

Mitgliederinformation Januar 2026

Liebe Mitglieder der der Bürger-Energie-Genossenschaft Lemwerder eG.



Frohes neues Jahr!

Die Marschenauflage über dem Niedermoor ist zwischen 335 und 45 cm dick. Die Pfahlkonstruktion könnte sinken oder bei Sturm herausgezogen werden.



Abbildung 1: Zugversuche

Wir werden deshalb Schraubanker benötigen. Mit Zugversuchen (siehe Bild) wird die benötigte Ankergröße ermittelt.

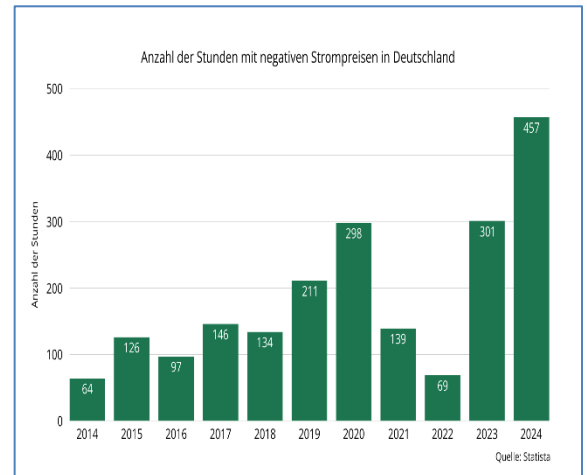


Abbildung 2: Summe neg. Strompreise von 2014 bis 2025

Wie schon so oft wird immer wieder auf die negativen Strompreis-Stunden an der Leipziger Strombörse hingewiesen. In 2025 hat sich die Zahl auf 457 Stunden erhöht.

Das Problem: während dieser Stunden wird keine EEG Vergütung gewährt.

In der Abbildung 3 wird die Zunahme der negativen Strompreise gut erkennbar dargestellt (blaue Säulen).

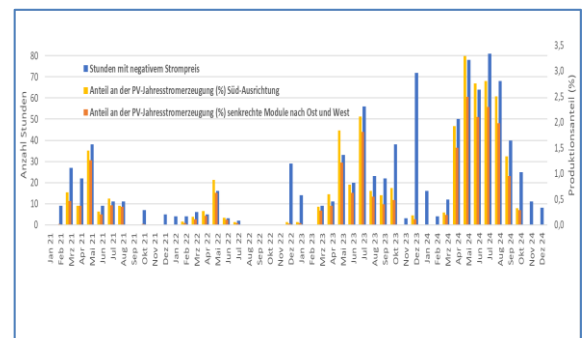


Abbildung 3: Stunden mit negativem Strompreis (blaue Säulen)

Sinnvoll natürlich, den Strom zwischen zu speichern.

