

Batterie- monitor Schweiz 2026

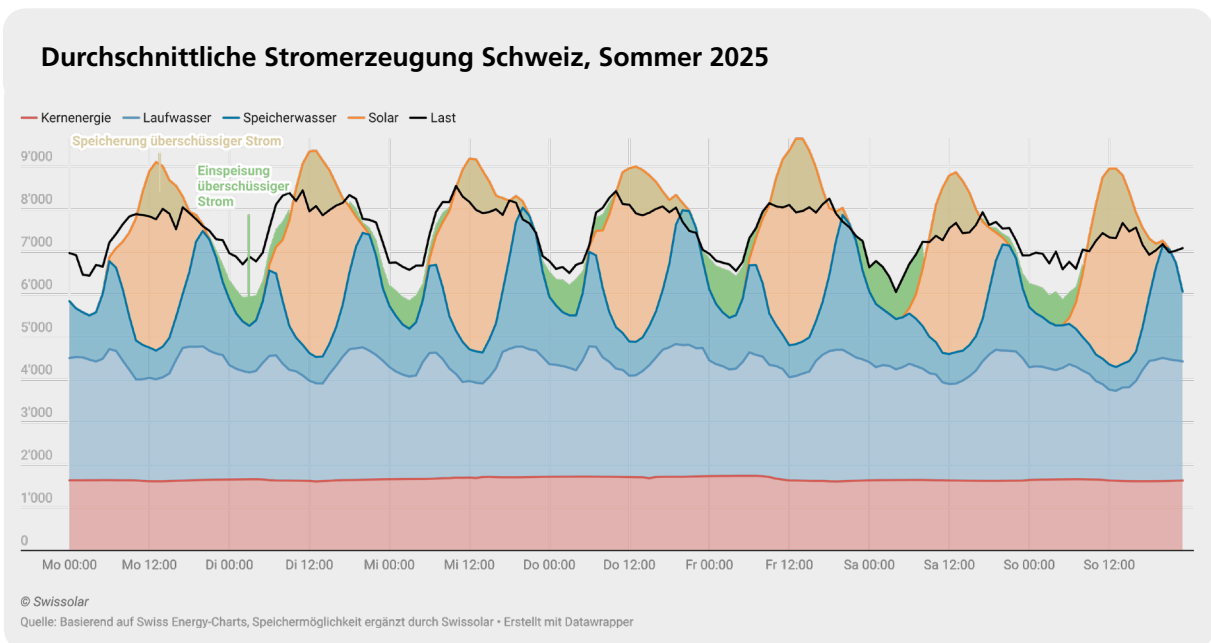
Marktentwicklung, Systemintegration
und die Rolle von Batteriespeichern
im Energiesystem

Executive Summary

Damit die Transformation zu einem erneuerbaren Energiesystem gelingt und sowohl Versorgungssicherheit als auch Netzstabilität im Schweizer Stromsystem gewährleistet sind, ist Energiespeicherung unverzichtbar. Ergänzend zur flexibel einsetzbaren Speicherwasserkraft (inklusive Pumpspeicherkraft) braucht es künftig zusätzliche Technologien und betriebliche Massnahmen, um die zunehmend wetterabhängige Stromproduktion – insbesondere aus Photovoltaik – effizient zu integrieren.

Die untenstehende Abbildung illustriert die Relevanz von Batteriespeichern anhand einer durchschnittlichen Woche im Sommerhalbjahr 2025 in der Schweiz. Dargestellt sind die Last (schwarze Linie) sowie die inländische Stromerzeugung aus Kernenergie, Laufwasser, Speicherkraft und Photovoltaik. Besonders deutlich sind die PV-Mittagsspitzen: Tagsüber entstehen teilweise Erzeugungsüberschüsse, während am Abend und in der Nacht die

Solarproduktion wegfällt, die Last aber hoch bleibt. Der grün markierte, simulierte Speicherbeitrag macht diese Lücke sichtbar: Überschüsse zur Mittagszeit müssen zeitlich verschoben werden, um die Nachfrage abends zu decken. Batteriespeicher sind dafür besonders geeignet, weil sie schnell geladen und entladen werden können. Sie nehmen Überschüsse auf, glätten Leistungsspitzen und stellen die gespeicherte Energie am Abend wieder bereit. Dadurch kann der PV-Strom effizienter genutzt werden: Überschüssiger Strom wird gespeichert, während die Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt zu Produktionsspitzen am Mittag eingehalten wird. So können Netzengpässe entschärft und Stauseen für saisonale Ausgleichsaufgaben entlastet werden. Die wachsende Bedeutung von Batteriespeichern zeigt sich bereits an der starken Zunahme der Speicherinstallationen in den letzten Jahren – in der Schweiz und international.



2025 waren in der Schweiz bereits rund 1500 MWh Speicherkapazität hinter dem Verteilnetz installiert. Zudem sind mindestens 135 MWh Front-of-the-meter-Speicher in Betrieb, bis 2030 sind 4200 MWh Netzspeicherkapazität geplant.

Sinkende Abnahmevergütungen für ins Netz eingespeisten Solarstrom, die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für gespeicherten und wieder eingespeisten Strom, dynamische Stromtarife sowie sinkende Installationskosten machen Batteriespeicher zunehmend wirtschaftlich attraktiver. Zudem sinken die Installationspreise laufend und ein 15-kWh-Speicher wurde 2025 für durchschnittlich rund 8800 CHF installiert.

Ausserdem sorgen neu Anreize dafür, Batteriespeicher optimiert anzuwenden, Verbrauch und Einspeisung intelligent zu steuern und dadurch lokale Netzengpässe zu reduzieren. Dies gilt insbesondere für Batteriespeicher, die hinter dem Netzanschluss an der Verbraucherseite (Behind-the-meter) installiert werden. Sie dienen momentan primär der Eigenverbrauchsoptimierung und werden künftig durch

neue Anreizsysteme vermehrt auch das Netz entlasten. Batteriespeicher, die vor dem Netzanschlusspunkt eines Endverbrauchers direkt im Verteilnetz (Front-of-the-meter) installiert werden, werden momentan vor allem für die Stabilisierung des Verteilnetzes durch Engpassmanagement genutzt. Sie können aber auch Regelernergie bereitstellen oder – wenn sie mit einem netzbildenden Wechselrichter ausgestattet sind – Trägheit bereitstellen, die Netzstabilität unterstützen oder im Falle eines Stromausfalls Schwarzstarthilfe leisten. Auch Energiearbitrage ist möglich.

Der zweite Swissolar-Batteriemonitor beleuchtet diese vielseitigen Vorteile von Batteriespeichern, zeigt aktuelle Entwicklungen und Trends rund um Energiespeicherung auf und leitet daraus Handlungsempfehlungen für eine effiziente und wirkungsvolle Transformation des Energiesystems ab.

Wir wünschen viel Spass beim Lesen.



Maja Schoch
Projektleiterin
Markt und Politik
Swissolar



David Stickelberger
Senior Advisor Politik
Swissolar



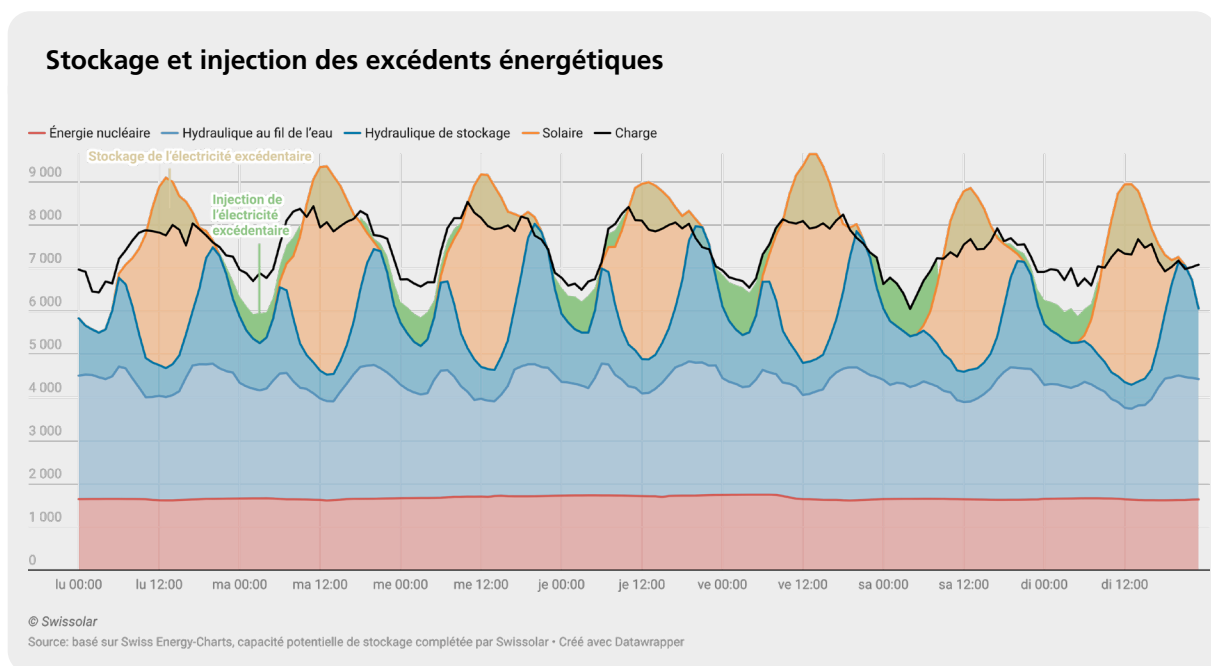
Matthias Egli
Geschäftsführer
Swissolar

Résumé exécutif

Afin de réussir la transition vers un système énergétique renouvelable et de garantir à la fois la sécurité d’approvisionnement et la stabilité du réseau dans le système électrique suisse, le stockage de l’énergie est indispensable. En complément de l’hydroélectricité de stockage, très flexible (y compris les stations de pompage-turbinage), il sera nécessaire à l’avenir de recourir à des technologies supplémentaires et à des mesures d’exploitation afin d’intégrer efficacement une production d’électricité de plus en plus dépendante des conditions météorologiques, en particulier celle issue du photovoltaïque.

La figure ci-dessous illustre l’importance des batteries de stockage à partir d’une semaine moyenne pendant la saison estivale 2025 en Suisse. Elle montre la charge (ligne noire) ainsi que la production d’électricité nationale provenant du nucléaire, de l’énergie hydraulique, de l’énergie de stockage et du photovoltaïque. Les pics photovoltaïques de midi sont

particulièrement évidents : durant la journée, des excédents de production apparaissent parfois, tandis qu’en soirée et pendant la nuit la production solaire disparaît alors que la demande reste élevée. La contribution simulée du stockage, représentée en vert, met en évidence ce décalage : les excédents de midi doivent être décalés dans le temps pour couvrir la demande du soir. Les batteries sont particulièrement adaptées à cet usage, car elles peuvent être chargées et déchargées rapidement. Elles absorbent les excédents, lissent les pics de puissance et restituent l’énergie stockée en soirée¹. Cela permet d’utiliser plus efficacement l’électricité photovoltaïque : l’excédent d’électricité est stocké, tandis que les limitations d’injection au point de raccordement au réseau sont respectées lors des pics de production à midi. De cette manière, les congestions du réseau peuvent être atténuées et les lacs de retenue peuvent être préservés pour des tâches d’équilibrage saisonnier.



L'importance croissante des systèmes de stockage par batteries se reflète déjà dans la forte augmentation des installations de stockage ces dernières années, en Suisse comme à l'international. En 2025, environ 1500 MWh de capacité de stockage étaient déjà installés en Suisse derrière le réseau de distribution. En outre, au moins 135 MWh de stockage front-of-the-meter sont actuellement en service, et 4200 MWh de capacité de stockage réseau sont prévus d'ici 2030.

La baisse des tarifs de reprise pour l'électricité solaire injectée dans le réseau, le remboursement du tarif d'utilisation du réseau pour l'électricité stockée puis réinjectée, les tarifs d'électricité dynamiques ainsi que la diminution des coûts d'installation rendent les systèmes de stockage par batteries de plus en plus attractifs sur le plan économique. Les prix d'installation continuent par ailleurs de baisser : en 2025, un système de stockage de 15 kWh était installé pour environ 8800 CHF en moyenne.

De nouvelles incitations favorisent en outre une utilisation optimisée des batteries, permettant de piloter intelligemment la consommation et l'injection d'électricité et ainsi de réduire les congestions locales du réseau. Cela concerne en particulier les batteries installées derrière le point de raccordement au réseau, côté consommateur (behind-the-meter). Actuellement, elles servent principalement à optimiser

l'autoconsommation, mais de nouveaux mécanismes d'incitation devraient à l'avenir leur permettre de contribuer davantage à l'allègement du réseau.

Les systèmes de stockage par batteries installés en amont du point de raccordement d'un consommateur final, directement dans le réseau de distribution (front-of-the-meter) sont aujourd'hui principalement utilisés pour stabiliser le réseau de distribution grâce à la gestion des congestions. Ils peuvent toutefois également fournir de l'énergie de réglage ou, lorsqu'ils sont équipés d'un onduleur formant le réseau, apporter de l'inertie, soutenir la stabilité du réseau ou fournir une assistance au redémarrage du système en cas de panne généralisée (black-start). L'arbitrage énergétique est également possible.

Le deuxième Baromètre des batteries de stockage de Swissolar met en lumière ces multiples avantages des batteries de stockage, présente les développements et les tendances actuels dans le domaine du stockage de l'énergie et en déduit des recommandations d'action pour une transformation efficace et performante du système énergétique.

Nous vous souhaitons une agréable lecture.



Maja Schoch
Chef de projet
marché et politique
Swissolar



David Stichelberger
Senior Advisor
Politique
Swissolar



Matthias Egli
Directeur général
Swissolar

Handlungsempfehlungen

Die folgenden Handlungsempfehlungen leiten sich aus den Ergebnissen dieses Berichts ab und knüpfen an die zentralen Herausforderungen und Chancen von Batteriespeichern an. Diese können einen wichtigen Beitrag zur Integration der Photovoltaik ins Gesamtenergiesystem, zur Netzstabilität sowie zur Versorgungssicherheit leisten. Voraussetzung ist, dass die

regulatorischen Rahmenbedingungen eine markt-, system- und netzdienliche Nutzung unterstützen und die Marktanreize und technischen Standards entsprechend ausgelegt sind. Ziel ist es, den Ausbau von Batteriespeichern zu beschleunigen, Fehlanreize zu vermeiden und Flexibilität dort verfügbar zu machen, wo sie den grössten Nutzen stiftet.

1

Speicher koordiniert ausbauen:

Nationale Speicherstrategie entwickeln

3

Effizienter und optimierter ans Netz:

Batteriespeicher dort bauen, wo sie Engpässe verhindern

2

Mit Batterien das Verteilnetz entlasten:

Dynamische Tarife, Flexibilität und bidirektionales Laden ausnutzen

4

Daten standardisieren und Innovation stärken:

Einheitliche Standards schaffen und europäische Innovation fördern

1. Speicher koordiniert ausbauen: Nationale Speicherstrategie entwickeln

Nationale Speicherstrategie bis 2035/2050 |

Für die Transformation zu einem erneuerbaren Energiesystem in der Schweiz ist eine nationale Speicherstrategie unabdingbar (siehe Kapitel 3.6). Dafür braucht es klare Ausbaupfade, Meilensteine und Zuständigkeiten. Für die konkrete Umsetzung erarbeitet Swissolar derzeit gemeinsam mit weiteren relevanten Akteuren im Rahmen des Forums Energiespeicher Schweiz (FESS) einen Energiespeicherplan, der die Energiezukunft der Schweiz bis 2035 bzw. 2050 sowie spezifische Handlungsempfehlungen abbildet.

A Adressat: Politik

Rahmenbedingungen für Batteriespeicher weiterentwickeln | Für Speicher mit Endverbrauch ist ebenso wie für Speicher ohne Endverbrauch, thermische Speicher und Pumpspeicherkraftwerke eine vollständige Befreiung von Netzgebühren vorzusehen. Speicher mit Endverbrauch sind die Standardanwendung für Batterien in der Schweiz und müssen ihre Vorteile voll ausspielen können. Es braucht eine Gleichbehandlung aller Speicher mit einfachen, nachvollziehbaren Vorgaben.

A Adressat: Bundesrat, BFE

Mehr Klarheit beim Einsatz von Batterien |

Batteriespeicher können netz-, system- oder marktdienlich eingesetzt werden und jeweils Systemkosten senken. Dabei sollen die gleichen Batterien verschiedene dieser Funktionen erfüllen können, da sich die Marktverhältnisse aktuell rasch ändern. Das BFE soll in enger Zusammenarbeit mit der Solar- und Strombranche eine Auslegeordnung erstellen, die aufzeigt, wie die drei Einsatzmöglichkeiten von Batterien untereinander koordiniert und flächendeckend effizient und flächendeckend ausgeschöpft werden können.

A Adressat: VSE, BFE, Politik

Bessere Zahlen, bessere Entscheidungen:

Batteriespeicher-Monitoring ausbauen | Um die Rolle von Batteriespeichern im gesamten Energiesystem sichtbar zu machen, ist eine hochwertige Datengrundlage unabdingbar. Diese soll unter anderem Bestand und Neuinstallationen, Leistung und Kapazität, Anschlussnetzebenen sowie Betriebsweisen erfassen – sowohl für stationäre Speicher wie auch für bidirektionale Ladeinfrastrukturen bzw. Elektroautos mit Möglichkeit zu bidirektionalem Laden.

