

ARTZ ENERGIE SERVICE

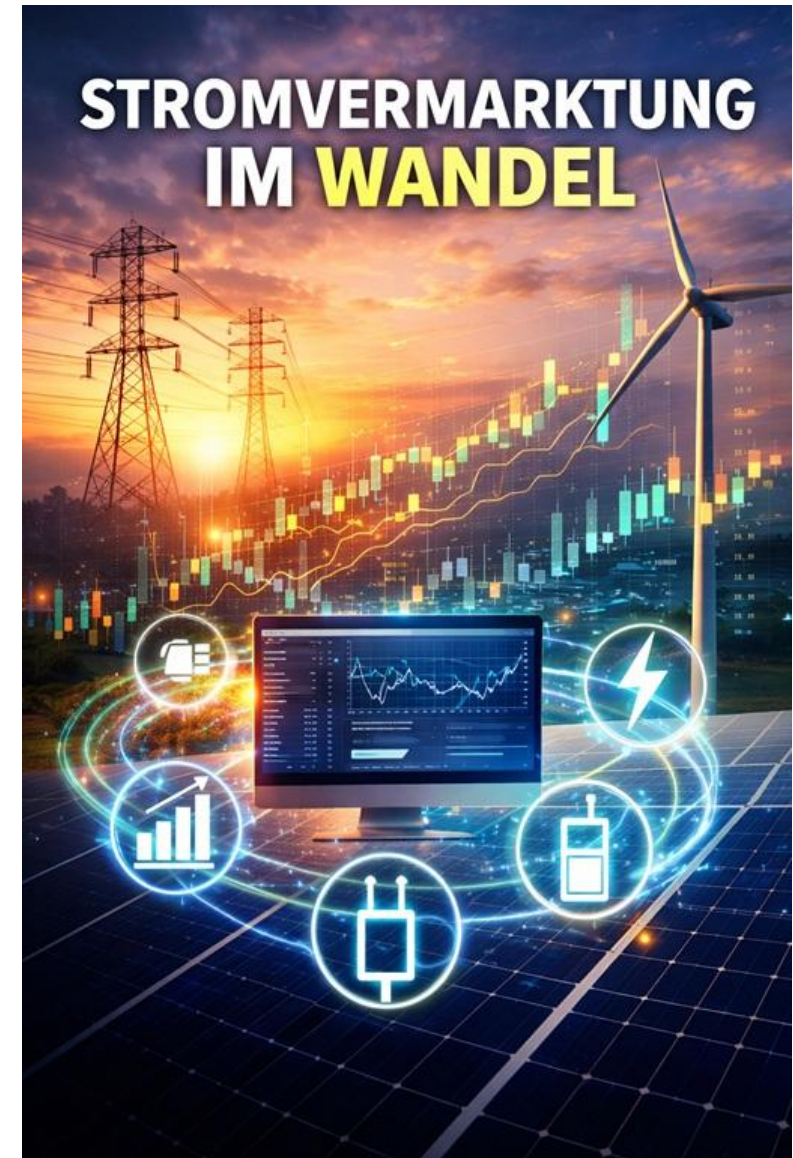
Ihr Partner für ein ganzheitliches Energiekonzept.

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 03 | Mai 2026

Key Topic: Stromvermarktung im Wandel



Quelle: KI-generiertes Bild,
erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

ARTZ ENERGIE SERVICE

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 03 | Mai 2026

In dieser Ausgabe

- Editorial
- Leitartikel: Stromvermarktung im Wandel
- Interview mit **Andrea Benckendorff** (EXAA)
- Interview mit **Fabio Hirsch** und **Philip Hahn** (CyberGrid)
- PV-Direktvermarktung – Wenn die Sonne nicht mehr zahlt
- Interview mit **Bernd Lippacher** (Ökosolar)
- Interview mit **Thomas Rosenzopf** (enervis)
- Interview mit **Manfred Lobenwein** (Lobenwein Softwareentwicklung)

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 03 | Mai 2026

Editorial

Energie ist einer der zentralen Wettbewerbsfaktoren unserer Zeit.

ENERGIE im FOKUS richtet sich an Entscheider in energieintensiven Unternehmen, Projektentwickler, Betreiber, Investoren und Fachleute der Energiebranche, die fundierte Informationen jenseits von Schlagzeilen suchen.



Stromvermarktung im Wandel (1/2)

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

Der Energiemarkt ist in Bewegung – und diesmal geht es nicht nur um neue Technologien oder regulatorische Anpassungen. Es geht um ein grundlegendes Verständnis davon, wie Wert im Stromsystem entsteht.

In den letzten Ausgaben haben wir uns intensiv mit Flexibilität, Systemintegration und den strukturellen Treibern der Energiewende beschäftigt. Was sich dabei immer klarer zeigt: Die Grenzen zwischen Technik, Markt und Strategie verschwimmen zunehmend.

Mit dieser dritten Ausgabe richten wir den Fokus bewusst auf die Stromvermarktung.

Warum? Weil sie der Ort ist, an dem all diese Entwicklungen zusammenlaufen.

Die Zeiten, in denen Stromvermarktung vor allem aus Langfrist-Prognose, Einkauf von Base- und Peak-Produkten und nach-

gelagerter Optimierung bestand, sind vorbei.

Heute erleben wir einen Markt, der:

- deutlich volatiler ist
- kurzfristiger reagiert
- stärker von dezentralen Entscheidungen geprägt wird

Preise sind nicht mehr nur ein Ergebnis von Angebot und Nachfrage – sie sind ein Echtzeit-Abbild eines hochkomplexen Systems samt spekulativem Charakter. Und genau hier beginnt die eigentliche Herausforderung: Wie geht man mit dieser neuen Realität um?

Die Antworten, die wir in dieser Ausgabe sehen, sind eindeutig – aber nicht trivial.

Flexibilität entwickelt sich zur zentralen Währung im Energiesystem.

Stromvermarktung im Wandel (2/2)

Daten werden zur Grundlage jeder Vermarktungsentscheidung. Und Geschwindigkeit entscheidet zunehmend über wirtschaftlichen Erfolg.

Was früher Handelsstrategie war, wird heute zur kontinuierlichen Optimierung über mehrere Märkte hinweg. Diese Entwicklung verändert nicht nur die Werkzeuge, die wir nutzen – sie verändert die Rolle der Marktteilnehmer selbst. Mit der neuen Komplexität entstehen enorme Chancen – aber auch neue Risiken.

Erlösmodelle verschieben sich.
Bewährte Strategien verlieren an Wirkung.
Neue Marktlogiken sind noch nicht vollständig ausgebildet.

Das bedeutet:
Orientierung wird wichtiger denn je.
Genau hier sehen wir unsere Rolle mit ENERGIE im FOKUS.

Auch in dieser Ausgabe haben wir wieder mit ausgewählten Marktakteuren gesprochen, die den Wandel nicht nur beobachten, sondern aktiv mitgestalten.

Was ihre Perspektiven besonders wertvoll macht: Sie zeigen nicht nur, was sich verändert – sondern warum. Und genau dieses Verständnis ist entscheidend, um die richtigen Entscheidungen zu treffen. Mit dieser Ausgabe möchten wir nicht nur informieren, sondern einordnen.

Wir wollen Zusammenhänge sichtbar machen, Entwicklungen greifbar machen und Denkanstöße geben – für alle, die sich im Energiemarkt bewegen und ihn aktiv mitgestalten. Denn eines ist klar: Die Stromvermarktung wird in den kommenden Jahren nicht einfacher.

Aber sie wird entscheidend dafür sein, wie effizient, stabil und wirtschaftlich unser zukünftiges Energiesystem funktioniert.

Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre.

Stromvermarktung im Wandel (1/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Der Strommarkt war nie statisch. Doch was wir aktuell erleben, ist mehr als eine klassische Marktanpassung – es ist ein struktureller Umbau der gesamten Vermarktungslogik.

Während frühere Veränderungen vor allem institutionelle oder regulatorische Rahmenbedingungen betrafen, verschiebt sich heute das Fundament selbst: weg von planbarer, zentraler Erzeugung – hin zu einem System, das von Volatilität, Dezentralität und aktiver Teilnahme geprägt ist.

Die Stromvermarktung steht damit im Zentrum dieser Transformation.



Quelle: KI-generiertes Bild, erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

Stromvermarktung im Wandel (2/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Vom Preis zum Signal: Was sich wirklich verändert

Traditionell war Stromvermarktung vergleichsweise klar strukturiert:

Erzeugung wurde prognostiziert, Mengen wurden hauptsächlich langfristig vermarktet und zum Teil am Day-Ahead-Markt platziert, Abweichungen im Intraday oder über Ausgleichsenergie bereinigt.

Dieses Modell funktioniert – aber es verliert an Aussagekraft.

Mit dem massiven Ausbau von PV und Wind entstehen immer häufiger Situationen, in denen Preise nicht mehr nur Knappheit widerspiegeln, sondern kurzfristige Systemzustände:

- starke Preisschwankungen innerhalb weniger Stunden
- negative Preise bei PV-Überschuss
- extreme Preisspitzen in „Dunkelflauten“

Diese Entwicklung ist kein temporäres Phänomen, sondern strukturell.

Stromvermarktung bedeutet damit zunehmend nicht mehr nur Preisfindung, sondern Signalverarbeitung.

Stromvermarktung im Wandel (3/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Granularität als Gamechanger: Die 15-Minuten-Logik

Ein zentraler Hebel dieser neuen Realität ist die steigende zeitliche Auflösung der Märkte.

Mit der breiten Ausrollung der 15-Minuten-Produkte im Day-Ahead-Markt wird die Preisbildung näher an die physikalische Realität herangeführt.

Was zunächst wie eine technische Anpassung wirkt, hat tiefgreifende Konsequenzen:

- Preisprofile werden „zackiger“ und weniger glatt
- kurzfristige Ungleichgewichte werden sichtbar
- Marktteilnehmer müssen schneller reagieren

Die bekannten „Sägezahnmuster“ sind dabei kein Fehler im System – sie sind Ausdruck eines Systems, das beginnt, seine eigene Volatilität korrekt abzubilden.

Für die Vermarktung bedeutet das:

Standardisierte Fahrpläne verlieren an Bedeutung – dynamische Optimierung gewinnt.

Stromvermarktung im Wandel (4/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Flexibilität wird zur Währung

Parallel zur steigenden Volatilität verändert sich ein zweiter zentraler Aspekt: der Wert von Flexibilität.

Was früher ein optionales Asset war, wird heute zum zentralen Baustein der Stromvermarktung:

- Batteriespeicher
- steuerbare Lasten
- Power-to-Heat
- aggregierte Kleinanlagen

Diese Flexibilitäten ermöglichen es, auf Preissignale zu reagieren – und genau darin liegt ihr Wert.

Der entscheidende Schritt: Flexibilität wird nicht mehr in einem Markt optimiert, sondern marktübergreifend.

Multi-Market-Ansätze bewerten kontinuierlich, wo der höchste Wert entsteht – sei es im Day-Ahead, Intraday oder in der Regelenergie.

Damit verschiebt sich die Logik der Stromvermarktung fundamental:

Nicht mehr die Erzeugung bestimmt die Strategie – sondern die Optimierung über Märkte hinweg.

Stromvermarktung im Wandel (5/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Vom Handel zur Echtzeit-Optimierung

Diese Entwicklung führt zu einer klaren Konsequenz:
Stromvermarktung wird technologischer.

Erfolgreiche Vermarktung basiert zunehmend auf:

- Echtzeitdaten (Anlagenzustand, Preise, Netzsignale)
- Prognosequalität
- algorithmischer Entscheidungslogik

Die Geschwindigkeit der Entscheidung wird dabei fast ebenso wichtig wie die Entscheidung selbst.
Was früher Handelsstrategie war, ist heute ein datengetriebener Optimierungsprozess

Stromvermarktung im Wandel (6/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Neue Erlöslogiken – und neue Risiken

Mit der zunehmenden Integration von Flexibilität entstehen „neue“ Erlösquellen:

- Intraday-Arbitrage
- Regelenergie
- Revenue Stacking über mehrere Märkte

Gleichzeitig verändern sich diese Erlöse dynamisch. Bereits heute ist eine Verschiebung von Intraday- in Day-Ahead-Erlöse zu beobachten – unter anderem durch die höhere Granularität.

Langfristig wird entscheidend sein:

- wie schnell Flexibilität ausgebaut wird
- wie stark sich Marktteilnehmer systemdienlich verhalten
- wie sich Angebot und Nachfrage ausbalancieren

Denn eines ist klar: Wenn viele Akteure dieselbe Strategie verfolgen, sinkt ihr individueller Wert.

Stromvermarktung im Wandel (7/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Die unterschätzte Dimension: Systemintegration

Ein oft unterschätzter Aspekt der Stromvermarktung ist die physikalische Realität dahinter.

Ohne Netzausbau und klare regulatorische Rahmenbedingungen bleibt selbst die beste Vermarktungsstrategie limitiert.

Gleichzeitig entstehen neue Schnittstellen:

- zwischen Markt und Netz
- zwischen zentralen und dezentralen Akteuren
- zwischen Großhandel und Endkunden
- und das Ganze sektorenübergreifend

Die aktive Teilnahme von Verbrauchern – etwa über dynamische Tarife – könnte die Marktstruktur zusätzlich verändern.

Damit wird Stromvermarktung zunehmend zu einem integrierten Systemthema.

Stromvermarktung im Wandel (8/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Was bleibt – und was sich grundlegend ändert

Trotz aller Transformation bleibt ein Element erstaunlich stabil: die Merit Order.

Auch wenn sie immer wieder in Frage gestellt wird, liefert sie weiterhin einen transparenten und effizienten Preisbildungsmechanismus. Was sich jedoch verändert, ist die Interpretation dieses Preises.

Der Strompreis ist heute weniger ein statischer Marktwert – und mehr ein dynamisches Abbild eines komplexen Systems.

Stromvermarktung im Wandel (9/9)

Zwischen Volatilität, Flexibilität und neuer Marktlogik

Fazit: Stromvermarktung wird zum Navigationssystem

Die Stromvermarktung der Zukunft ist kein linearer Prozess mehr. Sie ist:

- kurzfristiger
- datengetriebener
- technologieintensiver
- systemisch vernetzter

Und vor allem:

Sie wird zum Navigationssystem eines Energiesystems, das sich permanent im Gleichgewicht halten muss.

