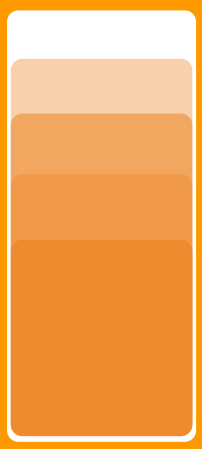
SWISSOLAR



# Batteriespeicher mit Photovoltaik 2025

« Battery storage technology [is] an essential component for increasing renewable energy and combating climate change. »

Umweltminister der G7-Staaten, Economic Times, April 2024

**Abkürzungsverzeichnis**

| | |
|---|---|
| AEM | Azienda Elettrica di Massagno |
| BESS | Battery energy storage systems, Batterie-Energiespeichersystem |
| CHF | Schweizer Franken |
| EFH | Einfamilienhaus |
| EMS | Energiemanagementsystem |
| GW | Gigawatt (1 Gigawatt = 1000 Megawatt, Einheit für Leistung) |
| KEV | Kostendeckende Einspeisevergütung |
| kW | Kilowatt (1 Kilowatt = 1000 Watt, Einheit für Leistung) |
| kWh | Kilowattstunde (Einheit für Energie) |
| LEG | Lokale Elektrizitätsgemeinschaft |
| LFP | Lithium-Eisen-Phosphat |
| MFH | Mehrfamilienhaus |
| MuKEn | Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich |
| MW | Megawatt (1 Megawatt = 1000 Kilowatt, Einheit für Leistung) |
| $m^2$ | Quadratmeter |
| NMC | Nickel-Mangan-Cobalt |
| NCA | Nickel-Cobalt-Aluminium |
| PV | Photovoltaik |
| StromVG | Stromversorgungsgesetz (SR 734.7) |
| StromVV | Stromversorgungsverordnung |
| TWh | Terawattstunden (1 Terawattstunde = 1000 Gigawattstunden) |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| vZEV | Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch |
| € | Euro |

# Executive Summary

In der Schweiz deckt Solarenergie im Jahr 2025 bereits rund 14 Prozent unseres Strombedarfs. Doch wohin mit dem Überschuss, wenn kurzzeitig mehr Strom erzeugt als benötigt wird? Hier kommen Batteriespeicher ins Spiel. Immer mehr Einfamilienhausbesitzende rüsten ihre Photovoltaikanlagen auf, um überschüssige Energie zu speichern und später nutzen zu können. Vermehrt kommen Batterien auch in Mehrfamilienhäusern und Gewerbebauten zum Einsatz – ein eigentlicher Batteriespeicherboom zeichnet sich ab. Damit steigt nicht nur der Eigenverbrauch, sondern bei intelligent genutzter Speicherung können auch Lastspitzen reduziert und das Stromnetz stabilisiert werden. Bei geeigneten Rahmenbedingungen können Speicher sogar Regelenergie bereitstellen und die Versorgungssicherheit erhöhen.

Die wachsende Bedeutung von Speicherlösungen zeigt sich nicht nur in den steigenden Marktanteilen, sondern auch an Auszeichnungen beim Watt d'Or 2025. Dort wurden mehrere Projekte prämiert, die innovative Konzepte zur Speicherung und effizienten Nutzung von Energie verfolgen. Neben technologischen Neuerungen standen insbesondere Marktmodelle im Fokus, die durch flexible Stromtarife wirtschaftliche Anreize für den netzdienlichen Betrieb von Speichersystemen schaffen.

Im Zentrum des vorliegenden Berichts steht eine aktuelle Übersicht zu den Entwicklungen im Schweizer Batteriemarkt, basierend auf einer im Dezember 2024 durchgeführten Befragung unter Swissolar-Mitgliedern. Ergänzend werden internationale Markttrends, technische Entwicklungen und politische Rahmenbedingungen untersucht.

Der Markt für Hausspeicher wächst rasant, insbesondere in Kombination mit Photovoltaikanlagen. Mittlerweile wird rund jede zweite neue PV-Anlage in der Schweiz mit einem Batteriespeicher installiert. Die weltweit steigende Nachfrage und die dadurch vorangetriebene Massenproduktion sowie technologische Innovationen haben dazu geführt, dass die Preise für Batteriespeicher in den letzten Jahren erheblich gesunken sind. Weitere Kostensenkungen sind absehbar. Folgende politische Rahmenbedingungen fördern diesen Trend:

- Tiefere Abnahmevergütungen für ins Netz eingespeisten Solarstrom machen die Zwischenspeicherung in Batterien attraktiver.
- Ab 2026 wird das Netzentgelt für gespeicherten und wieder eingespeisten Strom rückerstattet, was die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern weiter verbessert.
- Dynamische Stromtarife erlauben eine flexiblere Integration von Speichern ins Energiesystem, fördern netzdienliches Laden und Entladen und senken gleichzeitig die Kosten.

Dieser Bericht fokussiert hauptsächlich auf stationäre Hausspeicher, thematisiert aber auch bidirektionales Laden sowie grössere Speichersysteme, die direkt an das Verteilnetz angeschlossen sind. Während bidirektionales Laden die Rückspeisung von Strom aus Elektrofahrzeugen ermöglicht, können netzdienlich geführte Speicher für die Bereitstellung von Regelenergie, die Frequenzstabilisierung und die flexible Beschaffung und Vermarktung von Strom genutzt werden. Obschon momentan noch Herausforderungen bestehen, Batterien in das Gesamtenergiesystem zu integrieren, laufen Bestrebungen, verbindliche Kommunikationsstandards zu etablieren, um eine effiziente Steuerung und Nutzung von Batteriespeichern und anderen flexiblen Energiequellen zu ermöglichen.

Die saisonale Absicherung durch Speicherseen bleibt essenziell, da Batterien bisher nicht für mehrmonatige Speicherung geeignet sind. Gleichzeitig gewinnen weitere Technologien wie thermische Energiespeicher oder Power-to-X-Verfahren an Bedeutung, da sie saisonale Energiespeicherlösungen und Alternativen zu fossilen Energieträgern bieten.

## Batteriespeicher mit Photovoltaik

Auch Nachhaltigkeit wird thematisiert. Die Wiederverwendung von Second-Life-Batterien trägt dazu bei, wertvolle Ressourcen mehrfach zu nutzen und $CO_2$-Emissionen um bis zu 70 Prozent zu reduzieren. Zudem sind Recycling und eine umweltgerechte Entsorgung essenziell, um die ökologische Bilanz von Batteriespeichern weiter zu verbessern und eine nachhaltige Kreislaufwirtschaft zu fördern.

Der Bericht macht deutlich, welche zentrale Rolle Energiespeicher bereits heute für die Energiewende und Versorgungssicherheit einnehmen – und künftig noch verstärkt einnehmen werden. Trotz verschiedener Herausforderungen wird klar, dass Batteriespeicher dank technischer Innovation, politischer Förderung und wachsender Marktakzeptanz ein zentraler Bestandteil der Schweizer Energiezukunft sind.

En Suisse, l'énergie solaire couvre déjà environ 14 % de nos besoins en électricité en 2025. Mais que faire de l'excédent lorsque la production d'électricité dépasse momentanément les besoins ? C'est là qu'interviennent les accumulateurs à batterie. De plus en plus de propriétaires de maisons individuelles équipent leurs installations photovoltaïques afin de stocker l'énergie excédentaire et de pouvoir l'utiliser ultérieurement. Les batteries sont également de plus en plus utilisées dans les immeubles collectifs et les bâtiments commerciaux - un véritable boom du stockage par batterie se dessine. Cela permet non seulement d'augmenter la consommation propre, mais aussi de réduire les pics de charge et de stabiliser le réseau électrique grâce à une utilisation intelligente du stockage. Si les conditions-cadres sont appropriées, les accumulateurs peuvent même fournir de l'énergie de réglage et augmenter la sécurité d'approvisionnement.

L'importance croissante des solutions de stockage ne se traduit pas seulement par l'augmentation des parts de marché, mais aussi par des distinctions au Watt d'Or 2025, où plusieurs projets poursuivant des concepts innovants de stockage et d'utilisation efficace de l'énergie ont été récompensés. Outre les innovations technologiques, l'accent a été mis en particulier sur les modèles de marché qui, grâce à des tarifs d'électricité flexibles, créent des incitations économiques pour l'exploitation des systèmes de stockage en fonction du réseau.

Le présent rapport donne un aperçu actuel de l'évolution du marché suisse des batteries, sur la base d'une enquête menée en décembre 2024 auprès des membres de Swissolar. En complément, les tendances du marché international, les développements techniques et les conditions-cadres politiques sont examinés.

Le marché des accumulateurs domestiques connaît une croissance rapide, notamment en combinaison avec des installations photovoltaïques. Entre-temps, environ une nouvelle installation photovoltaïque sur deux en Suisse est installée avec un accumulateur à batterie. L'augmentation de la demande mondiale et la production de masse qui en résulte, ainsi que les innovations technologiques, ont entraîné une baisse considérable des prix des accumulateurs à batterie au cours des dernières années. D'autres baisses de coûts sont prévisibles. Les conditions politiques générales suivantes favorisent cette tendance :

- Des tarifs d'achat plus bas pour l'électricité solaire injectée dans le réseau augmentent l'attractivité du stockage intermédiaire dans des batteries.
- A partir de 2026, la rémunération du réseau pour le courant stocké et réinjecté dans le réseau sera remboursée, ce qui améliore d'autant plus la rentabilité des batteries de stockage.
- De plus, des tarifs d'électricité dynamiques permettent une intégration plus flexible des batteries dans le système énergétique, favorisent la charge et décharge utiles au réseau et réduisent en même temps les coûts.

## Batteriespeicher mit Photovoltaik

Ce rapport se concentre principalement sur le stockage domestique stationnaire, mais aborde également la question de la charge bidirectionnelle de véhicules et des systèmes de stockage plus importants directement raccordés au réseau de distribution. Alors que la charge bidirectionnelle permet de réinjecter l'énergie des véhicules électriques, les batteries de stabilisation du réseau gérés par le réseau peuvent être utilisés pour fournir de l'énergie de réglage, stabiliser la fréquence et permettre un approvisionnement et une commercialisation flexibles de l'électricité. Bien que l'intégration des batteries dans le système énergétique global pose encore des problèmes, des efforts sont déployés pour établir des normes de communication contraignantes afin de permettre un contrôle et une utilisation efficaces des batteries de stockage et d'autres sources d'énergie flexibles.

La protection saisonnière par des lacs de retenue reste essentielle, car les batteries ne sont pas encore adaptées au stockage sur plusieurs mois. Parallèlement, d'autres technologies telles que le stockage d'énergie thermique ou les procédés Power-to-X gagnent en importance, car elles offrent des solutions de stockage d'énergie saisonnières et des alternatives aux sources d'énergie fossiles.

La durabilité joue également un rôle central dans ce rapport. La réutilisation des batteries usagées pour une seconde vie permet de réutiliser des ressources précieuses et de réduire ainsi le bilan $CO_2$ jusqu'à 70%. En outre, le recyclage et une élimination respectueuse de l'environnement sont essentiels pour améliorer d'avantage le bilan écologique des batteries de stockage et ainsi promouvoir une économie circulaire durable.

Le rapport met en évidence le rôle central que jouent déjà les accumulateurs d'énergie dans la transition énergétique et la sécurité d'approvisionnement - et qu'ils joueront encore davantage à l'avenir. Malgré les différents défis, il est clair que le stockage par batterie est un élément central de l'avenir énergétique de la Suisse grâce à l'innovation technique, au soutien politique et à l'acceptation croissante par le marché.

**Maja Schoch**
Spezialistin
Markt und Politik

**Matthias Egli**
Geschäftsführer

**David Stickelberger**
Leiter Mark und Politik
Stv. Geschäftsführer

# Handlungssempfehlung
# Mesures recommandées

### 1. Den dezentralen Batteriespeichern eine angemessene Rolle im Energiesystem zuweisen

In den bisher vorliegenden Energieszenarien für die Schweiz werden Energiespeicher nur unvollständig thematisiert. Angesprochen wird zwar der Ausbaubedarf bei Speicherseen, auf die Potenziale von Batteriespeichern wird hingegen nicht eingegangen. Während der Ausbau der Speicherseen insbesondere für die Saisonspeicherung eine wichtige Rolle spielt, eignen sich dezentrale Batterien als Kurzzeitspeicher. Sie können neben der Optimierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom auch rasch Abhilfe gegen Netzengpässe schaffen. Das Forum Energiespeicher Schweiz von aeesuisse[1] sagt dazu: «Zwischen 2030 und 2040 wird die installierte Batterieleistung stark anwachsen müssen (Vervierfachung).» Die bevorstehende Aktualisierung der Energieperspektiven des Bundes bietet Gelegenheit, den Bedarf an Flexibilität im Stromnetz erstmals umfänglich zu bewerten und ein Ziel für die Speicherung in kleinem und grossem Massstab zu entwickeln. Dabei ist zu ermitteln, welcher Einsatz von Batteriespeichern im Sinne einer Optimierung des Gesamtsystems sinnvoll ist.

### 2. Preissignale und finanzielle Anreize gestalten

Auch ohne flächendeckende Förderung gibt es seit einigen Jahren bei Einfamilienhäusern eine grosse Nachfrage nach Batteriespeichern. Selten zum Einsatz kommen bisher hingegen Batterien für ganze Quartiere oder bei gewerblichen PV-Anlagen. Dabei würde dessen Einsatz helfen, Dächer vollständig, statt nur teilweise für die PV-Produktion zu nutzen und gleichzeitig die Netze zu entlasten. Eine Förderung solcher Quartier- und Gewerbespeicher könnte über ein Auktionsverfahren geschehen, analog zu den Auktionen zur hohen Einmalvergütung für PV-Anlagen. Verschiedene europäische Länder (Italien, Spanien, Polen und Griechenland) haben bereits Auktionsverfahren für Batteriespeicher eingeführt.[2] In der Schweiz ist die Rückerstattung des Netzentgelts für Batteriespeicher ab 2026 ein wichtiger Schritt, durch den Batteriespeicher attraktiver werden, indem die doppelte Verrechnung der Netzgebühr wegfällt.

### 3. Gezielte Anreize für die Integration von Batteriespeichern in ein intelligentes Energiesystem

Voraussetzung für die Förderung jeglicher Batteriespeicher muss ein netzdienlicher, marktdienlicher und systemdienlicher Betrieb sein, bei dem Batterien zum Beispiel zur Zeit der maximalen Solarstromproduktion im Sommer über Mittag geladen werden. Die VNB sollen dabei die Möglichkeiten des neuen Stromgesetzes nutzen und Preissignale sinnvoll setzen. Dazu gehören höhere Abnahmevergütungen für jene Kunden, die einer Begrenzung der maximalen Netzeinspeisung zustimmen (wie z.B. beim Tarifmodell TOP-40) sowie dynamische Stromtarife, die mit dem revidierten Stromversorgungsgesetz möglich werden. Ebenso regelt das Gesetz den Umgang mit Flexibilitäten der Produzenten. All dies schafft Anreize, Strom zu Tiefpreiszeiten zu speichern, damit er zu Hochpreiszeiten (z.B. am Abend) genutzt werden kann.

### 4. Netzausbau durch Quartier- und Regionalspeicher reduzieren

Batteriespeicher mit eigenem Verteilnetzanschluss («Front-of-the-meter») ermöglichen unter anderem das Vermeiden von Netzengpässen sowie die Rückspeisung in höhere Netzebenen, die Bereitstellung von Regelenergie oder die flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie. In letzter Zeit werden auch in der Schweiz vermehrt solche Anlagen erstellt. Es ist zu prüfen, ob mit der Beseitigung finanzieller Hürden (z.B. Umlegung der Kosten auf die Netznutzungskosten) oder regulatorischer Hürden (z.B. Baubewilligungen) mehr Anreize für Private (z.B. ZEV- oder LEG-Betreiber) und VNB für die Erstellung solcher Grossbatteriespeicher geschaffen werden können.

1 Forum Energiespeicher Schweiz (2023): Elektrische Energie  speicher und Versorgungssicherheit: Kompendium zu Forschung, Entwicklung, Potential und Systemintegration von Batteriespeichern.

2 SolarPower Europe (2024): European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028.

### 5. Zugang zu Regelenergiemärkten für Batteriespeicher erleichtern

Der Bedarf an Regelenergie nimmt im europäischen Netz durch den steigenden Anteil an Solar- und Windenergie zu. Entsprechend steigen die Kosten. Die Schweiz ist mangels EU-Stromabkommen be-sonders davon betroffen, da zurzeit praktisch nur Betreiber von Pumpspeicherwerken solche Systemdienstleistungen anbieten können. Durch einen Dienstleister aggregierte Batteriespeicher könnten zu mehr Konkurrenz in diesem Markt führen, doch die damit verbundenen Hürden sind aktuell noch hoch.

