



Energiespeicher in Nordrhein-Westfalen

Handlungsempfehlungen für Speicher und Systemflexibilisierung

Dezentrale Speicher als neue Elemente mit Flexibilitätpotenzial für die Netze

Handlungsempfehlungen und Ergebnispapier der Expertengruppe AG 3 „Speicher und Systemflexibilisierung“ im Netzwerk „Netze und Speicher“ der EnergieAgentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen.

Vorbemerkung:

Dieses Positionspapier gibt gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Expertengruppe wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse wurden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studie spiegelt daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wieder.

Empfohlene Zitierweise:

Sauer, D. U.; Nykamp, S.; Badeda, J., Fuchs, C. e.a.:

Dezentrale Speicher als neue Elemente mit Flexibilitätpotenzial für die Netze

Handlungsempfehlungen einer Expertengruppe im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen.

NRW (Oktober 2016)

Autoren:

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (RWTH Aachen - ISEA)

Dr. Stefan Nykamp (Westnetz GmbH)

Julia Badeda (RWTH Aachen - ISEA)

Christopher Fuchs (Westnetz GmbH)

Dr. Vigen Nikogosian (E-Bridge Consulting GmbH)

Michael Zaehring (Frontier Economics)

Thomas Oennigmann (münsterNETZ GmbH)

Jan Kellermann (RWTH Aachen - IAEW)

Prof. Dr. Reinhard Madlener (RWTH Aachen - ERC FCN)

Jan Martin Specht (RWTH Aachen – ERC FCN)

Prof. Dr. Ingo Stadler (TH Köln - CIRE)

Sören Schrader (P3 Group)

Thomas Pollok (P3 Group)

Dr. Matthias Leuthold (RES Deutschland GmbH)

Inhaltsverzeichnis

1. Handlungsempfehlungen – Im Überblick	5
1.1. NRW sollte sich den technologischen Vorsprung in der Systemintegration von Speichern als Flexibilitätsoptionen in intersektoriellen Märkten sichern.	5
1.2. NRW sollte durch eine Landesförderung den gezielten Abbau aktueller Markteintrittshürden für innovative Ansätze vorantreiben.....	5
1.3. NRW sollte durch Konsultation auf Bundesebene für den Einsatz von Speichern und Flexibilitäten eine klare Rechtslage schaffen.	5
1.4. NRW sollte durch die Förderung von Mieterstrommodellen mehr Menschen die Partizipation an der Energiewende gleichermaßen ermöglichen.	5
1.5. NRW sollte die Neubewertung der regulatorischen Rahmen aktiv vorantreiben - insbesondere mit Blick auf Unbundling.	6
2. Einleitung	7
2.1. Restriktionen der Handlungsempfehlungen	7
2.1.1 Gesetzter Zeithorizont	7
2.1.2 Gewählte Netzebenen.....	7
2.1.3 Betrachtete Speichertechnologien	8
2.2. Die Rolle Nordrhein-Westfalens in der Speicherlandschaft	8
2.3. Verweis auf weiterführende Studien	10
3. Aktueller Einsatz von Speichern	12
3.1. Marktorientiert.....	12
3.2. Systemdienlich.....	15
3.3. Netzdienlich	16
3.4. Zusammenfassung aktueller Einsatz und Konflikte in der Nutzung ...	17
4. Szenarien für einen Speichereinsatz bis 2025 – Eröffnung von Multi-use-case- Szenarien als nächster Schritt in der Systemintegration	19
4.1. Speicher mit netzdienlicher und marktdienlicher Nutzung in PV-geprägten Verteilnetzen.....	19
4.2. Speichereinbindung in virtuelle Kraftwerke	20
4.3. Speicher im Quartier	20
4.4. Speicher zur Kopplung von elektrischen und thermischen Prozessen.....	21
4.5. Speicher als Flexibilität bei Überschussstrom.....	21
5. Hindernisse und Lösungskonzepte für den zukünftigen Einsatz von Speichern als Flexibilitäten im Netz.....	22
5.1. Fokus: Netzdienlichkeit und regulatorische Rahmen	22
5.1.1 CAPEX-Modell	24
5.1.2 OPEX-Modell	25
5.1.3 Regulatorische Vergütung netzdienlicher Speicher.....	25
5.2. Fokus: Abgaben und Kostenstrukturen.....	26
5.2.1 Quartierspeicher.....	26
5.2.2 Sektorenkopplung	26
5.3. Fokus: Systemdienlichkeit und regulatorische Rahmen.....	27
5.3.1 Zur Kapazitätsanforderung.....	27
5.3.2 Zur Anforderung an die Verfügbarkeit.....	28

5.3.3	Einsatz von Kleinspeichern im virtuellen Kraftwerk für Systemdienstleistungen	28
5.4.	Fokus: Schaffung eines transparenten Rechtsrahmens	29
5.5.	Fokus: Flexibilitätsoptionen aktivieren	31
6.	Referenzen	32

1. Handlungsempfehlungen – Im Überblick

Im Folgenden werden die Handlungsempfehlungen der Arbeitsgruppe 3 „Speicher und Systemflexibilisierung“ des Netzwerkes *Netze und Speicher in Nordrhein-Westfalen* der EnergieAgentur.NRW herausgestellt. Weitere Details und Hintergründe sind dem Gesamtdokument zu entnehmen. Hier werden die Handlungsempfehlungen an den entsprechenden Stellen aufgegriffen.

1.1. NRW sollte sich den technologischen Vorsprung in der Systemintegration von Speichern als Flexibilitätsoptionen in intersektoriellen Märkten sichern.

Um bereits jetzt ein Testfeld für zukünftige Technologien und Lernmöglichkeiten für lokale Industriezweige zu bieten, sollte NRW die technische und ökonomische Umsetzung bezüglich der Ausgestaltung von Flexibilitätsoptionen vorantreiben. In NRW sollte der Bau von Speichern und der Einsatz von Flexibilitäten gezielt forciert werden, um als Drehscheibe im Stromnetz Europas und in der sich wandelnden Erzeugungsstruktur NRWs einen Mehrwert zu erzielen und an der Energiewende aktiv zu partizipieren. Dies könnte beispielsweise durch Standortanreize für Großbatterien erfolgen. Auch sollte NRW die Erweiterung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2017 um zuschaltbare Lasten nutzen um eine Erweiterung um zuschaltbare Lasten nicht nur für die norddeutschen Netzausbaugelände anzuregen. NRW sollte daher aktiv auch die Umsetzung in weiteren Regionen einfordern, die durch hohe erneuerbare Energien (EE)-Überschüsse geprägt sind.

1.2. NRW sollte durch eine Landesförderung den gezielten Abbau aktueller Markteintrittshürden für innovative Ansätze vorantreiben.

NRW sollte eine Kompensationsförderung aufsetzen, die aktuelle Markteintrittshürden für den Einsatz von Batteriespeichern in der Kombination verschiedener Anwendungen (z.B. bei Haus- und Quartierspeichern bzw. in der Sektorkopplung mit Wärmesystemen und E-mobilen) absenkt, so dass sich wirtschaftliche Projekte frühzeitig realisieren lassen. NRW sollte gezielt Pilotprojekte in diesen Bereichen auch unter Berücksichtigung der lokalen Industrie fördern, da deren Erkenntnisse für die effiziente Bewirtschaftung des zukünftigen Stromnetzes notwendig werden. Ziel sollte es sein, durch den entstehenden Wissensvorsprung eine Standortstärkung in der zukünftigen Energielandschaft zu erreichen.

1.3. NRW sollte durch Konsultation auf Bundesebene für den Einsatz von Speichern und Flexibilitäten eine klare Rechtslage schaffen.

Es sollte eine transparente und einheitliche, rechtliche Grundlage für Speicher als Elemente im Stromnetz erstellt werden, die die Vielzahl an Flexibilitätsoptionen und ihre technischen Einbindungsmöglichkeiten berücksichtigt. NRW sollte auf Bundesebene die Schaffung dieses einheitlichen Rechtsrahmens vorantreiben, um eine langfristige Planungssicherheit für Investoren und Betreiber zu gewährleisten. Das Ziel sollte sein, einen eindeutigen Rahmen zu schaffen, der während des gesamten Lebenszyklus eines Speichersystems (bis zu 10 Jahre) im Wesentlichen gültig bleibt, um Investitionen in zukunftssträchtige Technologien wie Energiespeicher nachhaltig anzureizen.

1.4. NRW sollte durch die Förderung von Mieterstrommodellen mehr Menschen die Partizipation an der Energiewende gleichermaßen ermöglichen.

NRW sollte darauf hinwirken, die aktuelle Verordnungsmächtigung zu Mieterstrommodellen zu nutzen, um auch die Fragestellung von geteilten/gemieteten Speichern gesetzlich zu klären. Neue Mieterstrommodelle sollten den Aspekt der Stromspeicherung und Flexibilisierung in Haushalten auch ohne unmittelbare Nähe zu EE-Erzeugung und Speichern berücksichtigen. Außerdem müssen die Rahmenbedingungen für die Nutzung öffentlicher Netze sowie die Kommunikation und Haftung geklärt werden. Hier wäre das Aufsetzen eines NRW-Förderprogramms für entsprechende Pilotprojekte denkbar, um auch die derzeit passiven Eigentümer und Bewohner von Mietobjekten anzureizen, an der Energiewende zu partizipieren.

1.5. NRW sollte die Neubewertung der regulatorischen Rahmen aktiv vorantreiben - insbesondere mit Blick auf Unbundling.

NRW sollte auf allen politischen Ebenen aktiv die Neubewertung der regulatorischen Rahmensetzung im Energiesektor unter Berücksichtigung der Entwicklung neuer technischer Möglichkeiten vorantreiben. Dabei sollte NRW die neue notwendige Rolle von Verteilnetzbetreibern berücksichtigen, die in einem Stromnetz mit zunehmend fluktuierender Erzeugung häufiger aktiv eingreifen müssen. So gilt es beispielsweise, den Einsatz von Speichersystemen als Netzelemente für die Nutzung durch Verteilnetzbetreiber regulatorisch zu ermöglichen. Darüber hinaus sollte eine sinnvolle Kombination von system-/markt- und netzdienlicher Nutzung (multi-use-case) von Speichersystemen für alle Akteure im Stromsystem eröffnet werden, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu maximieren. Hierzu sind einerseits Pilotprojekte nötig, andererseits aber auch die frühzeitige Weichenstellung durch entsprechende Gesetzgebungsverfahren.

2. Einleitung

Die deutsche Energiewende beschränkt sich längst nicht mehr nur auf den Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen, sondern zunehmend auch auf die Bereitstellung von Flexibilitätspotenzialen. Hierbei spielen insbesondere Speicher und darunter Batteriespeicher eine herausragende Rolle. Durch eine konstruktive Mitgestaltung des Sektors durch die Politik lassen sich gerade auch auf Bundesländerebene Standortvorteile durch gezielte Innovations-, Realisations- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen erzielen.

Im Rahmen dieser Studie wird der inhaltliche Schwerpunkt auf die drei Anwendungen **Netzdienlichkeit**, **Marktorientierung** und **Systemdienlichkeit** gelegt. Diese ergeben sich aus den unterschiedlichen aktuellen Anwenderperspektiven von Speichern. Speicher stellen in allen Einsätzen eine Flexibilitätsoption dar, die unterschiedliche Zwecke erfüllt. Vor allem in der geplanten Energiewende, bei der ein hoher Anteil von fluktuierenden EE-Anlagen erreicht werden wird, wird diese Eigenschaft benötigt.

Netztechnische Innovationen können in diesem Zusammenhang zu einer Förderung der effizienten Integration von EE führen. Hierzu zählen eine Reihe möglicher Flexibilitäten, wobei Speicher wie Batterien bereits heute dazu beitragen können, die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch lokal zu optimieren [1]. Die Ausführungen zur Handlungsempfehlung in diesem Dokument bauen auf Basisannahmen, die im Nachfolgenden beschrieben werden. Anschließend wird eine beispielhafte Darstellung aktueller Anwendungsfälle mit Fokus auf den deutschen Markt gegeben und die aktuellen Hindernisse für einen effektiven und für das Gesamtsystem nützlichen Einsatz aufgezeigt. In diesem letzten Abschnitt werden auch immer erste Lösungsansätze dargestellt, die in die vorher formulierten Handlungsempfehlungen münden.

2.1. Restriktionen der Handlungsempfehlungen

2.1.1 Gesetzter Zeithorizont

Die Betrachtungen der Arbeitsgruppe beziehen sich auf den zeitlichen Horizont bis zum Jahr 2025, in dem gemäß der Ziele der Bundesregierung ein Anteil von 40-45 % der deutschen Stromerzeugung durch EE gedeckt werden soll. Im Fokus stehen dabei Anwendungen, in denen Investitionen mit technisch vorhandenen Lösungen bereits jetzt diskutiert werden und deren Umsetzung bis zum Jahr 2025 realistisch erscheint. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass derzeitige gegebene Hindernisse abgebaut werden.

2.1.2 Gewählte Netzebenen

Erhebungen der Bundesnetzagentur belegen, dass die Energiewende technisch überwiegend auf der Verteilnetzebene stattfindet. Demnach sind über 81 % der installierten Leistung von Stromerzeugungsanlagen, die Elektrizität aus EE produzieren, an die Nieder- und Mittelspannungsnetze angeschlossen; im gesamten Verteilnetz unter Berücksichtigung der ebenfalls zuzurechnenden Hochspannungsebene gar 96 % [2]. Diese Entwicklung wird durch einen vom *BMWi* für den Verteilnetzausbau taxierten Investitionsbedarf von bis zu 49 Mrd. € bis zum Jahr 2032 untermauert, da diese Netze für die nunmehr veränderte Versorgungsaufgabe ursprünglich nicht ausgelegt waren [3]. Auch in der *dena*-Verteilnetzstudie werden ähnliche Größenordnungen für den Netzausbau mit bis zu 42,5 Mrd. € bis 2030 (Bundesländerszenario) angegeben, von denen 4,3 Mrd. € auf NRW entfallen [4]. Genau auf diesen Spannungsebenen greifen die aktuellen Anwendungsfälle für Speicher. Aus diesem Grund beziehen sich die Handlungsempfehlungen auf die Mittel- und Niederspannungsebene.

2.1.3 Betrachtete Speichertechnologien

Abb. 1 stellt eine systematische Übersicht derzeitiger Speicheroptionen dar. Unter Berücksichtigung des gesetzten zeitlichen Horizonts und der Notwendigkeit, Flexibilität vor allem auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu schaffen, sind vor allem Speicher im Fokus (hier dunkel blau markiert), die einen minütlichen bis stündlichen Ausgleich schaffen (Kurzzeitspeicher) und in den nächsten 10 Jahren integriert werden können. Dazu zählen insbesondere Batteriespeicher sowie Flow-Batterien und thermische Speicher, wobei immer von einem gegebenen Netzanschluss ausgegangen wird, sodass keine *off-grid-Lösungen* oder *Microgrids* mit Netzabkopplung berücksichtigt sind.