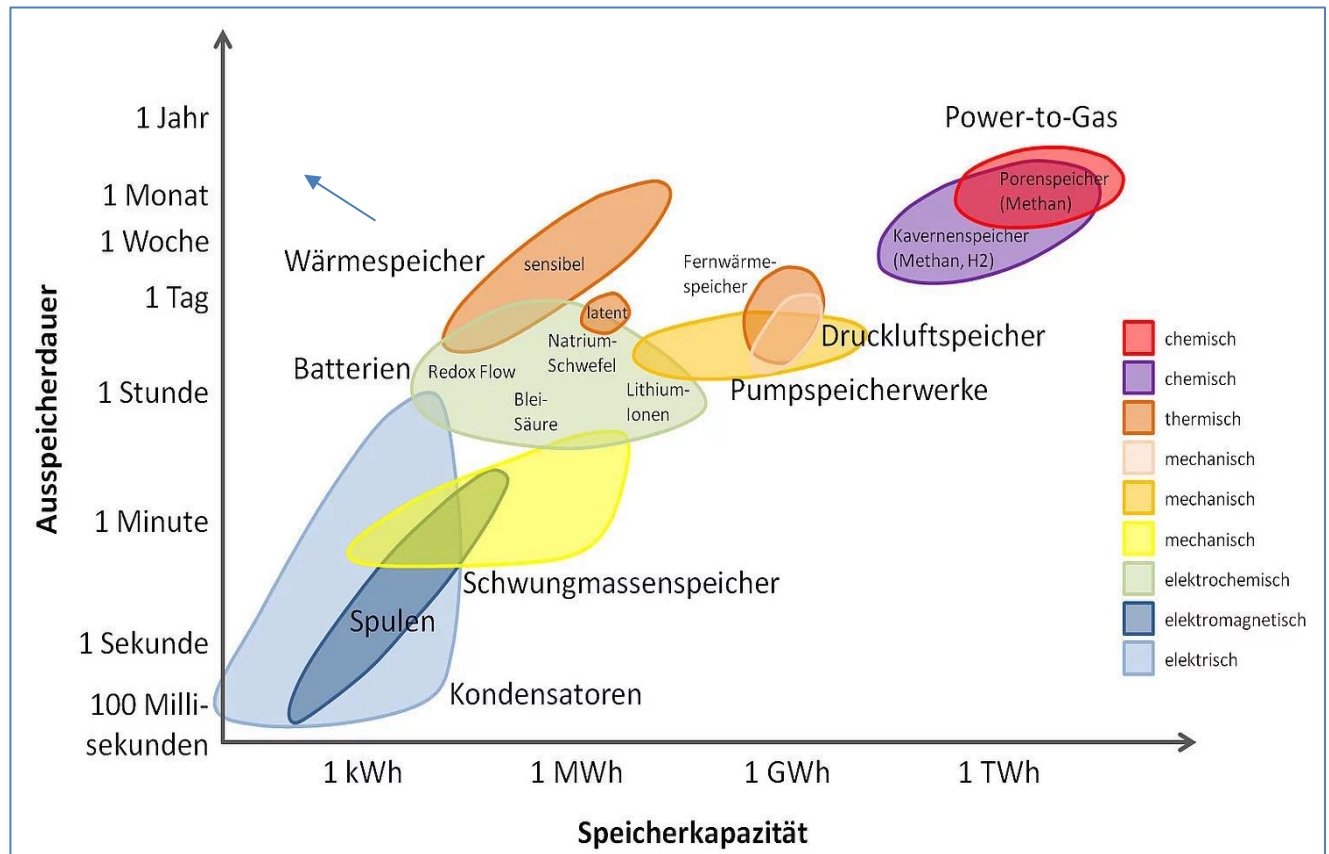


Abbildung 4: Speicherkapazität

Die Abbildung 4 zeigt anschaulich, dass es kaum Alternativen zu einem Batteriespeicher für uns gibt.

Pumpspeicherwerke erfordern größere Höhenunterschiede als wir sie in Norddeutschland haben und „Power to Gas“ ist entweder zu ineffektiv (Wirkungsgrad) oder noch nicht Stand der Technik.

Schwungmassenspeicher können zur Netzstabilisierung in Kraftwerken sinnvoll sein, für unsere PV Anlage kommen sie nicht in Frage.

Welches Batteriesystem letztlich in Frage kommt wird die Zukunft entscheiden. Weltweit wird zur Zeit an effektiveren und preisgünstigeren Batterien geforscht.

Welche Batteriekonfiguration für uns in Frage kommt, hängt von den zu erwartenden Entscheidungen der neuen Bundesregierung ab und von der schwer zu prognostizierenden Entwicklung des Energiemarktes insgesamt.

