

[KON]KRET #5

So geht Speicherboom

Mehr Speicher, richtig platziert,
richtig getaktet

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	3
2.	Was einen wirksamen Speicherboom ausmacht	5
	Mehr Speicher	5
	Speicher richtig platziert	8
	Speicher richtig getaktet	8
3.	Notwendige Maßnahmen für einen wirksamen Speicherboom	10
	Verteilernetze digitalisieren	11
	Flexibilitätsmärkte stärken und auf lokale Netze ausweiten	12
	Netzentgelte für Speicher fair gestalten	13
	Anreize für Speicher bei PV-Anlagen schaffen	14
	Elektroautos als Speicher nutzbar machen	15
4.	Fazit	16
5.	Literaturverzeichnis	17

1. Einleitung

Österreichs Strom kommt immer mehr aus erneuerbaren Energien. Das ist eine gute Nachricht. Erneuerbare liefern heimischen Strom zu geringen Kosten und machen Österreich unabhängiger von Öl- und Gasimporten. Sie sind außerdem die Voraussetzung dafür, Mobilität, Wärme und Industrie zu elektrifizieren.

Sonne und Wind liefern aber nicht immer dann Strom, wenn er gebraucht wird. Zu Mittag gibt es oft mehr, als das System aufnehmen kann. 2025 fiel der Börsenpreis in Österreich in rund 380 Stunden unter null (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2026). Anfang 2024 erzielte Solarstrom im Schnitt noch 87 Prozent des mittleren Börsenpreises, Anfang 2026 waren es nur noch rund 60 Prozent (KYOS Energy Consulting BV, 2026). Neue Photovoltaik-(PV-)Projekte lassen sich dadurch schwerer finanzieren. Gleichzeitig brauchen Wärmepumpen und Elektroautos Strom oft dann, wenn Sonne und Wind wenig liefern.

Deshalb werden Speicher immer wichtiger. Sie nehmen Strom auf, wenn er im Überfluss da ist, und geben ihn ab, wenn er gebraucht wird. Speicher sind eine von vier Formen von Flexibilität, die das Stromsystem dafür braucht (*siehe Grafik 1*). Neben der Speicherung lässt sich Strom auch über Netze und den europäischen Stromaustausch transportieren, in Wärme oder Gas umwandeln, und der Verbrauch lässt sich in Zeiten mit hohem Angebot verlagern. All das schafft Flexibilität, um Verbrauch und Erzeugung besser zu verbinden. Diese Analyse konzentriert sich auf Batteriespeicher.

Für das Stromsystem der Zukunft braucht es deutlich mehr Speicher. Heute gibt es in Österreich rund ein Gigawatt (GW) Batterieleistung. In einem kostenoptimalen System steigt sie bis 2030 auf rund fünf GW. Der Ausbau kommt bereits in Schwung. Preise für Batteriespeicher sind stark gefallen, Netzanschlüsse für bis zu 25 GW wurden schon angefragt und die regulatorischen Weichen für den Ausbau werden gerade gestellt. Wie gut dieser Schwung genutzt wird, entscheidet sich in den kommenden Monaten.

Richtig gemacht bringt der Speicherboom viel:

- **Unabhängigkeit:** Gespeicherter heimischer Strom kann Öl- und Gasimporte reduzieren und in Spitzenzeiten Gaskraftwerke ersetzen.
- **Leistbarkeit und Preisstabilität:** Speicher dämpfen Preisspitzen und können teuren Netzausbau ersetzen oder reduzieren.
- **Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren:** Gespeicherter Mittagsstrom erhält am Abend wieder einen Wert. Erneuerbare Anlagen müssen seltener abgeregelt werden und neue Projekte bleiben finanzierbar.
- **Stabileres Netz:** Speicher stabilisieren das Netz kurzfristig und können Engpässe verhindern.

Ob diese Chancen genutzt werden können, hängt an den Rahmenbedingungen. Der erste Teil dieser Analyse zeigt, was einen wirksamen Speicherboom ausmacht. Es braucht mehr Speicher, Speicher an den richtigen Orten und Speicher, die im richtigen Moment laden und entladen. Der zweite Teil benennt fünf Maßnahmen, die umgesetzt werden müssen, um das volle Potenzial von Speichern zu heben. Sie betreffen die Digitalisierung der Verteilernetze, Märkte für Flexibilität, Netzentgelte für Speicher, die Förderung von Speichern bei PV-Anlagen und Elektroautos als Speicher.

Die Recherche für diese Analyse wurde neben umfassenden Literaturrecherchen durch Expert:innengespräche mit Vertreter:innen von dem AIT Austrian Institute of Technology, der Österreichischen Energieagentur, Österreichs Energie, dem Bundesverband Photovoltaic & Battery Austria, der E-Control und der Energiewirtschaft unterstützt. Die Einschätzungen der Expert:innen sind in die Analyse eingeflossen, sie spiegeln jedoch nicht die Positionen der genannten Institutionen wider.

Wie Erneuerbare ihr volles Potenzial entfalten

Erneuerbare Erzeugung und Verbrauch fallen zeitlich oft auseinander. So können wir sie im Stromnetz der Zukunft in Einklang bringen.