Wer in diesem Umfeld erfolgreich sein will, braucht mehr als Marktverständnis.

Er braucht die Fähigkeit, Unsicherheit zu managen, Flexibilität zu orchestrieren und Entscheidungen in Echtzeit zu treffen.

Denn genau dort entsteht künftig der Wert

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel

15-Minuten-Produkte, Merit Order und Energiewende – wie eine Strombörse den Markt von innen erlebt.



„In dynamischen Märkten ist Transparenz kein Luxus, sondern Voraussetzung.“

Andrea Benckendorff, CEO
EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (Österreichische Energiebörse)

- **2024-heute:** CEO
EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
- **2013-2024:** Aufsichtsrätin
EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
- **2002-2023:** Juristin inkl. Rechtliche Unterstützung bei der Firmengründung,
APCS, AGCS & CISMO
- **2000:** Abschluss Magistra der Rechtswissenschaften
Universität Wien

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel ^(1/6)

Sehr geehrte Frau Beckendorff, vielen Dank, dass Sie sich Zeit für dieses Gespräch nehmen. Die letzten Jahre waren für den Strommarkt eine Phase tiefgreifender Veränderungen – kaum ein Marktsegment war davon so unmittelbar betroffen wie der Börsenhandel. Mit der Einführung von 15-Minuten-Produkten im Day-Ahead-Markt, zunehmender Volatilität, neuen Akteuren und wachsenden Flexibilitäten hat sich die Marktlogik spürbar weiterentwickelt.

Die EXAA spielt in diesem Umfeld eine besondere Rolle: als transparente, verlässliche Preisreferenz und als Marktplatz, an dem sich strukturelle Veränderungen oft früher zeigen als anderswo. Umso spannender ist Ihre Perspektive auf das, was wir gerade erleben – und auf das, was noch vor uns liegt.

Wir befinden uns klar in einer Phase des Umbruchs im Energiemarkt.

Welche Veränderungen empfinden Sie aktuell als die tiefgreifendsten – und was unterscheidet diese Transformationsphase von früheren Marktanpassungen?

Im Vergleich zum letzten großen Umbruch in der Energiewelt, 2001, dem Beginn der Liberalisierung, wo es um das Aufbrechen der vorhandenen Energiestrukturen gegangen ist, ist der jetzige aus meiner Sicht insofern tiefgreifender weil jetzt die Grundlage der Energiemärkte ans sich – weg von den fossilen und hin zu klimaneutralen Energiequellen, ausgetauscht werden soll. Dieser Prozess wurde zwar schon vor ein paar Jahren gestartet mit dem „Clean Energy for all Europeans Paket“, jetzt geht es aber wirklich darum heruntergebrochen bis zur einzelnen Verbraucherin diese Idee in realiter umzusetzen. Spätestens mit dem neuen EIWG hat das jedermann mit der Diskussion über die Einführung der

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel (2/6)

Netzentgelte für alle Einspeiser gemerkt. Und genau dieses Element, nämlich die aktive Partizipation aller Bürgerinnen und Bürger, ist für mich die Herausforderung an der Transformation. Da wird noch Etliches an Aufklärungsarbeit und Informationsaustausch stattfinden müssen.

Die Umstellung des Day-Ahead-Preises von 1-Stunden- auf 15-Minuten-Produkte als Basis war ein bedeutender Schritt.

Welche konkreten Auswirkungen sehen Sie dadurch auf Preisbildung, Liquidität und das Verhalten der Marktteilnehmer?

Die Möglichkeit 15 Minuten Produkte zu handeln, bietet EXAA ihren Handelsteilnehmern bereits seit dem Jahr 2014 an. Auch der Intradaymarkt und die Ausgleichsenergieabwicklung in Österreich basieren seit jeher auf Viertelstundenabrechnung, insofern ist das für uns kein Novum. Die Einführung in der europäischen Marktkopplung im September letzten Jahres beruht auf der Harmonisierungsvorgabe europäischer Rechtgrundlagen mit dem Ziele durch kürzere Intervalle besser auf Schwankungen reagieren zu können.

Viele Marktteilnehmer beobachten ausgeprägte „Sägezahnmuster“ in den 15-Minuten-Preisen, die man bislang eher aus dem Intraday-Handel kannte.

Wie erklären Sie sich dieses Phänomen – und ist das aus Ihrer Sicht ein Übergangseffekt oder ein neues strukturelles Muster?

Natürlich können hier Lastkurven, Rampen, Erzeugnisstruktur der Erneuerbaren Energien, noch nicht angepasstes Marktverhalten etc. eine Rolle spielen, was aktuell von zahlreichen Analysten im Detail unter die Lupe genommen werden wird.

Aus Sicht einer neutralen Handelsplattform ist die Interpretation bestimmten Händlerverhaltens jedoch lediglich eine Mutmaßung...

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel (3/6)

Wenn Sie auf die vergangenen Jahre zurückblicken:

Welche Einschnitte oder Marktveränderungen waren aus Ihrer Sicht die gravierendsten – sowohl für den Handel insgesamt als auch speziell für die EXAA?

Gravierend im negativen Sinn war für EXAA die Trennung der Strompreiszone Österreich-Deutschland im Jahr 2018. Natürlich hat das zu Liquiditätsverlusten und negativen Auswirkungen auf die Preissituation in Österreich geführt. Mittlerweile würde ich sagen hat man sich daran gewöhnt. – Je besser die Marktkopplung funktioniert und innergemeinschaftlicher Stromaustausch so stattfindet, dass Strom – unter Berücksichtigung vorhandener Kapazitäten - aus niedrigeren Preiszonen in höhere fließt – ganz im Sinn der Optimierung des Gemeinwohls -desto besser für Österreich.

Ein wichtiger Meilenstein für EXAA war sicher die Ernennung der EXAA zum Nominated Electricity Market Operator (NEMO) im Jahr 2019. Damit begann die Teilnahme an der europäischen

Day Ahead Auktionen Strom



Quelle: EXAA., <https://www.exaa.at/>, 2026

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel (4/6)

Marktkopplung. Mittlerweile bietet EXAA ihren Mitgliedern Zugang dazu in fünf verschiedenen Ländern (AT, DE, FR, BE und NL). Somit schaffen wir die Möglichkeit, dass Handelsteilnehmer in den genannten Ländern über eine weitere Börse handeln können. Das ist ein wichtiger Beitrag für den Wettbewerb in unserer Branche und macht mich sehr stolz!

Blick nach vorne: Welche Herausforderungen sehen Sie für die kommenden Jahre auf den Stromhandel zukommen – sowohl auf Systemebene als auch ganz konkret für eine Strombörse wie die EXAA?

Auf Systemebene würde ich sagen ist es der Netzausbau – conditio sine qua non für die Möglichkeit dezentraler Einspeisung und auf überregionaler Ebene der Ausbau der Übertragungsnetze zur Ermöglichung weiteren grenzüberschreitenden Stromhandels. Damit verbunden die entsprechende Finanzierung, und somit Umsetzung auf politischer Ebene.

Für uns Strombörsen sehe ich Herausforderungen im Zusammenhang mit der Diskussion um die Merit Order Thematik.

Immer mehr private Haushalte und kleinere Unternehmen erhalten Zugang zu dynamischen Energiepreisen.

Erwarten Sie dadurch mittelfristig einen Anstieg des Handelsvolumens – oder verändert sich eher die Struktur und Granularität des Handels als das Gesamtvolumen?

Die Inanspruchnahme der Möglichkeit einer Abrechnung über Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen für Verbraucherinnen sollte man aus meiner Sicht gut überlegen. Die Idee dahinter, Preisschwankungen auf Spotmärkten 1:1 widerzuspiegeln macht dann Sinn, wenn man davon profitiert. Gerade jetzt, wo es kalt ist () und wir Gaskraftwerke für die Abdeckung unseres Bedarfs brauchen, ist der Strompreis hoch, das bedeutet eine hohe Monatsabrechnung.*

() Das Interview wurde bereits im Februar 2026 durchgeführt.*

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel (5/6)

Ob das in den billigeren Sommermonaten ausgeglichen wird oder werden kann, wird man beobachten müssen.

Dynamische Netzentgelte werden oft als nächster logischer Schritt gesehen.

Sehen Sie hier die Gefahr, dass sich Preissignale aus Energie- und Netzentgelten teilweise widersprechen und gegenläufige Anreize entstehen?

Wie wichtig ist aus Ihrer Sicht eine abgestimmte Gesamtlogik?

EXAA ist ein day ahead Börseplatz, für Großhandelspositionen. In dieser Funktion besteht keine Geschäftsbeziehung zu Verteilnetzbetreibern bzw. Endkunden mit „Zählpunkten und Messwerten“. Von daher kann auch keine kompetente Stellung zu diesem Punkt bezogen werden.

Batteriespeicher und andere Flexibilitäten gewinnen rasant an Bedeutung.

Welchen Effekt erwarten Sie dadurch auf die Preisbildung an den Märkten?

Und – ganz offen gefragt, unter uns: Wenn Sie eine Glaskugel hätten – wie glauben Sie, werden sich die Strompreise in den nächsten Jahren entwickeln?

Strompreisprognosen geben wir als Börse generell keine ab...

Batteriespeicher – sofern in relevantem Ausmaß ausgebaut – sollten zu einer Glättung der „Bedarfsspitzen“ führen – morgens, abends oder beim Ausbleiben von Erneuerbaren insbesondere von PV. Dieser „physikalische“ Effekt sollte in der logischen Erwartung auch zu einer Glättung der Strompreise führen und Preisspitzen kappen. Aber auch hier gilt, dass diese Frage besser an Preisanalysten und Händler gerichtet werden sollte...

Transparenz als Fundament – Die EXAA im Wandel (6/6)

Immer wieder wird diskutiert, das bestehende Merit-Order-System grundlegend zu verändern.

Wie stehen Sie zu diesen Debatten? Gibt es aus Ihrer Sicht ein besseres System – oder ist die Merit Order trotz aller Kritik nach wie vor das effizienteste Modell?

Ich kenne die Diskussion, und würde einmal ganz provokant sagen, dass es bis dato keine wirklich bessere oder sinnvollere Lösung gibt. Die Merit Order bewirkt einen transparenten Preis für alle, hat zur Integration der Erneuerbaren in den Markt geführt. Solange wir „teure Gaskraftwerke“ zur Bedarfsabdeckung brauchen werden sie Teil des Strompreises sein.

Und abschließend: Was würden Sie sich für die EXAA konkret von Politik und Regulierung wünschen, um auch künftig einen funktionierenden, transparenten Markt sicherzustellen?

Ich habe den Eindruck, dass der Branche in der letzten Zeit wirklich die Gelegenheit geboten wird an Prozessen der Rechtsgestaltung mitzuwirken und teilnehmen zu können.

Ich denke, dass wir alle unter Druck stehen, einerseits Klimaziele umzusetzen und andererseits wirtschaftlich und ökonomisch orientiert die Interessen unserer Eigentümer zu vertreten. Das ist nicht immer einfach - der berühmte „Schulterschluss“ zwischen Politik und Wirtschaft wird immer eine Herausforderung sein!

Sehr geehrte Frau Beckendorff, vielen Dank für dieses angenehme und offene Gespräch. Ihre Einschätzungen zeigen sehr klar, wie anspruchsvoll die Balance im heutigen Strommarkt geworden ist: zwischen mehr Granularität, mehr Volatilität, neuen Flexibilitäten und dem Anspruch, verlässliche Preissignale für alle Marktteilnehmer bereitzustellen.

Gerade in Zeiten großer Unsicherheit ist eine transparente Börse mit klarer Marktlogik wichtiger denn je. Vielen Dank für Ihre Arbeit – und dafür, dass Sie den Wandel im Stromhandel nicht nur begleiten, sondern aktiv mitgestalten.

Flexibilität - die neuen Währung im Energiesystem

Flexibilität als handelbare Ressource: Wie funktioniert Multi-Market-Trading in der Praxis?



„Multi-Market-Trading wird zum Standard werden.“

Philip Hahn · Head of Flexibility as a Service · CyberGrid

Philip Hahn ist Head of Flexibility-as-a-Service bei CyberGrid und verbindet tiefes technisches Know-how mit operativer Markt- und Systemerfahrung. Sein Schwerpunkt liegt auf Consulting, Präqualifikation und Vermarktung flexibler Assets sowie auf der strategischen Weiterentwicklung. Zuvor deckte er bei der EVN AG die gesamte Wertschöpfung ab – von SCADA- und Leittechnik über Intraday- und Spotmarkthandel bis hin zur operativen Verantwortung für Regelenergie und den Aufbau eines eigenen Flexibilitätsmanagementsystems.

Sein Antrieb ist es, Flexibilität als verbindendes Element zwischen Technik, Markt und Systembetrieb wirtschaftlich nutzbar zu machen und so einen messbaren Beitrag zur Stabilität des Energiesystems zu leisten.

Flexibilität - die neuen Währung im Energiesystem

Effiziente Vermarktung braucht heute beides: **hohe Erlöse** und **stabile Anlagenverfügbarkeit**.



INTERVIEW

„Erfolgreiche BESS-Vermarktung bedeutet, langfristig hohe Erlöse zu erzielen – durch dauerhafte Vermarktbarkeit ohne technische Kompromisse.“

Fabio Hirsch · Head of Sales · CyberGrid

Fabio Hirsch ist Head of Sales bei CyberGrid, und verfügt über fundierte Fachkenntnisse in den Bereichen Vertriebsmanagement, Geschäftsentwicklung und Key Account Management, basierend auf einem tiefgreifenden Verständnis von Akquise, Lead-Generierung, Verhandlungsführung und Teamleitung in unterschiedlichen Branchen. Mit mehr als zwei Jahrzehnten Erfahrung hat er weltweit erfolgreich Vertriebsabteilungen aufgebaut und weiterentwickelt, Geschäftspläne konzipiert, internationale Teams geführt und in verschiedenen Sektoren – darunter Energiemanagement, Bauwesen und Technologie – ein signifikantes Umsatzwachstum erzielt.

Flexibilität - die neuen Währung im Energiesystem ^(1/6)

Hallo Philip Hahn (Head of Faas) and Fabio Hirsch (Head of Sales), danke euch, dass ihr euch die Zeit für das Gespräch nehmt.