### 6. Hindernisse beim Datenaustausch beseitigen

Eine zentrale Herausforderung bei der Integration von Batteriespeichern in das Gesamtenergiesystem ist die fehlende Standardisierung der Datenschnittstelle zwischen dem Flexibilitätsmanager des VNB und dem Energie-manager im Gebäude. Der Verein SmartGridready arbeitet zusammen mit VNB und Herstellern daran, einheitliche und abgestimmte Kommunikationsschnittstellen zu etablieren, um eine effiziente Steuerung und Nutzung von Batteriespeichern und anderen flexiblen Energiequellen zu ermöglichen.

### 1. Attribuer aux batteries de stockage décentralisées un rôle approprié dans le système énergétique

Les scénarios énergétiques disponibles à ce jour pour la Suisse n'abordent pas suffisamment la question du stockage de l'énergie. Le besoin de développer les lacs de retenue est certes évoqué à juste titre, mais pas le potentiel des batteries de stockage. Alors que l'extension des lacs de retenue permet une fonction importante, notamment pour le stockage saisonnier, les batteries décentralisées conviennent comme stockage à court terme. Outre l'optimisation de la consommation propre d'électricité solaire, elles peuvent aussi remédier rapidement et efficacement aux pénuries de réseau. Le Forum suisse sur le stockage d'énergie d’aeesuisse[1] déclare à ce sujet : « Entre 2030 et 2040, la puissance installée des batteries devra fortement augmenter (quadrupler) ».
La prochaine mise à jour des perspectives énergétiques de la Confédération est l'occasion d'évaluer pour la première fois de manière globale les besoins en flexibilité du réseau électrique et de développer un objectif de stockage à petite et grande échelle. Il s'agit de déterminer quelle utilisation des batteries de stockage est judicieuse dans le sens d'une optimisation du système global.

### 2. Conception d’indicateurs de prix et d’incitations financières

Même sans subvention généralisée, il existe depuis quelques années une forte demande de batteries de stockage pour les maisons individuelles. En revanche, les batteries sont encore rarement utilisées pour des quartiers entiers ou pour des installations photovoltaïques commerciales. Pourtant, leur utilisa-tion permettrait d'exploiter les toits entièrement, et non partiellement, pour la production photovoltaïque, tout en soulageant le réseau. Une subvention de ces batteries de quartier pourrait se faire par le biais d'une procédure d'enchères, à l'instar des enchères pour la rétribution unique élevée des installations PV. Plusieurs pays européens (Italie, Espagne, Pologne et Grèce) ont déjà mis en place des procédures d'enchères pour le stockage par batterie[2].
En Suisse, le remboursement de la redevance réseau pour le stockage par batterie à partir de 2026 est déjà une étape importante qui rendra le stockage par batterie plus attractif en supprimant la double facturation de la redevance réseau.

### 3. Incitations ciblées pour un stockage d'énergie par batterie adapté au système

La condition préalable à la subvention de tout type de stockage par batterie doit être une exploitation utile au réseau, au marché ou au système, plutôt qu'une simple maximisation de la consommation propre, dans laquelle les batteries sont par exemple chargées à midi, au moment de la production maximale d'électricité solaire en été. Pour ce faire, les GRD doivent utiliser les possibilités offertes par la nouvelle loi pour l'électricité et définir des indicateurs de prix de manière judicieuse. Cela comprend des tarifs d'achat plus élevés pour les clients qui acceptent une limitation de l'injection maximale dans le réseau (comme par exemple le modèle TOP-40), ainsi que des tarifs d'électricité dynamiques, rendus possibles par la loi révisée sur l'approvisionnement en électricité. De même, la loi réglemente la gestion des flexibilités des producteurs. Tout cela incite à stocker l'électricité lorsque les prix sont bas, afin de pouvoir l'utiliser lorsque les prix sont élevés (par ex. le soir).

### 4. Réduction de l'extension du réseau grâce au stockage de quartier et régional

Les batteries de stockage avec leur propre raccordement au réseau de distribution (« front-of-the-meter ») permettent notamment d'éviter les goulets d'étranglement sur le réseau ainsi que la réinjection dans les niveaux de réseau supérieurs, la mise à disposition d'énergie de réglage ou l'acquisition et la commercialisation flexibles d'énergie. Ces derniers temps, de plus en plus d'installations de ce type sont construites en Suisse également. Il convient d'examiner si la suppression des obstacles financiers (p. ex. imputation des coûts sur les coûts d'utilisation du réseau) ou réglementaires (p. ex. permis de construire) peut inciter davantage les particuliers (p. ex. exploitants de RCP ou de CEL) et les GRD à construire de tels grands accumulateurs.

### 5. Facilitation d'accès aux marchés d'équilibrage pour les batteries de stockage

Les besoins en énergie de réglage augmentent sur le réseau européen en raison de la part croissante de l'énergie solaire et éolienne. Les coûts augmentent en conséquence. En l'absence d'accord sur l'électricité au sein de l'UE, la Suisse est particulièrement concernée, car actuellement, pratiquement seuls les exploitants de centrales de pompage-turbinage peuvent proposer de tels services système. Les batteries de stockage agrégées par un prestataire de services pourraient entraîner une concurrence accrue sur ce marché, mais les obstacles qui y sont liés sont actuellement encore élevés.

### 6. Elimination des obstacles à l'échange de données

L'absence de standardisation de l'interface de données entre le gestionnaire de flexibilité du GRD et le gestionnaire d'énergie du bâtiment constitue un défi majeur pour l'intégration des batteries de stockage dans le système énergétique global. L'association SmartGridready travaille en collaboration avec les GRD et les fabricants afin d'établir des interfaces de communication uniformes et harmonisées permettant un contrôle et une utilisation efficaces des batteries de stockage et autres sources d'énergie flexibles.

# Inhaltsverzeichnis


**Executive Summary** ..... 3

**Handlungsempfehlung** ..... 6

**1. Marktentwicklungen Energiespeichersysteme** ..... 10

**1.1 Marktentwicklung Schweiz und International** ..... 10

**1.2 Dimensionierung der Batterie-Energiespeichersysteme** ..... 13

**1.3 Gründe für die Installation von Batterie-Energiespeichersystemen** ..... 14

**1.4 AC- und DC-gekoppelte Batterien** ..... 16

**1.5 Batteriespeichermarken** ..... 17

**1.6 Technologieentwicklung** ..... 18

**1.7 Batterie-Energiespeichersysteme im Verteilnetz** ..... 19

**1.8 Schwarmspeicher für Regelenergie** ..... 21

**2 Preisentwicklung national und international** ..... 22

**3 Politische Rahmenbedingungen** ..... 26

**3.1 Tarife Energieversorger/ Netzstabilisierung** ..... 26

**3.2 Lade- und Entladestrategien für Batterie-Energiespeichersysteme** ..... 27

**3.3 Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für Batterie-Energiespeichersysteme** ..... 28

**3.4 Versorgungssicherheit durch Kombination verschiedener Speichermöglichkeiten** ..... 29

**3.5 Fördermassnahmen für Batterie-Energiespeichersysteme** ..... 30

**4 Ökologische und soziale Aspekte von Batterie-Energiespeichersystemen** ..... 31

**4.1 Rohstoffe und Ökobilanz von Lithium-Ionen-Batterien** ..... 31

**4.2 Second-Life-Batterien und Entsorgung** ..... 32

**5 Chancen, Risiken und Innovationen** ..... 33

**5.1 Bidirektionales Laden** ..... 33

**5.2 Datenaustausch** ..... 34

**5.3 Cybersicherheit** ..... 35

**5.4 Brandschutz** ..... 35

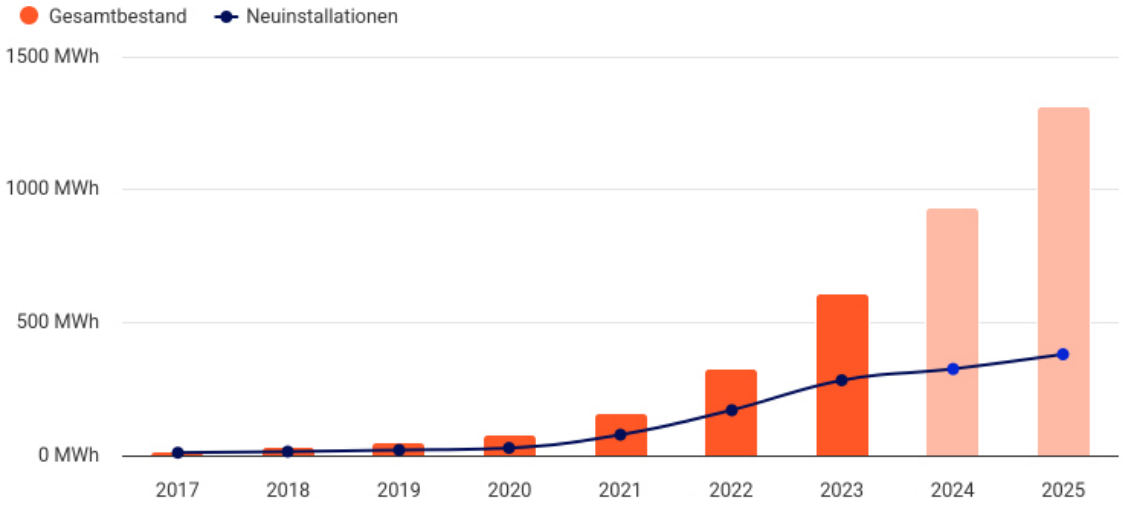
# 1. Marktentwicklungen Batterie-Energiespeichersysteme

## 1.1 Marktentwicklung Schweiz und International

### Schweiz

Die Schweizer Photovoltaikbranche hat in den letzten Jahren einen beispiellosen Aufschwung erlebt. Zwischen 2019 und 2023 stiegen die Neuinstallationen jährlich um 43 bis 58 Prozent. Ein ähnliches Wachstum scheint sich auch im Markt für stationäre Batterie-Energiespeichersysteme (BESS) abzuzeichnen. Seitdem die Statistik Sonnenenergie[1] Daten zu BESS erfasst, ist ein kontinuierlicher Anstieg in Schweizer Haushalten erkennbar.
In den vergangenen drei Jahren hat sich der Gesamtbestand von Batteriespeichern nahezu jährlich verdoppelt. Auch für das vergangene Jahr wird ein Wachstum bei den Neuinstallationen prognostiziert. Dieser Trend scheint sich auch im Jahr 2025 weiterzusetzen, wie zwei aktuelle Umfragen unter Swissolar-Mitgliedern zeigen[2].
Nahezu 90 Prozent der neu installierten Speicherkapazitäten wurden 2023 in Einfamilienhäusern (EFH) installiert (248 MWh). In Mehrfamilienhäusern (MFH) wurden hingegen lediglich 24 MWh Speicherkapazität installiert.
In den Bereichen Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft wurden im Jahr 2023 ähnlich viele Speicherleistungen installiert: 5,4 MWh in Industrie und Gewerbe und 4,6 MWh in der Landwirtschaft. An anderen Standorten wurden im Jahr 2023 insgesamt 1,4 MWh an Speicherkapazität installiert.

### Gesamtbestand Batterie-Energiespeichersysteme (Abb.1)




Quelle: EnergieSchweiz, BFE: Statistik Sonnenenergie. 2024 und 2025 durch Umfrage Wirtschaftlichkeit (03.2025) und Umfrage Batteriespeicher (12.2024) an Swissolar-Mitgliedern

Somit wurden 2023 rund 42 Prozent der neu installierten PV-Anlagen in EFH mit einem Speichersystem kombiniert. Bei Installationen in MFH wurden 18 Prozent aller PV-Installationen mit einem Batteriespeicher ausgestattet. Der Anteil der neu installierten PV-Anlagen mit Speichersystemen in der Industrie und im Gewerbe beträgt 3,2 Prozent, in der Landwirtschaft 8,6 Prozent (siehe Abbildung 2). Im europäischen Vergleich werden in der Schweiz zwar noch wenig Batteriespeicher mit PV-Anlagen gemeinsam installiert. So wurden in Tschechien im Jahr 2023 bereits 94 Prozent der PV-Anlagen mit Speicher ausgestattet, in Deutschland sind es 84 Prozent. In Österreich wird jede zweite PV-Anlage mit einem BESS ausgestattet.[3] Die Schweiz scheint jedoch auf gutem Weg zu sein, sich dem europäischen Durchschnitt anzunähern. Dies zeigt auch das Ergebnis einer aktuellen

1 BFE, Bundesamt für Energie (2024): Jahresbericht 2023 für die Statistik Sonnenenergie. Swissolar

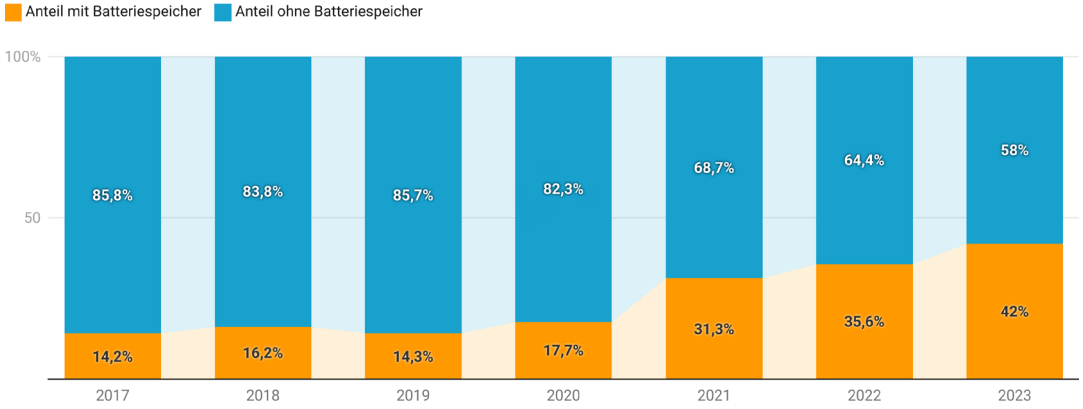
2 Umfrage Batteriespeicher (Dez. 2024 für Einschätzung 2024) und Umfrage Wirtschaftlichkeit (März 2025 für Einschätzung 2024 und 2025). Versand jeweils an die Ansprechpersonen der Swissolar-Mitglieder. Einschätzung eines Grosshändlers zur Marktentwicklung 2025: +30% gegenüber 2024 (Stand: März 2025)

3 SolarPower Europe (2024): European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028

## 1. Marktentwicklung Energiespeichersysteme

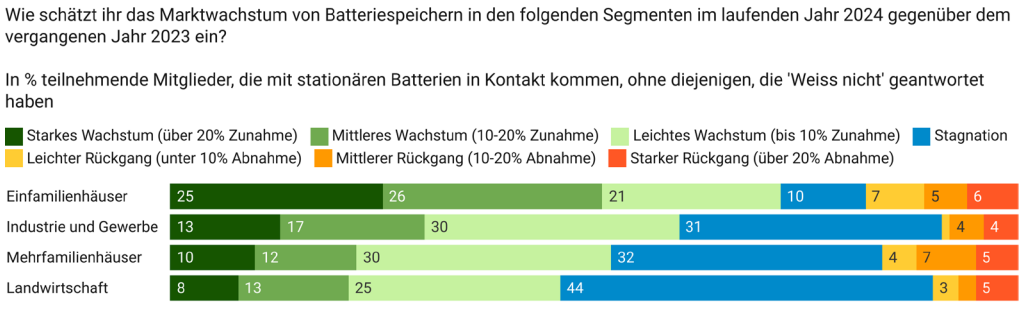
Umfrage unter Swissolar-Mitgliedern, von welchen knapp 80 Prozent bei einer PV-Installation in EFH einen Speicher empfehlen, 50 Prozent bei MFH und 42 Prozent bei PV-Anlagen im Industrie- und Gewerbebereich. Für das Jahr 2024 wird erneut eine Zunahme der neu installierten Batteriespeicher erwartet. Eine aktuelle Umfrage unter Swissolar-Mitgliedern, die regelmässig mit Batteriespeichern arbeiten, ist Basis für diese Einschätzung. Abbildung 3 zeigt, dass das grösste Wachstum weiterhin im EFH-Sektor erwartet wird. Auch im MFH-Sektor sowie in Industrie und Gewerbe wird ein starkes Marktwachstum prognostiziert.