Strom zeitlich verschieben

Fokus in dieser Analyse:

Batteriespeicher



speichern Strom in Überschusszeiten für wenige Stunden (Tagesausgleich)

Pumpspeicher



pumpen in Überschusszeiten Wasser bergauf und verstromen es bei Bedarf über Stunden bis Tage (Tages-/Wochenausgleich)

Speicherkraftwerke



speichern Schmelzwasser in Reservoirs und verstromen es bedarfsorientiert (saisonaler Asgleich)

Strom umwandeln



Power-to-heat

wandelt Überschussstrom in Wärme um und speichert sie über Stunden bis Tage*

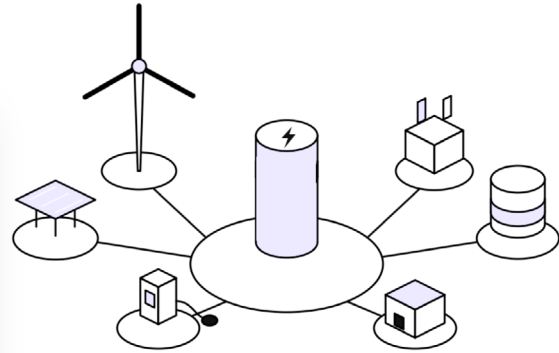


Power-to-gas

wandelt Überschussstrom in Wasserstoff um und speichert sie über Wochen oder saisonal*

*In beiden Fällen ist die Wiederverstromung wenig effizient. Im Fall von Wärme bleiben rund 40 %, bei Wasserstoff rund 30% des eingesetzten Stroms übrig. Viel effizienter ist der direkte Einsatz von Wärme zum Heizen und von Wasserstoff in der Industrie.

Quelle: KONTEXT Institut (2026)



Strom räumlich verschieben



Netzausbau

erhöht Transportkapazität zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsregionen



Digitalisierung der Netze

macht Engpässe sichtbar und bestehende Leitungen besser auslastbar



Europäischer Stromaustausch

gleicht Überschüsse und Verbrauch über Ländergrenzen hinweg aus

Verbrauch steuern



Wärmepumpen

können in Überschusszeiten vorheizen oder kühlen



E-Autos

können in Überschusszeiten laden und potenziell in Engpasszeiten zurück ins Netz einspeisen

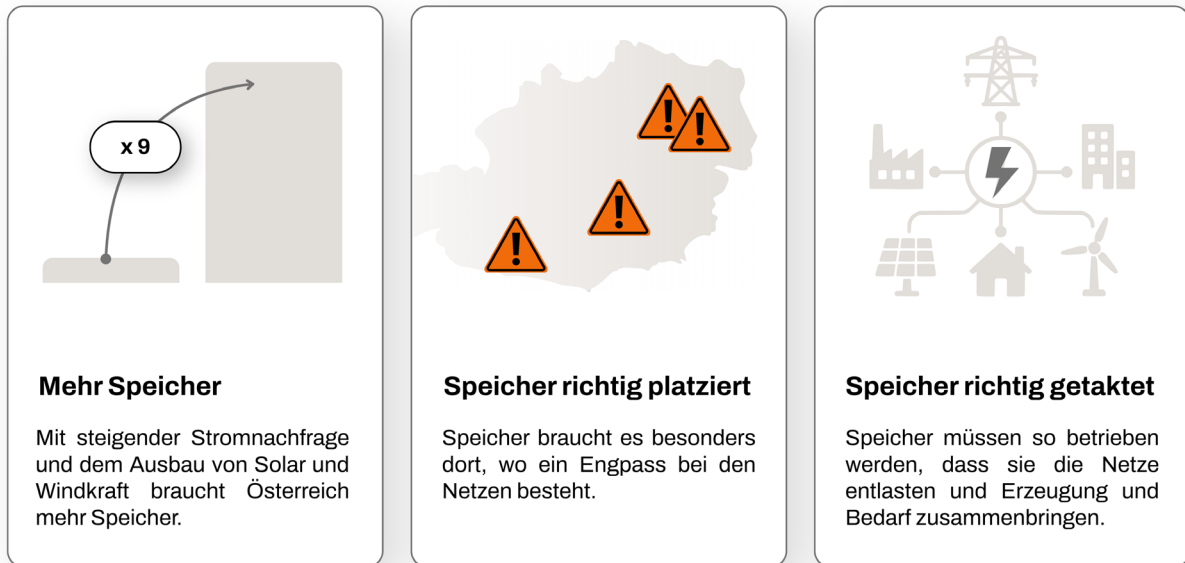


Industrie

energieintensive Prozesse können in Überschusszeiten verschoben werden

Grafik 1

2. Was einen wirksamen Speicherboom ausmacht



Quelle: KONTEXT Institut (2026)

Grafik 2

Mehr Speicher

Eine zentrale Aufgabe von Speichern ist die zeitliche Verbindung von Erzeugung und Verbrauch. Durch den Ausbau von erneuerbaren Energien erfolgt die Stromerzeugung nicht gleichmäßig und die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr schafft neue Verbraucher, die Strom häufig dann benötigen, wenn Sonne und Wind wenig liefern. Beide Entwicklungen erhöhen den Bedarf, Strom von Zeiten hoher Produktion hin zu Zeiten hohen Verbrauchs zu verschieben und damit den Bedarf an Speichern.