A Adressat: Politik, BFE

2. Mit Batterien das Verteilnetz entlasten: Dynamische Tarife, Flexibilität und bidirektionales Laden ausnutzen

Richtige Anreize zu netzdienlichem Verhalten setzen |

Dynamische Netztarife und die konsequente Nutzung der ab 2026 neuen Flexibilitätsregulierung (gem. StromVG Art. 17c / StromVV Art. 19a–d, siehe Kapitel 3.1) fördern netzdienliches Verhalten und senken Netzausbaukosten. Zeitabhängige («dynamische») Netztarife sollen von allen VNB angeboten werden und Verträge zur Nutzung der vollen Flexibilität mit den Betreibern von PV-Anlagen und Batterien abgeschlossen werden. Die Nutzung der Flexibilität durch die Netzbetreiber beschränkt sich oft nur auf die garantierte Nutzung der Flexibilität («3-Prozent-Regel»). Mit Flexibilitätsverträgen können die VNB die Flexibilität in ihrem Netzgebiet voll nutzen und Netzausbaukosten sparen.

A Adressat: VNB/VSE

Zeitunabhängige Leistungstarife abschaffen |

Durch Leistungstarife werden Leistungsspitzen beim Netzbezug unabhängig vom momentanen Zustand des Netzes «bestraft». Auch dann, wenn genügend Kapazität im Netz vorhanden wäre. Dynamische Tarife hingegen orientieren sich am aktuellen Zustand des Netzes und setzen wichtige Anreize, um den Netzbezug mittels Batterien gemäss der momentanen Netzbelastung auszurichten.

A Adressat: VNB/VSE

Elektroautos als Batterie nutzen: Bidirektionales Laden skalierbar machen | Bidirektionales Laden macht Elektroautos zu mobilen Batteriespeichern und kann dabei dieselben Vorteile wie stationäre Batteriespeicher bieten. Damit diese breit eingesetzt werden, müssen einheitliche Standards und Normen für bidirektionales Laden (Weiterentwicklung der ISO 15118-20) zügig eingeführt und von den Autoherstellern umgesetzt werden. Sie ermöglichen Interoperabilität zwischen Anbietern und schaffen die Grundlage für skalierbare, zukunftsfähige Ladeinfrastrukturen. Politisch sollte zudem das Recht auf Laden in Mehrfamilienhäusern sichergestellt werden.

A Adressat: VSE, Politik, Bundesrat, Elektroauto-Herstellerfirmen

3. Effizienter und optimierter ans Netz: Batteriespeicher dort bauen, wo sie Engpässe verhindern

Netzspeicher richtig platzieren und dadurch Netzengpässe gezielt reduzieren oder sogar verhindern | Netzspeicher können Engpässe lokal abfedern und so Netzausbaukosten reduzieren. Dafür muss sichergestellt werden, dass Speicher an netzseitig geeigneten Anschlusspunkten realisiert werden, also dort, wo der Flexibilitätsbedarf entsteht. Ausserdem soll die Standortsuche bzw. Koordination dafür vereinfacht werden. Eine Möglichkeit wäre, dass Verteilnetzbetreiber eine transparente Übersicht über geeignete und verfügbare Netzanschlusspunkte für Batteriespeicher breitstellen.

A Adressat: Politik, VNB/Swissgrid

Bewilligung für Batteriespeicher in Bauzonen vereinheitlichen und vereinfachen Stationäre Batteriespeicher ausserhalb von Gebäuden heute grundsätzlich baubewilligungspflichtig. Ausnahmen innerhalb der Bauzonen werden kantonal geregelt (siehe Kapitel 3.5). Für eine breitere, planbare Nutzung von Batteriespeichern und zur Reduktion kantonal uneinheitlicher Entscheide soll die Regelung national vereinheitlicht werden. Dabei sollen einheitliche

Anforderungen bezüglich Lärm, Brandschutz, Umweltauflagen und Netzanschluss definiert werden.

A Adressat: Politik

Netzbeschleunigungserlass / Revision Elektrizitätsgesetz | Im Rahmen der Revision des Elektrizitätsgesetzes sind klare rechtliche Voraussetzungen zu schaffen, damit Energiespeicher ausserhalb der Bauzonen unter bestimmten Bedingungen zulässig sind (siehe Kapitel 3.6).

A Adressat: Politik

4. Daten standardisieren und Innovation stärken: Einheitliche Standards schaffen und europäische Innovation fördern

Datenstandardisierung | Für einen netz- und systemdienlichen Einsatz von Batteriespeichern ist eine herstellerunabhängige Kommunikation zwischen Speichern, Wechselrichtern, Ladeinfrastruktur, Energiemanagementsystemen und Netzbetreibern erforderlich. Dafür sind einheitliche und verbindliche Schnittstellenstandards notwendig. Damit Speicher zuverlässig gesteuert und in Flexibilitätskonzepte integriert werden, müssen technische Systeme interoperabel ausgestaltet sein. Brancheninitiativen wie SmartGridready zeigen, wie entsprechende Anforderungen praxisnah umgesetzt und deren Einhaltung überprüft werden können. Swissolar unterstützt die laufenden Standardisierungsarbeiten und setzt sich für eine rasche, breit abgestützte Umsetzung ein.

A Adressat: Politik, Fahrzeughersteller

Europäische Innovationsförderung | Innovation ist ausschlaggebend dafür, dass Europa möglichst unabhängig eine eigene Wertschöpfung aufbaut. Entsprechend sollen europäische und Schweizer Akteure bei Innovationsprozessen gezielt unterstützt werden. Damit kann Europa nicht nur als Importmarkt auftreten, sondern seine Rolle als Technologie-Standort stärken.

A Adressat: EU- und Schweizer Politik

Stimmen aus der Branche

«Die Flexibilisierung des Strommarkts steigert die Nachfrage nach Energiespeichern. Gleichzeitig rückt die Notwendigkeit ressourceneffizienter und kreislauffähiger Technologien in den Fokus, wofür lithiumfreie Alternativen optimale Voraussetzungen bieten.»

Roger Nyffenegger,
CEO inesco energy

«Der Schweizer Markt für Batteriespeicher wächst seit Jahren stark, auch 2026 dürfte ein Wachstumsjahr werden. Besonders an Bedeutung gewinnen Gewerbelösungen, Netzdienstleistungen sowie intelligente Speicher für dynamische Tarife und bidirektionales Laden.»

Sven Albersmeier-Braun,
VP Sales Central Europe Sigenergy

«Nur in Kombination mit Batteriespeichern entfaltet die Solarstromproduktion ihr volles Potenzial. Was einst als ergänzende Technologie galt, entwickelt sich sehr schnell zum Herzstück der Integration erneuerbarer Energien.»

Peter Dietiker,
Geschäftsleiter Green Building Elektron

«Der Speicher macht uns unabhängig, gerade bei hohen Strompreisen.»

Stefan Lüscher,
Betriebsleiter Hof Lüscher mit einem Speicher von Solarmarkt, Muhen

«Bringt di d'Rächnig uf de Gipfel, nutz eh Speicher und kapp de Zipfel.»

Marco Knup,
Technischer ID Key Account Krannich Solar AG

Mesures recommandées

Les recommandations d'action suivantes découlent des conclusions du présent rapport et font référence aux principaux défis et opportunités liés aux systèmes de batterie de stockage. Ceux-ci peuvent contribuer de manière significative à l'intégration du photovoltaïque dans le système énergétique global, à la stabilité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement.

Pour cela, il faut que le cadre réglementaire favorise une utilisation adaptée au marché, au système et au réseau, et que les incitations commerciales et les normes techniques soient conçues en conséquence. L'objectif est d'accélérer le développement des systèmes de stockage par batteries, d'éviter les incitations erronées et de rendre la flexibilité disponible là où elle apporte le plus de valeur.

1

Développer le stockage de manière coordonnée :

élaborer une stratégie nationale en matière de stockage

3

Raccorder les systèmes de stockage au réseau de manière plus efficace :

construire des batteries là où elles permettent d'éviter les congestions

2

Soulager le réseau de distribution grâce aux batteries :

exploiter les tarifs dynamiques, la flexibilité et la recharge bidirectionnelle

4

Standardiser les données et renforcer l'innovation :

créer des standards communs et soutenir l'innovation européenne

1. Développer le stockage de manière coordonnée : élaborer une stratégie nationale en matière de stockage

Stratégie nationale de stockage à l'horizon 2035/2050 | Une stratégie nationale en matière de stockage est indispensable pour la transition vers un système énergétique renouvelable en Suisse (voir chapitre 3.6). Cela nécessite des trajectoires de développement claires, des jalons ainsi qu'une répartition précise des responsabilités. Pour la mise en œuvre concrète, Swissolar élabore actuellement, en collaboration avec d'autres acteurs concernés dans le cadre du Forum suisse du stockage d'énergie (FESS), un plan de stockage d'énergie qui décrira la vision énergétique de la Suisse à l'horizon 2035 et 2050, ainsi que des recommandations d'action spécifiques.

D destinataires : autorités politiques

Faire évoluer les conditions-cadres pour les batteries | Pour les systèmes de stockage avec consommation finale, tout comme pour ceux sans consommation finale, ainsi que pour les stockages thermiques et les centrales de pompage-turbinage, une exonération complète des frais d'utilisation du réseau doit être prévue. Les systèmes de stockage avec consommation finale constituent l'application standard des batteries en Suisse et doivent pouvoir exploiter pleinement leurs avantages.

D destinataire : Conseil fédéral, OFEN

Une égalité de traitement entre toutes les technologies de stockage est nécessaire, avec des règles simples et transparentes. Plus de clarté dans l'utilisation des batteries | Les batteries de stockage peuvent être utilisées au service du réseau, du système ou du marché et dans chaque cas, contribuer à réduire les coûts du système. Les mêmes batteries doivent pouvoir remplir différentes de ces fonctions, car les conditions du marché évoluent rapidement. L'OFEN devrait, en étroite collaboration avec les secteurs du solaire et de l'électricité, établir une analyse de situation montrant comment ces trois modes d'utilisation des batteries peuvent être coordonnés entre eux et exploités de manière efficace et à grande échelle.

D destinataires : AES, OFEN, politique

De meilleurs données pour de meilleures décisions : développer le monitoring des batteries de stockage | Afin de rendre visible le rôle des systèmes de stockage par batteries dans l'ensemble du système énergétique, une base de données de haute qualité est indispensable. Celle-ci doit notamment recenser le parc existant et les nouvelles installations, la puissance et la capacité, les niveaux de raccordement au réseau ainsi que les modes d'exploitation, aussi bien pour les systèmes de stockage stationnaires que pour les infrastructures de recharge bidirectionnelles et les véhicules électriques permettant la recharge bidirectionnelle.

D destinataires : autorités politiques, OFEN

2. Soulager le réseau de distribution grâce aux batteries : exploiter les tarifs dynamiques, la flexibilité et la recharge bidirectionnelle

Mettre en place des incitations appropriées pour un comportement favorable au réseau

Les tarifs réseau dynamiques et l'utilisation systématique de la nouvelle réglementation en matière de flexibilité à partir de 2026 (conformément à l'art. 17c LApEI / art. 19a-d OApEI, voir chapitre 3.1) encouragent les comportements favorables au réseau et réduisent les coûts d'extension du réseau. Des tarifs de réseau dépendants du temps (« dynamiques ») doivent être proposés par tous les GRD et des contrats visant à exploiter pleinement la flexibilité devraient être conclus avec les exploitants d'installations photovoltaïques et de batteries. Actuellement, l'utilisation de la flexibilité par les gestionnaires de réseau se limite souvent à l'usage garanti de cette flexibilité (« règle des 3 % »). Grâce à des contrats de flexibilité, les GRD peuvent exploiter pleinement la flexibilité disponible dans leur zone de desserte et ainsi éviter des coûts d'extension du réseau.

D destinataires : GRD/AES

Supprimer les tarifs de puissance indépendants du temps

Les tarifs de puissance « pénalisent » les pics de puissance lors de l'alimentation du réseau, indépendamment de son état actuel, y compris lorsque celui-ci disposerait de capacité suffisante. Les tarifs dynamiques, en revanche, tiennent compte de l'état actuel du réseau et créent des

incitations importantes pour adapter le soutirage au réseau au moyen de batteries en fonction de la charge réelle du réseau.

D destinataires : GRD/AES

Utiliser les voitures électriques comme batteries : rendre la recharge bidirectionnelle évolutive

La recharge bidirectionnelle transforme les voitures électriques en batteries de stockage mobiles et peut offrir les mêmes avantages que les batteries de stockage stationnaires. Pour permettre un déploiement à grande échelle, des normes et standards uniformes pour la recharge bidirectionnelle (développement de la norme ISO 15118-20) doivent être rapidement introduits et mis en œuvre par les constructeurs automobiles. Ceux-ci permettent l'interopérabilité entre les différents acteurs et constituent la base d'infrastructures de recharge évolutives et pérennes. Sur le plan politique, le droit à l'installation de solutions de recharge dans les immeubles d'habitation collective devrait également être garanti.

D destinataires : AES, autorités politiques, Conseil fédéral, constructeurs automobiles

3. Raccorder les systèmes de stockage au réseau de manière plus efficace : construire des batteries là où elles permettent d'éviter les congestions

Placer correctement les dispositifs de stockage sur le réseau afin de réduire de manière ciblée, voire d'éviter, les congestions du réseau | Les batteries peuvent atténuer localement les congestions et réduire ainsi les coûts d'extension du réseau. Pour cela, il est nécessaire de garantir que les systèmes de stockage soient installés à des points de raccordement adaptés du point de vue du réseau (capacité disponible au point de raccordement), c'est-à-dire là où le besoin de flexibilité apparaît.

Par ailleurs, la recherche et la coordination des emplacements devraient être simplifiées. Une possibilité serait que les gestionnaires de réseau de distribution indiquent de manière transparente les points de raccordement où l'installation de batteries est pertinente et encore possible du point de vue du réseau.

ⓓ **destinataires : autorités politiques, GRD/Swissgrid**

Harmoniser et simplifier les autorisations pour les batteries de stockage dans les zones à bâtir | Les batteries de stockage hors des bâtiments sont aujourd'hui soumises à un permis de construire. Les exceptions dans les zones à bâtir sont réglementées au niveau cantonal (voir chapitre 3.5). Afin de permettre un déploiement plus large et plus prévisible des batteries et de réduire les décisions divergentes entre cantons, la réglementation devrait être harmonisée au niveau national et ainsi simplifiée.

ⓓ **destinataire : autorités politiques**

Autoriser l'installation de batteries hors des zones à bâtir (destinataire : autorités politiques) | Dans le cadre de la révision de la loi sur l'électricité (objet 25.057), des bases juridiques claires doivent être établies afin que les systèmes de stockage d'énergie puissent être autorisés en dehors des zones à bâtir sous certaines conditions (voir chapitre 3.6).

4. Standardiser les données et renforcer l'innovation : créer des standards communs et soutenir l'innovation européenne

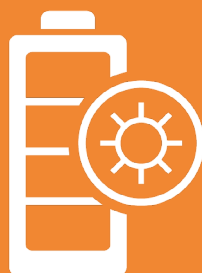
Standardisation des données | Pour permettre une utilisation des systèmes de stockage par batteries bénéfique pour le réseau et le système, une communication indépendante des fabricants entre les systèmes de stockage, les onduleurs, les infrastructures de recharge, les systèmes de gestion de l'énergie et les gestionnaires de réseau est nécessaire. Cela requiert des standards d'interface uniformes et contraignants. Afin que les systèmes de stockage puissent être pilotés de manière fiable et intégrés dans des concepts de flexibilité, les systèmes techniques doivent être conçus de manière interopérable. Des initiatives sectorielles telles que SmartGridready montrent comment ces exigences peuvent être mises en œuvre de manière pragmatique et comment leur respect peut être vérifié. Swissolar soutient les travaux de standardisation en cours et s'engage pour une mise en œuvre rapide et largement soutenue.

ⓓ **destinataires : autorités politiques, constructeurs automobiles**

Soutien à l'innovation européenne | L'innovation est déterminante pour permettre à l'Europe de développer sa propre chaîne de valeur de manière aussi autonome que possible. Les acteurs européens et suisses devraient donc être soutenus de manière ciblée dans les processus d'innovation.

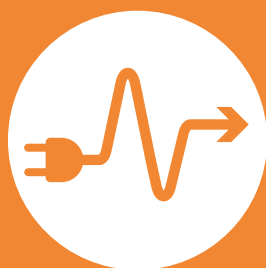
Cela permettra à l'Europe de ne pas se limiter à un rôle de marché d'importation, mais également de renforcer sa position en tant que pôle technologique.