### Anteil der neu installierten PV-Anlagen in Einfamilienhäusern mit Batteriespeicher (Abb. 2)




Quelle: EnergieSchweiz, BFE: Statistik Sonnenenergie. BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik. Vor 2023 basierend auf der Annahme, dass alle BESS in EFH installiert wurden

### Marktwachstum Batteriespeicher Schweiz 2024 (Abb.3)

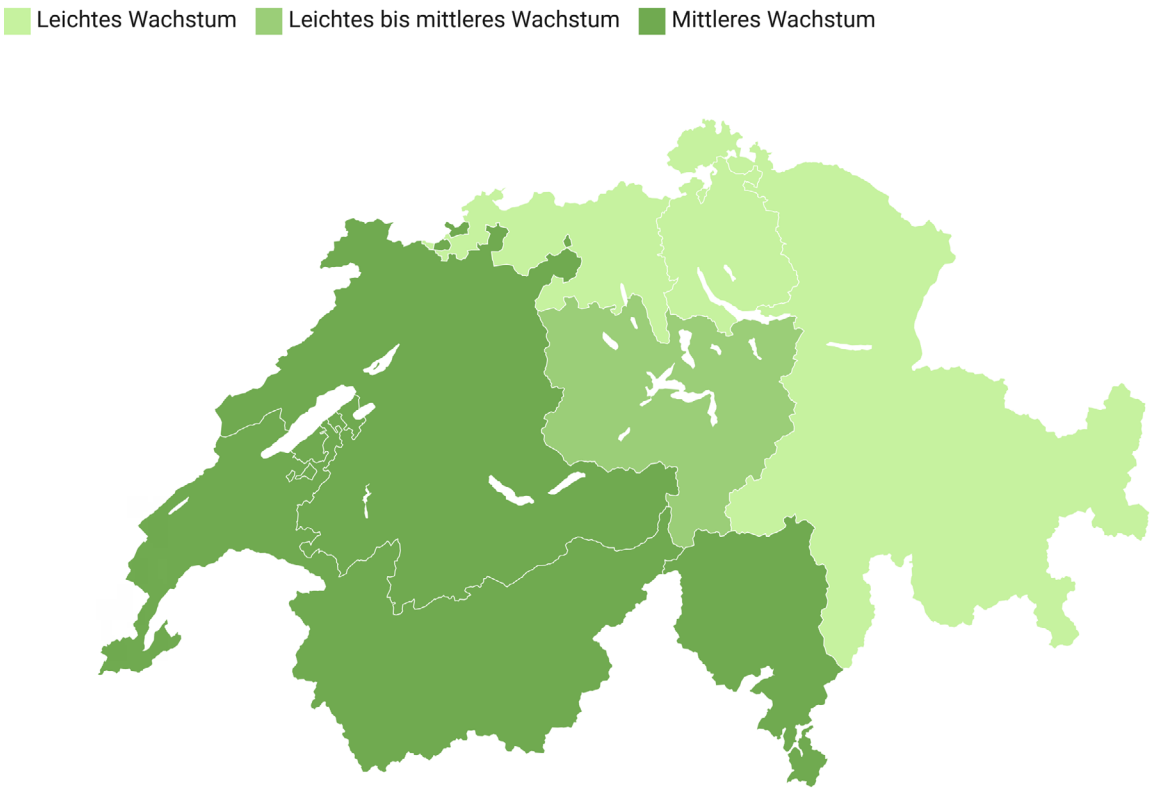



Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n=183)

Jedoch wird ersichtlich, dass insbesondere in der Industrie und im Gewerbe noch Wissenslücke bestehen, da ein Fünftel der Befragten in diesem Bereich keine Einschätzung abgeben konnte. Im landwirtschaftlichen Sektor war die Unsicherheit sogar noch grösser. Dennoch überwiegt die Erwartung eines weiteren Wachstums in allen Segmenten, was sich in der nächsten Statistik Sonnenenergie, die im Juli 2025 erscheint, bestätigen dürfte. Eine regionale Analyse des Marktwachstums von Batteriespeichern offenbart deutliche Unterschiede zwischen den Grossregionen (siehe Abbildung 4). In der Westschweiz und im Tessin wird ein mittleres Wachstum

(Zunahme von 10-20 %) prognostiziert, während für die Ostschweiz lediglich ein geringes Wachstum (bis zu 10 %) erwartet wird. Dieselbe Umfrage zeigt ebenfalls auf, dass in der Romandie und im Tessin ein stärkerer Rückgang im PV-Markt erwartet wird als in der Ostschweiz. Entsprechend scheinen sich regionale Dynamiken im Markt abzuzeichnen. Mögliche Erklärungsansätze bilden die politischen Unterschiede auf föderaler Ebene, die in Abschnitt 3.5 erläutert werden.

### Mittlere Einschätzung Batteriemarkt 2024 im EFH-Segment nach Grossregionen (Abb. 4)




Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n variiert je nach Grossregion zwischen 8 und 39)

### Internationaler Vergleich

Im Jahr 2023 wurden in der Schweiz 0,283 GWh an neuer Speicherkapazität installiert. Angesichts des Gesamtbestandes von 0,6 GWh hat die Schweiz fast die Hälfte ihrer Speicherkapazität 2023 neu installiert. Insgesamt macht die Schweiz 1,7 Prozent des kumulierten europäischen Batteriespeicher-Marktes (Gesamtkapazität von 35,9 GWh) aus. Zur neu installierten Leistung im Jahr 2023 trägt die Schweiz 1,6 Prozent bei, was auf ein vergleichbares Wachstum im Jahr 2023 gegenüber 2022 im europäischen Kontext hinweist.[4] Deutschland bleibt mit einem Beitrag von 34 Prozent an der europaweiten neu installierten Kapazität führend, gefolgt von Italien mit 22 Prozent. Im Vergleich dazu besteht für die Schweiz bei Batterie-Energiespeichersystemen noch deutliches Wachstumspotenzial. Global wurden 2024 169 GWh Batteriespeicher Systeme installiert. Dies entspricht einem Wachstum von 55 Prozent im Vergleich zum Jahr 2023 und entspricht einer kumulativen BESS-Installation von 363 GWh. Insbesondere in den USA und in China ist der BESS-Markt auf rasantem Wachstumskurs.

4 SolarPower Europe (2024): European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028

Gemeinsam decken die Länder 70 Prozent des Weltmarktes ab.[5] Laut einer Prognose des Bundesamts für Energie (BFE) aus dem Jahr 2020[6] werden bis 2050 etwa 70 Prozent der PV-Anlagen in der Schweiz mit Batteriespeichern ausgestattet sein. Auch in der EU wird ein weiteres Wachstum erwartet, wobei die Marktführer (Deutschland, Italien, Österreich) künftig mehr auf industrielle und grossflächige Speicherlösungen setzen. Wenn man ganz Europa betrachtet, werden Batteriespeicher im Wohnungssektor den Grossteil des Ausbaus ausmachen: Für Länder, die im Ausbau von Batteriespeichern nicht an der Spitze sind, wird da der Hauptausbau prognostiziert.

SolarPower Europe[7] prognostiziert ausserdem, dass die kumulativ installierte Batteriekapazität in Europa bis 2028 je nach Szenario auf zwischen 150 und 404 GWh steigen wird. Das mittlere Szenario geht von 260 GWh installierter Batteriekapazität aus – siebenmal mehr als im Jahr 2023. Weltweit zeigt sich ebenfalls ein starkes Wachstum, das laut Bloomberg NEF[8] auch in Zukunft anhalten wird. Batterie-Energiespeichersysteme werden zunehmend als essenzielle Ergänzung zu PV-Anlagen betrachtet, da sie die Speicherung von Solarstrom ermöglichen, Spitzenlasten reduzieren und Strom bedarfsgerecht bereitstellen können – insbesondere in Zeiten ohne Sonneneinstrahlung.

## 1.2 Dimensionierung der Batterie-Energiespeichersysteme

Ein Batterie-Energiespeichersystem ist insbesondere dann sinnvoll, wenn ausreichend Stromüberschüsse anfallen (PV-Leistung von mindestens 0,5 kW je 1000 kWh/a Stromverbrauch). Ist dies der Fall, sollte die Höhe des Stromverbrauchs und die Grösse der PV-Anlage für den Entscheid der BESS-Dimensionierung berücksichtigt werden. Die optimale Speicherkapazität eines BESS hängt von dessen Hauptziel im Verbund mit einer PV-Anlage ab. Es gibt jedoch typische Charakteristika von PV-Produktionsgängen und Lastgängen, aus denen sich zwei Faustregeln ableiten lassen, um die Dimensionierung zu bestimmen und den Eigenverbrauch zu optimieren: Faustregel 1, Dimensionierung über die PV-Stromproduktion: 1–2 Stunden Nennleistung der PV-Anlage oder 1/1000 der Jahresproduktion sollte die Batterie speichern können. Faustregel 2, Dimensionierung über den Strombedarf: Einen halben Tagesverbrauch des Gebäudes oder 1/1000 des Jahresbedarfs sollte die Batterie speichern können.

Um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu gewährleisten, sollte der Batteriespeicher im Verhältnis zur PV-Anlage nicht zu gross sein und die nutzbare Speicherkapazität sollte auf maximal 1,5 kWh pro kW PV-Leistung begrenzt sein. Entsprechend ergibt der kleinere Wert aus den beiden Faustregeln eine sinnvolle Dimensionierung des Speichers, die den Eigenverbrauch optimieren soll. Es kann jedoch sein, dass eine PV-Anlage oder ein Verbraucherprofil stark von den typischen Profilen abweicht. In solchen Fällen ist eine detaillierte Zeitschrittsimulation der Stromproduktions- und -verbrauchsdaten zur Berechnung der optimalen Speicherkapazität notwendig.[9]

Speziell zu behandeln sind Industrie und Gewerbebetriebe, die unter der Woche viel Strom verbrauchen, am Wochenende oder während Betriebsferien jedoch viel Überschuss produzieren. In der Schweiz hat die durchschnittliche Grösse eines BESS in den letzten Jahren stark zugenommen. Während die durchschnittliche Speichergrösse im Jahr 2017 noch bei 8,8 kWh lag, war sie im Jahr 2023 bereits bei 13,5 kWh (siehe Abbildung 5).

5 Volta Foundation (2025): Annual Battery Report 2024

6 BFE, Bundesamt für Energie (2020): Energieperspektiven 2050+ - Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

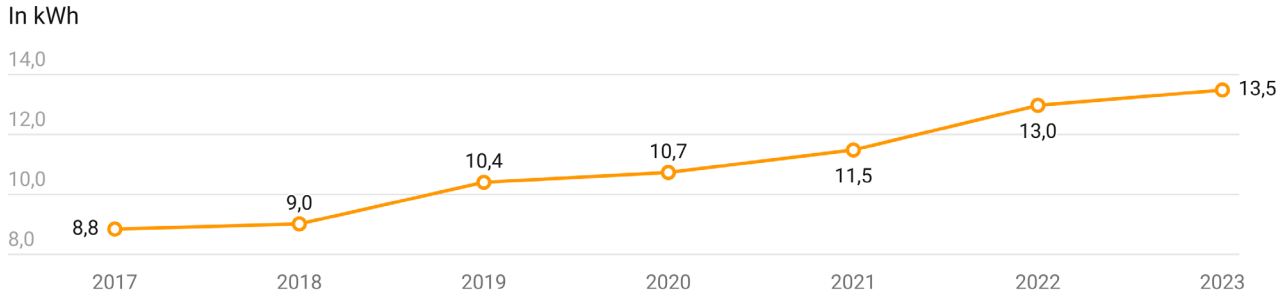
7 SolarPower Europe (2024): European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028

8 Gombar, Vandana (2024): Batteries Are the 'Next Solar' for Investors, Says KKR. BloombergNEF

9 Bucher, Christof (2021): Photovoltaikanlagen: Planung, Installation, Betrieb. Faktor Verlag, Zürich

Mindestens so relevant wie die BESS-Dimensionierung ist die Lade- und Entladestrategie des Speichers. In Abschnitt 3.2 Lade- und Entladestrategien für Batterie-Energiespeichersysteme werden verschiedene Ladestrategien für BESS dargestellt, die unterschiedliche Ziele verfolgen. Die Modelle zeigen deutlich, dass eine optimierte Nutzung von Batteriespeichern das öffentliche Stromnetz stark entlasten und unterstützen kann.

### Durchschnittliche Batteriegrösse (Abb. 5)




Quelle: EnergieSchweiz, BFE: Statistik Sonnenenergie. BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

## 1.3 Gründe für die Installation von Batterie-Energiespeichersystemen

In einer Befragung der Swissolar-Mitglieder zu verschiedenen Themen im Batteriespeichersektor wurden auch die Gründe ermittelt, weshalb die Kundschaft die Installation eines Batterie-Energiespeichersystems wünscht (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7). Unabhängig von der Kundengruppe steht die Steigerung des Eigenverbrauchs – und damit verbunden ein höherer Autarkiegrad – an erster Stelle. Dieser Grund wurde von den meisten Befragten als sehr relevant angegeben – insbesondere im Wohnsektor, wo er nahezu durchgehend als wichtig wahrgenommen wird. Im Bereich Industrie und Gewerbe nimmt die Bedeutung der Eigenverbrauchssteigerung ebenfalls eine zentrale Rolle ein, ist jedoch etwas weniger dominant. Die Rangfolge der drei Hauptgründe ist in beiden Gebäudegruppen identisch: Auf die Eigenverbrauchssteigerung folgt als Grund die Reaktion auf niedrige Abnahmevergütungen durch Verteilnetzbetreiber. An dritter Stelle steht die Rentabilitätssteigerung der PV-Anlage.

Eine Marktstudie, die 2020 vom Schweizer Beratungsbüro EBP im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)[10] durchgeführt wurde, zeigt, dass die Rentabilitätssteigerung vor fünf Jahren bei privaten Haushalten noch keinerlei Relevanz hatte. Der Hauptgrund für die steigende Relevanz sind wohl die stark sinkenden Preise für Batteriespeicher, die in den letzten Jahren eine Installation zunehmend wirtschaftlich attraktiv gemacht haben. Details zur Preisentwicklung werden im Kapitel 2 beschrieben. Interessant ist auch, dass die Unterstützung der erneuerbaren Energie als Motivation für die Installation eines BESS bei Wohngebäuden erst an vierter Stelle und bei Industrie und Gewerbe erst an siebter Stelle genannt wird. Auch der netzdienliche Betrieb war für die Kundschaft bisher kaum ein Grund, Batteriespeicher zu installieren.

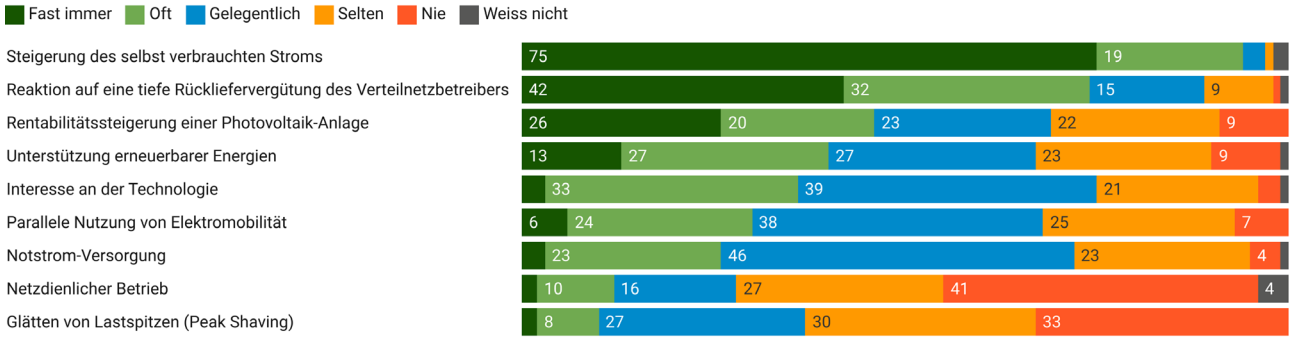
10 Perch-Nielsen, Sabine et al. (2020): Solarbatterien für Privatkunden – Eine Marktstudie. Energieschweiz.

Dies zeigt insbesondere, dass die Anreize für die Endkunden, eine PV-Anlage netzdienlich zu betreiben, bislang noch nicht vorhanden waren. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Autarkie und Unabhängigkeit von Verteilnetzbetreibern weiterhin die Hauptmotive für die Anschaffung eines Batteriespeichers darstellen, während finanzielle Aspekte zunehmend an Bedeutung gewinnen.

## Relevante Gründe Batteriespeicher-Kauf für Wohngebäude (EFH und MFH), 2024 (Abb. 6)

Wie häufig sind die folgenden Motive, einen Batteriespeicher zu kaufen, relevant für die Kundschaft bei Ein- und Mehrfamilienhäuser? Bitte beurteilt die folgenden Gründe nach den dargestellten Kategorien.

In % teilnehmende Mitglieder, die in einer relevanten Branche tätig sind und mit stationären Batterien in Kontakt kommen und bei einem Ein- oder Mehrfamilienhaus einen stationären Speicher empfehlen.