CyberGrid zählt für uns zu den spannendsten Experten, wenn es darum geht, Flexibilitäten nicht nur zu bündeln, sondern sie marktübergreifend intelligent zu handeln – also genau dort Wert zu schaffen, wo aus technischer Steuerbarkeit ein echtes wirtschaftliches und systemdienliches Asset wird.

Multi-Market-Trading ist für viele noch ein abstraktes Konzept. In der Realität ist es aber einer der entscheidenden Hebel, um Speicher, steuerbare Lasten und dezentrale Erzeugung wirklich in die Systemlogik zu integrieren – vom Intraday-Markt bis zur Regenergie. Genau diese Perspektive möchten wir heute greifbar machen: Was funktioniert schon heute, wo liegen die Grenzen – und wie sieht das Spielfeld der nächsten Jahre aus?

Wenn du CyberGrid in zwei Sätzen beschreiben müsstest: Was ist eure Vision – und welches Problem löst ihr im Energiesystem fundamental?

Philip Hahn: Unsere Vision ist ein Energiesystem, in dem jede Form von Flexibilität – ob Speicher, Last oder Erzeugung – automatisch dort eingesetzt wird, wo sie den höchsten Wert stiftet. Wir verbinden technische Aktivierung mit marktübergreifender Optimierung – und machen so aus Flexibilität ein echtes handelbares Asset.

Multi-Market-Trading klingt nach High-End-Energiehandel – aber was heißt das konkret bei euch? Wie muss man sich euren Ansatz vorstellen, Flexibilitäten gleichzeitig über mehrere Märkte optimal einzusetzen?

Flexibilität – die neue Währung im Energiesystem (2/6)

Philip Hahn: Für uns bedeutet Multi-Market-Trading, dass dieselbe Flexibilität parallel in allen relevanten Märkten bewertet wird – Intraday, Day-Ahead, Regelenergie und Ausgleichsenergie. Unsere Plattform entscheidet vollautomatisiert und innerhalb von Sekunden, wo der höchste Mehrwert entsteht – und steuert die Flexibilitäten exakt dorthin.

Viele glauben, der große Value liegt „nur“ in der Regelenergie. Wo liegt aus deiner Sicht der echte Hebel: Intraday, Day-Ahead, Regelenergie, Ausgleichsenergie-Vermeidung, Netzdienlichkeit – oder gerade in der Kombination?

Philip Hahn: Flexibilität ist dynamisch wertvoll. Regelenergie ist aktuell attraktiv – aber je nach Situation kann auch der Day-Ahead- oder Intraday-Markt den höheren Beitrag liefern.

Und bei vielen Anlagen entsteht der größte Wert gerade durch die intelligente Kombination mehrerer Märkte. Der echte Hebel liegt darin, sich nicht festzulegen, sondern kontinuierlich und

datengetrieben neu zu optimieren. Und ich bin überzeugt, dass gerade netzdienliche Flexibilität künftig stärker vergütet und damit zu einem eigenen, attraktiven Marktbaustein werden wird.

Wenn Flexibilität auf mehreren Märkten eingesetzt werden kann, entsteht automatisch Konkurrenz zwischen Optionen. Wie entscheidet ihr, welche Vermarktung in einem Moment die beste ist – und wie geht ihr mit Zielkonflikten um (Profit vs. Risiko vs. Systemanforderungen)?

Philip Hahn: Unsere Algorithmen berechnen für jede Marktoption den erwarteten Wert, das Risiko und die Aktivierungswahrscheinlichkeit. Die Entscheidung fällt immer dort, wo das Verhältnis aus Profitabilität und Risiko am besten ist. Zielkonflikte lösen wir einerseits durch klare Optimierungslogiken und andererseits durch Kundenparameter.

Flexibilität – die neue Währung im Energiesystem (3/6)

Multi-Market funktioniert nur mit Daten, Prognosen und schnellen Entscheidungen. Welche Datenpunkte sind für euch wirklich kritisch – und wie stark hängt euer Erfolg an Prognosequalität vs. Reaktionsgeschwindigkeit vs. smarterer Strategie?

Philip Hahn: Für uns sind Echtzeit-Datenpunkte wie Anlagenzustand, verfügbare Leistung, Preisniveaus, Aktivierungswahrscheinlichkeiten und Netzsignale entscheidend. Die Kombination aus hoher Prognosequalität und sehr schneller Entscheidungslogik macht den Unterschied.

Besonders wichtig ist dabei die Stabilität und Zuverlässigkeit aller Daten- und Systemkomponenten – nur wenn sie robust und durchgehend verfügbar sind, können Vermarktung und Leistungserbringung wirklich vollautomatisiert und rund um die Uhr funktionieren.

Nicht jede Flexibilität ist gleich gut handelbar. Welche Technologien funktionieren aktuell am besten für Multi-Market-Trading (Batteriespeicher, Industrie-Lasten, Wärme/Kälte, E-Mobilität, Aggregation von kleineren Anlagen) – und warum?

Philip Hahn: Batterien sind unsere „Sprinter“ – schnell, präzise; Wasserkraftwerke und Power-to-Heat Anlagen sind die „Kraftpakete“, die große Leistungen zuverlässig bereitstellen können. Industrielle Lasten und die Substitution konventioneller Energieträger sind die „Effizienz-Champions“, weil sie ein riesiges Einsparpotenzial besitzen. Und der Aggregation tausender kleinerer Anlagen gehört die Zukunft, da sie ein riesiges Skalierungspotential haben. Der entscheidende Punkt: Dank „CyberNoc“ - unsere Software-Lösung für Flexibilitätsvermarktung - spielt die Technologie keine Rolle, wir sind komplett asset-agnostisch.

Flexibilität – die neue Währung im Energiesystem (4/6)

Wenn man euch zuhört, wirkt das Potenzial riesig – gleichzeitig skaliert der Markt nicht automatisch. Was ist heute die größte Bremse: regulatorische Rahmenbedingungen, technische Integration, Datenzugang, Kundenprozesse, Messkonzepte – oder fehlende Standards?

Philip Hahn: Die größten Hürden sind uneinheitliche regulatorische Rahmenbedingungen, komplexe Messkonzepte und fehlende Datenstandards. Technisch könnten wir heute schon viel mehr skalieren – administrativ dauert es noch zu lange.

Wenn mehr volatile Erzeugung ins System kommt, steigt der Wert von Flexibilität. Glaubst du, dass Multi-Market-Trading in 3–5 Jahren der Standard wird – und welche Marktveränderung wird dafür der stärkste Treiber sein?

Philip Hahn: Multi-Market-Trading wird zum Standard werden. Die Kombination aus mehr PV/Wind, steigenden Ungleichgewichten und digitalisierten Assets führt zwangsläufig zu mehr Bedarf an automatisierter Flexibilitätsoptimierung.



Quelle: CyberGrid (2026)

Flexibilität – die neue Währung im Energiesystem (5/6)

Was unterscheidet euren Ansatz in der BESS Vermarktung von anderen Anbietern?

***Fabio Hirsch:** Unser Ansatz ist konsequent auf Performance, Anlagenverfügbarkeit und nachhaltige Erläsoptimierung ausgerichtet.*

Durch ein individuelles, anlagenspezifisches Ramping-Verhalten stellen wir sicher, dass beispielsweise Batteriespeicher dauerhaft vermarktbar bleiben – ohne thermische Überlastung und die daraus resultierenden Vermarktungspausen. Ergänzend sorgt unser aktives und vorausschauendes SoC (State-of-Charge)-Management dafür, dass die Speicher jederzeit optimal positioniert sind, um Erlöspotenziale in allen relevanten Märkten abzurufen.

Welche Vorteile habe ich als Kunde, wenn ich meine Flexibilität mit euch vermarkte?

***Fabio Hirsch:** Wir ermöglichen eine integrierte Vermarktung von Flexibilität über alle relevanten Handels- und Regelenergiemärkte – von Day-Ahead und Intraday bis hin zu FCR, aFRR und mFRR inklusive Free Bids. Dabei greifen wir auf über 15 Jahre praxisnahe und marktgetriebene Erfahrung in der Flexibilitätsvermarktung zurück. Diese Erfahrung basiert auf realen Marktsituationen und einem tiefen Verständnis der Anforderungen von Projektentwicklern und Anlagenbetreibern. Für unsere Kunden bedeutet das eine schnelle Markteinbindung, stabile Erlöse und einen Partner, der Marktmechaniken nicht nur versteht, sondern konsequent in Wert umsetzt.*

Zum Abschluss interessiert mich dein Blick auf Österreich: Was würdest du dir ganz konkret wünschen, damit Flexibilitäten schneller und sauberer in den Markt kommen – und wir vom Pilotieren ins echte Skalieren kommen?

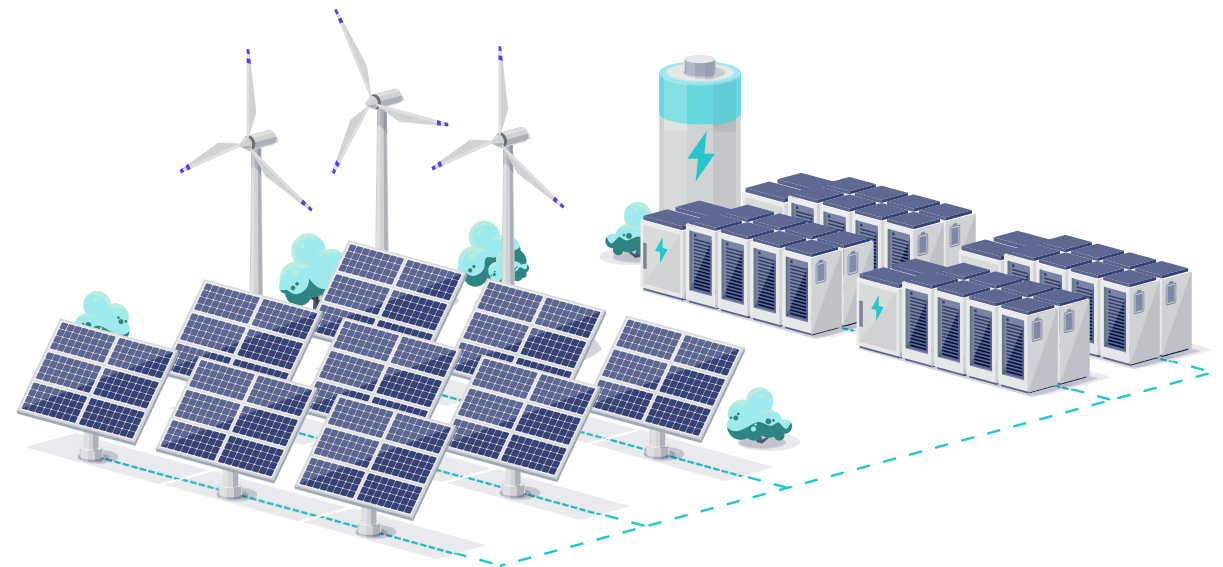
Flexibilität – die neue Währung im Energiesystem (6/6)

Fabio Hirsch: *Wir brauchen schnellere Genehmigungs- und Metering-Prozesse, klarere Standards für Flexibilitäten, und einfache, digitale Zugänge zu Netz- und Marktdaten. Wenn das steht, ist der Weg offen zu einem deutlich größeren und zukunftsfähigen Flexibilitätsmarkt.*

Philip und Fabio, danke dir für die spannenden Einblicke. Was man aus eurem Zugang sehr klar mitnimmt: Flexibilität ist nicht einfach ein „nice to have“, sondern wird gerade zu einer neuen Währung im Energiesystem – und Multi-Market-Trading ist der Mechanismus, der daraus echte Wirkung macht: wirtschaftlich für Betreiber, stabilisierend fürs Netz und skalierbar für den Gesamtmarkt.

Gerade diese Kombination aus Marktverständnis, technischer Tiefe und pragmatischer Umsetzbarkeit macht CyberGrid so relevant – weil ihr zeigt, wie Flexibilität nicht nur theoretisch existiert, sondern in der Realität mehrere Märkte gleichzeitig bedient, ohne dabei unkontrollierbar zu werden.

Danke fürs Gespräch – und ich bin gespannt, wie sich dieser Bereich in den nächsten Jahren entwickelt.



Quelle: CyberGrid (2026)

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (1/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Wer eine größere Photovoltaikanlage als Volleinspeiser betreibt und seinen Strom direkt am EXAA Day-Ahead-Markt vermarktet, erlebt gerade eine unbequeme Realität: Die Erlöse sinken – und 2026 wird voraussichtlich schlechter als das ohnehin schon herausfordernde Vorjahr.

Was sich hinter diesen Zahlen verbirgt, welche Auswege es gibt und warum keiner davon ohne Hindernisse auskommt, wird in diesem Artikel beschrieben. Die konkreten Berechnungsbeispiele folgen auf den nächsten Seiten.

Die Stromvermarktung steht damit im Zentrum einer Transformation.



Quelle: KI-generiertes Bild, erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (2/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Das Preisproblem: Negative Stunden werden zur Normalität

Der EXAA Day-Ahead-Markt ist das tägliche Preisbarometer für PV-Direktvermarkter in Österreich. Und dieses Barometer zeigt seit einigen Jahren einen beunruhigenden Trend: Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen – also jener Stunden, in denen Einspeiser faktisch dafür zahlen, dass ihr Strom abgenommen wird – steigt rasant.

Jahr	Stunden mit negativen Preisen	Tage mit negativen Preisen
2021	~100	24
2022	69	13
2023	301	46
2024	457	89
2025	573	110
2026	Bisher: 100, Prognose: 700–900	

Die Tabelle auf der linken Seite zeigt die Entwicklung der letzten fünf Jahre.

Das Jahr 2022 sticht als Ausreißer heraus: Die Energiekrise trieb die Großhandelspreise in schwindelerregende Höhen, negative Stunden traten kaum auf. Seither kehrt sich das Bild mit Wucht um. Im Jahr 2025 wurden 573 negative Stundenkontrakte verzeichnet – ein neuer Rekordwert.

Quelle: Bundesnetzagentur/SMARD, BHKW-Infozentrum (Stand März 2026)

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (3/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Für 2026 ist keine Entspannung in Sicht: Experten rechnen mit 700 bis 900 negativen Stunden. Besonders kritisch sind Mai und Juni – mit dem Tag der Arbeit, Christi Himmelfahrt und Pfingsten und den damit verbundenen Fenstertagen bietet dieser Monat zahlreiche Tage mit sehr niedriger Last, an denen täglich zwischen 10 und 16 Uhr mit negativen Preisfenstern zu rechnen ist.