ⓓ **destinataires : autorités politiques de l'UE et de la Suisse**



1,5 GWh

installierte Speicherkapazität Behind-the-meter 2025



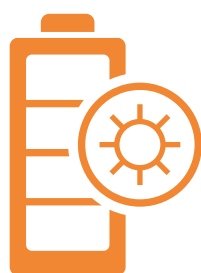
3,8%

des Endstromverbrauchs werden lokal gedeckt,
ohne Netzeinspeisung



8850 CHF

Installationspreis für einen 15-kWh Speicher 2025



1,5 GWh

de capacité de stockage behind-the-meter installée
en 2025



3,8%

de la consommation finale d'électricité couverte
localement, sans alimentation du réseau



8850 CHF

c'est le prix d'installation d'un accumulateur de 15 kWh
en 2025



Abkürzungsverzeichnis

AEM	Azienda Elettrica di Massagno
BESS	Battery energy storage systems, Batteriespeichersystem
BEV	Battery Electric Vehicle
BFE	Bundesamt für Energie
BTM	Behind-the-meter
CHF	Schweizer Franken
EBF	Energiebezugsfläche
EFH	Einfamilienhaus
EMS	Energiemanagementsystem
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
FTM	Front-of-the-meter
GW	Gigawatt (1 Gigawatt = 1000 Megawatt, Einheit für Leistung)
kESS	Konverterbasierte Energiespeichersysteme
kW	Kilowatt (1 Kilowatt = 1000 Watt, Einheit für Leistung)
kWh	Kilowattstunde (Einheit für Energie)
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt (1 Megawatt = 1000 Kilowatt, Einheit für Leistung)
m ²	Quadratmeter
NCA	Nickel-Cobalt-Aluminium
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt

Executive Summary	2
Résumé exécutif	4
Handlungsempfehlungen	6
Mesures recommandées	10
1 Marktentwicklungen Batteriespeichersysteme	8
1.1 Behind-the-meter Batteriespeicher Schweiz	8
1.1.1 Installationgründe für Batteriespeicher	12
1.1.2 Pooling für Systemdienstleistung	15
1.2 Front-of-the-Meter Batteriespeicher Schweiz	16
1.2.1 Netzbildende Speicher und Wechselrichter	19
1.3 Marktentwicklung international	20
2 Preisentwicklungen und Wirtschaftlichkeit	21
3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen	24
3.1 Anreize für netzdienliches Verhalten	24
3.2 Netznutzungsentgelt Batteriespeicher	25
3.3 Smarte LEG mit Speicher	27
3.4 Fördermassnahmen für Batteriespeicher	30
3.5 Bewilligungspflichten stationäre Batteriespeichern	30
3.6 Laufende politische Geschäfte	31
4 Technologieentwicklung	32
4.1 Batterietechnologien	32
4.2 Häufigste Marken für Batteriespeicher	35
4.3 Häufigste Marken für Energiemanagementsysteme	37
4.4 Recycling und Entsorgung	39
4.5 Brandschutz	39
Impressum	50

1 Marktentwicklungen Batteriespeichersysteme

Batteriespeicher erleben weltweit einen Aufschwung, dessen Dynamik zunehmend mit dem Wachstum der Photovoltaik in den letzten Jahren vergleichbar ist. Im Bericht unterscheiden wir zwischen Batteriespeichern behind und front of the meter:

Behind-the-meter (BTM) Batteriespeicher werden hinter dem Netzanschlusspunkt installiert, also auf der Verbraucherseite des Zählers. Sie befinden sich beispielsweise in Wohngebäuden, Mehrfamilienhäusern oder Industrie- und Gewerbebetrieben. Sie können lokal erzeugten Strom, etwa aus einer PV-Anlage, speichern und zeitversetzt wieder bereitstellen. Auch zur Deckung von Leistungsspitzen werden Batteriespeicher eine zunehmend wichtige Rolle spielen, zum Beispiel für das Laden von grösseren E-Flotten in Gewerbe und Industrie. Dadurch kann die Netzbelastung bei optimaler Anwendung reduziert werden. Dabei reichen die Speicherkapazitäten typischerweise von 5 bis 30 kWh im Wohnbereich und bei grösseren Industrie- und Gewerbebereichen im zweistelligen MWh-Bereich (z. B. 10–50 MWh bei grossen Industrieanlagen).

Front-of-the-meter (FTM) Batteriespeicher werden netzseitig vor dem Netzanschlusspunkt eines Endverbrauchers angeschlossen. Sie sind direkt ins Verteil- oder Übertragungsnetz integriert und gelten regulatorisch als eigenständige Netzanlagen bzw. Marktakteure. Sie sind meist nicht mit einem spezifischen Endverbrauch verbunden. Zwar verfügen auch FTM-Speicher über Messsysteme, diese dienen jedoch primär der energiewirtschaftlichen Abrechnung und Betriebsführung, nicht der Verbrauchserfassung eines Endverbrauchers.

Die Unterscheidung zwischen BTM und FTM erfolgt also nicht über die Speichergrosse, sondern über den Anschlusspunkt und die energiewirtschaftliche Einordnung.

Die Funktionen der beiden Speichertypen können sich überschneiden, etwa wenn BTM-Speicher aggregiert Systemdienstleistungen erbringen (siehe Kapitel 1.1.2).

1.1 Behind-the-meter Batteriespeicher Schweiz

In der Statistik Sonnenenergie werden die Daten zu Bestand und Neuinstallationen von Speichern über eine Befragung an Installationsbetrieben erhoben. Dadurch werden primär Behind-the-meter-Speicher erfasst. Deren Entwicklung ist entsprechend in Abbildung 1 dargestellt. In Kombination mit PV-Anlagen sind BTM-Speicher zentral für die Erhöhung des Eigenverbrauchs und die Nutzung lokaler Flexibilität – insbesondere vor dem Hintergrund dynamischer Stromtarifmodelle und zunehmend variabler Abnahmevergütungen. Für 2025 (+ 90 Prozent gegenüber Vorjahr) und 2026 (+ 82 Prozent ggü. Vorjahr) wird ein deutlicher Zuwachs bei den neu installierten BTM-Speichern erwartet.

Schon gewusst?

Leistung (kW/MW) im Zusammenhang mit Batteriespeichern beschreibt, wie viel Strom ein Speicher gleichzeitig abgeben oder aufnehmen kann, Kapazität (kWh/MWh) hingegen, wie viel Energie insgesamt gespeichert ist. Daraus ergibt sich die Speicherdauer in Stunden: $h = \text{MWh} / \text{MW}$. Ein Speicher mit 10 MW und 10 MWh kann also ungefähr 1 Stunde mit 10 MW liefern. Für PV-Integration im Tagesverlauf sind tendenziell mehrere Stunden relevant, für Regelernergie oft eher hohe Leistung bei kürzerer Dauer.

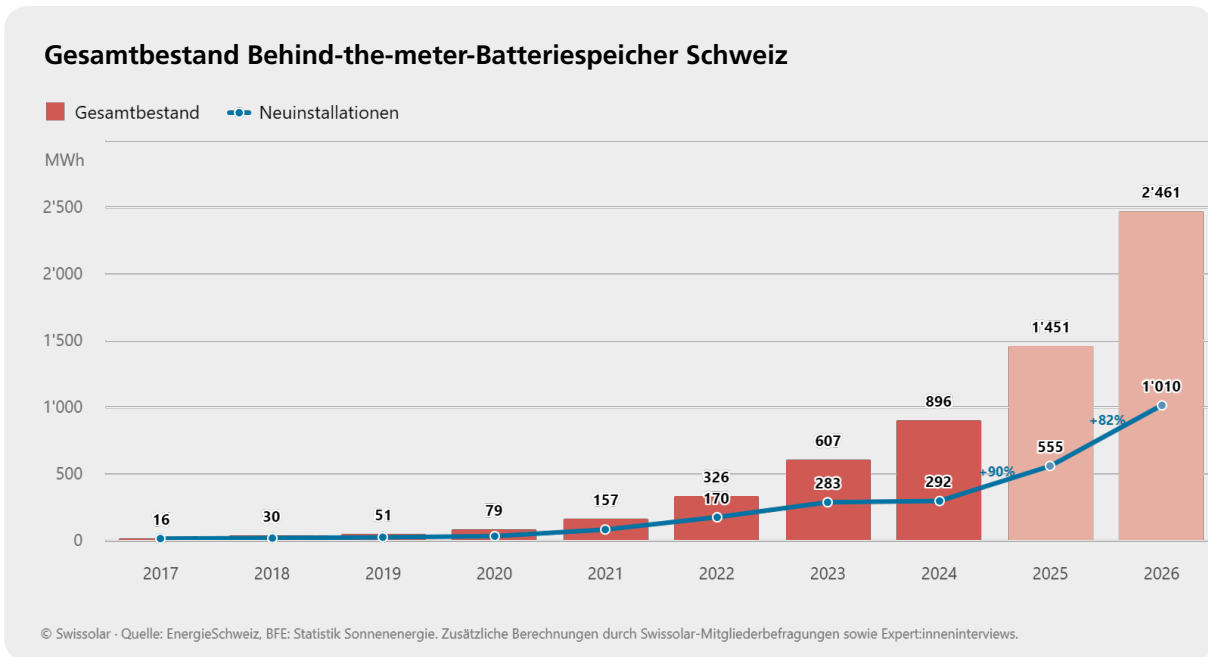


Abbildung 1

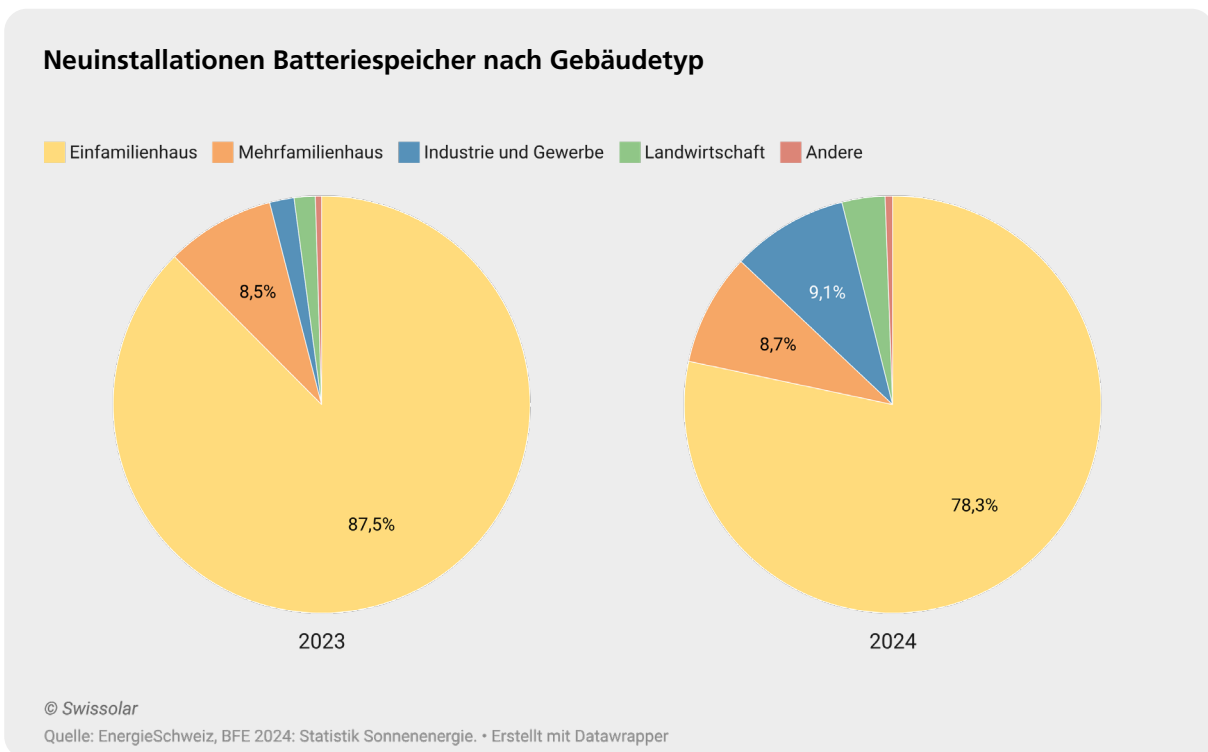


Abbildung 2

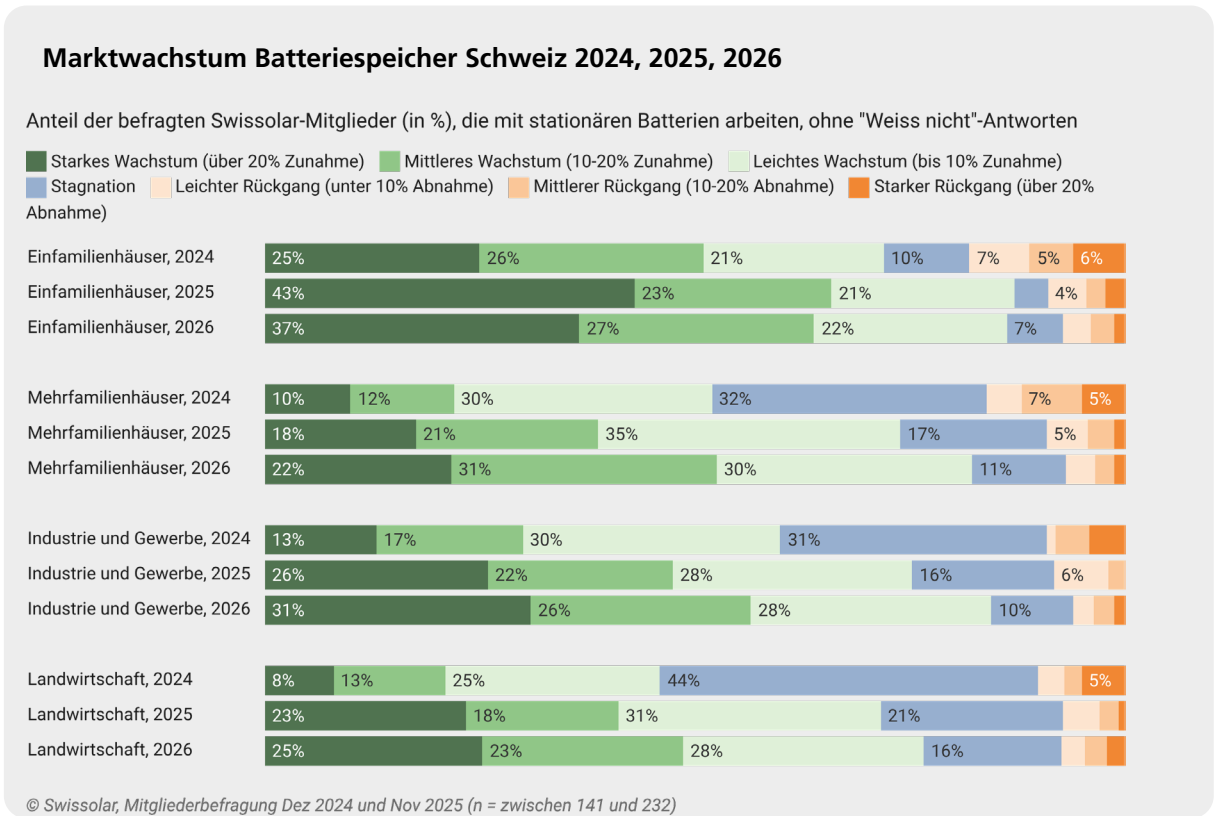


Abbildung 3

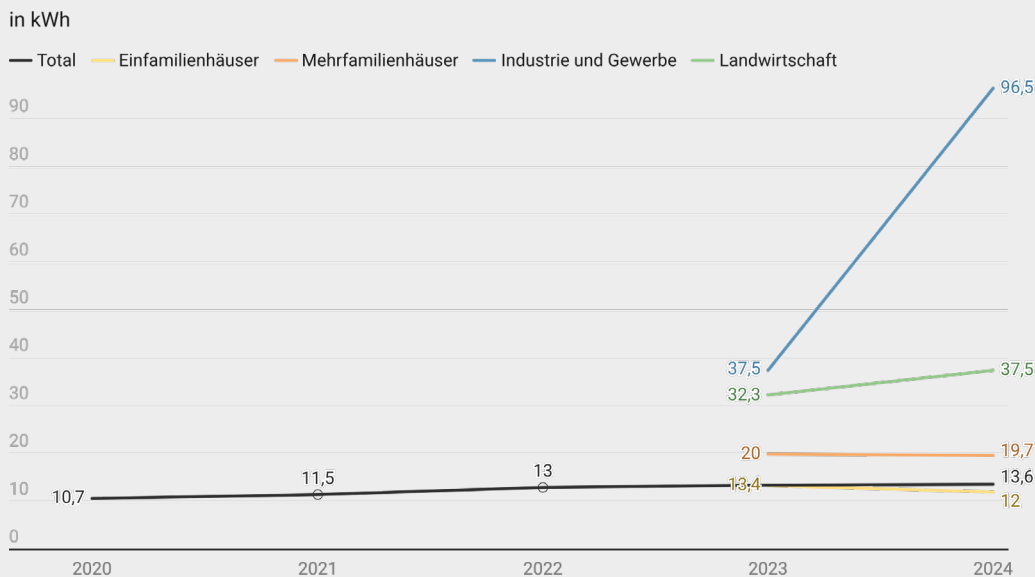
Während im Jahr 2023 noch fast 90 Prozent der neu installierten BTM-Batteriespeicher in Einfamilienhäusern realisiert wurden, gewinnen Speicher in der Industrie, im Gewerbe und in der Landwirtschaft an Bedeutung (siehe Abbildung 2). Dass grössere Speicher wichtiger werden, zeigt auch die Einschätzung des Marktwachstums nach verschiedenen Bereichen in Abbildung 3. Sowohl in Mehrfamilienhäusern als auch in den Bereichen Industrie und Gewerbe sowie im Landwirtschaftsbereich gehen die befragten Unternehmen von zunehmenden Neuinstallationen aus – fürs vergangene Jahr 2025 und noch stärker für das Jahr 2026. Einzig bei den Einfamilienhäusern, bei denen der Marktanteil von Batteriespeichern im Vergleich zu anderen Gebäudetypen bereits sehr gross ist, ist eine geringere Zunahme zu erwarten (siehe Abbildung 3). Dies hängt auch mit dem 2025 rückläufigen PV-Markt im Einfamilienhausbereich zusammen, wobei in diesem Marktsegment die Nachrüstung bestehender

PV-Anlagen mit Batteriespeichern an Bedeutung gewinnt. Batterien werden also vermehrt dort installiert, wo grundsätzlich grössere Systeme üblich sind. Gleichzeitig steigen die Speichergrossen auch innerhalb der einzelnen Segmente, insbesondere in Landwirtschaft, Industrie und Gewerbe. Dies zeigt Abbildung 4. So ist die durchschnittliche Speichergrosse im Bereich Industrie und Gewerbe von rund 37,5 kWh im Jahr 2023 auf 96,5 kWh im Jahr 2024 angestiegen – also fast drei Mal mehr. Demgegenüber bleiben die Batteriespeichergrossen in Wohnhäusern weitgehend stabil und die Batteriegrösse über alle Segmente steigt leicht an gegenüber den letzten Jahren.