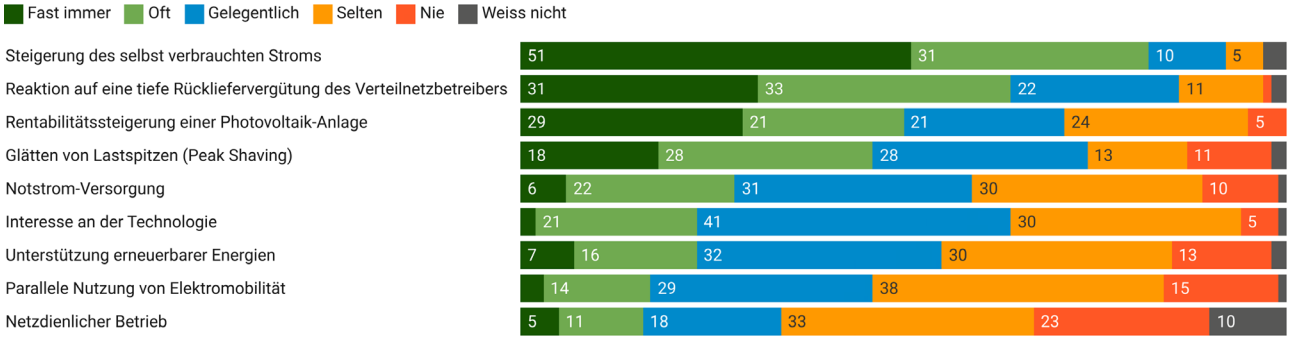



Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n=150)

## Relevante Gründe Batteriespeicher-Kauf für Industrie und Gewerbe, 2024 (Abb. 7)

Wie häufig sind die folgenden Motive, einen Batteriespeicher zu kaufen, relevant für die Kundschaft bei Industrie und Gewerbe? Bitte beurteilt die folgenden Gründe nach den dargestellten Kategorien.

In % teilnehmende Mitglieder, die in einer relevanten Branche tätig sind und mit stationären Batterien in Kontakt kommen und bei Industrie und Gewerbe einen stationären Speicher empfehlen.

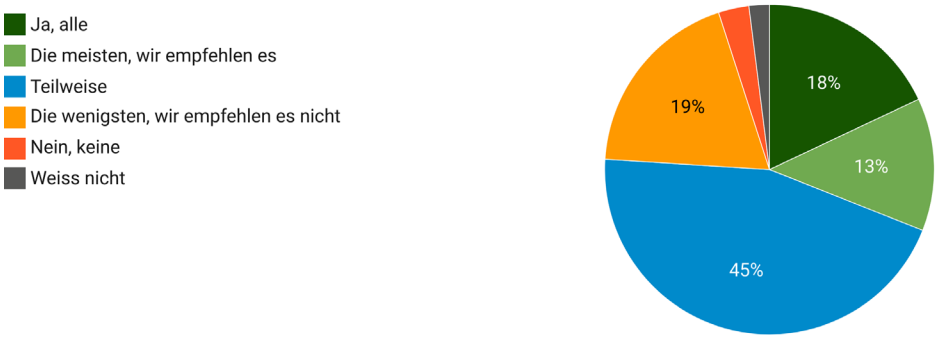



Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n=78)

### Angebot Notstromfunktion (Abb. 8)

Bieten die von euch installierten/verkauften Batteriespeicher eine Notstromfunktion an?

In % teilnehmende Mitglieder, die in einer relevanten Branche tätig sind und mit stationären Batterien in Kontakt kommen




Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n=178)

Für knapp 30 Prozent der BESS-Käufer:innen ist die Notstromversorgung oft oder fast immer ein relevantes Motiv für den Kauf eines Batteriespeichers. Auch wenn diese wohl nicht das Hauptmotiv darstellt, ist sie ein unverzichtbarer Vorteil von Batteriespeicher. 18 Prozent der befragten Swissolar-Mitglieder bieten ausschliesslich Batteriespeicher mit Notstromfunktion an (siehe Abbildung 8). Weitere 13 Prozent verkaufen überwiegend stationäre Batterien mit Notstromfunktion und empfehlen diese. Nur 3 Prozent der Befragten bieten keine Batterien mit Notstrom an.

## 1.4 AC- und DC-gekoppelte Batterien

Für die Integration eines Stromspeichers in eine PV-Anlage kann die Batterie entweder auf der Wechselstrom- (AC) oder der Gleichstromseite (DC) gekoppelt werden. Der entscheidende Unterschied liegt in der Häufigkeit und dem Ort der Stromumwandlung. In einem AC-System wird der von der PV-Anlage erzeugte Strom direkt in AC-Strom umgewandelt. Bevor er in die Batterie fliessen kann, muss er nochmals in Gleichstrom umgewandelt werden, Da der Strom für den Verbrauch wieder in Wechselstrom umgewandelt werden muss, finden drei Umwandlungen statt. Bei einem DC-System wird der Strom nur einmal umgewandelt, und zwar bei der Abgabe der gespeicherten Energie ins Haushaltsnetz. Da bei jeder Umwandung ein Stromverlust von etwa 2 Prozent entsteht, ist das AC-System weniger effizient als das DC-System. Der Vorteil des AC-Systems ist, dass es einfacher nachgerüstet werden kann und mit unterschiedlichen Komponenten funktioniert. Beim DC-System ist ein Hybrid-Wechselrichter erforderlich, wodurch ein separater Wechselrichter für die Batterie entfällt – ein Vorteil bei Gesamtinstallation von Batterie- plus PV-Anlage.[11] Wird der Batteriespeicher also gleichzeitig mit der PV-Anlage installiert, ist ein DC-System die effizientere Wahl. Wird die Batterie hingegen nachträglich installiert, empfiehlt sich ein AC-System.

11 MVV (2024): AC oder DC: Welches ist das passende Stromspeicher-System für meine PV-Anlage?

## 1.5 Batteriespeichermarken

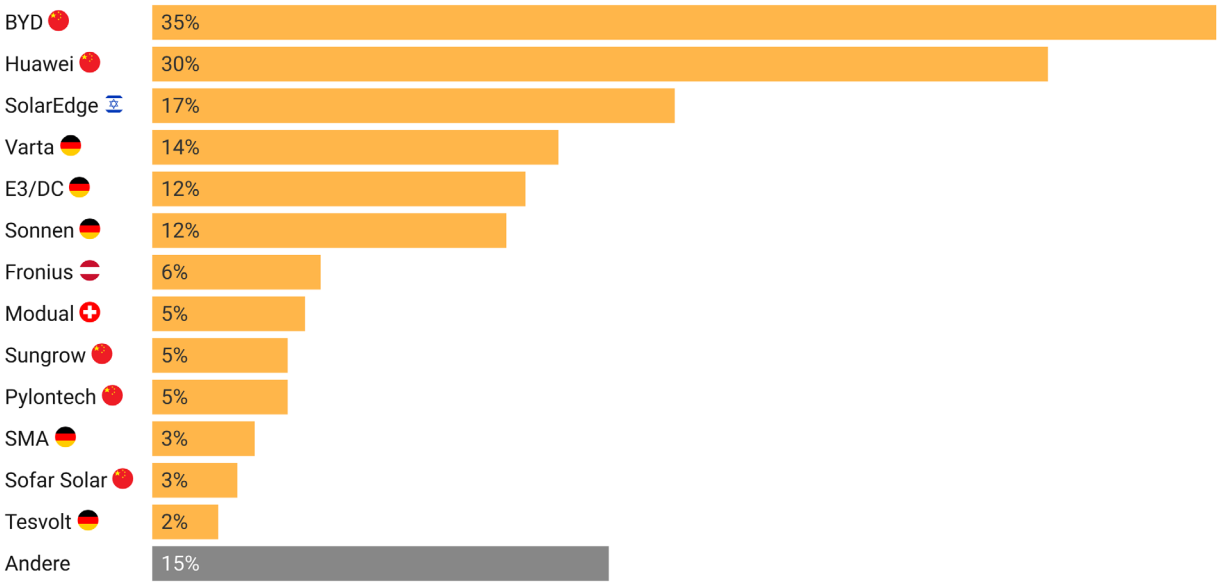
Die Umfrage unter Swissolar-Mitgliedern zeigt, dass der Schweizer Markt für Batteriespeicher von chinesischen Herstellern dominiert wird. BYD (35 %) und Huawei (30 %) sind die meistverwendeten Marken. Dennoch spielen auch europäische Hersteller eine bedeutende Rolle. Besonders deutsche Anbieter wie Varta (14 %), E3/DC (12 %) und Sonnen (12 %) sind weit verbreitet. Dies ist naheliegend, da Deutschland europaweit führend ist in der Installation von BESS. Modual ist mit 5 % die meistgenutzte Schweizer Marke. Dies verdeutlicht, dass auch lokale Anbieter Marktpotenzial haben.

Chinesische Herstellerfirmen haben momentan erhebliche Überkapazitäten und exportieren die Überschüsse zu günstigen Preisen. Dies setzt europäische Herstellerfirmen massiv unter Druck, da sie mit den tiefen Preisen der asiatischen Konkurrenz nicht mithalten können. Um sich von der asiatischen Konkurrenz abzusetzen, setzen die europäischen Herstellerfirmen auf Nachhaltigkeit und haben sich zum Ziel gesetzt, die Emissionen bei der Herstellung von Batteriezellen auf die Hälfte oder gar einen Drittel zu reduzieren.[12]

### Verwendete Batterie-Energiespeichermarken in der Schweiz (Abb. 9)

Welche Batteriespeicher-Marken werden von euch verwendet?
*Mehrfachantworten möglich*

In % teilnehmende Mitglieder, die in einer relevanten Branche tätig sind und mit stationären Batterien in Kontakt kommen




Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n=178)

12 PEM of RWTH Aachen University; Roland Berger GmbH (2025): Battery Monitor 2024/2025: The Value Chain between Economy and Ecology. 4th edition

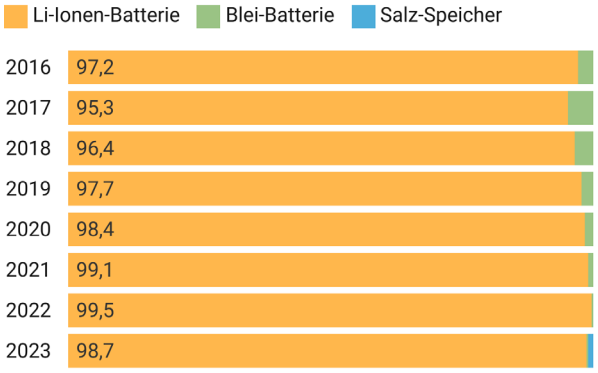
## 1.6 Technologieentwicklung

Der Gesamtbestand von Batterie-Energiespeichersystemen in der Schweiz hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Parallel dazu entwickeln sich auch die Technologien für Speichersysteme kontinuierlich weiter. Seit Beginn der Erhebung durch die Statistik Sonnenenergie[13] im Jahr 2016 zeigt sich, dass Lithium-Ionen-Batterien die deutlich dominierende Technologie sind (siehe Abbildung 10). Blei-Batterien hingegen verzeichnen einen Rückgang: Während sie im Jahr 2017 noch knapp 5 Prozent des Marktes ausmachten, beträgt ihr Anteil im 2023 noch 0,3 Prozent (siehe Abbildung 10). Seit 2023 werden auch Speichersysteme auf Salzbasis (Salzbatterien) in der Statistik Sonnenenergie erfasst, die etwa 1 Prozent des Schweizer Batteriespeichermarktes ausmachen. Salzbatterien zeigen weniger starke Alterungserscheinungen und sind aus besser verfügbaren Materialien hergestellt, die nicht von wenigen Ländern abhängig sind (siehe Kapitel 4). Dass sie sich bisher jedoch nicht im Markt durchsetzen konnten, liegt an der geringeren Lade- und Entladegeschwindigkeit und dem niedrigeren Wirkungsgrad aufgrund der notwendigen hohen Betriebstemperatur. Ausserdem benötigen Salzbatterien mehr Platz aufgrund ihrer geringeren Energiedichte. Technologische Fortschritte könnten diese Einschränkungen in Zukunft mildern, obschon Insolvenzen von Herstellern dieser Technologie derzeit Schlagzeilen machen und den Markt verunsichern.[14]

Parallel zur Entwicklung von unterschiedlichen Batterie-Technologien wird intensiv an verschiedenen Lithium-Verbindungen weitergeforscht. Besonders verbreitet ist die Lithium-Eisen-Phosphat-Technologie (LFP). Laut der Befragung von Swissolar-Mitgliedsfirmen (siehe Abbildung 11) installieren 80 Prozent der Befragten LFP-Batterien. LFP-Batterien zeichnen sich durch viel Energie pro Volumen, tiefere Überhitzungs- und Brandrisiken (siehe Kapitel 5.4) und den Verzicht auf Kobalt aus, das häufig unter problematischen Bedingungen abgebaut wird (siehe Kapitel 4). Trotz ihrer geringeren Energiedichte und langsameren Ladegeschwindigkeit gegenüber anderen Lithium-Ionen-Batterien überwiegen diese Vorteile und finden deshalb im BESS-Bereich vermehrt Anwendung.

### Marktanteil Batterietechnologien (Abb. 10)

Marktanteile der Batterietechnologien bei Solarbatterien in der Schweiz

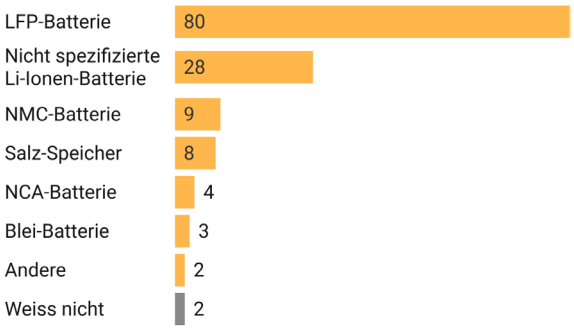



Quelle: EnergieSchweiz, BFE: Statistik Sonnenenergie. BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

### Meistverwendete Batterietechnologien (Abb. 11)

Welche Batterietechnologie wird von euch am häufigsten bei Batteriespeichern verwendet? *Mehrfachantworten möglich*

In % teilnehmende Mitglieder, die in einer relevanten Branche tätig sind und mit stationären Batterien in Kontakt kommen




Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n=178)

13 BFE, Bundesamt für Energie (2024): Statistik Sonnenenergie. Swissolar

14 Ewz (2025): Energiespeicher für Immobilien: Erneuerbare Energien effizient nutzen

## 1.7 Batterie-Energiespeichersysteme im Verteilnetz

Dieser Bericht fokussiert hauptsächlich auf Lokalspeicher, die hinter dem Zähler («Behind-the-Meter») an bestehende Verteilnetzanschlüsse angeschlossen werden und dezentral im gesamten Netz verteilt sind. Ihr Hauptziel ist unter anderem die Optimierung des Eigenverbrauchs sowie die Reduktion der Netzauslastung.

Vermehrt werden auch Batteriespeicher mit eigenem Verteilnetzanschluss («Front-of-the-meter») eingesetzt. Dies kann beispielsweise als Quartierspeicher an Knotenpunkten des Niederspannungsnetzes, oder als Regionalspeicher nahe oder innerhalb des Mittelspannungsnetzes sein. Eine Fokusstudie des Forums Energiespeicher Schweiz[15] nennt verschiedene Funktionen, die Netzspeicher erfüllen können. Dazu gehören netzdienliche Anwendungen durch Verteilnetzbetreiber, die Bereitstellung von Regelenergie zur Frequenzstabilisierung (50 Hertz) sowie die flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch den VNB.

Neun Schweizer Unternehmen der Elektrizitätsbranche haben eine Konzeptphase zur Gestaltung eines gemeinsamen Marktes für System- und Netzdienstleistungen erfolgreich abgeschlossen. Das Konzept wird in der kommenden Phase ausgiebig getestet.[16] Ausserdem gibt es in der Schweiz bereits einige Netzspeicher, die mit dem Stromnetz verbunden sind, weitere sind in Planung. Abbildung 12 zeigt eine Übersicht zu Grossbatteriespeichern über 1 MW, die entweder bereits in Betrieb sind oder sich in Realisierung befinden. Insgesamt stellen die 32 in der Abbildung erfassten Grossbatteriespeicher in der Schweiz über 430 MWh Speicherkapazität und fast 250 MW Leistung bereit. Seit 2020 steht der grösste Speicher der Schweiz mit einer Leistung von 20 MW im schwyzerischen Ingenbohl. Der ideale Ladezustand des Speichers beträgt 50 Prozent, wodurch der Speicher je nach Netzsituation kurzfristig Energie aufnehmen oder ans Netz liefern kann.[17]

Die St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerk AG (SAK) baut derzeit einen 5-Megawatt-Grossspeicher am Unterwerk Rheineck, der an die Netzebene 5 angeschlossen werden soll und darauf abzielt, wetterbedingte Schwankungen in der Stromproduktion auszugleichen.[18] Ein Beispiel für eine Quartierbatterie von 50 kWh Speicherkapazität steht in Lugaggia (TI), die 18 Wohnhäuser und einen Kindergarten vernetzt. Sie sorgt dafür, dass lokal produzierter Solarstrom direkt vor Ort genutzt wird. Dies entlastet das Netz und ermöglicht den Bewohnenden eine höhere Eigenverbrauchsquote, wodurch finanzielle Vorteile entstehen können.[19] Solche Speicherlösungen gewinnen insbesondere mit den neu eingeführten Möglichkeiten von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) und dem virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) zunehmend an Bedeutung.