Das Muster dahinter ist strukturell: Negative Preise entstehen genau dann, wenn PV-Anlagen nahe Vollast laufen und die Nachfrage niedrig ist – an sonnigen Feiertagen, windigen Frühjahrstagen, Sommerwochenenden. Im Jahr 2024 war die Photovoltaik für einen großen Teil der Stromerzeugung in Negativpreisstunden verantwortlich, besonders ausgeprägt bei stark negativen Preisen. Die Jahresdurchschnittspreise am Day-Ahead-Markt sind von 2023 auf 2024 um 16 Prozent gesunken, während die täglichen Preisschwankungen gleichzeitig um 20 Prozent stiegen – für Volleinspeiser die denkbar ungünstigste Kombination.

Kurz gesagt: Für einen PV-Volleinspeiser ist das eine strukturelle Falle. Genau dann, wenn die Anlage am meisten produziert, sind die Preise am niedrigsten – oder gar negativ. Und dieser Trend wird sich 2026 weiter verschärfen.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (4/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Abregelung: Schadensbegrenzung, kein Erlösmodell

Der erste Reflex ist verständlich: Wenn der Preis negativ wird, wird einfach abgeregelt. Das klingt logisch – und ist es in Grenzen auch (siehe hierzu die Analyse rechts im Bild). Aber die Medizin hat einen entscheidenden Haken.

Abregelung greift genau dann, wenn alle anderen PV-Anlagen ebenfalls mit voller Leistung liefern. Wer abregelt, verliert seine produktivsten Stunden. An einem strahlend sonnigen Maifeiertag, an dem die Anlage acht bis zehn Stunden wertvollen Strom liefern könnte, fallen durch die Abregelung genau jene Stunden weg. Die Abregelung verhindert den Verlust durch negative Preise – aber sie schafft keinen Mehrwert. Mit zunehmender Anzahl negativer Stunden – von heute 573 auf prognostizierte 700 bis 900 im Jahr 2026 – wird auch das Mengenopfer durch Abregelung immer größer.

Annahmen:

Produktion PV-Anlage	1000	MWh
Einspeiselimit Transformator	600	kW
C-Rate Speicher	0,5	-
Nutzungsgrad Speicher	90	%
Ladewirkungsgrad	95	%
Entladewirkungsgrad	95	%

Vermarktung

Direkteinspeisung - Day-Ahead-Preis

abzüglich 10 €/MWh Abschlag für AE-Risiko und Handling-Fee

Variable	Einheit	Base-Case	Mit Abregelung
Produktion	MWh	1 000,00	1 000,00
effektive Produktion	MWh	1 000,00	737,00
Netzeinspeisung	MWh	1 000,00	737,00
Gesamterlöse	€	56 135,03	60 294,06
gewichteter Stromtarif	€/MWh	56,14	81,81
Verlust durch Abregelung	%	-	26,30
Verlust durch Speicher	%	-	-
Mehrerlöse	%	-	7,41

Quelle: Szenarienanalyse (Artz Energie Service), 2026

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (5/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Batteriespeicher: Der naheliegende Ausweg – und seine Hürden

Der nächste gedankliche Schritt ist klar: Ein Batteriespeicher, der Strom zu Zeiten mit negativen Strompreisen aufnimmt und zu Zeiten höherer Strompreise wieder abgibt. In der Theorie elegant. In der Praxis stößt man auf eine Reihe von Hürden, die aus manchem attraktiv klingenden Projekt eine Rechnung mit roten Zahlen machen.

1. Netzbezug ist teuer

Für einen Speicher, der Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht, fallen beim Laden die vollen Netzentgelte, Steuern und Abgaben an. Je nach Bundesland und Netzebene summiert sich das auf Beträge, die den günstigen Börseneinkauf in negativen Stunden schnell aufzehren. Ausgenommen von den Netzentgelten sind „systemdienliche“ Speicher, wobei die Definition von systemdienlich noch nicht final durch die E-Control festgelegt wurde (siehe hierzu auch Ausgabe 01).

Hinzu kommen leistungsabhängige Netzentgeltkomponenten: Wer schnell und häufig lädt, zahlt auch über den Leistungspreis spürbar drauf. Nur wer den Speicher ausschließlich hinter dem eigenen Zähler direkt von der PV-Anlage lädt, umgeht diese Kosten – dann entfällt aber auch der strategische Netzbezug zu strategisch günstigen Momenten. Dazu kommen nicht zu unterschätzende initiale Netzanschlusskosten, die je nach Anlagengröße und Netzebene erheblich sein können und viele Projekte bereits in der Wirtschaftlichkeitsrechnung kippen lassen.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (6/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

2. Der Regelenenergiemarkt – attraktiv, aber für viele unerreichbar

Um mit einem Batteriespeicher bei Netzbezug tatsächlich wirtschaftlich zu arbeiten, führt kein Weg am Regelenenergiemarkt vorbei. Die Erlöse aus der Vorhaltung von Regelleistung sind deutlich attraktiver als reine Day-Ahead-Arbitrage. Das Problem: Der Regelenenergiemarkt ist faktisch erst ab einer regelbaren Leistung von 1 MW zugänglich. Kleinere Leistungen werden selten akzeptiert. Aggregatoren können kleinere Anlagen bündeln – aber auch hier gelten Mindestanforderungen und die Erlösbeteiligung fällt naturgemäß geringer aus. Für viele mittelgroße Projekte zwischen 500 kW und 1 MW klafft damit eine wirtschaftliche Lücke: zu groß für das Auffangbecken OeMAG, zu klein für direkten Regelenenergiemarkt-Zugang.

3. Die 250-kW-Schwelle und das Parkregler-Problem

Gemäß den Regelungen für TOR-Erzeuger der E-Control – basierend auf der EU-Verordnung SOGL und dem ElWG – sind Erzeugungsanlagen ab 250 kW am Netzanschlusspunkt als signifikante Netznutzer einzustufen. Der Grenzwert von 250 kW kann je nach Stromnetzbetreiber abweichen, das Prinzip bleibt dasselbe. Ab dieser Schwelle ist ein zertifizierter Parkregler mit Fernwirktechnikanbindung an das Gateway des Netzbetreibers verpflichtend. Das ist für neue Anlagen in der Planungsphase handhabbar. Für die Nachrüstung bestehender PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher wird es regelungstechnisch kompliziert – und teuer.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (7/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

4. Kumulative Wechselrichterleistung: Ein Regelwerk mit Lücken

Wer einen Batteriespeicher AC-seitig an eine bestehende PV-Anlage einbindet, stößt auf folgendes Problem: Die Wechselrichterleistungen werden am Netzanschlusspunkt kumulativ bewertet. PV-Wechselrichterleistung plus Batterie-Wechselrichterleistung ergibt die Summenleistung, die für die regulatorische Einordnung maßgeblich ist – und das, obwohl es wirtschaftlich mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit keinen Sinn macht gleichzeitig mit voller Leistung einzuspeisen und sich technisch auf jede gewünschte Summenleistung am Netzübergabepunkt drosseln lässt.

In der Praxis bedeutet das: Eine PV-Anlage mit 200 kW Wechselrichterleistung, die mit einem 100-kW-Batterie-Wechselrichter (AC-seitig) ergänzt wird, überschreitet die 250-kW-Schwelle – und zieht damit Parkregler-Pflicht, Fernwirkanbindung und erhebliche Mehrkosten nach sich. Würde man stattdessen auf die tatsächliche Einspeisung am Netzübergabepunkt abstellen – die durch geeignete Steuerung auf jeden beliebigen Wert begrenzt werden könnte – wäre dieses Problem lösbar.

Hier besteht klarer Nachschärfungsbedarf. Die geltende Bewertung nach kumulativer installierter Wechselrichterleistung anstatt nach der messbaren Leistung am Netzübergabepunkt hemmt sinnvolle Co-Location-Konzepte ohne technischen Grund. Solange diese Regelung besteht, bleibt oft nur der aufwändigere Weg: Den funktionsfähigen PV-Wechselrichter durch einen Hybrid-Wechselrichter ersetzen und den Speicher DC-seitig einbinden – was Mehrkosten verursacht, die das Projekt ebenfalls belasten.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (8/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

5. Abregelungsbefehl trifft den Falschen

Die TOR-Erzeuger Regelung verlangt, dass der Netzbetreiber im Abregelungsfall alle angebundenen Wechselrichter am Netzanschlusspunkt gleichermaßen drosseln kann. Bei einem AC-seitig eingebundenen Batteriespeicher bedeutet das: Erhält die Anlage einen Abregelungsbefehl, wird auch der Batterie-Wechselrichter gedrosselt oder abgeschaltet. Eine Beladung des Speichers aus der PV-Anlage ist in diesem Moment nicht möglich.

Genau dann, wenn die PV viel produziert und der Netzbetreiber abregeln möchte, wäre es systemdienlich – und wirtschaftlich sinnvoll –, den Überschussstrom in den Speicher zu lenken, statt ihn zu verwerfen. Das Regelwerk verhindert das derzeit. Auch hier braucht es Nachschärfung: Die Abregelungslogik sollte auf die Null-Einspeisung am Netzübergabepunkt abstellen, nicht auf die interne Leistungsverteilung der Anlage. Das ist technisch trivial umsetzbar – regulatorisch aber noch nicht geregelt.

Fallstudie: PV-Direkteinspeisung und mögliche Szenarien als Ausweg aus dem Dilemma

Auf den folgenden drei Seiten werden die Ergebnisse einer Fallstudie präsentiert, die den Effekt verschiedener Maßnahmen (Abregelung und Speicherimplementierung) auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in der Direktvermarktung bewertet. Hierfür wurde ein reales Erzeugungsprofil als Basis verwendet und auf eine Erzeugungsmenge von 1 GWh normiert.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (9/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Fallstudie: PV-Direkteinspeisung und mögliche Szenarien als Ausweg aus dem Dilemma

Annahmen:

Produktion PV-Anlage	1000	MWh
Einspeiselimit Transformator	600	kW
C-Rate Speicher	0,5	-
Nutzungsgrad Speicher	90	%
Ladewirkungsgrad	95	%
Entladewirkungsgrad	95	%
Vermarktung	Direkteinspeisung - Day-Ahead-Preis abzüglich 10 €/MWh Abschlag für AE-Risiko und Handling-Fee	

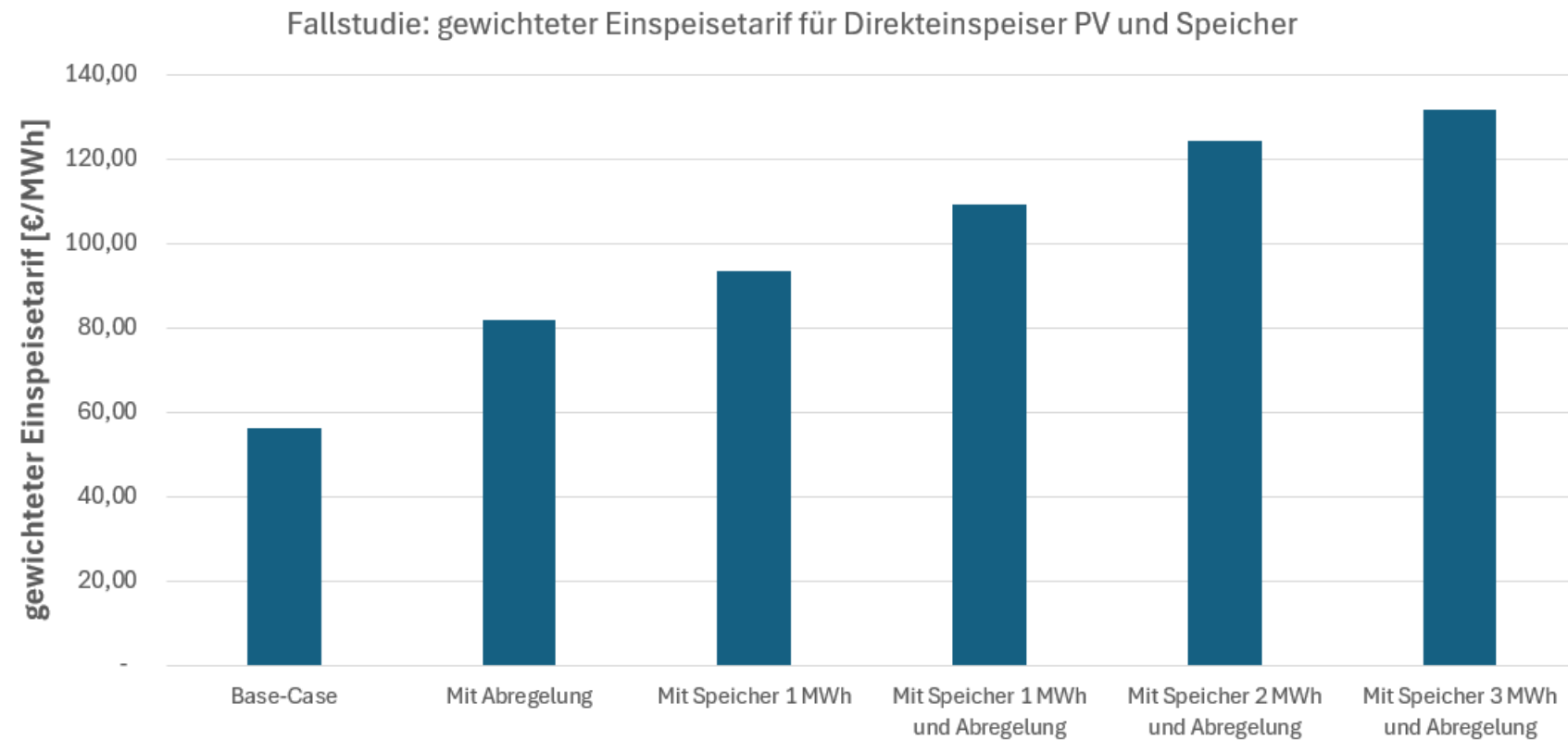
Variable	Einheit	Base-Case	Mit Abregelung	Mit Speicher 1 MWh	Mit Speicher 1 MWh und Abregelung	Mit Speicher 2 MWh und Abregelung	Mit Speicher 3 MWh und Abregelung
Speichergröße	kWh	-	-	1 000,00	1 000,00	2 000,00	3 000,00
Produktion	MWh	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00
effektive Produktion	MWh	1 000,00	737,00	1 000,00	853,80	937,26	982,45
Netzeinspeisung	MWh	1 000,00	737,00	945,99	822,23	881,20	910,39
Gesamterlöse	€	56 135,03	60 294,06	88 605,40	90 035,58	109 678,85	120 020,88
gewichteter Stromtarif	€/MWh	56,14	81,81	93,66	109,50	124,47	131,84
Verlust durch Abregelung	%	-	26,30	-	14,62	6,27	1,75
Verlust durch Speicher	%	-	-	5,40	3,70	5,98	7,34
Mehrerlöse	%	-	7,41	57,84	60,39	95,38	113,81