Schon gewusst?

Für die EU-Kommission ist klar: Stromnetze werden zu einem entscheidenden Faktor für die Transformation des Energiesystems. Deshalb sollen Planung, Investitionen und Bewilligungsverfahren beschleunigt werden, ausdrücklich auch für Batteriespeicher im Verteilnetz. Für die Schweiz ist das ein wichtiger Referenzrahmen: Der Ausbau von Photovoltaik und Batteriespeichern zeigt das grosse Potenzial der dezentralen Energieversorgung. Gleichzeitig rücken Netzanschlüsse und lokale Engpässe stärker in den Fokus. Batteriespeicher können hier gezielt zur Entlastung beitragen, indem sie Last- und Einspeisepitzen glätten, Flexibilität bereitstellen und so zur Versorgungssicherheit beitragen.

Durchschnittliche neu installierte Speicherkapazität in der Schweiz



© Swissolar

Quelle: EnergieSchweiz, BFE: Statistik Sonnenenergie. Unterteilung der Batteriespeicher nach Gebäudetyp erst seit 2023.

Abbildung 4

1.1.1 Installationsgründe für Batteriespeicher

Die Swissolar-Mitgliederbefragung zeigt die wichtigsten Motive für die Installation von Batteriespeichern (siehe Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7). Je nach Einsatzprofil haben Batteriespeicher verschiedene ökonomische Vorteile. Die Steigerung des Eigenverbrauchs ist beim Bau von PV-Anlagen in allen Marktsegmenten der wichtigste Grund für eine Batteriespeicherinstallation. 95 Prozent der Befragten geben an, dass für ihre Kundschaft im Wohnbereich ein Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs installiert wird. Im Industrie- bzw. Gewerbebereich sind es 80 Prozent und 70 Prozent bei der Kundschaft im Landwirtschaftsbereich. In einer Umfrage aus dem Jahr 2020 wurden Batteriespeicher häufig als wirtschaftlich unattraktiv eingeschätzt. Heute sind sie in vielen Fällen bereits über die Einsparung von Strombezugskosten und durch einen höheren Eigenverbrauch rentabel. Dazu tragen auch die seit Anfang 2026 stärker marktorientierten Rahmenbedingungen bei (siehe auch Kapitel 3): Kommt keine Einigung zwischen VNB und Produzent:in zustande, richtet sich die Vergütung neu nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Dadurch reduziert sich die Planbarkeit fixer Vergütungshöhen – gleichzeitig steigt der ökonomische Wert der Zwischenspeicherung von Strom. Dazu passt, dass Batterien häufiger als im Vorjahr als Reaktion auf tiefe Abnahmevergütungen der Verteilnetzbetreiber installiert werden. Entsprechend ist auch die Rentabilitätssteigerung ein Grund, der mittlerweile häufiger für die Installation eines Batteriespeichers angegeben wird. Die Zunahme ist wohl nicht zuletzt damit zu erklären, dass Batteriespeicher laufend günstiger und entsprechend rentabler werden (siehe Kapitel 2).

Ein Batteriespeicher ist jedoch nicht in allen Fällen allein durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs wirtschaftlich attraktiv. Deshalb sind zusätzliche Erlös- bzw.

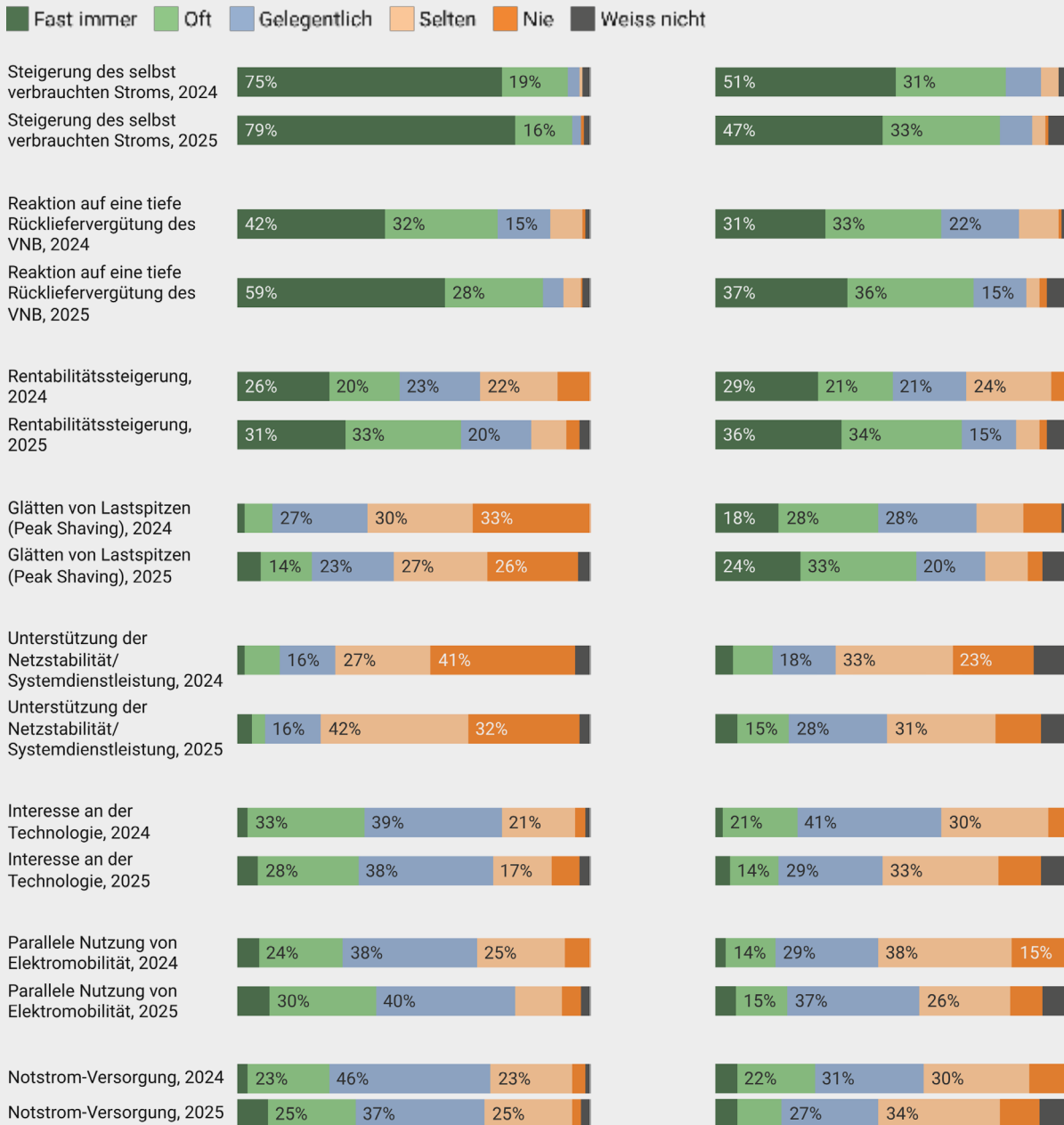
Einsparpotenziale relevant: Vermiedene Kosten durch das Glätten von Lastspitzen spielen vor allem im Industrie- und Gewerbebereich sowie in der Landwirtschaft eine Rolle, wo Leistungstarife häufiger sind als im Haushaltsbereich. Je nach Produktions- und Verbrauchsprofil können Batterien so eingesetzt werden, dass die maximale Verbrauchsspitze – und damit die Leistungskosten – reduziert werden.

Auch Einnahmen durch Unterstützung der Netzstabilität bzw. durch Systemdienstleistungen können für grössere Batterien insbesondere im Industrie- und Gewerbebereich relevant sein. Diese Modelle sind jedoch erst in der Einführungsphase bzw. werden erst noch eingeführt. Dies erklärt, weshalb im Gewerbe- und Industriebereich bisher nur 21 Prozent und in der Landwirtschaft 18 Prozent der Befragten angaben, Batteriespeicher oft oder immer aufgrund der Vorteile für die Netzstabilität bzw. Systemdienstleistungen zu installieren. Bei Wohngebäuden spielen Leistungstarife und Systemdienstleistungen noch eine untergeordnete Rolle. Häufiger werden hier als Gründe das Interesse an der Technologie, die Integration von Elektromobilität sowie eine mögliche Notstromversorgung genannt.

Weitere mögliche wirtschaftliche Vorteile eines Batteriespeichers, die in der Umfrage nicht explizit abgefragt wurden, sind eine Reduktion der benötigten Anschlussleistung, die Stromnutzungsoptimierung bei Leistungsbegrenzungen am Anschlusspunkt sowie die Verbrauchs- und Einspeiseoptimierung bei dynamischen Bezugs- und Einspeisetarifen. Damit rücken finanzielle Anreize zunehmend in den Vordergrund und immer mehr Geschäftsmodelle zielen darauf ab, Batteriespeicher-Besitzenden einen direkten wirtschaftlichen Mehrwert zu erschliessen, z. B. über Pooling-Ansätze (siehe Kapitel 1.1.2).

Relevante Gründe Batteriespeicher-Kauf bei Wohngebäuden (links) und bei Industrie/Gewerbe (rechts)

Anteil der befragten Swissolar-Mitglieder (in %), die mit stationären Batterien arbeiten



© Swissolar, Mitgliederbefragung Dez 2024 und Nov 2025 (n 2024=150, n 2025=205)

© Swissolar, Mitgliederbefragung Dez 2024 und Nov 2025 (n 2024=87, n 2025=200)

Abbildung 5 und 6

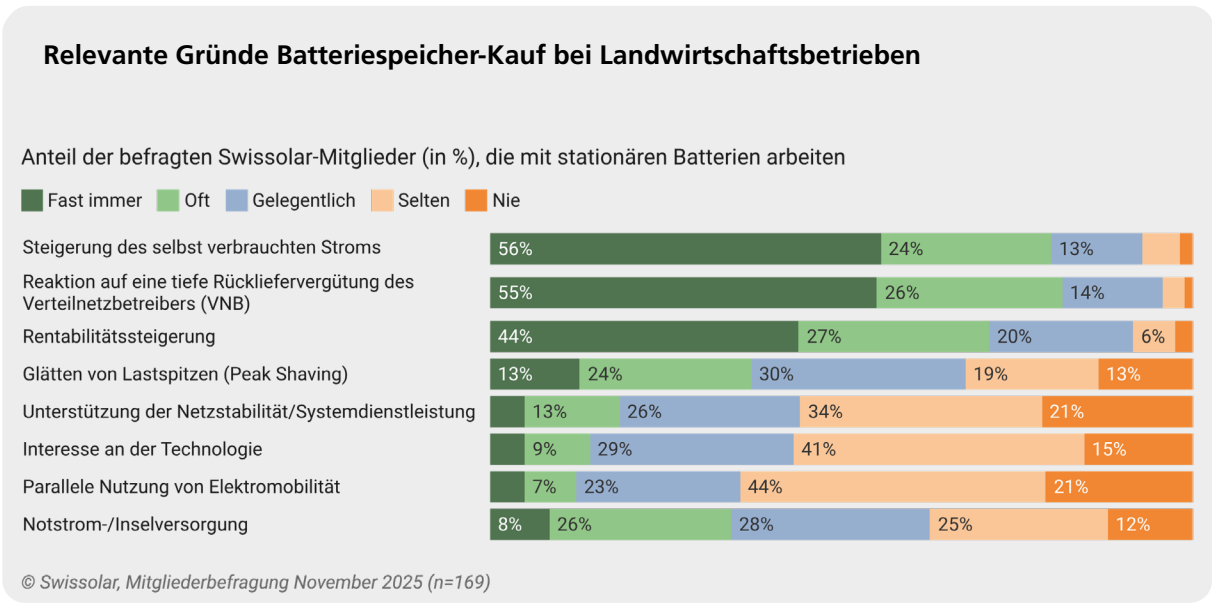
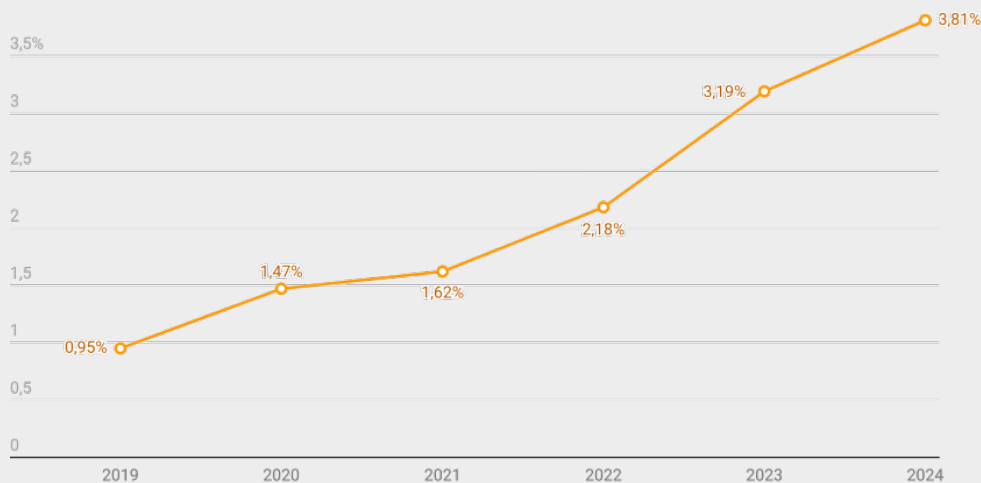


Abbildung 7

Die Gründe für den Kauf von Batteriespeichern zeigen, dass die Steigerung des selbstverbrauchten Stroms in allen Segmenten ein zentraler Beschaffungsgrund ist. Dies wird auch durch Kennzahlen zum Eigenverbrauch gestützt: Das BFE schätzt im [Monitoring zur Energiestrategie 2050](#) unter anderem den Eigenverbrauch. Die Ergebnisse zeigen in [Abbildung 8](#), dass der Anteil des Eigenverbrauchs gemessen am Schweizer Endverbrauch jährlich zunimmt und im Jahr 2024 bereits bei 3,81 Prozent lag. Dieser Anteil Strom am Endstromverbrauch wird nie ins Verteilnetz eingespeist, sondern vor Ort verbraucht, wodurch die Netze entlastet werden.

Um das volle Potenzial dieser Netzentlastung auszuschöpfen, müssen entsprechende Anreize genutzt und geschaffen werden (siehe Kapitel 3.1). Gleichzeitig ist auch der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagen, also der direkt vor Ort verbrauchte Stromanteil, wohl auch mithilfe von Batteriespeichern von 42 Prozent (2019) auf 45 Prozent (2024) gestiegen. Eine Zunahme der Batteriespeicher wird diesen Anteil künftig weiter erhöhen, damit die Nutzung des lokal erzeugten Stroms pro installierter PV-Anlage steigern und die Netze mittels optimierter Steuerung weiter entlasten.

Anteil Eigenverbrauch am Endstromverbrauch in der Schweiz



© Swissolar

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

Abbildung 8

1.1.2 Pooling für Systemdienstleistung

Die Frequenz im Stromnetz muss konstant auf 50 Hertz gehalten werden. Dafür müssen Stromeinspeisung und -verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sein. Bei nicht prognostizierten Schwankungen greift Swissgrid auf Regelleistung zurück, die auf dem Schweizer Regelleistungsmarkt beschafft wird.


Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Batteriespeicher und intelligentes Laden können diese Flexibilität bereitstellen und helfen, Produktion und Verbrauch besser aufeinander abzustimmen. Gleichzeitig ermöglichen Digitalisierung und bessere Datenverfügbarkeit präzisere Prognosen sowie eine effizientere Systemführung.

Für klassische Behind-the-meter-Batteriespeicher etabliert sich in der Schweiz neben der Eigenverbrauchsoptimierung ein zusätzliches Erlösfeld: Die Vermarktung von Flexibilität in Form von bereitgehaltener Regelleistung und als tatsächlich aktivierte Regelleistung. Der zentrale Hebel dafür ist Pooling: Mehrere einzelne Anlagen unterhalb der Marktschwelle von 1 MW für Regelleistung werden zu einem

virtuellen Kraftwerk gebündelt, sodass sie gemeinsam die Anforderungen von Swissgrid erfüllen und Regelleistung am Markt anbieten können.