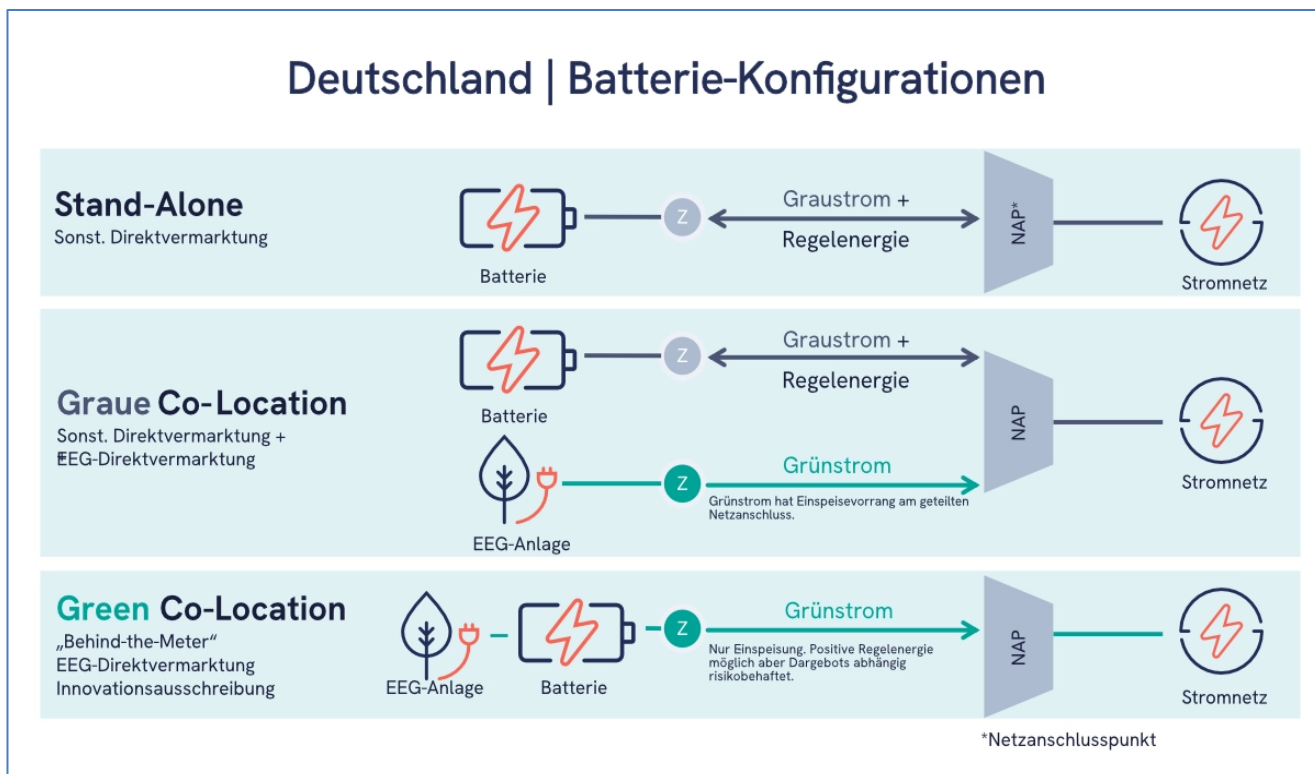


Abbildung 4: Batteriekonfigurationen

Die Stand-Alone Konfiguration erlaubt den Stromhandel mit Graustrom, z.B. den Arbitragehandel und Regelernergievermarktung mit integriertem Speicher.

Die „Graue Co-Location“ kann über einen Netzanschlusspunkt NAP, inklusive eines Speichers, sowohl Graustromhandel betreiben, als auch Grünstrom einspeisen, ohne dass der zwischengespeicherte Strom seine EEG Förderung verliert. Voraussetzung ist ein geeignetes Messkonzept, um die jeweiligen Ströme zu bilanzieren.

Je nach Ertragssituation wird entweder der PV-Strom oder der Batteriespeicherstrom eingespeist. Möglich macht das das Solarspitzengesetz. §19 3 EEG, tritt aber erst nach Festlegung durch die BNetzA in Kraft.

Die „Green Co-Location“ speist den Strom einer EEG Anlage inkl. eines Speichers den Grünstrom ein. In sonnenarmen Monaten bleibt der Batteriespeicher dann ungenutzt - wirtschaftlich nicht optimal. Stromentnahme für den Stromhandel ist nicht möglich. Allerdings kann die Batterie ermöglichen, wertvolle Marktzeitfenster zu nutzen. Also dann Abends/Nachts/Morgens einzuspeisen, wenn der Strompreis an der Börse höher ist als die garantierte EEG Einspeisevergütung.

Die Kombination von Photovoltaik und Batteriespeicher wird unumgänglich werden.