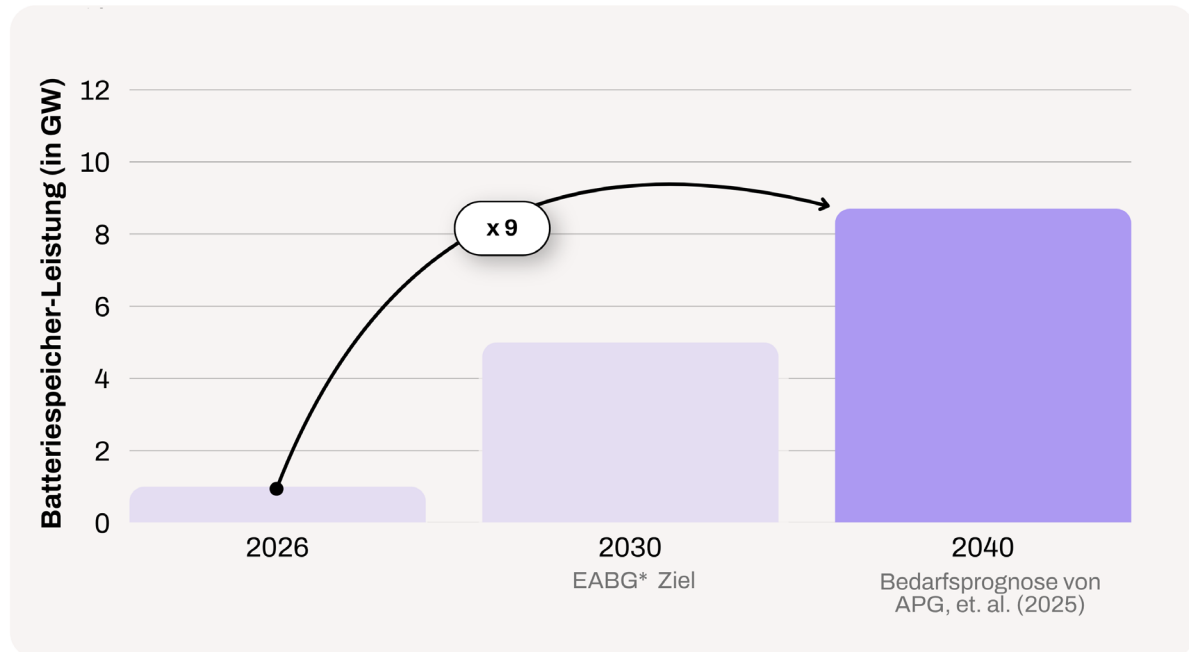
Um den wachsenden Verlagerungsbedarf zu decken, sind mehr Speicher notwendig.

Momentan gibt es in Österreich eine verfügbare Speicherleistung von rund sieben GW. Davon entfallen rund sechs GW¹ auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke und rund ein GW auf Batteriespeicher. Eine Modellierung von Austrian Power Grid (APG), Bundesverband Photovoltaic Austria, Technische Universität Graz und d-fine ergibt, dass in einem kostenoptimalen System die installierte Leistung der Batteriespeicher bis 2030 auf 5,1 GW, das Fünffache, und bis 2040 auf das Neunfache steigen muss (Austrian Power Grid et al., 2025). Der Wert von fünf GW wurde auch von der Regierung im Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG, § 53 Abs. 1) als 2030-Ziel verankert (siehe Grafik 3).

¹ Zusätzliche drei GW befinden sich geografisch in Österreich, sind jedoch an die deutsche Regelzone angeschlossen.

Speicherbedarf steigt rasant

Bis 2040 braucht Österreich neun Mal so viele Batteriespeicher wie heute



Anmerkung: * EABG = Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz
Quelle: APG, et. al. (2025), Darstellung KONTEXT

Grafik 3



Für die Versorgungssicherheit zählt nicht nur die Leistung, sondern auch die Dauer. Wichtig ist bei den Ausbauzielen daher die Unterscheidung zwischen Leistung und Kapazität: Die genannten GW beschreiben die Einspeise- bzw. Entnahmelistung, also wie schnell Energie in den Speicher hinein- oder herausfließen kann. Für die Versorgungssicherheit ist aber auch entscheidend, welche Energiemengen gespeichert werden können (gemessen in Gigawattstunden, GWh). Die meisten aktuell geplanten Großbatteriespeicher sind so ausgelegt, dass sie mit voller Leistung innerhalb von ein bis vier Stunden geladen bzw. entladen werden können. Das reicht aus, um die täglichen Verbrauchsspitzen abzudecken und das Netz kurzfristig zu stabilisieren, jedoch nicht, um mehrtägige sonnenlose Phasen oder die saisonale Energielücke im Winter zu

überbrücken. Um das zu leisten, braucht es Schritte über den Ausbau von Batteriespeichern hinaus. Erstens einen deutlich höheren Anteil an Windkraft. Wind liefert im Winter mehr Strom als im Sommer und hält die Lücke damit von vornherein kleiner. Zweitens können alpine Speicherseen, die sich durch Zuflüsse und Schneeschmelze füllen, den Strom über Monate abgeben und ihn so vom Sommer in den Winter verschieben. Drittens lässt sich die verbleibende Lücke über europäischen Stromaustausch, über Großverbraucher, die ihre Lasten flexibel verschieben und über Wasserstoff und synthetisches Gas decken. Bei diesen beiden Energieträgern geht bei der zweimaligen Umwandlung jedoch ein erheblicher Teil der eingesetzten Energie verloren; ihr Anteil an der Verstromung sollte deshalb möglichst gering bleiben.