Schon gewusst?

Rechenzentren sind zentrale Infrastrukturen der digitalen Welt. Wir brauchen sie beispielsweise für Cloud-Dienste oder für künstliche Intelligenz. Die Schweiz ist dank politischer Stabilität, starkem Finanzsektor, hohem Anteil erneuerbarer Energien und vergleichsweise kühlem Klima ein attraktiver Standort und weist deshalb weltweit eine der höchsten Rechenzentrumsdichten pro Kopf auf. Gleichzeitig steigt mit dem hohen Strombedarf der Rechenzentren der Stromverbrauch der Schweiz und entsprechend die Belastung für das Stromnetz, insbesondere durch kurzfristige Leistungsspitzen. Grossbatteriespeicher, die direkt neben Rechenzentren installiert werden, können solche Lastspitzen abfedern und einen stabilen Netzanschluss sicherstellen.

 Mehr Informationen finden Sie [hier](#)

1.2 Front-of-the-Meter Batteriespeicher Schweiz

Neben den kundenseitigen Batteriespeichern hinter dem Zähler (Behind-the-Meter) gewinnen in der Schweiz auch Speicher, die vor dem Zähler direkt an Mittel- oder Hochspannungsnetze angeschlossen werden (Front-of-the-meter) an Bedeutung. Solche Anlagen werden nicht zur Eigenverbrauchsoptimierung betrieben, sondern sind meist Speicher ohne Endverbrauch und werden als Flexibilitätsressource eingesetzt. Für die Einordnung ist es hilfreich, drei Hauptfunktionen zu unterscheiden: netzdienlich (lokale Netzführung im Verteilnetz), systemdienlich (Stabilität des Gesamtsystems/Übertragungsnetzes) und marktdienlich (Preisoptimierung am Strommarkt).

Netzdienlicher Betrieb im Verteilnetz – Peak Shaving und Engpassmanagement: Im Verteilnetz entstehen Engpässe häufig räumlich lokal (z. B. an einzelnen Trafostationen oder Leitungsabschnitten) und zeitlich konzentriert (z. B. PV-Mittagsspitze oder abendliche Lastspitzen). Ein Batteriespeicher kann solche Spitzen abfangen. Kommt es im Verteilnetz zu einer höheren Stromeinspeisung als gleichzeitig nachgefragt wird, kann ein FTM-Speicher diesen Energieüberschuss aufnehmen und zeitlich verschieben. Bei hoher Last kann der gespeicherte Strom den zusätzlichen Bedarf entsprechend decken. Dadurch lassen sich Überlastungen reduzieren und Netzausbauten zumindest teilweise verzögern. Die Forschungsstelle Energienetz (FEN) der ETH merkt dazu an, dass die Zuverlässigkeit der Netzdienlichkeit zentral ist, um Batterien als Option bei der Zielnetzplanung zu berücksichtigen. Für sie sind dynamische Anreiztarife wahrscheinlich nicht ausreichend, sondern es braucht eine Kombination von Netzausbau, vergüteter Abregelung und gezielter Aktivierung von Speichern.

Systemdienstleistungen – Regelernergie und Netzstabilisierung: Neben dem netzdienlichen Betrieb können Grossbatterien auch für Systemdienstleistungen (SDL) verwendet werden. Swissgrid ist dafür verantwortlich, dass das gesamte Stromnetz durchgehend auf einer Frequenz von 50

Hertz stabilisiert ist. Ist dies nicht der Fall, beispielsweise durch einen ungeplanten Ausfall eines Kraftwerks, muss sie innert kürzester Zeit zuerst Primär-, dann Sekundär- und schliesslich Tertiärregelenergie bereitstellen können. Um dies sicherzustellen, können Batteriespeicher technisch gut Abhilfe schaffen, da sie Leistung schnell aufnehmen und bereitstellen können und entsprechend schnell auf instabile Netzbedingungen reagieren können.

Marktdienlicher Betrieb – Arbitrage und Energieverschiebung: Arbitrage bedeutet, dass der Speicher bei tiefen Strompreisen geladen und bei hohen Preisen entladen wird. Dies kann kurzfristige Flexibilität bereitstellen und dadurch am Grosshandelsmarkt Erlöse erzielen. Momentan wird Arbitrage in der Schweiz jedoch noch sehr selten betrieben und ist wirtschaftlich noch nicht wirklich attraktiv.

Neben diesen drei Hauptfunktionen können Batteriespeicher im Falle eines grossflächigen Stromausfalls den Netzwiederaufbau unterstützen. Gegenüber Pumpspeicherkraftwerken haben Batteriespeicher zudem den Vorteil sehr schneller Reaktionszeiten.

Für Grossspeicher sind Standort und Netzan-schluss entscheidend. Idealerweise bestehen bereits leistungsfähige Umspannwerke sowie die Möglichkeit, Anlagen technisch sauber in das Übertragungs- bzw. Verteilnetz einzubinden. Trotzdem ist es möglich, dass lokale Netzengpässe und unerwünschte Leistungsspitzen entstehen, wenn Marktpreise lokale Netzrestriktionen nicht abbilden. Deshalb braucht es Koordinationsmechanismen, beispielsweise dynamische, lokale Netztarife, flexible Anschlussbedingungen oder eine gezielte Flexibilitätsbeschaffung, damit Markt-, System- und Netzsignale nicht gegeneinander wirken. Entsprechend ist es wichtig, dass Speicher dort realisiert werden, wo das Netz die zusätzlichen Leistungen aufnehmen kann und die Nutzung der Flexibilität koordiniert erfolgt.

Abbildung 9 zeigt eine Übersicht zu Grossbatteriespeichern über 1 MW, die entweder bereits in Betrieb sind oder sich in Realisierung oder Planung befinden. Da die Übersicht ausschliesslich auf öffentlich verfügbaren Mitteilungen basiert, ist es möglich, dass zusätzliche Projekte existieren, die hier nicht erfasst sind. In den nächsten Jahren verändert sich das Verhältnis von Leistung zu Kapazität deutlich: Während die derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen zusammen rund 129 MW Leistung und rund 135 MWh Kapazität aufweisen, erreichen die in Planung befindlichen Projekte zusammen mit den bereits installierten Anlagen bis 2030 voraussichtlich 2270 MW Leistung bei rund 4200 MWh Kapazität. Ein Bericht des BFE zum zukünftigen Speicherbedarf modelliert für das Jahr 2035 einen Bedarf an Grossspeichern von 4300 MW Leistung bei 22'400 MWh Kapazität. Damit werden die Projekte im Durchschnitt energiehaltiger (mehr Speicherkapazität pro installierte Leistung) und

sind häufiger auf Entladezeiten über mehrere Stunden ausgelegt. Diese Speicher werden – im Unterschied zu Speicherseen, die typischerweise einen Zyklus pro Jahr durchlaufen – fast täglich ge- und entladen. Geht man von durchschnittlich 260 Vollzyklen pro Jahr aus, können die heute bereits installierten FTM-Speicher knapp 34 GWh gespeicherten Strom pro Jahr bereitstellen. Wenn alle geplanten Projekte realisiert werden, könnten FTM-Speicher rund 1 TWh gespeicherten Strom pro Jahr bereitstellen.

Für das Jahr 2028 ist die Fertigstellung des momentan grössten Batteriespeicherprojekts in Laufenburg geplant, das über eine Leistung von 1200 MW und eine Kapazität von 2100 MWh verfügen soll. Der Speicher wird nicht wie die meisten anderen Batteriespeicher in der Schweiz mit Lithium-Ionen-Batterien, sondern mit Redox-Flow-Batterien betrieben.

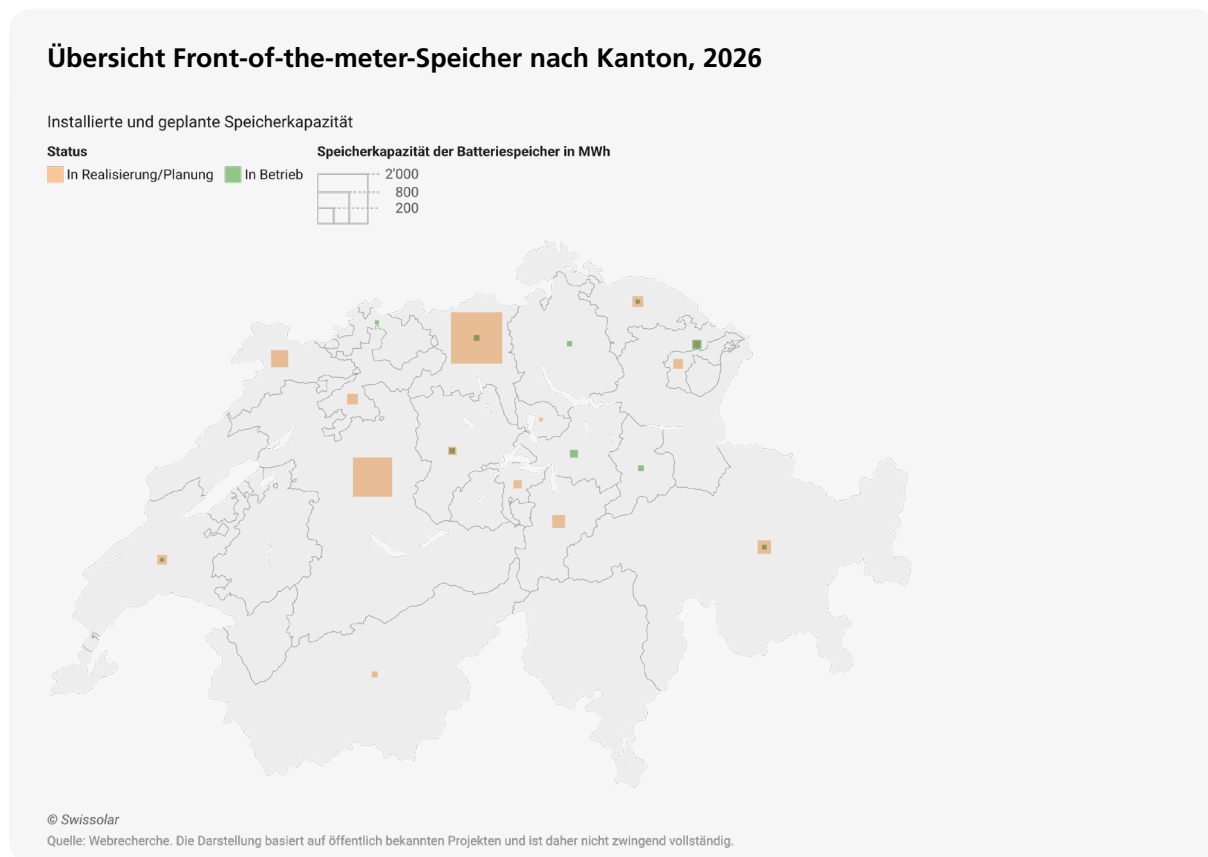


Abbildung 9



Batteriespeicher Blumenstein © Elektron

1.2.1 Netzbildende Speicher und Wechselrichter für Blackout

Mit dem beschlossenen Atomausstieg und dem wachsenden Anteil von Stromerzeugungs-Anlagen, die nicht direkt ans Netz gekoppelt sind, sondern ihre Einspeisung über Leistungselektronik wie Wechselrichter regeln, wird es wichtiger, Stabilitätsfunktionen über andere Technologien bereitzustellen. Batteriespeicher können dabei eine zentrale Rolle übernehmen, wenn ihre Wechselrichter eine netzbildende Funktion haben.

Netzbildende Wechselrichter (grid forming) können die aktive Kontrolle über Spannung und Frequenz im Netz übernehmen und diese dadurch vorgeben bzw. stützen. Im heutigen europäischen Verbundsystem, in das auch das Schweizer Stromsystem eingebunden ist, übernehmen Grosskraftwerke eine zentrale Rolle bei der Frequenz- und Spannungshaltung. Deren Synchrongeneratoren besitzen rotierende Schwungmassen, die auch bei plötzlichen Erzeugungs- oder Last-Schwankungen eine konstante Netzfrequenz und Spannung unterstützen. Man spricht hier von Momentanreserve oder rotierende Trägheit (auch «Inertia»). PV-Anlagen speisen ihren Strom über Leistungselektronik ein, wodurch keine natürliche Schwungmasse ins Netz eingebracht wird. Hier können netzbildende Wechselrichtertechnologien ermöglichen, dass PV-Anlagen (oder andere Anlagen von erneuerbaren Energien mit Leistungselektronik) in Verbindung mit grossen Batteriespeichern netzbildend wirken. Statt nur einem bestehenden Netzsignal zu folgen, übernehmen die Anlagen aktiv Aufgaben, die bisher Synchrongeneratoren vorbehalten waren. Durch stabilisierende Dienste können netzbildende Wechselrichter nicht nur dazu beitragen, Blackouts zu verhindern, sondern im Ereignisfall auch Schwarzstarthilfe zu leisten: Durch schrittweise Bildung von Inselnetzen, Priorisierung von Lasten und sequenziellem Netzwiederaufbau kann zunächst ein stabiles Teilnetz durch den Speicher geführt werden, sodass anschliessend weitere Erzeugungsanlagen wieder hochgefahren und zusätzliche Netzsegmente zugeschaltet werden können. Netzfolgende Wechselrichter (grid following) orientieren

sich hingegen an einem bereits vorhandenen Netzsignal. Sie synchronisieren sich mit der bestehenden Spannung und Frequenz des Netzes und benötigen deshalb ein ausreichend stabiles Netz mit ausreichend Systemstärke, an dem sie sich orientieren können. Typische Anwendungen für Grid-following-Wechselrichter sind klassische PV- oder Windanlagen, die in das bestehende Netz einspeisen. Grid-forming-Wechselrichter werden häufig bei Batteriespeichern, Microgrids oder grossen erneuerbaren Anlagen mit Netzstützungsfunktion eingesetzt.

Swissgrid hat technische und betriebliche Anschlussbedingungen für konverterbasierte Energiespeichersysteme (kESS) definiert, die an die Netzebene 1 des Schweizer Übertragungsnetzes angeschlossen werden. Konverterbasierte Systeme sind Anlagen, die über Leistungselektronik und nicht direkt als rotierende Maschinen ans Netz gekoppelt sind. Für kESS sind Wechselrichter erforderlich, die im netzbildenden (grid-forming) Modus arbeiten können.

Ein zusätzlicher Aspekt ist die Marktlogik: Erlöse für Energiehandel und Regelleistung sind etabliert, spezifische Systemwerte (z. B. Systemstärke, Betrieb in schwachen Netzen oder Schwarzstartfähigkeit) werden jedoch bislang nicht systematisch als eigene Produkte vergütet. International werden unterschiedliche Ansätze diskutiert und umgesetzt, wie solche Stabilitätsleistungen künftig gezielt beschafft oder vergütet werden können. Beispielsweise hat Deutschland im Januar 2026 eine marktgestützte Beschaffung der Systemdienstleistung «Momentanreserve» (Inertia) eingeführt. Hingegen hat die Australian Energy Market Commission (AEMC) im Oktober 2025 entschieden, keinen Echtzeit-Handelsmarkt für Trägheit zu schaffen. Sie begründete dies damit, dass ein neuer Spotmarkt im Verhältnis zum erwarteten Nutzen zu komplex und kostenintensiv wäre und aktuell kein akuter Trägheitsengpass absehbar ist. Die bestehenden, kürzlich weiterentwickelten Rahmenbedingungen zur Systemsicherheit seien ausreichend flexibel, um die Netzstabilität vorerst effizient zu gewährleisten.

1.3 Marktentwicklung international

International war im Batteriespeichermarkt bereits in den letzten Jahren ein starkes Wachstum zu verzeichnen, das weiter anhält. In der EU wurden gemäss SolarPower Europe im Jahr 2025 rund 27,1 GWh neue Batteriespeicherkapazität installiert, was einem Zuwachs von 45 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Gleichzeitig hat sich der Markt strukturell verändert: Grossskalierte Front-of-the-meter-Speicher waren 2025 der wichtigste Treiber und stellten 55 Prozent der neu installierten Kapazität. Im Jahr 2023 haben solche Grossspeicher in der EU noch rund 10 Prozent des gesamten Markts ausgemacht, im Jahr 2024 waren es bereits rund 35 Prozent.

Deutschland und Italien zählen, wie schon in den vergangenen Jahren, zu den führenden europäischen Märkten. In Deutschland hat sich der Speicherausbau in den letzten Jahren stark beschleunigt und es sind Mitte 2025 bereits über 2 Millionen Batteriespeicher installiert. Dabei gingen auch grosse Speicherprojekte in Betrieb. Gleichzeitig verlängert sich jedoch laufend die Warteliste für Netzanschlüsse von Grossspeichern in Deutschland. Im Vergleich dazu ist die Schweiz – trotz stark wachsendem Markt – bei Grossspeichern bislang weniger weit. Die Gründe liegen zum einen daran, dass durch den vergleichsweise hohen Anteil an Wasserkraft ein kleinerer Bedarf besteht, jedoch auch bei den nicht idealen Rahmenbedingungen und ungenügenden Anreizen. Die Projektrealisierung hängt stark vom lokalen Netz (Kapazität am Anschlusspunkt) und von kantonalen Verfahren ab (siehe Handlungsempfehlungen + Kapitel 3).