Hier ein interessanter Artikel zu diesem Themen:

Co-Location von Photovoltaik-Anlagen und Speichern: So hängt die Wirtschaftlichkeit von der Batteriegröße ab

Aus unserem Magazin: Das im Februar verabschiedete Solarspitzenengesetz erleichtert die so genannte Netzüberbauung. Damit können sich Batterien und Photovoltaikanlagen einen Netzanschluss teilen. Eine Simulation zeigt, wie sich Speichergröße und Photovoltaikleistung auf die Rendite auswirken. Außerdem gibt es noch einen weiteren sehr relevanten Aspekt der Gesetzesänderung.

Nehmen wir einmal an, in Niederdorla, in der Mitte Deutschlands, würde man ein Photovoltaikkraftwerk errichten. Die Anlage hat zwölf Megawatt auf der DC-Seite, zehn Megawatt auf der AC-Seite und einen ebenso großen Netzanschluss. In der heutigen Zeit ist es für Projektentwickler interessant, zusätzlich eine Batterie zu installieren.

Schon bisher war das möglich, wenn der Netzbetreiber zustimmt, dass damit die Summe der Anschlussleistungen die Netzanschlussleistung übersteigt. Voraussetzung ist natürlich, dass man Photovoltaikanlage und Speicher so regelt, dass die Netzanschlussleistung in keinem Moment überschritten wird.

So weit, so gut. Man war bisher darauf angewiesen, dass der Netzbetreiber einverstanden ist. Das ist immer noch so, aber mit der Verabschiedung des Solarspitzenengesetzes wird es vielleicht einfacher. „Nach dem neuen Paragraph 8a EEG ist es nun grundsätzlich erlaubt, einen Netzanschluss zu überbauen“, sagt Bastian Hechenrieder, CPO des Flexibilitätsvermarkters Entrix. Netzbetreiber werden außerdem verpflichtet, gezielt die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten zu prüfen, falls Kapazitäten am nächstgelegenen Anschlusspunkt fehlen.

Photovoltaikanlage und Speicher dürfen bei der Überbauung des Netzanschlusses die Anschlussleistung in keinem Moment überschreiten.

Foto: Entrix

Das ist zwar nur eine Kann-Bestimmung, doch nach Einschätzung von Entrix haben Netzbetreiber nunmehr rechtliche Sicherheit, dass Überbauung möglich und vom Gesetzgeber gewollt ist. Außerdem seien sie verpflichtet, diese Möglichkeiten mit den Anschlussnehmern abzustimmen. „Der Gesetzgeber zeigt eine klare Richtung auf, in welche

