventionellem und intelligentem Netzausbau – darunter Massnahmen wie Speicher, Abregelung oder Demand Response – hinsichtlich der jeweiligen Kosteneffizienz abwägen muss; da der Einsatz von Alternativmassnahmen zu Netzausbau zudem potentiell für deutlich kürzere Zeiträume als für konventionelle Investitionen in Netzausbau erfolgt, ist diese Abwägung deutlich regelmässiger zu treffen. Für die Regulierungsbehörde ist in allen Fällen jeweils zu beurteilen, ob überhaupt die Notwendigkeit für zusätzliche Netzkapazitäten und schlussendlich für Netzausbau gegeben ist und ob diese kosteneffizient realisiert wurden, indem bspw. alternative Optionen zur Schaffung zusätzlicher Netzkapazitäten hinreichend geprüft wurden.⁴⁰ Die Anreizwirkungen von Verteilnetzbetreibern für Investitionen in smarte Massnahmen (wie regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT), Lastmanagement und Einspeisemanagement) wurden bereits im Rahmen einer weiteren Studie für das BFE untersucht [8]. Hierbei wurden insbesondere die Anreize und Hemmnisse bezüglich eines kosteneffizienten Investitionsverhaltens in smarte Massnahmen im Rahmen der bestehenden Cost+ Regulierung, einer Sunshine-Regulierung und einer Anreizregulierung analysiert und mögliche Lösungsansätze und Verbesserungsvorschläge entwickelt.⁴¹ In [31] wird für den bestehenden Regulierungsrahmen konstatiert, dass die EICom zwar die immanente Richtigkeit und Sachgerechtigkeit der vorgelegten kalkulatorischen Kosten prüft, jedoch keine systematischen Vorgaben hinsichtlich der zu erzielenden Effizienz existieren. Die Netzentgeltkalkulation wird für alle Netzbetreiber einer Plausibilitätsprüfung und einem Kennzahlenvergleich durch die EICom unterzogen. Eine vertiefte Prüfung erfolgt nicht generell, sondern nur wenn Grösse und volkswirtschaftliche Bedeutung des Unternehmens dies aus Sicht EICom nahelegen, Kundenbeschwerden vorliegen oder Auffälligkeiten auftreten.

⁴⁰ Wie im Folgenden genauer ausgeführt wird, besteht ein wesentlicher Unterschied zwischen Speichern und Netzausbau darin, dass bei Speichern nicht nur die Investitionsentscheidung für einen Speicher, sondern auch die Bewirtschaftung eines Speichers auf ihre Kosteneffizienz regulatorisch zu bewerten ist.

⁴¹ Als Lösungsansätze wurden hierbei eine vollständige und eindeutige Anerkennung effizienter Netzkosten, die Einführung eines freiwilligen Massnahmenvergleichs und die Anpassung und Weiterentwicklung der Indikatoren in der Sunshine Regulierung vorgeschlagen.



Ausgehend von verschiedenen Studien im Auftrag des BFE (siehe z. B. [8], [31] und [32]) kann der bestehende regulatorische Rahmen in der Schweiz als nicht hinreichend zur Sicherstellung der Kosteneffizienz für konventionellen Netzausbau angesehen werden. Dieser kann folglich und in gleicher Weise also auch für Speicherinvestitionen des Netzbetreibers als nicht hinreichend angesehen werden. Entsprechend wäre dieser somit anzupassen, bspw. über eine Änderung der regulatorischen Kostenprüfung von Netzbetreibern. Derartige Anpassungen, wie bspw. die Einführung einer Sunshine- oder Anreizregulierung⁴² (vgl. hierzu [8], [31] und [32]), sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie und werden daher im Folgenden nicht weiter adressiert. Für die in dieser Studie geleisteten Arbeiten wird angenommen, dass eine grundsätzlichere Anpassung der regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz derzeit nicht geplant ist bzw. opportun erscheint. Insbesondere, wenn es sich nur um eine geringe Anzahl an netzdienlich eingesetzten eigenen Speichern bei wenigen Netzbetreibern handelt, ist eine spezifische Kostenprüfung für Speicherkosten im Rahmen des bestehenden Regulierungsrahmens nur als zweitbeste Lösung anzusehen (vgl. Abschnitt 4.2).

3.2 Analyse des Potentials für Quersubventionierungen und diskriminierendes Verhalten bei Speichereinsatz

Unterschiede zu den „traditionellen“ Aufgaben eines Netzbetreibers ergeben sich insbesondere durch die notwendigerweise mit der Ein- und Ausspeisung von Speicherenergie verbundenen Markttransaktionen. Durch den kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Einsatz von Speichern können für Netzbetreiber verstärkte Anreize für diskriminierendes Verhalten gegenüber konkurrierenden Unternehmen entstehen. Wenn der Netzbetreiber Teil eines integrierten Energieversorgungsunternehmens (EVU) ist, sind konkurrierende Unternehmen Firmen bzw. Unternehmensabteilungen, die im direkten Wettbewerb zu Vertriebs-, Erzeugungs- oder Stromhandelsabteilungen des EVU stehen. Sofern der Netzbetreiber selbst die mit dem Speichereinsatz verbundenen Markttransaktionen durchführt, könnten konkurrierende Unternehmen auch solche sein, die mit den Markttransaktionen des Netzbetreibers in Konkurrenz stehen. Diskriminierung kann hierbei grundsätzlich über verschiedene Wege erfolgen:

- eine Benachteiligung konkurrierender Unternehmen bei Netzzugang (bzw. Netzanschluss) und Netznutzung,
- Quersubventionen zwischen reguliertem Netzgeschäft und wettbewerblichen Aktivitäten, oder
- eine Bevorteilung von verbundenen Unternehmen bei der Beschaffung bzw. dem Verkauf von Speicherenergie.

Diese drei Arten von Diskriminierungsanreizen werden im Folgenden im Detail analysiert. Im Gegensatz zu den im vorherigen Abschnitt 3.1 erörterten regulatorischen Fragestellungen, werden diese innerhalb des bestehenden regulatorischen Rahmens potentiell nicht hinreichend adressiert. Entsprechend sollten hierfür möglicherweise spezifische regulatorische Mechanismen getroffen werden, welche in Kapitel 4 diskutiert und bewertet werden.

⁴² Die Einführung einer Anreizregulierung ist üblicherweise entweder mit einer ex-ante Kostenprüfung der Plankosten der Netzbetreiber oder einer ex-post Kostenprüfung der tatsächlichen Kosten verbunden. Eine ex-ante Kostenprüfung würde detaillierte regulatorische Analysen der Kostenprognosen jedes VNB erfordern. Hierzu könnte ein Benchmarking bzw. Effizienzvergleich aller Netzbetreiber und/oder ökonomische und ingenieur-technische Analysen von Kostenarten und Einzelkosten, sowie die Bewertungen einzelner Massnahmen und möglicher Alternativen durchgeführt werden. Dies ist z. B. in Grossbritannien der Fall. Bei einer ex-post Kostenprüfung, wie sie bspw. in Deutschland umgesetzt ist, unterliegen die tatsächlich entstandenen Kosten jedes VNB einem Benchmarking bzw. Effizienzvergleich aller Netzbetreiber. Hinzu kommen üblicherweise zusätzliche Mechanismen zur Behandlung von Investitionen innerhalb der Regulierungsperiode.

3.2.1 Diskriminierung bei Netzzugang und Netznutzung

Würde man dem Netzbetreiber ermöglichen, auch den marktorientierten Speichereinsatz selbst durchzuführen, kann sich potentiell ein Konflikt zu den Entflechtungsvorgaben ergeben. So kann möglicherweise ein diskriminierendes Verhalten des Netzbetreibers bei Netzzugang und Netznutzung gegenüber konkurrierenden Unternehmen nicht mehr ausgeschlossen werden. So könnte der Netzbetreiber auf den Strommarkt tätige Unternehmen theoretisch behindern in dem er für Netzanschluss und Netznutzung höhere Tarife erhebt oder den Netzzugang physisch einschränkt, mit dem Ziel Preisvorteile für seine Speicher auf dem Spotmarkt zu erzielen. Der Umfang dieses Diskriminierungspotentials wird dabei ganz wesentlich von dem Umfang der Speichere Energiemengen im Verhältnis zu den gesamten am Spotmarkt gehandelten Strommengen beeinflusst. Sofern es sich um eine geringe Anzahl von Speichern und geringe Speichervolumen handelt, sind diese in der Regel für die Preissetzung auf dem Spotmarkt irrelevant. So lange Speicher im Eigentum von Netzbetreibern also eher ein Sonderfall als ein Massenphänomen darstellen, können derartige Diskriminierungspotentiale als vernachlässigbar angesehen werden. Zudem kann eine Benachteiligung von Unternehmen bei Netzzugang (bzw. Netzanschluss) und Netznutzungstarifen im Rahmen der bestehenden regulatorischen Vorgaben in der Schweiz weitgehend ausgeschlossen werden. Jedoch kommt es durch die mit dem Speichereinsatz verbundenen Markttransaktionen, je nach Ausgestaltung des Verfahrens zur Beschaffung bzw. des Verkaufs der Speicherenergie, möglicherweise zu einer verstärkten Interaktion von Personal aus dem Netzbereich und dem Stromhandel, welche potentiell die Möglichkeiten für diskriminierende Absprachen im Sinne der wettbewerblichen Geschäftsbereiche eines EVU erhöhen.

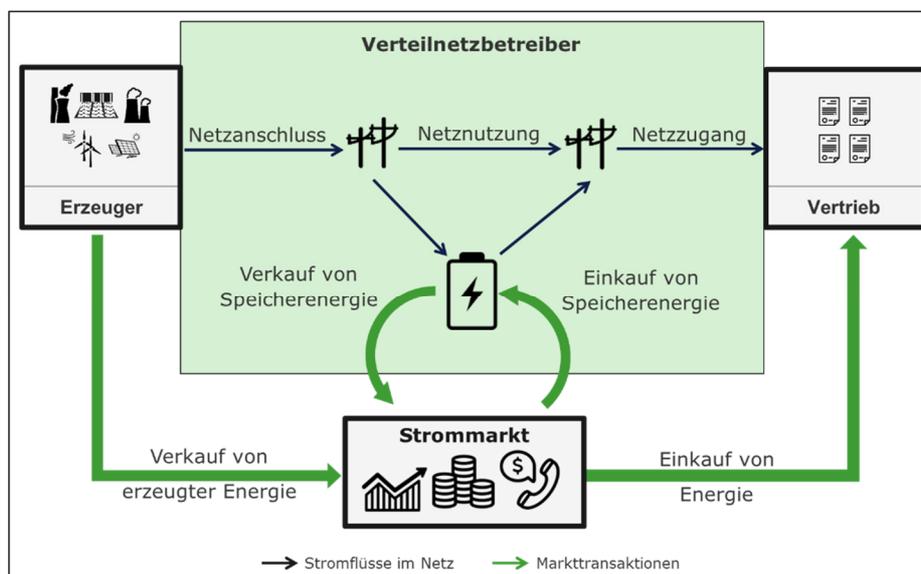


Abbildung 3-3: Anreize für diskriminierendes Verhalten des VNB bei Netzzugang und Netznutzung durch den marktorientierten Einsatz von Stromspeichern⁴³

⁴³ Quelle: DNV GL: Icons designed by Freepik from Flaticon

3.2.2 Quersubventionen bei der Allokation von Kosten und Erlösen

Potentiale für Quersubventionen sind ein zentrales Merkmal von unzureichend entflochtenen vertikal integrierten EVUs. So bestehen für integrierte EVUs in Abhängigkeit der regulatorischen Vorgaben starke Anreize, Kosten dem regulierten Netzgeschäft und Erlöse wettbewerblichen Geschäftsfeldern zuzuordnen. Dies betrifft klassischerweise auch die Allokation von Shared Service Kosten (wie den Kosten von zentralen Managementprozessen) sowie von Erlösen für Dienstleistungen und Services, welche aus dem regulierten Bereich (wie bspw. Ingenieuren aus dem Netzbereich) für Dritte ausserhalb des EVU erbracht werden (siehe Abbildung 3-4). Sofern aufgrund Informationsasymmetrien und einer unzureichenden Entflechtung – mit entsprechenden Vorgaben zur Allokation von Kosten und Erlösen – die Zuordnung von Netzkosten und Kosten von übrigen Geschäftsbereichen von der Regulierungsbehörde nur unzureichend überprüft werden kann, bestehen für das EVU Anreize die Kosten von wettbewerblichen Bereichen zu Lasten des Netzbereiches zu reduzieren um hierdurch Wettbewerbsvorteile bzw. höhere Gewinne zu erzielen. Voraussetzung für die Realisierung von Quersubventionen ist, dass die überhöhten Kosten des Netzbereiches nicht im Rahmen der regulatorischen Kostenprüfung als ineffizient identifiziert und nicht genehmigt werden.

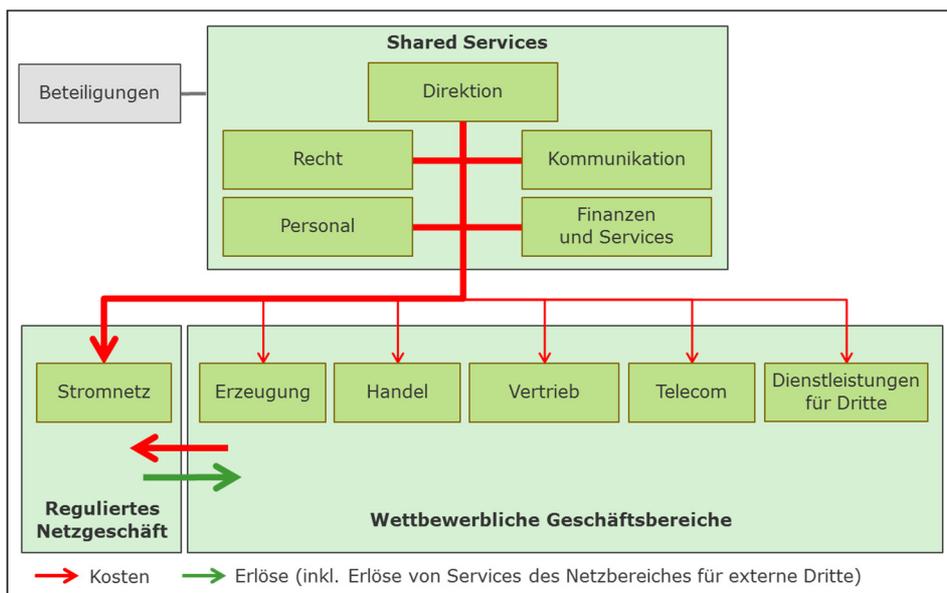


Abbildung 3-4: Anreize eines integrierten EVU für Quersubventionen bei der Allokation von Kosten und Erlösen auf regulierte und wettbewerbliche Bereiche

Im Falle einer intensiven Kostenprüfung, welche die Kosten eines Netzbetreibers den Kosten von allen übrigen Netzbetreibern gegenüberstellt, könnten Quersubventionen weitgehend ausgeschlossen werden. Hierzu würde es dann im Prinzip ausreichen, dass nur ein Netzbetreiber keine Quersubventionen durchführt, damit diese bei allen anderen Netzbetreibern als ineffizient identifiziert werden und die damit verbundenen Kosten nicht regulatorisch anerkannt werden. Aufgrund der geringeren Entflechtungsvorgaben und einer weniger intensiven Kostenprüfung (Cost-Plus-Regulierung) in der Schweiz, sind die Anreize für derartige Quersubventionen (bzw. das Risiko des Netzbetreibers, dass Quersubventionen als solche von der EICOM identifiziert werden) in der Schweiz im Vergleich zu anderen europäischen Ländern potentiell deutlich stärker ausgeprägt.

Solange Speicher von dem Netzbetreiber nicht ausschliesslich netzdienlich, sondern auch (zusätzlich) marktorientiert eingesetzt werden, ergibt sich für den Speichereinsatz der ähnlich gelagerte Anreiz, dass

die Investitions- und Betriebskosten sämtlicher Anwendungsfälle eines Stromspeichers dem regulierten Netzgeschäft angelastet werden, während sämtliche Erlöse in dem wettbewerblichen Bereich verbucht werden. Dies betrifft sowohl Erlöse, die sich aus einem netzdienlichen Einsatz des Speichers bei der Ein- und Ausspeicherung ergeben könnten, als auch Erlöse, welche am Markt mit derselben Speicheranlage erwirtschaftet werden (siehe Abbildung 3-5).

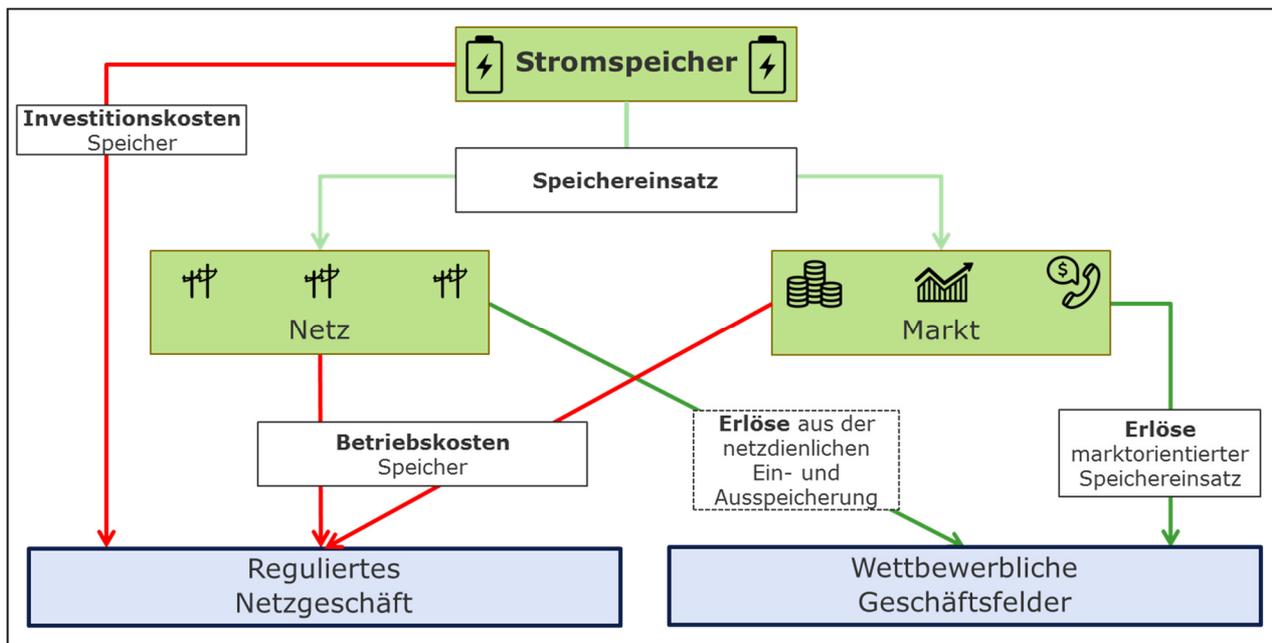


Abbildung 3-5: Anreize des VNBs für Quersubventionen bei der Allokation von Kosten und Erlösen aus dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz von eigenen Speichern⁴⁴

Erschwerend kommt hierbei hinzu, dass sich netzdienliche Transaktionen bei der Ein- und Ausspeicherung von Energie nur begrenzt von marktorientierten Transaktionen unterscheiden lassen. So lässt sich bspw. nicht eindeutig beurteilen, in welchem Umfang die Erlöse von Speicherenergie, die mit einem zeitlichen Verzug nach dem Ende des Netzengpasses ausgespeichert wird – um von dann höheren Preisen am Strommarkt zu profitieren – dem netzdienlichen bzw. dem marktorientierten Einsatz des Speichers zuzurechnen wären. Wenn sich die Zeiten des netzdienlichen und des marktorientierten Speichereinsatzes nur schwer abgrenzen lassen, dann ist auch eine verursachungsgerechte Aufteilung der Speicherkosten auf Netz- und Marktaktivitäten ebenfalls nur näherungsweise möglich. Hinzu kommt, dass das Vorliegen eines Netzengpasses – und damit welche Speicherenergiemengen tatsächlich im Zusammenhang mit Netzengpässen standen – für Dritte, wie die ECom, aufgrund von Informationsasymmetrien nur eingeschränkt überprüft werden kann. Insbesondere für die Regulierungsbehörde ist so kaum nachzuvollziehen, welche Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit dem netzdienlichen und welche mit dem marktorientierten Speichereinsatz verbunden sind.

Dies ist umso mehr relevant, als dass die quantitativen Ergebnisse aus Kapitel 2 gezeigt haben, dass – auf Basis von heutigen Prognosen zu den Speicherkosten in 2035 – aus volkswirtschaftlicher Sicht nur der kombinierte netzdienliche und marktorientierte Einsatz einer Speicheranlage potentiell vorteilhaft gegenüber alternativen Massnahmen der Engpassbeseitigung sein kann.

⁴⁴ Quelle: DNV GL: Icons designed by Freepik from Flaticon



Mit anderen Worten, würden dem VNB die gesamten (oder ein substanzieller Teil der) Speicherkosten angelastet, aber nicht gleichzeitig die marktorientierten Erlöse, so wären in allen in Kapitel 2 betrachteten Szenarien, die Alternativen zur Adressierung eines Netzengpasses, wie Netzausbau oder Abregelung, der Investition in einen Speicher aus volkswirtschaftlicher Sicht vorzuziehen.

Vor dem Hintergrund dieser Abgrenzungsschwierigkeiten, stellt sich dann die Frage ob bzw. in welchem Umfang die Speicherkosten in der regulatorischen Kostenbasis anerkannt werden sollten. Insofern der netzdienliche Einsatz eines Speichers als Alternative zu Netzausbau realisiert wird, erscheint es gerechtfertigt, dass Speicherkosten und Netzausbaukosten regulatorisch gleichbehandelt werden.⁴⁵ Sofern nur die direkt mit dem Netzbetrieb verbundenen Kosten als anrechenbar angesehen werden (Vgl. Art 15 StromVG und Abschnitt 1.2), erfordert dies eine klare Abgrenzung der Netzkosten von den übrigen Kostenpositionen. Hierzu wäre ein sachgerechter Schlüssel zu definieren, welcher die zuvor beschriebenen Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen netzdienlichen und marktorientierten Speichereinsatz (bzw. netzdienlichen und marktorientierten Speichermengen) hinreichend aufgreift. Eine Schlüsselung von Speicherkosten und -erlösen müsste hierbei einerseits für die Investitionskosten und die Kosten für Wartung und Betrieb des Speichers und andererseits für die Kosten bzw. Erlöse aus den Preisdifferenzen zwischen Ein- und Ausspeicherung vorgenommen werden. Die Schlüsselung könnte dabei grundsätzlich anhand einer individuellen Zuordnung jeder einzelnen Transaktion, vereinfachter Annahmen oder einer Schlüsselung anhand von Strukturparametern erfolgen (vgl. Abschnitt 4.3.6). Falls eine derartige Schlüsselung nicht hinreichend genau durchgeführt werden kann, könnten alternativ sowohl sämtliche Speicherkosten als auch sämtliche Speichererlöse dem Netz zugeordnet werden. In diesem Fall kommt es zwar möglicherweise zu Ineffizienzen, die Möglichkeit von Quersubventionen zwischen regulierten Netzgeschäft und wettbewerblichen Bereichen besteht jedoch nicht mehr.

3.2.3 Diskriminierung bei Speicherbewirtschaftung

Abhängig von der Intensität der regulatorischen Kostenprüfung und der Vorgaben zur Allokation von Kosten und Erlösen ergeben sich auch potentiell Anreize für diskriminierendes Verhalten bei der Bewirtschaftung des Speichers. Sofern der VNB Teil eines integrierten EVU ist, hätte dieser ohne entsprechende regulatorische Vorgaben Anreize, die für den netzdienlichen Betrieb des Speichers notwendige Energie von verbundenen Erzeugungseinheiten zu überhöhten Preisen (d. h. oberhalb des Marktpreises) zu beziehen und / oder zu reduzierten Preisen (d. h. unterhalb des Marktpreises) an verbundene Vertriebsunternehmen zu verkaufen (vgl. Abbildung 3-6). Die Bevorteilung verbundener Unternehmen bei der Ein- und / oder Ausspeicherung könnte hierbei einerseits durch eine direkte Beschaffung bzw. einen direkten Verkauf – d. h. nicht am Markt oder über eine wettbewerbliche Ausschreibung – oder andererseits durch die Nichtberücksichtigung des wirtschaftlichsten Angebotes eines konkurrierenden Unternehmens erfolgen. Die hierdurch im Vergleich zu Transaktionen zu wettbewerblichen Preisen am Markt erhöhten Verluste bei der Beschaffung bzw. dem Verkauf von Speicherenergie würde der VNB auf die regulierten Netzkosten wälzen. Mit dem VNB verbundene Erzeugungs- bzw. Vertriebsunternehmen könnten hierdurch zusätzliche Gewinne oder Wettbewerbsvorteile gegenüber konkurrierenden Unternehmen realisieren. Die möglichen Wettbewerbsvorteile sind dabei abhängig von dem Verhältnis der Speicherenergiemengen zu der vom verbundenen EVU erzeugten bzw. an Endkunden verkauften Strommenge. Bei einzelnen kleinen Netzspeichern eines grossen EVU dürfte der

⁴⁵ Dies könnte theoretisch sogar so weit gehen – um gleiche Anreize für beide Technologien zu setzen – dass auch die Unterschiede in den Anteilen von Kapital- und Betriebskosten explizit bei der Festsetzung der regulatorischen Kostenbasis berücksichtigt wird.

Einfluss auf den Wettbewerb geringer sein, da sich über Quersubventionen nur begrenzte Kostenvorteile erzielen lassen. Bei kleineren EVU oder einer grösseren Anzahl an Netzspeichern mit signifikanten Volumen dürfte sich hingegen ein relevantes Diskriminierungspotential ergeben. Über Quersubventionen bei der Speicherbewirtschaftung sind hier potentiell signifikante Kostenvorteile möglich.

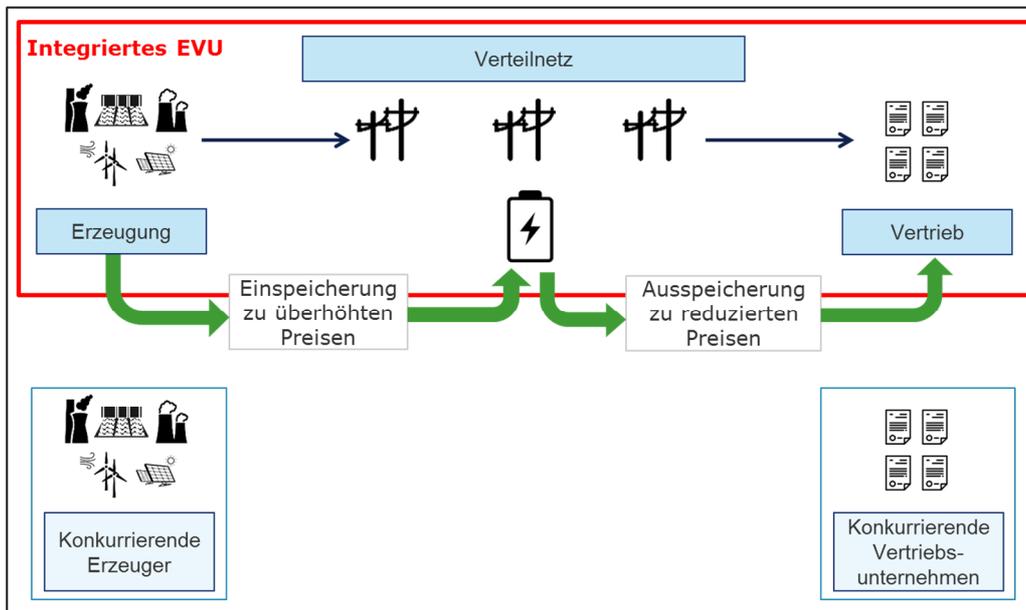


Abbildung 3-6: Anreize für Netzbetreiber verbundene Unternehmen bzw. Unternehmensteile bei Beschaffung bzw. Verkauf von Speicherenergie zu bevorzugen⁴⁶

Wenn derartige Quersubventionierungen über das Verfahren zur Bewirtschaftung des Speichers ausgeschlossen werden können – bspw. in dem die Speicherenergie über eine wettbewerbliche Ausschreibung oder über den Spotmarkt beschafft bzw. veräußert werden muss – so ist damit jedoch noch nicht eine effiziente Bewirtschaftung sichergestellt. So ergeben sich je nach Zeitpunkt der Ein- und Auspeicherung im Verhältnis zum Zeitpunkt des Engpasses unterschiedliche Differenzen zwischen dem Preis für die Beschaffung von Speicherenergie und dem Preis für den Verkauf von Speicherenergie.⁴⁷ Inwieweit der Netzbetreiber Anreize hat, die für den netzdienlichen Speichereinsatz notwendigen Energiemengen möglichst günstig einzukaufen und teuer zu verkaufen, hängt wesentlich davon ab, wie diese Differenzbeträge regulatorisch gehandhabt werden. Wenn der Netzbetreiber davon ausgehen kann, dass die Speicherkosten im Rahmen der regulatorischen Kostenprüfung vollständig anerkannt werden oder als nicht-beeinflussbare Kosten angesehen werden, die der Netzbetreiber vollständig auf die Netznutzer umlegen kann, so wird er ohne zusätzliche regulatorische Mechanismen keine Anreize haben, kostenmindernde Erlöse durch eine Optimierung des Zeitpunktes der Ein- und Auspeicherung zu erzielen. Je nach der Art der Schlüsselung der Speicherkosten und -erlöse auf Netz- und Marktaktivitäten hat der Netzbetreiber sogar möglicherweise Anreize, die netzdienliche Ein- und Auspeicherung zeitlich so zu steuern, dass er ein möglichst grosses Zeitfenster für einen marktorientierten Speichereinsatz hat, auch wenn dies zu insgesamt nachteiligen Erlösreduktionen aus dem netzdienlichen Speichereinsatz führt.

⁴⁶ Quelle: DNV GL: Icons designed by Freepik from Flaticon

⁴⁷ Für den Fall des netzdienlichen Einsatzes von Speichern zur Vermeidung von Netzengpässen im Zusammenhang mit der Einspeisung von PV-Anlagen dürfte in vielen Fällen davon auszugehen sein, dass die Preise zum Zeitpunkt der Einspeicherung deutlich niedriger als zum Zeitpunkt der Auspeicherung sind. So dürften zum Zeitpunkt der PV-Spitzeinspeicherung an einem Netzstrang (in der Regel in den Mittagsstunden) je nach Wetterlage auch in anderen Regionen der Schweiz die PV-Einspeisespitzen erreicht werden, was bei signifikanten PV-Kapazitäten zu diesem Zeitpunkt häufig zu niedrigen Börsenstrompreisen führen dürfte.



Entsprechend ist regulatorisch zu beantworten, über welches Verfahren und zu welchen Konditionen (Preisen) die eingespeicherten Energiemengen in den Markt integriert und wie die Kosten für die Gegengeschäfte verrechnet werden sollen. Mögliche Ansätze hierzu werden in Abschnitt 4.3 analysiert und bewertet.

3.3 Auswirkungen bestehender rechtlicher und regulatorischer Vorgaben zum netzdienlichen Speichereinsatz

Die bestehenden regulatorischen Vorgaben insbesondere im Bereich der Entflechtung schränken marktliche Aktivitäten von Netzbetreibern grundsätzlich ein. Da jedoch, wie zuvor erwähnt, bereits ein ausschliesslich netzdienlicher Einsatz eines Speichers notwendigerweise mit Markttransaktionen verbunden ist, haben die bestehenden Entflechtungsvorgaben für Netzbetreiber auch wiederum Auswirkungen auf die Möglichkeiten für einen Speichereinsatz durch denselben. Hinzu kommen weitere regulatorische Festlegungen direkt für Speicher, auch wenn sich diese bisher noch weitgehend auf Pumpspeicherkraftwerke beschränken.

In den folgenden Abschnitten werden die bestehenden regulatorischen Vorgaben in der Schweiz und auf europäischer Ebene hinsichtlich ihrer Folgen für den Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber analysiert. Für die Schweiz wird bei der Analyse auf die bereits in Abschnitt 1.2 erfolgte Beschreibung des Status Quo zurückgegriffen. Die Diskussion der europäischen Vorgaben erfolgt vor dem Hintergrund der Verhandlungen der Schweiz mit der EU zu einem bilateralen Stromabkommen.

3.3.1 Regulatorische Vorgaben für Speicher in der Schweiz

Für die Schweizer VNB werden über die derzeitigen regulatorischen Vorgaben – und insbesondere die Entflechtungsvorgaben – keine wesentlichen Einschränkungen für einen netzdienlichen und einen marktorientierten und Betrieb von eigenen Speichern gemacht (vgl. Abschnitt 1.2). Im Rahmen der buchhalterischen Entflechtung sind nur die Netzkosten und die netzdienlichen Speicherkosten (und -erlöse) von den marktorientierten Netzkosten (und -erlösen) zu separieren.

Gemäss Branchendokument Netznutzungsmodell (NNMV) wären netzeigene Speicher als Erzeuger zu behandeln, so dass von ihnen keine Netznutzungsentgelte, jedoch Netzanschlussentgelte erhoben würden. Die Kosten der für den Betrieb der Speicheranlagen benötigte Energie und Leistung dürfen laut NNMV von VNB nicht auf die Endverbraucher gewälzt werden; diese Formulierung bzw. Vorgabe bezieht sich vermutlich jedoch ausschliesslich auf den marktorientierten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und adressiert nicht (auch wenn dies nicht explizit genannt ist) den netzdienlichen Einsatz von dezentralen Speichern im Verteilnetz.

Es existieren derzeit keine Regelungen zu dezentralen netzdienlichen Speichern und der regulatorischen Handhabung der dabei eingesetzten Speicherenergie in der Schweiz. Ebenso werden dezentrale Stromspeicher in der geltenden Stromversorgungs- und Energiegesetzgebung, sowie Festlegungen der ElCom nicht explizit als Netzbetriebsmittel / -anlage genannt (dies gilt auch für die Branchendokumente, wie z. B. die KRSV), so dass derzeit nicht definiert ist, ob die Errichtung und der Einsatz netzdienlicher Speicher als Netzkosten angelastet werden könnten und wenn dies zulässig wäre, mit welchen regulatorischen Nutzungsdauer die Speicheranlagen in die regulatorische Kostenbasis eingehen würden.



Auf Basis der Entflechtungsvorgaben für das Schweizer Übertragungsnetz und den darin enthaltenen Einschränkungen der Tätigkeiten (insbes. Artikel 18 (6) StromVG) erscheint ein Betrieb von netzeigenen Speichern durch Swissgrid derzeit nicht möglich. Genauso wie Systemdienstleistungen marktlich zu beschaffen sind, könnte ein netzdienlicher Einsatz von Speichern im Übertragungsnetz ebenfalls potentiell nur über die marktliche Kontrahierung von netz- bzw. systemdienlichen Speicherdienstleistungen Dritter durch Swissgrid erfolgen.

Insgesamt lässt sich so festhalten, dass aufgrund fehlender regulatorische Vorgaben in der Schweiz weder ausgeschlossen noch positiv beschieden werden kann, ob ein Einsatz netzeigener dezentraler Speicher in der Schweiz im Verteilnetz möglich ist. So sind viele zentrale regulatorischen Fragestellungen im Zusammenhang mit einem solchen Einsatz derzeit noch unbeantwortet.

3.3.2 Regulatorische Vorgaben für Speicher in Europa

Aktuelle regulatorische Vorgaben für Speicher auf EU-Ebene

Auf EU-Ebene sind Stromspeicher – anders als Gasspeicher – bisher nicht als eigene Marktrolle definiert und in der grundlegenden Strom(markt)richtlinie 2009/72/EG⁴⁸ auch nicht explizit erwähnt. Entsprechend bestehen auf EU-Ebene weder spezifische Vorgaben für den netzdienlichen Einsatz von Speichern oder die Beschaffung von Speicherenergie noch Regelungen zur Anrechenbarkeit von Speicherkosten und zur der Allokation von Speicherkosten.