Sponsoreninserat

**Mehr Power.
Mehr Speicher.
Mehr Möglichkeiten.**

Jetzt mit
unseren neuen
Dyness Batteriespeichern

DYNESS

Plug & Play
ELEKTRON

Speicher für MFH, Landwirtschaft und Gewerbe:
Modular, stapelbar und steckbar ohne Verkabelungsaufwand – sicher und schnell installiert.
Für Speicherprojekte von 20 bis 850 kWh.

ELEKTRON

2 Preisentwicklungen und Wirtschaftlichkeit

Seit Jahren sinken die Kosten für Batteriespeicher. Auch in der Schweiz sind die Installationspreise 2025 weiter gesunken: Für einen typischen 15-kWh Lithium-Ionen-Heimspeicher inklusive Material und Arbeit werden rund 586 CHF pro kWh geschätzt, also etwa 8800 CHF für den gesamten Speicher (siehe Abbildung 10). Im Vorjahr kostete derselbe Speicher noch rund einen Viertel mehr, also etwa 10'600 CHF. Auch in Nachbarländern wie z. B. Deutschland sinken Preise für Batteriespeicher weiter.

Während im Jahr 2010 eine kWh Speicherkapazität noch rund 6000 € kostete, und entsprechend ein 5 kWh-Speicher 30'000 €, liegen aktuelle Schätzwerte von Anfang 2026 nur noch knapp bei 325 € pro kWh bzw. 1625 € für den gesamten 5 kWh-Speicher – natürlich abhängig von Systemgrösse, Hersteller, Installationsaufwand und Marktsituation.

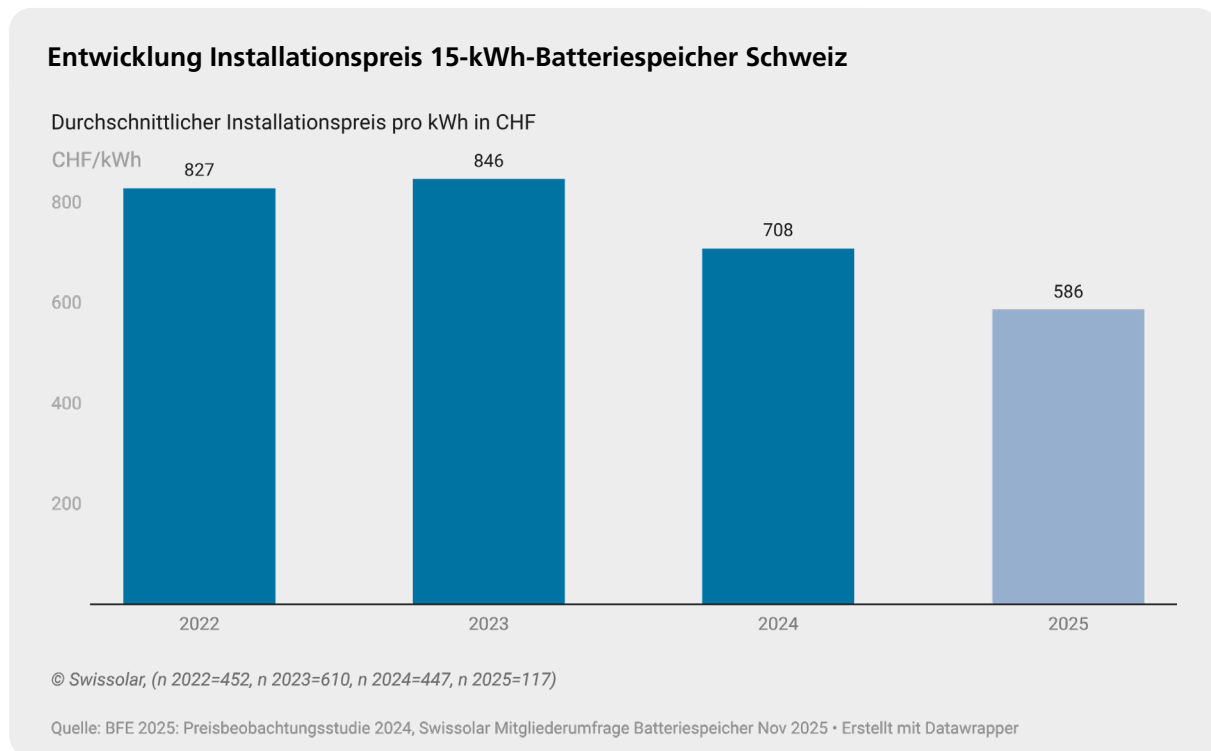


Abbildung 10

Eine Abschätzung aufgrund von Referenzprojekten für FTM-Speicherprojekte in der Schweiz ergibt einen Preis von ungefähr 313 CHF/kWh für einen Speicher von 17 MW Leistung und 50 MWh Kapazität an (Stand August 2025). Seither dürften die Kosten nochmals gesunken sein und ein Projekt grösser 5 MWh sollte für rund 300 CHF pro kWh realisierbar sein. Für den Moment ist dieser Wert eine gute Referenz für FTM-Speicherprojekte, wobei sich die Kosten je nach Projekt unterscheiden können. Entscheidende Faktoren sind zum einen die Standortwahl und die Speichergrösse. Die Kosten setzen sich schlussendlich aus verschiedenen Kostenpunkten zusammen. Die Batterie selbst macht dabei nur einen kleinen Teil aus. Weitere Kostenpunkte sind Bau und Installation, Projektplanung und Projektmanagement sowie die Bauleitung. Der Standort entscheidet zudem darüber, ob zusätzliche Trafostationen und die Netzanschlussgebühren notwendig werden, die mit bis zu 100 CHF/kW zusätzlich zu Buche schlagen können.

Der Trend sinkender Batteriespeicherkosten wird auch international bestätigt. BloombergNEF weist im Dezember 2025 rekordtiefe durchschnittliche Lithium-Ionen-Batteriepackpreise von 108 US\$/kWh über alle Länder aus. Besonders stark sind dabei die Preise für stationäre Batteriespeicher gesunken (- 45 Prozent gegenüber dem Vorjahr) und liegen laut BloombergNEF nun bei 70 US\$/kWh.

Damit sind stationäre Batteriespeicher das günstigste Segment innerhalb der Lithium-Ionen-Batteriepacks. Ember schätzt die Investitionskosten für grosse BESS-Projekte ausserhalb der USA und China per Oktober 2025 auf rund 125 US\$/kWh (inkl. Planung, Bau und Netzanschluss), wovon das Material rund 75 US\$/kWh kostet. Ember weist ausdrücklich darauf hin, dass diese Werte nicht direkt mit den globalen Durchschnittspreisen von BloombergNEF vergleichbar sind, da unterschiedliche Kostengrössen betrachtet werden (Projekt-CAPEX statt Batteriepackpreise). Ausserdem bezieht sich Ember auf Projekte ausserhalb der USA und China, weil diese Märkte eigene Kosten- und Rahmenbedingungen aufweisen (z. B. Lieferketten, Handels- und Förderregime) und damit nicht für die ganze Welt repräsentativ sind.

Beide Quellen erwähnen auch die Abhängigkeit von Rohstoffen und weisen darauf hin, dass steigende Rohstoffpreise sowie Lieferketteneffekte zu Preisschwankungen führen können. Beispielsweise schafft China schrittweise den Exportrabattsatz (MWST-Vergünstigungen) ab. Trotzdem geht BloombergNEF davon aus, dass die Batteriepreise im Jahr 2026 erneut sinken werden, da die Nachfrage nach kostengünstigen LFP-Batteriespeichern weiter zunimmt und deshalb Skaleneffekte sowie Investitionen in Forschung und Entwicklung den Ausbau, technologische Verbesserungen und Preissenkungen langfristig begünstigen.

«Batteriespeicher sind
der Schlüssel für den
weiteren Ausbau der
Photovoltaik.

Zusammen sorgen sie für
eine stabile und sichere
Stromversorgung.»

David Stichelberger, Senior Advisor Politik, Swissolar

3 Politische und rechtliche 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) erfolgte gestaffelt. Ein erstes Paket ist seit 1. Januar 2025 in Kraft und beinhaltet unter anderem Anpassungen bei der Einmalvergütung und die Einführung der virtuellen Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (vZEV). Das zweite Verordnungspaket folgte per 1. Januar 2026, u. a. mit zentralen Neuerungen bei Abnahmevergütung, lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG), Messwesen, Netznutzungstarifen und Flexibilitätsnutzung.

3.1 Anreize für netzdienliches Verhalten

Damit Batteriespeicher nicht ausschliesslich zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden, sondern auch netzdienlich wirken, braucht es passende Preissignale und ein Produktdesign, das Flexibilität dort aktiviert, wo sie dem Netz tatsächlich hilft (z. B. bei PV-Mittagsspitzen oder lokalen Engpässen). Verteilnetzbetreiber haben im Moment verschiedene Möglichkeiten, diese Anreize zu setzen:

Dynamische Strom- und Netznutzungstarife

Dynamische Tarife sollen Anreize schaffen, Verbrauch und Speicherbetrieb zeitlich zu verschieben. Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe können

Sponsoreninserat

Jetzt ist Speicherzeit.

Machen Sie den Schritt in den wachsenden Speichermarkt. Wir liefern Know-how, Produkte und Support für Ihre Gewerbespeicher-Aufträge.

Jetzt mehr erfahren!

SOLARMARKT
Kompetenz und Komponenten.

The advertisement features a man in a black polo shirt standing with his arms crossed next to a white SUNWODA ENERGY battery storage unit. The unit has 'RS elektro' and 'SUNWODA ENERGY' logos. A QR code is located in the bottom left corner of the ad area.

Verteilnetzbetreiber u. a. dynamische Netznutzungstarife anbieten (Art. 18a Abs. 2 StromVV). Damit entsteht eine Grundlage, um nicht nur Energiepreise, sondern auch netzbezogene Signale wie Zeit und Ort stärker in die Tarifgestaltung zu integrieren. SmartGridready bietet eine laufend aktualisierte Übersicht der Netzbetreiber an, die dynamische Tarife anbieten.

Flexible Einspeisetarife und neue Referenzmarktpreis-Logik

Wenn sich Verteilnetzbetreiber und Produzent:in nicht über die Vergütung einigen können, galt bisher die «Vergütung gemäss den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität». Seit Januar 2026 gilt neu: Die Vergütung richtet sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung (Art. 15 Abs. 1bis EnG, Art. 12 Abs. 1 EnV). Der dafür verwendete Referenzmarktpreis wird vom BFE berechnet und entspricht einem durchschnittlichen Marktpreis, der nach der tatsächlichen (viertelstündlichen) Einspeisung der jeweiligen Technologie – hier Photovoltaik – gewichtet ist. Ergänzend legt der Bundesrat für Anlagen < 150 kW Minimalvergütungen fest; liegt der Referenzmarktpreis unter der Minimalvergütung, wird eine Differenzvergütung (Minimalvergütungsprämie) ausbezahlt. In der Herbstsession 2025 hat das Parlament eine weitere Anpassung beschlossen, deren Inkrafttreten für Januar 2027 vorgesehen ist. Neu soll sich die Vergütung nicht mehr am quartalsweisen Referenzmarktpreis, sondern am stündlichen Spotmarktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung orientieren. Dies verstärkt den Anreiz, PV-Strom bei tiefen Preisen zu speichern oder direkt zu verbrauchen, statt ihn ins Netz einzuspeisen. Gleichzeitig ist zu beachten, dass mit zunehmender Speicherverbreitung die Einspeiseprofile (und damit auch der Referenzmarktpreis) beeinflusst werden können: Wenn weniger PV-Strom gleichzeitig zur Mittagszeit ins Netz eingespeist wird, kann sich der preisdrückende Effekt der PV-Spitzen abschwächen.

Unvergütete Einspeiselimitierung bis 3 Prozent der Jahresproduktion

Seit dem 1. Januar 2026 dürfen Verteilnetzbetreiber zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in ihrem Netzgebiet die Einspeisung des Stroms am Netzanschlusspunkt begrenzen. Der dadurch verursachte Einspeisestromverlust darf dabei höchstens 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie betragen (StromVG Art. 17c; StromVV Art. 19c). In der Praxis wird dies häufig über eine fixe Leistungsbegrenzung am Anschlusspunkt umgesetzt. Als branchenweite Orientierung empfiehlt der VSE-Branchenleitfaden eine Begrenzung von 70 Prozent der installierten Modul-Nennleistung (DC-Leistung) für neu installierte Wechselrichter von PV-Anlagen unterhalb 1200 m ü. M. Die ECom stellt ausserdem klar, dass VNB von PV-Betreiber:innen nicht verlangen dürfen, dass diese die für die netzdienliche Abregelung notwendigen technischen Anpassungen auf eigene Kosten vornehmen. Das umfasst auch allfällige Nachrüstungen (z. B. Wechselrichtertausch oder Steuertechnik), sofern diese erforderlich wären, um die Abregelung umzusetzen. Im Weiteren hält die ECom fest: «Bestandesanlagen sollen nur dort abgeregelt werden, wo dadurch ein relevanter netzdienlicher Nutzen erzielt werden kann, z.B. die Entlastung eines bereits bestehenden Engpasses.»

Entscheidend ist: Die Begrenzung betrifft die Einspeisung am Anschlusspunkt – nicht eingespeister Strom kann hinter dem Anschlusspunkt weiterhin selbst verbraucht oder in einem Batteriespeicher gespeichert werden. Batteriespeicher werden damit ein zentrales Instrument, um die wirtschaftlichen Auswirkungen einer Einspeisebegrenzung zu reduzieren und PV-Erzeugung lokal nutzbar zu machen.

Vertragliche Nutzung netzdienlicher Flexibilität

Zusätzlich zur garantierten und unvergüteten Einspeiselimitierung sind auch vertragliche bzw. tarifarische Formen netzdienlicher Flexibilitätsnutzung möglich. So können Verteilnetzbetreiber zur netzdienlichen Nutzung diskriminierungsfreie Verträge abschliessen – einschliesslich einer Vergütung für die Einspeiselimitierung (Art. 17c StromVG; Art. 19a–19d StromVV). Entsprechend bieten einzelne Netzbetreiber spezifische Produkte an, die netzdienliches Verhalten fördern. Ein Beispiel ist das «Top-40»-Prinzip: Die Einspeisung wird auf 60 Prozent der installierten DC-Leistung begrenzt, im Gegenzug wird eine um 8 Pro-

zent höhere Einspeisevergütung gegenüber dem Standardtarif gewährt. Die verbleibenden Spitzen können entweder durch fixe Wechselrichtereinstellungen begrenzt oder – sinnvoller – durch intelligente lokale Steuerung genutzt werden, etwa durch das Laden des Batteriespeichers oder eines Elektrofahrzeugs. Solche Produkte sind aus Systemsicht relevant, weil sie Einspeisespitzen im Verteilnetz reduzieren und gleichzeitig einen betriebswirtschaftlichen Anreiz schaffen, Batteriespeicher und steuerbare Lasten gezielt für die Netzentlastung einzusetzen. Auf der Übersichtskarte der Berner Fachhochschule sind Netzgebiete abgebildet, die netzdienliches Verhalten durch das Top-40-Produkt fördern.

Sponsoreninserat



inesco ENERGY

Natrium-Ionen-Batterien

Solarstrom lithiumfrei speichern

- Mehr Sicherheit**
brennt nicht, explodiert nicht
- Mehr Leistung**
schnelles Laden und Entladen
- Mehr Unabhängigkeit**
insel- und notstromfähig

Jetzt profitieren.
Mit dem Promo-Code «INESCO20» erhalten Wiederverkäufer **20% Rabatt** auf ihre erste Bestellung, wenn diese vor dem 30.04.2026 bei uns eingeht. QR-Code scannen und loslegen.

inesco AG | Oberhofstrasse 1 | 4500 Solothurn | +41 44 517 51 40 | beratung@inesco.energy | www.inesco.energy

3.2 Netznutzungsentgelt Batteriespeicher

Batteriespeicher mit Endverbrauch wurden bislang beim Bezug von Strom aus dem Netz wie Endverbraucher behandelt und mussten - im Gegensatz zu Pumpspeicherwerken - dafür Netznutzungsentgelte bezahlen. Diese Benachteiligung von Batteriespeichern wird mit der revidierten Stromversorgungsverordnung (Art. 18d-i StromVV, bzw. Art. 14a Abs. 4 StromVG) teilweise behoben. Betreiber:innen von Speichern mit Endverbrauch können seit 1. Januar 2026 beim VNB eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts beantragen – jedoch nur für jene Elektrizitätsmenge, die nach Bezug aus dem Netz gespeichert und später wieder ins Netz eingespeist wird. Voraussetzung ist ein geeignetes Messsystem, das eindeutig dokumentiert, wie viel Strom aus dem Netz geladen und wieder eingespeist wurde. Dasselbe gilt für Elektroautos sowie Anlagen zur Umwandlung von Strom in andere Energieformen und wieder zurück.