Quelle: Szenarienanalyse (Artz Energie Service), 2026

KEY TOPIC

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (10/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

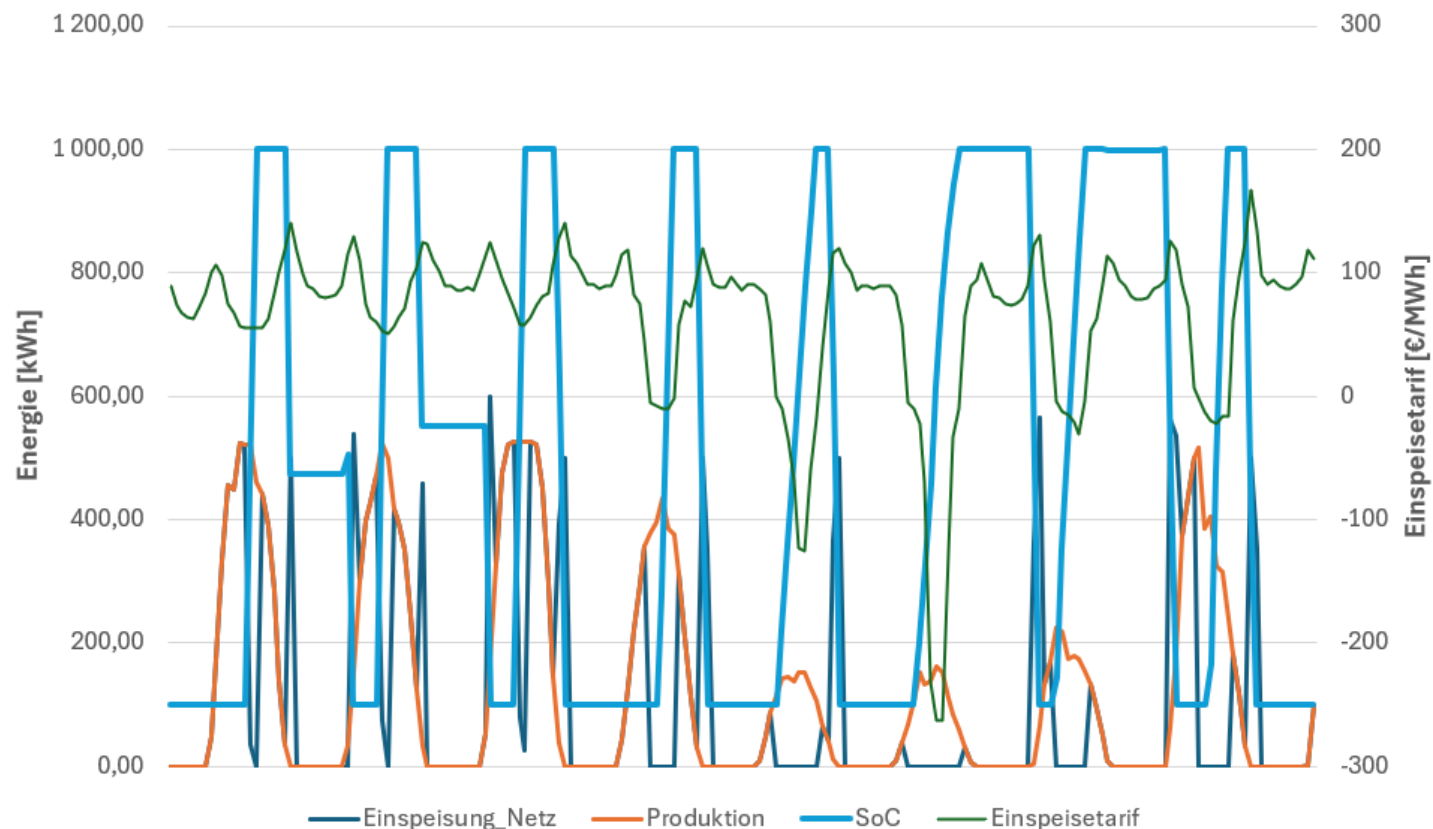


Die Grafik links zeigt den gewichteten Einspeisetarif in Euro pro MWh für das jeweilige Szenario und stellt somit die Visualisierung der Werte aus der oben genannten Tabelle dar.

Quelle: Szenarienanalyse (Artz Energie Service), 2026

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (11/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht



Die Grafik links beschreibt den optimierten Batteriespeicherbetrieb anhand einer exemplarischen Sommerwoche.

Es gelten die oben beschriebenen Annahmen für den Fall „Mit Speicher 1 MWh und Abregelung“.

Aus der Grafik ist ersichtlich, dass es an mehreren Tagen zu einer Abregelung der PV-Anlage bei niedrigen Einspeisetarifen kommt.

Es ist auch zu erkennen, dass der Speicher zum Teil zwei Mal am Tag be- und entladen wird – zur Morgen- und zur Abendspitze.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (12/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Weitere Hürden: Der Weg zum Betrieb ist steinig

Abseits der technisch-regulatorischen Themen sind es oft administrative Prozesse, die Projekten die Luft nehmen:

Widmung, Lärmschutz, Abstandsregeln: Batteriespeicher im relevanten Leistungsbereich sind für viele Baubehörden noch vergleichsweise neues Terrain. Zuständigkeiten sind nicht immer klar, und Verfahrensdauern übertreffen klassische Bauvorhaben deutlich.

Netzzugang: In manchen Regionen warten Projektierer Monate auf eine Rückmeldung zu ihrer Netzanfrage. Ein wesentlicher Grund: Es werden sehr viele Anfragen eingereicht – oft ohne konkreten Anlassfall, sondern um sich Netzkapazitäten vorsorglich zu sichern. Das verstopft die Kapazitäten der Netzbetreiber und bremst jene aus, die tatsächlich bauen wollen.

Messkonzept: Wie Erzeugung, Speicherung, Bezug und Einspeisung am Netzübergabepunkt messtechnisch erfasst und abgebildet werden, ist regulatorisch komplex. Das Vorschlagspapier der E-Control bildet zwar eine einheitliche Basis, ist jedoch noch nicht in gültiges Recht gegossen. Daher kann es mangels gesetzlicher Grundlage zwischen den Netzbetreibern zu unterschiedlichen Interpretationen kommen.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (13/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Finanzierung: Banken tun sich bei der Finanzierung von Batteriespeicherprojekten noch schwer. Die Datenbasis für verlässliche Cashflow-Prognosen ist dünn, das regulatorische Umfeld ändert sich schnell – zu schnell für klassische Finanzierungsmodelle. Dieser Punkt wird sich mit wachsender Projektzahl von selbst lösen. Aktuell ist er aber für viele Vorhaben ein echtes Hindernis.

So ziemlich alle Akteure in der Energiebranche – Netzbetreiber, Regulierung, Systemdienstleister – sind prinzipiell daran interessiert, dass Co-Location-Speicher an PV-Anlagen entstehen. Die Rahmenbedingungen bilden dieses Interesse noch nicht vollständig ab.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (14/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Zwei Wege zur Wirtschaftlichkeit – beide mit Bedingungen

Mit Netzbezug:

Multi-Market-Trading ist der Schlüssel. Wenn Netzbezug Teil des Konzepts ist, führt der wirtschaftlich sinnvolle Weg über die intelligente Kombination aus Day-Ahead-Optimierung, Intraday-Handel und Regelenenergievermarktung. Voraussetzung ist eine Mindestgröße, die den Zugang zu den relevanten Märkten ermöglicht, sowie gegebenenfalls ein Aggregationskonzept unterhalb der 1-MW-Schwelle.

Ohne Netzbezug, reiner Grünstromspeicher:

Das ist möglich – aber grenzwertig. Es braucht eine sorgfältige Berechnung der richtigen Anlagengröße, der optimalen Ladestrategie und der Vermarktungsform. Zusätzliche Erlösoptionen durch Power Purchase Agreements (PPAs), Peer-to-Peer-Handel oder die Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft können die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Wenn die Sonne nicht mehr zahlt (15/15)

PV-Direktvermarktung unter Druck – und warum der Ausweg schwieriger ist als gedacht

Fazit: Es bedarf einer Berechnung

Die PV-Direktvermarktung steht unter strukturellem Druck. Die negativen Stunden am EXAA Day-Ahead-Markt steigen jährlich signifikant, und 2026 wird dieser Trend unvermindert fortgesetzt. Batteriespeicher sind die logische Antwort – aber kein einfacher Weg. Kumulative Leistungsbewertungen, Abregelungslogik, Netzbezugskosten, die 1-MW-Schranke beim Regelenenergiemarkt und langsame Genehmigungsverfahren machen manche Projekte unwirtschaftlich, die auf dem Papier attraktiv aussehen.

Zwei regulatorische Punkte sollten dabei dringend adressiert werden: Die Bewertung kumulativer Wechselrichterleistung statt tatsächlicher Einspeiseleistung am Netzübergabepunkt hemmt sinnvolle Nachrüstungen ohne technische Notwendigkeit im kleinen bis mittleren Segment. Und die Abregelungslogik, die auch den Batteriespeicher erfasst, verhindert systemdienliches Verhalten genau dann, wenn es gebraucht würde. Beides lässt sich regeln – und sollte geregelt werden.

Was in jedem Fall hilft: eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung mit realen Lastprofilen, ein klares Vermarktungskonzept – und die Bereitschaft, genau hinzuschauen. Pauschale Antworten gibt es hier nicht. Es bedarf in jedem Fall einer Berechnung.

Vom Fördermodell zum Energiesystem

Warum Photovoltaik-Projekte heute nur noch mit intelligenter Vermarktung, Speicherintegration und Flexibilität wirtschaftlich bleiben.



„Künftig zählt weniger die Förderung, sondern die intelligente Integration in ein Gesamtsystem aus Vermarktung, Verbrauch und Flexibilität.“

Bernd Lippacher · Geschäftsführer Ökosolar

Seit 2006: Geschäftsführer Ökopower Erneuerbare Energien GmbH
Seit 2008: Geschäftsführer WGN GmbH
Seit 2010: Geschäftsführer Ökosolar PV GmbH
Seit 2020: Geschäftsführer PLB Energie GmbH
Seit 2021: Geschäftsführer Temperatia GmbH
u.v.m.

Vom Fördermodell zum Energiesystem (1/7)

Sehr geehrter Herr Lippacher,

vielen Dank, dass Sie sich Zeit für dieses Gespräch nehmen. Ökosolar steht seit vielen Jahren für kontinuierliche und praxisnahe Projektentwicklung im Bereich erneuerbarer Energien. Besonders beeindruckend ist dabei Ihre Entwicklung: vom Einstieg in die Wasserkraft bis hin zu einem starken Fokus auf Photovoltaik – und nun zunehmend auch Batteriespeicher.

Mit einem umfangreichen Eigenbestand an PV-Anlagen sowie zahlreichen Projekten für Kund:innen verfügen Sie über einen sehr direkten Blick auf Marktmechanismen, Wirtschaftlichkeit und regulatorische Rahmenbedingungen. Gerade in einer Phase, in der viele Anlagen aus der Förderung fallen und sich Geschäftsmodelle neu ausrichten müssen, ist Ihre Perspektive besonders wertvoll.

Viele Photovoltaik-Anlagen werden in den kommenden Jahren aus der Ökoförderung fallen.

Wie sehen Sie die Perspektive für diese Bestandsanlagen – und welche Strategien verfolgen Sie, um deren Wirtschaftlichkeit langfristig sicherzustellen?

Viele Anlagen bleiben technisch noch lange leistungsfähig – die Herausforderung ist künftig wirtschaftlicher Natur. Entscheidend ist, sie in neue Marktmodelle zu integrieren, denn reine Spotmarktvermarktung reicht oft nicht aus.

Wir setzen auf Energiegemeinschaften für bessere regionale Erlöse, kombinieren PV verstärkt mit Speichern und nutzen Digitalisierung für aktives Energiemanagement. Künftig zählt weniger die Förderung, sondern die intelligente Integration in ein Gesamtsystem aus Vermarktung, Verbrauch und Flexibilität.

Vom Fördermodell zum Energiesystem (2/7)

Mit welchen Errichtungskosten rechnen Sie aktuell bei Freiflächenanlagen für Kund:innen?

Und wie stellen sich die Business Cases derzeit dar – insbesondere vor dem Hintergrund von Marktpreisen und steigender Volatilität?

Aktuell liegen Freiflächenanlagen meist bei etwa 600–900 €/kWp inkl. Netzanschluss und sind damit deutlich günstiger als kleine Dachanlagen – Skaleneffekte bleiben entscheidend.

Gleichzeitig haben sich die Business Cases verändert: Hohe Preisvolatilität und sinkende Mittagspreise setzen klassische Volleinspeisung unter Druck. Daher rücken strukturierte Vermarktungsmodelle wie PPAs, Direktvermarktung und Speicherlösungen in den Vordergrund.

Die Wirtschaftlichkeit hängt heute stärker vom Betriebsmodell ab, mit typischen Renditen von etwa 4–8 %. Projekte mit lokaler Nutzung sind dabei stabiler als reine Einspeiseanlagen.

Fazit: Freiflächenanlagen bleiben attraktiv, aber nur mit aktiver Vermarktung und intelligenter Systemintegration.



„Künftig zählt weniger die Förderung, sondern die intelligente Integration in ein Gesamtsystem aus Vermarktung, Verbrauch und Flexibilität.“

Bernd Lippacher, Geschäftsführer Ökosolar

Quelle: KI-generiertes Bild, erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

Vom Fördermodell zum Energiesystem (3/7)

Wie werden Freiflächenanlagen aktuell hauptsächlich vermarktet?