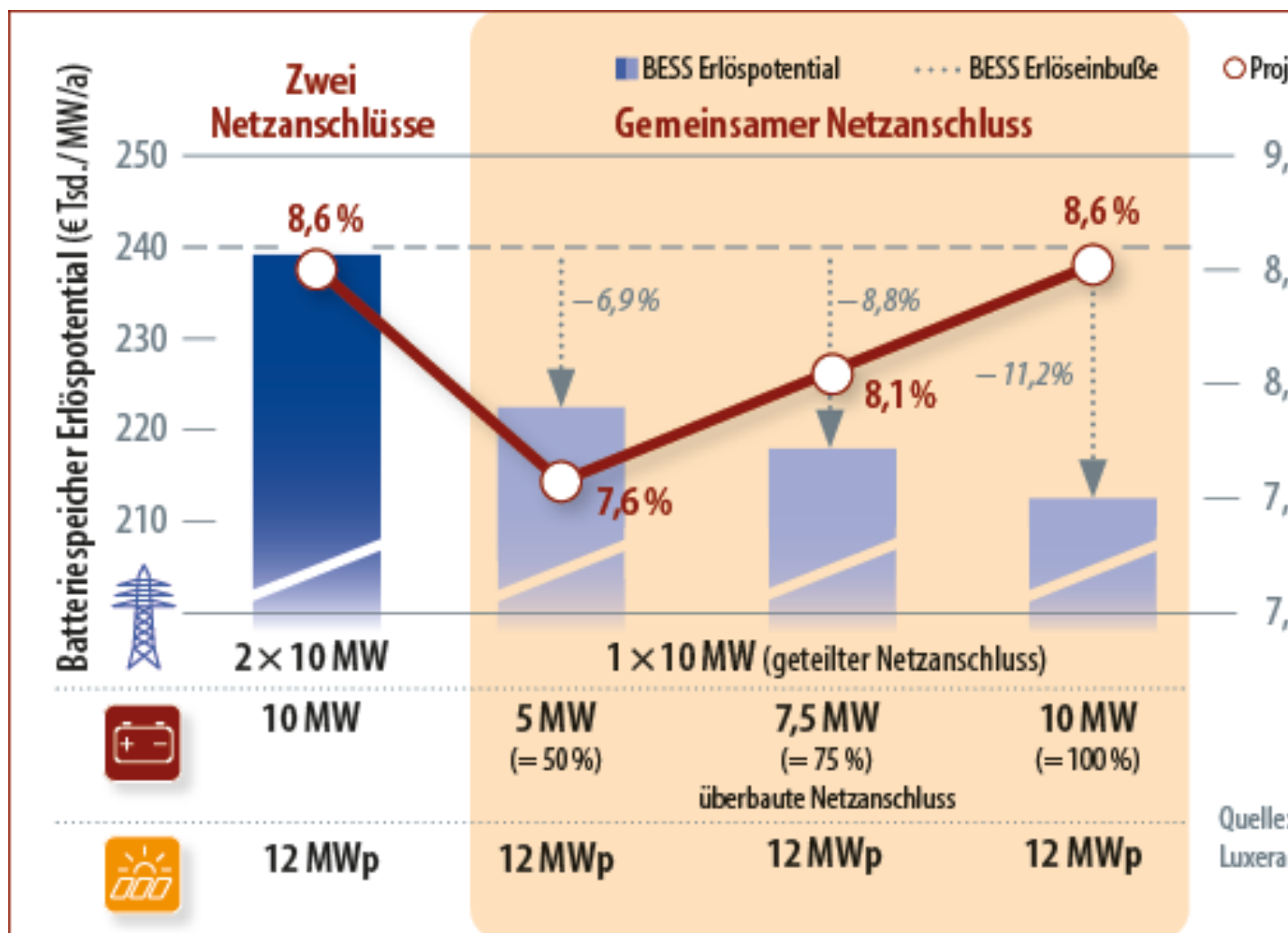
sich die rechtliche Situation in Zukunft verändern wird“, sagt Hechenrieder. Ein Wermutstropfen bleibt jedoch: Das gilt nur für die Einspeiseleistung, die ja bereits für die Photovoltaikanlage am Standort bewilligt ist. Die Bezugsleistung, die man für eine optimale Vermarktung des Speichers benötigt, muss man wie sonst auch beantragen und vermutlich mit einem Baukostenzuschuss bezahlen.

Fallbeispiel Überbauung

Nehmen wir einmal an, in Niederdorla hätte beides geklappt. Dann stellt sich immer noch die Frage, wie sehr man den Netzanschluss überbaut. Im Vergleich zu einem Stand-alone-Speicher sind die Einnahmen durch die Vermarktung natürlich immer kleiner, wenn er sich den Netzanschluss mit einer Photovoltaikanlage teilt und diese der „Master“ ist, also immer Vorrang hat. Entrix hat mit einer Erlössimulation basierend auf Echtzeitdaten aus 2024 seinen Multi-Markt-Algorithmus ausgerechnet, wie stark die Erlöse zurückgehen für die Fälle, dass man sich für eine Überbauung von 50, 75 oder 100 Prozent entscheidet. 50 Prozent bedeuten, dass die Summe der Anschlussleistung von Batteriespeicher und Photovoltaikanlage die Leistung des Netzanschlusses um die Hälfte übersteigt.

Erwirtschaftete der gedachte Stand-alone-Speicher pro Megawatt im Jahr 2024 rund 240.000 Euro, fällt dieser Wert beim 5-Megawatt-Speicher auf rund 225.000 Euro und bei einem 10-Megawatt-Speicher auf 215.000 Euro.