Für den Einsatz von netzeigenen Speichern sind jedoch die europäischen Entflechtungsvorgaben für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber von zentraler Bedeutung, welche über verschiedene regulatorische Vorgaben Markt- und Netzaktivitäten eines integrierten EVU separiert. Für das Übertragungsnetz werden mit den alternativen Optionen eigentumsrechtliche Entflechtung, unabhängiger Netzbetreiber (Independent System Operator, ISO) und unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO) sehr weitreichende Entflechtungsvorgaben getroffen (Kapitel IV und V der Richtlinie 2009/72/EG). Im Bereich der Verteilnetze erfordern die Vorgaben zur buchhalterischen, informatischen, und für VNB mit mehr als 100.000 angeschlossenen Endverbrauchern zur organisatorischen und rechtlichen Entflechtung eine umfassende Trennung der netzbezogenen Aktivitäten von anderen Tätigkeiten (wie Erzeugung und Vertrieb). Dies umfasst unter anderem die Schaffung einer rechtlich selbstständigen Netzgesellschaft mit eigenen IT-Systemen, mit hinreichenden eigenen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen zur Durchführung seiner Aufgaben, sowie eine getrennte Kostenführung (insbes. Artikel 26, 27 und 31 Richtlinie 2009/72/EG).

Insgesamt wird mit den Entflechtungsvorgaben ein (teilweiser) marktlicher Einsatz eines Speichers durch den Netzbetreiber (ÜNB wie VNB) ausgeschlossen. Inwieweit Netzbetreiber eigene Speicher besitzen und zum Zweck der ihnen auferlegten Aufgaben netzdienlich betreiben dürfen, ist aufgrund der bestehenden EU-Vorgaben unklar. Ein netzdienlicher Einsatz wird zwar nicht explizit ausgeschlossen, allerdings stellt sich auch hier die Frage, ob die auch bei einem netzdienlichen Speichereinsatz notwendigen Markttransaktionen bei der Ein- und Ausspeicherung kompatibel mit den Entflechtungsvorgaben sein könnten. Zudem lassen die Regelungen auch offen, ob Speicher eher als Erzeuger, Verbraucher oder als davon unabhängige Kategorie zu behandeln sind und damit netzentgeltspflichtig sind oder nicht. Aufgrund

⁴⁸ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG

der geringen gesetzlichen Vorgaben zu Speichern auf EU-Ebene bleiben den EU-Mitgliedsländern eigene Spielräume bei der Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Speicher.

Umsetzung der Speicherregulierung in einzelnen EU-Mitgliedsstaaten

Aufgrund der Regelungslücken, die der europäische Rechtsrahmen bei Speichern bisher aufweist, und dem bisher zum Teil auch geringen Bedarf, spezifische Regelungen vorzunehmen, haben sich unterschiedliche Voraussetzungen für Speicher in den Mitgliedsländern entwickelt. Je nach Land liegen unterschiedliche Vorgaben dazu vor, ob Speicher als Erzeuger oder Verbraucher zu betrachten sind und ob sie dementsprechend Netzentgelte und eventuell weitere Abgaben auf Verbrauchseite abführen müssen.

In der Mehrzahl der Länder findet weiterhin eine strikte Trennung von Netzbetrieb von anderen Funktionen – und damit auch von Speichern – statt. Somit sind Netzbetreiber in der Regel an keinen grösseren Speicherprojekten eigentumsrechtlich beteiligt, es sei denn es handelt sich um Forschungsprojekte. Insgesamt wurden Stromspeicherprojekte in Europa bisher vor allem für Markt-Anwendungen und den Einsatz auf Regelenergiemärkten eingesetzt. Der netzdienliche Einsatz von Speichern wurde daher bisher nur in einzelnen Ländern realisiert (siehe Länderbeispiele in der nachfolgenden Box). Dort wird das Speichereigentum durch den Netzbetreiber in den Zusammenhang der Netzdienlichkeit gestellt. Allerdings ist häufig nicht geklärt, wie dies in der Praxis beim operativen Speicherbetrieb umgesetzt werden soll und wie die zuvor beschriebenen Wechselwirkungen mit wettbewerblichen Segmenten bei der Beschaffung und dem Verkauf von Speicherenergie adressiert werden.

In **Spanien** besteht derzeit keine spezifische gesetzliche Grundlage für Stromspeicher im Allgemeinen und für den Einsatz durch Netzbetreiber. Eine Ausnahme bilden Pumpspeicherkraftwerke, für welche die Gesetzgebung das Eigentum durch den Übertragungsnetzbetreiber zulässt.

Dies beruht auf dem Fall des auf Gran Canaria geplanten Pumpspeicherkraft Chira-Soria (200 MW, ca. 250 Millionen Euro Baukosten). Das Projekt wurde 2011 ausgeschrieben und dem Versorger Endesa, der über zwei konventionelle Kraftwerke die Versorgung der Insel bisher sicherstellt, zugesprochen. Nachdem Endesa bereits die Planungen aufgenommen hatte, es jedoch über die Verhandlungen zum regulierten Gewinn aus dem zukünftigen Kraftwerksbetrieb und dem Projektentwicklungsstatus zu Unstimmigkeiten zwischen dem Regulierer, der Regionalregierung und Endesa und zu weiteren Verzögerungen des Projekts kam, wurde die Gesetzgebung angepasst: Pumpspeichern auf den spanischen Inseln und Exklaven wird nun grundsätzlich der Zweck der Versorgungssicherheit, die Systemsicherheit und die Integration von volatilen erneuerbaren Energien zugeordnet; sie sollen daher im Eigentum des Betreibers des Stromsystems (ÜNB) stehen. Kraftwerke, die vor dem 1.3.2013 im Eigentum eines Betreibers standen oder durch einen Investor geplant waren, können unter den oben genannten Voraussetzungen vom Energieministerium innerhalb sechs Monaten per Dekret übertragen werden.⁴⁹ Endesa berief sich auf die Inkompatibilität mit europäischer und nationaler Gesetzgebung und die Unvereinbarkeit von Stromübertragung und -erzeugung. Die Einwände Endesas und ein schwieriger Verhandlungsprozess zu den Bedingungen mündeten dennoch im endgültigen Verkauf des Projekts an REE in 2014 auf der Grundlage eines ministeriellen Dekrets zur Eigentumsübertragung.⁵⁰

Abgesehen von der Erlaubnis zum Speichereigentum durch den ÜNB sind uns keine weiteren Vorgaben zum Speicherbetrieb bekannt, sobald das Projekt ans Netz geht. Die für Chira-Soria etablierte

⁴⁹ Gesetz 17/2013 vom 29. Oktober 2013, Art.5

⁵⁰ Anordnung IET/728/2014 vom 28.4.2014

Konstellation kann Vorbildcharakter haben für weitere insgesamt rund 300 MW Speicherkapazität, die auf anderen Kanareninseln geplant sind.

In **Italien** dürfen Netzbetreiber Speicher zur Gewährleistung der Systemsicherheit und -optimierung (Dispatch) bauen und betreiben.

Die gesetzliche Grundlage sieht die Möglichkeit vor, dass der ÜNB (Terna) Speicher in dem Netzentwicklungsplan vorschlägt, wenn diese dem verbesserten Einsatz (Dispatch) und der möglichst vollständigen Aufnahme der Erzeugung aus volatilen Erzeugungsquellen bei gleichzeitiger Gewährleistung der Systemsicherheit dienen. Zudem muss der Regulierer entsprechende Regelungen ausarbeiten und die ausreichende Vergütung der Investitionen sicherstellen.⁵¹ Die Vorgaben durch den Regulierer konkretisieren dies dahingehend, dass sowohl der ÜNB als auch VNB das Recht haben, Batteriespeicher zu bauen und zu betreiben.⁵²

Mithilfe einer eigenen, spezifischen Projektgesellschaft Terna Storage hat der ÜNB Terna Speicherprojekte im Süden Italiens und auf Sardinien umgesetzt. Im Süden soll die Integration grosser Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien, vor allem aus Windkraft, über drei Speicher (35 MW insgesamt) verbessert werden, die zwischen 2014-2015 umgesetzt wurden. Sie verhindern insbesondere die Abregelung von Windkraft. Auf Sardinien erbringen 2 Speicher (ca. 40 MW) u. a. Regelleistung und Momentanreserve, dienen aber auch der Erforschung weiterer Anwendungen und kommerzieller Dienste.

Allerdings sind uns keine spezifischen Vorgaben zum Umgang mit der Speicherenergie und hinsichtlich der Kostenzuordnung bzw. Kostenprüfung bekannt. Die Kosten der Speicherprojekte werden über die Netzentgelte abgegolten.⁵³

Exkurs: Kalifornien

In Kalifornien bestehen keine Entflechtungsvorgaben von Netz (Eigentum und / oder Betrieb) und anderen Bereichen wie der Versorgung von Endkunden. Die Stromversorgung erfolgt daher durch wenige grosse vertikal integrierte Unternehmen, die diese Funktionen miteinander kombinieren. In Abwesenheit einer klaren regulatorischen Trennung der Geschäftsbereiche der Unternehmen, kommt der regulatorischen Trennung von Kosten und Leistungen des vertikalen Unternehmens entscheidende Bedeutung zu.

Eine spezifische Speichergesetzgebung verpflichtet die integrierten Versorger, Speicherkapazität nach einem Zielpfad "aufzubauen" d. h. zu kontrahieren. Der Zielpfad unterscheidet zwischen Speichern im Übertragungs- bzw. Verteilnetz und bei Endkunden (behind-the-meter). Die regulierten Versorger dürfen sich zu max. 50% an Speicherprojekten beteiligen.

Speicher im (Teil-)Eigentum des Netzbetreibers dürfen nicht am Markt Energie verkaufen. Sonstige Speicherkapazität, die von Dritten gebaut und betrieben wird, um vom Versorger ausgeschriebene Speicherdienstleistungen zu erbringen, kann durch den Betreiber auf Grundlage eines multiple-use Ansatzes für verschiedene Anwendungsfälle eingesetzt und optimiert werden.

⁵¹ DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011, n. 28, Art. 17.3 und 17.4.

⁵² DECRETO LEGISLATIVO 1° giugno 2011, n. 93, Art. 36, par. 3

⁵³ Resolution 653/2014/R/eel

Vorschläge der EU-Kommission zur Anpassung der regulatorische Vorgaben für Speicher („Clean Energy for All Europeans“)

Ende November 2016 hat die EU Kommission einen umfassenden Entwurf für eine Überarbeitung und Ergänzungen der bestehenden regulatorischen Vorgaben für den Elektrizitätssektor vorgelegt. Mit dem vorgeschlagenen Gesetzespaket „Clean Energy for All Europeans“ plant die EU-Kommission eine Vielzahl neuer Vorgaben, mit denen u. a. auch erstmals explizite Vorgaben für Stromspeicher getroffen würden.

So werden in dem Entwurf Stromspeicher erstmalig definiert, und zwar als die zeitliche Verlagerung von erzeugtem Strom für Stromverbrauch durch Umwandlung in Endenergie oder einen anderen Energieträger.⁵⁴ Speicher werden zudem neben Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Stromvertrieb als weitere separate Rolle bzw. Akteur im Stromsektor eingeführt. Insgesamt werden Speicher, neben Demand Response, dezentraler Erzeugung und Energieeffizienz, an vielen Stellen des Entwurfs explizit als zu berücksichtigende Alternativen zu konventionellen Netzausbau bzw. Netzsteuerungsmassnahmen genannt. So sollen bspw. Anreize für VNB ermöglicht und gesetzt werden, für einen effizienten Netzbetrieb und die Vermeidung von Netzausbau, Speicherdienstleistungen über marktbasierende Mechanismen einzukaufen. Dies soll z. B. im Rahmen der Netzentgeltsystematik und der zukünftig alle zwei Jahre von VNBs zu erstellenden Netzentwicklungsplänen erfolgen.⁵⁵ Auch soll ENTSO-E bzw. eine neu einzurichtende europäische Vereinigung der Verteilnetzbetreiber (eine Art ENDSO-E) einen separaten Network Code zu Demand Response, Aggregatoren und Stromspeichern entwickeln.

Zum anderen sind in Ergänzung der bestehenden Entflechtungsvorgaben explizite Regelungen zum Eigentum an und Betrieb von Speichern durch Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber geplant.⁵⁶ Demnach dürfen VNB keine eigenen Energiespeicher besitzen, entwickeln, verwalten oder betreiben, es sei denn:

- andere Parteien haben nach offenen und transparenten Ausschreibungsverfahren kein Interesse geäußert, eigene Anlagen zu errichten, zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben,
- die Speicheranlagen sind notwendig für den effizienten und sicheren Betrieb des Verteilnetzes; und
- die jeweilige nationale Regulierungsbehörde hat die Voraussetzungen geprüft und eine Erlaubnis erteilt.

Bei den ÜNB gelten ähnliche Einschränkungen für Speicher. Gemäss dem Gesetzesentwurf dürfen ÜNB Speicher (ebenso wie Anlagen für Systemdienstleistungen – ausser zur Frequenzhaltung) nur besitzen, verwalten oder betreiben, sofern alle nachfolgenden Bedingungen zutreffen:

- andere Parteien haben nach offenen und transparenten Ausschreibungsverfahren kein Interesse geäußert, eigene Speicher zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben;
- die Anlagen sind unabdinglich für den ÜNB für den sicheren, effizienten und zuverlässigen Betrieb des Netzes und werden nicht (auch) zum Verkauf von Energie im Markt genutzt;

⁵⁴ Artikel 2 Ziffer 48 des „Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity“, Europäische Kommission, 30.11.2016

⁵⁵ Diese Verteilnetzentwicklungspläne sollen alle wesentlichen Investitionen der nächsten fünf bis zehn Jahre an die nationale Regulierungsbehörde übermitteln und dabei insbesondere Auskunft zu wesentlichen Investitionen im Zusammenhang mit dem Anschluss von neuen Stromerzeugungskapazitäten und Stromverbrauchern (inkl. Ladestationen für Elektromobile) geben. Zudem soll in den Verteilnetzentwicklungsplänen aufgezeigt werden, in welchem Umfang Demand Response, Energieeffizienz, Stromspeicher und andere alternative Massnahmen zu Netzausbau eingesetzt wurden.

⁵⁶ Siehe Artikel 36 (VNB) und 54 (ÜNB).

- die jeweilige nationale Regulierungsbehörde hat die Voraussetzungen geprüft und eine Erlaubnis erteilt; und
- ACER und die EU Kommission werden in Kenntnis gesetzt.

Zudem müssen Regulierungsbehörden (im Fall des VNB) bzw. der ÜNB über regelmässige öffentliche Befragungen (mindestens alle fünf Jahre) das potentielle Interesse der Marktteilnehmer prüfen, in Energiespeicher investieren zu wollen. Wird Interesse von Dritten festgestellt, müssen die Speichertätigkeiten des VNB auslaufen. Der ÜNB muss diese einstellen, wenn Dritte Speicherdienstleistungen kostengünstiger erbringen können.

Im Ergebnis dürften, sofern der vorliegende Entwurf unverändert umgesetzt würde, Speicher im Eigentum von Netzbetreibern in der Zukunft weitgehend ausgeschlossen sein bzw. nur unter sehr stark eingegrenzten Bedingungen erfolgen. Die Berücksichtigung und der Bezug von durch Dritten erbrachten netzdienlichen Speicherdienstleistungen würden hingegen deutlich gestärkt.

Insgesamt ist jedoch davon auszugehen, dass es vor einer Verabschiedung noch zu einigen Anpassungen des Verordnungsentwurfs kommen wird. So sieht bspw. ENTSO-E in seinem zehnjährigen Netzentwicklungsplan die Frage des Eigentums von Speichern durch Marktteilnehmer oder Netzbetreiber noch als offen und ungelöst an und fordert zur weiteren Untersuchung Demonstrationsprojekte durchzuführen.

3.4 Analyse der Kompatibilität mit Flexibilitätsmodellen

Die Analyse der zukünftigen Rolle netzeigner Speicher findet in der Schweiz vor dem Hintergrund der Diskussion um den Zugriff des VNB auf die Flexibilität statt. Das Flexibilitätsmodell ermöglicht dem Netzbetreiber die Kontrahierung und Aktivierung von Flexibilität von Dritten (Demand Response, Einspeisemanagement oder Speicher) zur Vermeidung kritischer Netzzustände.⁵⁷ Damit steht das Flexibilitätsmodell potentiell in direkter Konkurrenz zu dem im Rahmen dieser Studie diskutierten netzdienlichen Einsatz von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers, da beide zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau eingesetzt werden können. Auf der anderen Seite sind lokale Netzengpasssituationen denkbar, bei denen Flexibilität nicht in hinreichendem Umfang bzw. nur zu deutlich höheren Kosten als bei einem Einsatz netzeigener Speicher zur Verfügung steht.

Im folgenden Abschnitt stellen wir das für die Schweiz vorgesehene Flexibilitätsmodell kurz vor und grenzen es insbesondere von dem netzdienlichen Einsatz eigener Speicher ab. Daran anschliessend gehen wir auf die Wechselwirkungen des Flexibilitätsmodells mit dezentralen netzeigenen Speichern und die damit verbundenen regulatorischen Fragestellungen ein.

⁵⁷ Da die Kontrahierung von Flexibilität auch den Einsatz von Speichern umfasst, sind sämtliche netzdienliche Anwendungsfälle für Speicher im Eigentum von Dritten innerhalb des Flexibilitätsmodells zu adressieren. Wie in Abschnitt 1.1 bereits ausgeführt, sind regulatorische Fragestellungen zu Speichern im Eigentum von Dritten daher nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

3.4.1 Kurzdarstellung Flexibilitätsmodell

Entbündelte Netzbetreiber können in einem liberalisierten Strommarkt nicht ohne weiteres auf Flexibilitäten wie Demand Response, Einspeisemanagement oder Speicher im Eigentum von Dritten zugreifen, ohne die Eigentumsrechte von Marktteilnehmern zu beschneiden. Technische Eingriffe in kritischen Netzsituationen bilden eine Ausnahme; diese sind aufgrund der gesetzlichen Vorgaben aber nur sehr eingeschränkt in seltenen Notfällen zulässig. Zudem können Flexibilitäten im gegenwärtigen Rahmen im Day-Ahead-Markt, im Intra-Day-Markt und auf den Regelleistungsmärkten vermarktet werden. In diesen Märkten tragen sie zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei; jedoch erfolgt hierbei ihr Einsatz nicht notwendig netzdienlich.⁵⁸

Der technisch mögliche und sinnvolle Einsatz von Flexibilität zur Überwindung kritischer Zustände im Verteilnetz in Folge verstärkter erneuerbarer Einspeisung bedarf also eines neuartigen regulatorischen Rahmens. Dieser soll den Zugriff des VNB auf Flexibilität externer Marktteilnehmer regeln, insbesondere auch dessen Vergütung, und Kosteneffizienz garantieren. Um die verschiedenen regulatorischen Möglichkeiten eines derartigen Rahmens für die Schweiz zu prüfen und zu bewerten, wurden im Auftrag des BFE bereits drei Studien abgeschlossen [4, 5, 6], als deren Ergebnis ein Konzept für ein Flexibilitätsmodell für die Schweiz entwickelt wurde.

Als Kern dieses Modells (vgl. [6]) soll die Beschaffung von Flexibilität im Verteilnetz zukünftig vorrangig wettbewerblich erfolgen. Gegenwärtig werden flexible Stromanwendungen wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher in der Schweiz noch sehr begrenzt eingesetzt. Eine marktliche Flexibilitätsbeschaffung würde daher aufgrund des derzeit mangelnden Angebotes bzw. einer mangelnden Diversität der Anbieter von Flexibilität in der Schweiz zu Preisverzerrungen führen. Entsprechend wurde in [6] auf eine detaillierte Ausführung zur Gestaltung einer Marktplattform für die Flexibilitätsbeschaffung verzichtet. Langfristig wird in [6] jedoch von einer hinreichenden Marktdurchdringung flexibler Stromanwendungen ausgegangen, so dass langfristig die Einführung einer wettbewerblichen Marktplattform für die Flexibilitätsbeschaffung angestrebt wird. Diese wird im Folgenden als **Flexibilitätsmodell 2** bezeichnet. Perspektivisch wäre es gemäss [6] zudem langfristig denkbar, dass die wettbewerbliche Beschaffung auch lokal für einzelne Netzabschnitte oder Netzknoten erfolgt.

Kurz- bis mittelfristig ist daher beabsichtigt, zunächst eine administrierte Vergütung von Flexibilität zu etablieren (**Flexibilitätsmodell 1**). Diese umfasst netzweite Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsrechten für den VNB (pauschaliertes Modell), sowie eine Vergütung der Abregelung von Stromerzeugung aus dezentralen Energieanlagen. Die verbrauchsseitige Flexibilität soll dabei primär über differenzierte Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsrechten für den VNB angereizt werden. Bei der erzeugerseitigen Flexibilität (d. h. der Abregelung von Erzeugungsanlagen) sollen die betroffenen Betreiber in Höhe der entgangenen Markterlöse entschädigt werden.

Die Teilnahme am Flexibilitätsmodell soll für verbrauchsseitige Flexibilität auf freiwilliger Basis durch den Anbieter erfolgen. Für erzeugerseitige Flexibilität sollen gemäss [6] limitierte pauschale Zugriffsrechte

⁵⁸ Unter den gegenwärtigen Bedingungen starrer Netzentgelte gibt es keine intrinsischen Anreize, Flexibilität zur Vermeidung der Überschreitung thermischer Limite im Verteilnetz einzusetzen. Die gleichförmigen Anreize, die starre Netzentgelte und gleichförmige Marktpreise auf Systemebene setzen, leisten darüber hinaus dem gleichzeitigen Einsatz von Erzeugung und Flexibilität Vorschub: so indiziert ein hoher Spotpreis nicht nur verstärkte Erzeugung, sondern auch Ausspeisung aus einem – kommerziell betriebenen – dezentralen Speicher, was zu lokalen Spannungsproblemen beitragen kann. Vergleiche hierzu die Studie von DNV GL und ef.Ruhr im Auftrag des BFE [5] zur „Kosten-Nutzen-Analyse eines Ampelmodells für den Schweizer Strommarkt“, Kapitel 2, 3



erlaubt werden. Zu den weiteren Details des Flexibilitätsmodells verweisen wir auf die Studien [4 und 5], sowie insbesondere auf die Studie [6].

3.4.2 Analyse der Wechselwirkungen mit Flexibilitätsmodell

Das Angebot von Flexibilität soll im Rahmen des Flexibilitätsmodells grundsätzlich auf Wunsch des Flexibilitätsinhabers erfolgen. Für den VNB besteht damit grundsätzlich das Risiko, dass nicht hinreichend Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen angeboten wird. Dies umso mehr, je kurzfristiger die Kontrahierung von Flexibilität erfolgt. Zudem sind insbesondere auf den unteren Spannungsebenen lokale Netzengpassituationen denkbar, bei denen zwar im Netz insgesamt hinreichende Flexibilität verfügbar ist, diese jedoch nicht in ausreichendem Masse lokal zur Behebung des Engpasses abgerufen werden kann. Hinzu kommt, dass insbesondere bei einer wettbewerblichen Beschaffung von Flexibilität (Flexibilitätsmodell 2), aufgrund möglicher diskriminierender Bevorteilung, die Kontrahierung von Flexibilität von verbundenen Unternehmen ausgeschlossen werden sollte. Flexibilität zur Behebung von lokalen Netzengpässen könnte aber potentiell zu einem wesentlichen Teil nur von verbundenen Abteilungen des vertikal integrierten EVU angeboten werden, da diese über dezentrale Einspeiseanlagen und Speicher in Engpassnähe verfügen.⁵⁹ In allen diesen Fällen könnten netzeigene Speicher ergänzend zum Flexibilitätsmodell eingesetzt werden.

In Netzsituationen bei denen der Netzbetreiber netzeigene Speicher als Alternative zum Flexibilitätsmodell einsetzen kann, bestehen potentiell Anreize eigene Speicher zu bevorzugen. Sofern der Netzbetreiber nicht mit dem Risiko konfrontiert ist, dass ihm die Kosten der jeweils teureren Alternative regulatorisch nicht anerkannt werden, wird er Flexibilität dann möglicherweise nur kontrahieren, wenn keine eigenen Speicher zur Verfügung stehen. Hiermit würde der Netzbetreiber nicht nur Anbieter von Flexibilität diskriminieren, sondern auch eigene Speicher und netzdienlich eingesetzte Speicher von Dritten ungleich behandeln. Dies würde dann nicht nur zu entsprechenden Kostenineffizienzen führen, sondern auch die über das Flexibilitätsmodell kontrahierten Mengen insgesamt stark einschränken. In diesem Fall würden netzeigenen Speicher Flexibilität substituieren.

Um Komplementaritäten zwischen alternativen Massnahmen zur Behebung von Netzengpässen zu ermöglichen und ineffiziente Substitutionen zu vermeiden, ist es daher essentiell, regulatorische Vorgaben zum Einsatz bzw. der Einsatzreihenfolge alternativer Massnahmen zu treffen, sofern Ineffizienzen nicht bereits über eine effektive allgemeine regulatorische Kostenprüfung ausgeschlossen werden können. Hierbei ist regulatorisch zu klären, wie mit den unterschiedlichen Zeithorizonten für die Kontrahierung von Flexibilität und dem Einsatz netzeigenen Speicher umgegangen werden soll. War zum Zeitpunkt des erstmaligen Auftretens eines Netzengpasses keine (oder nicht hinreichende) Flexibilität verfügbar, hat der Netzbetreiber sich möglicherweise für die Installation eines eigenen Speichers entschieden. Im Gegensatz zur möglichen kurzfristigen Beschaffung von Flexibilität entsteht für den Netzbetreiber mit der Investition in einen Speicher ein langfristiger Kostenblock. Nimmt das Angebot an Flexibilität während der technischen bzw. wirtschaftlichen Nutzungsdauer des eigenen Speichers jedoch deutlich zu, könnte sich die ex-ante effiziente Investition in einen Speicher (Flexibilität von Dritten stand nicht zur Verfügung), ex-post als ineffizient gegenüber dem Flexibilitätsmodell erweisen. Einerseits erscheint es problematisch die Kosten einer ex-ante als effizient bewerteten Investition in einen Speicher ex-post nicht mehr anzuerkennen.

⁵⁹ Bei einer administrierten Vergütung von Flexibilität (Flexibilitätsmodell 1) ist dieses Risiko reduziert, da hier Flexibilität unabhängig von wem sie kontrahiert wird, mit demselben Preis vergütet wird. Dies gilt solange sich die Preise an den Flexibilitätskosten orientieren. Sofern die Vergütung von Flexibilität über den Kosten des verbundenen EVU liegt, wird der VNB auch hier diese bevorzugen.



Andererseits würde eine Anerkennung der Investitionskosten eines spezifischen Speichers in der regulatorischen Kostenbasis, dazu führen, dass während der Nutzungsdauer dieses Speichers das Flexibilitätsmodell in diesem Netzabschnitt nicht (oder nur sehr eingeschränkt) zu Stande kommt oder, wenn es zustande kommt, günstige Flexibilitätsoptionen im System gegenüber dem durch die Kostenanerkennung privilegierten Speicher in ineffizienter Weise benachteiligt werden. Eine relativ grosszügige Anerkennung der Kosten von Investitionen in netzeigene Speicher könnte Anreize für den Netzbetreiber setzen, diese dem Einsatz des Flexibilitätsmodells vorzuziehen (und auch das zukünftige Zustandekommen des Flexibilitätsmodells zu behindern).

Der Einsatz von Flexibilität von Dritten kann zeitlich variabler als eine Investition in netzeigene Speicher erfolgen. Zudem stellt die wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität (bei hinreichender Liquidität für Flexibilität) nicht nur eine kosteneffiziente Engpassbeseitigung sicher, sie ist auch nicht mit den in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Diskriminierungspotentialen bei dem Einsatz netzeigener Speicher verbunden.⁶⁰ Insofern ist die Kontrahierung von Flexibilität, bei einem hinreichenden Angebot von Flexibilität, einer Investition in netzeigene Speicher im Allgemeinen vorzuziehen. Eine geeignete Umsetzung erfordert freilich die Schaffung eines regulatorischen Level-Playing-Fields, bei dem die Kostenanerkennung technologieutral erfolgt.

3.5 Zusammenfassung und Fragestellungen im aktuellen Regulatorischen Rahmen

Der netzdienliche Einsatz dezentraler Speicher durch den Netzbetreiber weist aus regulatorischer Sicht einige Gemeinsamkeiten mit konventionellem Netzausbau und den „traditionellen“ Aufgaben eines Netzbetreibers auf. So können verschiedene Aspekte von Investitionen in und den Betrieb von netzeigenen Speichern regulatorisch lediglich als der Einsatz eines anderen Netzbetriebsmittels bewertet werden (Speicher anstelle von Kabeln, Freileitungen und Transformatoren). In diesem Sinne unterscheidet sich ein Teil der mit dem Speichereinsatz verbundenen regulatorischen Fragestellungen nicht von grundsätzlichen Fragestellungen innerhalb des allgemeinen Regulierungsmodells. Eine Anpassung der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz erscheint hier nur insoweit notwendig, als dass auch der bestehende regulatorische Rahmen für konventionellen Netzausbau als nicht hinreichend zur Sicherstellung von Kosteneffizienz angesehen wird.⁶¹ Dies umfasst bspw. die Beurteilung der Notwendigkeit für die Errichtung eines Speichers und die Bewertung von dessen Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Massnahmen (wie bspw. (intelligentem) Netzausbau, Abregelung oder Demand Response). Die regulatorische Bewertung und Überprüfung der Investitions- und Betriebskosten von Speichern sollte somit über die allgemeine regulatorische Kostenprüfung erfolgen sofern diese hinreichende Effizianzanreize setzt. Dies ist derzeit nicht zwingend der Fall, siehe auch [8, 31 und 32]. Ist eine Anpassung der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz (wie bspw. der Übergang zu einer umfassenden Kostenprüfung im Rahmen eines Anreizregulierungsmodells) nicht umsetzbar oder gewünscht, könnte als zweitbeste Lösung auch eine ergänzende spezifische Kostenprüfung für Speicherkosten erwogen werden (insbesondere dann, wenn netzdienliche Speicher nur in geringer Anzahl bei wenigen Netzbetreibern an eingesetzt würden vgl. Abschnitt 4.2).

⁶⁰ Dies gilt zumindest dann, wenn eine bevorzugte Behandlung von verbundenen Unternehmen bei der Kontrahierung von Flexibilität ausgeschlossen werden kann

⁶¹ Derartige Anpassungen sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie und werden daher im Folgenden nicht weiter adressiert.



Stromspeicher und insbesondere netzdienliche Speicher werden in den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht definiert. Zudem werden Speicher in der geltenden Stromversorgungs- und Energiegesetzgebung in der Schweiz, sowie Festlegungen der ElCom, auch nicht explizit als Netzbetriebsmittel / -anlage genannt (dies gilt auch für die Branchendokumente, wie z. B. die KRSV). Insgesamt ist aufgrund fehlender regulatorische Vorgaben in der Schweiz so derzeit unbeantwortet,

- ob ein Einsatz netzeigener dezentraler Speicher in der Schweiz im Verteilnetz möglich oder auszuschliessen ist,
- ob die Errichtung und der Einsatz netzdienlicher Speicher als Netzkosten angelastet werden könnten, und
- wenn dies zulässig wäre, mit welchen regulatorischen Nutzungsdauer die Speicheranlagen in die regulatorische Kostenbasis eingehen würden.

Hierzu sollten entsprechende regulatorische Festlegungen getroffen und Erweiterungen bzw. Anpassungen der Branchendokumente vorgenommen werden.

Der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern durch Netzbetreiber unterscheidet sich durch die notwendigerweise mit der Ein- und Ausspeicherung verbundenen Markttransaktionen jedoch auch signifikant von konventionellem Netzausbau. Dadurch, dass der Netzbetreiber über den Einsatz von Speichern Netz- und Marktaktivitäten verbindet, stellen sich unterschiedliche Fragen für den Einsatz netzeigener Speicher, die regulatorisch zu beantworten sind.

Regulatorische Fragestellungen

Wie wird mit den zusätzlichen Anreizen für Quersubventionen (zwischen Netz und wettbewerblichen Geschäftsbereichen) und mit Möglichkeiten zur Diskriminierung von konkurrierenden Unternehmen beim Einsatz von netzeigenen Speichern umgegangen, wenn der VNB Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist? Zudem stellen sich Fragen hinsichtlich der Effizienz und des Diskriminierungspotentials bei der Bewirtschaftung des Speichers, sowie der regulatorischen Handhabung der dabei eingesetzten Speicherenergie. Des Weiteren ist regulatorisch zu klären, wie Gegenmassnahmen oder Ausgleichsgeschäfte abgerechnet bzw. wem sie angelastet werden sollten, die im übergeordneten Stromsystem zur Behebung der mit der Einspeicherung verbundenen Energieungleichgewichte während des Engpasses notwendig werden. Diese Fragestellungen sind in den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen der Schweiz derzeit noch unbeantwortet. Regulatorische Festlegungen sind entsprechend hinsichtlich der Verfahren bei der Beschaffung und Vermarktung von Speicherenergie, sowie der Allokation von Kosten und Erlösen von Speichern zu treffen. Mögliche Optionen hierzu werden in den Abschnitten 4.3 und 4.4 analysiert und bewertet.

Als weiterer Aspekt kommt hinzu, dass für die Schweiz die Einführung eines Flexibilitätsmodells beabsichtigt ist. Kern dieses Modells ist es, dem Netzbetreiber die Kontrahierung und Aktivierung von Flexibilität von Dritten (Demand Response, Einspeisemanagement oder Speicher) zur Vermeidung kritischer Netzzustände zu ermöglichen. Damit steht das Flexibilitätsmodell potentiell in direkter Konkurrenz zu dem im Rahmen dieser Studie diskutierten netzdienlichen Einsatz von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers, da beide zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau eingesetzt werden können. Auf der anderen Seite sind lokale Netzengpasssituationen denkbar, bei denen Flexibilität nicht in hinreichendem Umfang bzw. nur zu deutlich höheren Kosten als bei einem Einsatz netzeigener Speicher zur Verfügung steht, so dass ein ergänzender Einsatz netzdienlicher Speicher vorteilhaft sein könnte. Um Komplementaritäten zwischen dem Flexibilitätsmodell und dem Einsatz netzeigener Speicher zu ermöglichen und ineffiziente Substitutionen zu vermeiden, ist es essentiell,



regulatorische Vorgaben zum Einsatz bzw. der Einsatzreihenfolge alternativer Massnahmen zu treffen (vgl. Abschnitt 4.1).

4 OPTIONEN FÜR DIE REGULIERUNG DEZENTRALER SPEICHER IM EIGENTUM DES NETZBETREIBERS

Um Kosteneffizienz sicherzustellen und Quersubventionen und diskriminierendes Verhalten des Netzbetreibers beim Einsatz dezentraler netzeigener Speicher zu begrenzen, sind in verschiedenen Bereichen regulatorische Festlegungen zu treffen. Diese lassen sich anhand des Vorgehens bzw. der Entscheidungen des Netzbetreibers im zeitlichen Verlauf eines Engpasses strukturieren (vgl. Abbildung 4-1).