Im Rahmen dieser Studie wird in die zwei Kategorien „Strom-zu-Strom“ und „Strom-zu-X“ unterschieden. Während Speichersysteme aus der Kategorie „Strom-zu-Strom“ den Strom zunächst zwischenspeichern und anschließend in das Stromsystem rückspeisen, führen Speichersysteme der Kategorie „Strom-zu-X“ den umgewandelten Strom (z.B. Wasserstoff) anderen Märkten zu. Hierbei nehmen die chemischen Speicher eine besondere Rolle ein, da der Strom einerseits in derzeit getrennt betrachtete Märkte wie beispielsweise Chemie, Wärme und Mobilität im Rahmen der Sektorenkopplung eingebracht werden kann; andererseits in das Stromsystem rückgespeist werden könnte. Letzteres ist erst bei sehr hohen residualen Überschüssen sinnvoll, unter anderem da sie im aktuellen System nicht zu einer CO₂-Minderung führen würden und zusätzlich jeder Umwandlungsschritt mit Verlusten behaftet ist. Der Gesamtwirkungsgrad eines Prozesspfades sollte immer mit berücksichtigt werden. Eine Sektorenkopplung bietet zusätzliche Flexibilität für das Stromnetz und wird für die Dekarbonisierung des Energiesystems in allen Segmenten ein notwendiger Schritt sein.

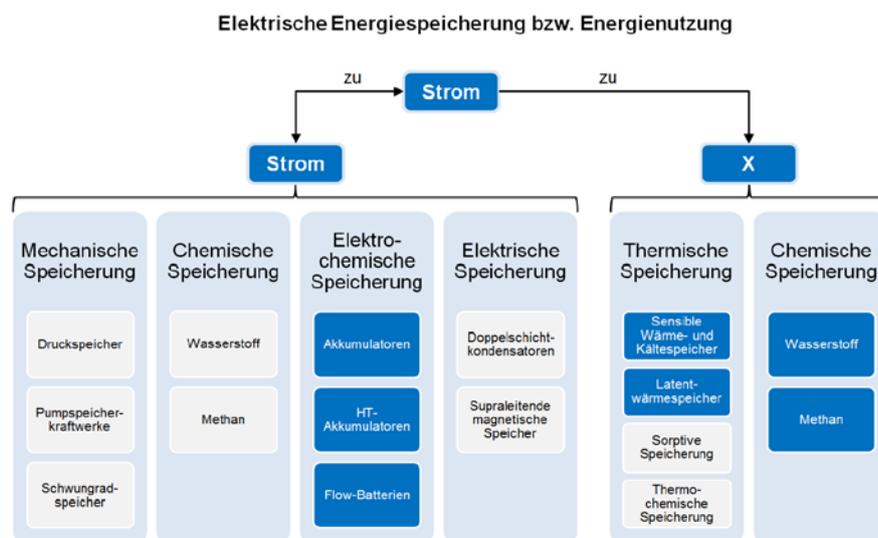


Abb. 1: Systematisierung von Speichertechnologien. In dunkelblau sind Speicheroptionen gehalten, die in den Handlungsempfehlungen fokussiert berücksichtigt werden [5]

Viele der in der Folge skizzierten Hemmnisse für einen effizienten Einsatz gelten gleichwohl für die chemischen Speicher, die bei einer perspektivisch weiter ansteigenden EE-Rate an Bedeutung gewinnen werden. Elektromobile werden bei der gegebenen und absehbar niedrigen Durchdringungsrate bis 2025 nicht speziell betrachtet.

2.2. Die Rolle Nordrhein-Westfalens in der Speicherslandschaft

NRW ist eine der wichtigsten Energieregionen in Deutschland, da hier rund 30 % des bundesweit nachgefragten Stroms erzeugt und gleichzeitig rund 40 % des

benötigten Industriestroms¹ verbraucht werden. Da EE mit einem Anteil von 12 %² derzeit noch eine eher untergeordnete Rolle im NRW-Energiemix spielen, ist das perspektivische Potenzial enorm, insbesondere vor dem Hintergrund der landespolitischen Ziele, den Anteil der EE bis zum Jahr 2020 auf 25 % zu erhöhen [31][32]. Die damit einhergehende Veränderung der klassischen Versorgungsaufgabe und Netzbewirtschaftung ist unweigerlich damit verbunden, sich frühzeitig mit innovativen und volkswirtschaftlich sinnvollen Lösungskonzepten auseinanderzusetzen.

Zum einen gibt es in NRW mit rund 17,9 Millionen Einwohnern³ zahlreiche Wohngebäude und eng besiedelte Ballungszentren, wodurch eine Stromerzeugung aus EE im Vergleich zu anderen Bundesländern nur bedingt bzw. eingeschränkt möglich ist. Dementgegen ist eine Stromspeicherung jedoch an vielen Standorten denkbar, beispielsweise in Kombination mit einem PV-Zubau in Ballungszentren, wo derzeit zahlreiche potenziell nutzbare Dachflächen ungenutzt bleiben.⁴ Eine Speicherplatzierung könnte beispielsweise in Mietshäusern, Handel und Gewerbe erfolgen und insbesondere bei ganzheitlicher Integration der zunehmenden Elektromobilität in den Ballungsräumen sinnvoll zu einer Reduktion der Belastung führen. Der Industriesektor in NRW bietet zudem durch die vielfältigen Anwendungen und daraus resultierenden Nachfragecharakteristiken ein hohes Maß an Flexibilisierungspotenzial - insbesondere für system-, markt- und netzdienliche Speicheranwendungen. Die Netzstruktur ist vielerorts bereits gut ausgebaut, zudem bieten gut angebundene Netzverknüpfungspunkte in NRW (z.B. Kraftwerksstandorte / Schwerindustrie) einen Standortvorteil für Speicher mit markt-/systemdienlichem Einsatz (*siehe Abschnitt 3 – Aktueller Einsatz von Speichern*). Dazu vereint der Standort NRW bereits jetzt eine hohe Expertise im Rahmen der Energiespeicherung; eine Vielzahl von Forschungseinrichtungen mit Speicher- und Batteriekompetenz sitzen in NRW.

Wir kommen zur Empfehlung Nummer 2:

„NRW sollte durch eine Landesförderung den gezielten Abbau aktueller Markteintrittshürden für innovative Ansätze vorantreiben.“

Tab. 1 stellt aktuelle Förderprogramme auf Bundesländerebene im Vergleich dar.

¹ Unter anderem durch energieintensive Großkonzerne wie Bayer, Thyssen Krupp und Currenta.

² Gemäß Daten des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) Nordrhein-Westfalen für 2015/2016.

³ 524 Einwohner pro km² und damit der dicht besiedelste Flächenstaat innerhalb der Bundesländer

⁴ Das Ruhrgebiet weist – im Vergleich zum Landesdurchschnitt – eine andere Gebäudestruktur auf: Jeweils ca. ein Drittel der Häuser sind in Reihe (36,4 %) oder freistehend (32,7 %) gebaut, ein Viertel (25,6 %) sind Doppelhäuser [33].

Tab. 1: Übersicht aktueller Landesförderungsprogramme für Speichersysteme und verbundener Themen

Bundesland/ Zeitraum	Gesamtbudget [€]	Zielvorstellung	Technologieeinschränkung?
Bayern [2016-2020]	50 Mio.	Bzgl. Batterien: Netzdienliche Photovoltaik Volle Förderung nur bei 30% max. PV-Einspeisung	Nur bei Sanierung oder Neubau, mindestens KfW 115/ KfW 55
Brandenburg [2015-2020]	50 Mio. (inkl. 40 Mio. EFRE)	Ausbau von Speicherkapazitäten und Steuerungssystemen für dezentral erzeugte Energie	Innerhalb der Energiestrategie 2030: Konzept zur Verknüpfung der Strom-, Gas- und Wärmenetze insbesondere zur Zwischenspeicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien über Wasserstoff und Methan
Nordrhein-Westfalen [2017-2021]	30 Mio. (inkl. EFRE)	Förderung von technischen, rechtlichen als auch ökonomischen Projekten zur Integration von virtuellen Kraftwerken und ihrer Komponenten und deren Verknüpfung mit intelligenten Netzen	Keine explizite Förderung von Speichern. Keine explizite Beschränkung auf eine definierte Technologie.
Nordrhein-Westfalen [2017]	2,2 Mio.	Start im November 2016 mit jährlicher Revision. Ausbau von Speicherkapazitäten bei PV-Anlagen >30kW (50% max. PV-Einspeisung) Unterstützung von Mieterstrommodellen	Technologieoffene Förderung in Anlehnung an KfW Bundesförderprogramm
Sachsen 1 [2013-2014]	3 Mio.	Netzdienliche Photovoltaik Generell 40% max. PV-Einspeisung	Technologieoffen, mindestens 2 kWh Kapazität Positive Wirtschaftlichkeitsrechnung verpflichtend
Sachsen 2 [2014-2016]	-	Netzdienliche Photovoltaik Generell 40% max. PV-Einspeisung	Technologieoffen, mindestens 2 kWh Kapazität Positive Wirtschaftlichkeitsrechnung verpflichtend
Sachsen 3 [2016-2019]	2,5 Mio. in 2016	Netzdienliche Photovoltaik Generell 50% max. PV-Einspeisung	Technologieoffen, mindestens 2 kWh Kapazität Positive Wirtschaftlichkeitsrechnung verpflichtend
Saarland [Okt 2015 – Mar 2018]	1,5 Mio.	Förderung „besonders intelligenter“ PV-Speicher	Förderung von „Lithium-Ionen, Vanadium-Redox-Fluss oder höherwertiger Technologie“ 3...30 kWh Bruttokapazität, mindestens 50% Autarkie im Jahresmittel

2.3. Verweis auf weiterführende Studien

Zu den Themen „Flexibilitätsoptionen“ und „Speichereinsatz im Netz“ sind vor allem in den letzten zwei Jahren einige Studien erschienen, deren tieferegehende Analysen und Ergebnisse für die Aussagen in diesen Handlungsempfehlungen vorausgesetzt werden. Zu erwähnen sind:

- Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Agora, 2014, [34],
- Studie zum aktuellen Marktstatus von Batteriespeichern im Umfeld erneuerbarer Energien einschließlich einem Technologieausblick, IRENA, 2015, [35],
- Untersuchungen zur Anwendung und Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern unter Berücksichtigung Auswirkung auf die elektrischen Netze in der Nieder- und Mittelspannungsebene, VDE, 2015, [16],
- Dissertation zum Thema des multifunktionalen Einsatzes von Energiespeichern in Verteilungsnetzen mit Engpässen, Dissertation an der RWTH Aachen University [15],
- Studie zu Flexibilitätsoptionen für die Stromversorgung im Jahre 2050, Elsner, P., 2015, [36],
- Aktuelle Auswertungen zu Heimspeichersystemen und den daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Nutzen und Kosten sind unter www.speicher-monitoring.de zu finden.

Nachdem die grundlegenden Rahmenbedingungen des Speichereinsatzes sowie die damit einhergehenden Restriktionen mit Blick auf den zeitlichen Horizont, die Netzebene sowie relevante Speichertechnologien dargelegt wurden, werden in Abschnitt 3 derzeitige Anwendungsbereiche von Speichern aufgezeigt. Anschließend wird in Abschnitt 4 in besonderem Maße auf *multi-use-case*-Szenarien eingegangen. An dieser Stelle sei bereits vorweggenommen, dass in jeder der drei betrachteten Anwenderperspektiven (Netzdienlichkeit, Marktorientierung und Systemdienlichkeit) derzeit Hindernisse gegenwärtig sind, die einem vollständig effektiven und effizienten Einsatz der für den zeitlichen Horizont dieser Studie ausgewählten Speicher entgegenwirken. Diese sind gemeinsam mit entsprechenden Lösungsansätzen Gegenstand der Diskussion in Abschnitt 5 und haben zum Ziel, einen Weg aufzuzeigen, um identifizierte Hindernisse entsprechend abzubauen und einen sinnvollen Einsatz von Speichern als Flexibilitäten in den Netzen zu ermöglichen.

3. Aktueller Einsatz von Speichern

Speicher werden derzeit von Netzbetreibern, Energieversorgern, Endverbrauchern und Systemdienstleistern als mögliche technische Lösungen in den folgenden drei Anwendungsfeldern betrachtet und mit unterschiedlicher Motivation unter Umständen auch als Investitionsoption gesehen:

- **marktorientiert:** Portfoliooptimierung von Angebot und Nachfrage (Arbitrage am Spotmarkt, Optimierung des eigenen Strombezugs)
- **systemdienlich:** bilanzieller, nicht ortsgebundener Ausgleich (z.B. Regelenergieeinsatz)
- **netzdienlich:** Vermeidung lokaler netzbedingter Engpasssituationen (z.B. Integration von PV in Niederspannungsnetze)

Der gewählte hauptsächliche Anwendungsfall eines Investors stellt damit den primären Nutzen des Speichers dar. Werden mindestens zwei der Anwendungsfälle kombiniert, spricht man von einem „*multi-use-case*“⁵. Im Folgenden werden die aktuellen Einsatzszenarien innerhalb dieser Bereiche beschrieben. Der kombinierte *multi-use-case* wird bislang in den seltensten Fällen umgesetzt.

3.1. Marktorientiert

Für die Investoren von Speichern im Wohngebäudesegment sowie in den Segmenten Handel und Gewerbe, welche nicht originär im Strommarkt tätig sind, werden Speicher vor allem für die Strombezugsoptimierung eingesetzt. Zu diesen Aufgaben zählen:

- Eigenverbrauchsmaximierung,
- Lastmanagement zur intelligenten Reduktion von Verbrauchsspitzen (Peak Shaving),
- Nutzung von Hoch- und Tiefpreiszeiträumen.

Die Maximierung des Eigenverbrauchs bezieht sich auf die erhöhte Nutzung des eigens lokal erzeugten Stroms z.B. aus Photovoltaikanlagen. Peak Shaving meint die Vermeidung von hohen Lastspitzen, welche sowohl zu höheren Netzanschlusskosten als auch zu höheren Netznutzungsentgelten führen. Dies gilt vor allem bei Nutzern mit hohem Strombezug, die einen Preis nach maximal bezogener Leistung bezahlen. Die Nutzung von Hoch- und Tiefpreiszeiträumen setzt flexible Strompreise voraus, die eine Wertigkeit des terminierten Strombezugs ermöglichen. Bei bestimmten Anbietern ist es bereits heute möglich, Angebote mit flexiblen Tarifen zu erhalten. Allerdings ist die Mehrzahl der Verträge nicht direkt an die volatilen Marktpreise gekoppelt, sodass Fixkosten den Strompreis maßgeblich bestimmen und derzeit keine situative Steuerung von Flexibilitäten zulassen.