Sehen Sie klassische Modelle wie Einspeisetarife noch im Vordergrund – oder verschiebt sich der Markt zunehmend in Richtung Direktvermarktung, PPA oder andere Modelle?

Wir sehen einen klaren Wandel: Klassische Einspeisetarife verlieren an Bedeutung, marktorientierte Modelle stehen im Vordergrund.

Direktvermarktung ist bei großen Freiflächenanlagen heute Standard. Ergänzend gewinnen PPAs stark an Bedeutung, um Preisrisiken abzusichern. Gleichzeitig nimmt die regionale Vermarktung – etwa über Energiegemeinschaften oder direkte Lieferbeziehungen – deutlich zu.

Einspeisetarife bleiben ein Baustein, sind aber eher Übergangslösungen. Die Zukunft liegt in hybriden Strategien aus Direktvermarktung, PPAs, regionaler Nutzung und Speicherintegration.

Freiflächenanlagen sind damit Teil eines aktiven Energiemarkts – Vermarktung wird zur zentralen Erfolgsfrage.

Batteriespeicher gewinnen zunehmend an Bedeutung. Welche Rolle spielen sie für Ihr zukünftiges Geschäft – eher als Ergänzung zur PV oder als eigenständiges Geschäftsmodell?

Batteriespeicher sind für uns ganz klar ein zentrales Zukunftsthema – und zwar in beiden Rollen: als Ergänzung zur Photovoltaik und zunehmend auch als eigenständiges Geschäftsmodell.

In Kombination mit PV-Anlagen sind Speicher heute fast schon ein logischer nächster Schritt. Sie helfen, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln, erhöhen die Eigenverbrauchsquote und verbessern die Vermarktungsmöglichkeiten – gerade in einem volatilen Marktumfeld.

Vom Fördermodell zum Energiesystem (4/7)

Gleichzeitig sehen wir aber, dass sich Batteriespeicher zunehmend vom „Add-on“ zur eigenständigen Infrastruktur entwickeln. Große Speicher werden gezielt zur Teilnahme am Strommarkt, an Regelenenergiemärkten oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt. Das eröffnet ganz neue Erlösquellen.

Für unser zukünftiges Geschäft bedeutet das: Wir denken nicht mehr in einzelnen Anlagen, sondern in integrierten Energiesystemen – und Speicher sind dabei ein zentraler Baustein.

Wie schätzen Sie aktuell die Capture Rates für Photovoltaik-Anlagen ein? Und mit welcher Entwicklung rechnen Sie in den kommenden Jahren – insbesondere bei weiter steigendem PV-Ausbau und dem prognostizierten Speicherausbau?

Die Capture Rates für Photovoltaik sind aktuell deutlich unter Druck. Durch den starken Ausbau von PV sehen wir immer häufiger niedrige oder sogar sehr niedrige Preise in den Mittagsstunden – genau dann, wenn viel Solarstrom ins Netz kommt.

In vielen Märkten liegt die Capture Rate inzwischen spürbar unter dem durchschnittlichen Strompreis, und dieser Trend wird sich voraussichtlich weiter verstärken. Mit jedem zusätzlichen Gigawatt PV steigt der sogenannte Kannibalisierungseffekt.

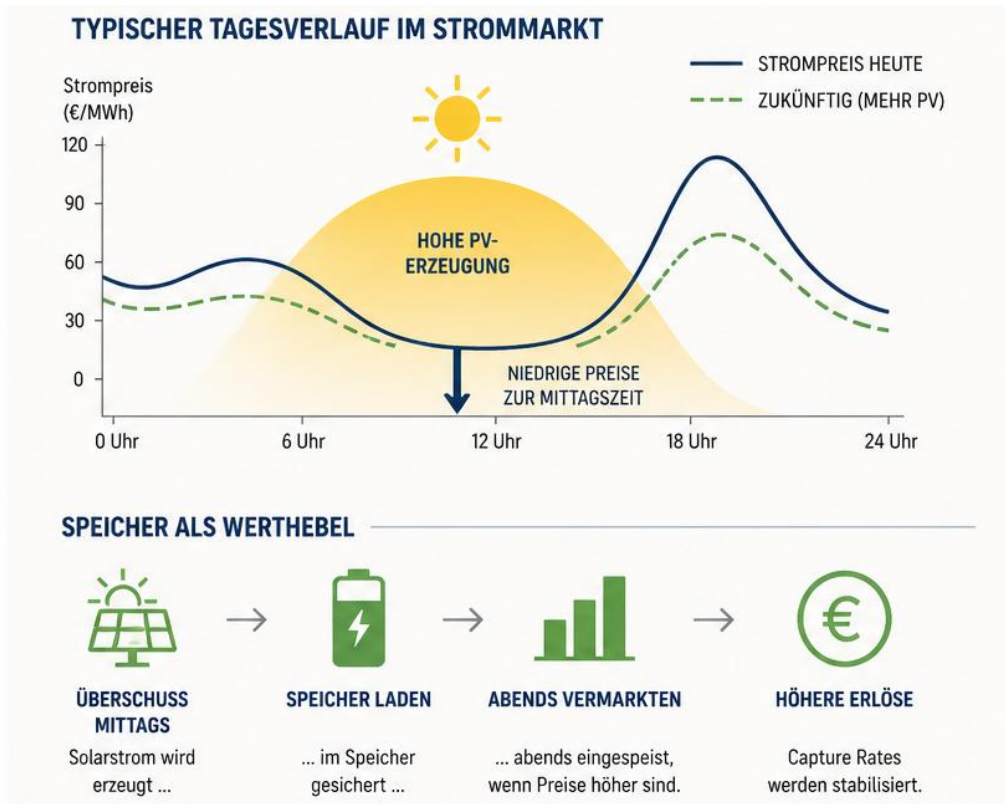
Ich gehe davon aus, dass sich diese Entwicklung in den kommenden Jahren fortsetzt – allerdings nicht linear. Der parallele Ausbau von Speichern wird hier eine wichtige Gegenbewegung darstellen. Speicher können Überschüsse aufnehmen und zeitversetzt einspeisen, was die Preisspitzen glättet und die Capture Rates stabilisieren kann.

Langfristig wird es also ein Zusammenspiel geben: Mehr PV drückt die Preise zu bestimmten Zeiten, mehr Speicher stabilisiert sie wieder. Für Anlagenbetreiber bedeutet das aber klar: Ohne Flexibilität wird es zunehmend schwierig, attraktive Erlöse zu erzielen.

Vom Fördermodell zum Energiesystem (5/7)

Wenn Projektierer oder Kund:innen heute zu Ihnen kommen und eine Freiflächenanlage planen:

Was raten Sie ihnen aktuell – worauf kommt es aus Ihrer Sicht wirklich an, damit ein Projekt langfristig wirtschaftlich bleibt?



Mein wichtigster Rat ist: Das Projekt von Anfang an ganzheitlich denken – nicht nur als Erzeugungsanlage.

Der größte Fehler wäre heute, eine Freiflächenanlage rein auf Basis von Volleinspeisung und Durchschnittspreisen zu kalkulieren. Entscheidend ist vielmehr, wie der Strom vermarktet wird und welche Flexibilitäten im System vorhanden sind.

Das heißt konkret: Frühzeitig die Vermarktungsstrategie definieren (PPA, Direktvermarktung, regionale Modelle), Netzanschluss und mögliche Engpässe realistisch bewerten, Speicherlösungen mitdenken, auch wenn sie erst später umgesetzt werden und vor allem Digitalisierung und Steuerbarkeit von Beginn an einplanen. Ein weiterer zentraler Punkt ist die Standortqualität – nicht nur in Bezug auf Einstrahlung, sondern auch auf Netznähe, Abnehmerstruktur und regulatorische Rahmenbedingungen.

Langfristig wirtschaftlich bleiben jene Projekte, die flexibel auf Marktveränderungen reagieren können. Starre Modelle funktionieren in einem dynamischen Energiemarkt immer schlechter.

Vom Fördermodell zum Energiesystem (6/7)

Ein häufig diskutiertes Thema ist die Verfügbarkeit von Netzanschlüssen.

Gibt es aus Ihrer Sicht noch ausreichend Einspeisekapazitäten – oder sind viele attraktive Netzpunkte bereits vergeben?

Das Thema Netzanschluss ist aktuell einer der größten limitierenden Faktoren. In vielen Regionen sind attraktive Netzpunkte bereits vergeben oder stark ausgelastet. Kapazitäten gibt es zwar noch, sie sind aber deutlich schwerer zu erschließen und oft mit höheren Kosten sowie längeren Projektlaufzeiten verbunden.

Zunehmend scheitern Projekte nicht an der Fläche, sondern am Netz, wodurch Netzanschlüsse selbst zu einem strategischen Asset werden. Gleichzeitig entstehen neue Lösungsansätze wie die Kombination mit Speichern, intelligente Einspeisekonzepte oder die bessere Nutzung bestehender Infrastruktur.

Klar ist: Wer heute ein Projekt plant, muss das Thema Netz von Anfang an mitdenken.

Wie vermarkten Sie Ihre Batteriespeichieranlagen aktuell? Und welche Hürden haben Sie sowohl bei der Errichtung als auch im laufenden Betrieb bereits erlebt?

Unsere Batteriespeicher vermarkten wir aktuell sehr stark marktorientiert. Das heißt, wir nutzen verschiedene Erlösquellen parallel: Vor allem gezielte Arbitrage zwischen Niedrig- und Hochpreisphasen, aber auch Intraday-Handel und Teilnahme an Regelenergiemärkten.

Die Herausforderung dabei ist, dass diese Märkte komplex und dynamisch sind. Es braucht entsprechende Systeme, Know-how und oft auch Partner, um Speicher optimal zu bewirtschaften.

Bei der Errichtung sehen wir vor allem zwei Hürden: Zum einen die regulatorischen Rahmenbedingungen, die teilweise noch nicht vollständig auf große Speicher ausgelegt sind. Zum anderen die Netzintegration – also ähnliche Themen wie bei PV-Anlagen, nur teilweise noch komplexer.

Unterm Strich gilt: Batteriespeicher sind wirtschaftlich hochinteressant, aber kein Selbstläufer. Der Erfolg hängt stark davon ab, wie professionell sie betrieben und in den Energiemarkt integriert werden.

Sehr geehrter Herr Lippacher, vielen Dank für das angenehme und aufschlussreiche Gespräch. Ihre Einschätzungen zeigen sehr klar, wie stark sich der Markt aktuell im Wandel befindet – von geförderten Modellen hin zu marktbasierten Ansätzen, bei denen Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und Systemintegration zunehmend im Vordergrund stehen.

Gerade die Kombination aus langjähriger Projekterfahrung und einem klaren Blick auf zukünftige Entwicklungen macht Ihre Perspektive besonders wertvoll. Vielen Dank für Ihre Offenheit – und weiterhin viel Erfolg bei der Umsetzung Ihrer Projekte.

Batteriespeicher im Strommarkt: Erlöse, Kannibalisierung und Systemwert bis 2040

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel



„Unser zukünftiges Energiesystem braucht den smarten Ausbau systemdienlicher Flexibilitäten.“

Thomas Rosenzopf · Geschäftsführer · enervis Austria

Energiewirtschaftlicher Experte mit Fokus auf langfristiger langfristige Strommarktentwicklung und wirtschaftlicher Asset-Bewertung und Vermarktungsstrategien von PV, Wind und Batteriespeichern, im CEE und DACH-Raum.

Seit 2025 Geschäftsführer der enervis Austria, Markt-Lead Österreich für enervis
Seit 2021 Berater bei enervis energy advisors
2015 bis 2021 Studium Wirtschaftsingenieurwesen mit Fokus auf Energietechnik und Modellierung an der TU-Graz, Gaststudienaufenthalte in Spanien und den USA

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (1/7)

Lieber Thomas,

danke dir, dass du dir Zeit für dieses Gespräch nimmst. Enervis zählt zu den Adressen im deutschsprachigen Raum, wenn es darum geht, Energiemärkte nicht nur qualitativ zu kommentieren, sondern quantitativ zu durchdringen – von langfristiger Strommarktmodellierung bis hin zur bankfähigen Bewertung konkreter Projekte.

Gerade beim Thema Flexibilitäten – und hier insbesondere Batteriespeicher – ist diese Kombination aus Systemblick und Zahlenwerk entscheidend. Denn zwischen großem Erwartungshorizont, realen Erlösmärkten und der Frage nach langfristiger Tragfähigkeit liegen oft Welten.

Lass uns deshalb gemeinsam eintauchen: Welche Flexibilitäten tragen heute wirklich? Wie entwickeln sich Erlöse in einem zunehmend elektrifizierten System? Und was passiert, wenn sich viele Akteure plötzlich „systemdienlich“ verhalten?

Wenn man sich den österreichischen Strommarkt Richtung 2030/2040 ansieht – mit massivem PV-Ausbau, wachsender Elektrifizierung und steigender Volatilität:

Wo siehst du heute den eigentlichen Engpass – im Netz, in der Flexibilität oder in den regulatorischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen?

Ich sehe den größten Engpass im Netz und in den regulatorischen Rahmenbedingungen. Hier ist mit dem neuen EIWG zwar bereits ein großer Schritt nach vorne gemacht worden, es gibt aber hinsichtlich der Verordnungen der E-Control noch einige größere Baustellen, die bearbeitet werden müssen, um den Rahmen für ein effektives Gelingen der Energiewende zu legen. Ein smarterer Rahmen, insbesondere hinsichtlich flexibler Netzentgelte, Demand-Side-Management und Speichern, könnte den Engpass im Netz deutlich verringern.

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (2/7)

**Aus eurer Modellierungs- und Projekterfahrung:
Welche Flexibilitäten sind heute tatsächlich die profitabelsten?
Sind es klar Batteriespeicher – oder gibt es Anwendungsfälle, in denen Demand Response, Power-to-Heat oder andere Optionen wirtschaftlich überlegen sind?**

Aktuell sind Speicher am profitabelsten, da sie durch Laden und Entladen flexibel Erlöse an unterschiedlichen Märkten generieren können. Für Demand Side gibt es einige wirtschaftlich attraktive Anwendungsfälle in der Industrie, insbesondere zur Reduktion leistungsbezogener Netzentgelte. Allerdings ist die notwendige Prozessanpassung häufig ein Deal-Breaker. Power-to-heat ist sehr spannend, steckt aber im Vergleich zu klassischen Batteriespeichern in der Vermarktungslogik usw. noch eher in den Kinderschuhen.