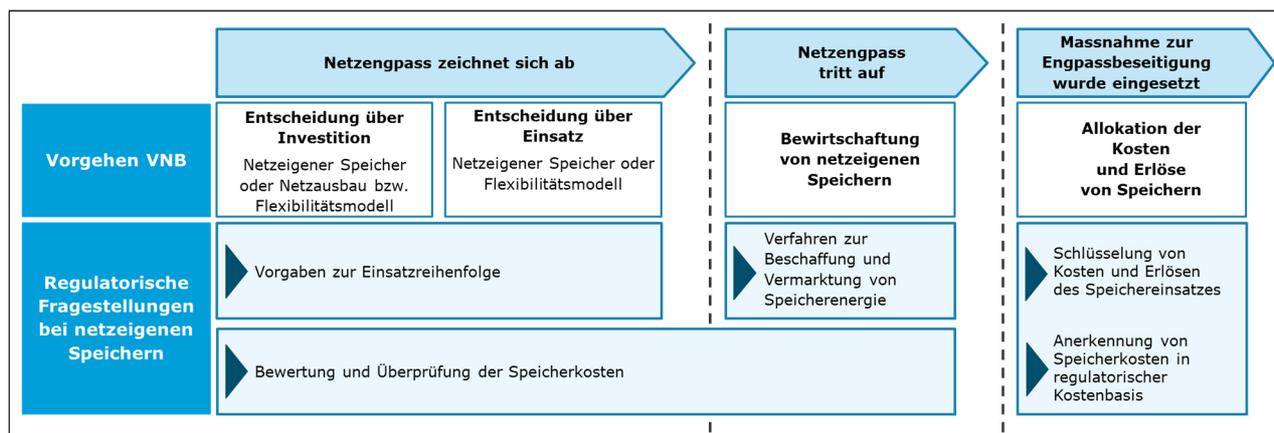


Abbildung 4-1: Regulatorische Fragestellungen des Einsatzes netzeigener Speicher im Zeitablauf⁶²

Wenn der Netzbetreiber an einem bestimmten Netzabschnitt erstmalig einen Netzengpass erwartet, so trifft er eine Entscheidung ob er diesen über eine Investition in Netzausbau, das Flexibilitätsmodell oder eigene Speicher beheben kann und will. Zeichnet sich der Netzengpass dann für einen konkreten Zeitpunkt an einem spezifischen Netzabschnitt ab – und hat der Netzbetreiber zuvor an diesem Netzabschnitt in einen eigenen Speicher investiert und in seinem gesamten Netz ein Flexibilitätsmodell eingeführt – so hat der Netzbetreiber abermals einen Entscheidungsspielraum, ob er diesen Engpass über einen eigenen Speicher oder im Rahmen des Flexibilitätsmodells vermeiden will. In Abhängigkeit der Entflechtungsvorgaben, der regulatorischen Kostenprüfung und der jeweiligen Vergütung hat der Netzbetreiber – wie im vorherigen Kapitel 3 beschrieben – potentiell Anreize eigene Speicher Alternativmassnahmen vorzuziehen. Entsprechend sollten für den Netzbetreiber regulatorische Vorgaben zur Auswahl (bzw. zur Einsatzreihenfolge) alternativer Massnahmen festgelegt werden.⁶³ Mögliche Optionen hierzu werden in Abschnitt 4.1 erläutert und bewertet.

Sowohl bei der Entscheidung für eine Investition in einen Speicher, sowie für dessen Einsatz, als auch beim Betrieb und der Bewirtschaftung des Speichers ist die Effizienz der damit verbundenen Kosten regulatorisch zu bewerten und zu überprüfen. Dies kann theoretisch über eine ex-ante Überprüfung und Genehmigung jedes einzelnen Schrittes für jeden Einzelfall durch die Regulierungsbehörde erfolgen. Wie im vorherigen Kapitel erläutert, ist eine Bewertung der Kosteneffizienz von Speichern durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung (unter anderem mit Blick auf die administrativen Kosten und die Technologieneutralität) jedoch als vorteilhaft anzusehen. Die regulatorische Bewertung der einzelnen Entscheidungsschritte erfolgt dann durch den Netzbetreiber im

⁶² Quelle: DNV GL

⁶³ Es sei denn, Ineffizienzen können bereits über eine effektive allgemeine regulatorische Kostenprüfung ausgeschlossen werden.



Hinblick auf die (erwartete) Bewertung durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der allgemeinen Kostenprüfung. Lediglich für den Fall, dass eine Anpassung der regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz derzeit nicht umsetzbar ist und netzdienliche Speicher nur in geringer Anzahl bei wenigen Netzbetreibern eingesetzt werden, könnte als zweitbeste Lösung auch eine ergänzende spezifische Kostenprüfung für Speicherkosten erwogen werden. Mögliche Ansätze zur Bewertung der Kosten von Investitionen in netzeigene Speicher werden in Abschnitt 4.2 vorgestellt und bewertet.

Hat sich der Netzbetreiber für den Einsatz eines eigenen Speichers entschieden, so bestehen für den Netzbetreiber grundsätzlich verschiedene Optionen die zur Engpassvermeidung notwendige Energie ein- und auszuspeichern bzw. zu erwerben und zu vermarkten. Unterschiedliche Optionen sind zudem bei der bilanziellen Behandlung der mit der Ein- und Ausspeicherung verbundenen Gegengeschäfte denkbar. Hier sind regulatorische Optionen zu entwickeln, über welche Verfahren und zu welchen Preisen der Netzbetreiber Speicherenergie beschaffen und vermarkten kann. Über wettbewerbliche bzw. marktorientierte Verfahren können zudem zusätzliche Anreize für die Kosteneffizienz bei der Bewirtschaftung netzeigener Speicher gesetzt werden. Abschnitt 4.3 diskutiert und bewertet die regulatorischen Optionen bei der Speicherbewirtschaftung.

Nach dem Einsatz eines netzeigenen Speichers stellt sich zudem die regulatorische Frage, wie die Kosten und Erlöse eines kombinierten netzdienlichen und marktorientierten Einsatzes einer Speicheranlage zu allokalieren sind. Dies umfasst insbesondere die Frage, in welchem Umfang bzw. über welche Schlüssel Kosten und Erlöse des Speichers dem regulierten Netzgeschäft und wettbewerblichen Geschäftsbereichen zugeordnet werden sollten. Über die Kostenallokation wird auch adressiert in welchem Umfang Speicherkosten in der regulatorischen Kostenbasis anerkannt werden. Könnte eine ineffiziente Allokation von Kosten und Erlösen aus dem netzdienlichen und marktorientierten Speichereinsatz über eine effektive allgemeine regulatorische Kostenprüfung ausgeschlossen werden, so wären keine expliziten regulatorischen Vorgaben zur Allokation zu treffen. Die Wahl einer sachgerechten und effizienten Allokation von Kosten und Erlösen wäre dann ausschliesslich Aufgabe des Netzbetreibers. Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde, sowie die gegenwärtig geringe Tiefe der regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz, sprechen jedoch dafür, explizite Vorgaben zur Allokation von Kosten und Erlösen eines Netzbetreibers zu treffen. Regulatorische Optionen zur Allokation von Kosten und Erlösen im Zusammenhang mit netzeigenen Speichern, werden in Abschnitt 4.4 erörtert und bewertet.

Bei der Diskussion und Bewertung der im Folgenden präsentierten regulatorischen Optionen liegt der Fokus auf dezentralen Speicheranlagen im Eigentum des VNB, welche sowohl netzdienlich als auch marktorientiert eingesetzt werden. Wo relevant, wird zudem darauf eingegangen, wie sich das jeweilige regulatorische Modell bei einem ausschliesslich netzdienlichen Einsatz vereinfachen würde. Gemäss Fokus der Studie werden zudem regulatorische Optionen für das Verteilnetz analysiert; wo relevant wird eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf das Übertragungsnetz erörtert. Regulatorische Optionen für den netzdienlichen Einsatz von Speichern im Eigentum von Dritten oder mit dem VNB verbundenen Abteilungen eines EVU sind nicht Gegenstand dieser Studie, da eine Kontrahierung von entsprechenden Speicherkapazitäten im Rahmen des Flexibilitätsmodells erfolgen soll. Hierzu wurden in [4], [5] und [6] bereits entsprechende Ansätze skizziert. Bei den hier diskutierten regulatorischen Ansätzen beschränkt sich der Einbezug von Dritten daher lediglich auf eine mögliche Übertragung der Beschaffung bzw. Veräusserung von Speicherenergie.

Die regulatorischen Optionen sollen zudem die spezifische Situation in der Schweiz aufgreifen, wie sie sich heute und in 2025 darstellt. So ist das gegenwärtige Umfeld durch hohe Preise für Primärregelleistung und relativ wenig Netzengpässe gekennzeichnet. Entsprechend sind mit einem marktorientierten Einsatz von Speichern signifikante Gewinne möglich, während der netzdienliche Einsatz i. d. R. vor allem mit Kosten verbunden sein dürfte. Für 2025 sind nicht nur geringere Speicherkosten und Preise für

Primärregelleistung, sondern auch potentiell eine Zunahme an Netzengpasssituationen im Verteilnetz zu erwarten. Ebenso sind bei den Empfehlungen für regulatorische Optionen die grosse Anzahl an VNB in der Schweiz sowie die begrenzten Ressourcen der ElCom zu berücksichtigen. Entsprechend sind Vorschläge mit signifikanten zusätzlichen administrativen Aufwänden für die ElCom für die Schweiz nicht praktikabel.

Die Analyse der Vor- und Nachteile der einzelnen Optionen sowie eines Gesamtkonzepts zur Regulierung von netzeigenen dezentralen Stromspeichern erfolgt hierbei jeweils anhand der folgenden Bewertungskriterien (Abbildung 4-2). Aufgrund der spezifischen Fragestellungen in einzelnen Bereichen sind jedoch nicht alle Bewertungskriterien für jede einzelne Option relevant.

Kosteneffizienz	Welche Anreize bestehen für kosteneffiziente Engpassbeseitigung bzw. Speichereinsatz?
Transparenz	Sind netzdienlicher Speichereinsatz und Zurechnung von Kosten transparent und verständlich nachvollziehbar bzw. überprüfbar?
Praktikabilität	Ist Ansatz (technisch) durchführbar und was sind die administrativen Kosten seiner Implementierung?
Wechselwirkungen mit Märkten	Welche Auswirkungen ergeben sich für das Flexibilitätsmodell und andere Märkte?

Abbildung 4-2: Bewertungskriterien für unterschiedliche Optionen zur Regulierung von netzeigenen Speichern

4.1 Vorgaben zur Einsatzreihenfolge verschiedener technologischer Optionen zur Engpassvermeidung

Wie in Abschnitt 3.4 erläutert, sind bei der Implementierung eines Flexibilitätsmodells und der Ermöglichung von zusätzlichem netzdienlichen Einsatz netzeigener Speicher Vorgaben zur Einsatzreihenfolge notwendig, um Konflikte und Diskriminierung zu vermeiden. Es sei denn, mögliche Ineffizienzen können bereits über eine effektive allgemeine regulatorische Kostenprüfung ausgeschlossen werden. Regulatorische Festlegungen zur Einsatzreihenfolge verschiedener Optionen zur Engpassbeseitigung erscheinen insbesondere aufgrund der Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde, sowie der gegenwärtig geringen Tiefe der regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz empfehlenswert.

Das Verfahren für die Einführung eines Flexibilitätsmodells und die regulatorische Überprüfung von dessen jeweiliger Vorteilhaftigkeit ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. An dieser Stelle formulieren wir eine Rahmenempfehlung für die Einsatzreihenfolge der Prüfung verschiedener technischer Optionen zur Netzengpassbeseitigung, welche die oben formulierten Anforderungen operationalisiert. Dabei gehen wir angesichts der Schweizer Gegebenheiten davon aus, dass der VNB eine solche Prüfung unternimmt.



Zum diskriminierungsfreien Einsatz des Flexibilitätsmodells und netzeigener Speicher, sowie zur Sicherstellung der Kosteneffizienz sollte der VNB grundsätzlich die folgenden Schritte bei der Prüfung der Optionen zur langfristigen Beseitigung von Netzengpässen im Verteilnetz befolgen (vgl. Abbildung 4-3):

- 1) Analyse des **grundlegenden Bedarfs** für Massnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen (Netzengpassanalyse)
- 2) Prüfung der **grundsätzlichen Einführung** eines Flexibilitätsmodells im Vergleich zu alternativen Massnahmen (Potential- und Kostenanalyse)
 - ➔ Stellt die Nutzung von Flexibilität für den jeweiligen VNB grundsätzlich eine effiziente Lösung für sein gesamtes Netzgebiet dar?
- 3) Prüfung des **Einsatzes von Flexibilität** zur Behebung eines spezifischen Netzengpasses im Vergleich zu alternativen Massnahmen (Potentialanalyse)
 - ➔ Kann ein spezifischer Engpass im Netz über die Kontrahierung von Flexibilität behoben werden?
- 4) **Regelmässige Überprüfung** während der Nutzungsdauer eines netzeigenen Speichers, ob Flexibilität inzwischen in hinreichendem Umfang verfügbar ist und zu geringeren Kosten als den Betriebskosten des Speichers (inkl. der Kosten der Speicherbewirtschaftung) kontrahiert werden kann

Grundlegender Bedarf

Vor der Durchführung verschiedener Massnahmen zur Schaffung zusätzlicher Netzkapazitäten – sei es über konventionellen oder intelligenten Netzausbau, die Kontrahierung von Flexibilität im Rahmen des Flexibilitätsmodells oder den Einsatz netzeigener Speicher – ist durch den Netzbetreiber zunächst zu analysieren, wo im Netz in welchem Umfang zukünftig voraussichtlich mit Netzengpässen zu rechnen ist. Wurde dieser im Rahmen der Netzplanung identifiziert, so sollte durch den Netzbetreiber zunächst geprüft werden, ob das Flexibilitätsmodell hier grundsätzlich eine Lösung darstellen kann.

Bewertung der Vorteilhaftigkeit der Einführung eines Flexibilitätsmodells

Vor der Einführung eines Flexibilitätsmodells ist durch den Netzbetreiber zu bewerten, ob das potentielle Angebot an Flexibilität grundsätzlich ausreichend ist, um den identifizierten Bedarf des VNB für Flexibilität ganz oder teilweise abzudecken (Potentialanalyse). Zudem ist durch den Netzbetreiber zu evaluieren, welche Kosten mit der grundsätzlichen Einführung eines Flexibilitätsmodells für ihn verbunden sind und inwieweit die Einführung eines Flexibilitätsmodells die kostengünstigste Alternative zur Adressierung von Netzengpässen darstellt (Kostenanalyse). Insgesamt ist für den jeweiligen VNB hierbei grundsätzlich zu evaluieren, inwieweit das Flexibilitätsmodell im Vergleich zu alternativen Massnahmen eine effiziente Lösung darstellen kann.

Die mit der Einführung des Flexibilitätsmodells verbundene Kosten werden – je nach Netzgebiet – vermutlich sehr unterschiedlich ausfallen: Sie hängen von der bereits vorhandenen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im Verteilnetz ab und von der Art der vorhandenen Flexibilität, d. h. insbesondere von deren direkten Kosten und den Opportunitätskosten.⁶⁴ Die so ermittelten Investitionskosten, sowie die Betriebskosten (inklusive der erwarteten Kosten für die Kontrahierung von

⁶⁴ Direkte Kosten umfassen die technischen Vorkehrungen zur Nutzung der Flexibilität, z. B. Steuerungstechnik bei Demand Response, Opportunitätskosten die erwarteten entgangenen Gewinne aus der Vermarktung der Flexibilität in anderen Teilmärkten des Stromsystems.

Flexibilität) müssen anschliessend mit den Investitions- und Betriebskosten der technischen Alternativen wie Netzausbau oder der Errichtung netzeigener dezentraler Speicher verglichen werden.⁶⁵

Bewertung der Vorteilhaftigkeit des Einsatzes des Flexibilitätsmodells im Vergleich zu alternativen Massnahmen wie netzeigenen Speichern

Wurde ein Flexibilitätsmodell von dem Netzbetreiber eingeführt, ist dann von dem VNB für jeden einzelnen Netzengpass zunächst zu prüfen, ob hinreichende Flexibilität zur Verfügung steht, um diesen spezifischen Engpass zu beheben (Potentialanalyse im Einzelfall). Dies kann zum Beispiel dadurch geschehen, dass der VNB die benötigte Flexibilität wettbewerblich ausschreibt oder Angebote für administriert vergütete Flexibilität einholt. Ist hinreichende Flexibilität vorhanden und kann diese über einen wettbewerblichen Mechanismus oder zu administrierter Vergütung beschafft werden, sollte der Einsatz von Flexibilität netzeigenen Speichern vorgezogen werden. Über die wettbewerbliche Kontrahierung von Flexibilität kann im Allgemeinen (bei hinreichender Flexibilität, so dass auch tatsächlich ein Wettbewerb zu Stande kommt) unterstellt werden, dass diese kosteneffizienter als der Einsatz netzeigener Speicher erfolgt. Durch den Netzbetreiber wäre jedoch jeweils weiterhin zu prüfen, ob die Kontrahierung von Flexibilität im Rahmen des Flexibilitätsmodells im jeweiligen Einzelfall kosteneffizienter als Netzausbau ist. Dies sollte im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung von der ECom überprüft werden.

Nur wenn der VNB dokumentieren kann, dass über das wettbewerbliche Verfahren keine oder nicht hinreichende Flexibilität verfügbar ist, sollte es ihm ermöglicht werden in netzeigene Speicher zu investieren. Auch bei der administrierten Vergütung sollte der VNB über ein offenes und transparentes Verfahren das Interesse von potentiellen Flexibilitätsanbietern abfragen. Gegebenenfalls könnte auch die ECom – analog zu dem Vorschlag der EU Kommission (vgl. Abschnitt 3.3.2) – zusätzlich über regelmässige öffentliche Befragungen das potentielle Interesse der Marktteilnehmer zum Angebot von Flexibilität prüfen. Dabei kann es vorkommen, dass die dezentrale Einspeisung derart zugenommen hat, dass die ursprünglich hinreichende Flexibilität nicht mehr ausreicht, einen Netzengpass vollständig zu vermeiden. Auch in diesem Fall könnten netzeigene Speicher in Betracht gezogen werden.

Vor einer Investition in Speicher müsste der Netzbetreiber die mit Speichern verbundenen Kosten mit den Kosten von Netzausbau vergleichen. Hierbei sind die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Speichers, sowie die erwarteten Betriebskosten zu berücksichtigen. In dem Umfang, in dem netzeigene Speicher mit begrenzten zusätzlichen Kosten vor dem Ende ihrer Nutzungsdauer an anderer Stelle eingesetzt bzw. verkauft werden könnten, sind diese Restwerte ebenfalls bei der Bewertung der Alternativen zu berücksichtigen. Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, ist es Aufgabe der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung eines VNB sicherzustellen, dass der VNB bei der Wahl alternativer Massnahmen zur Behebung von Netzengpässen die jeweils kosteneffizienteste Alternative realisiert.⁶⁶

Regelmässige Überprüfung der Vorteilhaftigkeit eines netzeigenen Speichers im Vergleich zum Flexibilitätsmodell während der Nutzungsdauer des Speichers

Hat der Netzbetreiber in einen netzeigenen Speicher investiert, sollte von ihm während der Nutzungsdauer des Speichers regelmässig (bspw. alle 1-2 Jahre) geprüft werden, ob inzwischen nicht ein hinreichendes

⁶⁵ Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert sind im Gegensatz zu konventionellen Netzausbau auch für den Einsatz dezentraler netzeigener Speicher IKT-Investitionen notwendig.

⁶⁶ Für den Fall, dass die allgemeine regulatorische Kostenprüfung in der Schweiz als nicht hinreichend zur Sicherstellung der Kosteneffizienz angesehen wird und Speicher nur in sehr begrenztem Umfang von einer geringen Anzahl an Netzbetreibern installiert werden, könnte man überlegen zusätzliche spezifische regulatorische Überprüfungen der Speicherkosten durchzuführen. Dies wird im folgenden Abschnitt 4.2 näher analysiert.



Angebot an Flexibilität zur Behebung des spezifischen Netzengpasses zur Verfügung steht. Ist entsprechende Flexibilität vorhanden, sollte der VNB die Effizienz der Betriebskosten des Speichers (d. h. die Kosten seiner Steuerung, Wartung und Instandhaltung, sowie der Speicherbewirtschaftung) überprüfen und mit den Kosten der Kontrahierung von Flexibilität vergleichen. Sind die Kosten der Kontrahierung von Demand Response oder der Abregelung von dezentralen Einspeisern im Rahmen des Flexibilitätsmodells geringer als die Betriebskosten netzeigener Speicher, so sollte Flexibilität anstelle des Speichers eingesetzt werden. Für netzeigene Speicher machen die Kosten der Speicherbewirtschaftung i. d. R. den wesentlichen Anteil aus, so dass bei günstigen Preisen von Flexibilität eine Kontrahierung derselben im Vergleich zur Bewirtschaftung des Speichers kosteneffizient sein kann. Sofern die Investitionskosten für den Speicher ex-ante regulatorisch genehmigt wurden, stellen sie für den VNB versunkene Kosten dar.⁶⁷ Wurde die Effizienz der Investitionskosten eines netzeigenen Speichers eines VNB durch die ECom ex-ante bestätigt, so sollten die Investitionskosten über die Nutzungsdauer des Speichers anrechenbar sein. Restwerte von Speichern – wenn diese bspw. mit begrenzten zusätzlichen Kosten vor Ende ihrer technischen Nutzungsdauer an anderer Stelle eingesetzt bzw. verkauft werden können – sollten hierbei jedoch in der regulatorischen Kostenbasis zum Abzug gebracht werden.

Nach dem Ende der Nutzungsdauer eines Speichers wäre dann durch den VNB jeweils erneut zu prüfen, ob an diesem Netzabschnitt Massnahmen zur Behebung von Engpässen benötigt werden und inwieweit dies durch die Kontrahierung von Flexibilität sichergestellt werden kann oder ob der Speicher erneuert werden sollte.

Abbildung 4-3 fasst die Schritte des zuvor beschriebenen Ansatzes zusammen. Die Kontrahierung von Flexibilität dürfte – sofern diese in hinreichend liquidem Umfang an einem Netzabschnitt vorhanden ist – in der Regel die kosteneffiziente Lösung sein. So wurde in Kapitel 2 gezeigt, dass Einspeisemanagement und andere Flexibilitätsmassnahmen in vielen Fällen eine kostengünstigere Alternative zur Vermeidung von Netzengpässen als der Einsatz netzeigener Speicher darstellen. Zudem ist davon auszugehen, dass Flexibilität zukünftig in zunehmender Masse in Verteilnetzen verfügbar sein dürfte. Entsprechend würde ein Vorgehen nach dem in Abbildung 4-3 dargestellten Verfahren bedeuten, dass der VNB netzeigene Speicher nur dann einsetzen kann, wenn

- in seinem Netz die Einführung und der Einsatz eines Flexibilitätsmodells mit höheren Kosten als Alternativmassnahmen verbunden wäre, oder
- im Rahmen des Flexibilitätsmodells nicht hinreichend Flexibilität zur Behebung eines einzelnen lokalen Netzengpasses zur Verfügung steht, und
- der Einsatz netzeigener Speicher kostengünstiger als Netzausbau ist.

Die Einhaltung dieses Verfahrens könnte einerseits im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung erfolgen. Wählt der Netzbetreiber eine andere Massnahme zur Behebung von Netzengpässen, als sie sich über dieses Verfahren ergeben würde, so würden ihm die damit verbundenen ineffizienten Kosten – eine entsprechend intensive Kostenprüfung jedes einzelnen Netzbetreibers vorausgesetzt – nicht regulatorisch anerkannt. Andererseits könnte die regulatorische Bewertung der Kosteneffizienz von netzeigenen Speichern auch über spezifische Überprüfungen der Speicherkosten erfolgen (vgl. Abschnitt 4.2). Des Weiteren könnte von dem Netzbetreiber auch verlangt werden, die Anwendung des beschriebenen Verfahrens gegenüber der ECom zu dokumentieren; d. h. bei Investitionen in und dem Einsatz von netzeigenen Speichern nachzuweisen, dass zur Behebung einzelner Netzengpässe

⁶⁷ In Abhängigkeit der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung könnte potentiell auch ex-post überprüft werden, ob die Investition in einen netzeigenen Speicher effizient ist. Dies sollte dann jedoch in gleicher Weise für Investitionen in Netzausbau gelten.

nicht hinreichend Flexibilität vorhanden ist oder dass eine Kontrahierung von Flexibilität im Vergleich zum Einsatz bestehender netzeigener Speicher nicht kosteneffizient ist.

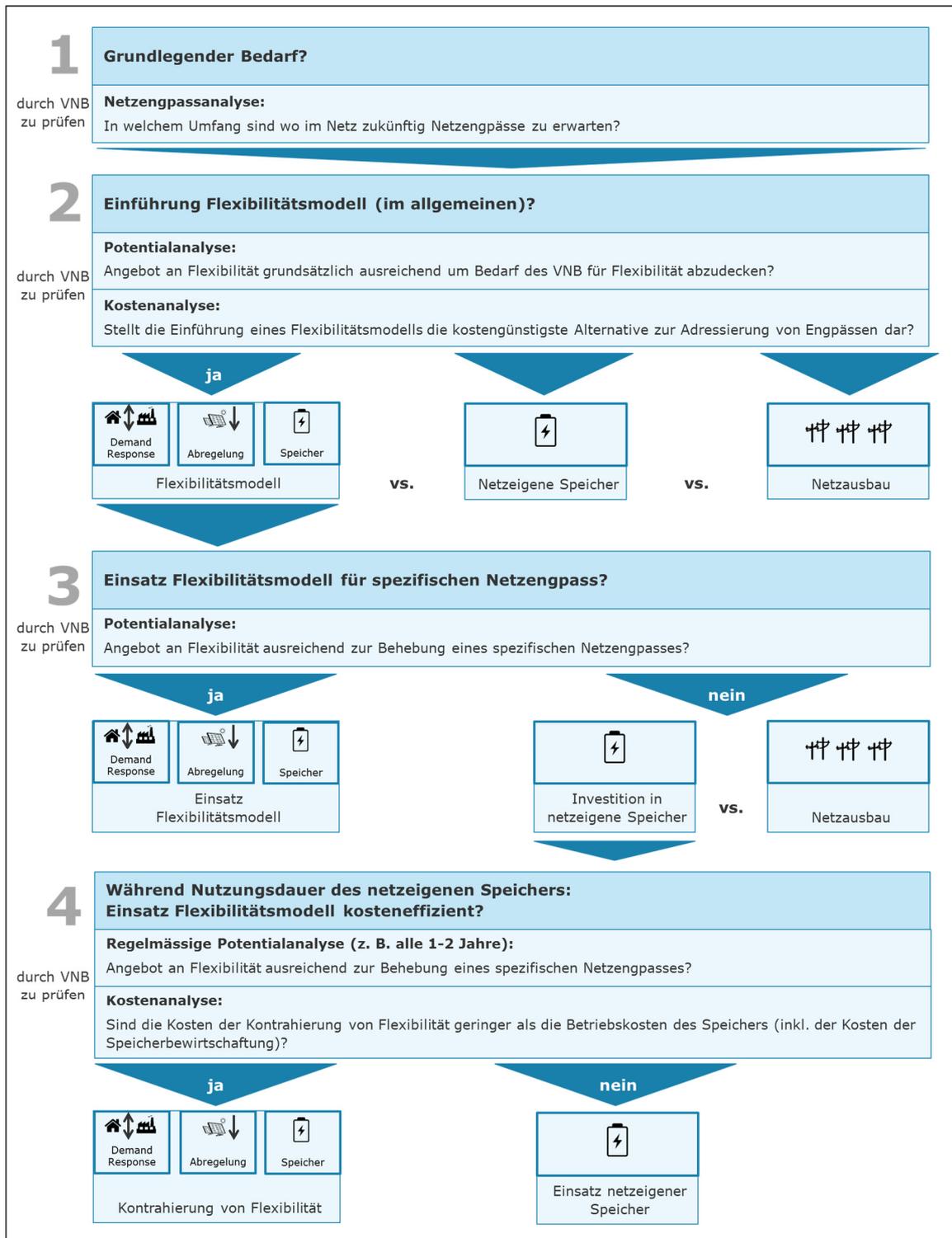


Abbildung 4-3: Vorgehen bei der Prüfung der Optionen zur langfristigen Beseitigung von Netzengpässen je Verteilnetz⁶⁸

⁶⁸ Quelle: DNV GL; Icons designed by Freepik from Flaticon

4.2 Bewertung und Überprüfung der Speicherkosten

Wie in Kapitel 3.1 erläutert, unterscheidet sich die regulatorische Bewertung der Kosten von Investitionen in und dem Betrieb von Speichern nicht grundlegend von Investitionen in und dem Betrieb von klassischen Netzanlagen. Entsprechend sollte die Kosteneffizienz eines Speichers grundsätzlich im Rahmen der allgemeinen Kostenprüfung eines Netzbetreibers erfolgen. Mögliche Anpassungen des allgemeinen regulatorischen Rahmens, wie die Einführung einer Anreizregulierung oder eine Verschärfung der Entflechtung, würden die Anreize zur Kosteneffizienz von Netzbetreibern und damit auch von diesen eingesetzten Speichern deutlich steigern. Eine Diskussion beider Optionen ist jedoch nicht Gegenstand der aktuellen Studie (siehe hierzu z. B. [31 und 32]). Entsprechend werden beide, sowie eine grundsätzliche Nicht-Anerkennung von Speicherkosten eines Netzbetreibers, im Folgenden nicht weiter analysiert. Letztere könnte potentiell mit der fehlenden Wirtschaftlichkeit eines rein netzdienlichen Speichereinsatzes im Vergleich zu Alternativmassnahmen (vgl. die Ergebnisse von Kapitel 2) begründet werden. Dies würde jedoch vorteilhafte Kombinationen eines netzdienlichen und marktorientierten Einsatzes einer Speicheranlage ausschliessen.

Von der regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz geht im europäischen Vergleich weniger Druck zur Kosteneffizienz aus. Zudem dürften netzdienliche Speicher in den nächsten 5-10 Jahren in der Schweiz vermutlich nur in sehr begrenztem Umfang von einer geringen Anzahl an Netzbetreibern installiert werden. Vor diesem Hintergrund könnte daher überlegt werden, in Ergänzung oder alternativ zur allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung der Netzbetreiber, einen spezifischen regulatorischen Ansatz für die Kosten von netzeigenen Speichern einzuführen. Als mögliche Optionen hierzu kommen grundsätzlich die in der folgenden Abbildung dargestellten Optionen in Frage.



Abbildung 4-4: Möglicher ergänzende / alternative regulatorische Ansätze zur Prüfung der Speicherkosten

Diese alternativen bzw. ergänzenden Mechanismen werden im Folgenden diskutiert. In Ergänzung zur Überprüfung der Speicherkosten könnte zusätzlich eine Pflicht für den VNB eingeführt werden, in seinem Netz auftretende Netzengpässe, sowie den netzdienlichen Speichereinsatz (wann mit welchen Speicherenergiemengen) gegenüber der ECom offen zu legen.

4.2.1 Einzelfallprüfung der Notwendigkeit

Bei diesem Ansatz wäre von der ECom für jeden einzelnen Speicher im Eigentum eines Netzbetreibers ex ante zu prüfen, ob dessen Errichtung bedarfsgerecht ist. Für die Genehmigung im Einzelfall, wäre zu prüfen



welcher technische Bedarf für zusätzliche Netzkapazitäten besteht. Hierzu sollten von der ECom ein Leitfaden zum Verfahren und den Bewertungskriterien, sowie entsprechende Vorlagen zur Abfrage von für die Beurteilung notwendigen Daten und Informationen entwickelt werden. Dies könnte z. B. die Entwicklung verschiedener Strukturparameter im Zeitablauf für den jeweiligen Netzstrang umfassen (wie bspw. die Trassenlänge, die zeitgleiche Jahreshöchstlast, Anzahl der Anschlusspunkte von Letztverbrauchern, Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen, installierte dezentrale Erzeugungsleistung, Ein- und Ausspeisung in kWh, ...), an dem der Speicher eingesetzt werden soll. Der Fokus dieser Einzelfallprüfung liegt somit auf der Bewertung der Notwendigkeit der Investition in einen einzelnen netzeigenen Speicher.

Die ex-ante Einzelfallprüfung könnte dabei entweder so ausgestaltet werden, dass die ECom die fehlende oder der VNB die vorhandene Notwendigkeit des einzelnen Speichers nachweisen muss, wobei ersteres im Hinblick auf Informationsasymmetrien und administrative Aufwände als nicht Vorteilhaft weitgehend ausgeschlossen werden kann. Der Nachweis des VNB zur Notwendigkeit einer Investition in einen eigenen Speicher könnte dabei auch als Teil von Verteilnetzentwicklungsplänen bzw. Mehrjahresplänen des jeweiligen VNB erfolgen.⁶⁹ Die Mehrjahrespläne bzw. Verteilnetzentwicklungspläne sind von den VNB zu erstellen, bei der ECom einzureichen und von dieser auf ihre Sachgerechtigkeit zu prüfen. Zur Begrenzung der administrativen Aufwände für die ECom und die VNB könnten Ausnahmen hinsichtlich der Erstellung von Netzentwicklungsplänen für sehr kleine VNB vorgesehen werden. Wenn ein Einsatz netzeigener Speicher durch einen kleinen VNB erfolgt, sollte für diesen jedoch auch die Erstellung von Netzentwicklungsplänen verpflichtend sein.

Für die Erstellung der Mehrjahrespläne bzw. von Verteilnetzentwicklungsplänen durch die Netzbetreiber sollten einheitliche Netzplanungsgrundsätze für die verschiedenen Netzebenen entwickelt und veröffentlicht werden. Dies umfasst bspw. die Definition homogener Annahmen und allgemeiner Szenarien (welche auf Basis des Szenariorahmens der Strategie Stromnetze zu erstellen wären), sowie die Festlegung allgemeiner (technischer) Grundsätze wie dem N-O-V-A-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau). Insbesondere sollten die Netzplanungsgrundsätze eine Abwägung enthalten, wann ein Speicher und wann ein konventioneller Ausbau jeweils vorzuziehen ist.

Eine Veröffentlichung der Netzplanungsgrundsätze und der Netzpläne ist nicht nur für Anbieter von Flexibilität (im Rahmen des Flexibilitätsmodells) essentiell, sie erhöht auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Effizienz des von dem VNB gewählten Vorgehens.⁷⁰ Zudem erleichtert sie auch die abgestimmte Netzplanung zwischen benachbarten sowie über- und unterliegenden Netzbetreibern. Des Weiteren erleichtert die Veröffentlichung von Netzplänen (potentiellen) Anbietern von Flexibilität, den zukünftigen Bedarf bzw. Stellenwert der Flexibilität in einzelnen Netzgebieten abzuschätzen.

Die Anwendung der einheitlichen Netzplanungsgrundsätze sollte gegenüber der ECom bei der Vorlage der Mehrjahrespläne dokumentiert werden. Bei Anwendung entsprechend des zuvor skizzierten Vorgehens definierter Netzplanungsgrundsätze wäre davon auszugehen, dass der geplante Einsatz eines eigenen Speichers notwendig ist und der Mehrjahresplan von der ECom zu genehmigen. Ohne einen positiven

⁶⁹ Mehrjahrespläne sind in der Schweiz für die Netzebenen 1 bis 3 vorgesehen (Vgl. Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze). Der Einsatz von netzeigenen dezentralen Speichern zur Vermeidung von Netzengpässen im Zusammenhang mit der dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien (insbesondere von PV) erfolgt jedoch überwiegend auf den Netzebenen 5 bis 7. Ein Nachweis der Notwendigkeit von Speicherinvestitionen könnte daher nur über Verteilnetzentwicklungspläne erfolgen, wenn diese auch die Netzebenen 5 bis 7 einschliessen.

⁷⁰ Vgl. Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze zu Artikel 9b E-StromVG in Bezug auf die Veröffentlichung von Netzplanungsgrundsätzen.



Bescheid der ElCom über die Verwendung der Netzplanungsgrundsätze und der Genehmigung der Mehrjahrespläne könnte der VNB letztlich nicht in einen Speicher investieren.

Dieser Ansatz hätte den Vorteil, dass er keine gesonderte Kostenprüfung eines einzelnen Speichers erfordert; es müsste »nur« nachgewiesen werden, dass es zur Vermeidung der Überlastungen von Netzbetriebsmitteln notwendig war bzw. ist, in einen netzdienlichen Speicher vom gewählten Umfang zu investieren. Die regulatorische Bewertung der Kosteneffizienz der Investition in einen netzeigenen dezentralen Speicher würde weiterhin über die allgemeine regulatorische Kostenprüfung erfolgen, sofern diese denn auch hinreichende Effizianzanreize zu setzen vermag.⁷¹ Im Hinblick auf den administrativen Aufwand für die ElCom, erscheint eine umfassende Überprüfung der Notwendigkeit einer Investition in netzeigene Speicher im Rahmen von Verteilnetzentwicklungsplänen nur bei einer geringen Anzahl an netzeigenen Speichern in der Schweiz praktikabel.