Speicher (sowohl thermische als auch (elektro-)chemische) können für alle drei Aufgaben eingesetzt werden. Aktuelle Treiber in dem Segment der Nutzung sind der Wunsch nach verstärkter Unabhängigkeit von Stromanbietern und die Vermeidung von Strombezugskosten in Verträgen mit dritten Parteien. Damit einhergehend liegt der Fokus aktuell auf dem Einsatz in der Eigenverbrauchsmaximierung.

In Abb. 2 ist der Kapitalwert einer beispielhaften Investition in eine PV-Anlage mit und ohne Speicher für unterschiedliche Speicherkapazitäten dargestellt. Grundannahme ist eine Elektrizitätsversorgung über 15 Jahre mit 29 Cent/kWh (Erhöhung um 2 %/Jahr, „externe Versorgung“) und eine Erzeugung über eine 10 kWp PV-Anlage unter Annahme einer EEG-Vergütung von 12,31 Cent/kWh („PV + externe Versorgung“). Die PV-Anlage wird mit verschiedenen Batteriekapazitäten

⁵ „multi-use-case“ kann als „Multi-Nutzen-Anwendung“ übersetzt werden. Auf Grund der mittlerweile verbreiteten Verwendung des anglistischen Terms wird auch in diesem Dokument der Begriff „multi-use-case“ verwendet. Die dahinter stehende Kombination versch. Anwendung wird auch als „value stacking“ bezeichnet.

(„ausgewähltes Profil“) für einen 3-Personen Haushalt mit einem jährlichen Verbrauch von 4.510 kWh ergänzt. Die Rate-of-Return Erwartung wurde mit 3 % angesetzt. Es handelt sich um eine Neu-Installation mit KfW-Förderung und Einspeisekappung auf 50 %.

Es wird ersichtlich, dass aktuell die Investition in eine PV-Anlage wirtschaftlicher ist als die Investition in eine PV-Anlage mit Speicher. Verglichen mit dem reinen Netzbezug ist die Kombination von PV-Anlagen mit Speichern bis zu einer Speichergröße von rund 10 kWh unter den beschriebenen Rahmenbedingungen profitabler. Für die Speichersystemkosten wurden 1.300 €/kWh angenommen, in denen Installation, Batterien, Managementsystem und Leistungselektronik inkludiert sind.

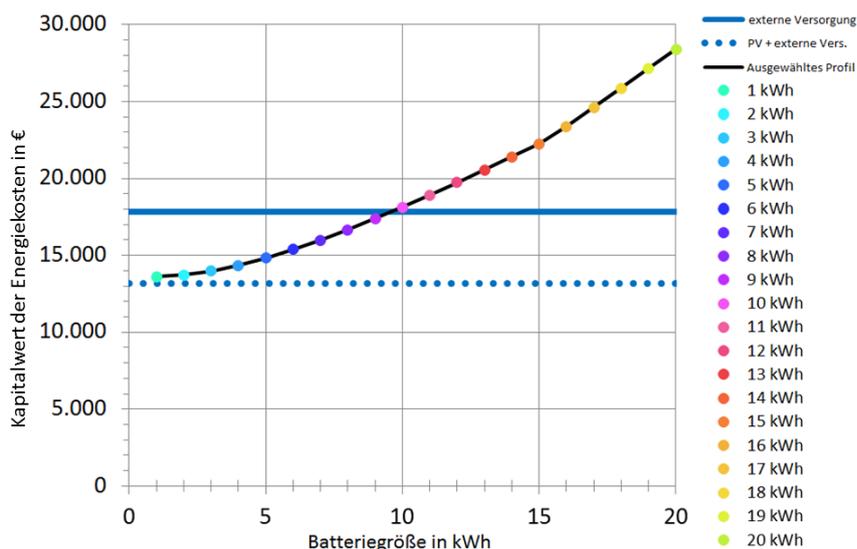


Abb. 2: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer PV-Anlage mit und ohne Speicher versus Netzbezug [6]

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland rund 20.000 Heimspeichersysteme als Neuinstallation oder Erweiterung zu PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kW installiert. Die Speicherkapazität liegt bei 80 % der insgesamt installierten Anlagen in der Größenordnung zwischen 4 und 8 kWh. In dem Zeitraum von 2013 bis Anfang 2016 hat sich eine Reduktion des Endkundenpreises um ca. 18 % pro Jahr für Lithium-Ionen-basierte Systeme eingestellt. Derzeit liegt der Systempreis bei ca. 1.000 € (inkl. MwSt) pro nutzbarer Kilowattstunde Speicherkapazität. Von den im KfW-Förderprogramm registrierten Systemen werden 18,2 % in NRW betrieben. Gleichzeitig wurde im Jahr 2015 16,6 % der insgesamt in Deutschland installierten PV-Leistung aus Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW in NRW erzeugt. Der Zubau von 3.348 Heimspeichersystemen in NRW entspricht einem Anteil von 43 % der neuen PV-Anlagen, die zusammen mit einem Speicher betrieben werden [7]. Derzeit geben die Investoren von Heimspeichersystemen folgenden Aspekte als Hauptargumente für den Kauf an:

- Absicherung vor steigenden Strompreisen,
- Wunsch, die Energiewende zu unterstützen und
- technisches Interesse.

Zusätzlich werden die Investitionen durch die aktuelle Niedrigzinssituation unterstützt. Die Wirtschaftlichkeit der Speichersysteme zur Eigenverbrauchsoptimierung ist unter den aktuellen Bedingungen im Regelfall dennoch nicht gegeben. Unter der Prämisse weiterhin fallender Systempreise und steigender Strompreise wird jedoch erwartet, dass die Systeme bis 2019 eine Wirtschaftlichkeit in der Einzelanwendung erreichen⁶.

⁶ Diese innerhalb des ISEA durchgeführte Berechnung deckt sich auch mit Analysen von PwC, die beispielsweise im Handelsblatt zitiert werden [8].

Der Vorteil von Heimspeicheranlagen liegt darin, dass sowohl der Strombezug als auch die Netzeinspeisung durch die Nutzung eines Heimspeichers wesentlich reduziert werden können. In der oberen Grafik in Abb. 3 ist die Auswirkung einer Speicheranlage auf die Eigenverbrauchsquote einer PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus in monatlicher Auflösung bei gleichzeitiger Berücksichtigung einer Einspeisekappung bei 60 % aufgezeigt. Das Verhältnis des aus der PV-Anlage erzeugten und im Haushalt verwendeten Stroms zum Gesamtstromverbrauch (Autarkiegrad) wird in der unteren Grafik in Abb. 3 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Werte bei einer Speichernutzung jeweils deutlich höher ausfallen. Allerdings ist ebenfalls auffällig, dass Eigenverbrauch und Autarkie bei der gegebenen Auslegung nie zu 100 % erfüllt werden. In der Sommerzeit ist vor allem der Eigenverbrauch niedriger, da mehr erzeugt wird als genutzt werden kann, was zu Rückspeisungen von bis zu 35 % der PV-Erzeugung in das Netz führt. In der Winterzeit sinkt der Autarkiegrad drastisch, da die geringe Eigenerzeugung einen Strombezug aus dem Netz erforderlich macht. Wenn eine Vorgabe zur Netzdienlichkeit besteht, wie es bei der Kappungsvorgabe im KfW-Programm der Fall ist, so werden auch Peak Einspeisungen zur Mittagszeit vermieden. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei neuen PV-Anlagen mit Heimspeichern keine Netzentlastung eintritt, sondern lediglich eine weniger starke, zusätzliche Belastung, verglichen mit dem Fall der Neuinstallation von PV-Anlagen ohne Speicher. Zudem erfolgt hier keine Entschädigung durch den Netzbetreiber, sondern sinnvollerweise eine Forderung der Begrenzung der Spitzenleistung, um die Förderung in Anspruch nehmen zu können und geringere Zusatzkosten (insb. für den Netzausbau) zu verursachen.

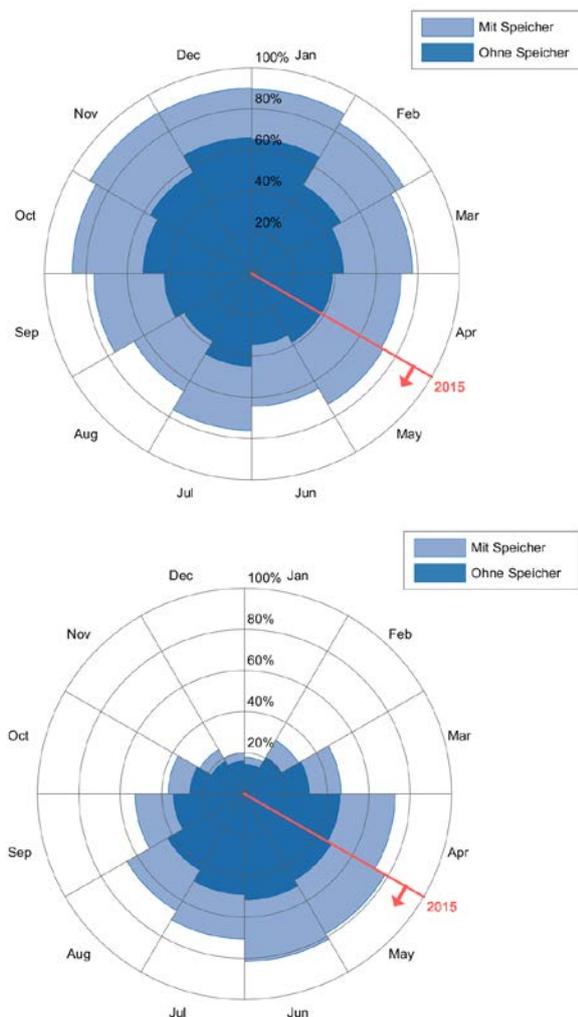


Abb. 3: Eigenverbrauchsquote (oben) und Autarkiegrad (unten) eines Haushalts mit und ohne Speichersystem für den Zeitraum von Mai 2015 bis April 2016 bei netzdienlich/marktorientiertem Verhalten [6]

Vor allem industrielle Stromverbraucher sind durch an den maximalen jährlichen Leistungsbezug gekoppelte Kosten angereizt, Bezugsspitzen zu vermeiden. Das sogenannte Peak Shaving verhindert diese zusätzlichen Bezugsspitzen und glättet den Leistungsbedarf. Ein Speicher wird dabei so ausgelegt, dass die Spitzenlast über die gesamte Dauer ihres Auftretens aufgenommen werden kann. Derzeit gibt es vereinzelte Beispiele in Deutschland, in denen dieser Ansatz bereits umgesetzt [12] bzw. die Einsatzmöglichkeit untersucht wird [13].

Das Prinzip der variablen Strompreise wurde bereits bei der Nachtspeicherheizung vereinfacht mit Tages- und Nachtтарifen umgesetzt. Derzeit ist die Nutzung flexibler Preistarife allerdings noch auf wenige Konsumenten beschränkt [9]. Ein Grund ist, dass für Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von weniger als 100 MWh keine registrierende Leistungsmessung (RLM) notwendig ist, sondern Standardprofile für die Kostenberechnung verwendet werden (§ 12 Abs. 1, Strom-NZV). Heute wäre es unter Berücksichtigung moderner Kommunikationsmöglichkeiten allerdings umsetzbar, mehreren Konsumenten ein flexibles Preissignal zu liefern, um Flexibilität im Netz zu nutzen. Dieses unter dem Titel *Demand Side Management* bekannte Prinzip könnte dann sowohl in Haushalten als auch in Handel/Gewerbe verstärkt eingesetzt werden. Ein großes Verschiebepotenzial ergibt sich vor allem in Segmenten, in denen Wärme und Kälte gebraucht werden [36]. Mit der Nutzung von Energiespeichern ergeben sich Puffermöglichkeiten in relevanter Größenordnung [10]. Ein Beispiel für Speicher, die bereits jetzt im Handel Anwendung finden und zu einer Flexibilisierung des Verbrauchs genutzt werden, sind Kältespeicher in Kombination mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen (KWKK); diese werden beispielsweise in einer Anlage in Chemnitz eingesetzt [11]. Eine Kopplung von Stromerzeugung und Kältenutzung findet heute z.B. auch in der Landwirtschaft statt, indem PV-Anlagen für ein zusätzliches Herunterkühlen des Kühlhauses genutzt werden [12].

Der marktorientierte Speichereinsatz wird zumeist losgelöst von den anderen zwei Anwendungsfällen betrachtet, sofern keine Verordnung zur netzdienlichen Nutzung vorliegt, wie beispielsweise beim KfW-Programm. Die Möglichkeiten von Mehrfachbewirtschaftungen in zukünftigen Szenarien (bis 2025) sind in Abschnitt 4 dargestellt. Hindernisse für eine sinnvolle *multi-use-case*-Betrachtung in diesem Segment werden im Abschnitt 5 erläutert.

3.2. Systemdienlich

Unter den beschriebenen Speicheroptionen eignen sich insbesondere wechselrichtergebundene Systeme für den systemdienlichen Anwendungsfall zur Erbringung von Regelleistung. Dies resultiert vor allem aus der schnellen und präzisen Reaktionsmöglichkeit mit der gegebenen Speichertechnologie und Leistungselektronik. Dabei ist die Erbringung der schnellsten Qualität der Regelenergie (Primärregelleistung (PRL)) wirtschaftlich besonders attraktiv, da hier derzeit noch die höchsten Preise vorliegen und die notwendigen energetischen Vorhaltezeiten gering sind. Die aktuell forcierten Batteriespeicher sind in diesem Segment aus technischer Sicht den konventionellen Anbietern von Regelleistung überlegen. Bisher werden Systemdienstleistungen überwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht, was deren Betrieb auch zu Zeiten umfangreicher Stromversorgung durch erneuerbare Energien erforderlich macht. Diese Vorhaltung sogenannter Must-run-Kapazitäten von konventionellen Erzeugern trägt jedoch zu einer zeitweisen Überproduktion von Strom, negativen Preisen und prinzipiell vermeidbaren Emissionen bei.⁷ Technisch sind Batteriespeichersysteme heute so ausgereift, dass sie zuverlässig Systemdienstleistungen erbringen können. Insbesondere können sie diese unabhängig von der Art der primären Stromerzeugung erbringen und sind damit eine mögliche Lösung zur Reduktion bzw. Vermeidung der Must-run-Kapazität im Primärregelbereich.