Speicher: Drei Anwendungen, drei Nutzen

	Speichertyp	Wirtschaftlicher Nutzen
	Eigenständige Großspeicher „Stand-Alone“	Flexibilität verkaufen: günstig laden und teuer verkaufen, Regelenenergie anbieten
	Speicher bei großen Erzeugungsanlagen „Hybridspeicher“	Erzeugung besser verwerten: Strom speichern statt abregeln und verkaufen, wenn die Preise höher sind
	Heimspeicher und Gewerbespeicher „Behind the meter“	Verbrauch optimieren: Erhöhung Eigenverbrauch und Spitzenlastkappung

Quelle: KONTEXT Institut (2026)

Grafik 4

Für den Speicherausbau gibt es bereits großes Interesse. Laut E-Control sind viele Batterieprojekte in Planung. Das zeigen die Anfragen für einen Netzanschluss: 25 GW wurden bereits angefragt, das entspricht mehr als dem Doppelten der Leistung, die Österreich zu Spitzenzeiten braucht (Salzburger Nachrichten, 2026). Auch wenn die tatsächlich geplante Leistung darunter liegt, weil Betreiber häufig mehrere Netzbetreiber und mehrere Anschlusspunkte anfragen und nicht jede Anfrage in einem Projekt endet, zeigt sich hier ein deutliches Interesse. Das ist auch darin begründet, dass der Einsatz von Speichern unterschiedliche Geschäftsmodelle ermöglicht (siehe Grafik 4). Eigenständige Großspeicher verdienen daran, in Zeiten hoher Energieverfügbarkeit günstig zu laden und in Zeiten hohen Bedarfs teuer zu verkaufen und Regelenenergie anzubieten. Speicher bei großen Erzeugungsanlagen halten den produzierten Strom zurück, wenn die Preise niedrig sind, und speisen ihn ein, wenn sie höher sind. So muss die Anlage bei Überschuss im Netz nicht abgeregelt werden. Heim- und Gewerbe-

speicher erhöhen den Eigenverbrauch und kappen Lastspitzen. Alle drei tragen dazu bei, Erzeugung und Verbrauch zusammenzubringen, reagieren aber auf unterschiedliche Signale. Wichtig ist es, sicherzustellen, dass der Ausbau von Speichern wirtschaftlich darstellbar ist und ein Anreiz für ihren Ausbau besteht. Gleichzeitig muss bei einer Bevorteilung bei den Netzegebühren auf die Verteilungseffekte geachtet werden. Außerdem ist es notwendig, für effiziente Genehmigungsverfahren genügend Ressourcen zur Verfügung zu stellen, damit die Projekte die nötigen Netzanschlüsse tatsächlich bekommen.

Speicher richtig platziert

Neben der zeitlichen Verbindung von Erzeugung und Verbrauch haben Speicher eine zweite Funktion: das Netz an Engpassstellen zu entlasten. Diese Funktion kann nur erfüllt werden, wenn Speicher am richtigen Standort stehen. Steht ein Speicher dort, wo so viel PV-Strom erzeugt wird, dass die lokale Leitung kurzfristig überlastet wäre, kann er den Strom direkt speichern, ihn bei geringer Netzbelastung einspeisen und damit einer Überlastung der lokalen Netzleitung vorbeugen. Steht er weiter weg, dort, wo wenig Erzeugung ist, muss der Überschussstrom erst über die überlastete Leitung zu ihm gelangen. Ein Speicher am richtigen Ort kann somit teuren Netzausbau ersetzen oder zeitlich verschieben, einer am falschen Ort bringt dem Netz wenig oder belastet es zusätzlich.

Die Standorte von Speichern werden momentan hauptsächlich anhand der Netzanschlussmöglichkeiten und der Flächenkosten entschieden, nicht danach, wie sehr die Speicher genau dort wegen Netzengpässen gebraucht würden. Das liegt einerseits an fehlenden Daten über die Engpässe. Im Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wird mit § 118 festgelegt, dass Verteilernetzbetreiber Netzentwicklungspläne erstellen müssen, die auch Transparenz für Flexibilitätsleistungen schaffen sollen. Die Pläne müssen jedoch nur alle zwei Jahre aktualisiert werden und liefern damit keine kurzfristige Engpassprognose. Andererseits fehlen Anreize, einen Speicher dort zu errichten, wo er das Netz entlastet. Das EIWG schafft dafür erstmals eine Grundlage, die in der kommenden Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) der E-Control konkretisiert werden soll: In deren Entwurf ist Systemdienlichkeit auch räumlich definiert, ein netzdienlicher Standort wird damit zur Voraussetzung für eine 20-jährige Ausnahme von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt. Der wirtschaftliche Anreiz ist damit hoch, greift jedoch nur bei vollständiger Erfüllung der Kriterien. Entscheidend ist deshalb, wie erreichbar die Kriterien in der endgültigen Fassung ausgestaltet sind. Fallen sie zu streng aus, qualifizieren sich nur wenige Projekte, und die Standortwahl bleibt in der Breite von Flächenkosten und Anschlusssituation bestimmt.