Ein Argument für diesen Ansatz könnte möglicherweise sein, dass sich der mit einer Investition in einen Speicher verbundene vermiedene Netzausbau ohne zusätzliche Angaben des Netzbetreibers für die ElCom potentiell schwerer als der Bedarf für konventionelle Investitionen in Netzkapazitäten beurteilen lässt. So lässt sich für die ElCom bspw. schwer überprüfen, ob es ohne eine Investition in einen netzeigenen Speicher zu Überlastungen von Netzbetriebsmitteln gekommen wäre.

Würde der Nachweis der Notwendigkeit nur für netzeigene Speicher, aber nicht für alternative Massnahmen zur Vermeidung von Überlastungen gefordert, so würde der damit verbundene zusätzliche administrative Aufwand nur für Investitionen in netzeigene Speicher anfallen. Hier wäre es Aufgabe der allgemeinen Kostenprüfung sicherzustellen, dass der Netzbetreiber – unabhängig von seinen administrativen Kosten für den Nachweis der Notwendigkeit einer Speicherinvestition – jeweils die kosteneffizienteste Massnahme zur Vermeidung von Überlastungen umsetzt. Andernfalls müsste dieser Ansatz zur Prüfung der Notwendigkeit technologieneutral auf alle Massnahmen zur Schaffung zusätzlicher Netzkapazitäten Anwendung finden.

4.2.2 Einzelfallprüfung der Kosteneffizienz

Neben der regulatorischen Überprüfung der Notwendigkeit für eine Investition in einen einzelnen Speicher, könnte diese Bewertung auch eine ex-ante Bewertung der Kosteneffizienz des Speichers umfassen. Hierbei könnte der VNB verpflichtet werden, über eine entsprechende Kosten-Nutzen Analyse die Kosteneffizienz der Speicherinvestition im Vergleich zu möglichen Alternativmassnahmen nachzuweisen. Auch dies könnte im Rahmen von Verteilnetzentwicklungs- bzw. Mehrjahresplänen erfolgen (vgl. Abschnitt 4.2.1).

Sofern die Kosteneffizienz nachgewiesen werden kann, könnte der Speicher mit seinen Ist-Kosten in die regulatorische Kostenbasis eingehen. Die allgemeine regulatorische Kostenprüfung fände auf diese so bewerteten Speicherkosten dann keine Anwendung, da deren Kosteneffizienz ja bereits überprüft wurde. Ex-post sollte der Netzbetreiber gegenüber der ElCom jedoch dokumentieren, inwieweit die tatsächlichen Kosten der Speicherinvestition von den ex-ante genehmigten Kosten abweichen (dies könnte auch über den Erhebungsbogen erfolgen). Sollte dies der Fall sein, so sind hierfür durch den Netzbetreiber

⁷¹ Ein ähnlicher Ansatz, bei dem Investitionen nur dem Grunde und nicht der Höhe nach von der Regulierungsperiode geprüft werden, kommt in Deutschland für Investitionsmassnahmen zur Anwendung. Auf Antrag des Netzbetreibers (nach der Reform der Anreizregulierung im Sommer 2016 nur noch für ÜNB) können so Investitionen, die innerhalb einer Regulierungsperiode realisiert werden, in die zulässigen Erlöse eingehen. Eine regulatorische Bewertung der Kostenhöhe der Investition erfolgt im Rahmen des Effizienzvergleichs aller Netzbetreiber für die nächste Regulierungsperiode.



entsprechende Begründungen gegenüber der ElCom vorzulegen und der ElCom das Recht einzuräumen ungerechtfertigte Kostensteigerungen ggf. nicht zu genehmigen.

Im Vergleich zur Einzelfallprüfung für die Notwendigkeit eines Speichers kann dieser Ansatz, unabhängig von der allgemeinen Kostenprüfung, Kosteneffizienz sicherstellen. Um den administrativen Aufwand für die ElCom zu begrenzen sollte bei einer Einzelfallprüfung in jedem Fall die Beweislast für die Kosteneffizienz beim VNB liegen. Dennoch ist dieser Ansatz mit deutlich signifikanteren administrativen Kosten, sowohl für die ElCom als auch für den VNB verbunden. Eine Anwendung erscheint damit nur praktikabel, so lange Speicher nur in sehr vereinzelt Umfang von Netzbetreibern eingesetzt werden.

Anstelle der Ist-Kosten könnte theoretisch auch eine Kostenpauschale für die Speicherkosten zu Grunde gelegt werden, welche sich z. B. an der Höhe der Durchschnittskosten der volkswirtschaftlich günstigsten Alternative (wie bspw. Abregelung oder (intelligenten) Netzausbau) orientiert (vgl. die Ergebnisse aus Kapitel 2). Die Kosten eines netzdienlichen Speichereinsatzes sind jedoch ebenso wie die Kosten von Alternativmassnahmen stark abhängig von der spezifischen Netzsituation an dem einzelnen Netzabschnitt. Entsprechend lassen sich die Kosten auch unter Rückgriff auf Strukturparameter nur schwer pauschalisieren. Eine zu hoch angesetzte Kostenpauschale würde zu ungerechtfertigten Gewinnen für den VNB führen; eine zu geringe Kostenpauschale könnte bedeuten, dass die Speicherkosten des VNB nicht in voller Höhe anerkannt werden, obwohl der Speichereinsatz (auch im Vergleich zu Alternativmassnahmen) kosteneffizient erfolgt.

Alternativ könnten dem VNB bei der Einzelfallprüfung temporär auch Kosten in Höhe der durchschnittlichen Kosten des VNB für konventionellen Netzausbau anerkannt werden, wenn der VNB für den einzelnen netzeigenen Speicher nachweisen kann, in welchem finanziellen Umfang mit diesem teurerer konventioneller Netzausbau vermieden werden kann. Hierdurch könnten zusätzliche Anreize für Investitionen in Speicher gesetzt werden, während gleichzeitig das Risiko von Investitionen in Speicher, die teurer als konventioneller Netzausbau sind, reduziert wird. Der Nachweis des Umfangs vermiedenen konventionellen Netzaubaus und der damit verbundenen Kosten durch den Einsatz eines netzeigenen Speichers ist von einem unabhängigen Dritten wie der ElCom allerdings kaum zu überprüfen. Entsprechend ist diese Variante der Einzelfallprüfung, ebenso wie die Verwendung von Durchschnittskosten nicht zu empfehlen.

4.2.3 Verpflichtung des VNB zur Prüfung von Alternativmassnahmen

Diesem Ansatz liegt die Annahme zugrunde, dass die Anreize für Netzbetreiber zur Durchführung alternativer Massnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen in dem gegenwärtigen Schweizer Regulierungsmodell nicht ausreichend sind, auch wenn diese kosteneffizienter wären. Dieser Anpassungsbedarf wurde bspw. in der Smart Grid Roadmap Schweiz [2], sowie in verschiedenen Studien im Auftrag des BfE [z. B. 3 und 8] aufgezeigt. Um den VNB anzureizen, kosteneffiziente alternative Massnahmen zu konventionellen Netzausbau verstärkt einzusetzen, könnte dieser zu einem Nachweis verpflichtet werden, dass er Alternativen zu Netzausbau geprüft und sofern kostengünstiger ergriffen hat. Bei diesem Ansatz liegt der Fokus also nicht auf dem Nachweis der Kosteneffizienz von Speichern, sondern warum diese zugunsten von konventionellen Netzausbau nicht in Erwägung gezogen wurden.

Der Nachweis der Prüfung von Alternativmassnahmen könnte bspw. im Rahmen der Entwicklung, Dokumentation und Veröffentlichung der Netzplanungsgrundsätze des VNB und der Vorlage von Mehrjahresplänen nach Art. 9b und d StromVG, sowie darüberhinausgehende

Verteilnetzentwicklungspläne auch für Mittel- und Niederspannungsnetze erfolgen (vgl. auch Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze).⁷² Anknüpfungspunkt könnte hierbei die Anwendung des N-O-V-A Prinzips sein (vgl. Abschnitt 4.2.1) und die Spezifikation von Massnahmen wie sie in der Botschaft zum Bundesgesetz⁷³ und der VSE Branchenempfehlung zu Mehrjahresplänen für die Netzebenen 2 und 3 entwickelt wurden.⁷⁴ In den Verteilnetzentwicklungsplänen wäre entsprechend zu dokumentieren, welche Bedarfe für zusätzliche Netzkapazitäten bestehen, welche alternativen Massnahmen für diese grundsätzlich in Frage kommen und welche von dem Netzbetreiber auf Basis welcher Kriterien gewählt wurden. Hierzu sollten (wie in Abschnitt 4.2.1 näher ausgeführt) einheitliche Netzplanungsgrundsätze für die verschiedenen Netzebenen entwickelt und veröffentlicht werden. Die Verteilnetzentwicklungspläne sollten dann zusammen mit den Netzplanungsgrundsätzen der ECom vorgelegt und von dieser geprüft und genehmigt werden.⁷⁵

Die Dokumentation des Nachweises, dass Alternativmassnahmen geprüft wurden, könnte hierbei unterschiedlich umfangreich ausgestaltet werden. Im einfachsten Fall wäre es eher eine Aufforderung an den Netzbetreiber, Alternativmassnahmen zu prüfen. Im aufwändigsten Fall, könnte von dem Netzbetreiber gefordert werden, einen entsprechenden Nachweis über eine Kosten-Nutzen-Analyse zu erbringen. Je nach Ausgestaltung der Netzplanungsgrundsätze und der Art des Nachweises könnten die Kosten einer Investition in netzeigene Speicher ex-ante im Rahmen der regulatorischen Genehmigung der Netzplanung (ähnlich zu 4.2.2) oder ex-post im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung überprüft und, sofern effizient, genehmigt werden.⁷⁶ In Abhängigkeit der Art des Nachweises des VNB, dass er Alternativen zu Netzausbau geprüft und sofern kostengünstiger ergriffen hat, unterscheiden sich die mit einem solchen Ansatz verbundenen administrativen Kosten sowie dessen Kosteneffizienz.

4.2.4 Bagatellgrenze

Bei einer kleinen Anzahl an Netzspeichern geringer Grösse je Netzbetreiber oder auch in der Schweiz insgesamt, könnte festgelegt werden, dass diese Speicher mit den Ist-Kosten in die allgemeine regulatorische Kostenprüfung eingehen.⁷⁷ Unterhalb einer Bagatellgrenze würden netzeigene Speicher dann nicht einer spezifischen Kostenprüfung (über eine der drei zuvor beschriebenen regulatorischen Optionen) sondern nur der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung unterliegen. Die Kosten von netzeigenen Speichern würden dann genauso wie alle übrigen Kosten des Netzbetreibers im Rahmen der Cost+ Regulierung auf ihre Sachgerechtigkeit geprüft. Sofern die Investitionskosten eines VNB für einen netzeigenen (netzdienlichen) Speicher mit ihren Anschaffungs- und Herstellungskosten in die Anlagenbuchhaltung eingehen, würden diese von der ECom nur dann nicht genehmigt, wenn ein Bedarf

⁷² Vergleich Fussnote 69 zur Unterscheidung von Mehrjahres- und Verteilnetzentwicklungsplänen.

⁷³ Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze.

⁷⁴ VSE Branchenempfehlung: Mehrjahrespläne für Netze NE2 und NE3 – Raster zur Erarbeitung von Mehrjahresplänen.

⁷⁵ Wie in Abschnitt 4.2.1 erläutert, könnten zur Begrenzung der administrativen Aufwände für die ECom und die VNB Ausnahmen hinsichtlich der Erstellung von Netzentwicklungsplänen für sehr kleine VNB vorgesehen werden. Wenn ein Einsatz netzeigener Speicher durch einen kleinen VNB erfolgt, sollte für diesen jedoch auch die Erstellung von Netzentwicklungsplänen verpflichtend sein.

⁷⁶ An dieser Stelle sei erneut darauf hingewiesen, dass bei einer effektiven Kostenprüfung der Netzbetreiber automatisch, auch ohne eine explizite Vorgabe, Alternativmassnahmen zu konventionellen Netzausbau, wie der Einsatz von Speichern, prüfen und sofern kostengünstiger realisiert wird, da er andernfalls davon ausgehen muss, dass ihm die Mehrkosten eines Netzausbaus regulatorisch nicht anerkannt werden.

⁷⁷ Alternativ könnte anstelle der Ist-Kosten auch, wie bei der Einzelfallprüfung der Kosteneffizienz, theoretisch eine Kostenpauschale für die Speicherkosten auf Basis der Durchschnittskosten alternativer Massnahmen festgelegt werden.

für netzeigene Speicher aus Sicht der ElCom nicht gegeben ist.⁷⁸ Hierzu könnte von dem VNB dann gefordert werden, eine vereinfachte Dokumentation über zu erwartende Netzengpässe vorzulegen.

Durch die Festlegung einer Bagatellgrenze könnten sowohl das Diskriminierungspotential als auch potentielle Mehrkosten aufgrund von Kosteneffizienzen beim Einsatz netzeigener Speicher begrenzt werden, da der Umfang der Speicherkosten durch die Bagatellgrenze gedeckelt wird. Ebenso sind die administrativen Kosten dieser Option im Vergleich zu den übrigen in diesem Kapitel diskutierten Optionen begrenzt. Hierfür sind jedoch mögliche Kosteneffizienzen in Kauf zu nehmen. Aus diesem Grund kommt der Definition der Bagatellgrenze entscheidende Bedeutung zu. Hierfür bedarf es einer kontinuierlichen Einschätzung der ElCom, inwieweit Kosteneffizienzen im Bereich der Speicherkosten zu vermuten sind und in welchem Umfang die ElCom – aufgrund der Anzahl und der Grösse der netzeigenen Speicher – bereit ist diese Ineffizienzen als second-best Option zu akzeptieren. In diesem Fall müsste die Bagatellgrenze dann nicht einmalig fixiert werden. Stattdessen könnte die ElCom mit etwas zeitlichem Vorlauf jeweils neu beschliessen, bis zu welchen Schwellenwert die Bagatellgrenze jeweils greifen soll.

Die Bagatellgrenze könnte dabei auf Basis einer oder mehrerer der folgenden Kriterien definiert werden:

- die absolute Anzahl der Speicher je VNB (z. B. der Einsatz von 1-2 netzeigenen Speichern)
- die absolute Grösse der Speicher je VNB (z. B. der Einsatz von Speichern mit einer Kapazität von insgesamt bis zu 2 MW)
- einem relativen Wert der obigen Parameter im Verhältnis zu der Grösse des VNB (in diesem Fall würde die Bagatellgrenze für grössere VNB höher als für kleine VNB liegen, d. h. grosse VNB würden die Bagatellgrenze mit einer höheren Anzahl an Speichern oder einer höheren Gesamtkapazität an Speichern als kleine VNB noch einhalten).
- dem Verhältnis der Speicherkosten zu den gesamten Kosten des einzelnen VNB (hier würde das zuvor beschriebene Verfahren greifen, so lange die gesamten Kosten netzeigener Speicher eine Höhe von z. B. 0,5% - 1% der zulässigen Gesamtkosten eines VNB nicht übersteigen).

Die absoluten Kriterien können dabei auch für die Schweiz insgesamt definiert werden. In diesem Fall käme die Bagatellgrenze zur Anwendung, so lange in der Schweiz nicht mehr als bspw. 5-10 dezentrale Speicher oder eine Kapazität von netzeigenen Speichern von bspw. nicht mehr als 5MW installiert wurde. Bei einem Überschreiten der Bagatellgrenze könnte ein umfassenderer Nachweis der Notwendigkeit bzw. Kosteneffizienz der Speicher von dem Netzbetreiber gefordert werden oder keine zusätzlichen Speicher genehmigt werden. In ersterem Fall könnte oberhalb der Bagatellgrenze bspw. eine der drei in den Abschnitten 4.2.1 bis 4.2.3 beschriebenen regulatorischen Optionen anstelle bzw. ergänzend zu der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung Anwendung finden. Letzterer Fall (keine Genehmigung von weiteren Speichern oberhalb der Bagatellgrenze) könnte auch potentiell erwogen werden, wenn bereits unterhalb der Bagatellgrenze, eine spezifische regulatorische Überprüfung der Speicherkosten erfolgen würde.

⁷⁸ Die Bewertung des Bedarfs würde in der Regel wahrscheinlich nur erfolgen, wenn Auffälligkeiten der Gesamtkosten eines VNB eine vertiefte Überprüfung der Kosten nahelegen. Zur Bewertung der derzeitigen Cost-Plus Regulierung siehe auch [8, 31 und 32]. In [31] S.15 wird der derzeitige Cost-Plus Ansatz bspw. wie folgt zusammengefasst: „Die ElCom prüft zwar die immanente Richtigkeit und Sachgerechtigkeit der vorgelegten kalkulatorischen Kosten, es existieren jedoch keine systematischen Vorgaben hinsichtlich der zu erzielenden Effizienz. Die Netzentgeltkalkulation wird für alle Netzbetreiber einer Plausibilitätsprüfung und einem Kennzahlenvergleich durch die ElCom unterzogen. Eine vertiefte Prüfung erfolgt nicht generell, sondern nur wenn Grösse und volkswirtschaftliche Bedeutung des Unternehmens dies aus Sicht ElCom nahelegen, Kundenbeschwerden vorliegen oder Auffälligkeiten auftreten.“

4.2.5 Fazit

Um über die regulatorische Überprüfung von Kosten nicht bereits Vorfestlegungen bzw. Anreize für bestimmte Technologien bzw. Massnahmen zur Adressierung von Netzüberlastungen zu treffen, sollten spezifische Sonderregelungen nach Möglichkeit vermieden werden. Die Kosteneffizienz eines netzeigenen Speichers sollte daher grundsätzlich im Rahmen der allgemeinen Kostenprüfung eines Netzbetreibers erfolgen, sofern diese hinreichende Effizianzanreize setzt. Anzeichen deuten darauf hin, dass dies im derzeitigen Regulierungsrahmen nicht unbedingt gegeben ist. Ist eine Anpassung der regulatorischen Kostenprüfung in der Schweiz, z. B. hin zu einer Anreizregulierung, derzeit nicht umsetzbar, könnte als zweitbeste Lösung auch eine ergänzende spezifische Kostenprüfung für Speicherkosten erwogen werden. Dies könnte insbesondere dann erwogen werden, wenn netzdienliche Speicher nur in geringer Anzahl von wenigen Netzbetreibern eingesetzt werden.

Die Anwendung einer spezifischen regulatorischen Überprüfung von Speicherkosten sollte auf Situationen eingegrenzt werden, in denen die Anzahl und die Kapazität netzeigener Speicher eines VNB bzw. für die Schweiz insgesamt oberhalb einer Bagatellgrenze liegen. Unterhalb dieser von der EICom zu definierenden Grenze würden die Kosten von netzeigenen Speichern ausschliesslich in der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung der Netzbetreiber im Rahmen der Cost-Plus Regulierung überprüft. Eine derartige Lösung wäre nicht nur relativ einfach und transparent umsetzbar, sondern auch mit geringen administrativen Kosten umsetzbar. Auf der anderen Seite sind bei der Anwendung einer Bagatellgrenze mögliche Ineffizienzen der Kosten in Kauf zu nehmen.

Spezifische regulatorische Massnahmen zur Bewertung der Speicherkosten sollten entsprechende Nachweise des Netzbetreibers umfassen. Zum einen kann dies über eine Einzelfallprüfung der Effizienz für jede Speicherinvestition des Netzbetreibers erfolgen. Zum anderen kann dies den Nachweis zur Notwendigkeit einer Speicherinvestition bzw. zur Prüfung alternativer Massnahmen zur Engpassvermeidung im Rahmen der Mehrjahrespläne oder von Verteilnetzentwicklungsplänen beinhalten. Letztere könnten insbesondere zusätzlich zur allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung eingeführt werden. Beide Optionen wären geeignet, Anreize für Kosteneffizienz bei Investitionen in netzeigene Speicher zu setzen. Grundsätzlich kann zwar eine ex-ante Bewertung der prognostizierten Investitions- und Betriebskosten von Speichern für jeden Einzelfall über entsprechende Kosten-Nutzen Analysen gut geeignet sein, die Kosteneffizienz eines netzeigenen Speichers sicherzustellen. Andererseits dürfte ein derartiger Ansatz mit hohen administrativen Kosten verbunden sein und je nach Ausgestaltung wenig transparent und praktikabel in der Umsetzung sein. In Summe ist ein derartiger Ansatz daher nicht zu empfehlen. Ein grundsätzlicher Nachweis, dass bei der Netzplanung Alternativen zu konventionellen Netzausbau in Betracht gezogen wurden, könnte relativ einfach und mit begrenzten (zusätzlichen) administrativen Kosten erbracht werden, insbesondere wenn dies erst ab einer Bagatellgrenze gefordert wird. Die administrativen Kosten können weiter reduziert werden, wenn der Nachweis des Netzbetreibers über ohnehin vorzulegende Netzplanungsgrundsätze und Mehrjahrespläne dokumentiert wird.

Die folgende Tabelle 4-1 fasst die Bewertung der vier Optionen anhand der zu Beginn des Kapitels vorgestellten Bewertungskriterien zusammen.

Tabelle 4-1: Bewertung verschiedener Optionen zur regulatorischen Überprüfung von Speicherkosten (in Ergänzung oder alternativ zur allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung)

Massnahme	Kosteneffizienz	Praktikabilität	Transparenz
Einzelfallprüfung der Notwendigkeit	+	-	-
Einzelfallprüfung der Kosteneffizienz	++	--	--
Verpflichtung des VNB zur Prüfung von Alternativmassnahmen	+	0	+
Bagatellgrenze	-	+	+

Möglichkeiten für regulatorische Vereinfachungen für Speicher, die ausschliesslich netzdienlich (und nicht zusätzlich marktorientiert eingesetzt werden) bestehen im Allgemeinen nicht. Grundsätzlich wäre es denkbar sämtliche Optionen auch für Speicher im Übertragungsnetz anzuwenden. Aufgrund der strengeren Entflechtungsvorgaben und den diesen zugrundeliegenden Diskriminierungspotentialen, erscheint der kombinierte netzdienliche und marktorientierte Einsatz netzeigener Speicher im Übertragungsnetz – welche in der Regel für netzrelevante Auswirkungen deutlich grösser als im Verteilnetz dimensioniert sein dürften – allerdings nicht empfehlenswert.⁷⁹

Wenn die Notwendigkeit und die Kosteneffizienz von netzeigenen Speichern im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung und/oder einer der obigen spezifischen Optionen durch die ECom bestätigt wurden, sollten die Speicherkosten (Investitions- und Betriebskosten (operativer Betrieb, Wartung und Instandhaltung) in die regulatorische Kostenbasis eingehen. Andernfalls wäre der Einsatz eines spezifischen Speichers regulatorisch untersagt bzw. würden dessen Kosten nicht in vollem Umfang regulatorisch anerkannt. Zur Berücksichtigung in der regulatorischen Kostenbasis müsste, ergänzend zu den regulatorischen Nutzungsdauern für „traditionelle“ Netzanlagen, auch eine regulatorische Nutzungsdauer für Stromspeicher definiert werden.

Werden Investitionen im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung einmalig ex-post von der ECom auf ihre Kosteneffizienz geprüft und mit den effizienten Kosten für die regulatorische Nutzungsdauer in der Kostenbasis berücksichtigt bzw. über diese abgeschrieben, so sollte dies in gleicher Weise für Erdkabel, Freileitungen und netzeigene Speicher gelten.⁸⁰ Insofern netzdienliche Speicher mit begrenzten zusätzlichen Kosten vor dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer an anderer Stelle eingesetzt bzw. verkauft werden können – oder ausschliesslich marktorientiert eingesetzt werden können – so sollten diese Restwerte in der regulatorischen Kostenbasis berücksichtigt werden.

⁷⁹ Ein ausschliesslich netzdienlicher Einsatz netzeigener Speicher, wäre potentiell im Übertragungsnetz einfacher umzusetzen, da hier entsprechende Ausgleichsgeschäfte direkt über die Bilanzgruppe der Swissgrid verrechnet werden könnten. Andererseits kann im Übertragungsnetz benötigte Flexibilität zur Vermeidung von Netzengpässen in deutlich grösseren Umfang über wettbewerbliche Verfahren kontrahiert werden.

⁸⁰ Kommt eine ex-ante Prüfung der Gesamtkosten zur Anwendung, so sollte diese ebenfalls Erdkabel, Freileitungen und netzeigene Speicher in gleicher Weise umfassen.

4.3 Verfahren bei der Beschaffung und Vermarktung von Speicherenergie

Ausgangslage: Netzengpass und Speichereinsatz als Ausgangspunkt für den Bedarf zusätzlicher Flexibilität während und nach dem Engpass

Nachfolgend identifizieren und analysieren wir regulatorische Ansätze für den Umgang mit der Speicherenergie, die bei einem netzdienlichen und einem ergänzenden marktorientierten Speichereinsatz durch den Netzbetreiber anfällt.

Dazu legen wir eine vereinfachte Betrachtung des Netzengpassfalls zugrunde und gehen von zwei Anwendungsfällen zum operativen Netzengpassmanagement aus:

- Übersteigt die dezentrale Erzeugung zeitweise die lokale Last im Netz des VNB, kommt es zu Rückspeisungen in höhere Netzebenen. Ein Engpass entsteht, wenn die Rückspeisung die Netzkapazität übersteigt. In diesem Fall nimmt der Speicher lokale Erzeugungsmengen auf. Der Engpass ist erzeugungsgetrieben.
- Übersteigt die lokale Last die lokale Netzkapazität aufgrund von Lastspitzen (z.B. durch Elektromobilität), kann die Last nicht mehr vollständig über die allgemeine Versorgung und lokale Erzeugung gedeckt werden. Dann speist der Speicher Energie aus. Der Engpass ist lastgetrieben.

Im erzeugungsgetriebenen Engpassfall fehlt Energie zur Versorgung von Endkunden ausserhalb des vom Engpass betroffenen Netzbereichs. Zugleich erlangt der VNB mit der Einspeicherung Zugriff auf Energie, die einen Wert hat und die wieder in das System zurückgespeist werden sollte. Die Ausspeicherung sollte zu Zeiten erfolgen, in denen kein Engpass besteht.

Im lastgetriebenen Engpassfall muss der Speicher zunächst Energie aufnehmen, solange noch kein Engpass vorliegt, damit er diese bei Bedarf lokal abgeben kann. Liegt dann der Engpass vor, ersetzt der Speicher teilweise Energie, die eigentlich von den Lieferanten vertraglich zur Verfügung gestellt werden sollte und die von Erzeugungsquellen ausserhalb des vom Engpass betroffenen Netzbereichs erzeugt wird. Dadurch liegt ein Überschuss an Leistung ausserhalb des vom Engpass betroffenen Netzbereichs vor.

Hieraus wird Folgendes deutlich:

- Die Energiemengen, die während und nach dem Auftreten des Engpasses ein- bzw. ausgespeichert werden müssen, müssen in das Stromsystem integriert werden. Dazu müssen im lastgetriebenen Engpassfall fehlende Speichermengen wiederbeschafft werden und eingespeichert werden, um für den nächsten Engpass gerüstet zu sein; im erzeugungsgetriebenen Engpassfall müssen die eingespeicherten Mengen wieder veräussert werden. Die nach Abklingen des Engpasses aus- bzw. eingespeicherten Mengen sind unter Berücksichtigung des nachfolgenden Einsatzbedarfs des Speichers planbar und eignen sich besonders für Fahrplangeschäfte.
- Während des Engpasses entsteht im übergeordneten Stromsystem, das ausserhalb des vom Engpass betroffenen Netzbereichs liegt, ein Energieungleichgewicht, das eine Gegenmassnahme oder ein Ausgleichsgeschäft in Echtzeit notwendig macht. Dieses Ausgleichsgeschäft in Echtzeit sollte / kann nur unter Berücksichtigung von physischen Anlagen erfolgen, die ausserhalb des vom Engpass betroffenen Gebiets liegen. Ansonsten würden sie sich allenfalls engpassverstärkend bzw. -verlängernd auswirken. Nach Abklingen des Engpasses können die Speicherenergiemengen unter Berücksichtigung aller denkbaren Instrumentarien ohne diese lokale Einschränkung in das Stromsystem integriert werden.

- Die netzengpassbezogene Speicherbewirtschaftung umfasst zum einen den Zeitpunkt und die Dauer des Engpasses, was nachfolgend als „Echtzeit“ bezeichnet wird. Die Speicherbewirtschaftung umfasst auch die nach dem Abklingen des Engpasses (nachfolgend als ex-post bezeichnet). Berücksichtigt man auch die Möglichkeit, die Speicherenergiemengen zu prognostizieren und schon vor dem Eintreten des Engpasses zu bewirtschaften, bezieht die Speicherbewirtschaftung auch die Zeit zwischen dem letzten und dem nächsten erwarteten Netzengpass ein (nachfolgend als ex-ante bezeichnet).

Sowohl die Netzengpassbewirtschaftung in Echtzeit mit dem resultierenden Energieungleichgewicht im Gesamtsystem als Folge des Netzengpasses und des Speichereinsatzes als auch die Speichermengenbewirtschaftung nach Abklingen des Engpasses verlangen nach zusätzlichen Instrumenten des VNB. Ohne weitere regulatorische Vorgaben hat der VNB keine Möglichkeiten, in allen Zeitpunkten die Speichermengen zu bewirtschaften, d.h. Energie zu beschaffen bzw. zu veräußern. Aufgrund der fehlenden Mittel des VNB, die Speichermengen vor, während und nach dem Engpass zu bewirtschaften, ist er auf die Mitwirkung von Dritten für die möglichst marktbasierte und kosteneffiziente Systemintegration der Speichermengen angewiesen. Die Aufgabenverteilung hierbei ist ein wesentliches Gestaltungsmerkmal bei den möglichen Instrumenten zur Bewirtschaftung der Speicherenergie.

In diesem Abschnitt stehen somit insbesondere folgende Fragen im Vordergrund:

- Wie ist die Speicherenergie bei Ein- und Auspeicherung konform zum Stromsystem und -markt zu behandeln? Wie sollte das Verfahren hierzu praktisch ausgestaltet werden?
- Sollten zusätzliche regulatorische Vorgaben zu den Preisen für Speicherenergie getroffen werden?

Nachfolgend fassen wir sowohl den Ausgleich in Echtzeit des resultierenden Energieungleichgewichts im Gesamtsystem als Folge des Netzengpasses und des Speichereinsatzes als auch die Speichermengenbewirtschaftung nach Abklingen des Engpasses unter dem Begriff «Flexibilität» zusammen. «Flexibilität» bedeutet hier der Einsatz von Leistung ausserhalb des vom Engpass betroffenen Gebiets während und nach sowie evtl. vor dem Engpass zur Bewirtschaftung des Systemungleichgewichts während des Engpasses und zur Speichermengenbewirtschaftung. Dieses Verständnis von «Flexibilität» ist auf diesen Abschnitt 4.3 beschränkt und sollte nicht mit den Bedeutungen verwechselt werden, die dem Begriff ausserhalb dieses Abschnitts zugesprochen werden.

Übersicht zu den Gestaltungsoptionen

Aus den vorangegangenen Überlegungen lassen sich verschiedene grundlegende Mechanismen zur Bewirtschaftung der Energiemengen bei der Ein- bzw. Auspeicherung ableiten. Diese Mechanismen sind nachfolgend entsprechend ihrer zeitlichen Verfügbarkeit bzw. Wirksamkeit relativ zum Zeitpunkt des Engpasses skizziert. Wenn der VNB nicht bereits vor dem Engpass Flexibilität beschafft, um das in Echtzeit auftretende Ungleichgewicht im Gesamtsystem auszugleichen, stehen ihm kurzfristig im Engpassfall grundsätzlich die folgenden drei Möglichkeiten zur Verfügung (vgl. Abbildung 4-5):

- Regel- und Ausgleichsenergie
- Gezielte physische Steuerung von einzelnen Anlagen
- Fahrplangeschäfte

Die möglichen Mechanismen berücksichtigen sowohl eine aktive als auch eher passive Rolle des VNB.

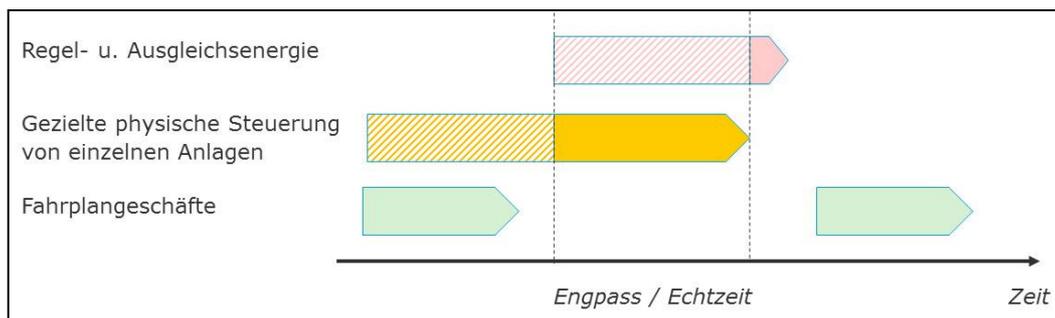


Abbildung 4-5: Illustration grundlegender Mechanismen zum Ausgleich von anfallenden Energiemengen bei Speichernutzung⁸¹

Der VNB kann erstens ganz auf Massnahmen vor- oder während Echtzeit verzichten. Dann wird das Leistungsungleichgewicht im Stromsystem durch Regelleistung durch den ÜNB ausgeglichen. Die Kosten dafür werden dem VNB über Ausgleichsenergie (AE) gemäss den Marktregeln ex-post in Rechnung gestellt.

In Echtzeit kann der VNB zweitens aktiv gezielt einzelne Anlagen steuern, um zu viel / zu wenig Leistung bei der Ein- bzw. Ausspeicherung während des Engpasses auszugleichen (gezielte physische Steuerung von einzelnen Anlagen). Dies ist ein kuratives Instrument, da es das Ungleichgewicht im Gesamtsystem erst mit dem Zeitpunkt des Engpasses durch direkten Eingriff in die Fahrweise / den Fahrplan von Anlagen ausgleicht (allenfalls ohne vorherige bilaterale Abstimmung bzw. Vereinbarung). Dieses Instrument ist gedanklich an die Möglichkeit des ÜNB, Redispatch im Übertragungsnetz einzusetzen, angelehnt. Hierbei sind verschiedene Einschränkungen denkbar oder zu erwarten. Das direkte Eingriffsrecht könnte vorab mit einzelnen Marktteilnehmern vertraglich festgelegt sein oder sich auf einzelne Anlagen in räumlicher Umgebung beschränken.

Insbesondere nach dem Engpass ist es drittens auch denkbar, Fahrplangeschäfte zu nutzen, um zusätzliche Speicherenergie zu beschaffen oder eingespeicherte Mengen zu veräussern. Fahrplangeschäfte können z. B. durch Handelsgeschäfte an der Börse durchgeführt werden. Der VNB könnte z. B. den Börsenhandel am Day-ahead und am Intraday-Markt nutzen. Diese Mengen werden dann über Fahrplananmeldungen in den Bilanzgruppen eingestellt. Dadurch kann der VNB (zu Marktpreisen) den Speicher befüllen bzw. entladen bevor der nächste Engpass auftritt. Diese Mengen sind energiewirtschaftlich besonders einfach abzubilden, da sie standardisiert sind.