Der Einsatz von Batteriespeichersystemen für die Erbringung von Regelenergie ist eine der Anwendungen, die unter bestimmten Rahmenbedingungen schon heute wirtschaftlich sein kann. In Deutschland gibt es neben einigen Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten inzwischen Batteriespeichersysteme, die

⁷ Der zunehmende Einsatz von EE für die Erbringung von Systemdienstleistungen führt zu einer fortschreitenden Reduktion der Must-Run-Kapazitäten konventioneller Kraftwerke und somit auch zu einer Reduktion vermeidbarer Emissionen.

sich als energiewirtschaftliche Investition durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt refinanzieren sollen (z.B. Statkraft, Steag). Derzeit sind rund 90 MW an Batteriespeichern am deutschen PRL-Markt aktiv; bis zum Jahr 2017 soll die Leistung gemäß aktuell projektierten Batteriespeichern auf über 150 MW ansteigen [14].

Diese Entwicklung für den systemdienlichen Speichereinsatz hat sich trotz der derzeitigen Sonderregelungen für Batteriespeicher, die im Dokument „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“ der Übertragungsnetzbetreiber beschrieben werden, auf dem PRL-Markt ergeben. Der zunehmende Einsatz von Batteriespeichern zur Bereitstellung von PRL erfolgt trotz einiger bestehender markthemmender Sonderregelungen zur Netzintegration von Batteriespeichersystemen (*siehe Abschnitt 5 - Hindernisse und Lösungskonzepte für den zukünftigen Einsatz von Speichern als Flexibilitäten im Netz*). Für die weiteren Speicheroptionen ist der systemdienliche Einsatz insofern relevant, da Strom-zu-X-Anlagen (thermische Speicher mit Power-to-Heat-Anwendung oder zur Erzeugung von Wasserstoff bei Power-to-Gas-Piloten) im Sekundärregelleistungsmarkt aktiv sind. Da hier allerdings nur Strom verbraucht, nicht aber erzeugt werden kann, eignen sich diese Anlagen ohne weitere Kombinationen nicht für den Einsatz im aktuellen PRL-Markt.

3.3. Netzdienlich

Unbestritten können Speicher bei weiter sinkenden Preisen im Rahmen einer netzdienlichen Nutzung einen sinnvollen Beitrag zu einem optimierten Netzbetrieb leisten und darüber hinaus den Netzausbaubedarf bei einer zunehmenden Integration von EE reduzieren. Dies ist insbesondere durch die Eigenschaft von Speichern gegeben, bedarfsgerecht auf kritische Spannungs- und Belastungswerte in Netzen reagieren zu können. Um die aktuelle Situation in den Verteilnetzen und das Interesse der Netzbetreiber in puncto Speicher wiederzugeben, wurde eine Umfrage unter den über 800 deutschen VNB durchgeführt. Rückmeldungen, die etwa 130.000 Niederspannungsnetzabschnitte (ca. 20 %) abdecken, ergaben, dass sich in vielen Fällen Probleme durch die Einspeisung von EE im Netzbetrieb zeigen: Am häufigsten wurde die Spannungshaltung genannt, gefolgt von einer Überlastung der Betriebsmittel (Kabel, Transformatoren, Schutzeinrichtungen), Netzengpässe, zu geringe Kurzschlussleistung und unsymmetrische Belastung. Neben den in der Studie noch angenommenen hohen Kosten der Speicher wird die fehlende Erfahrung, die fehlende bzw. bestehende Rechtsunsicherheit in der Entflechtung bzw. den regulatorischen Rahmenbedingungen als Hemmnis zum Einsatz von Speichern gesehen [16].

In den im Rahmen dieser Studie beispielhaft untersuchten, ländlich geprägten Netzszenarien der Westnetz GmbH und münsterNETZ GmbH treten aufgrund aktuell noch mäßiger Einspeiseüberschüsse temporär flächendeckende Spannungsprobleme in den Netzausläufern auf. In einem der exemplarischen Fälle wird das vorgegebene Spannungsband verletzt, in dem anderen erreicht das Spannungsniveau nahezu kritische Werte. Die Belastungswerte (Stromauslastung der Betriebsmittel) sind hingegen aktuell (noch) deutlich unkritisch. Üblicherweise würde solchen Netzproblemen, die sich nur auf Spannungswerte beschränken, z.B. durch regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) oder Weitbereichsregelungen (WBR) entgegengewirkt werden. Aufgrund heterogener Lastprofile auf der Mittelspannungsebene entfällt die WBR jedoch als Lösungsalternative in beiden Szenarien. Eine Speicherlösung mit dem Ziel der Behebung von Spannungsproblemen wäre ebenfalls denkbar, jedoch werden die jährlichen Kosten im Vergleich zu der kostengünstigsten Alternative bis zu 8x höher errechnet. Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass den Spannungsproblemen mittelfristig Belastungsprobleme (durch weitere dezentrale Erzeugung) folgen, die durch o.g. Maßnahmen nicht zu beheben sind. Hierzu muss das Netz zwangsläufig ausgebaut oder alternativ dazu eine Speicherlösung integriert werden. Unter der Voraussetzung, dass diese Belastungsprobleme ebenfalls auftreten, wäre in den Szenarien der Netzausbau aufwendiger und bei ausschließlich netzdienlicher Bewirtschaftung der Kostenfaktor im Vergleich zum konventionellen Netzausbau bei ca. dem 2-6-fachen. Ein Beispiel für die bereits heute erfolgreiche Integration eines elektro-chemischen Speichers (250 kW / 1 MWh) ist das durch die Innogy AG (vormals RWE Deutschland AG) und Westnetz GmbH umgesetzte Forschungs-

und Entwicklungsprojekt „EiChe Wettringen“ [17][18]. In diesem Anwendungsfall sind insbesondere zwei Aspekte ausschlaggebend, sodass eine Speicherlösung gegenüber dem konventionellen Netzausbau vorteilhaft wird:

- Das ländliche Netzgebiet ist geprägt von immensen, niederspannungsseitigen PV-**Einspeiseüberschüssen**⁸, die sich zeitweilig sogar mit Windeinspeisungsüberschüssen eines in der übergeordneten 30-kV-Netzebene angeschlossenen Onshore-Windparks überlagern und abtransportiert werden müssen – es sind lokale Spannungs- und Belastungsprobleme relevant.
- Es besteht der **Bedarf einer mobilen, temporären Lösung**, da mittelfristig der Neubau einer weiteren Umspannanlage geplant ist, die das Mittelspannungsnetz (hier 10-kV) mit einem anderen Hochspannungsnetz (110-kV) verbinden soll. Durch diese Maßnahme sollen zwei der derzeit in Betrieb befindlichen Umspannanlagen ersetzt und das bestehende 30-kV-Netz aufgelöst werden. Der heute zu tätige 10-kV-Netzausbau wäre somit in absehbarer Zeit obsolet (volkswirtschaftlich gesehen ein „stranded invest“, da keine technisch sinnvolle Nachnutzung des „vergrabenen“ Kabels möglich ist).
- Durch die temporäre Speichernutzung (standortunabhängige Containerbauform) ergibt sich somit bereits heute eine (rein aus Verteilnetzbetreibersicht) volkswirtschaftlich vorteilhafte Perspektive gegenüber dem konventionellen Netzausbau, da der Speicher anschließend in anderen Netzkonstellationen mit ähnlichen Rahmenbedingungen integriert werden kann. Zukünftig müssen neben dem Technologie-Aspekt (z.B. Preisentwicklungen) insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen in den Fokus der politischen Diskussion rücken, da ein *multi-use-case* aus volkswirtschaftlicher Perspektive den Nutzen von Speichern signifikant erhöhen würde (siehe Abschnitt 4 Szenarien für einen Speichereinsatz bis 2025 – Eröffnung von Multi-case-Szenarien als nächster Schritt in der Systemintegration.)

3.4. Zusammenfassung aktueller Einsatz und Konflikte in der Nutzung

In den vorangehenden Abschnitten wurden die drei Anwendungsfälle der markt-orientierten, systemdienlichen und netzdienlichen Nutzung in kurzer Form dargestellt. Dabei stellt sich die Frage, ob sich die unterschiedlichen Anwendungsfälle in ihrer Nutzung widersprechen. Es wurde bereits nachgewiesen, dass rein system-/marktorientiert betriebene Speicher, die dezentral ein- und ausspeichern, jedoch keinen lokalen Netzrestriktionen unterliegen, den Netzausbau sogar weiter erhöhen können, da lokale Engpasssituationen sich nicht in den Steuerungssignalen für markt-/systemdienliche Nutzung widerspiegeln müssen ([4],[15]). NRW bietet eine bereits gut ausgebaute Infrastruktur in städtischen Gebieten, viele Kraftwerksstandorte, aber auch einige ländlich geprägte Regionen.

Wir kommen zur Empfehlung Nummer 1, die sich vor allem auch im Kapitel 3 vertieft:

„NRW sollte sich den technologischen Vorsprung in der Systemintegration von Speichern als Flexibilitätsoptionen in intersektoriellen Märkten sichern.“

Hieraus ergeben sich im Rahmen eines weiteren Speicherzubaues sowohl Chancen als auch Risiken für die Auswirkung auf den Netzausbau und eine gesamtwirtschaftlich effiziente Integration, sodass festgehalten werden kann:

- Gut angebundene Netzverknüpfungspunkte in NRW (z.B. Kraftwerksstandorte) bieten einen Standortvorteil für Speicher mit markt-/systemdienlichem Einsatz.
- Speicher zur Erbringung von ausschließlich systemdienlichem/marktorientiertem Nutzen sollten aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht (nur) in EE-Überschussgebieten stehen, da sie dort aufgrund von Netzengpässen teilweise nicht einspeisen könnten (gleichzeitiges Ausspeichern des Speichers mit lokalen EE-Überschüssen und Notwendigkeit des Netzausbaus für sehr seltene und hohe Einspeisespitzen).

⁸ In dem betrachteten Ortsnetz sind etwa 50 kW maximale Verbrauchslast bei über 700 kW angeschlossener PV-Erzeugung gegeben.

- Speicher zur Vermeidung von Netzausbau (netzdienlich) dagegen wirken effektiv vornehmlich in EE-Überschussgebieten, d.h. aktuell überwiegend im ländlichen Raum.

Somit kann neben den bereits aktuell vorhandenen Kombinationen von Anwendungen der verstärkte, kombinierte Einsatz bei guter Auslegung Vorteile bieten. Dies liegt unter anderem darin begründet, dass jeder Anwendungsfall einzeln betrachtet jährlich zu viele Stunden aufweist, in denen einer der anderen Anwendungsfälle zu einer höheren Potenzialausschöpfung hätte führen können. Aus diesem Grund und resultierend aus der aktuell geführten Diskussion zu regulatorischen Unklarheiten mit Bezug auf die Anwendbarkeit kombinierter Anwendungsfälle wird das Thema *multi-use-case* in dem nachfolgenden Abschnitt 4 eingehend diskutiert, um den notwendigen Klärungsbedarf auf politischer Ebene abzubilden. Gleichzeitig werden erste Lösungsansätze skizziert.

4. Szenarien für einen Speichereinsatz bis 2025 – Eröffnung von Multi-use-case- Szenarien als nächster Schritt in der Systemintegration

In den kommenden Jahren sollte vor allem der *multi-use-case* forciert ermöglicht bzw. angereizt werden, da mit diesem Ansatz Speicherkapazitäten auf verschiedenen Ebenen sinnvoller genutzt werden können. *Multi-use-case*-Speicheranwendungen haben den Vorteil, dass Speicher in ihrer Lebenszeit optimal ausgenutzt werden. Der Anlagenbetreiber selbst könnte durch die ergänzende Mehrfachbewirtschaftung zusätzliche Erlöse erzielen.

Neben den aktuell umgesetzten Anwendungen von Speichersystemen (siehe Abschnitt 2 - Aktueller Einsatz von Speichern) ergeben sich neue Felder, die bereits heute diskutiert werden und einen *multi-use-case* darstellen. Dabei sind beispielsweise die **netzdienliche und marktdienliche Nutzung** von Speichern in PV-Verteilnetzen, die Einbindung von Kleinspeicheranlagen (<100 kWh) in **virtuelle Kraftwerke** (engl. Virtual Power Plant), das Teilen eines größeren Speichers zwischen separaten Nutzern >100 kWh in **Quartierspeichern**, die zunehmende **Kopplung von elektrischen und thermischen** Prozessen sowie die Nutzung der Speicher als **Flexibilitäten bei Überschussstrom** zu nennen.

4.1. Speicher mit netzdienlicher und marktdienlicher Nutzung in PV-geprägten Verteilnetzen

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive kann das Interesse bestehen, den marktorientierten Speicher zusätzlich netzdienlich zu betreiben, sodass durch den Zubau von Speichern keine zusätzlichen Kosten für Infrastrukturmaßnahmen entstehen (siehe auch Abschnitt 3.3). Dies belegt unter anderem eine Studie der Universität Duisburg-Essen und der TU Dortmund, in der aufgezeigt wird, dass zukünftig ein kombinierter Einsatz von Speichern (im Sinne eines *multi-use-case*-Ansatzes) in zunehmenden Netzkonstellationen Kostenvorteile gegenüber dem konventionellen Netzausbau bieten kann und somit als wirtschaftliche Alternative in den Fokus rückt (siehe Abb. 4) [19]. Kann in Zeiten, in denen kein lokaler Netzengpass gegeben ist (z.B. durch geringe PV-Einspeisung), der Speicher auch für andere Anwendungsfälle im Sinne des *multi-use-cases* genutzt werden, erhöht sich die Wirtschaftlichkeit für den Speicher merklich.

In der Studie wurden Zukunftsprognosen für die Preisentwicklungen angenommen und der Speichereinsatz in typischen Niederspannungsnetzen als Alternative zu dem konventionellen Netzausbau bewertet. Der Vergleich in Abb. 4 zeigt die volkswirtschaftlich optimale Investition zur Lösung von Netzproblemen in Abhängigkeit von der Leitungslänge (Abszisse) sowie der Höhe der lokalen PV-Einspeiseüberschüsse (Ordinate) für einen rein netzdienlichen Betrieb (links) sowie für einen *multi-use-case* (rechts). Dabei wird deutlich, dass Stromspeicher (blaue Färbung) bei einem *multi-use-case* im Rahmen einer netzdienlichen und marktorientierten Anwendung deutlich häufiger volkswirtschaftlich optimal sind als bei einem rein netzdienlichen Einsatz.