15 Fuchs, Alexander und Parra, David (2018): Fokusstudie "Batteriespeicher im Verteilnetz", Forum Energiespeicher Schweiz

16 Swissgrid (2025): Meilenstein auf dem Weg zur koordinierten Nutzung dezentraler Energieressourcen für System- und Netzdienstleistungen

17 CKW (2024): Grösser Schweizer Batteriespeicher stabilisiert Stromnetz

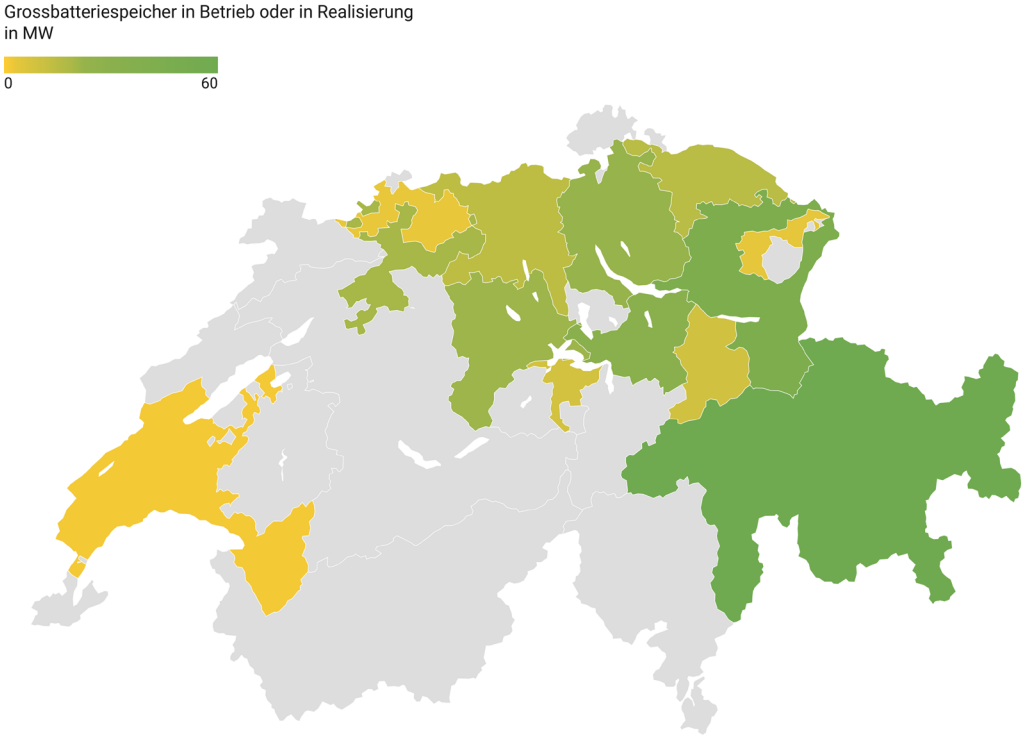
18 SAK St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (2024): SAK baut Grossbatteriespeicher in Rheineck SG

19 Energieschweiz (2025): Das Solarstrom-Quartier

## 1. Marktentwicklung Batterie-Energiespeichersysteme

Auch neue Batterietechnologien kommen im Netzbereich vermehrt zum Einsatz. So plant das aargauische Laufenburg einen Redox-Flow-Speicher mit 500 Megawatt Leistung. Redox-Flow-Batterien gelten als nicht brennbar und nicht explosiv.[20] Parallel dazu entsteht in den USA ein Batteriespeicher mit 8,5 GWh Kapazität, der nicht auf Lithium basiert, sondern mit Rost – also Luft und Eisen – arbeitet. Das System ist nicht brennbar, enthält keine giftigen Stoffe und das Ausgangsmaterial ist zehnmal günstiger als herkömmliche Batterien.[21] Obschon diese Technologien grosse Vorteile bieten, stehen sie noch vor Herausforderungen, etwa bei der Skalierung, Effizienz oder Wirtschaftlichkeit. Um sie langfristig massentauglich und wettbewerbsfähig zu machen, müssen diese technischen Probleme erst gelöst werden.

### Übersicht Grossbatteriespeicher Schweiz (Abb. 12)




Quelle: Wagner-Boysen, Christian (2025): Vortrag PV-Tagung 2.4.2025: Die Rolle von Grossbatteriespeichersystemen (BESS) in der Schweiz. CKW Axpo Group

Obwohl Speicheranwendungen massgeblich zur Netzstabilität, zum Ausgleich von Spannungsschwankungen, zur Kostenreduktion für Netzebenen-Transformationen und zur Vermeidung unnötiger Netzausbauten beitragen können, unterliegen VNB engen regulatorischen Einschränkungen, insbesondere bei der Finanzierung. Da Speicher nicht als Netzelemente gelten, dürfen ihre Betriebs- und Kapitalkosten nicht als anrechenbare Netzkosten verrechnet werden. Dennoch ist der Einsatz von Batteriespeichern zur Netzstabilität schon heute möglich, wenn sie im Rahmen intelligenter Steuer- und Regelsysteme betrieben werden. Um einen flexibleren und effizienteren Netzbetrieb zu ermöglichen, wurde im revidierten StromVG (Art. 15 Abs. 2 Bst. d) festgelegt, dass auch «Kosten für die Nutzung von Flexibilität» als anrechenbare Netzkosten gelten. Dies schafft zusätzlichen Handlungsspielraum für den Einsatz von Netzspeichern.

20 SRF News (2024): Weltweit grösste Speicherbatterie in Laufenburg AG geplant

21 heise online (2025): 8500 Megawattstunden: Warum die größte Batterie der Welt auf Rost setzt

## 1.8 Schwarmspeicher für Regelenergie

Eine wichtige Voraussetzung für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes ist das Gleichgewicht zwischen Stromproduktion und -verbrauch. Zu jeder Sekunde muss gleich viel Energie ins Netz eingespeist werden, wie verbraucht wird, damit die Frequenz konstant 50 Hertz beträgt. Bei unvorhergesehenen Schwankungen setzen die Übertragungsnetzbetreiber (in der Schweiz Swissgrid) Regelenergie ein: Sie beauftragen Kraftwerke, ihre Produktion zu erhöhen oder zu senken. Wenige Sekunden nach einem Ereignis, wie etwa einem ungeplanten Kraftwerkausfall, werden die Primärregelreserven eingesetzt, die als erste Sofortreaktion auf Frequenzabweichungen dienen und innerhalb von 30 Sekunden vollständig einsatzbereit sind. Nach wenigen Minuten übernehmen die Sekundärregelreserven. Dauert die Unausgeglichenheit länger als 15 Minuten, können die Netzleitstellen manuell Tertiärregelreserven aktivieren und so die Versorgung weiter ausgleichen.

Der Bedarf an Regelenergie nimmt durch den wachsenden Anteil an Solar- und Windenergie im europäischen Netz zu und entsprechend steigen die Kosten. Die Schweiz ist mangels Stromabkommen mit der EU besonders davon betroffen, da zurzeit fast nur Betreiber von Pumpspeicherwerken diese Systemdienstleistung anbieten. Von einem Dienstleister aggregierte und koordinierte Batteriespeicher könnten zu mehr Konkurrenz in diesem Markt führen. Batteriespeicher sind aufgrund ihrer raschen Verfügbarkeit prädestiniert für Primärregelleistungen. Solche Schwarmspeicher können mit Batterien von Haushalten oder von grösseren Stromerzeugern gebildet werden. Die zahlreichen beteiligten Elemente erhöhen die Versorgungssicherheit – wenn ein Speicher ausfällt, stehen die anderen immer noch zur Verfügung.

Doch die Hürden für die Bildung von Schwarmspeichern sind aktuell hoch. Unter anderem müssen Aggregatoren von Batteriespeichern eine eigene Bilanzgruppe bilden. In der Schweiz hat die Firma Helion im April 2025 ein virtuelles Kraftwerk lanciert, bei dem PV-Kleinanlagen und Speicher zusammengeschlossen werden. In Deutschland gibt es bereits grössere dezentrale Speichernetzwerke wie z.B. das virtuelle Kraftwerk sonnenVPP[22], das für die Bereitstellung von Regelleistung zugelassen ist. Mit der Plattform Equigy[23], an der auch Swissgrid beteiligt ist, möchten verschiedene Übertragungsnetzbetreiber solche Angebote fördern. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Photovoltaikanlagen eine Rolle im Regelenergiemarkt spielen können. Im Pilotprojekt «PV4Balancing»[24] von Swissgrid sollen aggregierte PV-Anlagen für die Bereitstellung von negativer Tertiärregelleistung eingesetzt werden. Bei Abruf muss die PV-Produktion reduziert werden.

22 Sonnen (2025): Alles über unser virtuelles Kraftwerk

23 Swissgrid (2020): Equigy: Crowd Balancing Platform

24 Mountouri, Dona (2025): Die Sonne als Ressource für einen stabilen Stromnetzbetrieb. Swissgrid

# 2. Preisentwicklung national und international

In der Schweiz sind Daten zur Preisentwicklung von Batterie-Energiespeichersystemen bisher nur begrenzt verfügbar. Klar ist zwar, dass der durchschnittliche Preis pro kWh installierter Speicherkapazität in den letzten Jahren deutlich gesunken ist. Es bleibt jedoch schwierig, einen durchschnittlichen Preis zu benennen, da dieser von verschiedenen Faktoren abhängt, wie beispielsweise, ob der Batteriespeicher zusammen mit einer PV-Anlage installiert wird, ob die Mehrwertsteuer eingerechnet ist, aus welchem Material der Batteriespeicher besteht und wie gross die Speicheranlage ist. Grundsätzlich gilt: Je grösser die Speicheranlage, desto niedriger der Preis pro kWh installierter Speicherkapazität.

Eine Erhebung aus den Jahren 2016/2017[25] ergab Installationspreise zwischen 1000 und 2500 CHF pro kWh Speicherkapazität. Ergebnisse einer Swissolar-Umfrage von Dezember 2024 zeigen, dass der durchschnittliche Endkundenpreis für eine kWh installierte Speicherkapazität in der Schweiz inzwischen auf rund 800 CHF sank (siehe Abbildung 13). Die Preise variieren jedoch stark je nach Installationsbetrieb. Die Umfrageergebnisse bei Swissolar-Mitgliedern zeigen zudem, dass die meisten Teilnehmenden einen Preis zwischen 300 und 600 CHF pro kWh als wirtschaftlich sinnvoll betrachten.

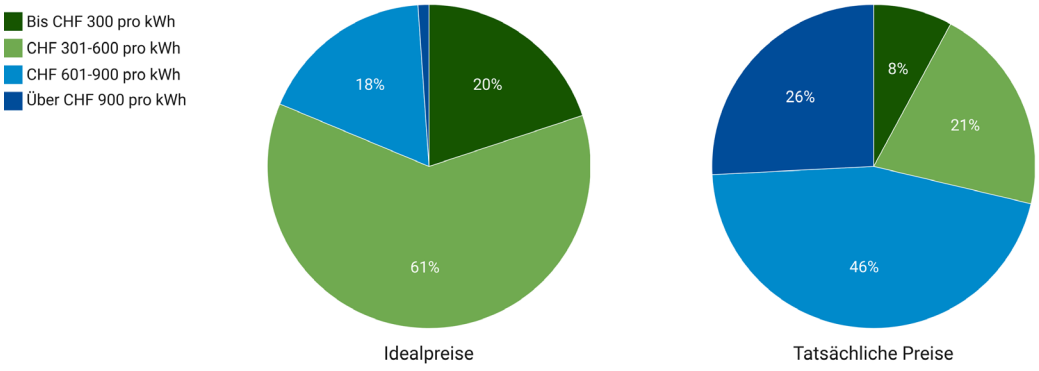
Ausgehend von einem Anschaffungspreis von 6400 CHF und Einbaukosten von 1300 CHF für eine Batterie mit 10 kWh Speicherkapazität, 6000 Ladezyklen, einer Entladetiefe von 90 Prozent und einem Wirkungsgrad von 98 % kostet eine gespeicherte Kilowattstunde 14,5 Rappen.[26] Zusätzlich fallen Kosten für den PV-Strom an, der je nach Grösse und Art der Anlage zwischen 9 und 16 Rappen pro kWh kostet.[27] Bei einem durchschnittlichen Stromeinkaufspreis von 29 Rappen pro kWh[28] gleicht sich die finanzielle Bilanz wenigstens zum Teil aus. Mit der Einführung flexiblerer Strom- und Rückliefertarifen dürfte der Einsatz von Batteriespeichern künftig wirtschaftlich attraktiver werden.

### Idealpreise und tatsächliche Preise pro installiere kWh Speicherkapazität (Abb. 13)

Ab welchem Preis pro kWh Kapazität (Endkundenpreis) haltet ihr einen Batteriespeicher (ohne Notstromfunktion) für wirtschaftlich sinnvoll (inkl. durchschnittliche Leistungstarife und Abnahmevergütungen im Jahr 2024)?

Wie viel haben die Endkunden ungefähr für die Installation (inkl. Arbeit und Material) pro kWh Batteriekapazität im Jahr 2024 bezahlt?

In % teilnehmende Mitglieder, die mit stationären Batterien in Kontakt kommen ohne diejenigen, die 'Weiss nicht' geantwortet haben




Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n Idealpreise = 176, n tatsächliche Preise = 178)

25 Energie-Schweiz (2018): Stationäre Batteriespeicher in Gebäuden
26 Energieheld (2024): Stromspeicher in der Schweiz - Preise, Batterien & Grösse
27 solar-ratgeber.ch (2024): Kosten von Solaranlagen in der Schweiz
28 Elcom (2025): Strompreise Schweiz

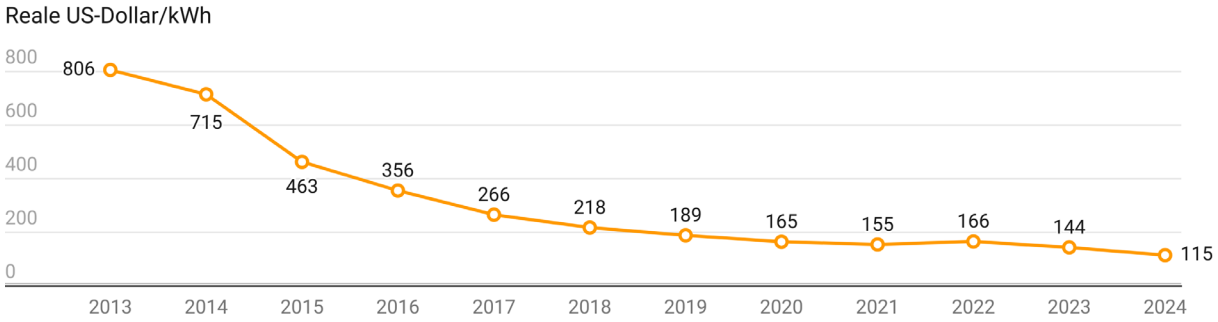
## 2. Preisentwicklung national und international

Deutschland führt jährliche Analysen zur Preisentwicklung von Batteriespeichern durch. Zwischen 2010 und 2015 war der stärkste Preisrückgang zu verzeichnen. Zwar sind Batteriespeicher-Preise im Jahr 2022 kurz angestiegen, jedoch sanken sie bis ins Jahr 2024 erheblich und es kam fast monatlich zu weiteren Reduktionen. Heute kostet ein 5-kWp-Stromspeicher in Deutschland rund 430 Euro.[29] Hinzu kommen etwa 200 Euro Installationskosten.[30] In der Schweiz dürfte der Preis für ein 5-kWp-Stromspeicher inzwischen bei etwa 650 CHF pro kWh liegen.[31]

Haupttreiber der sinkenden Preisentwicklung von Stromspeichern sind technologische Fortschritte bei Lithium-Ionen-Batterien. Einerseits sanken die Metall- und Komponentenpreise, andererseits werden vermehrt kostengünstigere Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien (LFP) eingesetzt. Entsprechend können Batterien heute wesentlich günstiger produziert werden (siehe Abbildung 14). Auch die stark gestiegene Nachfrage (siehe Kapitel 1.1) hat die Massenproduktion vorangetrieben, was zu weiteren Kostensenkungen geführt hat. Das rückläufige Marktwachstum von Elektrofahrzeugen hat ausserdem eine Überproduktion stimuliert, sodass der durchschnittliche Lithium-Ionen-Batteriepreis sank. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass es sich in der in Abbildung 14 dargestellten Preisentwicklung um einen Durchschnittswert für verschiede Batterieanwendungen handelt. Ausserdem gibt es regionale Unterschiede. In China liegen die durchschnittlichen Batteriepreise deutlich tiefer. So liegen beispielsweise die Batterieanwendungs-Preise für Elektrofahrzeuge durchschnittlich bereits unter 100$/kWh. In den USA und Europa hingegen können die Marktpreise bis zu 50 Prozent höher ausfallen, wofür unter anderem höhere Produktionskosten und geringere Stückzahlen verantwortlich sind.[32]

Obwohl geopolitische Spannungen, Zölle auf Batteriematerialien sowie eingeschränkte Bergbau- und Raffinerieprojekte (aufgrund der tiefen Preise) die Materialkosten strapazieren dürften, wird für die kommenden Jahre ein weiterer Preisrückgang bei Lithium-Ionen-Batterien erwartet. Für 2025 wird ein leichter Rückgang von 2 bis 3 USD/kWh erwartet, während bis 2030 ein Preisniveau von etwa 80 USD/kWh prognostiziert wird – also 35 USD/kWh tiefer als heute. Langfristig könnte der Preis bis 2050 im Vergleich zu heute um fast 50 Prozent sinken und bei etwa 60$/kWh zu liegen kommen.[33]

### Durchschnittlicher Preis Lithium-Ionen-Batterie (Abb. 14)




Quelle: BloombergNEF (2024). Die historischen Preise wurden aktualisiert, um dem realen Wert des Dollars 2024 zu entsprechen. Der gewichtete durchschnittliche Erhebungswert umfasst 343 Datenpunkte von PKWs, Bussen, Lastwagen und stationären Speichern.