Da sich sowohl im erzeugungsgetriebenen als auch im lastgetriebenen Engpassfall auch in Echtzeit der Bedarf für ein Gegengeschäft ergibt, könnten Fahrplangeschäfte auch für den Ausgleich des vom VNB verursachten Ungleichgewicht im Gesamtsystem genutzt werden. Dazu würde der VNB unter Berücksichtigung seiner Erwartung zum nachfolgenden Engpass (Zeitpunkt, Dauer und Intensität) Fahrplangeschäfte tätigen. Hierbei sollte beachtet werden, dass sich in Echtzeit auftretende Energiemengen (mehr oder weniger genau) prognostizieren lassen. Die notwendigen Mengen können damit teilweise auch über Fahrplangeschäfte, die ex-ante abgeschlossen werden und die in Echtzeit wirken, vorausschauend bewirtschaftet werden. Diese sorgen dafür, dass zusätzliche Energie während des Engpasses dem Gesamtsystem bereitgestellt bzw. entzogen wird.

Diese Überlegungen lassen eine Kombination von Fahrplangeschäften und in Echtzeit eingeleitete Massnahmen als sinnvoll erscheinen. Da Fahrplangeschäfte tendenziell kostengünstiger sind, besteht ein Kostensenkungspotential im Vergleich zu Kosten von Gegenmassnahmen, die (erst) in Echtzeit

⁸¹ Quelle: DNV GL

angewendet werden (wie z.B. Regelenergie) also in dem Mass, wie auf Fahrplangeschäfte zurückgegriffen werden kann.

Die nachfolgende Tabelle 4-2 fasst die oben skizzierten grundlegenden Möglichkeiten zusammen, das Energiedefizit und den -überhang zu den jeweiligen Zeitpunkten im System auszugleichen. Sie stellt auch verschiedene Möglichkeiten für Fahrplangeschäfte dar.

Für alle Instrumente führt die Tabelle auf, ob sie geeignet sind, das Gegengeschäft in Echtzeit auszugleichen und nach Abklingen des Engpasses (ex-post) die Speichermengen in den Energiemarkt zu integrieren. Hierbei sollte bedacht werden, dass es grundsätzlich möglich ist, einige der Instrumente nicht nur in Echtzeit einzusetzen, sondern auch zur Beschaffung / Veräusserung von Speicherenergie ex-post. Auch wenn dafür im Vergleich zu Fahrplangeschäften höhere Kosten zu erwarten sind, ist diese Möglichkeit grundsätzlich gegeben.

Daneben weist die Tabelle aus, ob die Instrumente geeignet sind, die Möglichkeit zur Prognose und die Planbarkeit von Speichermengen vor dem Aufkommen des Engpasses (ex-ante) zu nutzen, um die Mengen über Fahrplangeschäft abzuwickeln.

Neben den drei grundlegenden, oben skizzierten Mechanismen zeigt die Tabelle die Möglichkeit auf, einen Dritten mit der Bereitstellung von Flexibilität in Echtzeit und zur Marktintegration von Speichermengen ex-post zu beauftragen. In diesem Zusammenhang und im Folgenden bezeichnet Flexibilität die unterschiedlichen Massnahmen bzw. Transaktionen, über die vor, während und nach dem Vorliegen eines Netzengpasses Energie zur Ein- und Ausspeicherung und zur Ausregelung von Energieungleichgewichten erfolgt.

Tabelle 4-2: Instrumente zur Systemintegration der Speichermengen⁸²

Massnahme	Möglichkeit zum präventiven Ausgleich des Speicherfüllstands durch Fahrplangeschäfte, bevor Engpass aufkommt (ex-ante)	Ausregelung in Echtzeit (während Engpass) des Energieungleichgewichts wegen Speichernutzung	Ausgleich des Speicherfüllstands nach Abklingen des Engpasses (ex-post)
Regel- und Ausgleichsenergie			
Abruf von Regelenergie durch ÜNB; Verrechnung von Ausgleichsenergie	-	✓	(✓)
Physische Steuerung von Flexibilität			
Direkte Anweisung von Flexibilitätsquellen (Art Redispatch)	-	✓	(✓)

⁸² Quelle: DNV GL

Massnahme	Möglichkeit zum präventiven Ausgleich des Speicherfüllstands durch Fahrplangeschäfte, bevor Engpass aufkommt (ex-ante)	Ausregelung in Echtzeit (während Engpass) des Energieungleichgewichts wegen Speichernutzung	Ausgleich des Speicherfüllstands nach Abklingen des Engpasses (ex-post)
Fahrplangeschäfte			
• VNB handelt Energie am Grosshandelsmarkt	✓	-	✓
• <i>Separate Marktplattform</i>	✓	-	✓
• Verpflichtende Abnahme z. B. durch Versorger	✓	-	✓
Auslagerung an Dritten			
Bilateraler Vertrag: VNB beschafft / veräussert Energie von / an einen definierten Abnehmer / Broker (z. B. Speicherbetreiber)	✓	✓	✓

Daneben bestehen theoretisch weitere Möglichkeiten, die aber hier nicht weiter betrachtet werden:

- Flexibilität örtlich vor dem Engpass, d. h. in dem Netzbereich, der vom Netzengpass betroffen ist: Diese Option wird im Folgenden jedoch nicht weiter betrachtet, da wir für den Einsatz netzeigener Speicher davon ausgehen, dass alternative Flexibilität entweder zu teuer ist, bereits ausgeschöpft wurde oder aufgrund anderer Gründe nicht genutzt werden kann (d. h. das Flexibilitätsmodell kommt an diesem Netzabschnitt nicht zum Einsatz).
- Zudem schliessen wir die Möglichkeit einer separaten (überregionalen) Marktplattform zur kurzfristigen Beschaffung von Flexibilität aus. Dies ist an die kurzfristige Beschaffung z. B. von Regelenergie angelehnt. Zum einen erscheint diese Alternative komplex; zum anderen weist sie starke Ähnlichkeit zum (regionalen) Flexibilitätsmarktmodell auf.

Im Folgenden skizzieren wir den praktischen Einsatz der wesentlichen Instrumente, die aus der Tabelle 4-2 oben hervorgehen, und bewerten sie hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile. Dazu verwenden wir Massstäbe, die an die zu Beginn des Kapitels definierten Bewertungskriterien angelehnt sind. Bei diesen Überlegungen gehen wir konform mit den Voraussetzungen in den vorangegangenen Kapiteln davon aus, dass der VNB den Speicher betreibt.

Im Anschluss an die Bewertung erörtern wir die Anwendbarkeit dieser Instrumente auch im Fall der gemischten Nutzung des Speichers durch den VNB für netzdienliche und marktorientierte Anwendungen.

Bei unseren Überlegungen gehen wir zudem von folgenden Voraussetzungen aus:

- Im lastgetriebenen Engpass stellt der VNB Energie aus dem Speicher für die lokalen Netznutzer kostenfrei zur Verfügung; im erzeugungsgetriebenen Engpassfall nimmt der Speicher Energie kostenfrei auf.
- In beiden Engpassituationen werden die Einspeiser / Verbraucher im vom Engpass betroffenen Gebiet und ihre Vertragspartner (Vermarkter, Versorger) sowie die Bilanzgruppen neutral gestellt. Das heisst das Systemungleichgewicht, das durch den Engpass und durch den Speichereinsatz hervorgerufen wird, wird den beteiligten Marktteilnehmern nicht zur Last gelegt, sondern dem VNB. Es wird so getan, als hätten sie ihre Verpflichtungen erfüllt. Für die Marktteilnehmenden ergeben sich somit keine abrechnungsrelevanten oder vertraglichen Nachteile.

4.3.1 Abruf von Regelenergie durch den ÜNB und Abrechnung von Ausgleichsenergie

Der VNB muss nicht selbst für den Mengenausgleich im Gesamtsystem in Echtzeit sorgen. Er könnte in Echtzeit das Energieungleichgewicht im Stromsystem bestehen lassen. Zudem könnte der VNB auch ex-post den Speicher wieder leeren bzw. befüllen, ohne selbst aktiv Energieungleichgewichte im System zu adressieren. In beiden Fällen könnte der ÜNB einen zusätzlichen Bedarf an Regelenergie ermitteln.

Grundsätzlich wird durch den Regelenergieabruf die Ausregelung der Speicherenergiemengen gewährleistet, d. h. es kann ein bestehender Mechanismus genutzt werden. Dies gilt während des Engpasses unter der Voraussetzung, dass der ÜNB sicherstellt, dass nicht physische Einheiten die Regelleistung erbringen, die im Netzbereich des Engpasses liegen und den Engpass verstärken.

Der Abruf von Regelenergie kann zu zusätzlichen Kosten beim ÜNB führen. Häufig wird der zusätzliche Abruf aber nicht notwendig sein. Denn wenn das Ungleichgewicht aus den Speichermengen netto das Ungleichgewicht im Gesamtsystem senkt, wird der Bedarf an Regelleistung gesenkt.

Nachteilig an diesem Instrument ist, dass Regelleistung grundsätzlich teuer bzw. teurer als andere Instrumente ist.⁸³ Die Kosten spiegeln sich im Ausgleichsenergiepreis wider. Die Ungleichgewichte, die bei der Ein- und Ausspeicherung entstehen, werden über die Abrechnung von Ausgleichsenergie finanziell abgegolten. Man kann annehmen, dass die Auswirkung auf den Regelenergieabruf begrenzt ist, solange die Speichermengen gering sind. Dadurch werden auch die Ausgleichsenergiekosten begrenzt sein.

Allerdings ist dennoch mit hohen spezifischen Kosten zu rechnen, v. a. wenn man den ex-post Ausgleich des Speichers nicht über Fahrplangeschäfte sondern über Regelenergie abwickelt. Dabei kauft der VNB nach Abklingen des Engpasses Energie zum Wiederauffüllen des Speichers bzw. verkauft eingespeicherte Energie über Ausgleichsenergie, obwohl die Mengen kostengünstiger bzw. erlösbringender über kurzfristige Fahrplangeschäfte im Markt gehandelt werden können.

Ein weiterer Nachteil ist, dass die Möglichkeit zur Prognose der Speichermengen und zur Nutzung vorausschauender und günstiger Instrumente nicht genutzt wird und die Mengen erst in Echtzeit ausgeregelt werden. Zum Beispiel ist die Ausspeicherung – wenn auch begrenzt – zeitlich planbar, da die

⁸³ In der Schweiz zahlt der Bilanzgruppenverantwortliche derzeit $(A + P1) * \alpha1$ bei einer Unterdeckung seiner Bilanzgruppe und erhält $(B - P2) * \alpha2$ bei einer Überdeckung. Die Faktoren $P1$, $\alpha1$, $P2$, $\alpha2$ sind durch Swissgrid festgelegt und führen zu einem asymmetrischen Preissystem. A ist das Maximum aus dem Preis Swissix Day-Ahead Börsenpreis, dem Preis für positive Sekundärregelenergie und dem Durchschnittspreis aller Tertiärabrufe jeweils für die gegebene Viertelstunde. B ist analog festgelegt als das Minimum aus dem Börsenpreis und den entsprechenden Preisen für abgerufene negative Sekundär- und Tertiärregelleistung. (siehe Allgemeine Vorschriften zum Bilanzgruppenvertrag, 01.11.2016, www.swissgrid.ch)



gespeicherte Energie bekannt ist und eine gewisse Flexibilität bis zum nächsten Speicherbedarf besteht. Die Energie kann auch als Fahrplangeschäft in den Markt integriert werden. Insofern erscheinen der Verzicht auf diese Planbarkeit und ein Ausgleich erst in Echtzeit über Regelernergie ungerechtfertigt.

Zudem stellt sich die Frage, wer die Ausgleichsenergiekosten trägt.

- Der VNB ist in der Regel nicht zu anderen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) vergleichbar in dem Sinn, dass er auf 15-Minutenbasis Ausgleichsenergie für Ungleichgewichte im Versorgungsportfolio bezahlen muss. Angesichts dessen könnten die Kosten für die zusätzliche Regelernergie auf alle BGV umgelegt werden. Der VNB würde somit keine Kosten tragen.
- Die zweite Möglichkeit ist, das Ungleichgewicht als Ausgleichsenergie dem VNB zuzuschreiben. Dann würde der VNB dafür aufkommen. Dazu muss der VNB eine Bilanzgruppe führen oder einer zugeordnet werden.

Hierbei könnte man die Ausgleichsenergie zum einen seiner Differenzbilanzgruppe zuzuordnen. In der Differenzbilanzgruppe werden häufig mehrere Posten vereint, wie z. B. nicht den Lieferanten zuordenbare Ausgleichsenergiemengen bei der Belieferung von Lastprofilkunden, Leitungsverluste oder ähnliches. Der Vorteil ist, dass keine neue Bilanzgruppe aufgesetzt werden muss. Der Nachteil ist, dass die Kosten nicht von anderen Kosten des VNB getrennt werden (wie z. B. Beschaffung von Verlustenergie⁸⁴) und möglicherweise auf andere Systemnutzer gewälzt werden, als dies der Fall wäre, wenn die Kosten in einer separaten Bilanzgruppe geführt würden.

Alternativ zu der Differenzbilanzgruppe könnte dem VNB auferlegt werden, für die Speichermengen eine separate Bilanzgruppe zu führen. Dies ist vorteilhaft für die Transparenz und die Kostenwälzung. Es ist allerdings mit einem erheblichen Aufwand verbunden, da diese angemeldet und geführt werden muss (z. B. über Fahrplananmeldungen). Gemessen an der Grösse der Bilanzgruppe entstehen vermutlich hohe spezifische Kosten dafür.

- Die dritte Möglichkeit besteht darin, das Ungleichgewicht auf einen ausgewählten Dritten zu übertragen. Dieser übernimmt dann die Ausgleichsenergiekosten gegen eine entsprechende Vergütung durch den VNB. Der VNB profitiert unter Umständen von dem Portfolioeffekt des Dritten, der dafür sorgt, dass in manchen Situationen die Ausgleichsenergie des Dritten und des VNB sich teilweise ausgleichen. Diese Alternative wird als Möglichkeit des Instruments «Bereitstellung von Flexibilität durch einen definierten Marktteilnehmer» unten näher ausgeführt.

4.3.2 Direkter Zugriff auf Flexibilität von Marktteilnehmern

Um das Ungleichgewicht im Gesamtsystem in Echtzeit auszugleichen, ist es denkbar, dass der VNB Flexibilitätsquellen direkt anweist, Quellen die sich ausserhalb des vom Engpass betroffenen Netzbereiches während des Engpasses die fehlende Energie bereitzustellen (Engpass durch dezentrale Einspeisespitzen verursacht; Speicher nimmt dezentrale Einspeisung auf) bzw. überschüssige Energie abzunehmen (Engpass durch Spitzenlast verursacht; Speicher ermöglicht Abdeckung der Spitzenlast). Angelehnt an das klassische Mittel zum operativen Engpassmanagement, würde der VNB dazu bestimmte Erzeuger (oder

⁸⁴ In Deutschland werden der Differenzbilanzgruppe auch Kosten für Ausgleichsenergie zugeordnet, die bei der Beschaffung von nicht lastgemessenen Kunden über standardisierte Lastprofile anfallen.



auch Verbraucher) anweisen, ihre Erzeugung hochzufahren bzw. ihren Verbrauch zu senken. Dieses Mittel ist zum einen während des Engpasses einsetzbar.

Der Teilnehmer an dieser Massnahme könnte sich bei jedem Speichereinsatz ändern. Dieses Instrument ist gedanklich an den heutigen Einsatz von Redispatch durch den ÜNB angelehnt.⁸⁵

Der VNB muss dazu Flexibilitätsquellen identifizieren. Vorteilhaft ist, dass der VNB selbst sicherstellen kann, dass nur Flexibilität eingesetzt wird, die sich nicht nachteilig auf den Engpass auswirkt, d. h. diesen nicht vergrössert oder verlängert.

Da der VNB allerdings keinen Einblick in den Einsatz von entfernteren Flexibilitätsquellen hat, begrenzt das Instrument die Flexibilitätsquellen auf die, die sich in unmittelbarer Umgebung zum Engpass befinden. Dies hat folgende Nachteile:

- Erstens können die Effektivität und Kosteneffizienz beeinträchtigt sein, d. h. der VNB muss nicht immer Flexibilität finden oder findet diese nur zu hohen Kosten. Denn die Flexibilität könnte auch bereits z. B. am Regelenenergiemarkt kontrahiert sein.
- Zweitens kann sich die lokale Beschränkung auch aus Wettbewerbs- und Kostengründen nachteilig auswirken, da nur wenige Quellen in Frage kommen, die eine begrenzte Flexibilität haben können.
- Drittens ist der direkte operative Eingriff in die Erzeugung und den Verbrauch äusserst problematisch zu sehen und bedarf zusätzlicher Kriterien.
- Viertens könnte der VNB durch Antizipation der im Engpass auftretenden Energiemengen und durch Fahrplangeschäfte Kostenvorteile erzielen.

Zudem führt der Einsatz von Flexibilität hier dazu, dass der VNB ähnliche Aufgaben übernimmt wie der ÜNB heute. Es ist zu prüfen, inwieweit zur Engpassbewirtschaftung dem VNB ähnliche Aufgaben und Möglichkeiten wie dem ÜNB bereits heute gegeben sind oder zukünftig übertragen werden sollten.

- Theoretisch ist auch denkbar, dass der VNB dieses Instrument nach Abklingen des Engpasses einsetzt, um die gespeicherten Mengen ins System zu integrieren bzw. die im Speicher dann fehlenden Mengen zu beschaffen. Ex-post kommen alle Flexibilitätsquellen unabhängig ihres Orts in Betracht, um den Speicherfüllstand auszugleichen. Es ist aber nicht verständlich, warum der VNB nach Abklingen des Engpasses nicht auf vermutlich günstigere Marktinstrumente und somit Fahrplangeschäfte zurückgreift, um den Speicherfüllstand auszugleichen. Dadurch sind hohe spezifische Kosten zu erwarten.

4.3.3 Fahrplangeschäfte

VNB handelt Energie am Grosshandelsmarkt

Steht dem VNB der Zugang zum Grosshandelsmarkt (OTC, Börse) offen, könnte er versuchen, über kurzfristige Handelsprodukte einen Ausgleich bei der Ein- und Ausspeicherung zu erreichen. In der Schweiz steht dazu der kontinuierliche Handel von 15-Minuten- und Stundenprodukten an der EPEX Spot zur

⁸⁵ Im Unterschied zum klassischen Redispatch, bei dem der Netzbetreiber Flexibilität von Marktteilnehmern sowohl im vom Engpass betroffenen Netzgebiet als auch ausserhalb davon einsetzt, würde der VNB hier die Flexibilität am Engpass in Form des Speichers selbst einbringen.



Verfügung. Dieses Verfahren wird von den deutschen ÜNB bei der Vermarktung von prognostizierten Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien, die ihnen zugeordnet werden, seit Jahren angewandt.

Der Börsenhandel kann sowohl für den Mengenausgleich ex-ante und ex-post genutzt werden.

- Einerseits könnte der VNB nach Abklingen des Engpasses den Speicher wieder füllen bzw. Speichermengen veräußern, die beim Engpass aus- bzw. eingespeichert wurden. Bis zum nächsten Engpass bietet sich ihm dafür ein bestimmtes Zeitfenster, wobei er wohl auf den Intraday-Handel beschränkt ist, wenn Netzengpässe an der Tagesordnung sind.
- Der VNB kann aber auch den D-1 Markt und den Intraday-Markt des Vortages nutzen, um die prognostizierte Speicherenergie, die im Zusammenhang mit dem voraussichtlichen nächsten Engpass steht, zu handeln. Dadurch kann er die während der Zeit des Engpasses erwartete Energiemengen bereits ex-ante soweit wie möglich durch ein Gegengeschäft ausgleichen. Durch dieses Fahrplangeschäft kann er die Notwendigkeit von kurzfristigen Massnahmen in Echtzeit reduzieren.

Der VNB ist auf den liquiden Handel mit kurzfristigen Produkten angewiesen. Dies ist an der EPEX Spot im Zug des Zubaus von Solar PV und Windkraft in Mittel- und Westeuropa mehr und mehr erfüllt. Somit ist für den VNB das Mengenrisiko gering, kein Handelsgeschäft in ausreichender Höhe tätigen zu können.

Allerdings ist dieses Instrument mit folgenden Nachteilen und Einwänden bzgl. der Effektivität verbunden:

- Die Mindest- bzw. Standardgröße von Handelskontrakten können die Speichermengen übersteigen, sofern letztere sehr klein sind.
- Zudem ist der Handel immer mit einer gewissen Vorlaufzeit verbunden. Insbesondere wenn er Mengen schon ex-ante ver- bzw. einkauft, die erst beim Engpass anfallen, verbleibt immer ein Mengenrisiko, d. h. der VNB über- oder unterdeckt mit Handelsprodukten die Menge an Speicherenergie. Diese Differenzmengen müssten weiterhin bewirtschaftet werden und in Echtzeit durch andere Mechanismen ausgeglichen werden. Allerdings ist dieses Risiko begrenzt, da die Vorlaufzeit für Handelsgeschäfte und für Fahrplankorrekturen gering ist. Kauft oder verkauft der VNB hingegen die während des Engpasses aus- bzw. eingespeicherten Mengen ex-post erst wenn er Klarheit über den Speicherfüllstand hat und nicht schon vorher, hat er Gewissheit über die Mengen.
- Die Mengenbewirtschaftung insbesondere ex-ante verlangt einen gewissen Aufwand für möglichst gute Prognosen des Engpasses der Höhe (Leitung, Energie) und der Zeit (Zeitpunkt und Dauer) nach.
- Der eigene Handelszugang ist für den VNB mit relevanten einmaligen und variablen, mengenabhängigen Kosten verbunden. Beispielsweise muss er Personal vorhalten, um den Intraday-Handel abzuwickeln. Durch die eventuell geringen Mengen, die vom VNB umgesetzt werden, ist mit hohen spezifischen Kosten zu rechnen. Diese Kosten können durch Delegation und Auslagerung an Handelshäuser gesenkt werden.
- Der VNB muss über eine Handelsbilanzgruppe Bestandteil des Bilanzierungssystems werden. Allerdings kann er den Aufwand begrenzen, indem er diese Geschäfte in die Bilanzgruppe eines anderen Marktteilnehmers integrieren könnte und nicht selbst eine eigene Bilanzgruppe führen müsste.
- Nachteilig ist auch, dass der VNB nicht kontrollieren kann, dass die eventuell mit dem Handelsgeschäft einhergehende Leistungsreduktion oder -erhöhung durch physische Einheiten im

Portfolio des Handelspartners erbracht werden, die im engpassbefallenen Netzbereich liegen. Dadurch könnte der Engpass verstärkt werden und das Leistungsdefizit bzw. der -überschuss im restlichen Stromsystem nicht ausgeglichen wird.

Das grösste Hindernis stellt womöglich die Tatsache dar, dass der VNB zum Händler und damit direkter Marktteilnehmer wird. Hierdurch entstehen für den VNB Diskriminierungsanreize und Konflikte mit den Entflechtungsvorgaben. Allerdings mag dies akzeptabel sein, solange die Speicherenergiemengen (noch) klein sind.

Wälzung auf mehrere Dritte

Theoretisch besteht auch die Möglichkeit, die Energiemengen auf eine Vielzahl an Marktteilnehmer zu streuen, z. B. Vertriebsunternehmen. Diese wären gezwungen, die voraussichtlichen (ex-ante) und tatsächlichen (ex-post) Speichermengen in die Versorgung in ihrem Portfolio einzuplanen und damit in bestimmten Stunden etwas mehr bzw. weniger Energie für ihre Kunden am Markt zu beschaffen. Dieses Instrument ist grundsätzlich für den Mengenausgleich ex-ante und ex-post anwendbar. Beispielsweise ist es möglich, bei Abklingen eines erzeugungsgetriebenen Engpasses, während dessen Energie eingespeichert wurde, die Energie auf mehrere Dritte aufzuteilen.⁸⁶

Allerdings weist das Instrument erhebliche Nachteile bzgl. verschiedenerer Kriterien auf:

- Die Kurzfristigkeit und Volatilität, mit der die Speicherenergiemengen auftreten erschweren die Anwendbarkeit. Dazu müssten alle Betroffenen eigene Flexibilität einsetzen oder Fahrplangeschäfte durchführen.
- Je grösser der Kreis an Marktteilnehmern ist, die sich daran beteiligen müssen, umso grösser wird die Komplexität des Verfahrens, obwohl die zu verteilenden Energiemengen sehr begrenzt sein können. Dies kann zu spezifisch hohen Transaktionskosten führen.
- Zum anderen wird die Verantwortung ausgelagert und damit auf andere Marktteilnehmer verschoben.
- Zudem weist das Instrument hohe rechtliche Hürden zur Implementierung des Wälzungsmechanismus und zur Ausgestaltung der Informationsprozesse auf.
- Sollen Mengen aus mehreren Speichern zusammengeführt werden, braucht es einen zentralen Koordinationsmechanismus und Informationsaustausch.

Aufgrund dieser Nachteile schliessen wir diese Alternative aus.

4.3.4 Bereitstellung von Flexibilität durch einen definierten Marktteilnehmer auf der Grundlage eines bilateralen Vertrags mit dem VNB

Um die Speichermengen systemkonform einzubinden, ist es denkbar, dass sich der VNB einen Vertragspartner aussucht, der immer Flexibilität in Netzengpassfällen bereitstellt.

⁸⁶ Dieses Instrument ist z. B. an den früheren EEG-Wälzungsmechanismus zur Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland über Quoten, die den Lieferanten entsprechend dem Verbrauch ihrer Kunden zugeordnet werden, angelehnt.



Im Engpassfall muss die Flexibilität aus Quellen kommen, die nicht im vom Engpass betroffenen Netzbereich liegen. Nach Abklingen des Engpasses kann Flexibilität uneingeschränkt genutzt werden. Dadurch stehen dem VNB prinzipiell viele Marktteilnehmer zur Verfügung.

Je nach Vertragsbasis zwischen dem VNB und dem Vertragspartner ist dadurch eine Mischung aus den vorgenannten Instrumenten möglich. Im besten Fall verfügt er über alle nachfolgenden Mittel.

- Hierbei kann es sich um einen Marktteilnehmer handeln, der (im besten Fall) über eigene physische Flexibilität verfügt (Speicher, virtuelles Kraftwerk, Last, Erzeugung);
- Er kann die Mengen auch in seine AE «laufen» lassen.
- Denkbar ist auch, dass er die Mengen über kurzfristige Handelsgeschäfte ausbilanziert.

Je nach Vertragsbasis kann der Dritte nur die Verantwortung für Restmengen oder für die gesamte Speicherenergie übernehmen. Im ersten Fall führt der VNB z. B. ex-ante Handelsgeschäfte durch, um damit die Energiemengen während des Engpasses bereits vorab auszugleichen. Die Restmengen, die aus der Prognoseungenauigkeit in Echtzeit übrigbleiben, muss dann der Dritte ausgleichen. Im zweiten Fall übernimmt der Dritte auch den möglichst guten Ausgleich der in Echtzeit zu erwartenden Speichermengen schon bevor der Engpass entsteht. In beiden Fällen wird der Speicher mit den entsprechenden Mengen über eine Sub-Bilanzgruppe der Bilanzgruppe des Dienstleisters zugeordnet.

Grundsätzlich stehen mit diesem Instrument dem VNB alle Flexibilitätsquellen und -anbieter des Schweizer Strommarkts zur Verfügung. Damit sollte die Effektivität des Instruments gegeben sein. Da die Speichermengen bei vielen VNB klein sind, sollten sie umso weniger ein Problem für den Flexibilitätsanbieter darstellen, je grösser sein Flexibilitätsportfolio ist. Der Marktteilnehmer kann die Mengen in sein eigenes Portfolio integrieren, Risiken streuen und damit die Transaktionskosten im Vergleich zum VNB senken.

Auch beim Speicherausgleich ex-post, d. h. dem Verkauf von eingespeicherten bzw. dem Nachkauf von ausgespeicherten Mengen, kann der Dienstleister die insgesamt betroffene Energiemenge vermutlich am kostengünstigsten in den Markt integrieren.

Der Vertragspartner kann vor / zu jeder Ein- oder Ausspeicherung neu gesucht werden. Vorzuziehen ist allerdings, dass der Flexibilitätsanbieter einmalig vorab (z. B. über eine Ausschreibung) ausgewählt wird und nicht dauernd wechselt. Ein Vorteil davon ist, dass der gleiche Vertragspartner die Flexibilität nicht nur während des Engpasses zur Verfügung stellt (Gegengeschäft zur Ein- bzw. Ausspeicherung), sondern auch ex-post, um den Speicherstand auszugleichen. Über eine solche kombinierte Ausschreibung für Flexibilität können dann die Transaktionskosten für die Speicherenergie im Vergleich dazu gesenkt werden, dass während und nach dem Engpass unterschiedliche Akteure die notwendige Flexibilität liefern.

Beschafft der VNB Flexibilität über einen bilateralen Vertrag mit einem ausgewählten Dritten, ist darin nicht notwendigerweise der zusätzliche marktorientierte Einsatz eines Speichers inbegriffen. Diesen könnte der VNB selbst vornehmen oder an einen Vierten auslagern. In beiden Fällen ist jedoch mit einem unverhältnismässig hohen zusätzlichen Aufwand für Koordination und Informationsaustausch zu rechnen. Insofern sollte der mit der Bereitstellung von Flexibilität während und nach dem Engpass vertraute Dritte auch die sonstige Speichervermarktung übernehmen.

Nachteilig an diesem Instrument ist, dass es einen zusätzlichen Informationsaustausch voraussetzt. Dieser ist umso grösser, je vorausschauender und kostengünstiger der Speicher bewirtschaftet werden soll. Dieser betrifft die vermutlich ein- bzw. auszuspeichernde Energie während des Engpasses, die tatsächlich ein- bzw. ausgespeicherte Energie nach Abklingen des Engpasses, aber auch den vermutlich nächsten Speichereinsatz / Netzengpass. Je mehr Informationen der VNB dem Dritten über den vermutlich nächsten



Engpass zur Verfügung stellt, umso eher kann dieser präventiv Flexibilität einplanen und Fahrplangeschäfte umsetzen. Daran kann der VNB durch geringere Kosten für die Flexibilität partizipieren.

Aufgrund der geringen Mengen bei kleinen Speichern, bei seltenem Einsatz oder aufgrund der begrenzten Laufzeit der Übereinkunft, kann es aber passieren, dass nur geringes Interesse im Markt besteht, einen bilateralen Vertrag mit dem VNB abzuschliessen und die Informationsinfrastruktur aufzubauen. Der Beschaffungsvertrag könnte damit geringem Wettbewerb und höheren Kosten unterliegen.

Zudem muss der VNB vertraglich und über ein Monitoring-System sicherstellen, dass ein engpassverlängernder oder engpasserhöhender Einsatz von Flexibilität durch den Dienstleister unterbleibt. Dies ist dann der Fall, wenn der Flexibilitätsanbieter physische Anlagen einsetzt, die sich in Echtzeit negativ auf den Engpass auswirken.

4.3.5 Zwischenfazit und Empfehlungen

Die folgende Tabelle 4-3 fasst die Bewertung der fünf regulatorischen Optionen zur Speicherbewirtschaftung anhand der zu Beginn des Kapitels vorgestellten Bewertungskriterien zusammen. Aufgrund der Vor- und Nachteile der verschiedenen Instrumente kommen wir zu folgender Einschätzung.

Die Nutzung von Flexibilität von einem / wenigen ausgewählten Anbieter(n) erscheint aus unserer Sicht besonders geeignet, das notwendige Mass an zusätzlicher Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Dies gilt nicht nur sobald in der Schweiz grössere Speicherenergiemengen aus netzeigenen Speichern in das System ein- und ausgespeichert werden, sondern bereits für kleinere Mengen. Mit diesem Beschaffungsverfahren ist die Erwartung verbunden, dass durch den Portfolioeffekt beim Flexibilitätsanbieter und durch die Möglichkeit, verschiedene Instrumente zu nutzen (eigene Flexibilität, Intraday-Markt, Aussteuern der eigenen Bilanzgruppe zur Vermeidung von Ausgleichsenergie, oder ähnliches), die spezifischen Kosten der Systemintegration der Speicherenergiemengen sinken. Die Ausschreibung sollte wie folgt erfolgen:

- Der Flexibilitätsanbieter müsste einmalig vorab (z. B. über eine Ausschreibung) ausgewählt werden und nicht dauernd wechseln.
- Er sollte diskriminierungsfrei und wettbewerblich bestimmt werden. Eine lokale Beschränkung der Anbieter / Quellen ist nicht erforderlich und sinnvoll.
- Die Beschaffung sollte die gekoppelte Bereitstellung von Flexibilität während und nach dem Engpass inkludieren.
- Der VNB kann durch die Prognose der Dauer und Intensität und des Zeitpunkts des Engpasses und den Informationsaustausch mit dem Dritten dafür sorgen, dass eher kostengünstigere Fahrplangeschäfte und Flexibilitätsquellen durch den Dritten genutzt werden.
- Dieses Instrument sollte mit Anforderungen an die Netzdienlichkeit verknüpft werden. Der Einsatz von physischen Quellen, die engpassverlängernd oder vergrössernd wirken, sollte ausgeschlossen sein. Dies kann durch Informationsaustausch zum erwarteten lokalen Umfang der Engpassereignisse bei der Ausschreibung und durch Monitoring während / nach dem Engpass durch den VNB bzw. einen Nachweis durch den Dritten gewährleistet werden. Zudem muss der Speicher immer zuerst Netzengpässen dienen und verfügbar sein. Dazu ist es hilfreich, dass der VNB dem Dritten Informationen zum maximal zur Verfügung stehenden Zeitfenster bis zum nächsten



erwarteten Engpassfall und zum aktuellen Speicherfüllstand zeitnah nach dem letzten Engpass zur Verfügung stellt.⁸⁷

Die Umsetzung dieses Instruments führt dazu, dass der VNB zwar weiterhin den Speicher betreibt und steuert. Der Mengenausgleich in Echtzeit und die Marktintegration der Speichermengen ex-post wird jedoch nicht aktiv durch den VNB selbst, sondern im Wesentlichen von einem Dritten gewährleistet.

Den anderen Möglichkeiten, die analysiert wurden wie Regel- und Ausgleichsenergie, die direkte physische Steuerung von Anlagen Dritter in Echtzeit durch den VNB oder Grosshandelsmarktgeschäfte durch den VNB sollten nur nachrangig berücksichtigt werden.

- Die Wälzung über Ausgleichsenergie hat den Vorteil, dass die Speichermengen über einen bestehenden und funktionierenden Mechanismus integriert werden und dieser Mechanismus sich zur Koordination einer Vielzahl von Marktteilnehmern bewährt hat. Allerdings sind relativ hohe spezifische Kosten bezogen auf die Netzgrösse des VNB und die Speichermengen zu befürchten; dies erscheint nur hinnehmbar, solange die Speicherenergiemengen gering sind. In jedem Fall sollte vor allem zum Speicherausgleich ex-post auf Fahrplangeschäfte statt auf teure Ausgleichsenergie zurückgegriffen werden.
- Der direkte Handelszugang durch den VNB trifft auf wesentliche rechtliche und operative Bedenken. Der Handelszugang bedeutet eine starke Ausweitung der Befugnisse des VNB und ist vermutlich mit hohen spezifischen Kosten verbunden, es sei denn die Mengen werden wiederum in ein grösseres Vermarktungsportfolio eingebunden. Zudem ist dieses Instrument bei einem bilateralen Vertrag mit einem Flexibilitätsanbieter allenfalls implizit enthalten, da der Anbieter in der Regel bereits direkt oder indirekt über einen Handelszugang verfügt.

Wird dennoch davon Gebrauch gemacht, sollten Portfolioeffekte und Skaleneffekte bei Händlern genutzt werden, indem z. B. durch eine Ausschreibung eines Dienstleistungsvertrags der Händler vorausgewählt wird und der VNB seine Speichermengen über diesen dann abwickelt; nicht bevorzugt wird der direkte Handelsmarktzugang durch den VNB

- Die direkte Anweisung von Flexibilitätsquellen in Echtzeit ist grundsätzlich als problematisch zu erachten. Zudem wird wie bei Regel- und Ausgleichsenergie der Vorteil der Planbarkeit des Speicherausgleichs ex-post nicht genutzt, um die Kosten durch Fahrplangeschäfte zu senken.