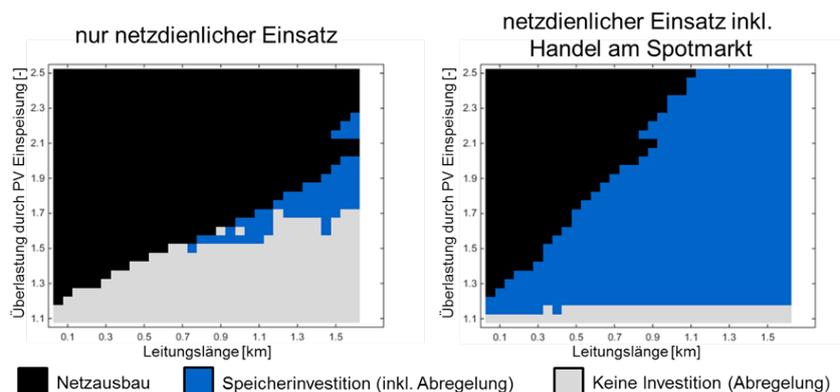


Abb. 4: Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatz im single- bzw. multi-use-case [19]

Darüber hinaus müssen zwei weitere Aspekte mit Blick auf den volkswirtschaftlich sinnvollen Stromspeichereinsatz berücksichtigt werden. Zum einen gilt es zu untersuchen, inwieweit sich durch den netzdienlichen Betrieb ein kaskadierender Nutzen für über- bzw. untergelagerte Netzebenen einstellt.⁹ Hier wird ein zusätzliches Potenzial für Kostenreduktionen gesehen, da der Speicher bei netzdienlichem Betrieb nicht nur ein Netzproblem in seiner Anschlussebene sondern auch in weiteren, verbundenen Netzen lösen kann. So hat eine Untersuchung zum Power-to-Gas-Einsatz gezeigt, dass die in der Niederspannungsebene angeschlossenen Systeme ebenfalls Netzprobleme anteilig in vorgelagerten Netzebenen (Mittel-/Hochspannung) lösen können [20]; dies ist auch bei Batteriespeicherprojekten erkennbar, solange ein netzdienliches Verhalten realisiert ist (vgl. bspw. [17]). Zum anderen kann im Rahmen der Sektorenkopplung von netzdienlichen Stromspeichern ein zusätzliches Erlöspotenzial generiert werden, in dem z.B. ein Stromüberschuss anderen Sektoren (z.B. Wärme, Verkehr) zugeführt wird und auch hier zu einer Dekarbonisierung beitragen kann. Bei dem netzdienlichen Einsatzfall gilt es allerdings zu klären, wie die Bewirtschaftung des Speichers erfolgen kann, da Auswirkungen auf das Marktgeschehen und die Bilanzkreise gegeben sein werden (siehe auch die weiterführende Diskussion unter Punkt 4.1).

4.2. Speichereinbindung in virtuelle Kraftwerke

Die Einbindung von Kleinspeichersystemen in virtuelle Kraftwerke ist technisch umsetzbar und bietet im Ansatz zusätzliche Erlöspotenziale für Speicherbesitzer, die den Speicher primär für den Eigenverbrauch angeschafft haben. Erste Projekte wie beispielsweise die Installation von caterva zusammen mit N-ERGIE (SWARM Projekt) zeigen die technische Umsetzbarkeit des Konzepts [21]. Der Pilot, welcher in Bayern gestartet wurde, weitet sich nun auf das Bundesgebiet aus, sodass bereits erste Projekte in NRW umgesetzt werden. Lichtblick hat eine Einbindung verschiedener Heimspeichersysteme in den „SchwarmDirigent“ zur Erbringung von Regelleistung (hier Sekundärregelleistung) durchlaufen [24]. Darüber hinaus werben auch Speicheranbieter wie Sonnen und Senec (Deutsche Energieversorgung) mit der Möglichkeit der Einbindung ihrer Kunden in eine Cloud-Lösung, um ihren Kunden über Regelleistung kostenfreien Strom zur Verfügung zu stellen. Auch die Einbindung von Elektrofahrzeugen wird in diese Überlegungen mit eingeschlossen, eine signifikante Größenordnung für die sichere Zurverfügungstellung von Regelleistung in einer Regelzone ist allerdings aktuell noch nicht absehbar.

Bei den Konzepten des virtuellen Kraftwerks oder SchwarmSpeichers ist weiterhin zu klären, wie eine netzdienliche Anwendung in diesen Geschäftsmodellen verankert werden kann, da die Konzepte auch den Austausch zwischen Nachbarn oder anderen Kunden in der „cloud“ beinhalten können.

4.3. Speicher im Quartier

Zur Steigerung der Effizienz und zur besseren Bewirtschaftung der Speichereinheit auf verschiedenen Märkten bzw. für Systemdienstleistungen oder Netzunterstützung wird statt vieler kleiner Speichereinheiten die Installation einer größeren Anlage vorangetrieben. Die sogenannten Quartierspeicher stehen dann mehreren Nutzern (z.B. wie im Strombank-Ansatz der MVV [25]) zur Verfügung. Einen ähnlichen Ansatz verfolgt das Forschungsprojekt Energy Neighbor mit der EEBat (TUM, Varta, ZAE und KWH Netz)[26]. Durch diese Art Ansätze können die Kosten der Anbindung je nutzbarem kW und kWh reduziert werden. Gleichzeitig erlaubt es die Nutzung von Speichern bei ausfallender Eigeninvestition für die Mieter des Speichers. Dieser Ansatz des Zusammenschlusses von Speichern wäre z.B. auch für dichter besiedelte Gebiete interessant, wie sie in NRW häufig vorzu-

⁹ In der vorgestellten Studie der Universität Duisburg-Essen und TU Dortmund wurde der kaskadierende Nutzen für über- bzw. unterlagerte Netzebenen nicht berücksichtigt. Demnach kann sich der potenzielle Nutzen im *multi-use-case* ggf. noch erhöhen und somit die Anzahl wirtschaftlicher Speichereinsatzszenarien erhöhen.

finden sind. Die Aufteilung von Investitionskosten oder Modellen des reinen Speichermietens erlaubt eine stärkere Verankerung in einer breiteren Personengruppe, was wiederum eine Akzeptanzsteigerung zur Folge haben kann. Darüber hinaus ist mit dem Quartierspeicher ein System geschaffen, bei dem ein Netzbetreiber Dienstleistungen für die Netzstabilität nutzen kann. Bei o.g. Projekten ist allerdings anzumerken, dass diese nicht nur technisch, sondern vor allem auch regulatorisch im Forschungs- und Entwicklungsstadium sind.

4.4. Speicher zur Kopplung von elektrischen und thermischen Prozessen

Eine Kopplung von elektrischen und thermischen Prozessen ist z.B. bei sogenannten Cogeneration-Anlagen wie Kraft-Wärme-Kopplung der Fall. Diese können dann strom- oder wärmegeführt bzw. stromorientiert in Verbindung mit einem Wärmespeicher betrieben werden. Im Haushalt ist der Einsatz von Wärmepumpen als eine technische Einheit für die Kopplung von Strom und Wärme anzusehen, wodurch sich zusätzliche Flexibilitäten ergeben können. Mit einem günstigen thermischen und einem elektrochemischen Speicher lassen sich hier Potenziale steigern und die Bezugskosten reduzieren. In der Industrie gibt es weitere Ansätze, die für das Angebot der PRL ein kombiniertes System aus Batterie und Heizkessel anbieten (z.B. AEG). Durch ein solches kombiniertes System lassen sich Anlageninvestitionen für die Erbringung der PRL einsparen. In der Kopplung der Strom- und Wärmeprozesse ist der erste Schritt vor allem darin zu sehen, dass durch die Integration von Elektrizität in die Wärmeerzeugung eine Substitution von anderen Energieträgern wie beispielsweise Erdgas erfolgt.

Durch die Kopplung der Bereiche Strom und Wärme kann vor allem auch in Neubaugebieten die Errichtung von doppelter wenn nicht gar dreifacher Infrastruktur (Stromnetz, Wärmenetz, Gasnetz, in einigen Zukunftsszenarien wird auch von einem Wasserstoffnetz gesprochen) vermieden werden. In diesem Themenkomplex sollte die gewollte Ausrichtung, welche ein Vor- und Instandhalten gewisser Infrastrukturen über Jahrzehnte impliziert, frühzeitig diskutiert werden, um weitreichende Investitionen und daraus resultierende Folgekosten zu vermeiden.

4.5. Speicher als Flexibilität bei Überschussstrom

In einem Netz mit mehr fluktuierenden Erzeugern braucht es Flexibilitäten, die das System im Gleichgewicht halten. Derzeit wird Überschussstrom in vielen Stunden im Jahr in die Nachbarländer exportiert. In Zeiten von negativen Strompreisen an der Börse werden mittlerweile auch erneuerbare Energieanlagen nach 6 h abgeschaltet, da die Vergütung entfällt.¹⁰ Auf den exportierten Strom können hingegen weder Steuern noch die EEG-Umlage entfallen, welche dann innerhalb Deutschlands getragen werden müssen. Außerdem muss das europäische Umland auf den Überschussstrom aus Deutschland reagieren können. Es steht noch aus zu bewerten, welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen dies auf die einzelnen Länder und Europa insgesamt hat. Da das Netz in diesen Situationen nicht das limitierende Element ist, liegt die Idee nahe, den überschüssigen Strom im Wärmesegment bzw. in Speichern einzusetzen. Dadurch könnten fossile Kraftstoffe (Erdgas, Kohle) eingespart werden und der erzeugte Strom stünde zu Zeiten positiver Strompreise zur Verfügung. Ein zusätzlicher Mehrwert könnte darin bestehen, dass auch lokale Optimierungen vorgenommen werden können, so dass der Überschussstrom gar nicht mehr die höheren Netzebenen belasten würde, sondern zumindest teilweise lokal auf Nieder- und Mittelspannungsebene ausgeglichen werden kann. Ein Anreiz zur Aufnahme des Überschussstroms kann bereits bestehen, wenn der Strom zu Preisen von ca. 4-5 Cent/kWh (nahe dem Börsenpreis) in diesen Zeiten angeboten würde. Dann liegt der Energiepreis nämlich unterhalb des durchschnittlichen Gaspreises und würde so auch für andere Sektoren interessant werden.

¹⁰ Ab diesem Zeitpunkt keine Vergütungsansprüche mehr für EE-Anlagen gemäß §51, EEG 2016.

5. Hindernisse und Lösungskonzepte für den zukünftigen Einsatz von Speichern als Flexibilitäten im Netz

Speicher treten in einen historisch gewachsenen Strommarkt ein, in dem die herrschenden Regulierungen wie beispielsweise Verfügbarkeiten und Reaktionszeiten im Regelleistungsmarkt oder die kommunikative Anbindung von Anlagen an den bislang vorhandenen technischen Einheiten orientiert sind. Durch die Beibehaltung dieser Regulierungen können das volle Potenzial von Speichereinheiten als Flexibilitäten im *multi-use-case* und damit auch die möglichen volkswirtschaftlichen Vorteile derzeit nicht ausgenutzt werden.

Wir kommen zur Empfehlung Nummer 3:

„NRW sollte durch Konsultation auf Bundesebene für den Einsatz von Speichern und Flexibilitäten eine klare Rechtslage schaffen.“

Im Folgenden werden die fünf Hauptaspekte erläutert, deren Umsetzung notwendig erscheinen, um in den kommenden 10 Jahren eine sinnvolle Nutzung von Speichern als Flexibilitäten zu ermöglichen.

5.1. Fokus: Netzdienlichkeit und regulatorische Rahmen

Nachfolgend wird der Fokus auf den aktuell geltenden regulatorischen Rahmen für die netzdienliche Integration stationärer Stromspeicher als Netzbetriebsmittel (oder auch Netzersatzanlage) gelegt. Hierfür sind insbesondere die beiden nachfolgenden Punkte relevant:

- **Unbundling-Vorschriften**¹¹ (Möglichkeit zur Speicherintegration) – Unbundling-Vorschriften bestimmen, ob und in welcher Form für Netzbetreiber die Möglichkeit besteht, Speicher als Netzersatzanlagen in Verteil- und Übertragungsnetze einzubinden.
- **Regulatorische Kostenanerkennung der Anreizregulierung** (Anreiz zur Speicherintegration) – Die Anreizregulierung setzt den Rahmen der Erlösobergrenze für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber und somit die wirtschaftlichen Anreize, die Netzbetreiber zur Integration von Speichern als Netzersatzanlagen haben. Die Anreizdiskussion ist differenziert zu führen. Zunächst stellt sich die Frage der Kostenanerkennung. D. h. es gilt zu klären, welche Kosten bei Anwendung der Speicher anerkannt werden. Die zweite wesentliche Frage ist, ob der Verteilnetzbetreiber einen Anreiz hat, anstelle des Netzausbaus (auch) temporär in Speicher zu investieren.

Aus der unterschiedlichen Auslegung der Unbundling-Vorschriften ergeben sich zwei mögliche Modelle, die Gegenstand des nächsten Abschnitts sind¹². Damit einhergehend soll auf Anreize für Netzbetreiber eingegangen werden, die sich aus der Anreizregulierung ergeben.

Der heute geltende Unbundling-Rahmen wurde zu einer Zeit entwickelt, als die Stromwirtschaft durch vertikal integrierte Energieunternehmen geprägt wurde und Verteilnetze rein zur Weiterleitung des zentral in Großkraftwerken erzeugten Stroms an Endkunden genutzt wurden. Die Entflechtung des regulierten Netzbereichs sollte einen unverzerrten Wettbewerb gewährleisten. Heute stellt sich die Frage, ob sich durch die Energiewende mit einer stetig wachsenden dezentralen Stromerzeugung und der sich damit wandelnden Rolle der Verteilnetzbetreiber neue Anforderungen ergeben, die die Neugestaltung des Unbundling-Rahmens (zumindest teilweise) benötigen.

Eine Klärung, ob Speicher als Netzbetriebsmittel abgebildet werden dürfen, ist bislang in Deutschland nicht ausreichend erfolgt. Im Wesentlichen ist dabei das

¹¹ Unbundling (bzw. Entflechtung) bedeutet eine (operative) Trennung zwischen dem Netzbetrieb (regulierter Bereich) und dem Betrieb von Erzeugungsanlagen (nicht regulierter Bereich). Das Unbundling kann entweder durch eigentumsrechtliche („ownership unbundling“) oder organisatorisch/operative Entflechtung („independent system operator“, ISO/ITO) erfolgen.

¹² Siehe ausführlicher für die Diskussion beispielsweise in Großbritannien [26] [27].