29 Vöpel, Anna (2025): Preisentwicklung Photovoltaik: Preise & Daten im Überblick 2024

30 ADAC (2025): Speicher für Solaranlage: Kosten und Nutzen von PV-Speichern

31 Energieheld (2024): Stromspeicher in der Schweiz - Preise, Batterien & Grösse

32 BloombergNEF (2024): Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to $115 per Kilowatt-Hour: BloombergNEF. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update

33 BloombergNEF (2023): Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of $139/kWh

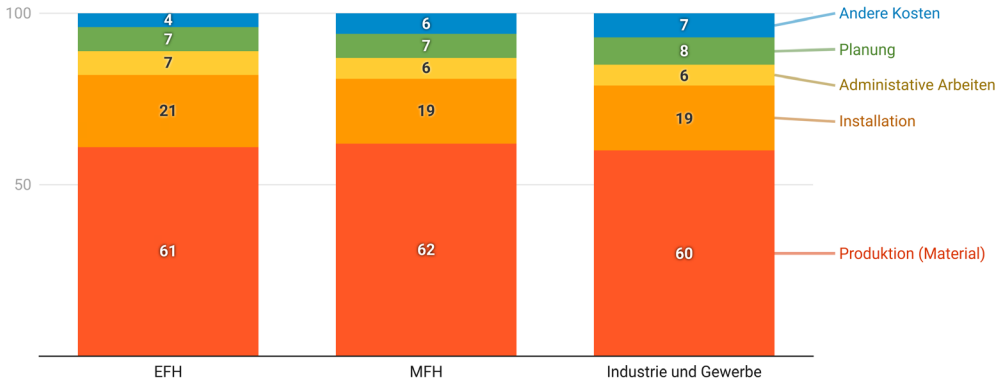
## 2. Preisentwicklung national und international

### Kostenstruktur und Herausforderungen in der Schweiz

Die in Abbildung 14 dargestellten Lithium-Ionen-Batteriepreise spiegeln nicht direkt die Endkundenpreise eines BESS wider. Sie zeigen lediglich den durchschnittlichen Preis einer Lithium-Ionen-Batterie, die häufig für grössere Speichersysteme gefertigt wird und überwiegend im Transportsektor zum Einsatz kommt.
Für eine komplette BESS-Installation fallen zusätzliche Kosten wie Installation, Administration und Planung, Zölle sowie zusätzliches Material wie Wallbox etc. an. Entsprechend liegen die Endkundenpreise für BESS deutlich höher. Planung, Installation und administrative Arbeiten machen in der Schweiz etwa 40 Prozent der Endkundenpreise aus (siehe Abbildung 15). Die restlichen 60 Prozent entfallen auf Materialkosten. Diese können jedoch aufgrund von Zollgebühren, Handelshemmnissen und Lagerbeständen in der Schweiz weniger schnell sinken als die Preise auf dem Weltmarkt (siehe Abbildung 14). Trotzdem wird erwartet, dass auch hierzulande die Materialpreise in den kommenden Jahren weiter fallen.

### Verteilung der Kosten von Batteriespeicher (Abb. 15)

Wie würdet ihr den relativen Kostenanteil in die verschiedenen Komponenten eines stationären Batteriespeichers einschätzen?
Verteilen von 100% auf die 5 Komponenten für jede der drei Kategorien

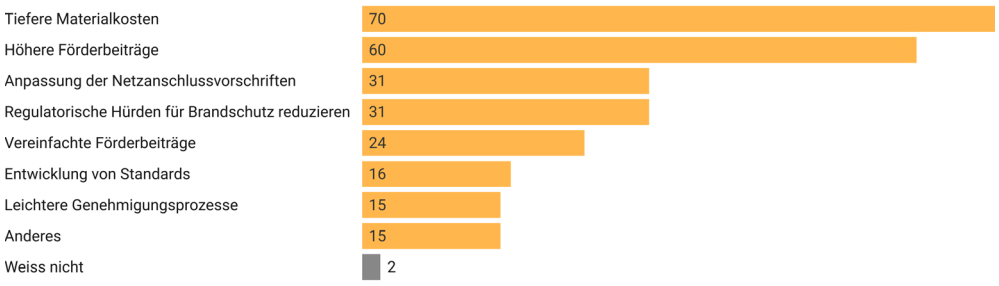



Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n EFH = 146, n MFH = 97, n Industrie/Gewerbe = 87)

Die Relevanz sinkender Materialkosten zeigt sich auch in den Ergebnissen der Swissolar-Umfrage (Abbildung 16). Demnach sind 70 Prozent der Teilnehmenden der Ansicht, dass niedrigere Materialkosten wesentlich zum Ausbau von Batteriespeichern beitragen würden. Weitere Faktoren, die den Ausbau fördern könnten, sind höhere Förderbeiträge (60 Prozent der Teilnehmenden), eine Anpassung der Netzanschlussvorschriften (30 Prozent) und eine Reduktion der regulatorischen Hürden im Bereich Brandschutz (30 Prozent).

### Massnahmen für Batterieausbau (Abb. 16)

In % teilnehmende Mitglieder, die mit stationären Batterien in Kontakt kommen




Quelle: Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2024 (n = 192)

# 3. Politische Rahmenbedingungen

Am 9. Juni 2024 hat die Schweizer Stimmbevölkerung der Vorlage über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien deutlich zugestimmt. Die Umsetzung des darin enthaltenen revidierten Energiegesetzes (EnG) und des revidierten Stromversorgungsgesetzes (StromVG) erfolgt gestaffelt. Ein erstes Paket zum Vollzug der neuen gesetzlichen Regelungen ist bereits per 1. Januar 2025[34] in Kraft getreten und beinhaltet unter anderem Anpassungen bei der Einmalvergütung und die Einführung der virtuellen Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (vZEV). Ein zweites Verordnungspaket wurde im Februar 2025 verabschiedet und wird auf den 1. Januar 2026 in Kraft treten.[35] Darin geht es insbesondere um die Abnahme- und Vergütungspflicht bei einer vorgegebenen Minimalvergütung, um die Ausführungsbestimmungen zu den lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG), um Regelungen zur Nutzung von Flexibilität, um das Messwesen und die Netznutzungstarifierung sowie um die Rückerstattung des Netznutzungsentgeltes für Speicher mit Endverbrauch.[36]

## 3.1 Tarife Energieversorger/ Netzstabilisierung

Der rasche Ausbau der Photovoltaik ist essenziell zur Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 sowie für das Ausbauziel für Strom aus erneuerbaren Energien gemäss Energiegesetz. PV-Anlagen zeichnen sich durch niedrige Kosten, einfache Installation und dezentrale Produktion aus und ermöglichen damit, den zusätzlichen Strombedarf durch den Wegfall der fossilen Energien und der Kernkraftwerke zu ersetzen. Mit dem Ausbau von PV-Anlagen entstehen jedoch Leistungsspitzen, die durch wetterabhängige Stromproduktion entstehen. Die bestehenden Stromnetze sind hingegen noch auf zentrale Produktionsstrukturen ausgerichtet. Der steigende Stromverbrauch sowie der Aufbau einer dezentralen Stromproduktion macht deshalb stellenweise Netzausbauten unumgänglich. Zwar stehen ohnehin umfassende Netzmodernisierungen an, doch um die damit verbundenen Kosten auf ein Minimum zu beschränken, liegt der Schlüssel in der intelligenten Koppelung von Produktion und Verbrauch und kann die damit verbundenen Kosten massiv reduzieren.

Dazu werden verschiedene Ansätze verfolgt. So können beispielsweise stromintensive Geräte wie Boiler, Elektroautos oder Wärmepumpen gezielt zu Produktionsspitzenzeiten, also beispielsweise zur Mittagszeit, genutzt werden. Durch den Einsatz von Energiemanagement-Systemen (EMS) kann der Betrieb von Geräten effizient an das Wetter, die Tageszeit und entsprechend an die verfügbare Strommenge angepasst werden. Batteriespeicher spielen dabei eine Schlüsselrolle, um überschüssigen Solarstrom zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen. Dies erhöht nicht nur den Eigenverbrauch, sondern vermeidet aus Produzentensicht auch niedrige Abnahmevergütungen der Netzbetreiber.

Dynamische Stromtarife bieten zusätzliche Anreize. Beispielhaft ist das Modell von Groupe E[37], das auf 15-Minuten-Preissignalen basiert. Die Kundschaft kann über eine Online-Schnittstelle stromintensive Geräte zu günstigen Zeiten nutzen oder Batteriespeicher laden und den gespeicherten Strom zu teureren Zeiten verwenden. Dieses innovative System hat Groupe E den Spezialpreis der Jury beim Watt d'Or im Januar 2025[38] eingebracht. Ein ähnliches Modell nutzt die Azienda Elettrica di Massagno (AEM) mit einer tarifbasierten Optimierung für Verbrauch und Netzstabilität. Im Gegensatz zu herkömmlichen Einheitspreisen schaffen solche Modelle Anreize, Strom effizient zu nutzen und die Netzbelastung zu verringern.

34 Admin (2025): Bundesrat setzt zweites Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft

35 BFE, Bundesamt für Energie (2024): Vorlage für eine sichere Stromversorgung

36 BFE, Bundesamt für Energie (2024): Faktenblatt: Neuerungen im Energiebereich ab 2025

37 Groupe E (2025): Vario - Der dynamische Tarif als Option

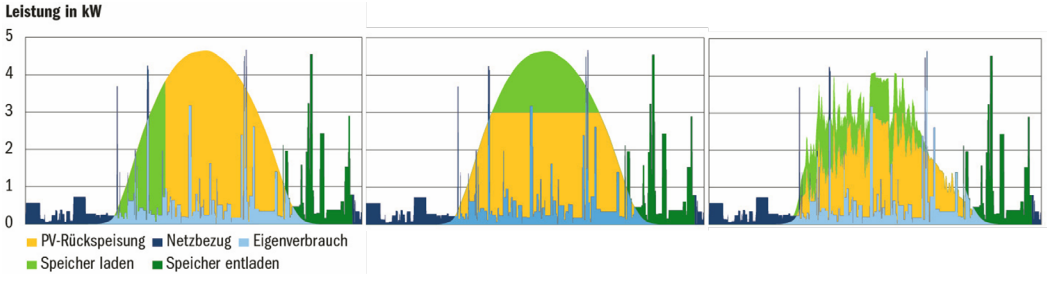
38 BFE, Bundesamt für Energie (2025): Gewinner des watt d'or 2025

Im Weiteren haben Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, die maximale Netzeinspeisung von PV-Anlagen zu limitieren («Peak-Shaving», siehe dazu auch Kapitel 3.2 Lade- und Entladestrategien für Batterie-Energiespeichersysteme). Das revidierte Stromversorgungsgesetz (StromVG) enthält neue Regelungen zur Flexibilitätsnutzung, zur Tarifgestaltung und zu lokalen Elektrizitätsgemeinschaften, wodurch die Integration grosser PV-Produktionskapazitäten in unser Stromnetz vereinfacht wird. Der Eigenverbrauch von PV-Anlagen kann auch durch den Einsatz von BESS signifikant gesteigert werden – selbst bei traditionellen Tarifsystemen. Eine Befragung unter Swissolar-Mitgliedern[39] zeigt, dass PV-Anlagen ohne Batteriespeicher eine durchschnittliche Eigenverbrauchsquote von 30 Prozent aufweisen (n Anlagen = 342). Durch den Einsatz eines Batteriespeichers kann diese Quote auf rund 50 Prozent erhöht werden (n Anlagen = 252). Das bedeutet, dass die Hälfte des produzierten Solarstroms von der Eigentümerschaft selbst genutzt werden kann, anstatt einen Teil davon ins Netz einzuspeisen.

## 3.2 Lade- und Entladestrategien für Batterie-Energiespeichersysteme

Neben der technischen Umsetzbarkeit sind tarifliche Anreize der Netzbetreiber entscheidend, um eine netzoptimierte Ladestrategie für Batteriespeicher zu gewährleisten. Ohne entsprechende Anreize werden Speicher primär zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt (linke Grafik in Abbildung 17). Dabei wird versucht, den Netzbezug zu minimieren und möglichst viel selbst erzeugten Solarstrom direkt zu verbrauchen. Dies führt jedoch dazu, dass viele Speicher an einem sonnigen Sommertag bereits am Vormittag vollständig geladen sind, wodurch die PV-Anlage ihre maximale Leistung zur Mittagszeit ins Netz einspeist und das Stromnetz belastet. In einem solchen Fall würde der Batteriespeicher nicht zur Netzentlastung beitragen.
Ein vorteilhafteres System für Netzbetreiber ist die Begrenzung der Einspeiseleistung durch den Batteriespeicher (mittlere Grafik in Abbildung 17). Hier wird gezielt darauf geachtet, dass der Speicher während hoher PV-Stromerzeugung geladen wird, um Leistungsspitzen im Verteilnetz zu vermeiden. Allerdings profitieren PV-Anlagenbetreiber:innen nur begrenzt von diesem System, da sie an Tagen mit geringer Stromproduktion keinen Vorteil für den Eigenverbrauch bietet. Um eine netzdienliche Ladestrategie zu fördern, müssen also gezielte Anreize geschaffen werden. Ein solcher Anreiz schafft beispielsweise die dynamische Speicherbewirtschaftung (rechte Grafik in Abbildung 17). Dabei wird der Speicher nicht nur genutzt, um Einspeisespitzen zu vermeiden, sondern auch um eine kontinuierliche Anpassung an den Verbrauch vorzunehmen. Dabei werden Netzeinspeisung und Netzbezug so gesteuert, dass Lastspitzen reduziert und Schwankungen im Netz ausgeglichen werden. Diese intelligente Steuerung ermöglicht eine gleichmässigere Netzlastverteilung und optimiert sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch die Netzentlastung.

### Ladestrategien von Batteriespeichern (Abb.17)




Quelle: Bucher, Christof (2021): Photovoltaikanlagen: Planung, Installation, Betrieb. Faktor Verlag, Zürich.

39 Swissolar (2024): Interne Mitgliederbefragung, unveröffentlicht

Der neue Artikel 17c des StromVG, der ab 2026 gilt, schafft regulatorische Grundlagen für Verteilnetzbetreiber, Flexibilität in ihrem Netzgebiet netzdienlich zu nutzen. Konkret sind ab Januar 2026 zeitlich oder örtlich differenzierte Netztarife möglich, sodass der Verbrauch bzw. die Produktion und Speicherung von Strom entsprechend angepasst werden kann.[40] Dazu gehört beispielsweise eine Begrenzung der maximal eingespeisten Leistung einer PV-Anlage, womit der netzdienliche Betrieb von BESS angestossen wird. Ein konkretes Beispiel dafür ist das unter anderem von Elektra Jegenstorf angebotene Tarifmodell, bei welchem die Einspeisung auf 60 Prozent der maximalen Gleichstrom-Leistung begrenzt wird, diese jedoch höher vergütet wird. Dadurch unterstützt das Modell eine netzdienliche Integration von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern, indem es Anreize für eine flexiblere Einspeisung schafft.