⁸⁷ Dies ist auch eine Voraussetzung zur besseren erlös- bzw. kostenoptimalen Marktintegration der Speichermengen.

Tabelle 4-3: Bewertung verschiedener Verfahren zur Bewirtschaftung netzeigener Speicher

Massnahme	Kosten-effizienz	Praktika-bilität	Transparenz	Wechselwirkungen
Abruf von Regelenergie durch ÜNB; Verrechnung von Ausgleichs-energie	-	0	+	Schränkt Freiheitsgrade von Vertriebs- unternehmen ein
Direkte Anweisung von Flexibilitätsquellen <u>nach</u> dem Engpass (Art Redispatch)	-	-	-	Vermutlich Beschränkung auf Quellen in der Nähe des Engpasses → Wettbewerb
VNB handelt Energie am Grosshandelsmarkt	0	0	+	Je nach Art und Umfang Diskriminierungspotential und Auswirkungen auf Wettbewerb am Grosshandelsmarkt
Wälzung auf mehrere Dritte	-	-	-	
Bilateraler Vertrag: VNB beschafft / veräussert Energie von / an einen definierten Abnehmer / Broker (z.B. Speicherbetreiber)	+	+	-	Je nach Art und Umfang Auswirkungen auf Regel- und Ausgleichs-energiepreise

4.3.6 Zusätzliche Regulatorische Vorgaben zu den Preisen für Speicherenergie

In Ergänzung der zuvor diskutierten Ansätzen für die Einbindung der Speicherenergiemengen in das Stromsystem, könnte prinzipiell erwogen werden, zusätzliche regulatorische Vorgaben zu den Preisen der bei der netzdienlichen Speicherbewirtschaftung eingesetzten Speicherenergie zu treffen. Zusätzliche regulatorische Vorgaben bei der Speicherbewirtschaftung könnten potentiell eine höhere Kostenkontrolle und eventuell eine vereinfachte Kostenprüfung ermöglichen, sowie das Potential von Quersubventionen reduzieren. Eine Regulierung der Preise für Speicherenergie könnte insbesondere dann in Betracht gezogen werden, wenn die Kosteneffizienz netzeigener Speicher nicht bereits (teilweise) über wettbewerbliche Verfahren sichergestellt werden kann, ergo wenn die Bewirtschaftung des Speichers beim Netzbetreiber verbleibt.

Bemessung des Werts der zusätzlichen Flexibilität als Grundlage einer etwaigen Preisregulierung

Die Flexibilität, die zum Ausgleich von Fehlmengen im System während des Engpasses benötigt wird, hat den Charakter von kurzfristiger positiver / negativer Leistung ähnlich Regelleistung oder der kurzfristigen Leistungsanpassung bei Redispatch. Der Bedarf tritt kurzfristig auf, schwankt zeitlich und ist nur begrenzt

prognostizierbar. Insofern hat die Flexibilität bei der Bereitstellung der benötigten Energie einen Wert ähnlich zu dem von zusätzlicher Leistung bei Redispatch oder Regelenergie.

Sobald die Netzengpasssituation vorbei ist bzw. der Speicher voll / leer ist, ist es möglich, die fehlende oder zusätzliche Speicherenergie z. B. über standardisierte Handelsprodukte am Intraday-Markt auszugleichen. Das zur Veräusserung verfügbare Zeitfenster wird durch den geschätzten Zeitpunkt des nachfolgenden Engpasses vorgegeben. Dieses Zeitfenster kann zur Optimierung der Erlöse genutzt werden, wird jedoch durch die Erzeugung- und Lastsituation lokal (z. B. Art der dezentralen Erzeugung) beeinflusst. Die Erlöse unterliegen somit erheblichen Schwankungen durch das verfügbare Zeitfenster und durch die Intraday-Preise (ID-Preise), die v. a. aufgrund wechselnder Gegebenheiten bei volatiler Erzeugung und Last im Tagesverlauf im Gesamtsystem bestimmt werden. Die Optimierung der Erlöse setzt eine gute Prognose der Engpassenergiemengen, des Auftretens der Engpässe und der ID-Preise voraus.

Die nachfolgende Darstellung fasst die wesentlichen Eigenschaften bei der Bewertung des Preises / Werts der Flexibilität je nach Zeitpunkt des Einsatzes und dem gewählten Instrument zusammen. Diese Eigenschaften könnten Grundlage für eine gesonderte Preisregulierung für die zusätzlich notwendige Flexibilität im Engpassfall sein.

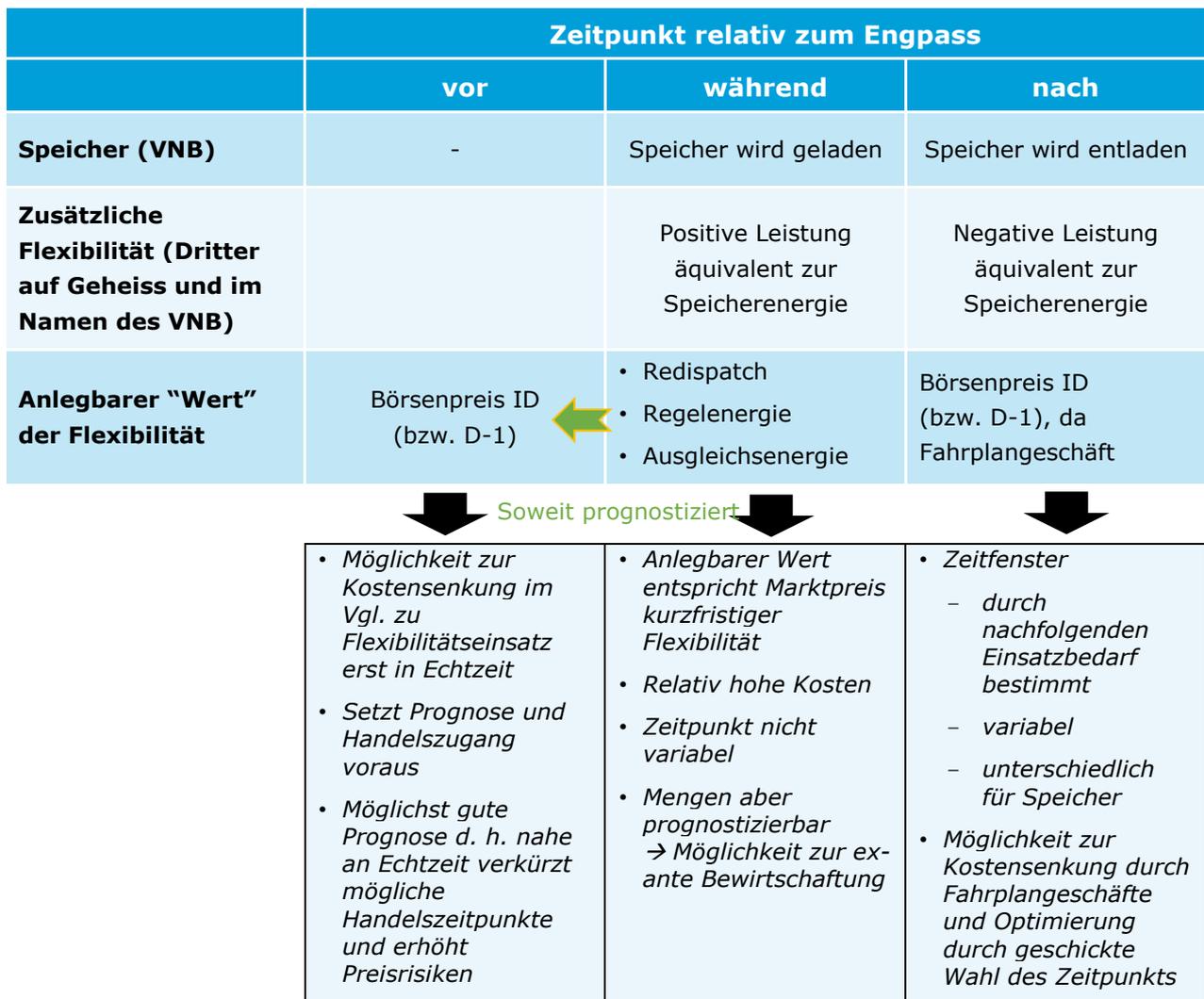


Abbildung 4-6: Speichereinsatz durch VNB und Flexibilitätseinsatz durch Dritten sowie anlegbarer Wert der zusätzlichen Flexibilität am Beispiel des erzeugungsgetriebenen Netzengpasses

Übersicht zu Möglichkeiten der Preisregulierung

Zur regulatorischen Festsetzung eines «Preises» für notwendige Flexibilität während und nach dem Engpass kommen grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten in Frage. Diese sind in der Grafik unten skizziert.

Grundsätzlich bieten sich zwei mögliche Bezugspunkte. Es wird regulatorisch entweder

- direkt der Beschaffungs- bzw. Veräusserungspreis für netzdienlich eingesetzte Speicherenergie, oder
- der anrechenbare Preis für netzdienlich eingesetzte Speicherenergie

vorgegeben.

Daneben besteht noch die Möglichkeit für den Regulierer, den regulierten Kostensatz in folgender Form festzulegen:

- als Nominalpreis (z.B. in CHF / MWh) oder variabel (z.B. als Funktion des zugrundeliegenden Marktsegments, das zur Systemintegration der Speichermengen genutzt wird)
- entweder getrennt für den Ankauf von Flexibilität bei Einspeicherung und den Verkauf der Speichermengen oder bezogen auf den Spread zwischen beiden Geschäften

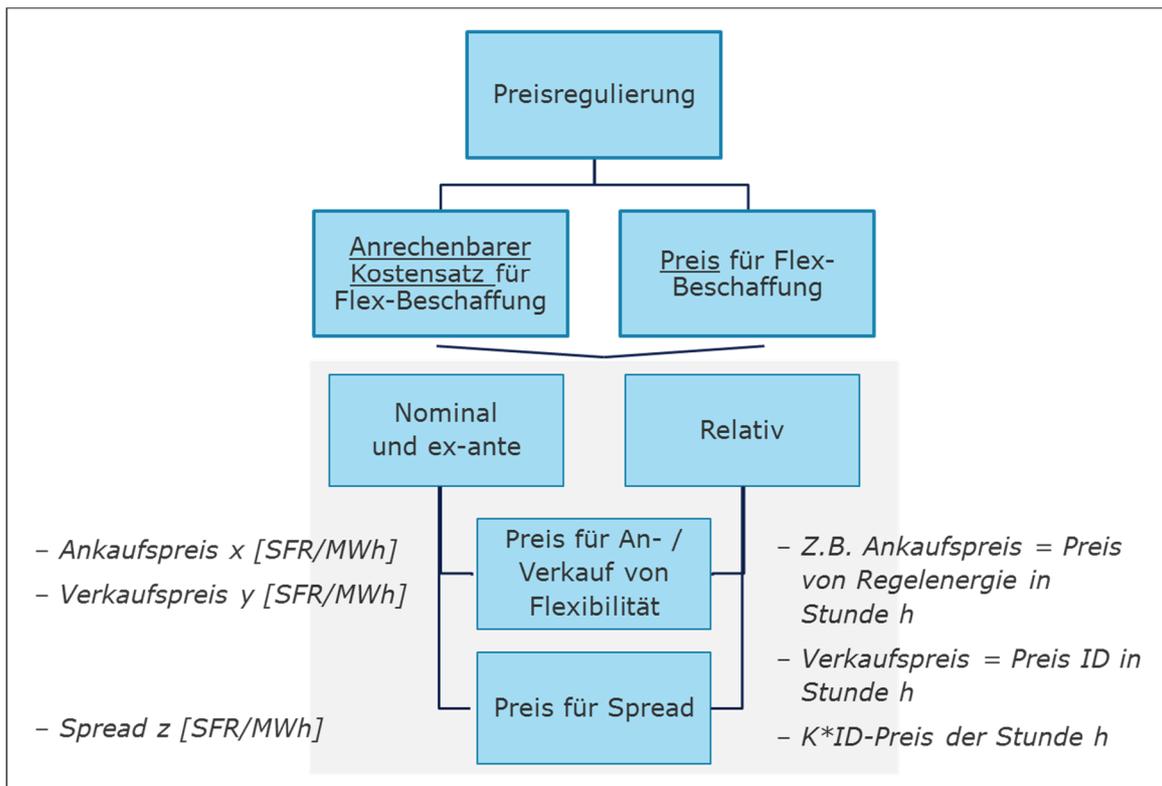


Abbildung 4-7: Möglichkeiten zur regulatorischen Festsetzung eines „Preises“ für notwendige Flexibilität während und nach dem Engpass

Bewertung der Ansätze einer zusätzlichen Preisregulierung

Bedarf und Anwendbarkeit regulatorischer Vorgaben zum Kostensatz

Zunächst sollte bedacht werden, dass je nach gewähltem Instrument zur Systemintegration der Energiemengen die direkte Preisregulierung nicht anwendbar sein kann. Dies trifft auf die Instrumente zu, bei denen das Verfahren und / oder der Preis bereits reguliert werden oder sich anhand von Marktmechanismen bilden und somit nicht vom VNB beeinflussbar sind (AE, ID-Preis). Auch die Vorgabe eines durchschnittlichen Preises als Zielwert erscheint u. a. aufgrund der sehr volatilen Struktur der Regelernergie-, AE- und ID-Preise eher nicht angebracht.

Regulierung des anrechenbaren Kostensatzes bzw. des Beschaffungspreises für Flexibilität⁸⁸

Legt der Regulierer den *anrechenbaren Kostensatz* für den Ver- bzw. Ankauf der Flexibilität im Zusammenhang mit der Speicherenergie fest, unterscheiden sich möglicherweise die tatsächlichen und anrechenbaren Kosten des VNB. Dies bietet den Anreiz für den VNB, die tatsächlichen Kosten niedrig zu halten, wenn er dadurch eine zusätzliche Rendite erzielen kann. Dies setzt voraus, dass der VNB Möglichkeiten / die Freiheit und den Anreiz hat, das Beschaffungsverfahren und -ergebnis zur Beschaffung der Flexibilität zu beeinflussen und zu optimieren. Werden die regulierten Preise, d.h. anrechenbaren Kosten, (zu) niedrig angesetzt, wird der VNB evtl. kaum Flexibilitätsanbieter finden, die zu dem vom VNB gewünschten Preis Flexibilität bereitstellen. In diesem Fall kann der VNB die Flexibilität entweder zu höheren Preisen erwerben, als regulatorisch anerkannt werden. Dies hat zur Konsequenz, dass der VNB mit dem Speichereinsatz Verluste einfährt, obwohl diese nicht bzw. kaum von ihm beeinflusst werden können. Oder der VNB entscheidet sich aufgrund der zu erwartenden Verluste gegen einen Speichereinsatz und für den Einsatz alternativer Massnahmen zur Engpassvermeidung. Liegen die anrechenbaren Preise (zu) hoch, erzielt der VNB bzw. der Flexibilitätsanbieter eine zu hohe zusätzliche Rendite.

Entscheidet sich der Regulierer dazu, den *Preis für den An- und Verkauf* von Flexibilität bzw. Energie im Zusammenhang mit der Ein-/ Ausspeicherung direkt vorzuschreiben, erkennt der Regulierer die daraus entstehenden Kosten an. Sie gehen dann gänzlich ohne weitere Effizienzprüfungen in die Netznutzungsentgelte ein. Ein Beispiel für dieses Vorgehen ist die regulatorisch festgesetzte Kompensation der Teilnahme an Redispatch, wozu insbesondere Kraftwerke am Übertragungsnetz durch Swissgrid herangezogen werden.⁸⁹ Auch dieser Ansatz birgt jedoch Risiken. Sind die regulierten Preise für den Ankauf von Flexibilität zu hoch angesetzt, realisiert der VNB hieraus zwar keine zusätzlichen Gewinne, es entstehen jedoch zu hohe Kosten (die von denen nur die Anbieter von Flexibilität profitieren). Ist der Preis hingegen zu niedrig angesetzt, findet der VNB womöglich keine Anbieter; diesen kann er auch nicht unterbieten, selbst wenn er bereit wäre, temporäre Verluste in Kauf zu nehmen. Dies gilt äquivalent auch für den Verkauf der Speicherenergiemengen.

Vorgaben eines nominalen oder relativen Kostensatzes für die beschaffte Flexibilität

Der Nominalwert für die Flexibilität (entweder getrennt für positive und negative Leistung während bzw. nach dem Engpass oder für den Spread) müsste vom Regulierer ex-ante bestimmt werden. Dazu müsste er je nach Speicher die mögliche Nutzung im Engpassfall abschätzen (Ort, Intensität, Zeitpunkte, Dauer) und die Mengen mit Referenzpreisen belegen (siehe Abbildung 4-7 oben). Letztere müsste er mit Hilfe von Marktmodellierung-Tools für den vorausliegenden Zeitraum abschätzen. Beispielsweise müsste er den ID-

⁸⁸ In diesem Kontext wieder gemeint: Flexibilität vor, während und nach Engpass zur Speichermengensbewirtschaftung und Ausgleich des Systemungleichgewichts.

⁸⁹ Vgl. „Anhang 5 – Massnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs“ zu den „Betriebsvereinbarungen KWB“ zwischen Swissgrid und Kraftwerken.



Preis zu ausgewählten Zeitscheiben (z.B. zwischen 10-20 Uhr) abschätzen, um daraus die Kosten und Erlöse aus der Speichermengenbewirtschaftung annähernd zu ermitteln. Dann müsste er den regulierten Referenzpreis festlegen (z.B. erwarteten Durchschnittspreis).

Unabhängig von dem Ansatz einer möglichen Preisregulierung wird aus unserer Sicht ein fester, nominaler Wert der vorliegenden Problematik aber nicht gerecht. Der nominalisierte Kostensatz verspricht zwar ein einfaches Monitoring und einfache Anreize für den VNB. Allerdings sprechen mehrere Gründe dagegen:

- Für den Regulierer ist der Wert / Preis / Kostensatz aufgrund der Volatilität der Preise in den Marktsegmenten, die für die Einbindung der Speichermengen in Betracht gezogen werden, kaum voraussehbar und zugleich schwierig zu bestimmen.
- Zum anderen sind die Mengen und Zeitpunkte, in denen die Speichermengen auftreten, und die Zeitfenster, die zur Ausspeicherung zur Verfügung stehen, vermutlich sehr unterschiedlich für die VNB. Dies müsste die Kalkulation des regulierten Kostensatzes berücksichtigen, um den unterschiedlichen Voraussetzungen der VNB-Speicher gerecht zu werden.

Ein relativer Kostensatz berücksichtigt die geringen Einflussmöglichkeiten des VNB auf Marktpreise. Zugleich hilft die Vorgabe von Maximal- und Minimalwerten, die Kosten annähernd zu beziffern und zu begrenzen. Zum Beispiel könnte gefordert werden, dass während des Engpasses kurzfristig zur Verfügung gestellte positive Leistung maximal zum Preis von Regelenergie oder Redispatch zwischen dem VNB und dem Flexibilitätsanbieter abgerechnet werden darf.

Allerdings ist beide Ansätze der Nachteil, dass die Vorgaben von relativen / nominalen Preisen zu Monitoring und Abrechnung auf stündlicher Basis führen.

Wird von dem Ausschreibungsmodell Gebrauch gemacht, besteht in vielen Stunden aber gar nicht die Möglichkeit, genau nachzuvollziehen, wie der Flexibilitätsanbieter die Speichermengen vor, während und nach dem Engpass bewirtschaftet hat. Dies gilt umso mehr je grösser sein Portfolio ist und je mehr Flexibilitätsquellen er nutzt / nutzen kann. Gerade die Vielfalt seiner Möglichkeiten und die Portfoliogrösse bieten die Chance für den VNB, von geringen Kosten für die Bereitstellung der Flexibilität und die Integration der Speichermengen zu profitieren, auch wenn damit Transparenz verloren geht. Zudem können insbesondere hohe Anforderungen an Transparenz und Abrechnung auf stündlicher Basis Flexibilitätsanbieter abschrecken. Ziel sollte es aber sein, die Abrechnung v. a. bei kleinen Speichern und geringen Speichermengen so einfach wie möglich zu halten.

Zusammenfassung und Empfehlungen

Grundsätzlich sehen wir keine Notwendigkeit, den Preis der Flexibilität, die bei der Ein- bzw. Ausspeicherung benötigt wird, separat zu regulieren.

Sollte die Einbindung der Mengen ins Stromsystem über die Ausgleichsenergie oder den ID-Markt direkt durch den VNB erfolgen, sind die Preise bereits durch den Regelenergie- bzw. den ID-Markt bestimmt.

Die Notwendigkeit der separaten Regulierung des Preises sehen wir auch nicht im Fall, dass die Speichermengen über einen ausgewählten Dritten auf der Grundlage eines bilateralen Vertrags integriert werden, sofern für ausreichend Wettbewerb bei der Ausschreibung der Dienstleistung gesorgt wird. Wir empfehlen eher eine Art Verfahrensregulierung, um hohe Kostenrisiken und Quersubventionierungspotential einzudämmen. Kosteneffizienz wird hierbei über das Verfahren sichergestellt; ein Bedarf für eine regulatorische Überprüfung der Kosteneffizienz über eine zusätzliche spezifische oder die allgemeine regulatorische Kostenprüfung besteht dann nicht. Die verfahrensregulierten Kosten sollten dann entsprechend auch keiner weiteren Kostenprüfung unterliegen.

Daneben könnte das Beschaffungsverfahren zur Kontrahierung eines Dritten wie folgt ablaufen, um möglichst einfach und kosteneffizient zu sein und geringe Anforderungen an Regulierung, Monitoring und Abrechnung der Beschaffung und des Einsatzes von Flexibilität (Energie) im Rahmen des Speichereinsatzes zu stellen:

- Erstmalige Ausschreibung der Flexibilitätsdienstleistung unter Preisgabe von Infos und damit expliziten Anforderungen an den zu erwartenden, netzdienlichen Speichereinsatz (Ort, Speichermengen, Häufigkeit, Zeitpunkt)
- Kalkulation der notwendigen Flexibilität und erwarteten Erlöse und Kosten aus Speichermengenbewirtschaftung unter Berücksichtigung von Transaktionskosten, Portfolioeffekt, etc. durch die Flexibilitätsanbieter
- Angebot, Auswahl und Abrechnung von Flexibilität auf der Grundlage eines einfachen Preisschemas, z.B.⁹⁰
 - €/a Festpreis,
 - €/kW bzw. kWh vorzuhaltender Flexibilität
 - €/kWh Energieumsatz / Jahr
- Erlös- und Kostenoptimierung bei der Speichermengenbewirtschaftung durch den ausgewählten Flexibilitätsanbieter unter Berücksichtigung operativer Vorgaben durch den VNB im Engpassfall
- Monitoring der Energiemengen z. B. am Jahresende zur iterativen Verbesserung der Informationsbasis für nachfolgende Ausschreibungen für alle interessierten Anbieter

4.4 Allokation von Erlösen und Kosten von Speichern

Um Quersubventionen zwischen dem Netzbereich und wettbewerblichen Bereichen eines integrierten EVU zu vermeiden (vgl. Abschnitt 3.2), sind regulatorische Vorgaben zur Schlüsselung der Kosten und Erlöse für die Errichtung, den Betrieb und die Bewirtschaftung eines Speichers zu treffen. Bei der Allokation der Kosten und Erlöse des netzdienlichen und marktorientierten Einsatzes eines Speichers durch den Netzbetreiber könnten grundsätzlich die folgenden Ansätze angewendet werden.



Abbildung 4-8: Mögliche regulatorische Optionen zur Allokation von Kosten und Erlösen von netzeigenen Speichern, die durch den VNB selbst bewirtschaftet werden

⁹⁰ Allenfalls eines Zu-/Abschlag bei starker Abweichung der tatsächlichen von geplanten Energiemengen pro Jahr



Als weitere relativ einfache ergänzende Massnahme könnte im Rahmen der buchhalterischen Entflechtung zudem im Erhebungsbogen eine weitere Zeile eingefügt werden, in der die direkt zurechenbaren Kosten und Erlöse von netzeigenen Speichern ausgewiesen werden müssen. Dies könnte einen ersten Schritt zur Erhöhung der Transparenz von Speicherkosten darstellen.

Die nach einem dieser Ansätze geschlüsselten Netto-Kosten (d. h. der Speicherkosten nach Abzug von Erlösen bei der Speicherbewirtschaftung) könnten dann, vorbehaltlich der regulatorischen Bewertung ihrer Kosteneffizienz, in die regulatorische Kostenbasis eingehen. Auch hier kann festgehalten werden, dass eine intensive regulatorische Kostenprüfung, die Anreize und Möglichkeiten für Quersubventionen zumindest deutlich einschränkt. Wenn der Netzbetreiber davon ausgehen muss, dass aus Quersubventionen resultierende Kosten regulatorisch nicht anerkannt werden, dürfte er Kosten und Erlöse aus dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz einer eigenen Speicheranlage auch ohne spezifische Vorgaben hierzu weitgehend verursachungsgerecht schlüsseln.

Weitere mögliche Ansätze, wie detailliertere regulatorische Vorgaben zu Kostenschlüsseln und Kostenallokationsmethodiken (z. B. die Einführung einer Prozesskostenrechnung bei der (operative) Netzkosten und -erlöse auf einzelne Prozesse umgelegt werden)⁹¹ werden für die Schweiz aufgrund der hohen damit verbundenen administrativen Kosten für VNBs und insbesondere die ElCom derzeit nicht angestrebt. Gleiches gilt für eine deutliche Verschärfung der Entflechtungsvorgaben, sowie die verpflichtende Trennung von Speichern in einer eigenen separaten Legal-Entität für Stromspeicher – analog zur regulatorischen Behandlung von Gasspeichern. Diese Ansätze werden entsprechend im Folgenden nicht weiter betrachtet.

4.4.1 Schlüsselung wie im Status Quo

Die aktuellen regulatorischen Vorgaben und Branchenrichtlinien in der Schweiz machen bereits zahlreiche Vorgaben für die Schlüsselung von Kosten (vgl. Abschnitt 1.2), wenn auch nicht explizit zu Speichern. Ein einfach umzusetzender Ansatz könnte daher sein, Kosten und Erlöse von netzeigenen Speichern auf Basis der bestehenden Vorgaben der StromVV und den Schweizer Branchenrichtlinien zu schlüsseln. Gemäss Art. 7 StromVV müssen Schlüssel grundsätzlich sachgerecht, für sachverständige Dritte nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein, sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen. Beispiele für sachgerechte Schlüssel für Kosten, die nicht direkt originär dem Netzbetrieb zugerechnet werden können, werden durch Branchendokumente KRSV (Abschnitt 5.3.1) und LUNB⁹² gegeben. Speicherkosten und -erlöse im Zusammenhang mit dem marktorientierten Speichereinsatz würden bei diesem Ansatz wie andere nicht direkt zurechenbare Kosten gehandhabt, wie dies bspw. gegenwärtig für die Kosten für den Bezug von Shared Services und die Erlöse des Netzgeschäftes für die Erbringung von Dienstleistungen des Netzes für Dritte erfolgt.⁹³

⁹¹ Zur Beurteilung der Angemessenheit von (Shared-Service) Kosten von Netzbetreibern haben Regulierungsbehörden in anderen Ländern zahlreiche Vorgaben für die Übermittlung von Informationen und operativen Kostendaten, sowie für die Schlüsselung von Shared-Service Kosten seitens der Netzbetreiber erlassen (z. B. Australien und Österreich). Dies betrifft einerseits Vorgaben zu den Kriterien an Schlüssel, die für nicht direkt zurechenbare Kosten angewendet werden dürfen (z. B. Australien) oder andererseits auch direkte Vorgaben von Schlüsseln, die für die Allokation von Shared-Service Kosten als angemessen angesehen werden (z. B. Irland). Einige Länder fragen sogar die Kosten verschiedener Prozesse der Netzbetreiber, und dabei insbesondere die Kosten im Bereich der Management- und Zentralprozesse, jeweils getrennt ab (z. B. Österreich und Grossbritannien).

⁹² VSE Branchendokumente Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz (KRSV) und Leitfaden zur Erstellung der entflochtenen Jahresrechnung Netz gemäss StromVG (LUNB); vgl. Abschnitt 1.2.

⁹³ Gemäss StromVG sind dem regulierten Netzgeschäft zudem nur die Kosten für Leistungen zuzurechnen, die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängen; Quersubventionen zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen (wie z. B. Produktion, Vertrieb) sind



Auch hier bestehen über die allgemeinen Vorgaben von StromVG und StromVV, sowie der Branchenempfehlungen hinaus keine expliziten Vorgaben zu spezifischen zu verwendenden Schlüsseln. Die Konformität der gewählten Schlüssel mit diesen Anforderungen (insbes. Art. 7 StromVV) ist durch den Netzbetreiber sicherzustellen. Eine Überprüfung durch die ECom erfolgt hier i. d. R. nur auf Verdacht. Entsprechend wären auch bei diesem Ansatz durch den Netzbetreiber Schlüssel für die Allokation der netzdienlichen und marktorientierten Kosten und Erlöse netzeigene Speicher zu wählen, die mit den allgemeinen Vorgaben kompatibel sind. Entsprechend ist dieser Ansatz mit keinem zusätzlichen administrativen Aufwand verbunden.

Die Abgrenzung von netzdienlichen und marktorientierten Kosten ist jedoch grundsätzlich mit Schwierigkeiten verbunden (vgl. Abschnitt 3.2). Ebenso ist die Sachgerechtigkeit der gewählten Schlüsselung durch Dritte, wie die ECom, nur schwer zu beurteilen. Dieser Ansatz könnte daher möglicherweise nicht hinreichend sein.

4.4.2 Von Branche zu entwickelnde Vorgaben bei Schlüsselung

In Ergänzung zu den bestehenden Regelungen könnten von der Branche genaue regulatorische Vorgaben für die Schlüsselung einzelner Kosten- und Erlösarten im Zusammenhang mit dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz netzeigener Speicher getroffen werden. Die Sachgerechtigkeit der von der Branche entwickelten Methodik sollte dann von der ECom, ebenso wie die tatsächliche Anwendung der Methodik bei der Schlüsselung, überprüft werden.

Grundsätzlich stellt sich bei einer Schlüsselung die Frage, anhand welcher objektivierbaren Parameter eine Schlüsselung erfolgen könnte. Eine relativ einfache Aufteilung der Kosten bzw. Erlöse bei der Speicherbewirtschaftung könnte sich an den ein- und ausgespeicherten Energiemengen orientieren, die innerhalb eines fest definierten zeitlichen Fensters vor- und nach dem Netzengpass entstanden sind. Das Verhältnis der derart ermittelten netzdienlichen und marktorientierten Speichermengen könnte dann auch für die Schlüsselung der Investitionskosten für den Speicher herangezogen werden. Eine Schlüsselung auf Basis des Zeitpunktes der Ein- und Ausspeicherung würde jedoch möglicherweise Anreize für den Netzbetreiber setzen, sämtliche eingespeicherten Energiemengen möglichst zeitnah nach dem Ende des Bestehens eines Netzengpasses auszuspeichern. Mögliche, die Netzkosten reduzierende, Erlösoptimierungen durch die zeitliche Verschiebung der Ausspeicherung von netzdienlich eingespeicherten Energiemengen (bspw. in Abhängigkeit der Spotmarktpreise) wären hierbei ausgeschlossen. Zudem ist für die ECom schwer zu beurteilen, wann ein Netzengpass vorlag, der eine netzdienliche Ein- und Ausspeicherung erfordert hat und wann der Speicher rein marktorientiert eingesetzt wurde.

Ähnliche Informationsasymmetrien und Schwierigkeiten bei der regulatorischen Bewertung der netzdienlichen und marktorientierten Speichermengen durch die ECom ergeben sich auch bei einer Abgrenzung anhand einzelner Ein- und Ausspeicherungsvorgänge. Ein Anknüpfungspunkt könnte sein, dass die netzdienliche Einspeicherung aufgrund von Engpässen im Zusammenhang mit dezentraler Einspeisung (in Abhängigkeit des Bewirtschaftungsmodells des Speichers) im Gegensatz zur Ausspeicherung keine Transaktionen des Netzbetreibers am Strommarkt erfordert. Ein marktorientierter Speichereinsatz erfordert jedoch sowohl bei der Aus- wie auch der Einspeicherung eine Transaktion am Strommarkt. Die ECom könnte dann potentiell über eine Dokumentation des Netzbetreibers zu sämtlichen

untersagt. Entsprechend dürfen Kosten für den marktorientierten Einsatz netzeigener Speicher (sofern diese nicht unwesentlich sind) nicht dem regulierten Netzgeschäft angelastet werden (Vgl. Abschnitte 1.2 und 3.3.1).



am Strommarkt für die Einspeicherung erworbenen Energiemengen nachprüfen, ob diese im Einklang mit den vom Netzbetreiber angegebenen netzdienlichen und marktorientierten Speichermengen übereinstimmen.

Präzise Vorgaben zur Schlüsselung stellen potentiell eine kosteneffiziente Zuordnung von Speicherkosten und -erlösen sicher. Grundsätzlich ist die regulatorische Überprüfung der Anwendung der Vorgaben zur Schlüsselung durch die Netzbetreiber, selbst bei einer begrenzten Anzahl netzeigener Speicher in der Schweiz, für die ECom jedoch mit signifikanten administrativen Aufwänden verbunden.

4.4.3 Regulatorische Überprüfung der Kostenallokationsmethodik

Anstelle spezifischer regulatorischer Vorgaben für die Verwendung einzelner Schlüssel, könnte auch ein Ansatz gewählt werden, bei dem der VNB die Kostenallokationsmethodik im Detail beschreiben, veröffentlichen und von der ECom genehmigen lassen muss. Ein derartiges Verfahren kommt bspw. in Australien bei der Schlüsselung von Kosten auf das Netz zur Anwendung. Mit der Kostenallokationsmethodik muss der VNB die von ihm jeweils angewandte Methodik und seine Wahl der Schlüssel dokumentieren und begründen. Ebenso muss der Netzbetreiber die Anwendung der Schlüssel nachweisen. Dies würde zunächst die Transparenz bei der Schlüsselung gegenüber der ECom erhöhen. Ähnlich der bestehenden regulatorischen Kostenprüfung, könnte die ECom dann bei Verdacht unzulässiger Quersubventionen detailliertere Prüfungen bei einzelnen VNB vornehmen. Im Unterschied zum bestehenden Ansatz ist die von dem VNB gewählte Kostenallokationsmethodik der ECom verbindlich vorzulegen und explizit von dieser zu genehmigen. Dieser Ansatz wäre je nach Ausgestaltung für die ECom mit begrenztem zusätzlichem administrativem Aufwand verbunden.

4.4.4 Allokation aller Speichererlöse und -kosten im Netz

Bei diesem Ansatz werden sowohl die Kosten als auch die Erlöse des netzdienlichen und des marktorientierten Speichereinsatzes dem VNB zugeordnet. Gewinne aus dem marktorientierten Einsatz wirken sich dann grundsätzlich netzkostenmindernd aus. Dies stellt zusammen mit den Entflechtungsvorgaben sicher, dass der VNB nicht Anreize hat andere Marktakteure zu Gunsten des marktorientierten Speichereinsatzes zu diskriminieren, da er hierdurch keine zusätzlichen Gewinne erwirtschaften kann.

Dies würde den bestehenden Ansatz aufgreifen, wonach bei der Erbringung von Dienstleistungen für Dritte, welche untrennbar mit der Infrastruktur oder dem Personal des regulierten Verteilnetzbereiches verbunden sind, neben den zugehörigen Kosten auch die Erlöse dem Verteilnetz gutzuschreiben sind (Kapitel 3 KRSV – CH). Dies soll sicherstellen, dass die Einnahmen aus Netzdienstleistungen (im Gegensatz zu den Kosten) nicht ausserhalb des regulierten Netzbereiches verbleiben und diese in die Netzentgeltberechnung mit eingehen.⁹⁴

⁹⁴ Sofern sich die Kosten der Infrastruktur oder des Personals eindeutig in Kosten des regulierten Verteilnetzes und Kosten für die Erbringung von Dienstleistungen für Dritte aufteilen lassen (bspw. durch eine Zeiterfassung der Mitarbeiter), können in dem bestehenden Regulierungsrahmen Kosten und Erlöse der Dienstleistungen für Dritte nahezu vollständig im Bereich Netzdienstleistungen verbucht werden. Im Bereich der Netzinfrastruktur ist eine Aufteilung der Kosten von gemeinsam genutzten Anlagen (direkte Zuordnung) nicht in allen Fällen ohne Weiteres gegeben.