Aktuell dominieren Regelenergie, Intraday-Arbitrage und Revenue Stacking die Diskussion. Wie robust schätzt du diese Erlösquellen mittel- bis langfristig ein?

Und wo erwartest du die stärksten Verschiebungen in der Erlösstruktur von Batteriespeichern?

Aktuell ist eine Verschiebung der Erlöse vom Intraday- in den Day-Ahead-Markt zu beobachten. Dies ist vor allem durch die Umstellung auf den 1/4-h-Handel zu erklären. Wir als Enervis erwarten aber generell bis Anfang der 2030er gute Erlöschancen für Batteriespeicher in den Spot- als auch in den Regelenergiemärkten.

Abzuwarten bleibt, wie sich das Gebotsverhalten der Batteriespeicher bei den leistungsbezogenen Anteilen der Regelenergie verhält. An der Stelle könnte durchaus auch opportunistisch mit erwarteten Erlösen aus den Spotmärkten in die Regelenergiemärkte geboten werden und so das Erlös- bzw. Preisniveau auch bei einigen mehr installierten Batteriespeichern hoch bleiben. Kurzfristig nehme ich an, dass der Sekundärregelenergiemarkt am stärksten von der Kannibalisierung betroffen sein wird. Hier könnten bereits einige hundert mehr installierte Batteriespeicher in Österreich für eine deutliche Verschiebung sorgen.

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (3/7)

Eine zentrale Sorge vieler Investoren ist die „Selbsterfleischung“ des Marktes durch zu viele Speicher.

Teilst du diese Befürchtung – oder glaubst du, dass steigender Strombedarf, mehr PV-Einspeisung und höhere Volatilität diesen Effekt weitgehend kompensieren werden?

Aktuell ist es noch so, dass der Erneuerbaren-Zubau den Zubau von Speichern deutlich übersteigt. Somit ist auch immer noch von einem mittelfristigen Anstieg der niedrigen Preise und generell der Volatilität im Markt auszugehen. Dies könnte sich bei einem schnellen Speicherzubau bis Anfang der 2030er umkehren und zu einer gewissen Kannibalisierung oder - wie du es nennst - „Selbsterfleischung“ der Erlöse führen. Hier könnte es sich also durchaus lohnen den Speicher eher früher als später ans Netz zu bringen.

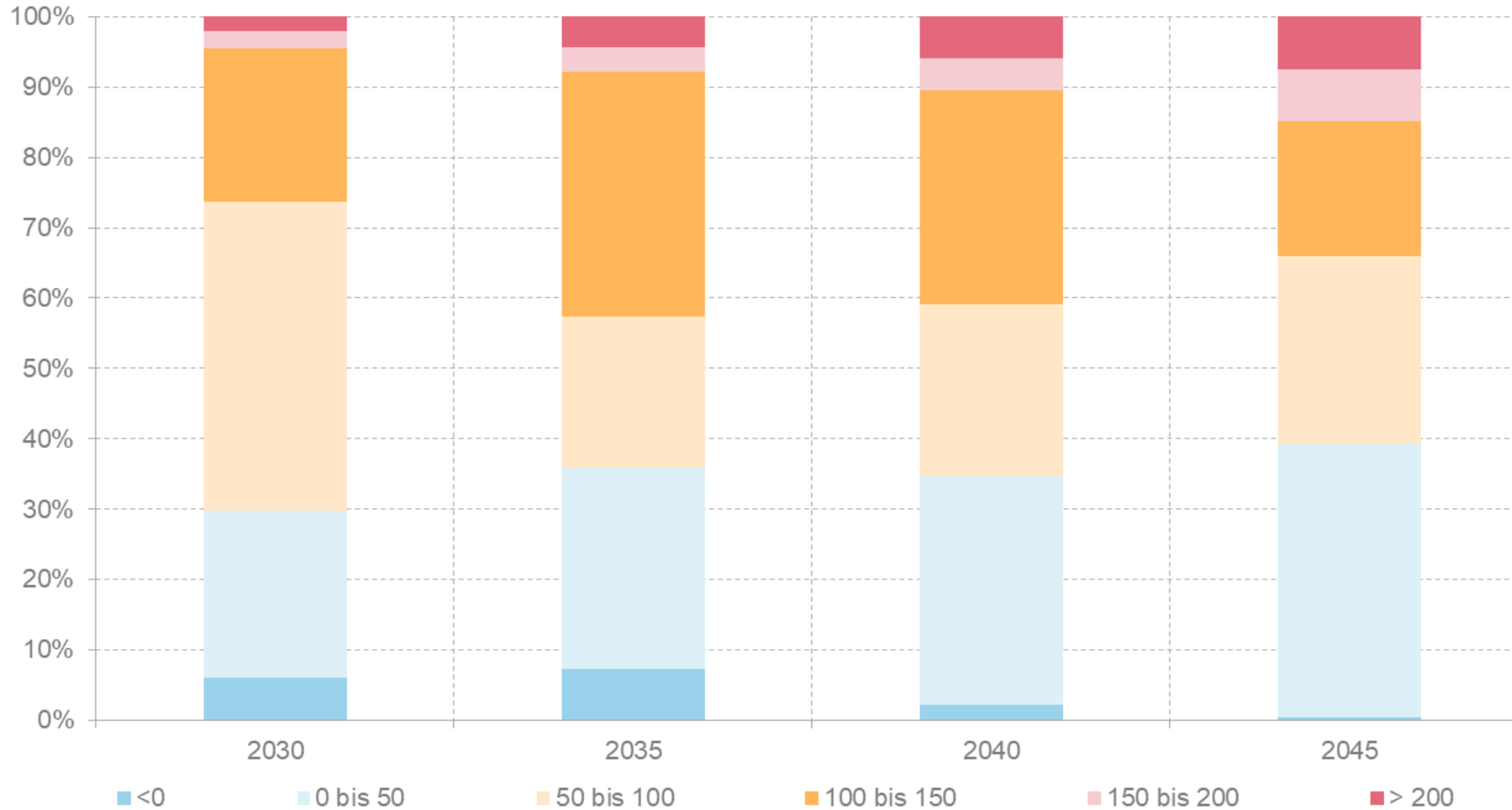
Wenn ihr Langfristmodelle bis 2040 oder sogar 2060 rechnet: Wie entwickeln sich aus heutiger Sicht Preisvolatilität, Knappheitssituationen und der systemische Wert von Flexibilität?

Bleibt Flexibilität ein knappes Gut – oder wird sie irgendwann „normalisiert“?

Wir sehen, dass innertägliche Volatilität bei einer hohen Durchdringung der stark wetterabhängigen Erneuerbaren wie Wind und PV ein ständiger Begleiter des Strommarktes sein wird. Im Wesentlichen erwarten wir langfristig einen deutlichen Anstieg der niedrigen Preise, bzw. auch einen Anstieg hoher, bis extrem hoher Preise. Extrem hohe Preise spiegeln hier Knappheitssituationen aufgrund von langanhaltenden Dunkelflauten mit einer Aktivierung der Nachfrageflexibilität wider. Darüber hinaus gibt es auch noch den systemischen Wert von Flexibilität als Netzstabilisierung oder einer Leistungsvorhaltung für die Versorgungssicherheit.

Flexibilität dürfte mittelfristig noch ein knappes Gut bleiben, bevor sich ein strukturelles Gleichgewicht zwischen Nachfrageflexibilität, gesicherter Kapazität, Speichern und Netzausbau einstellt. Eine größere Nachfrageflexibilität, die wir als Verbraucher teilweise selbst in der Hand haben könnte hier die Nachfrage nach den anderen Punkten stark beeinflussen.

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (4/7)



Ausblick auf Strompreisanteile in €/MWh im enervis Current Efforts Szenario Q1/26. Quelle: enervis, 2026

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (5/7)

Wie stark beeinflussen aus deiner Sicht Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-Heat, Wasserstoff oder industrielle Elektrifizierung die Erlöslandschaft für Speicher?

Sind das eher zusätzliche Konkurrenz-Flexibilitäten – oder erhöhen sie unterm Strich den Bedarf an elektrischer Flexibilität?

Power-to-heat könnte durchaus eine kritische Größe erreichen und Speichererlöse beeinflussen, hier rechnen wir aber mittelfristig mit nur begrenzten Kapazitäten, welche dann auch dementsprechend optimiert eingesetzt werden. Wasserstoff und industrielle Elektrifizierung sind an den kurzfristigen Märkten weniger flexibel einzusetzen und tragen eher zu einer generelle Nachfragesteigerung bei und sorgen damit für tendenziell positive Auswirkungen auf die Speichererlöse.

Vehicle-to-Grid wird oft als Gamechanger beschrieben.

Wie realistisch schätzt du den tatsächlichen Markteinfluss von V2G in den nächsten 10–15 Jahren ein – und in welchen

Modellen taucht er bei euch wirklich relevant auf?

V2G könnte bei einer stärkeren Flexibilisierung des Ladens der E-Autos durchaus zu einer Konkurrenz für Speicher werden. Allerdings sind noch einige regulatorische Hürden sowie Fragen zum konkreten Geschäftsmodell zu klären. Insbesondere stellt sich die Frage, wie der Autobesitzer von der Nutzung seiner Batterie profitiert, oder ob ihm die Batterie überhaupt gehört. Dementsprechend rechnen wir erst ab Mitte der 2030er damit, dass rund ein Viertel der Nachfrage aus der E-Mobilität tatsächlich flexibel ist. Diese Anteile haben dann aber auch starke Auswirkungen auf die Volatilitäten und Strompreise im Markt.

Lokale Optimierung durch Energiegemeinschaften oder Energiezellen wird immer stärker diskutiert.

Welchen Einfluss erwartest du dadurch auf Regenergiemärkte und systemweite Flexibilitätsbedarfe?

Entlasten solche Konzepte das Gesamtsystem – oder verschieben sie Flexibilitätsbedarfe nur räumlich und zeitlich?

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (6/7)

Die Frage hier ist, ob durch eine Energiegemeinschaft ein genereller Netzausbau in dieser Netzebene und Region vermieden werden kann? In der aktuellen regulatorischen Ausgestaltung halte ich das für fraglich.

Bei einer stärkeren systemischen Nutzung der Daten und Flexibilitäten aus den Energiegemeinschaften kann ich mir aber auch eine systemdienliche Optimierung von Energiegemeinschaften und eine Vermeidung vom Netzausbau vorstellen. Der positive Effekt auf die Systemkosten könnte in meinen Augen vor allem durch Synergieeffekte der bereits bestehenden Vernetzung und das Bewusstsein des Wertes der Energie bei einer Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft entstehen.

Eine bewusst zugespitzte Frage:

Was passiert mit Erlösen für Flexibilität, wenn sich plötzlich viele Marktteilnehmer systemdienlicher verhalten – PV-Überschüsse besser nutzen, Lasten verschieben, Speicher optimieren?

Wird das System effizienter, aber einzelne Geschäftsmodelle unattraktiver?

Das könnte durchaus so sein. Eine bessere Nutzung bestehender Flexibilitäten, insbesondere von Heimspeichern, könnte einen spürbaren Effekt haben. Derzeit werden diese überwiegend eigenverbrauchsorientiert statt systemdienlich optimiert. Eine stärkere Systemorientierung würde die Einspeisung von Überschüssen zur Mittagszeit reduzieren und damit sowohl negative Preisspitzen als auch den Netzausbau begrenzen. Die Frage ist vor allem, wie bringen wir möglichst viele Marktteilnehmer dazu sich systemdienlich zu verhalten – mit dem neuen EIWG wurde hier schon mal ein erster guter Rahmen mit zeitvariablen Netzentgelten, notwendigen Schnittstellen und Datenarchitekturen geschaffen.

Wenn du Projektentwicklern und Investoren einen Rat geben müsstest:

Was sind aus deiner Sicht die drei wichtigsten Punkte, um Speicher- und Flexibilitätsprojekte heute so aufzustellen, dass sie auch in 10–15 Jahren noch wirtschaftlich tragfähig sind?

Flexibilität bleibt knapp – aber nicht grenzenlos profitabel (7/7)

Ich würde vor allem die Flexibilität von Speichern hervorheben, Erlöse zu generieren. Sie sind nicht von einem Markt abhängig, sondern können auf Spot-, Regenergie-, Blindleistungs-, Schwarzstart- als auch Kapazitätsreservemärkten Erlöse erzielen. Meiner Einschätzung nach, werden in Zukunft noch weitere Märkte dazukommen. Zusätzlich heißt es an der Stelle nicht investiere und vergesse, sondern halte die Märkte im Blick und prüfe stets die möglichen Vermarktungsoptionen und potenzielle neue Erlösströme. Hier fällt dem Speichervermarkter ein größerer Anteil an der Wertschöpfung zu, dementsprechend sollte man sich diesbezüglich gut aufstellen. Des Weiteren ist ein langfristig sicherer Netzanschlussvertrag bzw. ein gutes Verhältnis zum zuständigen Netzbetreiber sehr zu empfehlen.

Thomas, vielen Dank für den tiefen Einblick und deinen klaren Blick auf Zahlen, Modelle und Realitäten. Was man aus deiner Perspektive sehr deutlich mitnimmt: Flexibilität ist kein kurzfristiger Hype, sondern ein strukturelles Element des zukünftigen Energiesystems – allerdings mit sich wandelnden

Erlöslogiken und steigenden Anforderungen an Planungstiefe und Risikoverständnis.

Gerade in einer Phase, in der Batteriespeicher, Sektorenkopplung, lokale Optimierung und neue Markttrollen gleichzeitig an Bedeutung gewinnen, ist diese nüchterne, modellbasierte Einordnung extrem wertvoll. Danke für das Gespräch – und für deinen Beitrag, Erwartung und Realität im Energiemarkt sauber zusammenzubringen.