Zusätzliche Möglichkeiten für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern werden ab 2026 lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) bieten. Dieses neue Modell schafft Anreize für die örtliche und zeitliche Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch, wodurch auch Anreize für Investitionen in gemeinschaftliche Speicherlösungen entstehen. Um Fragen und Hürden rund um die Vermarktung von lokal produziertem Strom zu beseitigen, hat Swissolar zusammen mit dem VSE und Energieschweiz die Informationsplattform «lokalerstrom.ch» lanciert.

Durch die gezielte Förderung des netzdienlichen Betreibens von Batteriespeichern kann das Stromnetz also entlastet und der Bedarf an Netzausbauten begrenzt werden. Gleichzeitig verbessern Batteriespeicher die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, indem sie den Eigenverbrauch optimieren und die Abhängigkeit von teilweise tiefen Abnahmevergütungen reduzieren. Zudem kann damit eine drohende Einspeisedrosselung verhindert werden. Damit Batteriespeicher sowohl dem Netz als auch den Anlagebetreibenden Vorteile bieten, sind jedoch geeignete Anreizmechanismen erforderlich, die eine wirtschaftlich sinnvolle und netzdienliche Ladestrategie fördern.

## 3.3 Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für Batterie-Energiespeichersysteme

In Anwendung des Ausspeiseprinzips müssen Stromverbraucher:innen  Netznutzungsentgelte für das oberliegende Netz entrichten. Das führt derzeit dazu, dass für Batteriestrom doppelt Entgelt bezahlt werden muss: Sowohl bei der Einspeisung als auch beim Bezug, was die Stromspeicherung unattraktiver macht. Ab 2026 soll deshalb das Netzentgelt für Speicher mit Endverbrauch und für Umwandlungsanlagen wie Power-to-X zurückerstattet werden.Bei Speichersystemen ohne Erzeugungsanlage (z.B. ohne PV-Anlage) braucht es nicht zwingend ein intelligentes Messsystem, da der Netzbezug eindeutig messbar ist und die Rückerstattung auf der Grundlage der ins Elektrizitätsnetz eingespeisten Elektrizität berechnet wird. Bei Speichern mit PV-Anlage ist ein zusätzliches Messsystem nötig, damit unterschieden werden kann, ob der eingespeiste Strom ursprünglich aus dem Netz oder aus der eigenen PV-Anlage stammt. Für bidirektionale Elektrofahrzeuge wird die gesamte zurückgespeiste Energiemenge für die Rückerstattung berücksichtigt, da die Stromherkunft derzeit nicht überprüft werden kann. Die Rückerstattung für Speicher in einer LEG ist speziell geregelt. Der in der LEG erzeugte Strom kann in einen Speicher geladen werden und später mit einem reduzierten Netznutzungstarif (LEG-Tarif) eingespeist werden, da er als lokal produziert gilt. Bei der Rückspeisung des gespeicherten Stroms aus dem Batteriespeicher in die LEG erhält der Speicherbetreiber eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts basierend auf einem spezifischen LEG-Rückerstattungstarif. Konkret bedeutet das, dass der Speicher, der mit Strom aus der LEG geladen wurde, von den vergünstigten LEG-Tarifen profitiert. Wird der Speicher mit Netzstrom geladen,

40 Admin (2025): Bundesrat setzt zweites Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft

fällt der reguläre Netznutzungstarif an. Die spätere Rückspeisung erfolgt aber weiterhin zum LEG-Rückerstattungstarif, sofern sie innerhalb der LEG bleibt. Dabei darf ein Speicher in einer LEG innerhalb einer Abrechnungsperiode nicht mehr Strom in die Elektrizitätsgemeinschaft einspeisen, als er von ihr bezogen hat. Ausserdem sind reine Netzspeicher ohne Endverbrauch innerhalb der LEG von der LEG-Rückerstattung ausgeschlossen.[41]

Die neuen Regelungen machen den netzdienlichen Betrieb von Batteriespeichern also attraktiver und fördern die dezentrale Nutzung und Speicherung von lokal erzeugtem Strom. Durch die Reduktion der Netznutzungskosten wird es wirtschaftlicher, gespeicherten Strom gezielt ins Netz einzuspeisen und so zur Netzstabilität beizutragen. Ausserdem führt die Teilnahme an einer LEG zu direkten Ersparnissen durch den vergünstigten Netznutzungstarif.

## 3.4 Versorgungssicherheit durch Kombination verschiedener Speichermöglichkeiten

Batterie-Energiespeichersysteme werden vor allem eingesetzt, um überschüssigen PV-Strom kurzfristig zu speichern und wieder abzugeben. Sie sind jedoch noch nicht für saisonale Stromspeicherung geeignet, da ihre Kapazität und Entladedauer auf einige Stunden bis wenige Tage begrenzt sind.[42] Die wichtigsten Saisonspeicher der Schweiz sind weiterhin die Speicherseen, deren Kapazität gemäss Stromgesetz (16 Projekte) auf rund 10’600 GWh erhöht werden soll.[43] Die Solarstromproduktion trägt dabei zunehmend einen wichtigen Anteil zur Schonung der Wasserkraftreserven bei – insbesondere Ende des Winters, wenn die Stauseen ihren Tiefststand erreichen. Pumpspeicherwerke hingegen werden für die kurzfristige Speicherung eingesetzt.
Die Schweiz importiert jährlich über 150 TWh fossile Energieträger wie Erdöl und Gas für Heizung, Verkehr und Industrie.[44] Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der zunehmenden Elektrifizierung durch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge sowie inländischer Stromproduktion durch PV-Anlagen, kann dieser Importbedarf deutlich sinken.[45] Ausserdem wird laufend an neuen Technologien geforscht, die eine saisonale Energiespeicherung ermöglichen. Beispiele dafür sind Druckluftenergiespeicher oder die Umwandlung in chemische Energie (Power-to-X), wo Wasserstoff durch überschüssigen Strom hergestellt und wieder zurück zu Strom umgewandelt wird. Andere erfolgsversprechende Technologien sind etwa die Schwerkraftbatterien des Tessiner Unternehmens Energy Vault, oder die Wärmespeicherung durch Natronlauge (Gewinner Watt d’Or 2025). Noch weiter gefasst dazu auch die sommerliche Regeneration von Erdsonden mit überschüssiger Solarenergie, wodurch der Winter-Stromverbrauch reduziert werden kann.

Leider fehlt bisher eine Speicherstrategie für die Schweiz, die aufzeigt, wie das Zusammenspiel der verschiedenen Speichertechnologien die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Eine solche Strategie müsste aufzeigen, welche Rolle die Batteriespeicher in ihren verschiedenen Anwendungsbereichen spielen können, woraus sich allfällige Fördermassnahmen ableiten liessen. Die bevorstehende Aktualisierung der Energieperspektiven des Bundes bieten Gelegenheit, den Bedarf an Flexibilität im Stromnetz zu bewerten und ein Ziel für die Speicherung in kleinem und grossem Massstab zu entwickeln.

41 UVEK (2025): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026. Erläuternder Bericht

42 Forum Energiespeicher Schweiz (2023): Elektrische Energiespeicher und Versorgungssicherheit: Kompendium zu Forschung, Entwicklung, Potential und Systemintegration von Batteriespeichern

43 VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2025): Resiliente Stromversorgung: Gesamtsystem fit machen für neue Realitäten. Update EZ2050 - Erläuterungsbericht

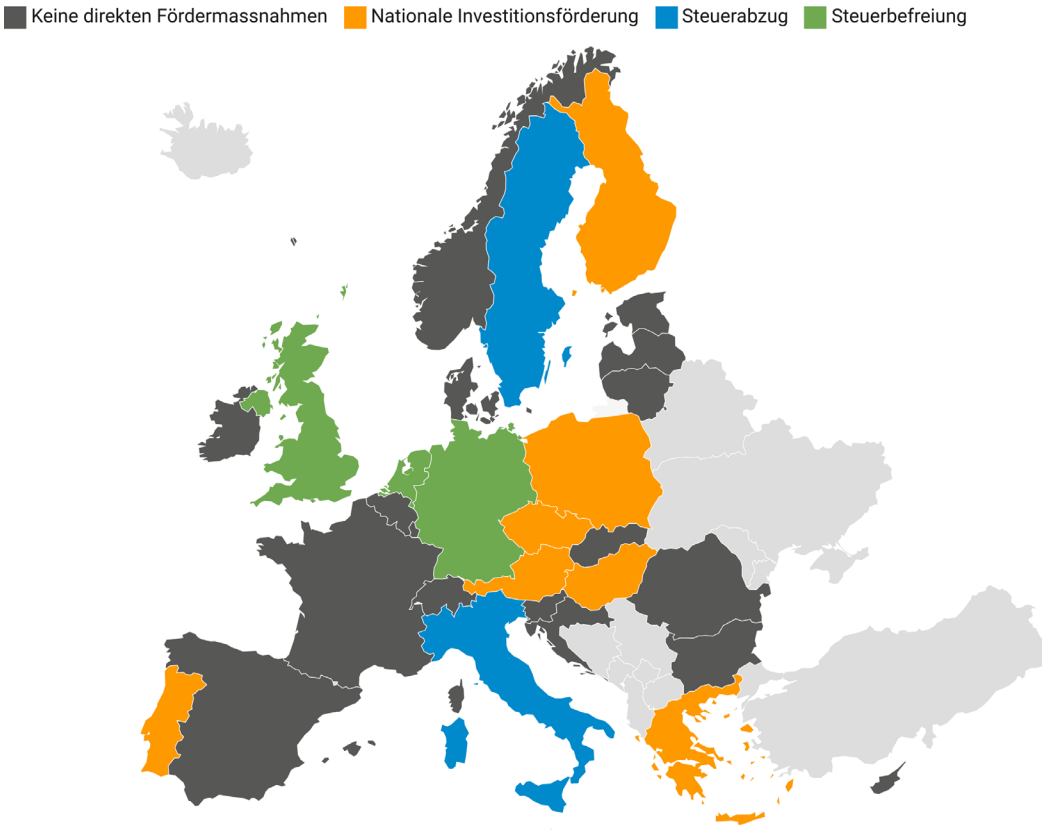
44 BFE, Bundesamt für Energie (2024): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023

45 VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2022): So sieht das Schweizer Energiesystem bis 2050 aus

## 3.5 Fördermassnahmen für Batterie-Energiespeichersysteme

Staatliche Fördermassnahmen wie steuerliche Anreize oder direkte Fördermassnahmen dienen dazu, anfängliche Investitionskosten zu senken. Abbildung 18 gibt eine Übersicht darüber, wie europäische Länder BESS fördern. In Teilen Italiens und Deutschlands gibt es neben den staatlichen Förderungen zusätzlich regionale Fördermassnahmen. In der Schweiz gab es solche bisher in den Kantonen Thurgau, Waadt und Appenzell Ausserrhoden, sie wurden jedoch auf das Jahr 2025 eingestellt. Im Kanton Bern ist momentan ein politischer Vorstoss zur Förderung von stationären Batteriespeichern in Kombination mit PV-Anlagen hängig.

**Steuerliche Anreize und direkte Fördermassnahmen für Batterie-Energiespeichersysteme (Abb. 18)**



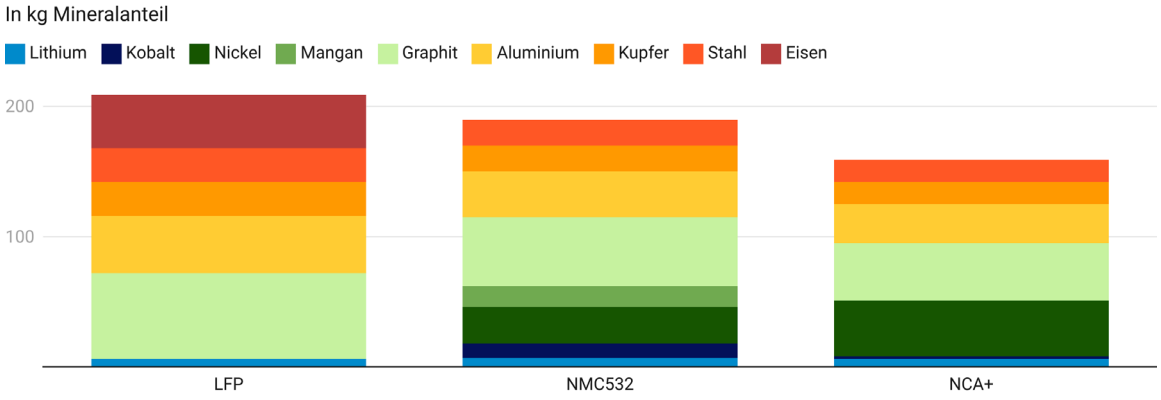

Quelle: SolarPower Europe (2024): European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028

# 4. Ökologische und soziale Aspekte von Batterie-Energie-speichersystemen

## 4.1 Rohstoffe und Ökobilanz von Lithium-Ionen-Batterien

Ökobilanzierungen helfen dabei, die ökologischen Auswirkungen von Produkten über ihren gesamten Lebensweg – inkl. Rohstoffgewinnung, Herstellung, Nutzung und Recycling – zusammenzufassen. Die Ökobilanzen von Lithium-Ionen-Batterien weisen eine sehr breite Spannweite auf. Analysen von Studien[46], bei welchen Lithium-Ionen-Batterien vergleichsweise schlecht abschneiden, zeigen jedoch auf, dass diese Studien auf unrealistischen Annahmen beruhen. Entsprechend haben die Autorenschaften ihre Ergebnisse teilweise korrigiert und kommen mehrheitlich zum Schluss, dass die Ökobilanz besser ist als zuerst angenommen.[47] Der umstrittene Ruf von Lithium-Ionen-Batterien hängt mit dem teilweisen Einsatz problematischer Materialien zusammen. Abbildung 19 zeigt die Zusammensetzung der verschiedenen Lithium-Ionen-Batterie-Typen. Sie macht ersichtlich, dass NMC- und NCA- Batterien Kobalt beinhalten, während LFP-Batterien kein Kobalt benötigen. Stattdessen beinhalten LFP-Batterien Eisen. Seltene Erden werden für keine der Batterien verwendet.

**Chemische Zusammensetzung Lithium-Ionen Batterietypen (Abb. 19)**




Quelle: Bianchetti, Roberto et al. (2023): Batterien für Elektrofahrzeuge - Grundlagendokument. Energieschweiz, INFRAS, Empa

Die verschiedenen Metalle haben unterschiedliche ökologische und soziale Schwierigkeiten. Am bekanntesten sind wohl die Problematiken rund um den Abbau von Kobalt. Drei Viertel des weltweit verwendeten Kobalts stammen aus der Demokratischen Republik Kongo, wo politische Instabilität besteht und Sozial- und Umweltstandards oft nicht eingehalten werden können. Entsprechend bieten LFP-Batterien, die von 80 Prozent der Swissolar-Mitglieder verwendet werden, den grossen Vorteil, dass sie kein Kobalt enthalten. Lithium hingegen lässt sich nur schwer ersetzen, da alternative Batterietechnologien entweder eine deutlich geringere Energiedichte aufweisen oder höhere Betriebstemperaturen erfordern. Über 50 Prozent des globalen Lithiums stammt aus australischen Abbaugebieten, wo die ökologischen und sozialen Auswirkungen kontrolliert und beschränkt sind. Graphit, das in allen Lithium-Ionen-Batterien den grössten Bestandteil ausmacht, kommt zu über 80 Prozent aus China. Neben dem hohen Energieverbrauch beim Abbau sind jedoch keine grösseren negativen Auswirkungen bekannt.[48]

46 Romare, Mia und Dahllöf, Lisbeth (2017); The Life Cyclie Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries. IVL Swedish Environmental Research Institute.
Ellingsen, Linda Ager-Wick et al. (2017); Identifying key assumptions and differences in life cycle assessment studies of lithium-ion traction batteries with focus on greenhouse gas emissions. Transportation Research Part D, 82-90.