Diese Erlöse muss man ins Verhältnis setzen zu den gesamten Investitions- und Betriebskosten, also Capex und Opex. Der Projektentwickler und Batteriespeicherbetreiber Luxera Energy, ein Kooperationspartner von Entrix, hat die Gesamrentabilität seines Projekts in Thüringen berechnet. Bei einer 50-prozentigen Überbauung – also mit einem 5-Megawatt-Speicher – fällt die Rendite (interner Zinsfuß) des Gesamtprojekts Photovoltaikanlage und Speicher von 8,6 Prozent bei 2 getrennten Anlagen mit jeweils eigenem Netzanschluss auf 7,6 Prozent bei geteiltem Netzanschluss (siehe Grafik 1).



Grafik 1: Wenn Speicher und Photovoltaikanlage am gleichen Standort stehen, gibt es bezüglich des Netzanschlusses verschiedene Situationen. Der linke Balken zeigt die spezifischen Speichererlöse pro Megawatt im Stand-alone-Betrieb mit eigenem Netzanschluss. Die drei rechten Balken beziehen sich auf Co-Location-Varianten, bei denen sich Speicher und Photovoltaikanlage einen Netzanschluss teilen. Die Prozentzahlen geben an, wie stark er überbaut ist, also wie sehr die gesamte Anschlussleistung die Netzanschlussleistung übersteigt. Bezüglich der Rendite werden Speicher und Photovoltaikanlage zusammen betrachtet. Steigt der Überbauungsgrad, sinken zwar die Speichererlöse durch begrenzten Netzzugang, gleichzeitig steigt jedoch die kombinierte Gesamtrendite des Projekts (IRR, Skala rechts) durch geteilte Infrastrukturkosten. Grundlage ist eine Beispielrechnung mit einem 2-Stunden-Speicher und Marktdaten aus 2024.

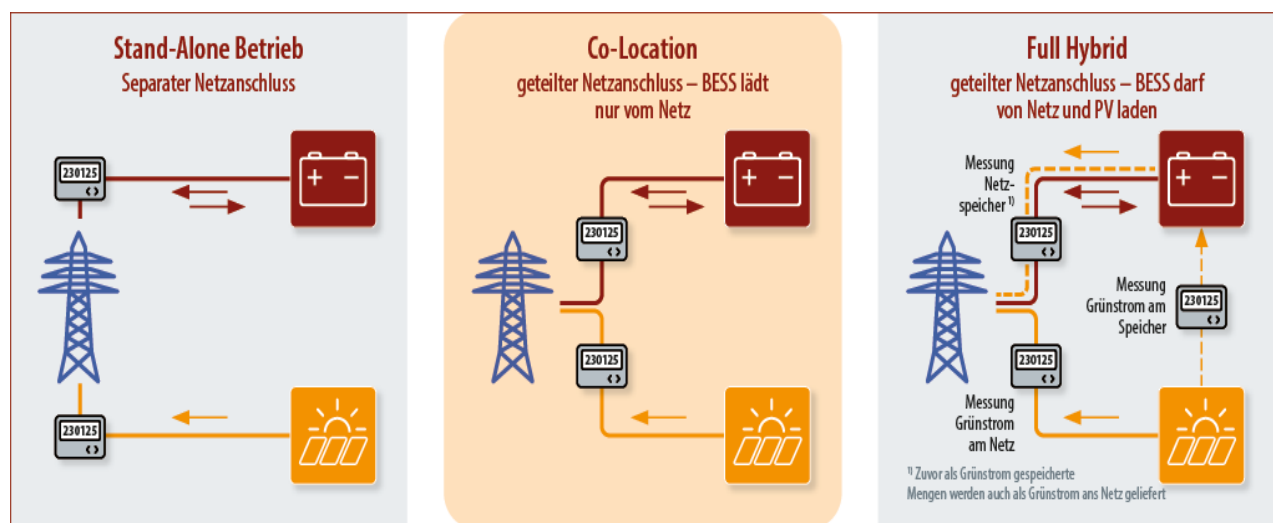
Grafik: pv magazine/Harald Schütt

Das vielleicht überraschende Ergebnis: Bei einem 10-Megawatt-Speicher sinken die Erlöse des Speichers zwar weiter, die Rendite steigt jedoch wieder auf 8,6 Prozent – und erreicht damit das Niveau der Stand-alone-Konfiguration. Die Erlöseinbußen auf Speicherseite bei