Speicher richtig getaktet

Damit ein Speicher Netzengpässe verlässlich verringert, muss er nicht nur am richtigen Ort stehen, sondern auch im richtigen Moment laden und entladen. Wer einen Speicher betreibt, richtet sich heute vor allem nach dem Börsenpreis und lädt, wenn Strom billig ist, bzw. entlädt, wenn er teuer ist. Dieser Betrieb wird als *marktdienlich* bezeichnet. Er glättet Preisspitzen und ersetzt potenziell teure und emissionsintensive Spitzenlastkraftwerke, wie Gaskraftwerke. Wenn sich ein Speicher stattdessen nach dem Netz richtet, lädt er dann, wenn die Leitung vor Ort zu überlasten droht, und entlädt, wenn es freie Kapazitäten gibt. Er wird damit *netzdienlich* betrieben. Meist fallen Börsenpreis und Netzauslastung zusammen, je nach Standort des Speichers aber nicht immer. An einem windreichen Wintermorgen beispielsweise liegt der Börsenpreis niedrig, und ein marktgeführter Speicher lädt mit voller Leistung. Der niedrige Preis zeigt an, dass in Österreich insgesamt viel Strom verfügbar ist, er sagt jedoch nichts darüber, wo dieser Strom erzeugt wird und über welche Leitungen er fließt. Steht der Speicher in einem Netzabschnitt ohne eigene Erzeugung, bezieht er den Strom über eine Leitung, die zur Morgenspitze von Verbrauchern ohnehin ausgelastet ist, und erhöht deren Belastung weiter – wirtschaftlich rational, für die Leitung vor Ort aber belastend.

Ein Speicher, der Markt- und Netzsignale verbindet, wird als systemdienlich bezeichnet (siehe Grafik 5). Er wägt beide Signale ab, damit die Gesamtkosten aus Erzeugung und Netz möglichst gering bleiben. Das EIWG macht die Systemdienlichkeit zur Grundlage für die Netzentgelte. Wann genau ein Speicher als systemdienlich gilt, soll die E-Control über die SNE-G-V festlegen, die derzeit als Entwurf vorliegt. Der Entwurf fasst den Begriff enger als die oben beschriebene Definition und knüpft ihn fast ausschließlich an netzbezogene Kriterien wie den Standort und die Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber.

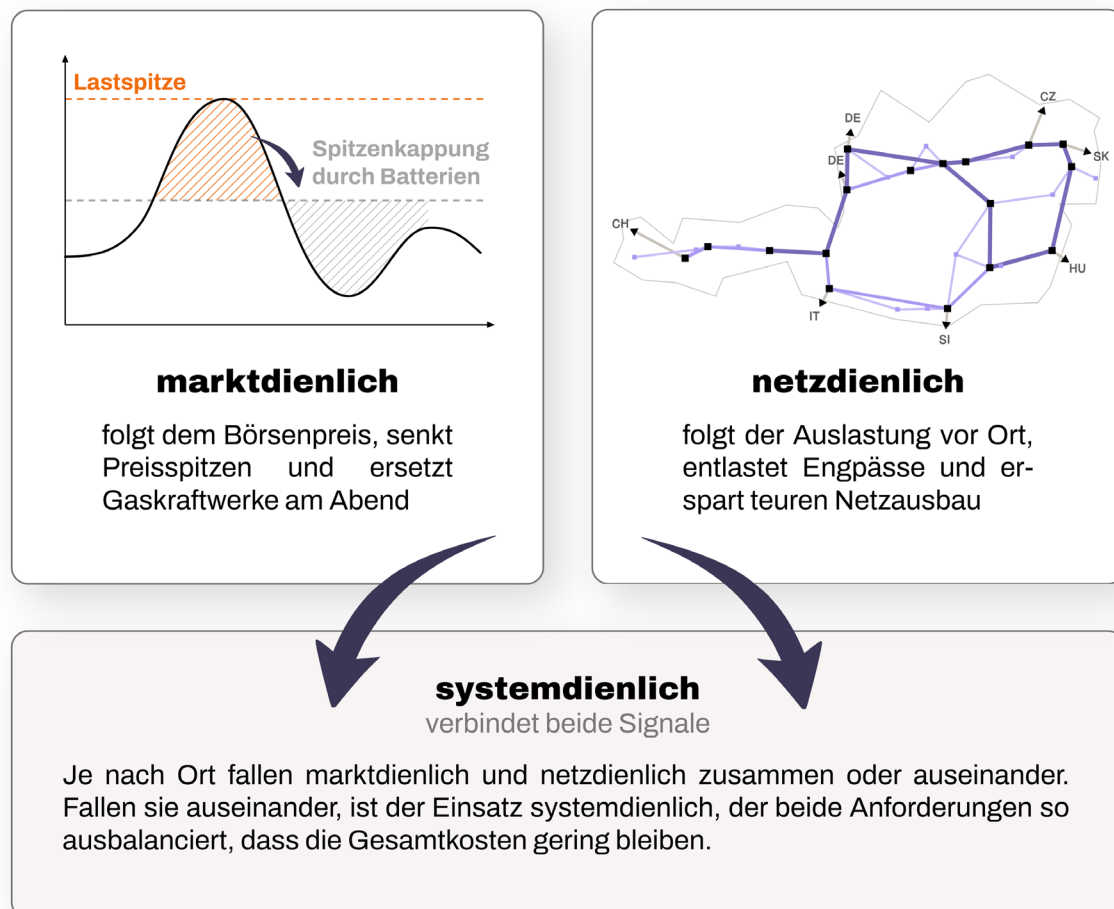
Netzdienliches Verhalten lässt sich über verringerte Netzentgelte anreizen. Das EIWG sieht dafür unterschiedliche Optionen für Speicher vor, die die E-Control näher ausge-