Diese Regelung ist zwar zu begrüßen, da sie eine Benachteiligung von Batteriespeichern teilweise korrigiert, jedoch bleibt die Umsetzung komplex und mit zusätzlichen Kosten verbunden. Wie das VSE-Handbuch «Speicher» mit den darin beschriebenen unterschiedlichen Konstellationen zeigt, sind die erforderlichen Mess- und Abgrenzungsvorgaben in der Praxis sehr aufwändig. Die verlangten Messungen und zusätzlichen Systemanforderungen verteuern die Umsetzung und erschweren eine einfache, praxistaugliche Gleichbehandlung aller Speicher. Aus Sicht von Swissolar wären deshalb Rahmenbedingungen wünschenswert, die Speichertechnologien unabhängig von ihrer Ausgestaltung gleich behandeln und unnötige Komplexität vermeiden. Damit können Speicher auch verschiedene Einsatzmöglichkeiten erfüllen.

Auch für Pilot- und Demonstrationsanlagen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden und eine maximale Leistung von 200 MW aufweisen, kann eine Rückerstattung der Netznutzungsgebühren beantragt werden. Speicher ohne Endverbrauch sind vom Netznutzungsentgelt befreit (Art. 14a Abs. 1 Bst. b StromVG, gültig seit 1.1.2025).

3.3 Smarte LEG mit Speicher

Mit den lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) können Teilnehmende seit Januar 2026 innerhalb derselben Gemeinde und unter bestimmten Netzbedingungen selbst erzeugten Strom untereinander handeln. Für Strom, der innerhalb der LEG gehandelt wird, wird ein reduzierter Netznutzungstarif angewendet: Der Abschlag beträgt 40 Prozent, wenn alle LEG-Teilnehmende auf derselben Netzebene angeschlossen sind, bzw. 20 Prozent, wenn innerhalb der LEG die Transformation der Spannung (Mittelspannung/Niederspannung) genutzt wird (StromVV Art. 19h).


Auch Speicher dürfen eingesetzt werden, um in der LEG erzeugten Strom zwischenzuspeichern und später wieder an LEG-Teilnehmende (oder ins Netz) abzugeben. Entscheidend ist dabei die Bilanzierung des Strombezugs: Der Netznutzungsrabatt darf nur auf jene Energiemengen angewendet werden, die nachweislich lokal in der LEG erzeugt wurden. Entsprechend darf ein Speicher innerhalb einer Abrechnungsperiode maximal so viel gespeicherten Strom an die LEG-Teilnehmende verkaufen, wie vorher von den Solaranlagen in der LEG gespeichert wurde. Damit wird verhindert, dass Speicher mit Netzstrom geladen und dieser später fälschlich als lokaler LEG-Strom mit reduziertem Netznutzungstarif abgerechnet wird. Wenn ein Speicher sowohl mit Netzstrom als auch mit lokal erzeugtem LEG-Strom geladen wird und von der Netznutzungsreduktion profitieren will, ist dafür ein geeignetes Messkonzept (Zähler am Speicher) nötig, um Netzstrom (ohne LEG-Reduktion) und lokal erzeugten Strom (mit LEG-Reduktion) eindeutig unterscheiden zu können. Das Branchendokument des VSE zu LEG beschreibt im Kapitel 8 die verschiedenen erlaubten Messkonzepte von Speichern in einer LEG im Detail.

3.4 Fördermassnahmen für Batteriespeicher

In der Schweiz existieren derzeit keine nationalen Fördermassnahmen für Batteriespeicher in Wohngebäuden oder im Gewerbe. Eine Ausnahme gilt für Landwirtschaftsbetriebe: Bund und Kantone fördern landwirtschaftliche Batteriespeicher mit insgesamt bis zu 200 CHF/kWh, wobei die Speicherkapazität auf maximal 60 Prozent des täglichen Eigenbedarfs begrenzt ist. Diese Förderung läuft jedoch Ende 2026 aus. Auf kantonaler Ebene gibt es im Kanton Schaffhausen und im Kanton Thurgau seit Januar 2026 eine finanzielle Förderung für Batteriespeicher ab 10 kWh. In beiden Kantonen wird ein einmaliger Investitionsbetrag von 1000 CHF pro Anlage vergütet, der nicht über ein Viertel der Investitionskosten betragen darf. Während bei Förderungen in der Vergangenheit der Fokus auf die Optimierung des Eigenverbrauchs lag, ist diese Förderung Teil des Energieförderprogramms zur Netzstabilisierung. Auch im Kanton Neuenburg gibt es neu eine Förderung für Batteriespeicher. In mehreren Kantonen sind parlamentarische Vorstösse zur Einführung einer Förderung für Batteriespeicher hängig (z. B. im Kanton Bern oder Kanton Luzern). Auf kommunaler Ebene gibt es einzelne Gemeinden, welche die Installation von Batteriespeichern finanziell unterstützen. Diese sind jeweils auf der Webseite www.energiefranken.ch ersichtlich.

Schon gewusst?

Ende September 2024 fiel wegen Hurrikan Helene in Hot Springs (North Carolina) die Netzanbindung aus und die über 500 Bewohner:innen des kleinen Dorfes waren ohne Strom. Der Netzbetreiber Duke Energy startete daraufhin ein Solar-plus-Batterie-Microgrid im Inselbetrieb, das den Ortskern weiter mit Strom versorgte. So lief das System ab 2. Oktober 2024 fast 150 Stunden stabil weiter, bis die reguläre Netzanbindung wiederhergestellt war.

 Mehr Informationen finden Sie [hier](#)

3.5 Bewilligungspflichten bei stationären Batteriespeichern

Stationäre Batteriespeicher ausserhalb von Gebäuden gelten in der Regel als Bauten oder Anlagen und sind damit grundsätzlich baubewilligungspflichtig. Nach dem Raumplanungsgesetz (RPG Art. 22) gilt entsprechend, dass Bauten und Anlagen nur mit behördlicher Bewilligung errichtet oder geändert werden dürfen. Voraussetzung ist, dass das Vorhaben zonenkonform ist und das Land erschlossen ist.

Ausnahmen innerhalb der Bauzonen regelt das RPG nicht detailliert, sondern verweist darauf, dass diese jeweils das kantonale Recht regelt (RPG Art. 23).

Ausserhalb der Bauzonen kann eine Bewilligung nur als Ausnahme erteilt werden, nämlich dann, wenn der Zweck der Anlage einen Standort ausserhalb der Bauzonen erfordert (Standortgebundenheit, RPG Art. 24) und keine überwiegenden Interessen entgegenstehen.

3.6 Laufende politische Geschäfte

Netzbeschleunigungserlass – Revision Elektrizitätsgesetz

Der Bundesrat hat am 21. Mai 2025 die Botschaft zur Revision des Elektrizitätsgesetzes (EleG) überwiesen («Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Stromnetze»). Die Vorlage enthält u. a. eine für Verteilnetze zentrale Erleichterung: Transformatorstationen ausserhalb der Bauzone gelten unter Bedingungen als standortgebunden (neu Art. 15cbis), womit die Standortevaluation entfällt. Der Nationalrat hat das Geschäft in der Wintersession 2025 als Erstrat angenommen und dabei ergänzt, dass unter bestimmten Voraussetzungen auch Energiespeicher ausserhalb der Bauzonen standortgebunden sein sollen (neu Art. 24sexies) – das kann Projekte für netzgekoppelte (Front-of-the-meter) Speicher, z. B. bei Unterwerken/Trafostationen erleichtern. Als nächster Schritt folgt die Beratung im Ständerat.

Umfassende Energiespeicherstrategie und Aktionsplan – Motion UREK-N

Die UREK-N verlangt vom Bundesrat eine umfassende Energiespeicherstrategie inkl. Aktionsplan. Diese soll unter anderem Szenarien, Meilensteine und realistische Ausbauziele für verschiedene Kurz- und Langzeitspeicher beinhalten sowie Rahmenbedingungen und geregelte Anreize für die Unterstützung von netz- und systemdienlicher Stromspeicherung. Die Motion ist momentan noch hängig, wurde jedoch vom Nationalrat im September 2025 angenommen.

Weitere politische Geschäfte zu Batteriespeichern, ihren Technologien und Strategien (z. B. Postulat Suter, Postulat Die Mitte oder Postulat Schaffner) sind momentan im Bundeshaus in Beratung.

Sponsoreninserat

ENTDECKEN SIE
UNSEREN NEUEN
LIEFERANTEN



DIE LÖSUNG FÜR JEDES SOLARPROJEKT

Hybridwechselrichter
+ 5 - 125 kW

Speichersysteme
+ 6 - 7500 kWh
+ volle Backup-Funktion
+ bidirektionale Ladestation



www.shop.krannich-solar.com





CLEVER EINKAUFEN
BESUCHEN SIE UNSEREN WEBSHOP



4 Technologieentwicklung

Die technologische Entwicklung bei Batteriespeichern verläuft rasant. Verbesserungen bei Zellchemie und Betriebsführung erhöhen die Effizienz, senken die Kosten und erschliessen neue Anwendungsfelder.

4.1 Batterietechnologien

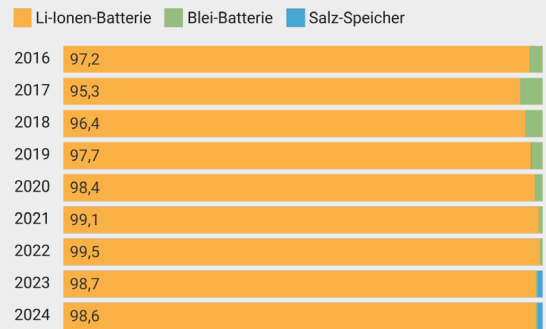
Lithium-Ionen-Systeme dominieren den stationären Schweizer Speichermarkt (siehe Abbildung 11). Blei-Batterien hatten im Jahr 2017 zwar fast 5 Prozent des Marktanteiles, waren im Jahr 2024 bei den stationären BTM-Batterien jedoch nur noch bei 0,2 Prozent Marktanteil. Salz-Speicher (Natrium-Ionen-Batterien und Natrium-Nickelchlorid-Systeme) konnten jedoch leicht zulegen, seit sie 2023 das erste Mal in der Statistik erhoben wurden und im Jahr 2024 von 1 Prozent auf 1,2 Prozent anstiegen.

Im stationären Bereich werden von den verschiedenen Lithium-Ionen-Batterien häufig Lithium-Eisenphosphat-Technologien (LFP) bevorzugt (siehe Abbildung 12). Sie gelten im Vergleich zu anderen Lithium-Ionen-Systemen als robuster, langlebiger und thermisch stabiler und kommen ohne Kobalt aus, das häufig unter problematischen Bedingungen abgebaut wird. In Elektroautos werden vor allem in der EU und den USA Nickel-Mangan-Kobalt-Batterien (NMC) verwendet, da sie eine höhere Energiedichte und damit grössere Reichweite haben. In China werden zunehmend auch in Elektroautos LFP-Batterien verwendet: Im Jahr 2024 wurden sie bereits bei über 70 Prozent der chinesischen Elektroauto-Batterien eingebaut, während es in den Elektroautos in der EU und den USA knapp 10 Prozent waren.

Vielversprechende Alternativen zu Lithium-Batterien sind Natrium-Ionen-Batterien. Natrium, das beispielsweise aus Kochsalz gewonnen wird, ist als Rohstoff breit verfügbar. Natrium-Ionen-Batterien (gemeint sind damit primär Niedertemperaturbatterien mit einem organischen Elektrolyten) nutzen einen ähnlichen Zellaufbau wie Lithium-Ionen-Systeme.

Verteilung Batterietechnologien

Marktanteile der Batterietechnologien bei stationären behinderter Batterien in der Schweiz



© Swissolar

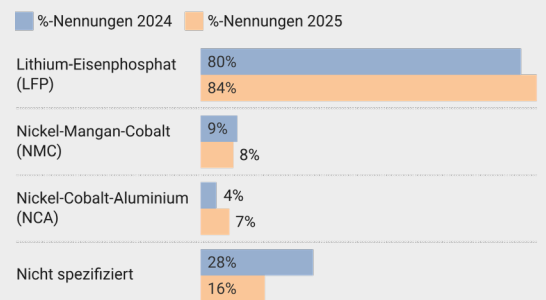
Quelle: EnergieSchweiz, BFE: Statistik Sonnenenergie. BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik.

Abbildung 11

Häufigste Lithium-Ionen Technologien

Welche Batterien-Technologie wird von euch am häufigsten bei Batteriespeichern verwendet? *Mehrfachantworten möglich*

In % teilnehmende Mitglieder



© Swissolar, Mitgliederbefragung Dez 2024 und Nov 2025 (n 2024=154, n 2025=179)

Abbildung 12

Die Technologie ist noch relativ jung, wird von Swissolar-Mitgliedern erst bei rund 2 Prozent der Batteriespeicher verwendet und ist entsprechend noch teurer als Lithium-Batterien. Mit der wachsenden Anzahl an Standardprodukten könnten Natrium-Ionen-Batterien jedoch vermehrt als stationäre Speicher dienen. Je nach Zellchemie sind zentrale Vorteile dieses Batterietypen die hohe Lebenserwartung, die Sicherheit sowie die Zyklenfestigkeit. Bei Niedertemperaturbatterien mit einem anorganischen, wässrigen Elektrolyten spricht man teils auch von Salzwasserbatterien. Sie gelten als sehr sicher, da sie nicht brennbar sind. Dafür sind sie typischerweise voluminöser, haben also eine geringere Energiedichte. In der Praxis spielen sie heute deshalb nur noch eine Nischenrolle und sind am Markt entsprechend begrenzt verfügbar.

Eine weitere Kategorie sind Hochtemperatur-Natrium-Batterien, in welchen Natrium-Metall

im geladenen Zustand in flüssiger Form vorliegt. Zu dieser Klasse gehören beispielsweise Natrium-Schwefel-Batterien und Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien (auch ZEBRA-Batterien oder Salzschnelzbatterien genannt). Diese werden nur von rund 1 Prozent der Swissolar-Mitglieder verwendet. Die Produktion von Natrium-Schwefel-Batterien in Japan wurde kürzlich eingestellt, Natrium-Nickel-Chlorid Batterien werden weiterhin im Tessin, wo sie laufend weiterentwickelt werden, und neu auch in China produziert.

Die verschiedenen Technologien weisen jeweils spezifische Stärken und Schwächen auf. Ein direkter Vergleich für einen bestimmten Anwendungsbereich erfordert daher die Berücksichtigung sowohl technischer als auch wirtschaftlicher Aspekte. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die relevanten Bewertungskriterien bei Batterietechnologien.

Sponsoreninserat

SigenStack
Die neue Generation von Gewerbespeichern

- Wartungsfrei
- Sicherheitsschutz auf Modulebene
- DC-Kopplung, weniger Geräte benötigt
- Kleinster und leichtester Hybrid-Wechselrichter
- Schnellere Installation und Inbetriebnahme

www.sigenenergy.com

SIGENERGY

SigenStor
Der KI-optimierte 5-in-1 Energiespeicher

- Modularer Aufbau
- Bidirektionales Laden
- 5-facher Schutz der Batterie
- Backup-Modus ohne Spannungsunterbrechung
- Kundenkommunikation via KI

Tabelle 1: Relevante Kriterien bei Batterietechnologien

Kriterium	Relevanz
Lebensdauer	Beeinflusst die Gesamtkosten inkl. Anschaffung, Betrieb, Wartung, Entsorgung und die Umweltbilanz. Umfasst die Alterung und die Zyklenfestigkeit.
Sicherheit	Voraussetzung für Anwendungen in Städten, Gebäuden oder kritischer Infrastruktur (z. B. unterbrechungsfreie Stromversorgung oder Heimspeicher).
Wirkungsgrad	Bestimmt Energieverluste, die durch das Laden und Entladen entstehen und dadurch auch die Betriebskosten beeinflussen.
Rohstoffe und Recycling	Entscheidend für die Nachhaltigkeit, Kreislauffähigkeit und bezüglich Lieferketten-Risiken.
Energie- und Leistungsdichte	Beeinflusst Platzbedarf, Gewicht, Systemdesign und Transportierbarkeit. Bei stationären Speichern ist dieses Kriterium weniger relevant als beispielsweise bei Elektroautos.
Reaktionszeit	Relevant für netzstützende Anwendungen wie Frequenzregelung, aber auch für die schnelle Anpassung an den Leistungsbedarf.
Temperaturstabilität	Beeinflusst die Einsatzfähigkeit unter verschiedenen klimatischen Bedingungen, den Bedarf an Zusatzsystemen (z. B. Kühlung/Heizung) und daraus resultierende Lebensdauer und Kosten.
Selbstentladung	Insbesondere relevant für die Art des Speichers bzw. dessen Anwendungsszenario (Kurz- vs. Langzeitspeicher).
Kosten und Skalierbarkeit	Massgeblich für die Wirtschaftlichkeit und letztlich entscheidend für die grosskalierte Umsetzbarkeit einer Technologie.


4.2 Häufigste Marken für Batteriespeicher

Die Umfrage unter Swissolar-Mitgliedern bestätigt auch dieses Jahr: Der Schweizer Markt für stationäre Batteriespeicher wird klar von chinesischen Herstellern geprägt (siehe Abbildung 13). BYD und Huawei liegen deutlich an der Spitze und werden 2025 von einer grossen Mehrheit der Befragten verwendet. Gleichzeitig zeigt sich insgesamt eine breitere Marktdeckung: Viele Marken werden häufiger genannt als im Vorjahr, was sowohl auf die wachsende Marktdurchdringung von Speichern als auch auf eine zunehmende Vielfalt an Systemlösungen und Lieferketten hinweist.