einer 100-prozentigen Überbauung werden durch Skaleneffekte ausgeglichen: Mit wachsender Speichergröße sinken die spezifischen Investitionskosten, da viele Systemkomponenten wie Übergabestation und Schutztechnik weitgehend fix sind – unabhängig von der Leistung. Gleichzeitig lassen sich Betriebskosten auf das Gesamtsystem verteilen, wodurch die spezifischen Kosten pro Megawatt sinken, je größer der Speicher ist. Es lohnt sich also, in Co-Location-Projekten eher größere als kleinere Speicher zu installieren. „Co-Location eine Win-Win-Win-Situation für Photovoltaikbetreiber, für BESS-Betreiber und für das Stromnetz“, sagt Martin Körner, CEO von Luxera Energy.

Voll-Hybride erst jetzt möglich

Das Solarspitzengesetz bringt noch eine andere relevante Änderung und damit mehr Klarheit mit sich. Bisher konnten Speicher bereits an gemeinsamen Netzanschlüssen betrieben werden, wenn sie und die Photovoltaikanlage getrennte Zähler hatten. Bei einem gemeinsamen Netzanschluss verlor der Solarstrom seine Grünstrom-Eigenschaft und die Marktprämie, wenn der Speicher auch Netzstrom bezogen hat.



Grafik 2: Schematische Darstellung, wie sich Photovoltaik und Batteriespeicher ergänzen lassen. Bei Full-Hybriden bleibt die Grünstromeigenschaft des Solarstroms erhalten, indem die Zähler die Menge richtig bilanzieren. Die Bundesnetzagentur muss die Messkonzeptanforderungen noch spezifizieren. Die rechte Seite in Grafik 1 entspricht der hier in der Mitte dargestellten Co-Location.

Grafik: pv magazine/Harald Schütt

Mit der Gesetzesänderung können Photovoltaikanlage und Speicher nun als Voll-Hybride an einem gemeinsamen Netzanschluss angeschlossen werden, ohne dass der zwischengespeicherte Solarstrom seine Förderfähigkeit verliert, egal ob der Speicher Netzstrom bezieht oder nicht. Es muss nur mit einem geeigneten Messkonzept richtig bilanziert werden. „Die Abgrenzungsoption in der neuen Regulatorik des Solarstromeigentums erfordert noch eine Klärung des Messkonzeptes, auch dass die Grünstromeigenschaft nicht verloren gehen“, sagt Hechenrieder. Anlagen mit DC-seitig angekoppeltem Speicher sind meistens Voll-Hybride. Diese haben jetzt also mehr Möglichkeiten. Luxera Energy setzt trotzdem auf AC-gekoppelte Speicher, weil diese einfacher nachgerüstet werden können.

Der Artikel stammt aus der pv magazine Magazinausgabe Mai 2025. [Hier können Sie das Inhaltsverzeichnis lesen](#)

Quelle: pv magazine

Voll-Hybride erlauben auch den Abschluss von so genannten hybriden Stromlieferverträgen, oder auch Shaped PPA, zum Beispiel mit Industriebetrieben. Hier verändert man das Einspeiseprofil mit dem Speicher entsprechend der Abmachung in den Verträgen. Ein Shaped PPA schafft auf Photovoltaikseite einen höheren Preis und eine höhere Sicherheit, so Steffen Schülzchen, Gründer und CEO von

EntriX. „Allerdings verringere ich meine Flexibilität des marktbasierenden Handels beim Speicher, so dass ein Hybrider PPA zu geringeren Gesamterlösen führen kann als die Gesamterlöse von Photovoltaik und Speicher im Fall von getrennter Vermarktung.“ Er sieht darin trotzdem für eine spannende Option, bei der sich „interessante“ Preise einstellen können.