stalten soll. Speicher sollen für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten für den bezogenen Strom befreit werden, wenn sie der Definition des systemdienlichen Betriebs entsprechen, die die E-Control festzulegen hat (§ 127 Abs. 3 EIWG). Alternativ sollen Speicher einen Abschlag auf den Leistungspreis erhalten, wenn sie dem Netzbetreiber erlauben, die Leistung am Anschluss zeitweise zu begrenzen (§ 128 Abs. 3 und 4 in Verbindung mit § 103 EIWG). Und sie sollen ein zeitvariables Netznutzungsentgelt wählen können, das je nach Tageszeit unterschiedlich hoch ausfällt und damit das Laden in Zeiten mit freier Netzkapazität belohnt (§ 128 Abs. 3 und 4 EIWG).

Ein Weg zum netzdienlichen Betrieb führt außerdem über Märkte für Flexibilität. Das EIWG verpflichtet die Netzbetreiber, Flexibilität in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren am Markt zu beschaffen, wenn das günstiger ist als Netzausbau oder Netzverstärkung. Speicher sollen auf dem Markt ihre Leistungen anbieten und eine Vergütung dafür erhalten, dass sie zu einem bestimmten Zeitpunkt mehr oder weniger einspeisen oder entnehmen. Konzipieren soll diesen Markt die E-Control, die Plattform dafür sollen die APG und die größeren Verteilernetzbetreiber aufbauen.

Markt und Netz senden Speichern nicht immer die gleichen Signale

Drei Arten, wie Speicher eingesetzt werden:



Quelle: KONTEXT Institut (2026)

Grafik 5

3. Notwendige Maßnahmen für einen wirksamen Speicherboom

	Verteilnetze digitalisieren	■ Echtzeitdaten gesetzlich verpflichtend machen ■ Ausbau von Sensorik und Software durch Vergütungsanreize beschleunigen
	Flexibilitätsmärkte stärken und ausweiten	■ Markt für Engpassmanagement aufbauen und für Batteriespeicher öffnen ■ Flexibilitätsmärkte auf lokale Netze ausweiten
	Netzentgelte fair gestalten	■ Netzentgelte nach Standort und Netzauslastung staffeln und netzdienliches Verhalten belohnen ■ Wirtschaftlichkeit des Speicherausbaus sicherstellen
	Anreize für Speicher bei PV-Anlagen schaffen	■ PV-Stomabnahme auf Stundenpreis umstellen, um begleitenden Speicherausbau zu fördern ■ Systemdienliches Energiemanagement für Heimspeicher beanreizen
	Elektroautos als Speicher nutzbar machen	■ Netzdienliches bidirektionales Laden beanreizen ■ Standards für Kompatibilität von Ladesystemen setzen und Haftungsfragen klären

Quelle: KONTEXT Institut (2026)

Grafik 6

Verteilernetze digitalisieren

Damit Speicher Netzengpässe reduzieren können, müssen die Netze so weit digitalisiert sein, dass Engpässe identifiziert und prognostiziert werden können.

Momentan ist nur ein kleiner Teil der Verteilernetze digitalisiert. Während Hoch- und Höchstspannungsnetze weitgehend digitalisiert sind, fehlen in der Mittel- und Niederspannung (auf den Netzebenen 5 bis 7) großteils die Sensoren in den Trafostationen, die Software zur Auswertung und die Datenanalytist:innen, die daraus Prognosen erstellen. Bei den Wiener Netzen waren im März 2026 knapp vier Prozent der Trafostationen mit Sensorik ausgestattet und digital angebunden (Wiener Netze, 2026), bei Vorarlberg Netz im April 2026 rund sieben Prozent (Vorarlberger Energienetze, 2026). Ohne Messdaten weiß der Netzbetreiber nicht, wie stark eine Leitung tatsächlich ausgelastet ist. Er muss deshalb annehmen, dass alle angeschlossenen Anlagen gleichzeitig ihre maximale Leistung abrufen oder einspeisen. Dieser Fall tritt kaum ein, weil Wärmepumpen, Ladepunkte und PV-Anlagen zu unterschiedlichen Zeiten Strom brauchen oder liefern. Das Netz gilt damit rechnerisch als ausgelastet, obwohl noch Kapazität frei wäre und weitere Anschlussanfragen werden abgelehnt oder verzögert, die das Netz tatsächlich tragen könnte.