Neben den unveränderten Spitzenplätzen fällt besonders die Dynamik einzelner Anbieter auf: Fronius hat stark an Präsenz gewonnen und gehört 2025 zu den am häufigsten genannten Marken. Auch Sigenergy konnte dank neuer Produkte innerhalb kurzer Zeit deutlich zulegen. Dies unterstreicht die Dynamik des Marktes: Mit einem überzeugenden, gut integrierten System können neue Anbieter rasch an Relevanz gewinnen. Preise und Verfügbarkeit einzelner Marken können sich also schneller verändern. Neben neuen Produkten haben geopolitische und industriepolitische Entwicklungen grossen Einfluss auf

Schon gewusst?

Wärmespeicher ermöglichen es, Energie in Form von Wärme stundenweise bis saisonal zu speichern und sie zeitlich flexibel nutzbar zu machen. Wärmespeicher sind zentral für ein erneuerbares Energiesystem, da sie sommerliche Stromüberschüsse als Wärme in den Winter verschieben können. Die Rolle saisonaler Wärmespeicher in der Schweiz wird vom BFE thematisiert. Zudem erarbeitet das Forum Energiespeicher Schweiz (FESS) einen Energiespeicherplan 2035/2050 zur Einordnung des zukünftigen Speicherbedarfs im Schweizer Energiesystem.

 Mehr Informationen finden Sie [hier](#)

Verfügbarkeit und Verbreitung. Ein Beispiel dafür ist die schrittweise Abschaffung von Chinas Exportrabattsatz (MWST-Vergünstigungen), was zu kurzfristigen Vorzieheffekten bei Bestellungen und mittelfristig zu einem höheren Preisniveau führen kann. Gleichzeitig zielt die europäische Industriepolitik auf eine Stärkung lokaler Lieferketten ab.

Deutsche Hersteller wie Varta, E3/DC und Sonnen bleiben weiterhin wichtige Akteure, während mit weiteren europäischen Marken zusätzliche Alternativen im Markt präsent sind. Insgesamt zeigt sich damit ein Markt, der zwar weiterhin von wenigen grossen Herstellern dominiert wird, dessen Markenlandschaft jedoch breiter und dynamischer wird. Gerade vor dem Hintergrund möglicher Verschiebungen bei Preisen und Verfügbarkeit gewinnt diese Diversifizierung an Bedeutung, weil sie Abhängigkeiten reduziert und die Auswahl an kompatiblen Systemlösungen erhöht.

Sponsoreninserat



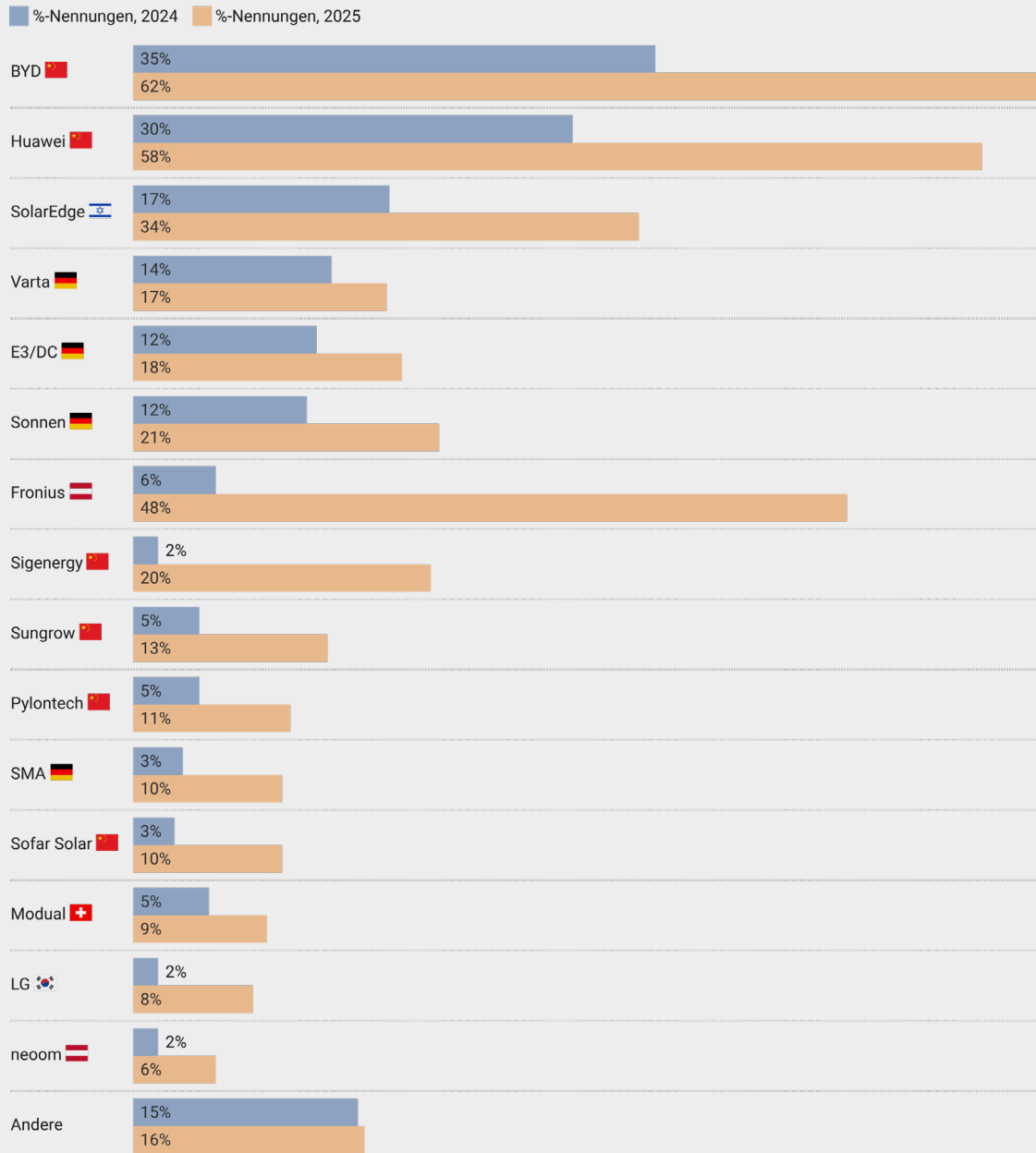
E-Auto-Akkus als Solarspeicher

- Schweizer Kompetenz, lokale & nachhaltige Ressourcen
- AC-gekoppelt
- Unter CHF 250/kWh

modual.ch

Verwendete Batterie-Energiespeichermarken in der Schweiz

Anteil der befragten Swissolar-Mitglieder (in %), die die jeweilige Marke verwenden
Mehrfachantworten möglich



© Swissolar, Mitgliederbefragung Dez 2024 und Nov 2025 (n 2024=178, n 2025=198)

Abbildung 13


4.3 Häufigste Marken für Energiemanagementsysteme

Dieses Jahr wurden zum ersten Mal auch die Marken der Energiemanagementsysteme abgefragt. Im Vergleich zu den Batteriespeichern sind hier die chinesischen Hersteller weniger dominant. So steht der Schweizer Hersteller Solar Manager an erster Stelle. 64 Prozent der Swissolar-Mitglieder haben angegeben, Produkte von Solar Manager zu verkaufen. Je rund die Hälfte verwendet Produkte des österreichischen Unternehmens Fronius und des chinesischen Herstellers Huawei (siehe Abbildung 14).

Es ist zu beachten, dass oft auch zwei Marken gemeinsam installiert werden. So kann beispielsweise ein proprietäres, produktintegriertes EMS von einem Wechselrichterhersteller verwendet werden, das den Batteriespeicher und die Photovoltaikanlage steuern kann. Um weitere Verbrauchsgeräte wie beispielsweise die Wärmepumpe oder das Elektroauto zu steuern und auf die variablen Tarife anzupassen, kann zusätzlich ein herstellerunabhängiges Energiemanagementsystem installiert werden.

Schon gewusst?

Renera veröffentlicht mit Unterstützung von EnergieSchweiz eine umfassende EMS-Marktübersicht. Die Marktübersicht bietet einen objektiven Vergleich aktueller Energiemanagementsysteme und berücksichtigt neueste Trends wie vZEV, LEG und dynamische Tarife für private Anwendungen.

 Mehr Informationen finden Sie [hier](#)

Sponsoreninserat



Danke!

SOLAR MANAGER

An alle Swissolar-Mitglieder für das Vertrauen in intelligentes, herstellerunabhängiges Energiemanagement und die Wahl auf Platz 1.

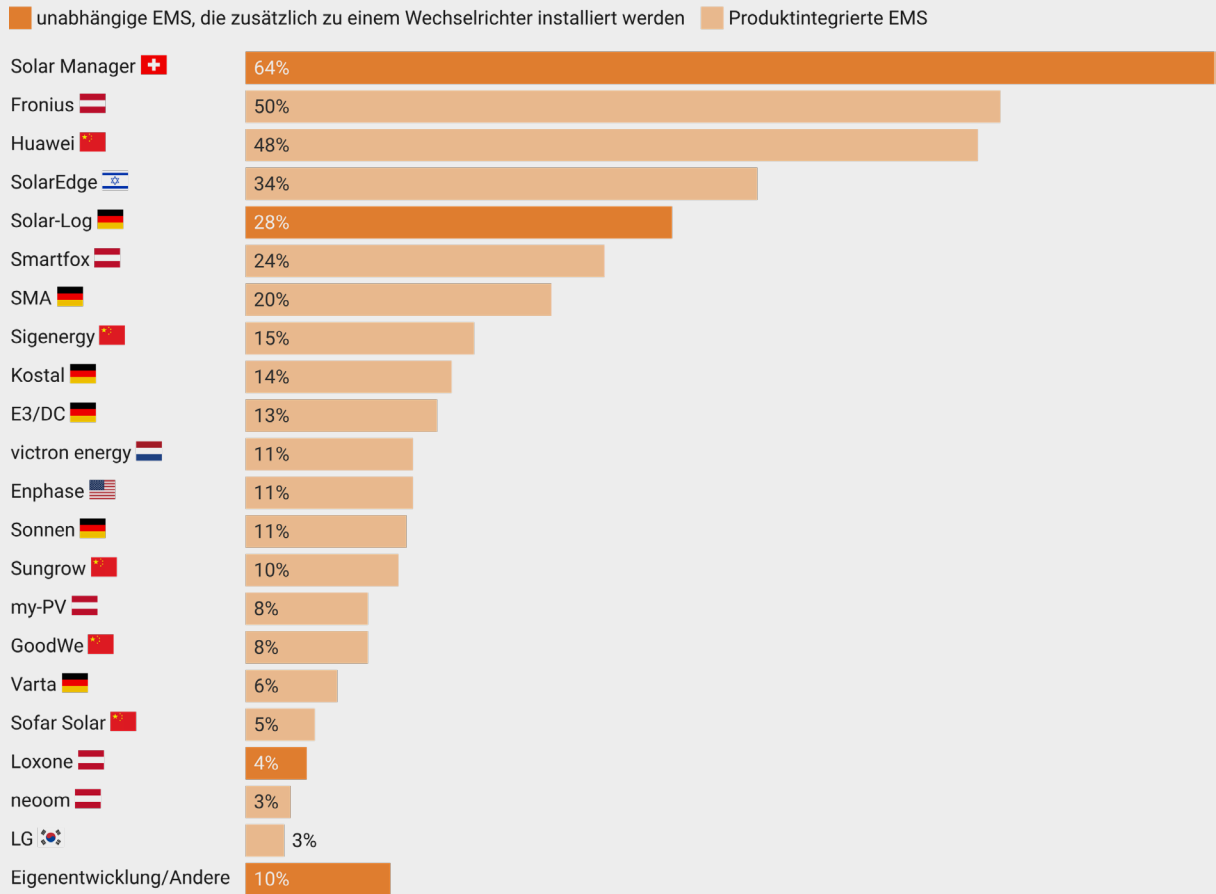
Mit dem richtigen Batteriemodus für über 100 Batterien.

www.solarmanager.ch

The advertisement includes three screenshots of the Solar Manager mobile application. The first shows a dashboard with energy flow indicators (6.8 kW, 0.5 kW, 0.0 kW) and a 'Dynamischer Tarif' section showing a price of 23.65 Rp/kWh. The second shows the 'Batterie Regelmodus' settings screen with options like 'Standard', 'Eco', 'Peak-shaving', 'Manuell', and 'Tarifoptimiert'. The third shows the 'Abbrechen Batterie Regelmodus Speichern' screen with a 'Preisignal bei 14.32 Rp/kWh' and a corresponding line graph.

Häufigste Marken für Energiemanagementsysteme

Anteil der befragten Swissolar-Mitglieder (in %), die die jeweilige Marke verwenden
Mehrfachantworten möglich



© Swissolar, Mitgliederbefragung Dezember 2025 (n=198)

Abbildung 14

4.4 Recycling und Entsorgung

Mit der zunehmenden Zahl installierter Batteriespeicher rückt auch deren Rücknahme und Verwertung stärker in den Fokus. In der Swissolar-Mitgliederbefragung haben die meisten angegeben, bislang noch wenig praktische Erfahrung mit Recycling gemacht zu haben (siehe Abbildung 15). Von denjenigen, die bereits Batterien ersetzt oder ausgebaut haben, ist rund die Hälfte unzufrieden mit dem Recyclingverfahren. Die Entsorgung erfolgte häufig über kommunale Sammel- bzw. Entsorgungsstellen. Es wird dabei bemängelt, dass Prozesse für Rücknahme, Transport und Entsorgung zu komplex oder zu teuer seien. Einzelne Betriebe geben an, gebrauchte Speicher direkt an Hersteller oder Lieferanten zurückzugeben. Eine gemeinsame Erhebung des vorgezogenen Recyclingbeitrags (vRB) für PV-Module und Batteriespeicher sowie die Nutzung der gleichen Sammelinfrastrukturen würde die Abläufe deutlich vereinfachen. Aktuell betreibt SENS eRecycling das Rücknahmesystem für PV-Module, während Inobat für das Batterierecycling zuständig ist.

4.5 Brandschutz

In Zusammenarbeit mit der Vereinigung Kantonalen Feuerversicherungen (VKF) hat Swissolar ein Stand-der-Technik-Papier zum VKF-Brandschutzmerkblatt «Solaranlagen» erarbeitet. Es konkretisiert die Schutzziele des Merkblatts mit praxistauglichen Lösungsansätzen. Im September 2025 hat die VKF zudem ein FAQ-Papier zum Brandschutzmerkblatt veröffentlicht, das insbesondere Aspekte zu Brandschutzvorschriften von Lithium-Eisenphosphat-Batterien spezifiziert. Parallel dazu läuft die Totalrevision der Brandschutzvorschriften (BSV 2026), die voraussichtlich einen zusätzlichen Teil zu Batteriespeichern beinhalten wird. Die politische Vernehmlassung startet im August 2026 und die Inkraftsetzung ist auf Herbst 2027 geplant.

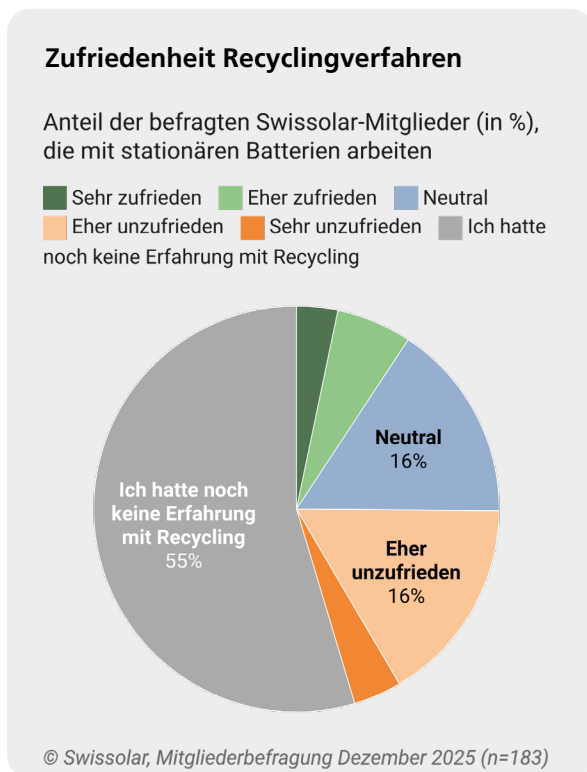


Abbildung 15

Texte

Swissolar

Mit herzlichem Dank für die inhaltliche Unterstützung an die Mitglieder der Swissolar Fachkommission Dezentrale Speicher, insbesondere Stefan Schori und Peter Dietiker

Fotos

© Elektron

Grafiken

Swissolar

Erstellt mit Datawrapper (Abb 2 ff.) und Highcharts (Abb. 1)

Konzeption und Design

Büro4, Zürich

Veröffentlichung

März 2026

Verantwortlich

Swissolar

Neugasse 6

8005 Zürich

+41 44 250 88 33

info@swissolar.ch

Für Rückfragen

Maja Schoch

Projektleiterin Markt und Politik

schoch@swissolar.ch

Social Media

LinkedIn: Swissolar

Bluesky: Swissolar

Facebook: Swissolar und Solarlehre.ch

Instagram: die.solarprofis und solarlehre.ch

TikTok: solarlehre.ch

Youtube: Swissolar und Solarlehre