Einspeichern von Strom und Abbilden des Invests für den Speicher als Netzbetriebsmittel als unkritisch einzustufen. Es gibt jedoch bei der Frage der Ausspeicherung von Strom aus dem Speicher und Rückspeisung in das Netz noch Interpretationsdifferenzen hinsichtlich der Frage, ob dies im Unbundlingrahmen zugelassen werden kann und wenn ja, welche Regeln für die Bewirtschaftung der Bilanzkreise gelten. Darüber hinaus kann die Integration eines Speichers in das Stromverteilnetz durch Dritte erfolgen. Netzbetreiber können dabei gezielt Speicherkapazität kontrahieren, um Netzausbau zu vermeiden. Dafür fehlen im derzeitigen Regulierungsumfeld jedoch die Anreize. Beide Perspektiven werden im Folgenden detaillierter ausgeführt:

Die Erlaubnis des Speicherbesitzes für Verteilnetzbetreiber (und damit mögliche Verzinsung der Investition) und eine Anpassung der Methodik des Effizienzvergleichs¹³ könnten netzdienliche Speicheranwendungen attraktiver erscheinen lassen. Im *multi-use-case* können zusätzliche Markterlöse die Wirtschaftlichkeit des Speichers steigern und gleichzeitig Kosten, die durch den Einsatz als Netzersatzanlage gedeckt werden müssen, verringern [15].

Generell können Speicher theoretisch auf Basis unterschiedlicher Geschäftsmodelle¹⁴ als Netzersatzanlagen in Verteilnetze integriert werden (siehe Abb. 5). Die Geschäftsmodelle müssen im *multi-use-case* die Kombination aus reguliertem Netzbetrieb und wettbewerblichen Marktanwendungen so ausgestalten, dass sie im Einklang mit den geltenden Unbundling-Regeln stehen und Fehlanreize für den Speicherbetrieb verhindern.

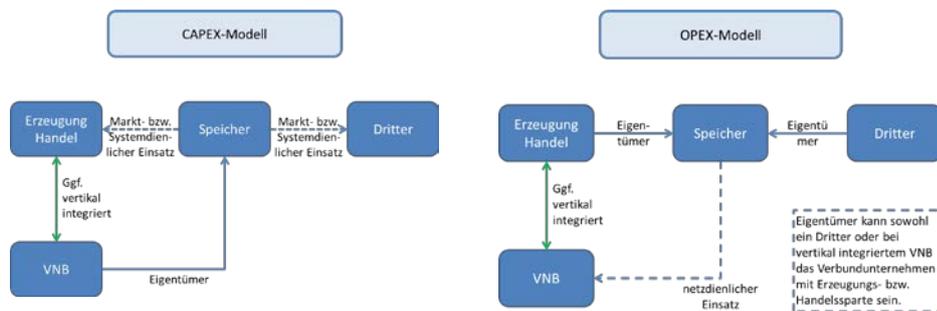


Abb. 5: Übersicht über Geschäftsmodelle für Speicher als Netzersatzanlagen: links im CAPEX und rechts im OPEX Modell [28].

Die Wahl des Geschäftsmodells hängt maßgeblich von den Unbundling-Vorschriften ab. Darf der Netzbetreiber Speicher besitzen und betreiben, so spricht man vom sog. „CAPEX-Modell“, da auch die Kapitalkosten (capital expenditure) des Speichers beim Netzbetreiber bei der Ermittlung der Erlösobergrenze angerechnet werden. Andernfalls muss der Speicher durch einen Dritten errichtet und vom Netzbetreiber für den netzdienlichen Einsatz kontrahiert werden, das sogenannte „OPEX-Modell“, das sich begrifflich ergibt, da die entstehenden Kosten Betriebsaufwand (operational expenditure) für den Netzbetreiber wären.

Die Motivation für die Unbundling-Vorschriften liegt in möglichen Wettbewerbsverzerrungen, die sich aus einer vertikalen Integration über mehrere Wertschöpfungsstufen ergeben. Der Einsatz von Speichern als Netzersatzanlage wird in der Regel nur dann volkswirtschaftlich sinnvoll (d.h. effizient) sein, wenn ungenutzte Speicherkapazitäten im Rahmen der *multi-use-case*-Anwendung anderweitig vermarktet werden. Dies schafft ein Spannungsfeld im Rahmen der Idee des Unbundlings zwischen dem regulierten Netzbereich und der Anwendung des Speichers als Netzersatzanlage auf der einen Seite, und ein Angebot auf wettbewerblich organisierten Märkten wie dem Regelenergiemarkt auf der anderen Seite. Im Folgenden werden die beiden Modelle kurz erläutert. Darüber hinaus wird auf

¹³ Derzeit stellt die „Leitungslänge“ einen Vergleichsparameter dar. Durch den Speichereinsatz würde ceteris paribus eine Verschlechterung des Effizienzwertes herbeigeführt, wenn bspw. Netzausbau vermieden würde.

¹⁴ Die netzdienliche Anwendung im Übertragungsnetz beschränkt sich in der Regel auf Einspeisemanagement und Blindleistungsvorhaltung, kann aber zukünftig im Rahmen der Integration von z.B. Pumpspeichern relevant werden.

mögliche Ausgestaltungsoptionen im Hinblick auf die Unbundlings-Problematik eingegangen.

5.1.1 CAPEX-Modell

Im sogenannten CAPEX-Modell ist der Netzbetreiber selbst Eigentümer (und ggf. Betreiber) des Speichers [27]. Hierbei können folgende Konflikte zum unverzerrten Wettbewerbsgedanken im Unbundling auftreten:

- **Ladeseitig** – Ladeseitig findet keine Kapazitätsvorhaltung statt und es bestehen nur geringe Wettbewerbsbedenken. Zwar könnte ein vertikal integrierter Netzbetreiber potenzielle Anbieter für Ladestrom zugunsten des verbundenen Unternehmens diskriminieren. In der Praxis wird das Laden im Fall einer Netzersatzmaßnahme allerdings netzbedingt durchgeführt, z.B. bei Überlastung eines Strangs durch eine hohe Photovoltaikeinspeisung. Wettbewerbsbedenken könnten durch eine Verpflichtung zur Beschaffung des Ladestroms auf wettbewerblichen Großhandelsmärkten behoben werden.
- **Entladeseitig** – Entladeseitig stellt sich als Kernfrage, wie der geladene Strom angemessen bepreist wird. Ein Wettbewerbsproblem beim Entladen kann auftreten, wenn das Verbundunternehmen den Strom unterhalb des üblichen Großhandelspreises bekommt. In diesem Fall hat das Verbundunternehmen einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Wettbewerbern erzielt. Wenn der Verteilnetzbetreiber nicht vertikal integriert ist, hat er keinen Anreiz den Strom einem Dritten unter dem üblichen Marktpreis zur Verfügung zu stellen. Das Problem einer möglichen Wettbewerbsverzerrung kann durch Berücksichtigung des üblichen Handelspreises gelöst werden, beispielsweise durch die Verpflichtung nicht unterhalb des durchschnittlichen Day-Ahead-Preises den Strom an Verbund- oder Drittunternehmen zu veräußern. Die Veräußerung des Stroms direkt an der Börse ist unbedenklich, da die Netzbetreiber mit dem Speicher auch mittelfristig nicht den Marktanteil haben werden, um preissetzend zu wirken. D. h. in diesem Fall werden sie als Preisnehmer handeln. Strategische Preisverzerrungen durch Ladestrom sind also nicht zu erwarten. Die erzielten Erlöse aus der Stromveräußerung werden mit Netzkosten gegengerechnet. Bei einem *multi-use-case* kann der Netzbetreiber den Speicher für marktorientierte Zwecke Verbund- oder einem Drittunternehmen überlassen. Auch in diesem Fall gilt, dass die Überlassung dem Verbundunternehmen gegenüber anderen Versorgern einen Wettbewerbsvorteil generiert. Das potenzielle Problem kann durch eine Ausschreibung der Kapazität für marktorientierte Zwecke minimiert werden. Auch in diesem Fall reduziert der Erlös die Netzkosten. Es sind bei der Ausschreibung dann Geschäftsmodelle zu entwickeln, die auch die Bewirtschaftung des Speichers in netzdienlichen Zeiten transparent darstellen (Bilanzkreismanagement).

Der Vorteil des CAPEX-Modells, insbesondere wenn der Netzbetreiber auch (alleiniger oder gemeinschaftlicher) Betreiber des Speichers ist, liegt in dem direkten Zugriff auf den Speicher für den netzdienlichen Einsatz. Zudem wird der Speicher damit für den Netzbetreiber aus Erlössicht ähnlich betrachtet wie die Alternative zur Integration der Erneuerbaren, also den konventionellen Netzausbau mit neuen Leitungen oder Transformatoren. Allerdings lassen die Unbundling-Vorschriften in Deutschland einen Netzbetreiber als Betreiber eines Speichers nur in Ausnahmefällen zu. So ermöglicht der § 8 Abs. 4 ResKV die Errichtung und Betrieb eines Speichers als sog. Netzreserve. In diesem Fall darf der Speicher nur außerhalb des Energiemarktes eingesetzt werden (§ 7 Abs. 1 ResKV). Diese Regelung gibt jedoch nur für Übertragungsnetzbetreiber, eine Ausgestaltung des CAPEX-Modells für Verteilnetzbetreiber ist in Deutschland derzeit unklar. Im Folgenden wird daher auf ein alternatives OPEX-Modell eingegangen, welches den derzeit streng ausgelegten Unbundling-Vorschriften in Deutschland Rechnung trägt.

5.1.2 OPEX-Modell

Im OPEX-Modell ist nicht der Netzbetreiber selbst, sondern ein Dritter Eigentümer und Betreiber des Speichers. Der Netzbetreiber kontrahiert langfristig eine standortgebundene Speicherkapazität für den netzdienlichen Betrieb als Netzersatzanlage. Die entstehenden Kosten für die Speicherkontrahierung fallen als Betriebskosten (OPEX) im regulierten Netzbetrieb an.

Das OPEX-Modell bietet den Vorteil, dass die Wettbewerbsbedenken im CAPEX-Modell durch die Entflechtung von Speicher- und Netzbetrieb weitestgehend behoben sind. Bei Verbundunternehmen bestünde das Problem einer erhöhten Gebühr für die Überlassung des Speichers für netzdienliche Zwecke. Auch in diesem Fall kann ein Verteilnetzbetreiber eine Ausschreibung durchführen. Der Bieter mit geringster OPEX für die Überlassung für netzdienliche Zwecke bekommt den Zuschlag. Ein gravierender Nachteil des OPEX-Modells ist, dass der Netzbetreiber nicht unmittelbar auf den Speicher zugreifen und Wartungs- und Investitionsentscheidungen nicht steuern kann. Für den Netzbetreiber entstehen damit Risiken (z.B. mit Blick auf optimale Standortwahl, Sicherheit des Zugriffs im netzdienlichen Anwendungsfall) und im aktuellen Regulierungsregime der Anreizregulierung erscheint ein Invest in die Alternative des konventionellen Netzausbaus mit Verzinsung des eingesetzten Kapitals wahrscheinlicher.

5.1.3 Regulatorische Vergütung netzdienlicher Speicher

Das CAPEX- und OPEX-Modell sind zwei mögliche Geschäftsmodelle zur Einbindung von Speichern als Netzersatzanlagen. Für die Investitions- bzw. Kontrahierungsentscheidung durch den Netzbetreiber in Abwägung mit anderen Optionen, wie bspw. dem konventionellen Netzausbau, spielen die Regelungen der ARegV eine wesentliche Rolle. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine Anerkennung der Kosten dann sinnvoll, wenn der Einsatz von Speichern insgesamt zu einer Effizienzsteigerung (d.h. zu geringeren Kosten oder einer höheren Qualität) beim Netzbetreiber führt.

Für den betriebswirtschaftlichen Anreiz des VNB zur Investition in Speicher als Netzersatzanlagen spielen die Vorgaben der ARegV zur regulierten Vergütung eine wesentliche Rolle. Tab. 2 stellt die Auswirkungen für das OPEX- und CAPEX-Modell gegenüber. Da die in der Kostenprüfung der Regulierungsperiode ermittelten Effizienzwerte des Netzbetreibers maßgeblich für den Kostensenkungsdruck stehen, ist in der Tabelle auch eine Indikation für die Auswirkung auf diesen Effizienzwert gegeben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich dieser aus einer Beziehung von Input (z.B. Kosten des Netzbetreibers) zu Output (z.B. Jahreshöchstlast im Netz) ergibt.

Tab. 2: Auswirkung auf regulierte Vergütung eines Netzbetreibers

Auswirkung auf...	OPEX-Modell	CAPEX-Modell
CAPEX	Keine CAPEX für Netz (weder Netz noch Speicher)	CAPEX für Netzausbau werden durch CAPEX für Speicher ersetzt
OPEX	Höhere OPEX im Vergleich zu Netzinvestitionen und für „Bezahlung“ des netzdienlichen Einsatzes	Tendenziell höhere OPEX im Vergleich zu Netzinvestitionen (z.B. für Instandhaltung)
Effizienzvergleich im ARegV-Benchmark	Tendenziell negativ*	Unklar (abhängig von Berücksichtigung der Netzlänge als Output im Effizienzvergleich)

* Die Auswirkung auf den Effizienzvergleich hängt insb. von den berücksichtigten Parametern ab.

Im OPEX-Modell besteht aufgrund des Wegfalls der Eigenkapitalverzinsung auf die CAPEX im Vergleich zum konventionellen Netzausbau und des Effizienzdrucks durch die Absenkung der Erlösbergrenze in der Anreizregulierungsverordnung und damit dem hohen Druck zur Senkung der OPEX-Positionen kein unmittelbarer Anreiz für einen Verteilnetzbetreiber, in Speicher als Netzersatzanlagen zu investieren, auch wenn eine solche Investition kosteneffizient und somit

volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Die Anreize im CAPEX und OPEX-Modell hängen auch von der zukünftige Ausgestaltung des Effizienzvergleichs ab, der aufgrund der Berücksichtigung der Leitungslänge bisher den konventionellen Netzausbau anreizt.

5.2. Fokus: Abgaben und Kostenstrukturen

Abgaben und Kostenstrukturen (in Strompreis und Netzentgelten) sollten überdacht werden, um die Nutzung von Quartiersspeicher und Sektorenkopplung effizient zu gestalten. Die einzelnen Aspekte werden im Folgenden erläutert.

5.2.1 Quartierspeicher

Ein Quartierspeicher zeichnet sich dadurch aus, dass er eine höhere Anschlussleistung in einem System vereint (>10 kW) und sich an einem netzzugänglichen Punkt befindet. Die Umsetzung ist aus technischer Perspektive für die verschiedenen Anwendungen, die ein Speicher leisten könnte, sinnvoller als eine im Netzstrang verteilte Installation durch dezentrale PV-Speicher.