47 Emilsson, Dahllöf (2019); Lithium-Ion Vehicle Battery Production; Report number C 444; IVL Swedish Environmental Research Institute

48 Bianchetti, Roberto et al. (2023): Batterien für Elektrofahrzeuge - Key Facts & Figures. Energieschweiz, INFRAS, Empa

## 4.2 Second-Life-Batterien und Entsorgung

Nach mehreren Jahren erreichen Batterien oft nicht mehr die erforderliche Kapazität, um effizient für ihren ursprünglichen Zweck verwendet zu werden. Solche Batterien können aber teilweise aufbereitet werden und als sogenannte Second-Life-Batterien für einen neuen Zweck eingesetzt werden. Obwohl sie für ihren ursprünglichen Einsatz nicht mehr leistungsfähig genug sind, verfügen sie in der Regel noch über etwa 80 Prozent ihrer ursprünglichen Kapazität. Diese Kapazität reicht beispielsweise aus, um Batterien von Elektroautos als Batterie-Energiespeichersysteme zu verwenden. Besonders im Heimgebrauch oder als gemeinschaftlicher Stromspeicher in Quartieren oder Industriebetrieben können diese Batterien eine sinnvolle Zweitnutzung finden. Durch ihre geringere Energiedichte im Vergleich zu neuen Batteriespeichern sind sie ideal für stationäre Anwendungen geeignet, bei denen Platz und Gewicht weniger entscheidend sind.[49] Mehrere solcher Batterien können zudem zusammengeschaltet werden, um den Bedarf grösserer Speicherlösungen zu decken, wie beispielsweise zur Speicherung von Strom aus grossen Solaranlagen oder als Quartier- oder Industriespeicher.[50] Unternehmen wie Librec, upVolt, Libattion oder Kyburz/Modual haben sich auf die Wiederverwendung von Batterien spezialisiert und treiben Innovationen in diesem Bereich voran. So hat Libattion im April 2025 Europas grösste Upcycling-Produktion für Batterien eröffnet, welche für eine Kapazität von 500 MWh bis 2026 ausgelegt ist. Damit soll die Abhängigkeit von Rohstoffimporten verringert, die Energiesicherheit Europas durch lokale Produktion gestärkt und dem wachsenden Bedarf an Energiespeichern begegnet werden.[51] Die Wiederverwendung von gebrauchten Batterien oder einzelner ihrer Bestandteile trägt zur schonenden Ressourcennutzung bei. Durch die Verlängerung der Lebensdauer von Batterien werden wertvolle Rohstoffe effizienter genutzt. Entsprechend sind die $CO_2$-Emissionen einer Second-Life-Batterie im Vergleich zu einer neuen Batterie um bis zu 70 Prozent geringer.[52]

Wie bereits in Kapitel 1.3 beschrieben, sind finanzielle Motive beim Kauf eines Batterie-Energiespeichersystems bisher oft von sekundärer Bedeutung. Jedoch werden sie zunehmend relevanter, um den grossflächigen Ausbau von BESS und die Speicherung von PV-Energie voranzutreiben. Second-Life-Batterien können dabei durch ihren geringeren Preis eine attraktive Alternative darstellen. Sie sind in der Regel 20 bis 30 Prozent günstiger als neu produzierte Batteriespeicher, was sie auch für preissensible Kundengruppen interessant macht. Allerdings steht der Markt für Second-Life-Batterien noch am Anfang. Derzeit gibt es beispielsweise erst wenige ausgemusterte Elektrofahrzeuge, was die Verfügbarkeit gebrauchter Batterien einschränkt. Dies führt dazu, dass die Aufarbeitung aktuell überwiegend manuell erfolgt, was die Produktionskosten hochhält. Mit zunehmendem Ausbau der Elektromobilität und einem steigenden Bestand an Altbatterien dürften die Kosten in Zukunft aber deutlich sinken.[53]

Was mit Batterie-Energiespeichersystemen passiert, welche ihr Lebensende erreicht haben, hat Swissolar in einem Merkblatt[54] zusammengefasst: Das Recycling und die vorgezogene Entsorgungsgebühr wird von INOBAT im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) organisiert. Diese in der Schweiz obligatorische Entsorgungsgebühr muss die Kundschaft bereits mit dem Kauf von Batterien entrichten. Damit werden Sammlung, Transport, die umweltgerechte Entsorgung und die Information der Bevölkerung finanziert. Aktuell gilt, dass Firmen, die Batterien erstmals in Verkehr bringen, diese bei INOBAT registrieren müssen. Die Recycling-Techniken werden laufend weiterentwickelt, um Rückgewinnungsraten von über 90% zu erreichen. Dabei sollen auch Rohstoffe wie Graphit und Lithium der Wiederverwendung zugeführt werden.

49 Ein zweites Leben für E-Auto-Batterien - SSES
50 Second-Life-Batterien als Stromspeicher | EnBW
51 Ee news (2025): Libattion: Eröffnet Europas grösste Upcyclinganlage für Batterien in Biberist in der Schweiz
52 Ein zweites Leben für E-Auto-Batterien - SSES
53 Ein zweites Leben für E-Auto-Batterien - SSES
54 Swissolar (2018): Merkblatt Nr 10: Recycling und Entsorgung von Photovoltaik-Modulen und Batteriespeichern

# 5. Chancen, Risiken und Innovationen

Mit dem technischen Fortschritt und der zunehmenden Verbreitung von Speicherlösungen entstehen auch neue Herausforderungen. Folgend werden vier zentrale Aspekte beleuchtet, die den Betrieb und die Weiterentwicklung von Batteriespeichern beeinflussen: Bidirektionales Laden, Datenaustausch, Cybersicherheit und Brandschutz. Jeder dieser Bereiche stellt spezifische Anforderungen an die Speichertechnologie. Die folgenden Unterkapitel bieten einen Überblick über den aktuellen Stand, bestehende Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze in diesen Themenfeldern.

## 5.1 Bidirektionales Laden

Bidirektionales Laden ermöglicht, dass Elektroautos nicht nur Strom aufnehmen, sondern auch als mobile Speicher genutzt werden können. Seit Januar 2022 können bidirektionale Ladestationen in der Schweiz über ein aktualisiertes technisches Anschlussgesuch (TAG) beim Verteilnetzbetreiber angemeldet werden.

Damit dies funktioniert, müssen sowohl Elektrofahrzeug als auch Ladestation entsprechend ausgestattet sein. Während Vehicle-to-Home (V2H, die Nutzung des im Auto gespeicherten Stroms für das eigene Hausnetz) in der Schweiz bereits möglich ist, ist Vehicle-to-Grid (V2G, die Einspeisung von Strom ins allgemeine Stromnetz) derzeit eine Herausforderung. Erst durch geeignete regulatorische Massnahmen, wie etwa eine Rückerstattung von Netzentgelten, könnte V2G flächendeckend umgesetzt werden.[55] Sobald diese Technologie in der Schweiz zum Einsatz kommt, wird sie dabei helfen, Netzlastspitzen auszugleichen und die Stromversorgung zu stabilisieren.

Viele Elektrofahrzeuge haben zwar die erforderliche Hardware, doch fehlende Normen verhindern oft die Aktivierung der Software in der Schweiz. Im internationalen Vergleich ist das bidirektionale Laden in Europa noch nicht so weit verbreitet wie beispielsweise in Japan, wo jedes neue Elektrofahrzeug standardmässig mit dieser Technologie ausgestattet ist. Da in Japan und Europa unterschiedliche Steckertypen genutzt werden, sind Fahrzeugen und Ladeinfrastrukturen nicht ohne Weiteres kompatibel. Ausserdem fehlt in der Schweiz ein intelligentes Lastmanagement-System, das die Energieflüsse in Echtzeit überwachen und steuern kann und das Laden und Entladen optimiert. Auch die hohen Kosten bidirektionaler Wallboxen stellen derzeit eine Hürde dar.[56] [57]

Trotz dieser Herausforderungen gibt es bereits Fortschritte: In der Schweiz hat Mobility ein zweijähriges Pilotprojekt erfolgreich abgeschlossen, bei dem 50 Elektrofahrzeuge mit bidirektionaler Ladefunktion ausgestattet wurden. Diese Fahrzeuge dienen als flexible Batteriespeicher und werden verschiedenen Stromabnehmern in der Schweiz angeboten.[58]

Verschiedene Unternehmen haben für das laufende Jahr eine Wallbox für bidirektionales Laden angekündigt. Dadurch wird dies für verschiedene Elektrofahrzeuge in der Schweiz möglich. Um die Kosten für die Privatpersonen zu reduzieren, bieten einige Kantone finanzielle Unterstützung beim Kauf einer bidirektionalen Ladestation. Eine Übersicht zu den Förderprogrammen bietet die Webseite «Energiefranken.ch».

55 BFE, Bundesamt für Energie (2022): V2X- («vehicle-to-grid») und Smart-Charging-Technologien. Batterien von Elektrofahrzeugen nutzen, um Energie zu speichern und Stromnetze auszugleichen Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 22.3569

56 Galbiati, Sabina (2025): Bidirektionales Laden – das E-Auto als Powerbank. Powernewz

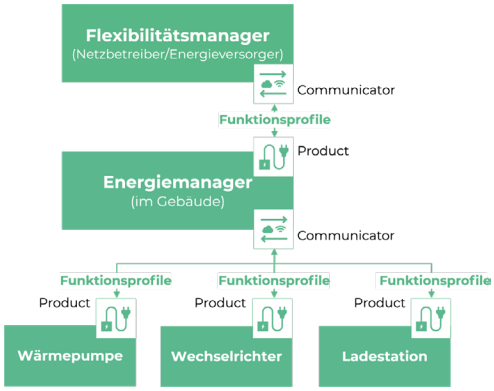
57 Kühnbach, Matthias (2024): Study on the "Potential of a full EV-power-system-integration in Europe & how to realise it" Fraunhofer ISE, Fraunhofer ISI.

58 Mobility Neo (2024): Bidirektionales Laden: die Zukunft der E-Mobilität einfach erklärt

## 5.2 Datenaustausch

Eine zentrale Herausforderung bei der Integration von Batteriespeichern in das Gesamtenergiesystem ist die fehlende Standardisierung der Datenschnittstelle zwischen dem Flexibilitätsmanager des Netzbetreibers und dem Energiemanagementsystem im Gebäude (siehe Abbildung 20). Aktuell existieren in der Schweiz keine einheitlichen Definitionen, die diese Verbindungen regeln. Der Verein SmartGridready definiert in Funktionsprofilen für unterschiedliche Anwendungsfälle eine Auswahl von Datenpunkten, die zusammen eine bestimmte Funktionalität ermöglichen. Für Batteriespeicher können das z.B. Datenpunkte wie der aktuelle Ladezustand, die verfügbare Kapazität und die maximale Lade- und Entladeleistung umfassen. Die Einigung auf einheitliche Sets von Datenpunkten ermöglicht einfachere Integration und Interaktion zwischen verschiedenen Systemen und Komponenten. SmartGridready arbeitet zusammen mit VNB und Herstellern daran, einheitliche und abgestimmte Kommunikationsschnittstellen zu etablieren, um eine effiziente Steuerung und Nutzung von Batteriespeichern sowie von anderen flexiblen Energiequellen zu ermöglichen. Dennoch bestehen weiterhin technische Herausforderungen bei der Umsetzung, unter anderem bei der Datensicherheit. Eine klar definierte Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Energiemanagementsystem ist essenziell, um Flexibilitätsoptionen optimal zu nutzen und die Netzstabilität zu gewährleisten. Ebenso braucht es einen Datenaustausch innerhalb des Gebäudes, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Dies ermöglicht eine optimale Lade- und Entladestrategie, wie sie in Kapitel 3.2, Abbildung 17 rechts abgebildet ist.

### Grundlegende SmartGridready Konzeption (Abb. 20)




Quelle: SmartGridready

## 5.3 Cybersicherheit

Die fortschreitende Digitalisierung des Energiesektors erfordert verstärkte Massnahmen im Bereich Cybersicherheit. Davon sind auch BESS betroffen. Ihre zunehmende Vernetzung birgt Risiken, aber zugleich können sie bei einem Cyberangriff auf das Stromnetz zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität beitragen. Zukünftige Standards, die Implementierung bewährter Verfahren und die Entwicklung neuer Erkennungsmethoden werden entscheidend sein, um BESS sicher und widerstandsfähig gegenüber Cyberbedrohungen zu machen. Das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) hat in einem Webinar die Risiken von Cyberangriffen auf Stromnetze sowie aktuelle Standards und bewährte Verfahren vorgestellt, um BESS sicherer zu machen.[59] Forschungsarbeiten, wie die von Kharlamova et al.[60], bieten einen Überblick über mögliche Methoden zur Erkennung von Cyberangriffen auf Batteriespeicher. Zografopoulos et al.[61] untersuchen hingegen, wie BESS bei einem Cyberangriff auf das Stromnetz dazu beitragen können, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, statt selbst ein Risiko darzustellen.

59 Trevizan, Rodrigo Daniel (2021): Cybersecurity of Battery Energy Storage Systems. IEEE Smart Grid

60 Kharlamova, Nina et al. (2023): Cyberattack detection methods for battery energy storage systems. Journal of Energy Storage 69

61 Zografopoulos, Ioannis et al. (2022): Mitigation of Cyberattacks through Battery Storage for Stable Microgrid Operation. IEEE Xplore

## 5.4 Brandschutz

Auch physische Sicherheitsaspekte wie der Brandschutz sind ein entscheidendes Thema, um das Vertrauen in Batterie-Energiespeichersysteme weiter zu stärken. Um der Unsicherheit entgegenzuwirken, die zum Teil rund um den Brandschutz im PV- und Batteriespeicher-Bereich besteht, hat Swissolar gemeinsam mit der Vereinigung Kantonaler Feuerversicherungen (VKF) das Stand-der-Technik-Papier[62] erstellt. Das Dokument zeigt unter anderem auf, wie Lösungsansätze aus dem VKF-Brandschutzmerkblatt in der Praxis umgesetzt werden sollen. Zudem wird mit den neuen Brandschutzvorschriften BSV 2026, die im Oktober 2026 in Kraft treten, eine aktualisierte Grundlage geschaffen, um den Brandschutz in Zusammenhang mit Batteriespeichern weiter zu optimieren und eine einheitliche Umsetzung sicherzustellen. Die Bemühungen der Industrie, Sicherheitsstandards von BESS zu verbessern, haben zu einem starken Rückgang der Brandvorfälle pro installierte Gigawatt Speicherkapazität geführt. Ausserdem sind Batteriezellen nur selten die Brandursache, oft sind das Betriebssystem und die Steuerungen die Hauptgründe.[63] Auch sind die Brandursachen von Batteriespeichern oft auf Beschädigungen, falsche Handhabungen oder Naturgefahren wie z.B. Hochwasser zurückzuführen.[64] [65]

Eine Studie aus dem Jahr 2024[66] hat die Sicherheit von Batteriespeichern in Bezug auf ihr Brandrisiko systematisch untersucht. Die Datengrundlage basiert auf einer Auswertung von Medienberichten in Deutschland, die von Hausbränden durch PV-Heimspeicher berichten. Ihre Ergebnisse zeigen: Die Wahrscheinlichkeit eines Brandes durch Batteriespeicher, zusätzlich zu dem bereits bestehenden Brandrisiko eines Hauses mit PV-Anlage, betrug im Jahr 2023 in Deutschland 0,0049 Prozent. Abbildung 21 zeigt auf, dass diese Wahrscheinlichkeit absolut, aber auch im Vergleich zur Brandwahrscheinlichkeit eines benzinbetriebenen Fahrzeuges (Brandwahrscheinlichkeit 0.369%), extrem klein ist. Die Wahrscheinlichkeit des Brandes an einem Verbrennungsmotor ist 75-mal grösser als die des Brandes an einem BESS.

### Jährliches Brandrisiko nach Systemkombination (Abb. 21)

Quelle: Hölting et al. (2024): Quantitative Fire Risk Assessment of Battery Home Storage Systems in Comparison to General House Fires in Germany and Other Battery Related Fires. SSRN

62 Swissolar (2022): Stand-der-Technik-Papier zu VKF Brandschutzmerkblatt Solaranlagen

63 EPRI White Paper (2024): Insights from EPRI's Battery Energy Storage Systems (BESS) Failure Incident Database. Analysis of Failure Root Cause

64 Bianchetti, Roberto et al. (2023): Batterien für Elektrofahrzeuge - Key Facts & Figures. Energieschweiz, INFRAS, Empa

65 Conzen, Jens et al. (2023): Lithium ion battery energy storage systems (BESS) hazards. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 81

66 Hölting, Florian et al. (2024): Quantitative Fire Risk Assessment of Battery Home Storage Systems in Comparison to General House Fires in Germany and Other Battery Related Fires. SSRN

# Impressum

Veröffentlichung
Mai 2025

Texte und Design
Swissolar Geschäftsstelle

Grafiken
Erstellt von Swissolar mit Datawrapper und Highcharts
(ausgeschlossen Abbildung 17 und 20)

Verantwortlich
**Swissolar Geschäftsstelle**
Neugasse 6
8005 Zürich
Tel. +41 44 250 88 33
info@swissolar.ch
www.swissolar.ch

**Agence Suisse romande**
Galilée 6
1400 Yverdon-les-Bains
Tél. +41 24 566 52 24
suisse-romande@swissolar.ch