Ein Grund, warum die Digitalisierung nicht schneller vorangeht sind fehlenden Anreize. Für klassische Investitionen wie neue Leitungen bekommt der Netzbetreiber über die gesamte Lebensdauer eine garantierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals (2026: 6,11 Prozent, E-Control, 2023). Steuerungstechnik, Software, zugekaufte Flexibilität und das Personal, das die Systeme bedient, Prognosen erstellt und die Messdaten auswertet, zählen dagegen überwiegend zu den laufenden Betriebskosten. Diese werden zwar anerkannt, aber nicht verzinst und die anerkannte Höhe wird nur alle zwei Jahre neu festgestellt. Steigt der Betriebsaufwand dazwischen, trägt der Netzbetreiber die zusätzlichen Kosten bis zur nächsten Feststellung selbst. Dadurch fehlt der Anreiz in die Digitalisie-

rung zu investieren. In der nächsten Regulierungsperiode plant die E-Control, gezielte Indikatoren zu setzen, um Digitalisierung besser zu belohnen.

Notwendige Schritte

- **Das BMWET** muss Netzbetreiber gesetzlich verpflichten, den Zustand ihrer Netze in Echtzeit zu erfassen und abzubilden (mit genauen Vorgaben, was Digitalisierung bedeutet, aber ohne den technischen Weg dorthin vorzugeben).
- **Die E-Control** muss sicherstellen, dass Digitalisierungsmaßnahmen finanzierbar sind. Betriebskosten für Sensorik, Software und Analyse sollten dafür ähnlich vergütet werden wie Investitionen in Leitungen und unterjährig anpassbar sein. Darauf aufbauend könnte die E-Control wie Ofgem einen Teil der eingesparten Kosten beim Netzbetreiber belassen.

Best practice: Großbritannien

Die britische Energieregulierungsbehörde Ofgem hat einen finanziellen Anreiz für die Digitalisierung geschaffen: Wenn ein Netzbetreiber einen Engpass durch aktive Netzsteuerung oder den Zukauf von Flexibilität günstiger löst als durch ein neues Kabel, darf er einen Teil der Ersparnis als Gewinn behalten (Ofgem, 2022). Damit lohnt sich die Digitalisierung der Verteilernetze für die Netzbetreiber auch wirtschaftlich (Ruiz et al., 2026).

Flexibilitätsmärkte stärken und auf lokale Netze ausweiten

Die Netzbetreiber müssen Flexibilität über den Markt beschaffen, den Zugang für kleine Anbieter niederschwellig gestalten und die Märkte zeitnah auf die Mittelspannung ausweiten.

Engpassmanagement stützt sich in Österreich großteils auf einzelne Gaskraftwerke. Die APG beschafft die nötige Flexibilität über Verträge mit einzelnen Anlagen, in der Praxis kommt sie vor allem aus thermischen Kraftwerken. Das kostet rund 100 Millionen Euro pro Jahr (APG, 2026) und wird über die Netztarife von allen Stromkundinnen und Stromkunden getragen. Einen Wettbewerb um diese Leistung gibt es bisher nicht, damit fehlt auch der Mechanismus, der günstigere Alternativen sichtbar machen würde.

Ein echter Markt für Flexibilität ist gerade im Entstehen. Mit dem EIWG müssen Netzbetreiber Flexibilität unter gewissen Voraussetzungen marktgestützt beschaffen (§ 139). Die APG ist dabei für das Erstellen einer Plattform zuständig (§ 142). Über diese sollen Anbieter künftig täglich Gebote abgeben, um Engpässe zu beheben. Wie gut Speicher teilnehmen können, entscheidet sich in den Produkten und Beschaffungsregeln, die die E-Control noch festlegen muss. Für Speicher ist dabei wichtig, dass die geforderte Einsatzdauer zu ihrer begrenzten Kapazität passt und die Verträge die Anlage nicht exklusiv binden.

Flexibilitätsmärkte braucht es zunehmend auch in den Verteilernetzen. Dort entstehen durch den Ausbau von erneuerbarer Energie häufiger Engpässe und dort wird auch der Großteil der Batteriekapazität stehen. Voraussetzung für lokale Flexibilitätsmärkte ist die Digitalisierung der Verteilernetze. Unter dem Projektnamen Systemführung 2.0 läuft der Aufbau eines Markts bereits, ab 2027 soll er Übertragungsnetz und Hochspannungsebene abdecken, tiefere Netzebenen folgen später (Bergmayer & Hübl, 2025). Entscheidend ist, wie schnell diese Erweiterung kommt und wer teilnehmen darf.

Notwendige Schritte

- **Die E-Control** muss bei der Festlegung der Produkte und Beschaffungsregeln sicherstellen, dass Speicher ein tragfähiges Geschäftsmodell im Engpassmanagement finden. Dazu gehört, dass sie ihre Leistung parallel an anderen Märkten anbieten können, weil Erlöse aus dem Engpassmanagement allein einen Speicher meist nicht finanzieren.
- **Die Netzbetreiber** müssen den Aufbau der Flexibilitätsplattform beschleunigen, die marktbasierte Beschaffung zügig auf tiefere Netzebenen ausweiten und dabei den Zugang für kleine Anbieter und Aggregatoren niederschwellig gestalten.

Best practice: Niederlande

In den Niederlanden gibt es GOPACS, eine Plattform für Engpassmanagement und Flexibilitätskoordination (eine Gemeinschaftsinitiative der niederländischen Netzbetreiber), über die die Netzbetreiber flexible Kapazität von Verbrauchern, Erzeugern und Flexibilitätsdienstleistern kaufen. Die Netzbetreiber melden dort die erwarteten Engpässe (am Vortag oder untertäglich) und die passenden Gebote werden über angebundene Energiehandelsplattformen gehandelt. GOPACS koppelt dazu immer zwei Gebote. Reduziert eine Anlage im Engpassgebiet ihre Einspeisung, erhöht sie gleichzeitig eine andere Anlage außerhalb davon. So wird die Leitung entlastet, im Gesamtsystem bleibt die Strommenge aber gleich.