Wir kommen zur Empfehlung Nummer 4:

„NRW sollte durch die Förderung von Mieterstrommodellen mehr sozialen Gruppen die Partizipation an der Energiewende gleichermaßen ermöglichen.“

Die Partizipation an der Investition in einen solchen zentralen Speicher durch Mieter würde wiederum bewirken, das Interesse und direkte Engagement der Bürger an der Umsetzung der Energiewende zu fördern und sie für eine zukunfts-trächtige Technologie zu begeistern.

Bezüglich der Anschlussleistung der Anlage greift hier in jedem Fall die Belastung des Stroms mit aktuell 40 % der EEG-Umlage (§61 Abs. 1 EEG). Hinzukommt, dass immer auch das öffentliche Netz in diesem Konzept genutzt wird. Dadurch entstehen erhöhte Kosten aus EEG-Umlage, Netzentgelten und Steuern beim Austausch zwischen den dezentralen Erzeugern, die mit dem Quartierspeicher gekoppelt sind. Daneben fehlt aktuell eine eindeutige Klärung des Falls der Auspeicherung eines Energiespeichers mit Strom, der zu 100 % aus EE erzeugt wurde. In diesem Zusammenhang ist beispielsweise fraglich, ob diese Annahme gilt, wenn Speicher und Erzeugungsanlage nicht unmittelbar miteinander verbunden sind, wobei auch das Wort „unmittelbar“ nicht exakt geklärt ist. Auf einem Gelände eines Besitzers können zwar private Netze betrieben werden, allerdings sehen diese keine Kopplung verschiedener Abnehmer vor. Das Konzept ist aktuell nur durch den Umweg über die Definition einer sogenannten Kundenanlage umsetzbar.

5.2.2 Sektorenkopplung

Im Rahmen der Sektorenkopplung wird in dieser Studie unterstellt, dass Strom in andere Bereiche verlagert werden kann und dort in die (elektro-)chemische oder thermische Speicherung überführt wird.

Probleme in der Kopplung der Sektoren werden unter anderem darin gesehen, dass die Abrechnung in den verschiedenen Segmenten (Strom, Wärme, chemische Industrie) sehr unterschiedlich ist. Besteuerung wie Abgaben sind nicht gleich geregelt, wodurch die Preissignale vor allem im Kleinabnehmerbereich bislang nicht dazu führen, Strom anstelle von Gas einzusetzen. In bestimmten Zeiträumen - wie beispielsweise Überschussstrom-Phasen - wäre dies allerdings dann sinnvoll, wenn dadurch zeitlich versetzt CO₂-emittierende Quellen reduziert werden können. Jedoch ist derzeit keine Systematik geschaffen, um Kunden entsprechende Angebote anzubieten. Eine Option wäre, den bezogenen Strom in negativ-Strompreiszzeiten abgabenfrei und zu Kosten von Gaspreisen anzubieten. Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Power-to-Heat-Anlagen könnten in diesem Zeiten einspeichern und so Gasprodukte substituieren. Für die Umsetzung wären flexible Preissignale notwendig.

Darüber hinaus sollte frühzeitig die Kopplung mit der chemischen Industrie berücksichtigt werden, die durch die Nutzung von EE-Strom in Szenarien mit hoher Durchdringung mit fluktuierender Stromerzeugung CO₂-Emissionen in der Produktion von chemischen Stoffen wie Methanol, Ammoniak und Polymeren einsparen können. Die chemischen Prozesse weisen dabei unterschiedliche Flexibilität in der Produktion auf, was wiederum für die Stabilität des Systems genutzt werden kann.

5.3. Fokus: Systemdienlichkeit und regulatorische Rahmen

Bei geeigneter Wahl der Marktbedingungen sind Batteriespeicher dazu geeignet, Systemdienstleistungen - insbesondere PRL - volkswirtschaftlich günstiger zu erbringen als zum aktuellen Marktpreis [14]. Zusätzlich wäre es durch die Einbringung von Speichern möglich, die aktuell noch vorliegende Must-run-Kapazität konventioneller Erzeuger frühzeitig zu reduzieren und dies bietet einen ökologischen Vorteil [29]. Aktuell besteht jedoch eine hohe Eintrittshürde für Batterien durch die von den ÜNB gesetzten Regeln für Batteriespeicher zur Erbringung von Regelleistung.

Aktuelle Diskussionspunkte werden in den folgenden beiden Bedingungen gesehen:

- Kapazitätsanforderung
- Zuverlässigkeitsanforderung

Darüber hinaus wird in der zukünftigen Anwendung mit kleineren Speichereinheiten (z.B. in einem virtuellen Verbund) noch zusätzlicher Nachbesserungsbedarf gesehen.

Insgesamt wird ein transparenter Umgang mit den Anforderungen an alle technischen Einheiten zur Erbringung von Regelleistung gefordert, so dass vergleichbare, technologieoffene und regelzonen übergreifende Bedingungen für die Erbringung von Systemdienstleistung geschaffen werden.

5.3.1 Zur Kapazitätsanforderung

Simulationen von Frequenzzeitreihen der letzten 4 Jahre zeigen gemäß Abb. 6, dass eine Vorhaltezeit von 15 Minuten in positiver und negativer Richtung („15-min-Regel“) bei geeigneter Nachladestrategie in allen Fällen ausgereicht hätte, alle aufgetretenen Systemstörungen abzusichern. In der Grafik ist der Ladezustand eines simulierten 10 MW/10 MWh Batteriespeichers bei angenommenem 15-min Kriterium als mittlerer (blau), minimaler (rot) und maximaler (grün) Wert zu sehen. Der Batteriespeicher wurde mit einer entsprechenden marktkonformen Ladestrategie betrieben. Als Eingangsdaten wurden die Frequenzzeitreihen von 2012 bis 2015 verwendet.

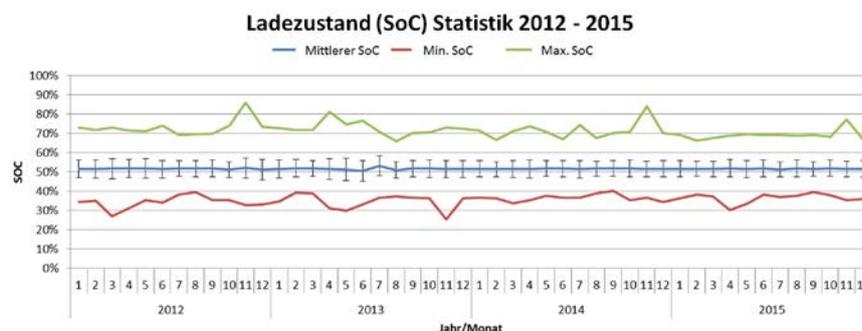


Abb. 6: Ladezustandsverläufe aus einer Simulation mit historischen Frequenzdaten für ein 10 MW/10 MWh Batteriespeichersystem [37].

Das Ergebnis ist vor allem vor dem Hintergrund plausibel, da die Sekundärregelleistung bereits nach 5 Minuten die PRL ablöst und somit ein längerer Betrieb der

PRL bei einem entsprechenden Abruf (nach aktuellem Systemdesign) nicht erforderlich ist. Nichtsdestotrotz treten Phasen auf, die auch nach 30 Minuten keine Rückkehr zu der mittleren Frequenz aufzeigen. Es ist zu klären, wie hiermit sinnvollerweise in dem System der Regelleistung umgegangen werden sollte.

Von Unterstützern einer längeren Vorhaltezeit („30-min-Regel“) werden unter anderem zwei Einzelereignisse aus den Jahren 2003 (Überfrequenz, Italien-Ereignis vom 28.09.2003) und 2008 (Unterfrequenz, Ems-Ereignis vom 04.11.2008) als Grund angeführt, dass eine Kapazität von 15 min nicht ausreichend wäre. Dabei wird vernachlässigt, dass zum Erhalt des Ladezustands Fahrplangeschäfte am Intradaymarkt genutzt werden. Bei geeigneter Betriebsführung wird so ein Voll- bzw. Leerlaufen der Batterie vermieden. Die Darstellung, dass Batterien in den genannten Fällen voll- bzw. leergelaufen wären, ist daher auf fehlendes Ladezustandsmanagement zurückzuführen und keine Folge der mangelnden Verfügbarkeit der Batterie.

Nach aktuellem Rahmen darf der ÜNB einer Regelzone entscheiden, ob die Kapazität über 15 oder 30 Minuten vorgehalten werden muss. Das führt dazu, dass im gekoppelten Markt (D, A, CH, NL, B) vertretenen ÜNB unterschiedliche Anforderungen stellen können. Konkret hat Swissgrid angekündigt, dass in der Schweiz 15 Minuten Vorhaltezeit vorgegeben werden, während die deutschen ÜNB 30 Minuten fordern. In der Folge stehen Anbieter aus Deutschland mit einer Vorhaltezeit von 30 Minuten im Wettbewerb mit Anbietern aus der Schweiz mit 15 Minuten Vorhaltezeit und sind somit schlechter gestellt.

5.3.2 Zur Anforderung an die Verfügbarkeit

Nach aktueller Definition muss jede einzelne technische Einheit zu 100 % verfügbar sein. Zum einen ist dies für reale Systeme nicht erreichbar – auch bei unabhängiger Besicherung verbleibt eine Restunsicherheit. Zum anderen ist es immer aufwändiger, Redundanz auf Ebene der einzelnen technischen Einheiten zu fordern, statt diese auf Ebene des Gesamtsystems zu implementieren. Die Gesamtheit der technischen Einheiten ist an sich ein System der Besicherung. Darum ist es notwendig, über die realistische Verfügbarkeit einer technischen Einheit zu sprechen.

5.3.3 Einsatz von Kleinspeichern im virtuellen Kraftwerk für Systemdienstleistungen

Der Markt für Batteriespeichersysteme entwickelt sich aktuell vor allem in der Anwendung von PV-Heimspeichern oder Elektromobilen. Bei rund 1 Mio. Anlagen (Fahrzeuge + Speicher) ergibt sich bei geringen Anschlussleistungen von 3 kW somit pro System eine Leistung von insgesamt 3 GW. Es liegt nahe, dass diese potenziell große Anzahl an Systemen für eine Systemdienstleistung bereitgestellt werden könnten. Dies würde nach aktueller Einschätzung durch einen Aggregator erfolgen, der mehrere Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk bündelt, um sie dann ganzheitlich anzubieten. Grundsätzliche Hindernisse bei der derzeitigen Ausgestaltung sind:

- Eine sichere und kostengünstige kommunikative Anbindung und eine
- klare und einheitliche Regelungen bezüglich der Präqualifikation von Kleinstanlagen und der Bündelungsmöglichkeiten in einem virtuellen Kraftwerk.

Die Bereitstellung von Verfügbarkeiten durch Kleinspeichersysteme setzt eine kostengünstige Vernetzung dieser Anlagen voraus. Allerdings sind die nach aktuellen Vorgaben notwendigen kommunikativen Anbindungen und die genutzten technischen Einheiten deutlich zu teuer. Infrastrukturkosten für Sicherheitsanforderungen, die am Maßstab eines multi-MW Kraftwerkes angelegt sind, können bei kleinen Anlagen nicht wirtschaftlich sein. So liegen die aktuellen Preise für eine Kommunikationsbox zur Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk mit Regelleistungseinsatz bei einer Investitionssumme von rund 2.000 €. Die notwendige Übertragung von Daten und die dabei erforderlichen Sicherheitsanforderungen sind noch nicht eindeutig geklärt. Bei größeren Elementen wie z.B. Biogasanlagen sind hohe Anschluss- und Messstellenkosten wirtschaftlich darstellbar. Bei Haushalts-Speichern mit einer Leistung von 3 kW und einer Kapazität von 6 kWh

würden die Kosten der Einrichtung einer solchen Verbindung die möglichen Erlöse übersteigen. Dies wirft die Frage auf, ob die stochastische Ausfallwahrscheinlichkeit und die schiefe Überdimensionierung eines VPP Angebots nicht ausreichende Sicherheit böte, um kostengünstigeren Anbindungsoptionen zu erlauben. Es wäre denkbar, dass die Einführung von Smart Metern ein guter Ansatz ist, um gleichzeitig auch die kostengünstige Anbindungsmöglichkeit in virtuelle Kraftwerke zu betrachten. Hier wären notwendige Messstellen für den Nachweis der Leistungserbringung notwendig. So würde die vorgeschriebene Infrastruktur einem zusätzlichen Nutzen zugeführt.

Aktuell stellt für den Einsatz von Kleinanlagen über einen Pool im Regelmarkt vor allem die nicht einheitliche Regelung der Präqualifizierung solcher Anlagen in den verschiedenen Regelzonen ein Problem dar. Hinzu kommt, dass das regelzonenübergreifende Pooling zur barrierefreien Optimierung eines Erzeugungsportfolios an allen Märkten aufgrund heutiger regulatorischer/technischer Rahmenbedingungen nicht möglich ist. Daher ist für eine Betrachtung aller relevanten Einsatzszenarien des Batteriespeichers das Erzeugungsportfolio bis dato auf eine Regelzone zu beschränken. Hier sollte angesetzt werden, die grundsätzliche Dienstleistung noch einmal zu überdenken. Insbesondere ein lokal steuerbarer Ausgleich mit schnellen Reaktionszeiten kann Vorteile bieten, die bislang über Kraftwerke nicht erzielt werden konnten.

5.4. Fokus: Schaffung eines transparenten Rechtsrahmens

Stromspeicher unterliegen einer Reihe von regulatorischen Vorgaben, die einen erheblichen Einfluss auf den ökonomischen Wert von Speicheranwendungen (Höhe der erzielbaren Deckungsbeiträge) haben und die Möglichkeit der Kombination in einer *multi-use-case* beeinflussen können. Abb. 7 zeigt eine Übersicht der in diesem Zusammenhang relevanten Regulierungsthemen für Stromspeicher, welche in die drei Kategorien *Allgemeine Vorgaben*, *kostenseitige Vorgaben* und *erlösseitige Vorgaben* unterschieden werden können.