Andererseits hätte der VNB dann auch kaum Anreize die Erlöse aus einem marktorientierten Einsatz eines Speichers zu optimieren. Wie in Kapitel 2 gezeigt wurde, ist (unter den gegebenen Prognosen für Speicherkosten) die Maximierung der marktorientierten Erlöse eines Speichers – in Zeiten in denen dieser nicht netzdienlich eingesetzt wird – jedoch unerlässlich, für die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Speichern gegenüber Alternativmassnahmen.

Dieser Ansatz könnte daher um einen Anreizmechanismus ergänzt werden, bei dem der VNB einen Teil der Erlöse des Speichereinsatzes als zusätzliche Gewinne einbehalten darf. Dies würde jedoch wiederum die Anreize für diskriminierendes Verhalten des Netzbetreibers erhöhen. Sofern es sich um kleine Speicherenergiemengen handelt und der VNB als Preisnehmer am Spotmarkt auftritt, dürften diese Anreize jedoch begrenzt sein.

Eine Zurechnung sämtlicher Speicherkosten und -erlöse wäre nicht verursachungsgerecht. Zudem wäre von den Netznutzern auch das Risiko zu tragen, dass der VNB mit dem marktorientierten Speichereinsatz Verluste erwirtschaftet. Andererseits wäre dieser Ansatz einfach und mit begrenztem administrativem Aufwand für die ElCom umsetzbar. Zudem würde er die zuvor diskutierten Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen netzdienlichen und marktorientierten Speicherenergiemengen vermeiden.

4.4.5 Bagatellgrenze

Ebenso wie bei der regulatorischen Überprüfung der Speicherkosten, könnte festgelegt werden, dass für Netzbetreiber mit sehr wenigen und kleinen Speichern keine gesonderten Regeln für die Allokation von Kosten und Erlösen aus dem Speichereinsatz zur Anwendung kommen. Bis zu der Bagatellgrenze, würde dann eine Zuordnung bzw. Schlüsselung von Kosten und Erlösen von netzeigenen Speichern wie im Status Quo erfolgen (vgl. Abschnitt 4.4.1), wobei die bestehenden Branchenvorgaben zur Schlüsselung weiterentwickelt werden sollten. Sofern es sich um geringe Speicherkapazitäten handelt, ist auch das Potential für eine ineffiziente nicht sachgerechte Allokation von Speicherkosten und -erlösen auf das regulierte Netzgeschäft bzw. wettbewerbliche Geschäftsbereiche begrenzt. Entsprechend sieht auch der Branchenleitfaden zur Erstellung der entflochtenen Jahresrechnung Netz gemäss StromVG (LUNB, S.7) vor, dass nicht wesentliche übrige Tätigkeiten in der Jahresrechnung Netz ausgewiesen werden können.

Analog zu der Bagatellgrenze für die Bewertung der Speicherkosten (vgl. Abschnitt 4.2.4) kann diese Grenze auf Basis der absoluten Anzahl der Speicher je VNB bzw. für die Schweiz insgesamt, der absoluten Grösse der Speicher je VNB bzw. für die Schweiz insgesamt oder dem Verhältnis der Speicherkosten zu den gesamten Kosten des einzelnen VNB regulatorisch definiert werden. Unterhalb der Bagatellgrenze kämen keine expliziten Vorgaben zur Schlüsselung von Speicherkosten und -erlösen zwischen Markt und Netz zur Anwendung, wie diese bspw. in den Abschnitten 4.4.2 bis 4.4.4 erläutert sind. Beabsichtigt der Netzbetreiber weitere bzw. grössere Speicher zu installieren, so könnte von dem Netzbetreiber für diese zusätzlichen oder für alle netzeigenen Speicher eine umfassende Dokumentation seiner Kostenallokationsmethodik gefordert oder eine der anderen zuvor diskutierten Optionen umgesetzt werden.

Dieser pragmatische Ansatz reflektiert zum einen, dass in den nächsten 5-10 Jahren voraussichtlich nur eine sehr begrenzte Anzahl an netzeigener netzdienlichen Speicher in den Schweizer Verteilnetzen installiert werden wird. Zum anderen kann mittel- bis langfristig von einem grösseren Angebot an Flexibilität ausgegangen werden, so dass gemäss der in Abschnitt 4.1 empfohlenen Einsatzreihenfolge der ergänzende Bedarf zum Flexibilitätsmodell für zusätzliche netzeigene Speicher gering ausfallen dürfte. Es wäre auch denkbar, dass für die Schweiz zunächst die Bagatellgrenze zur Anwendung kommt, bevor dann

in späteren Jahren, mit einer Zunahme an netzeigenen Speichern, eine der übrigen zuvor diskutierten regulatorischen Ansätze zur Anwendung kommt.

4.4.6 Fazit

Bei einem kombinierten netzdienlichen und ergänzenden marktorientierten Einsatz einer netzeigenen Speicheranlage können signifikante Anreize für Quersubventionen zwischen dem Netzbereich und wettbewerblichen Bereichen eines integrierten EVU bestehen. Entsprechend kommt den regulatorischen Vorgaben zur Schlüsselung der Kosten und Erlöse für die Errichtung, den Betrieb und die Bewirtschaftung eines Speichers entscheidende Bedeutung zu. Als relativ einfach umzusetzende Massnahme ist die Ergänzung des Erhebungsbogens um eine weitere Zeile zu empfehlen, in der direkt zurechenbare Kosten und Erlöse von netzeigenen Speichern ausgewiesen werden müssen. Dies sollte die Investitions- und Betriebskosten des Speichers, sowie sämtliche Erlöse aus der Bewirtschaftung des Speichers umfassen.

Hinsichtlich der Vorgaben zur Allokation von Speicherkosten und Erlösen ist eine Abwägung zwischen einer stärker verursachungsgerechteren und kosteneffizienteren Zuordnung und höheren administrativen Kosten zu treffen. Sofern netzeigene Speicher nur einen sehr geringen Umfang der Kosten eines VNB ausmachen, könnte eine Regelung erwogen werden, bei der sämtliche (d. h. sowohl netzdienliche wie marktorientierte) Kosten und Erlöse eines netzeigenen Speichers dem Verteilnetz zugeordnet werden. Alternativ könnte zunächst die Einführung einer Bagatellgrenze erwogen werden, bis zu der eine Zuordnung bzw. Schlüsselung von Kosten und Erlösen von netzeigenen Speichern wie im Status Quo erfolgt. Die Anwendung der Schlüsselung im Status Quo für netzeigene Speicher, bei welcher der Netzbetreiber selbst auf Basis allgemeiner Grundsätze die Schlüsselung vornimmt und die gewählten Schlüssel auf Anfrage der EICom vorlegt, ist nicht hinreichend, um Ineffizienzen auszuschliessen, und sollte daher weiterentwickelt werden. Alle diese drei Ansätze wären mit begrenztem administrativen Aufwand umsetzbar, würden jedoch nur eingeschränkt zu einer verursachungsgerechten und kosteneffizienten Allokation von Speichererlösen und -kosten beitragen.

Mit der Festlegung detaillierterer Schlüssel durch die Branche, sowie deren Genehmigung und Überprüfung von deren Anwendung durch die EICom, ebenso wie mit einer Dokumentation und Genehmigung der vom Netzbetreiber jeweils angewendeten Kostenallokationsmethodik, könnte eine höhere Kosteneffizienz erreicht werden. Dies wäre jedoch auch gleichzeitig mit signifikanten Aufwänden sowohl für die EICom als auch für die Netzbetreiber verbunden.

Die folgende Tabelle 4-4 fasst die Bewertung der regulatorischen Optionen zur Allokation von Speichererlösen und -kosten anhand der zu Beginn des Kapitels vorgestellten Bewertungskriterien zusammen.

Tabelle 4-4: Bewertung verschiedener regulatorischer Optionen zur Allokation von Speichererlösen und -kosten

Massnahme	Kosteneffizienz	Praktikabilität	Transparenz
Schlüsselung wie Status Quo	0 / -	+	-
Detaillierte Vorgaben zur Schlüsselung durch Branche	++	0	+

Massnahme	Kosteneffizienz	Praktikabilität	Transparenz
Regulatorische Überprüfung der Kostenallokationsmethodik	+	-	++
Allokation aller Speichererlöse und -kosten im Netz	0	+	+
Bagatellgrenze	-	+	0

Erfolgt die Bewirtschaftung eines Speichers durch einen Dritten (vgl. Abschnitt 4.3), so erfolgt die Allokation einzelner Kosten und Erlöspositionen in diesem Fall nicht mehr durch den VNB, sondern wesentlich über die vertraglichen Konditionen mit dem Dritten. Der Netzbetreiber würde die Investitionskosten und die technischen Betriebskosten des Speichers tragen, während die Erlöse, die sich aus der Ein- und Ausspeicherung ergeben, von dem Dritten eingenommen werden, wofür der Netzbetreiber eine vertraglich vereinbarte Zahlung erhält. Dieser Fall würde quasi dem Ansatz einer Allokation sämtlicher Speichererlöse und -kosten im Netz entsprechen, mit dem Unterschied, dass hier eine Marge bei dem Dritten verbleibt. Aufgabe der Kostenprüfung wäre es dann insbesondere sicherzustellen, dass der VNB Anreize hat, von dem Dritten eine möglichst hohe Zahlung zur Deckung seiner Speicherkosten zu erheben und so diese Gewinnmarge für den Dritten möglichst klein zu halten. Als zusätzliche Massnahme könnte hierbei auch von dem Netzbetreiber gefordert werden, dass dieser die Verträge zur Speicherbewirtschaftung durch Dritte gegenüber der ECom auf Anfrage offenlegt (wenn bspw. auf Seiten der ECom der Verdacht von Ineffizienzen bei der Speicherbewirtschaftung besteht), so dass für diese ersichtlich ist, welche Erlöse der VNB von dem Dritten erhält.

Bei einem ausschliesslich netzdienlichen Einsatz netzeigener Speicher besteht der Bedarf für spezifische Lösungen zur Allokation von Speicherkosten und -erlösen nicht, da diese vollständig dem regulierten Netzgeschäft bzw. der regulatorischen Kostenbasis zugerechnet werden sollten. Eine Übertragbarkeit auf das Übertragungsnetz wäre grundsätzlich denkbar; aufgrund der strengeren Entflechtungsvorgaben und den diesen zugrundeliegenden Diskriminierungspotentialen, erscheint der Einsatz netzeigener Speicher im Übertragungsnetz – welche in der Regel für netzrelevante Auswirkungen deutlich grösser als im Verteilnetz dimensioniert sein dürften – allerdings nicht empfehlenswert.

4.5 Zusammenfassende Bewertung der Regulierungsoptionen für den Einsatz netzeigener Speicher

Der Einsatz dezentraler netzeigener Speicher kann ohne entsprechende regulatorische Festlegungen für den Netzbetreiber mit Anreizen zu Quersubventionen und diskriminierendes Verhalten verbunden sein und in verschiedenen Bereichen zu Kostenineffizienzen führen. Grundsätzlich können diese jedoch zu wesentlichen Teilen über die allgemeine regulatorische Kostenprüfung – sofern diese hinreichende Effizienzreize setzen kann - und die Anwendung und Überprüfung von Entflechtungsvorgaben adressiert werden. Zusätzliche oder ergänzende regulatorische Mechanismen für dezentrale netzeigene Speicher sollten sich im Allgemeinen – auch im Sinne der Technologieneutralität – vor allem auf Bereiche beschränken, die im Rahmen des bestehenden regulatorischen Rahmens der Schweiz nicht hinreichend aufgegriffen werden. Dies betrifft insbesondere Fragen der Speicherbewirtschaftung und der Allokation von



Kosten und Erlösen, die sich durch die Kombination eines netzdienlichen und marktorientierten Einsatzes von netzeigenen Speicheranlagen ergeben. Hinsichtlich der Kosteneffizienz von Investitionen in netzeigene Speicher könnten zudem spezifische regulatorische Vorgaben erwogen werden, so lange nur wenige netzdienliche Speicher mit begrenztem Volumen von den Netzbetreibern in der Schweiz installiert werden.

Der Bedarf von spezifischen regulatorischen Festlegungen für Speicher wird auch dadurch reduziert, dass die Vermeidung von Netzüberlastungen bzw. Netzengpässen primär über ein Flexibilitätsmodell erfolgen soll. Bei diesem Modell kontrahiert der VNB benötigte Flexibilitäten von Dritten im Rahmen einer administrierten Vergütung oder über einen Flexibilitätsmarkt. Nur wenn Flexibilität aufgrund eines unzureichenden Angebotes nicht in hinreichendem Umfang von Dritten kontrahiert werden kann, oder dies mit deutlich höheren Kosten verbunden wäre, könnten netzeigene Speicher zur Anwendung kommen. Dies betrifft sowohl die Frage der Investition in netzeigene Speicher als auch deren Einsatz. Zu Beginn dieses Kapitels (vgl. Abschnitt 4.1) wurde hierzu ein Konzept mit entsprechenden Schritten für die Einsatzreihenfolge des Flexibilitätsmodells und netzeigener Speicher vorgeschlagen. Kern dieses Konzeptes ist die regelmässige Überprüfung des Angebotes an Flexibilität. Sofern dieses hinreichend ist und kostengünstig kontrahiert werden kann, sollte das Flexibilitätsmodell alternativen Massnahmen wie netzeigenen Speichern vorgezogen werden.

Wenn die allgemeine regulatorische Kostenprüfung als nicht hinreichend angesehen wird – siehe zum derzeitigen Regulierungsregime auch [8], [31] und [32] – jedoch auch umfassendere Überprüfungen der Kosten von Speichern aufgrund der damit verbundenen administrativen Kosten für die Schweiz nicht in Erwägung gezogen, so könnte die Anwendung einer Bagatellgrenze in Betracht gezogen werden. Unterhalb dieser Grenze würden die Kosten von netzeigenen Speichern ausschliesslich der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung unterliegen. Oberhalb dieser Grenze sollte eine umfassendere Kostenprüfung erfolgen. Die Bagatellgrenze sollte hierbei anhand maximal zulässiger Werte für die Anzahl und/oder die Kapazität netzeigener Speicher eines einzelnen VNB bzw. für die Schweiz insgesamt definiert werden. Alternativ bzw. ergänzend könnte erwogen werden, den Netzbetreiber zur Prüfung von Alternativmassnahmen wie netzeigenen Speichern im Rahmen von Mehrjahresplänen oder Verteilnetzentwicklungsplänen zu verpflichten.⁹⁵ Die Mehrjahrespläne bzw. Verteilnetzentwicklungspläne sind von den VNB zu erstellen, bei der ECom einzureichen und von dieser auf ihre Sachgerechtigkeit zu prüfen. In den Verteilnetzentwicklungsplänen wäre entsprechend zu dokumentieren, welche Bedarfe für zusätzliche Netzkapazitäten bestehen, welche alternativen Massnahmen für diese grundsätzlich in Frage kommen und welche von dem Netzbetreiber auf Basis welcher Kriterien gewählt wurden. Hierzu sollten einheitliche Netzplanungsgrundsätze für die verschiedenen Netzebenen entwickelt und veröffentlicht werden, welche bei der Erstellung der Mehrjahrespläne bzw. von Verteilnetzentwicklungsplänen durch die Netzbetreiber Anwendung finden. Die Anwendung der Netzplanungsgrundsätze sollte gegenüber der ECom bei der Vorlage der Mehrjahrespläne dokumentiert werden. Bei Anwendung sachgerechter einheitlicher Netzplanungsgrundsätze wäre davon auszugehen, dass der geplante Einsatz eines eigenen Speichers notwendig ist und der Mehrjahresplan von der ECom zu genehmigen. Werden genauere Prüfungen erwogen, wie bspw. eine Einzelfallprüfung zur Notwendigkeit oder der Kosteneffizienz eines Speichers, so sollte die Pflicht zu einem entsprechenden Nachweis bei dem Netzbetreiber verortet werden. Die Tiefe bzw. Intensität der regulatorischen Überprüfung dieser Nachweise durch die ECom könnte hierbei von deren Ressourcen abhängig gemacht werden.

⁹⁵ Zur Begrenzung der administrativen Aufwände für die ECom und die VNB könnten Ausnahmen hinsichtlich der Erstellung von Netzentwicklungsplänen für sehr kleine VNB vorgesehen werden. Wenn ein Einsatz netzeigener Speicher durch einen kleinen VNB erfolgt, sollte für diesen jedoch auch die Erstellung von Netzentwicklungsplänen verpflichtend sein.



Bei der netzdienlichen Bewirtschaftung des netzeigenen Speichers, erscheint die Delegation an einen Flexibilitätsdienstleister am vorteilhaftesten. Dies hätte zum einen den Vorteil, dass der VNB nicht selbst eine entsprechende Abteilung bzw. Personal zum Einkauf und Vermarktung von Speicherenergie vorhalten müsste. Zum anderen könnte der Flexibilitätsdienstleister über die Integration der Speicherenergie in ein Portfolio, verschiedene Instrumente (wie eigene Flexibilität, Intraday-Markt, Aussteuern der eigenen Bilanzgruppe zur Vermeidung von Ausgleichsenergie, oder ähnliches) nutzen, und so die spezifischen Kosten der Systemintegration der Speicherenergiemengen senken. Die Delegation an einen Dritten sollte dabei über eine wettbewerbliche Ausschreibung unter Angabe der expliziten oder impliziten Anforderungen an den zu erwartenden Speichereinsatz (Ort, Speichermengen, Häufigkeit, Zeitpunkt) durch den VNB erfolgen. Bei einer geringen Anzahl an Speichern mit geringen Energiemengen könnte alternativ eine Wälzung über Ausgleichsenergie erfolgen. Hierbei würde ein bereits etablierter Mechanismus Anwendung finden. Die hierbei eingesetzte Regelleistung ist grundsätzlich jedoch teuer bzw. teurer als andere Instrumente, was sich in entsprechenden Ausgleichsenergiepreisen widerspiegelt. Kostengünstigere Fahrplangeschäfte in den Markt werden hierbei ausgeschlossen.

Erfolgt die Bewirtschaftung eines Speichers durch einen Dritten, so kommt der Kostenprüfung zentrale Bedeutung zu. Während die Speicherkosten (Investitions- und Betriebskosten für operativen Betrieb, Wartung und Instandhaltung) hierbei primär beim VNB verbucht werden, fallen die Speichererlöse zunächst bei dem Dritten an, wofür dieser den VNB mit einer Zahlung entschädigt. Die Allokation einzelner Kosten und Erlöspositionen würde in diesem Fall nicht mehr durch den VNB, sondern über die vertraglichen Konditionen mit dem Dritten erfolgen. Als zusätzliche Massnahme könnte hierbei von dem Netzbetreiber gefordert werden, dass dieser die Verträge zur Speicherbewirtschaftung durch Dritte gegenüber der ElCom auf Anfrage offen legt, so dass für diese ersichtlich ist, welche Erlöse der VNB von dem Dritten erhält. Ein weiterer Schritt zu einer Verbesserung der Transparenz der Speicherkosten könnte – wie auch für die anderen Optionen der Speicherbewirtschaftung – zudem die Einführung einer zusätzlichen Zeile im Erhebungsbogen sein, in der Kosten (und Erlöse) von netzeigenen Speichern ausgewiesen werden müssen.

Erfolgt die Bewirtschaftung des Speichers durch den VNB selbst, so sollten regulatorische Festlegungen bei der Allokation von Speichererlösen und -kosten zwischen Netz und wettbewerblichen Geschäftsbereichen getroffen werden. So könnte auch bei der Kostenallokation die Einführung einer Bagatellgrenze erwogen werden. Alternativ wäre hier auch denkbar, dass eine regulatorische Festlegung getroffen wird, dass sämtliche Kosten und Erlöse eines netzeigenen Speichers dem Netz zuzurechnen sind. Mit dem marktorientierten Einsatz von Speichern verbundene Erlöse wären dann netzkostenmindernd anzusetzen. Ein weiterer Ansatz könnte darin bestehen, von dem Netzbetreiber zu verlangen, seine Kostenallokationsmethodik (und deren Anwendung) im Detail gegenüber der ElCom zu dokumentieren. Damit deren tatsächliche Anwendung und deren Sachgerechtigkeit auch bewertet werden kann, sollten diese im Detail von der ElCom überprüft werden. Gleiches gilt für die Definition von detaillierteren Vorgaben zur Schlüsselung durch die Branche. Beide Ansätze sind jedoch mit signifikanten administrativen Kosten für die ElCom verbunden. Zudem erscheint eine singuläre Vorgabe von detaillierten spezifischen Schlüsseln (bzw. einer detaillierten Überprüfung der Kostenallokationsmethodik) ausschliesslich für Speicher, aber nicht für andere Aktivitäten eines Netzbetreibers mit Schnittstellen zwischen Markt und Netz (wie bspw. bei bestimmten Smart Grid Lösungen) nicht sinnvoll.

5 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FÜR DIE SCHWEIZ

Auf Basis der Analysen dieser Studie zum Einsatz und zur Regulierung von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers, können für die Schweiz neben grundlegenden Handlungsempfehlungen vor allem regulatorische Vorgaben in drei Bereichen abgeleitet werden (vgl. Abbildung 5-1). Dies umfasst einerseits die Abgrenzung eines Flexibilitätsmarktmodells von dem Einsatz netzeigener Speicher und andererseits die regulatorische Bewertung der Investitionskosten von netzeigenen Speichern, sowie regulatorische Vorgaben zur Bewirtschaftung von netzeigenen Speichern. Die Handlungsempfehlungen für die Schweiz in den einzelnen Bereichen werden im Folgenden genauer erläutert.

Flexibilitätsmarkt vs. netzeigene Speicher	Vorgaben zur Einsatzreihenfolge verschiedener Technologien zur Vermeidung von Netzengpässen	
Effizienz der Investitionskosten von netzeigenen Speichern	Regulatorische Bewertung der Notwendigkeit und Kosteneffizienz von netzeigenen Speichern über allgemeine regulatorische Kostenprüfung	
	Geringe Anzahl und Kapazität netzeigener Speicher	Verstärkter Einsatz netzeigener Speicher
	Bagatellgrenze → keine (spezifische) zusätzliche Kostenprüfung	Anpassung der allg. Kostenprüfung oder Einführung einer spezifischen Kostenprüfung für Speicher
Verfahren und Effizienz der Speicherbewirtschaftung	Wettbewerbliche Ausschreibung des zusätzlichen Flexibilitätsbedarfs bei der Engpassbewirtschaftung mit netzeigenen Speicher	

Abbildung 5-1: Übersicht der zentralen Handlungsempfehlungen für die Regulierung von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers

Grundlegende Empfehlungen

Aus den quantitativen Ergebnissen der wirtschaftlichen Bewertung der Anwendungsfälle von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers, können einige grundlegende Empfehlung zur Speicherregulierung gegeben werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der technologische Fortschritt und die Kostenentwicklung im Bereich von Stromspeichern sehr dynamisch erfolgt. Eine regelmässige Überprüfung der Wirtschaftlichkeit und Anwendungsfälle von Stromspeichern durch das BFE ist daher zu empfehlen.

- 1) Der VNB sollte über die regulatorische Rahmenbedingungen Anreize haben, Alternativen zu konventionellen Netzausbau zur Vermeidung von Netzengpässen einzusetzen (insbes. bei geringer PV-Überlastung), da diese in einigen Fällen eine kosteneffiziente Alternative darstellen können.
- 2) Netzeigene Stromspeicher sollten im Rahmen der regulatorischen Kostenprüfung auf ihre Effizienz überprüft werden, da Stromspeicher auf absehbare Zeit (auch bei günstiger Kostenentwicklung von Speichertechnologien) in vielen Fällen im Vergleich zu Einspeisemanagement und anderen (intelligenten) Netzausbaumassnahmen die teuerste Alternative zur Vermeidung von Netzengpässen darstellen.
- 3) Der Einsatz netzeigener Speicher sollte in der Regel nur als kombinierter netzdienlicher und marktorientierter Einsatz einer Speicheranlage ermöglicht werden, da nur für diesen in einzelnen Fällen eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber alternativen Massnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen aufgezeigt werden konnte. Dies sollte insbesondere die Vermarktung des

Speichers, ausserhalb des netzdienlichen Einsatzes, auf dem Markt für Primärregelleistung umfassen, da auf diesem die höchsten Erlöse mit einem marktorientierten Speichereinsatz erzielt werden können.

Darüber hinaus können einige weitere umzusetzende regulatorische Ansätze, unabhängig von den im folgenden vorgeschlagenen Massnahmen, für die Schweiz empfohlen werden.

- 4) Eine allgemeine Definition von (dezentralen) Stromspeichern, die diese als eigenständige Markttrolle auffasst – wie dies bereits gängige Praxis für Gasspeicher ist – und diesen aus regulatorischer Sicht nicht entweder als Erzeuger (wie aktuell in der Schweiz) oder Verbraucher behandelt, sollte in den rechtlichen Grundlagen (Stromversorgungs- und Energiegesetzgebung) bzw. den Branchendokumenten aufgenommen werden. Eine entsprechende separate Definition würde die regulatorische Handhabung von Speichern erleichtern. Ebenso sollten dort Typen von netzdienlichen Anwendungsfällen für Speicher, die potentiell (sofern effizient) den Netzkosten zugerechnet werden können, aufgelistet werden.
- 5) Eine einfache Massnahme zu einer Verbesserung der Transparenz der Speicherkosten sowie die Erlöse bei der Speicherbewirtschaftung könnte die Einführung einer zusätzlichen Zeile im Erhebungsbogen sein, in der die direkt zurechenbaren Kosten (und Erlöse) von netzeigenen Speichern ausgewiesen werden müssen.
- 6) Insofern netzdienliche Speicher mit begrenzten zusätzlichen Kosten vor Ende ihrer technischen Nutzungsdauer an anderer Stelle eingesetzt bzw. verkauft werden können – oder ausschliesslich marktorientiert eingesetzt werden können – sollten die Restwerte des Speichers in der regulatorischen Kostenbasis berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn Speicher Netzausbau nur zeitlich verzögern; etwa dann, wenn Speicher bei einem weiteren Zubau dezentraler Einspeisung an einem Netzabschnitt nicht mehr eine kosteneffiziente Lösung zur Vermeidung von Netzengpässen darstellen.

Vorgaben zur Einsatzreihenfolge

Die geplante Einführung eines Flexibilitätsmodells steht potentiell in direkter Konkurrenz zu dem im Rahmen dieser Studie diskutierten netzdienlichen Einsatz von dezentralen Speichern im Eigentum eines Netzbetreibers, da beide Ansätze zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau eingesetzt werden können. Um Komplementaritäten zwischen dem Flexibilitätsmodell und dem Einsatz netzeigener Speicher zu ermöglichen und ineffiziente Substitutionen zu vermeiden, ist es essentiell, regulatorische Vorgaben zum Einsatz bzw. der Einsatzreihenfolge alternativer Massnahmen zu treffen.

- 7) Nur wenn der VNB dokumentieren kann, dass in seinem Netz die Einführung und der Einsatz eines Flexibilitätsmodells mit höheren Kosten als Alternativmassnahmen verbunden wäre, über wettbewerbliche Verfahren keine oder nicht hinreichende Flexibilität zur Behebung eines einzelnen lokalen Netzengpasses verfügbar ist, und der Einsatz netzeigener Speicher in seinem Netz kostengünstiger als konventioneller Netzausbau ist, sollte es ihm ermöglicht werden in netzeigene Speicher zu investieren.
- 8) Während der Nutzungsdauer eines netzeigenen Speichers sollte durch den VNB in regelmässigen Abständen geprüft werden, ob Flexibilität inzwischen in hinreichendem Umfang verfügbar ist und zu geringeren Kosten als den Betriebskosten des Speichers (inkl. der Kosten der Speicherbewirtschaftung) kontrahiert werden könnte. Wenn Flexibilität kostengünstiger kontrahiert werden kann, sollte diese anstelle von netzeigenen Speichern eingesetzt werden. Mehrkosten durch den Einsatz eines netzeigenen Speichers sollten in diesem Fall regulatorisch

nicht anerkannt werden. Die Investitionskosten von netzeigenen Speichern sollten jedoch nur einmal auf ihre Effizienz geprüft werden. Wurde die Effizienz der Investitionskosten eines netzeigenen Speichers eines VNB durch die EICom bestätigt, so sollten diese Kosten über die Nutzungsdauer des Speichers anrechenbar sein.⁹⁶

Regulatorische Überprüfung und Bewertung der Investitionskosten von netzeigenen Speichern

Um Diskriminierung und Quersubventionen zu vermeiden ist eine regulatorische Überprüfung der Effizienz der Speicherkosten im Vergleich zu Alternativmassnahmen essentiell. Dies umfasst insbesondere die regulatorische Beurteilung der Angemessenheit bzw. Effizienz der Kosten einer Investition in einen netzeigenen Speicher.

- 9) Der netzdienliche Einsatz dezentraler Speicher durch den Netzbetreiber weist aus regulatorischer Sicht einige Gemeinsamkeiten mit konventionellem Netzausbau und den „traditionellen“ Aufgaben eines Netzbetreibers auf. So können verschiedene Aspekte von Investitionen in netzeigene Speicher regulatorisch lediglich als der Einsatz eines anderen Netzbetriebsmittels bewertet werden (Speicher anstelle von Kabeln, Freileitungen und Transformatoren). Regulatorische Sonderregelungen bei der Kostenprüfung von Investitionen, dem operativen Betrieb und der Vermarktung von netzeigenen Speichern sollten so möglich u. a. im Hinblick auf die Technologieneutralität vermieden werden. Die regulatorische Bewertung der Notwendigkeit und Kosteneffizienz von Investitionen in netzeigene Speicher sollte entsprechend primär im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung der Netzbetreiber erfolgen.
- 10) Es erscheint so als ob die allgemeine regulatorische Kostenprüfung in der Schweiz nicht hinreichend Effizienzreize zu setzen vermag. Sofern eine Anpassung des derzeitigen Rahmens z. B. hinsichtlich einer Anreizregulierung aber nicht opportun erscheint, könnte als zweitbeste Lösung eine ergänzende spezifische regulatorische Überprüfung der Speicherkosten (bzw. der Notwendigkeit für eine Investition in einen spezifischen netzeigenen Speicher) erwogen werden. Spezifische regulatorische Massnahmen zur ex-ante Bewertung von Speicherkosten sollten eine Verpflichtung für VNB umfassen, Nachweise über die Prüfung alternativer Massnahmen zur Engpassvermeidung im Rahmen von einheitlichen Netzplanungsgrundsätzen und Mehrjahresplänen oder Verteilnetzentwicklungsplänen zu erbringen (ggf. in Ergänzung zur allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung). In den Verteilnetzentwicklungsplänen wäre entsprechend zu dokumentieren, welche Bedarfe für zusätzliche Netzkapazitäten bestehen, welche alternativen Massnahmen für diese grundsätzlich in Frage kommen und welche von dem Netzbetreiber auf Basis welcher Kriterien gewählt wurden. Hierbei sollte auch ausgewiesen sein, warum ein Flexibilitätsmodell die Probleme nicht beheben kann. Die Verteilnetzentwicklungspläne sollten dann zusammen mit den Netzplanungsgrundsätzen der EICom vorgelegt und von dieser geprüft und genehmigt werden.
- 11) Die Anwendung einer spezifischen Überprüfung von Speicherkosten sollte im Hinblick auf die administrativen Kosten jedoch dahingehend eingegrenzt werden, dass diese erst ab überschreiten einer Bagatellgrenze zur Anwendung kommen würde. Bis zu dieser Grenze, welchen anhand der Anzahl und des Umfangs netzeigener Speicher von der EICom definiert werden könnte, würden die Kosten von netzeigenen Speichern ausschliesslich im Rahmen der

⁹⁶ Restwerte von Speichern sollten, gemäss Handlungsempfehlung 6, hierbei jedoch in der regulatorischen Kostenbasis berücksichtigt werden.

derzeit bestehenden, allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung (Cost+) der Netzbetreiber überprüft. Oberhalb der Bagatellgrenze würde eine spezifische ex-ante Kostenprüfung (wie bspw. unter 10) beschrieben) erfolgen. Anstelle eines umfassenden Nachweises zur Notwendigkeit bzw. Kosteneffizienz der Speicher eines Netzbetreibers, könnte auch festgelegt werden, dass bei Überschreiten der Bagatellgrenze keine zusätzlichen Speicher genehmigt werden. Werden netzeigene Speicher in der Schweiz verstärkt eingesetzt, sollte in jedem Fall eine umfassende Überprüfung von deren Kosteneffizienz im Rahmen der allgemeinen regulatorischen Kostenprüfung bzw. einer spezifischen Kostenprüfung erwogen werden.

Regulatorische Vorgaben zur Speicherbewirtschaftung

Der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern durch Netzbetreiber unterscheidet sich durch die notwendigerweise mit der Ein- und Ausspeicherung verbundenen Markttransaktionen signifikant von konventionellem Netzausbau. Dadurch, dass der Netzbetreiber über den Einsatz von Speichern Netz- und Marktaktivitäten verbindet, ergeben sich für den Netzbetreiber potentiell zusätzliche Anreize für Quersubventionen (zwischen Netz und wettbewerblichen Geschäftsbereichen) und für die Diskriminierung von konkurrierenden Unternehmen. Zudem gehen von unterschiedlichen Verfahren zur netzdienlichen Bewirtschaftung von netzeigenen Speichern unterschiedliche Anreize für Kosteneffizienz aus. Entsprechend sind regulatorische Vorgaben zur Bewirtschaftung des Speichers, sowie der regulatorischen Handhabung der dabei eingesetzten Speicherenergie zu treffen.

- 12) Bei der Bewirtschaftung des netzeigenen Speichers besteht zusätzlicher Flexibilitätsbedarf. In diesem Zusammenhang bezeichnet Flexibilität die unterschiedlichen Massnahmen bzw. Transaktionen, über die vor, während und nach dem Vorliegen eines Netzengpasses Energie zur Ein- und Ausspeicherung und zur Ausregelung von Energieungleichgewichten erfolgt.

Der Bedarf an Flexibilität sollte über eine Ausschreibung eines Flexibilitätsvertrags mit einem Dritten unter gewissen Verfahrensvorgaben beschafft werden, d. h. die Bewirtschaftung an diesen Dritten ausgelagert werden:

- Die Ausschreibung erfolgt anbieteroffen und bezieht so Flexibilitätsanbieter in der gesamten Schweiz ein.
- Die Ausschreibung umfasst die kombinierte Flexibilitätsbereitstellung (Umgang mit anfallender Energie) während und nach einem Engpass.
- Der netzdienliche Einsatz des Speichers wird auf Grundlage des Informationsaustausches zwischen Netzbetreiber und Anbieter ermöglicht. Dies schliesst die Möglichkeit ein, Prognosewerten zum erwarteten Speichereinsatz(bedarf) durch den Netzbetreiber auszutauschen, um Fahrplangeschäfte bei der ex-ante Bewirtschaftung nutzen zu können.
- Es erfolgt keine Regulierung der Preise, zu denen der Flexibilitätsanbieter die notwendige Flexibilität während und nach dem Engpass dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt, sofern über das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren für ausreichend Wettbewerb und Kosteneffizienz gesorgt werden kann.

Wir gehen dabei davon aus, dass der Netzbetreiber Eigentümer des Speichers bleibt. In einer erweiterten Stufe des Ausschreibungsmodells kann auch der Betrieb des VNB-eigenen Speichers ausgelagert werden.