Quelle: enervis (<https://enervis.de/leistung/batteriespeicher-seminar-grundlagen/>), 2026

Vom Tool zum System: Eine Steuerung für die Energiewende

Warum Energiemanagement zum entscheidenden Erfolgsfaktor wird



„Die Zukunft liegt nicht im Kauf einzelner Technologien – sondern darin, ein Energiesystem ganzheitlich zu betreiben.“

Manfred Lobenwein · Geschäftsführer von Lobenwein Softwareentwicklung

HOLZ-HER Maschinenbau GmbH (1996 – 2012)

- SPS Programmierung, Entwicklung Visualisierung für CNC Maschinen

Gründer und Geschäftsführer HMI-Master (2011 – 2018)

- Entwicklung und Design der Software HMI-Master / EasyMaster

Geschäftsführer Lobenwein Softwareentwicklung (2012 – heute)

- Selbständige Softwareentwicklung (u.a. Uni-PRO)
- Projektentwicklung in der Automatisierungstechnik, APP und Web-Entwicklung

Vom Tool zum System: Eine Steuerung für die Energiewende (1/6)

Hallo Manfred, danke dir, dass du dir Zeit für das Gespräch nimmst. Ich schätze den Austausch mit dir und Uni-PRO sehr, weil ihr genau dort ansetzt, wo viele Projekte in der Praxis entschieden werden: nicht bei Buzzwords, sondern bei der Frage, wie man Energiesysteme wirklich steuerbar, wirtschaftlich und robust betreibt – im Gebäude, im Gewerbe, in der Industrie und perspektivisch auch im Verbund.

Gerade jetzt, wo volatile Erzeugung, neue Lasten (E-Mobilität, Wärmepumpen) und steigender Kostendruck auf Unternehmen gleichzeitig wirken, wird klar: Die Zukunft liegt nicht nur im Ausbau von Anlagen – sondern in integrierten Energiemanagementsystemen, die Lasten, Erzeugung und Speicher intelligent koordinieren.

Lass uns deshalb direkt einsteigen - von eurer Vision über konkrete Use-Cases bis hin zu den großen Fragen rund um Flexibilität, Microgrids und die nächsten Entwicklungsschritte im Markt.

Wenn du Uni-PRO in zwei Sätzen beschreiben müsstest: Wofür wollt ihr stehen – und welches Problem löst ihr für eure Kund:innen wirklich?

Wir stellen ein All-in-One-Tool zur Verfügung welches es dem Anwender erlaubt innerhalb kürzester Zeit Automatisierungsaufgaben und Visualisierungen zu implementieren. Statt einzelner Logikfunktionen stellen wir Funktionsbausteine für komplette Abläufe bereit, die nur mehr konfiguriert statt programmiert werden müssen.

Vom Tool zum System: Eine Steuerung für die Energiewende (2/6)

Was ist aus deiner Sicht das klare Alleinstellungsmerkmal von Uni-PRO? Was macht ihr anders als klassische EMS-Anbieter – und warum ist genau das in der Praxis entscheidend?

Wir haben bereits hunderte Funktionsbausteine und Bedienelemente für nahezu jeden Anwendungsfall entwickelt. Dies erlaubt es den Kunden innerhalb kürzester Zeit auch umfangreiche Projekte umzusetzen. Wir bieten außerdem an projektspezifische Lösungen maßgeschneidert zu entwickeln. Hat ein Kunde eine Idee für einen neuen Funktionsbaustein, der auch für andere Kunden interessant ist, entwickeln wir diesen kostenlos und stellen in allen Kunden zur Verfügung. So ist unsere Lösung mit der Zeit immer mehr gewachsen – aus der Praxis für die Praxis.

Viele Unternehmen haben heute zwar PV, Speicher oder Ladeinfrastruktur – aber keinen wirklich koordinierten Betrieb. Welche Rolle spielen integrierte Energiemanagementsysteme künftig bei der wirtschaftlichen Optimierung von Gebäuden, Standorten und Quartieren?

Bei nahezu jedem Neubauprojekt werden PV und Wärmepumpe bereits mit geplant. Woran viele nicht denken, ist ein EMS zu verbauen. Mit einem Speicher und EMS lassen sich bis zu 90% der Stromkosten sparen.



Quelle: Uni-PRO – Industrial Server, 2026

Dynamische Tarife und granularere Preissignale werden oft als Gamechanger bezeichnet – aber ohne Automatisierung bleiben sie Theorie.

Wie verändern dynamische Tarife aus deiner Sicht das Design moderner Energiemanagement-Strategien?

Und ab wann wird's für Kund:innen wirklich wirtschaftlich relevant?

Dynamische Tarife haben zwei Wirkungen. Erstens eine psychologische Komponente. Die Anwender machen sich viel mehr Gedanken darüber, wann sie Energie verbrauchen. Zweitens natürlich auch eine wirtschaftliche wenn man den dynamischen Tarif automatisiert maximal nutzen kann ohne Komfort einzubüßen. In nahezu allen Fällen amortisiert sich ein EMS innerhalb kürzester Zeit.

Batteriespeicher werden immer öfter gemeinsam mit PV, Ladeinfrastruktur und Wärmeanwendungen gedacht.

Welche Bedeutung haben Batteriespeicher in dieser Kombination – eher als „nice to have“ oder als echter Schlüssel für Kosten, Resilienz und Netzentlastung?

Ein Speicher ist absolut zentral für Energieoptimierung und die Nutzung dynamischer Tarife. Durch die niedrigen Einspeisetarife wird mit einer PV-Anlage ohne Speicher die meiste Energie praktisch verschenkt. Am meisten spart man wenn man die erzeugte Energie selbst verbraucht, das geht nur mit einem Speicher. Die Preise für Heimspeicher sind in den letzten Jahren extrem gefallen. Dadurch lohnt sich ein Speicher praktisch immer.

Vom Tool zum System: Eine Steuerung für die Energiewende (4/6)

Sektorenkopplung klingt am Papier oft einfach – in der Umsetzung wird's schnell komplex.

Wo siehst du aktuell die größten technischen oder organisatorischen Hürden, wenn Strom, Wärme, Mobilität und Speicher in einem System zusammengeführt werden sollen?

Das kommt auf das Projekt an. Wir sehen an unseren Projekten, dass viele Betriebe eine Sektorenkopplung nach Möglichkeit schon mit einplanen, um Energie zu sparen. Die hohen Strompreise zwingen sie praktisch dazu. Schwieriger wird es bei öffentlichen Projekten. Wir haben schon Schulen oder Kindergärten gesehen, die ohne PV gebaut wurden. Schuld ist hier die Bürokratie. Oft stehen Denkmalschutz und Genehmigungen im Weg. Beispielsweise wenn ein Geschäft zum Einbau einer Wärmepumpe mit Außengerät eine neue Betriebsgenehmigung braucht oder Außengeräte oder PV-Anlagen gar nicht eingebaut werden dürfen.

Ohne gute Daten bleibt jede Optimierung eine Schätzung – und ohne Prognosen wird der Betrieb reaktiv.

Wie wichtig sind aus deiner Sicht Prognosen (Last, Erzeugung, Preise) für wirtschaftlich erfolgreiche Systeme?

Und wo sind heute die häufigsten „Datenfallen“ in Projekten?

Prognosen sind immer schwierig, besonders wenn sie die Zukunft betreffen. Aber Spaß beiseite. Eine Prognose kann immer nur dann gut sein, wenn sie sich auf eine möglichst große Datenbasis stützen kann. Sei es, um eine KI zu trainieren oder für konventionelle Methoden, die auf Statistik beruhen. Problematisch ist meiner Meinung nach, dass viele Daten ungenutzt bleiben. Oft steht auch der Datenschutz im Weg. Selbst anonymisierte Daten sind manchmal nur schwer mit dem Datenschutz in Einklang zu bringen. Eine Beschwerde eines Users kann ein gesamtes Projekt zu Fall bringen, viele Unternehmen scheuen dieses Risiko. Der AI Act der EU legt die Hürden nochmals höher, es wird noch viele Jahre dauern bis hier für Unternehmen Rechtssicherheit besteht, bei der DSGVO war/ist das auch so.

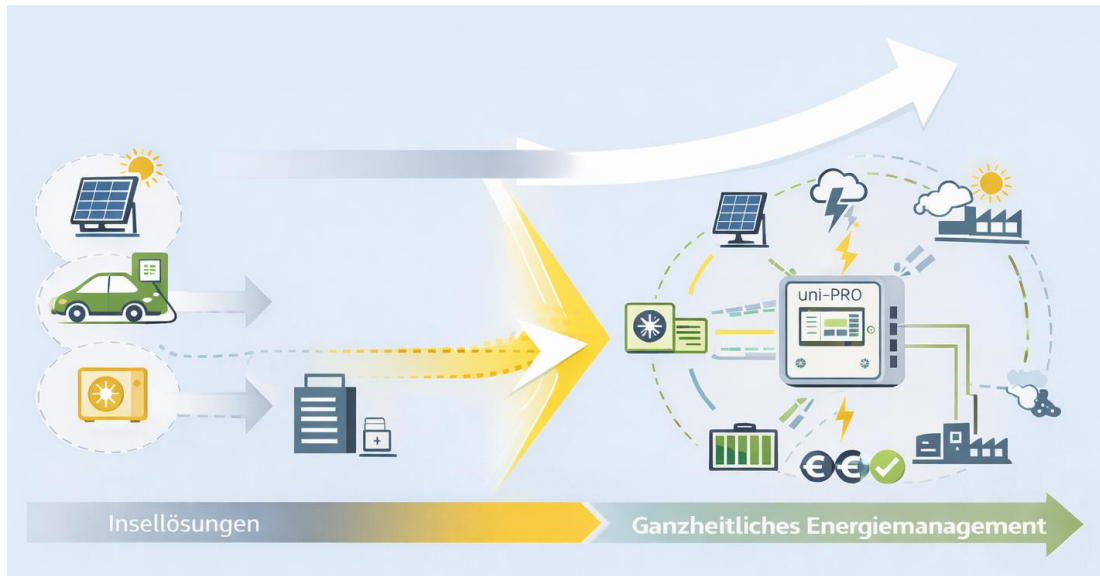
Vom Tool zum System: Eine Steuerung für die Energiewende (5/6)

Welche Use-Cases siehst du aktuell als wirklich marktfähig und skalierbar – also dort, wo Kund:innen heute schon klaren Nutzen haben?

Und welche Anwendungen sind aus deiner Sicht noch zu früh bzw. scheitern aktuell an Wirtschaftlichkeit oder Komplexität?

Wärmepumpe + PV + Speicher + EMS, das sollte (und ist es oft auch) bei jedem Neubauprojekt Standard sein und lohnt sich in allen Fällen. Durch dynamische Einspeisetarife wird auch die Zweitnutzung des Speichers als netzdienlicher Speicher interessant. Das wird sich in Zukunft auch für private lohnen, ein Smartmeter + EMS vorausgesetzt.

Oft scheitern Projekte nicht an der Komplexität der Technik sondern der Politik. Die Politik sollte Rahmenbedingungen vorgeben und nicht alles bis ins kleinste Detail regeln damit sich der Markt entwickeln kann und sich die besten Lösungen durchsetzen können. Ein gutes Beispiel ist die Elektromobilität. Wenn die Menschen ein Elektroauto kaufen sollen, dann darf man den Strom nicht noch künstlich verteuern sondern muss ihn günstiger als Benzin und Diesel machen, dann setzt sich die Technik ganz ohne Förderungen von allein durch.



Quelle: KI-generiertes Bild, erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

Vom Tool zum System: Eine Steuerung für die Energiewende (6/6)

Wenn du die nächsten 5 Jahre skizzierst:

Wie wird sich der Markt für ganzheitliche, digitale Energielösungen entwickeln – und was müssen Unternehmen heute richtig machen, um nicht nur „Technik zu kaufen“, sondern echte Systemperformance zu erreichen?

Ich glaube wir werden in den nächsten fünf Jahren eine klare Verschiebung sehen: Weg von „wir kaufen PV/Speicher/Lader“ hin zu „wir betreiben ein Energiesystem“. Der Druck kommt gleichzeitig aus mehreren Richtungen: volatile Erzeugung, dynamischere Preise, stärkere Netzanforderungen, neue Lasten (E-Mobilität, Wärmepumpen) und der Wunsch nach Resilienz. Das führt dazu, dass digitale, ganzheitliche Lösungen vom Nice-to-have zur Grundvoraussetzung werden – nicht nur im Industriebereich, sondern zunehmend auch im Gewerbe und bei größeren Gebäuden.

Was sich am Markt ändern wird: EMS wird Standard bei Neubau und bei Sanierungen mit PV + Wärmepumpe + Ladeinfrastruktur – weil ohne EMS ein großer Teil des Potenzials ungenutzt bleibt.

Dynamische Tarife werden wirtschaftlich relevanter, aber der Nutzen entsteht nur mit Automatisierung. Speicher werden nicht nur für Eigenverbrauch eingesetzt, sondern zunehmend auch netzdienlich (je nach Rahmenbedingungen). Artz Energie Service ist ein gutes Beispiel dafür, wohin sich der Markt entwickeln wird.

Manfred, vielen Dank für den offenen Austausch und das Kompliment. Was man aus deiner Perspektive sehr klar mitnimmt: Energiemanagement ist längst kein Zusatzfeature mehr, sondern wird zur Grundlage dafür, dass Standorte wirtschaftlich, flexibel und stabil betrieben werden können. Gerade die Verbindung aus technischer Umsetzung, praktischer Steuerbarkeit und einem klaren Blick auf reale Use-Cases macht Uni-PRO als Partner so spannend – weil ihr nicht nur über Optimierung spricht, sondern sie im Alltag tatsächlich möglich macht.

Danke dir fürs Gespräch – und ich freue mich auf die nächsten gemeinsamen Schritte und Projekte.

Danke fürs Lesen!

ENERGIE im FOKUS erscheint regelmäßig – mit Datenanalysen, Interviews und Praxisbeispielen.

Download & Updates

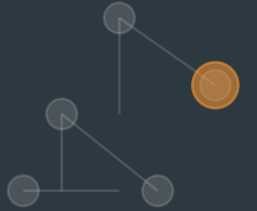
- Vollversion als PDF
- Neue Ausgaben per E-Mail, LinkedIn und der Website

Kontakt

Artz Energie Service GmbH
+43 681 10877947
energieimfokus@artz-energie.at
<https://artz-energie.at>

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.



Interesse an einem Austausch?

- Beitrag zum Energiemagazin
- Beratung & Energiedatenanalyse
- Photovoltaik & Batteriespeicher
- Wirtschaftlichkeitsberechnungen
- Finanzierung & Vermarktungsstrategie

energieimfokus@artz-energie.at
+43 681 10877947
<https://artz-energie.at>