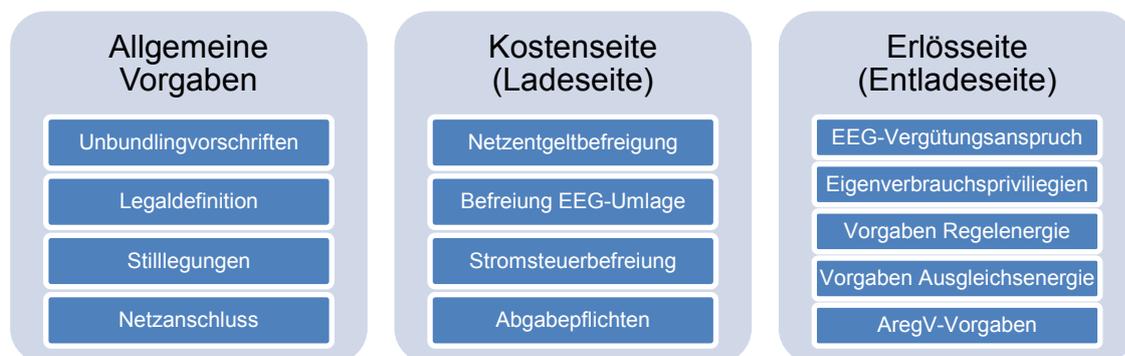


Abb. 7: Übersicht der für Stromspeicher relevanten Regulierungsthemen [30]

Die genannten Vorgaben werden in verschiedensten Gesetzen und Verordnungen detailliert geregelt. In Tab. 3 sind die speicherrelevanten Passagen aus den verschiedenen Gesetzestexten aufgeführt, wobei der Einsatz z.T. nicht eindeutig definiert ist.

Tab. 3: Aufführung der wichtigsten Ausschnitte für Speicher aus den relevanten Gesetzestexten

Gesetz	Paragraph	Thema
EnWG	§17 Abs. 1	Regelt den diskriminierungsfreien Netzanschluss auch für Stromspeicher
	§17 Abs. 2	Netzanschluss kann jedoch unter bestimmten Gründen verweigert werden
	§18 Abs. 2	Definiert die Ausnahme der Anschlusspflicht bei Erzeugungsanlagen und Speichern zur Eigenbedarfsdeckung
	§118 Abs. 6	Hierin ist die 20-jährige Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher enthalten, die ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren installiert werden
EEG2014	§8	Vorrangiger Anschluss Speicher, wenn zu 100% aus EE gespeist
	§9	Möglichkeit zur ferngesteuerte Abregelung bei Anlagen >100kW erforderlich
	§14	Netzbetreiber wird in notwendigen Fällen zur Stabilisierung des Netzes ermächtigt die Anlage zu regeln
	§15	Ggf. werden Entschädigungszahlungen für Ausfall fällig, wenn Regelung erfolgt ist
	§39, §80	Kein EEG-Vergütungsanspruch für Speicherverluste und für als Regelenergie vermarkteten Strom
EEG2017	§ 27a	Befreite Anlagen können dann Eigenverbrauch vornehmen, wenn Strompreis negativ ist, eine Zwischenspeicherung bei späterer Abgabe ins gleiche Netz ist möglich
	§61	EEG-Umlagen Befreiung, wenn Strom aus Speicher ausschließlich in das Netz abgegeben wird und wenn Netzverluste für Netzbetreiber mit Ausspeicherung ausgeglichen werden
	Zu Nummer 13	Aufhebung der Doppelbelastung, Gleichstellung von Speichern im Eigenverbrauch und solchen mit Netzbezug, Bei Eigenversorgung: EEG-Umlage nur auf Ausspeisung, 100% aus EE gespeiste Speicher sind selbst als EE-Anlagen einzustufen → § 61 Absatz 1 Satz 1 nur 40 % der EEG-Umlage zu entrichten für Strom zur Eigenversorgung
Strom-NEV	§15 Abs. 1 Satz 3	Abgabe von Strom aus dem Speicher in das Netz keine Entgelte zu entrichten
	§17 (Ermittlung Letztverbraucher)	Entnahme von Strom aus dem Netz für Speichierzwecke stellt einen netzentgeltpflichtigen Letztverbrauch dar
	§19 Abs. 2 Satz 1	Vergünstigte Netzentgelte können beansprucht werden, wenn Beitrag zur Netzstabilität erfolgt
StromStG		Wenn keine EE-Anlage vorliegt, dann keine Steuerbefreiung bei Bezug aus dem Netz, steuerfrei bei EE-Einspeisung

Gerade Unternehmen aus den Sektoren Handel und Gewerbe, die nicht primär im Energiemarkt tätig sind, liegt die Beschäftigung mit unübersichtlichen Gesetzestexten zur Einbindung von Speichersystemen nicht nahe. Die Komplexität des Einsatzes äußert sich in der oben genannten Vielzahl an Verordnungen und Gesetzen, die berücksichtigt werden müssen. Der Einsatz von Eigenverbrauchsanlagen mit einer Mehrfachbewirtschaftung im Regelenergiemarkt ist kompliziert, da die Vermischung rechtlich nicht klar bzw. für den Eigenverbraucher unvorteilhaft geregelt ist. Ein bidirektionaler Betrieb bei EEG-Anlagen mit Vergütung ist aktuell nicht vorgesehen.

Wir kommen zur Empfehlung Nummer 5:

„NRW sollte die Neubewertung der regulatorischen Rahmen aktiv vorantreiben - insbesondere mit Blick auf Unbundling.“

Die Nutzung des Potenzials dezentraler Speicher als Flexibilitäten im Netz erfordert es, die Gesetzeslage für Speicher eindeutig zu klären und mittels Konsolidierung der verschiedenen Ansätze in bspw. EnWG, EEG, StromNEV und StromStG in einem Rechtsdokument zu spezifizieren. Hierzu bedarf es jedoch zunächst einer rechtlichen Grundlage für die Integration von Speichern als Netzelemente im deutschen Energieversorgungssystem.

5.5. Fokus: Flexibilitätsoptionen aktivieren

Aktuell ist die Nutzung von Flexibilität in Zeiten von negativen Preisen noch nicht umsetzbar, da keine flexiblen Preissignale weitergegeben werden. Hierdurch haben Betreiber von Eigenverbrauchsanlagen bzw. EEG-vergüteten Anlagen kein Interesse an einer Abschaltung. Auch die aktuellen Ausfallentschädigungen bieten keinen Anreiz, Anlagen abzuschalten bzw. Speicher einzusetzen, denn erst nach 6 Stunden im negativen Preisbereich wird keine Vergütung mehr gezahlt. Die Flexibilisierung der Preissignale könnte in Kombination mit einem Speichereinsatz eine effektive Vermeidung von Exporten, die nicht in Hochpreisphasen mit entsprechendem nationalem Nutzen stattfinden sowie von negativen Preisbereichen bedeuten. Ein Ansatz könnte sein, bei negativen Preisen die Einspeicherung zu kostengünstigen Preisen bis zum Nulltarif zu erlauben. Die Preisstruktur wäre je nach Flexibilität an das konkurrierende Medium (Gas oder anderer Stromtarif) anpassbar.

Die Ausgestaltung der Preissignale setzt zum einen voraus, dass mehr Teilnehmer an einem variablen Strompreis partizipieren können. Dies ist vor allem mit der zunehmenden Digitalisierung des Energiesektors zu erwarten. Zum anderen muss die Signalsetzung neu durchdacht werden, um nicht durch das gleichzeitige Zuschalten zu vieler Verbraucher eine Instabilität hervorzurufen. Daneben müsste grundsätzlich überlegt eruiert werden, inwieweit lokale Netzrestriktionen berücksichtigt werden könnten. Hier bietet sich auch für NRW ein hohes Potenzial, da Pilotprojekte umgesetzt und als Leuchtturmprojekte für ein vernetztes Energiesystem der Zukunft medienwirksam dargestellt werden können.

6. Referenzen

- [1] Nykamp, S. (2016). Batteriespeicher im Portfolio eines Verteilnetzbetreibers, in: Batteriespeicher – rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, zur Veröffentlichung vorgesehen in deGruyter Verlag, 11/2016.
- [2] BNetzA – Bundesnetzagentur (2016). Zahlen, Daten und Informationen zum EEG, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (letzter Aufruf: 08.09.2016).
- [3] Büchner, J., Katzfey, J., Flörcken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., van Leeuwen, T., Verheggen, L., Uslar, M., van Amelsvoort, M. (2014). „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (letzter Abruf am 08.09.2016).
- [4] dena (2012). Dena Verteilnetzstudie – Ausbau – und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf (letzter Aufruf: 08.09.2016).
- [5] Westnetz (2016). Interne Quelle.
- [6] ISEA (2016). Interne Quelle. Eigene Rechnungen können unter www.pv-nutzen.de vorgenommen werden.
- [7] ISEA (2016). Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstrom – Jahresbericht 2016, http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf (letzter Abruf am 08.09.2016).
- [8] Hubik, F., „Lukrativer Zweitmarkt für Autohersteller“, Handelsblatt, S. 15, 26.08.2016.
- [9] International Energy Agency, „Repowering markets – market design and regulation during the transition to low-carbon power systems“, Electricity Market Series, 2016, p.14.
- [10] Hannen, P., „Profil zeigen“, Photovoltaik 06/2011.
- [11] Eins Energie in Sachsen, „Fernkälte – Innovativ: Kälte aus Abwärme“, <http://www.eins.de/ueber-eins/netze/fernkaelte/>, zuletzt gesichtet: 11.09.2016.
- [12] Lichner, C., „Manche Lastgänge schreien nach einem Batteriespeicher“, PV-magazine, Nov. 2015.
- [13] Vogt, T., Fröhleke, N., Böcker, J., Kempen, S., „Mehrziel-Speicherbetriebsstrategie für industrielle Microgrids“, ETG Fachtagung: Von Smart Grids zu Smart Markets 2015, Kassel, 2015.
- [14] Fleer, J., Zurmühlen, S., Badeda, J., Stenzel, P., Hake, J.F., Sauer, D.U., „Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve“, zur Veröffentlichung vorgesehen in Energy Procedia, 2016.
- [15] Wasowicz, B., „Multifunktionaler Einsatz von Energiespeichern in engpassbehafteten Verteilungsnetzen“, Institut für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen University, Aachen, 2015.
- [16] VDE, „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene – Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze“, Energietechnische Gesellschaft im VDE, Mai 2015.
- [17] Nykamp, S., Rott, T., Dettke, N., Küppers, S. (2015). The project “EiChe” Wettingen: storage as an alternative to grid reinforcements -experiences, benefits and challenges from a DSO point of view. Die Energiewende - Blueprints for the new energy age, Proceedings of International ETG Congress 2015. Bonn, Germany, 2015, pp. 1-6.
- [18] EDSO (2016): European Distribution System Operators for Smart Grids - Integrating electricity storage in distribution grids, URL: http://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/EDSO-views-on-electricity-storage_final.pdf (letzter Abruf am 08.09.2016).

- [19] Böcker B., Kippelt S., Weber C., Rehtanz C. (2016). Storage evaluation in congested grids, mimeo, 2016.
- [20] Hüttenrauch, J., Zöllner, S., Müller-Syring, G., Steffens, P., Stötzel, M., Zdrallek, M., Köppel, W., Degünther, C., Baumann, C., Geschermann, K., Moser, A. (2015). Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Netzebene. DVGW energie I wasser-praxis, 4/2015, URL: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/innovation/pdf/g3_03_12_erg.pdf.
- [21] Steber D., Bazan P., German R., „SWARM-Primärregelleistungserbringung mit verteilten Batterien“, In: 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [22] https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/kf/Session_C3/KF_Steber.pdf
- [23] Offizielle Webseite: <http://www.swarm.bayern> (letzter Abruf am 11.09.2016).
- [24] Storace, S. „Ein Pool dezentraler Kraftwerke nimmt am Regelenergie-Markt teil“, <http://www.lichtblick.de/geschaeftskunden/schwarm-energie/innovationen/regelenergie> (letzter Abruf am 11.09.2016).
- [25] Thomann, R. „Ein Girokonto für erneuerbare Energie“, https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/strombank_1.jsp (letzter Abruf am 11.09.2016).
- [26] Offizielle Projektwebseite: <https://www.eebatt.tum.de> (letzter Abruf am 11.09.2016).
- [27] UKPN (2014). Smarter Network Storage - business model consultation, URL: <https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/community/documents/Smarter-Network-Storage-Business-model-consultation.pdf> (letzter Abruf am 08.09.2016).
- [28] E-bridge (2016). Interne Quelle.
- [29] Koj, J.C. et al., „Life Cycle Assessment, primary control provision, largescale battery energy storage systems, coal power plants, environmental impacts“, IRES, 2015.
- [30] Frontier Economics (2016). Interne Quelle.
- [31] Energieatlas NRW (2015). <http://www.energieatlasnrw.de/site/nav2/Strommix.aspx?P=2> (letzter Abruf am 12.09.2016).
- [32] Energiebilanz und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen (2013). <https://webshop.it.nrw.de/gratis/E449%20201300.pdf> (letzter Abruf am 12.09.2016).
- [33] IT NRW (2011). <https://www.it.nrw.de/statistik/g/daten/eckdaten/r523wohnbestand.html> (letzter Abruf am 12.09.2016).
- [34] Agora (2014). https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf (letzter Abruf am 12.09.2016).
- [35] International Renewable Energy Agency, „Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook, January, 2015, http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_battery_storage_report_2015.pdf, (letzter Abruf am 12.09.2016).
- [36] Elsner, Peter et al. (Hrsg.), „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 – Technologien – Szenarien - Systemzusammenhänge“ (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015. http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Analyse_Flexibilitaetskonzepte.pdf (letzter Abruf am 12.09.2016).
- [37] RES (2016). Interne Berechnungen.

Impressum

EnergieAgentur.NRW GmbH
Roßstraße 92
40476 Düsseldorf

Telefon: 0211/8 3719 30
hotline@energieagentur.nrw
www.energieagentur.nrw

© EnergieAgentur.NRW GmbH/EA472

Stand

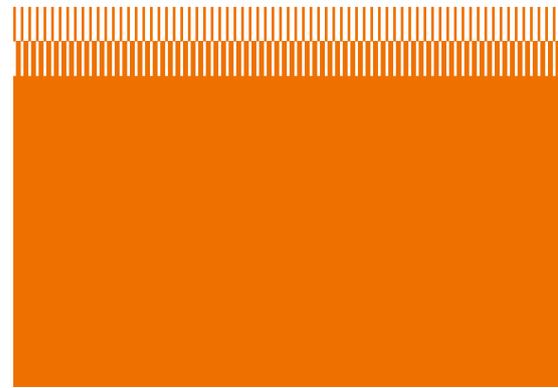
01/2017

Ansprechpartner

EnergieAgentur.NRW
Kompetenzzentrum Systemtransformation
Energieinfrastruktur
Frank Schäfer
schaefer@energieagentur.nrw

Bildnachweis

Titel: Fotolia.com/frank peters



Die EnergieAgentur.NRW GmbH verwendet in ihren Veröffentlichungen allein aus Gründen der Lesbarkeit die männliche Form von Substantiven; diese impliziert jedoch stets auch die weibliche Form.



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