- 13) Erfolgt die Bewirtschaftung eines Speichers durch einen Dritten, kommt der Kostenprüfung zentrale Bedeutung zu. Während die Speicherkosten (Investitions- und Betriebskosten für



operativen Betrieb, Wartung und Instandhaltung) hierbei primär beim Netzbetreiber verbucht werden, fallen die Speichererlöse aus der Vermarktung der Energiemengen im Speicher und der Speicherflexibilität(z. B. Primärregelleistung) zunächst bei dem Dritten an. Dafür entschädigt dieser den Netzbetreiber mit einer Zahlung. Die Allokation einzelner Kosten und Erlöspositionen würde in diesem Fall nicht mehr durch den VNB, sondern über die vertraglichen Konditionen mit dem Dritten erfolgen. Explizite regulatorische Vorgaben zur Schlüsselung von Speicherkosten und Erlösen auf das regulierte Netzgeschäft und marktliche Aktivitäten sind daher nicht notwendig. Sämtliche Speicherkosten und -erlöse werden dann – sofern diese nicht im Rahmen der vertraglich vereinbarten Zahlung bei dem Dritten verbleiben und sofern diese im Rahmen der regulatorischen Kostenprüfung als effizient angesehen werden – in die regulatorische Kostenbasis des Netzbetreibers und damit die Netznutzungsentgelte überführt.⁹⁷

⁹⁷ Nur für den Fall, dass die Bewirtschaftung eines netzeigenen Speichers durch einen Dritten ausgeschlossen werden sollte (oder nicht als einzige Option zugelassen wird), d. h. bei einer Bewirtschaftung des Speichers durch den VNB, wären explizite regulatorische Festlegungen zur Allokation von Kosten und Erlösen zu treffen. Derartige regulatorische Festlegungen könnten – wie in Abschnitt 4.4 ausgeführt – bspw. vorsehen, dass sämtliche Kosten und Erlöse aus dem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz eines netzeigenen Speichers dem Netz zuzurechnen sind. Diskriminierende Quersubventionen zwischen regulierten und wettbewerblichen Geschäftsbereichen könnten in diesem Falle weitgehend ausgeschlossen werden, jedoch wären bei dieser Option möglicherweise Kosteneffizienzen in Kauf zu nehmen.

QUELLENANGABEN / LITERATURVERZEICHNIS

1. DNV GL (2015): Weiterentwicklung Netznutzungsmodell. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern.
2. Bundesamt für Energie BFE (2015): Smart Grid Roadmap.
3. BET Dynamo Suisse (2015): Kosten und Nutzenaspekte Smart Grid Technologien. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
4. Consentec (2015): Koordination von Markt und Netz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
5. DNV GL und ef.Ruhr (2015): Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern
6. Frontier Economics und IAEW (2016): Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz im Verteilnetz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
7. DNV GL, vormals DNV KEMA (2013): Energiespeicher in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
8. E-Bridge Consulting GmbH, „Smart Grids in der Cost+ Regulierung“, Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2016
9. Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer Vieweg.
10. Sterner, M.; Eckert, F; Thema, M.; Bauer, F. (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover
11. Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (VDE): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene, Studie, Frankfurt am Main, Mai 2015
12. DNV GL Energy (2016): Electricity Storage Comparative Case Studies. Studie im Auftrag von Ofgem, London
13. Kairies et. al.: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher“, RWTH Aachen, Aachen, 2016
14. STEAG GmbH: „STEAG investiert in Versorgungsstabilität: Neuanschaffung von sechs Grossbatteriesystemen mit zusammen 90 MW“, Pressemitteilung, 04.11.2015, Essen
15. Deutsche Energieversorgung GmbH: „In der Praxis bewährt: Economic Grid liefert 30.000 kWh Gratis-Strom an 800 Haushalte“, Pressemitteilung, 26.10.2015, Leipzig
16. WEMAG AG: Eine Batterie für alle Fälle: WEMAG-Speicher zeigt Schwarzstartfähigkeit, Pressemitteilung, 27.01.2016, Schwerin
17. Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Studie, Berlin, September 2014
18. Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltrecht: Roadmap Speicher, Abschlussbericht, Kassel, November 2014

- 
19. World Energy Council: E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications, Studie, London, 2016
 20. Deutsche Energie-Agentur (dena): „Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland“, Studie, Berlin, Dezember 2012
 21. S. Kippelt, J. von Haebler, M. Westermann and C. Rehtanz, "Assessment of capacity management approaches in distribution grids," *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, 2016
 22. Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2015).
 23. Conseil International des Grands Reseaux Électriques (CIGRE) (Hrsg.): Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Paris, 2013
 24. ef.Ruhr GmbH: "Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg", Studie im Auftrag der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, 2017
 25. E-Bridge Consulting GmbH, IAEW, OFFIS: "Moderne Verteilernetze für Deutschland", Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), September 2014
 26. Stiftung KEV: „KEV-Cockpit 2. Quartal 2016“, Stand 1. Juli 2016
 27. Bundesamt für Energie BFE: „Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2016“.
 28. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung“, 03.04.2014
 29. Deutsche Energieagentur (dena): „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“, Studie durchgeführt durch die ef.Ruhr, Berlin, 2014
 30. Consentec (2017): Auswirkungen von neuen Wälzungsvorgaben im Übertragungs- und Verteilnetz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
 31. BET Dynamo Suisse (2014): Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
 32. Frontier Economics (2015): Kosten-Nutzen Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.
 33. International Energy Agency: „Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells“, OECD/IAE, 2015

Anhang A: Synergie- und Konkurrenzeffekte der Speicheranwendungen

Tabelle A 1: Synergie und Konkurrenzeffekte der Speicheranwendungen

Anwendung	Zeitlicher Horizont	Synergieeffekte	Konkurrenzeffekte
Erzeugungsausgleich / Stromhandel	Stunden bis Tage	<ul style="list-style-type: none"> ▪ gute Planbarkeit ▪ optionale Teilnahme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine
Erhöhung des Eigenverbrauchs	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ optionale Nutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognostizierbarkeit ▪ hohe Benutzungszeit
Versorgung netzferner Objekte	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine Netzanbindung
Ausgleich von Prognosefehlern	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ optionale Nutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognostizierbarkeit
Regelleistung (PRL, SRL, MRL)	Sekunden bis Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ mittelfriste Planbarkeit ▪ optionale Teilnahme ▪ Stromhandel notwendig für Speichermanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognostizierbarkeit ▪ zwingende Nutzung ▪ Leistungs- und Energiereserve nötig
Redispatch	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ mittelfriste Planbarkeit ▪ optionale Gebotsabgabe ▪ notwendig für Speichermanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistungs- und Energiereserve nötig ▪ Positionierung im Netz
Blindleistungsbereitstellung	-	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kein Einfluss auf Wirkleistung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognostizierbarkeit ▪ Zwingende Nutzung ▪ Leistungsreserve nötig (Scheinleistung) ▪ Positionierung im Netz
Schwarzstartfähigkeit	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe Nutzungszeit ▪ bei Nutzung geringe Relevanz anderer Anw. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine ▪ Positionierung im Netz
Momentanreserve	Sekunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe Nutzungszeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognostizierbarkeit ▪ Leistungsreserve nötig
Reduktion des Spitzenbezugs	Minuten bis Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe Nutzungszeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognostizierbarkeit (ggf. Energiereserve notwendig) ▪ Einschränkung durch Strombezug ▪ Positionierung im Netz

Anwendung	Zeitlicher Horizont	Synergieeffekte	Konkurrenzeffekte
Spannungsqualität (Flicker)	Sekunden	<ul style="list-style-type: none"> geringe Nutzungszeit 	<ul style="list-style-type: none"> Prognostizierbarkeit Leistungsreserve nötig ggf. zwingende Nutzung Positionierung im Netz
Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> ggf. saisonale Nutzungszeit 	<ul style="list-style-type: none"> Prognostizierbarkeit zwingende Nutzung Positionierung im Netz
Kurzschlussleistung	Sekunden	<ul style="list-style-type: none"> geringe Nutzungszeit 	<ul style="list-style-type: none"> Prognostizierbarkeit zwingende Nutzung Positionierung im Netz
Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	Stunden	<ul style="list-style-type: none"> geringe Nutzungszeit bei Nutzung geringe Relevanz anderer Anw. 	<ul style="list-style-type: none"> Prognostizierbarkeit Energiereserve nötig Positionierung im Netz

Anhang B: Variantenrechnungen zu Kapitel 2.2

Variante „Windenergieanlagen“

In dieser Variante wird für beide Abgänge des untersuchten, ländlichen MS-Netzes eine Windenergieanlage mit variierender Leistung modelliert. Die Anlage ist bei 2/3 der Stranglänge positioniert. Die Installation des Speichersystems erfolgt am selben Netzknoten. Die Kosten der Abregelungsmassnahmen sind identisch zu denen bei PV-Anlagen und somit vergleichsweise hoch angesetzt. Das Ergebnis der Berechnung zeigt, dass der Speichereinsatz in diesem Fall deutlich unattraktiver ist als bei der Kompensation von PV-Einspeisung. Ursächlich ist hierfür, dass durch die deutlich höheren Volllaststundenzahl von Windenergieanlagen Speicherkapazitäten zwischen 6 und 90 Stunden (bei PV-Anlagen ca. 1 h bis 6 h) notwendig sind.

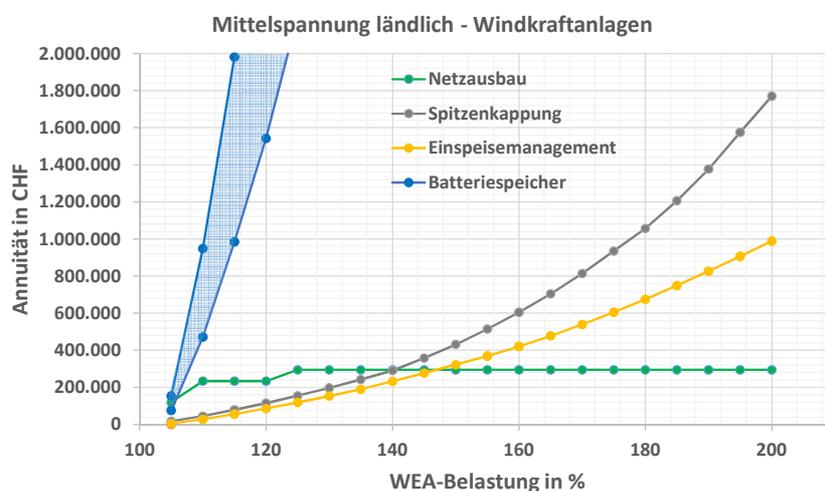


Abbildung B 1: Kostenvergleich aller betrachteten Massnahmen in einem, durch Windenergieanlagen überlasteten Mittelspannungsnetz

Variante „Netznutzungsentgelte“

In dieser Variante wird untersucht, welchen Einfluss eine Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten auf das Berechnungsergebnis des Basisfalls hat. Um dabei realistische Annahmen bezüglich der anzusetzenden Netzentgelte zu machen, werden zunächst die Preisblätter der zehn grössten VNB der Schweiz ausgewertet. Dabei werden mittlere Arbeits- und Leistungspreise der Mittel- und Niederspannung unter Annahme einer geringen Benutzungsdauer⁹⁸ (<3.000 h) gebildet. Da der Ladevorgang des netzorientierten Speichereinsatzes stets in den Mittagszeit liegt, wird dabei der der jeweilige Preis der Hochtarifzeit verwendet.

⁹⁸ Für Netznutzer mit höherer Benutzungsdauer gelten andere Netztarife. Die Vollbenutzungsstunden der untersuchten Speichersysteme liegen jedoch unterhalb der Grenze von 3000 h.

Tabelle B 1: Ermittelte mittlere Arbeits- und Leistungspreise

Netzebene	Arbeitspreis in CHF/MWh	Leistungspreis in CHF/MW pro Jahr
Niederspannung	86,4	60.750
Mittelspannung	72,3	64.080

Das Ergebnis der Berechnung (siehe Abbildung B 2) zeigt, dass sich die Berücksichtigung von Netzentgelten für den Speichereinsatz stark negativ auswirkt. Insbesondere bei hoher PV-Belastung wirken sich die zu zahlenden arbeitsabhängigen Netzentgelte stark aus, während sich bei geringen PV-Belastungen nur geringe Auswirkungen zeigen.

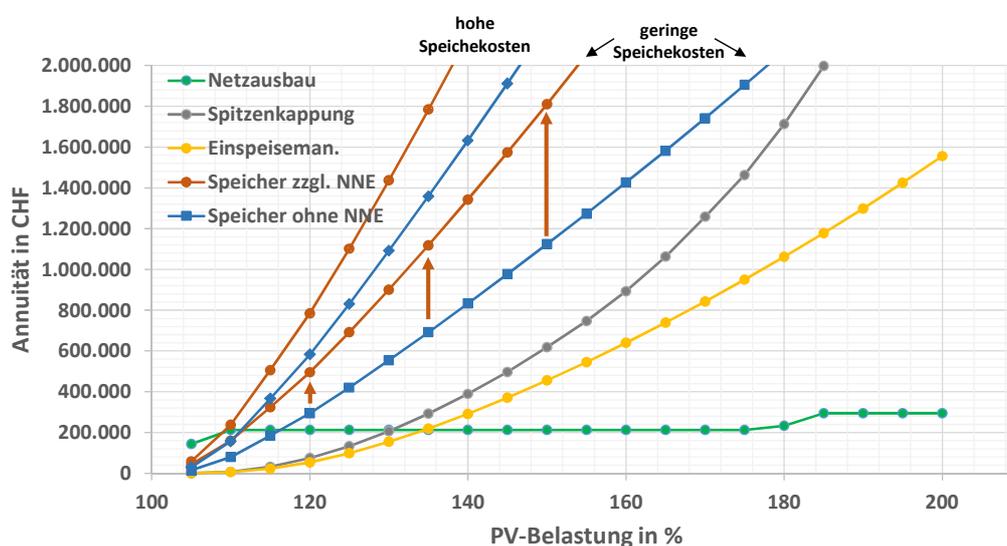


Abbildung B 2: Einfluss der Berücksichtigung von Netznutzungsentgelten auf das Berechnungsergebnis am Beispiel eines ländlichen MS-Netzes

Variante „verringerte PV-Kompensation“

In dieser Variantenrechnung wird statt der zuvor angenommenen Kompensationskosten für Abregelungsmassnahmen in Höhe von 18,7 Rp./kWh lediglich in Abstimmung mit dem BFE ein Wert von 10 Rp/kWh berücksichtigt. Hierdurch werden Abregelungsmassnahmen attraktiver, so dass der Schnittpunkt mit der Massnahme „Netzausbau“ nun weiter in Richtung höherer PV-Belastung verlagert wird. Gleichzeitig verringerte sich der Unterschied zwischen den betrachteten Abregelungsmassnahmen.

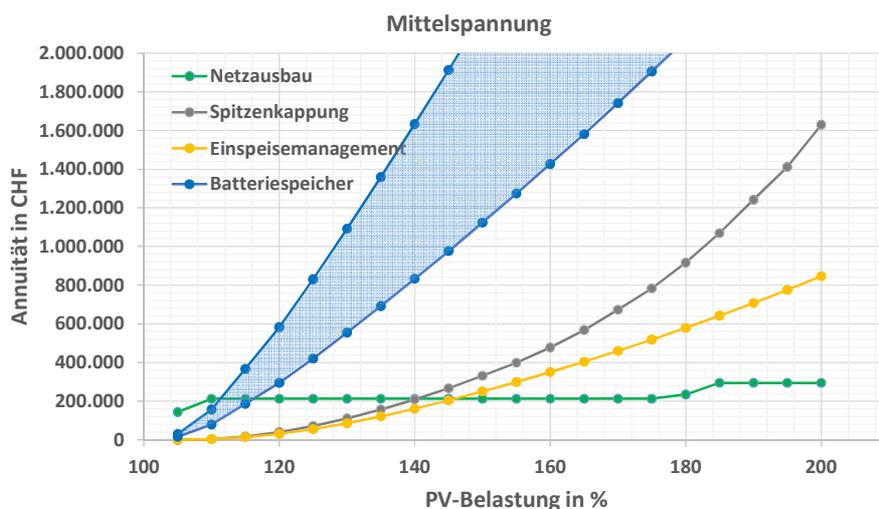


Abbildung B 3: Berechnungsergebnis für ein ländliches MS-Netz bei verringerten Kompensationszahlungen für Abregelungsmassnahmen

Variante „Solarstromspeicher“

In dieser Variantenrechnung wird der Einfluss privater Solarstromspeicher auf die zuvor untersuchten Handlungsalternativen analysiert. Dazu wird zunächst das zu den genutzten Wetterzeitreihen passende Verhalten von Solarstromspeichern simuliert. Die dabei verwendeten Speichersysteme sind nach den Erkenntnissen aus [13] dimensioniert. Bei heutigem Betriebsverhalten der Speicher (Laden, sobald Überschussstrom vorhanden ist), führt dies zu keiner wesentlichen Änderung der Spitzeneinspeisung der PV-Anlagen. Ursache für diese Tatsache ist, dass wirtschaftlich dimensionierte Solarstromspeicher bei hoher PV-Einspeisung bereits nach kurzer Zeit vollständig geladen sind. Zur Mittagszeit findet dann nahezu keine Einspeicherung mehr statt. Aus Sicht des Stromnetzes ist jedoch ein intelligenteres Ladeverhalten sinnvoller, bei dem der Ladevorgang erst zur Mittagszeit einsetzt. Abbildung B 4 zeigt am Beispiel von zwei Tagen im Sommer den Einfluss der verschiedenen Ladestrategien auf das Einspeiseverhalten der PV-Anlagen zzgl. Solarstromspeicher. Durch ein netzorientiertes Ladeverhalten kann die Spitzeneinspeisung um ca. 18 % verringert werden.

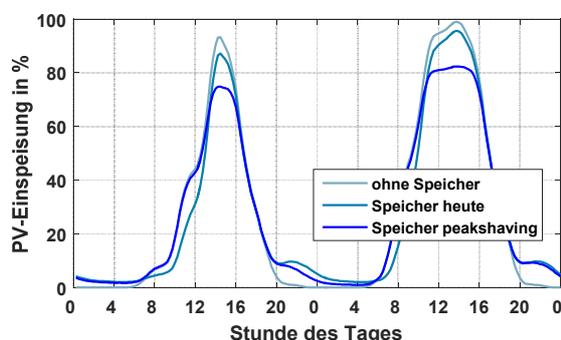


Abbildung B 4: Lastgang von PV-Anlagen mit und ohne Solarstromspeicher sowie unter Berücksichtigung verschiedener Ladestrategien

Anschliessend wird unterstellt, dass 50 % der PV-Anlagen eines Netzgebiets mit Solarstromspeichern ausgestattet sind. Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung B 5 dargestellt. Es wird deutlich, dass durch die Installation der Solarstromspeicher erst bei höheren PV-Belastung Handlungsbedarf seitens des VNB

entsteht. Dadurch werden die Kosten der Handlungsalternativen in der Ergebnisdarstellung nach rechts verschoben (vgl. Abbildung B 5). Die kostentechnische Rangfolge der Massnahmen untereinander bleibt dabei jedoch unberührt. Demnach besteht kein Einfluss von Solarstromspeichern auf die Bewertung der Handlungsoptionen.

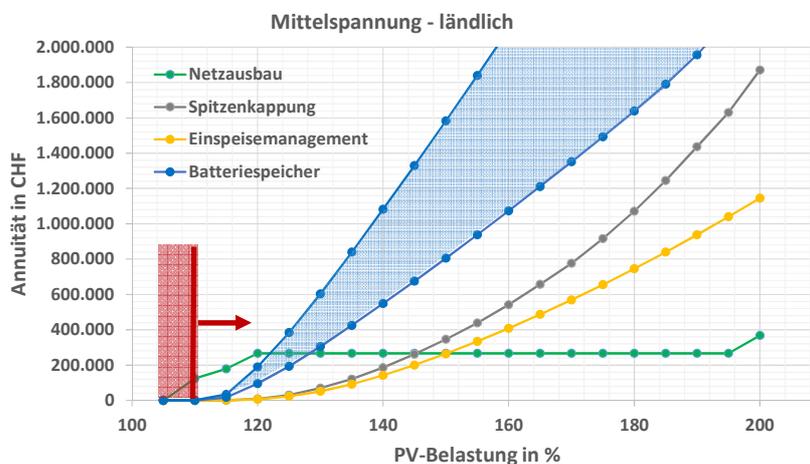


Abbildung B 5: Berechnungsergebnis unter Berücksichtigung einer Durchdringung von Solarstromspeichern von 50 % sowie einem netzorientierten Ladeverhalten derselben. Die notwendigen Handlungsmassnahmen werden um den roten Bereich nach rechts verschoben

Variante „Power-to-Gas“

In dieser Variante wird untersucht, ob Power-to-Gas-Anlagen (P2G) zukünftig eine weitere Konkurrenztechnologie zum Speichereinsatz bei der Vermeidung von Netzausbaumasnahmen darstellen kann. Annahme der Untersuchung ist, dass der überschüssige PV-Strom zu Methan umgewandelt und lokal genutzt wird. Eine Rückverstromung wird dabei nicht berücksichtigt.

Unter P2G werden viele Verfahren zusammengefasst, bei denen i.d.R. eine Gewinnung von H₂ aus Wasser und ggf. eine anschliessende Methanisierung durchgeführt werden. Aufgrund der vielen unterschiedlichen, dabei genutzten Technologien existiert eine hohe Bandbreite an Angaben zu den technischen Rahmendaten dieser Verfahren sowie zu den zukünftig prognostizierten Kosten. Im Rahmen dieser Variantenrechnung wird deshalb eine Abschätzung auf Basis vereinfachter Rahmendaten durchgeführt. Diese sind in Tabelle B 2 dargelegt. Die dabei angenommenen Werte sind dem Ausblick der IAE aus dem Jahr 2015 (siehe [33]) entnommen. Dabei werden Ausblicke auf die zukünftige Preisentwicklung verschiedener P2G-Technologien gegeben. Darüber hinaus wird eine Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten unterstellt. Zudem wird davon ausgegangen, dass eine lokale Gassenke existiert und keine Zwischenspeicherung des gewonnenen Gases notwendig ist.

Tabelle B 2: Verwendete Parameter zur Bewertung von P2G-Anlagen

Parameter	Wert
Investitionskosten <i>hoch</i>	2.200 CHF/kW (H2 P2G PEM + Methan. 2030 [33])
Investitionskosten <i>gering</i>	1.100 CHF/kW (H2 P2G PEM HENG 2030 [33])
Betriebskosten	5 % p.a.
Lebensdauer	20 Jahre
Wirkungsgrad	70 %
Erlöse Gasverkauf	30 CHF/MWh
Strombezugskosten	nach Spotmarkt 2025

Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung B 6 für eine hohe (links) sowie eine moderate Kostendegression (rechts) dargestellt. Es zeigt, sich, dass die Kosten für P2G-Anlagen in etwa demselben Bereich wie die der Speichersystemen liegen. Daraus ergibt sich jedoch auch, dass die betrachteten Alternativmassnahmen weiterhin deutlich günstiger ausfallen. Dies gilt aufgrund der für beiden Technologien als in den verschiedenen Spannungsebenen als identisch angenommene Kostenstruktur ebenso für die Niederspannung (Ergebnis nicht dargestellt). Das Ergebnis ist jedoch sehr sensitiv gegenüber den angenommenen Investitions- und Strombezugskosten, Netzentgelten sowie den angenommenen Erträgen aus der Gasproduktion.

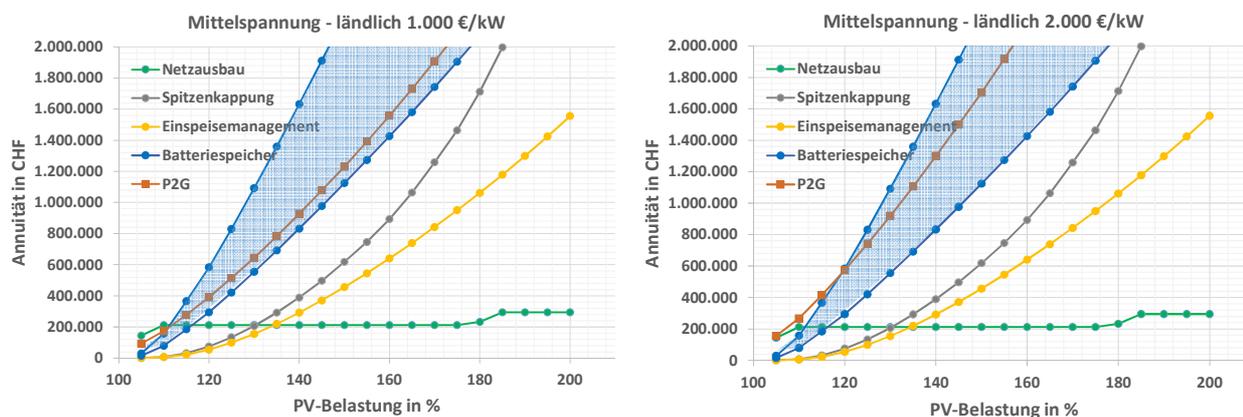


Abbildung B 6: Bewertung der annuitätischen Kosten von P2G-Anlagen bei geringen P2G-Kosten (links) sowie hohen P2G-Kosten (rechts) im Vergleich zum Basisfall

Darüber hinaus zeigt sich, dass diese, in überlasteten Verteilnetz gelegenen P2G-Anlagen nur ein begrenztes Nutzungspotential ausserhalb der netzdienlichen Betriebszeiten aufweisen (siehe Abbildung B 7). Je nach PV-Belastung können dabei nur sehr geringe Volllaststundenzahlen erreicht werden, sodass anzunehmen ist, dass die auftretenden Netzrestriktionen einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen über die Anwendung der Netzentlastung hinaus beeinträchtigt.

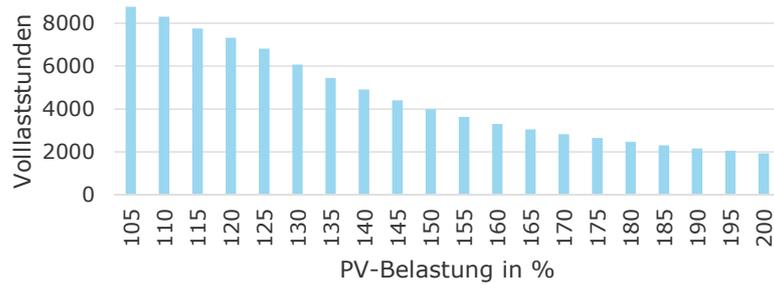


Abbildung B 7: Maximal realisierbare Volllaststunden im marktorientierten Betrieb für P2G-Anlagen in ländlichem Mittelspannungsnetz

Anhang C: Zusätzliche Ergebnisdarstellungen

Marktteilnahme ohne Netzentgelte

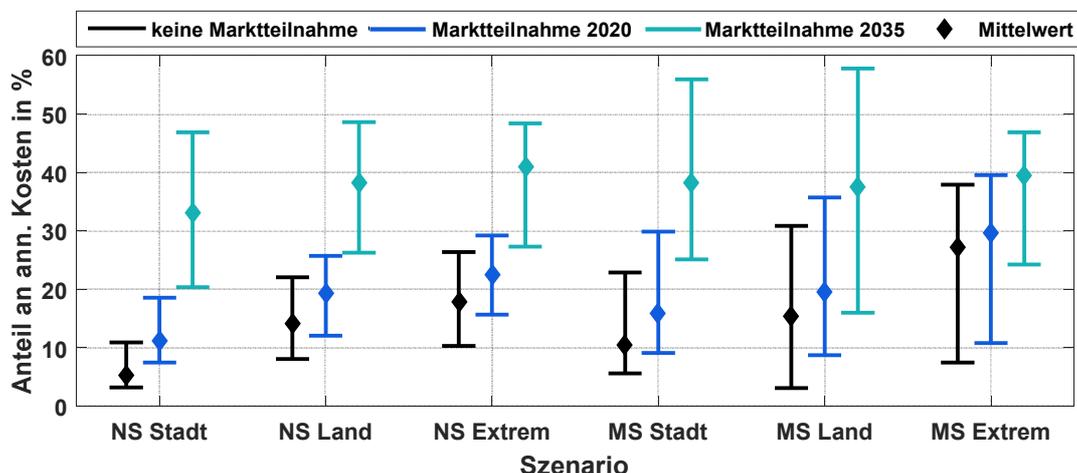


Abbildung C 1: Anteil der gedeckten jährlichen Speicherkosten bei zusätzlicher Teilnahme am Energiemarkt unter Annahme einer Befreiung von Netzentgelten für Speichersysteme

Massnahmenkosten in der MS bei Speichereinsatz in der NS

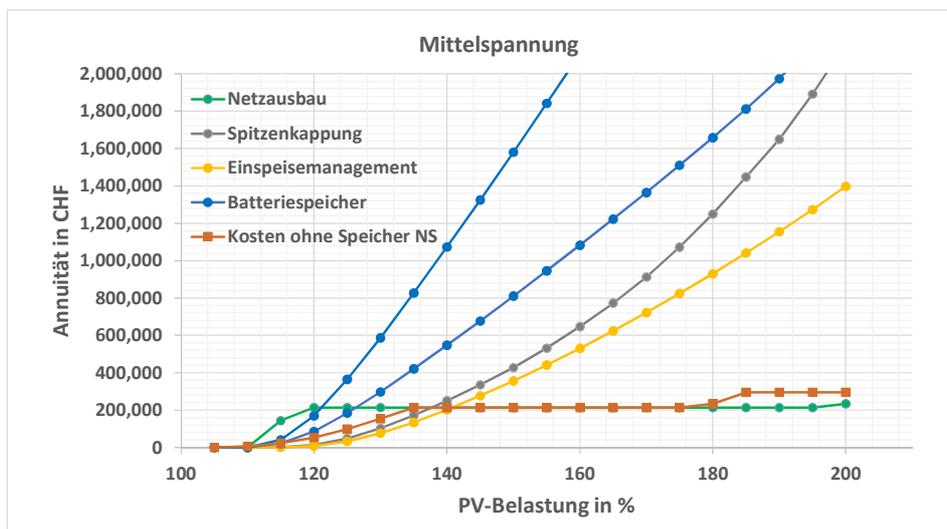


Abbildung C 2: Verschiebung der Kostenkurve der Netzverstärkungsmassnahmen durch Speicher in der unterlagerten Netzebene. Zum Vergleich: Kosten der Ausbaumassnahmen der MS ohne Speicher in der NS (orange)

Anhang D: Annahmen zu Day-Ahead Marktpreisen

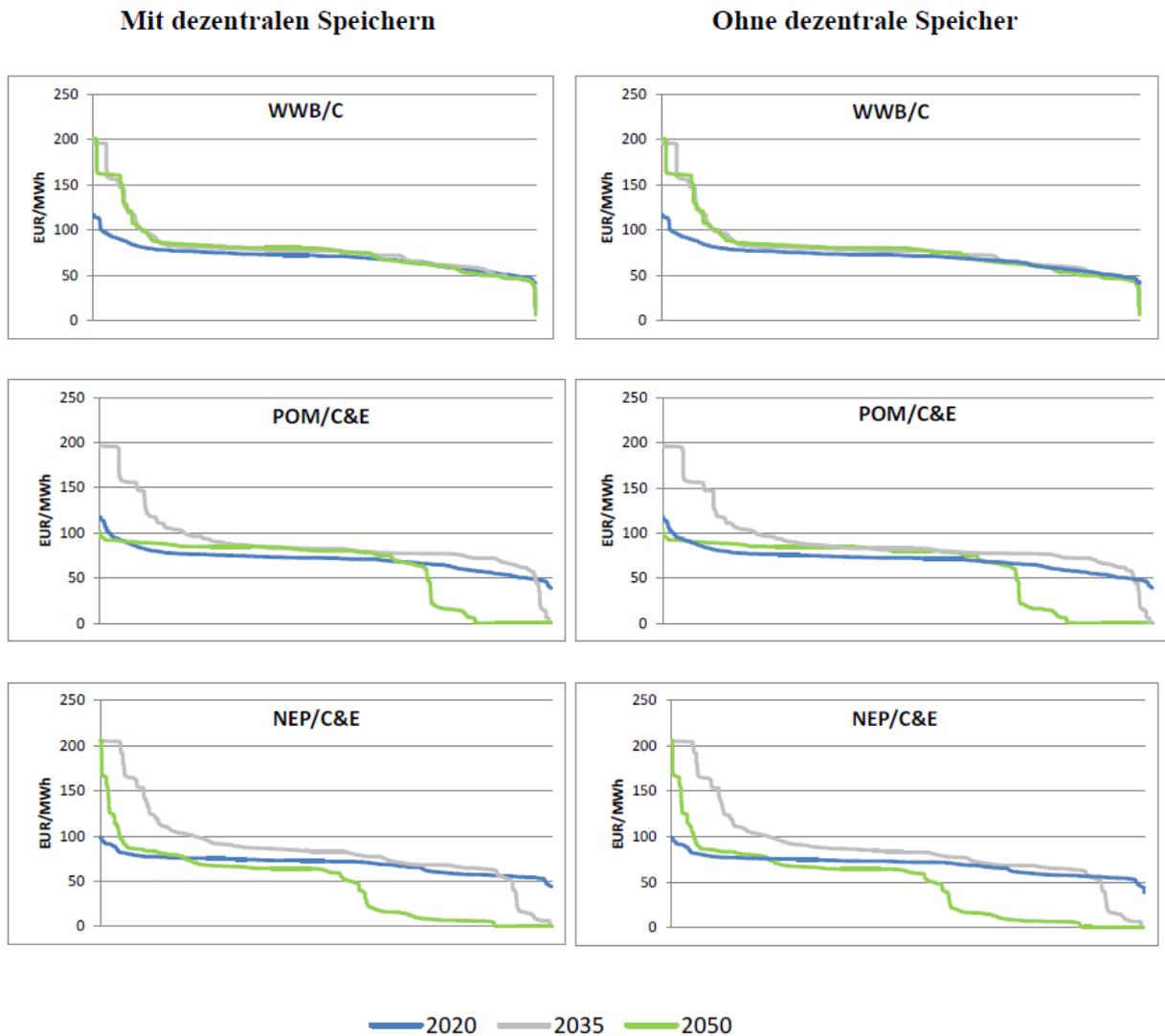


Abbildung D 1: Preisdauerkurven der stündlichen Strommarktpreise mit (links) und ohne (rechts) dezentrale Speicher⁹⁹

⁹⁹ Quelle: DNV GL, vormals DNV KEMA (2013): Energiespeicher in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Bern.



ÜBER EF.RUHR

Die ef.Ruhr ist ein Beratungs- und Forschungsunternehmen, welches wissenschaftliche Transferprojekte, Studien und Gutachten privater und öffentlicher Auftraggeber im Bereich der Energieforschung durchführt. Mit der ef.Ruhr kooperieren ca. 40 Lehrstühle und Institute der Ruhrgebiets-Universitäten auf den Gebieten Energieumwandlung, Energietransport/-verteilung, Energiewirtschaft und Energieeffizienz. Damit deckt die ef.Ruhr die gesamte Wertschöpfungskette innovativer Energietechnik und -wirtschaft ab und ist ein etablierter Forschungs- und Innovationsverbund. Die technische und wirtschaftliche Energienetzplanung, die Integration erneuerbarer Energien sowie Innovationen im Bereich dezentraler und erneuerbarer Energieumwandlung und Kraftwerke sind nur einige Untersuchungsrichtungen.

ÜBER DNV GL

DNV GL - Energy gehört zur DNV GL Group, die mit ihrem Geschäftszweck zum Schutz von Leben, Eigentum sowie der Umwelt in bedeutenden industriellen Bereichen beiträgt. Im Vordergrund stehen unabhängige wirtschaftliche und technische Beratungsdienstleistungen sowie Dienstleistungen in Risikomanagement, Klassifizierung, Zertifizierung und Testung für die Schiffs-, Öl- und Gasindustrie sowie die Energiebranche. Darüber hinaus erbringen wir auch Zertifizierungsleistungen für Kunden aus vielen weiteren Branchen. Das Unternehmen wurde 1864 gegründet und ist mit 14.000 Beschäftigten in mehr als 100 Ländern unter dem Leitmotto 'safer, smarter, greener' aktiv.