Netzentgelte für Speicher fair gestalten

Netzentgelte für Speicher sollen fair und dynamisch abbilden, wie stark ein Speicher das Netz beansprucht und zugleich den notwendigen Speicherausbau nicht verhindern.

Speicher sollten in der Regel niedrigere Netzentgelte zahlen als ungesteuerte Verbraucher und Erzeuger. Batteriespeicher zahlen beim Laden Netzentgelte wie Verbraucher und beim Entladen wie Erzeuger. Soweit sie dabei Netzkapazität beanspruchen oder Engpässe verstärken, ist ein Beitrag zu den Netzkosten nach dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit gerechtfertigt (§ 127 Abs. 1 EIWG). Wo marktdienlicher Betrieb jedoch mit netzdienlichem zusammenfällt, entlasten auch Speicher das Netz, die dafür nicht eigens gesteuert werden. Gleichzeitig stabilisieren Speicher insgesamt die Preise und machen Reservekraftwerke seltener nötig. Die Netzentgelte für Speicher sollten also in der Regel niedriger und so gestaltet sein, dass der notwendige Ausbau von Speichern wirtschaftlich bleibt.

Je stärker ein Speicher das Netz entlastet, desto niedriger sollte sein Netzentgelt ausfallen. Eine solche Abstufung ist gerechter und steuert wirksamer als eine pauschale Befreiung. Für Speicher, die das Netz zeitweise belasten, sollen dynamische Netzentgelte abbilden, wann und wo diese Belastung tatsächlich entsteht. Der Leistungspreis sollte nach Standort und Netzsituation differenziert werden und so lenken, wo Speicher entstehen und mit welcher Leistung sie am Netz hängen. Der Arbeitspreis sollte sich an der Netzauslastung orientieren und so anreizen, dass Speicher netzdienlich laden und entladen. Das EIWG legt dafür bereits die Grundlage, die gerade von der E-Control ausgestaltet wird.

Speicher, die das Netz ausschließlich entlasten, sollten vollständig von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten befreit sein. Wie auf Seite 8 beschrieben, sieht das EIWG für bestimmte Speicher eine solche Befreiung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme vor. Diese sollte an die

Bedingung geknüpft sein, dass vom Speicher keine Netzbelastung ausgeht. Zahlt ein Speicher trotz Belastung nichts, tragen alle anderen Netznutzer:innen die Kosten mit.

Notwendige Schritte

- **Die E-Control** muss in der neuen Verordnung (SNE-G-V) dynamische Netzentgelte verankern, nach Standort und Netzauslastung gestaffelt und in einer Höhe, die die Wirtschaftlichkeit des Speicherausbaus sicherstellt.

Best practice: Frankreich

Frankreich staffelt die Netzentgelte für Speicher nach Standort und Ladeverhalten. Ein Speicher kann sein Netzentgelt senken, wenn er an einem der Netzknoten liegt, die die Regulierungsbehörde CRE gemeinsam mit den Netzbetreibern als besonders belastet ausgewiesen hat. Zu festgelegten Stunden gilt für ihn dann ein eigener Tarif. Wo mittags viel Solarstrom ins Netz fließt, sinkt das Netzentgelt im Sommer sogar unter null: Speicher im Verteilernetz bekommen fürs Laden bis zu 69 Euro je Megawattstunde, fürs Entladen zahlen sie in diesen Stunden bis zu 76 Euro drauf. An Winterabenden dreht sich das Signal um, dann wird das Entladen vergütet.

Anreize für Speicher bei PV-Anlagen schaffen

Vergütung für PV-Anlagen soll den begleitenden Speicherausbau beanreizen und Förderungen für Heimspeicher sollen einen systemdienlichen Betrieb beanreizen.

Die derzeitigen Pauschalpreise der Stromabnahme für PV-Anlagen bremsen den begleitenden Bau von Speichern. PV-Anlagen mit einer Leistung unter 500 Kilowatt können ihren Strom an die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG verkaufen. Vergütet wird ein monatlicher Durchschnittspreis. Jede eingespeiste Kilowattstunde ist damit gleich viel wert, unabhängig davon, zu welcher Tageszeit sie ins Netz fließt und welchen Wert der Strom an der Strombörse gerade hat (OeMAG, 2026). Der begleitende Bau eines Speichers wird aber nur angereizt, wenn sich die Erlöse zwischen den Stunden unterscheiden. Solange jede eingespeiste Kilowattstunde konstant hoch ausbezahlt wird, haben Betreiber keinen Grund, Strom zu speichern. Die OeMAG sollte daher bei neuen Verträgen zum Stundenpreis abnehmen statt zum Monatsmittel. Die Umstellung kostet nichts, weil die OeMAG den Strom ohnehin zu Stundenpreisen am Markt verkauft und sich nur die Weitergabe an die Anlagen ändert. Damit entsteht das Preissignal, das einen Speicher wirtschaftlich macht.

Heimspeicher sollten gefördert werden, allerdings nur mit passender Steuerung. Ende 2024 gab es in Österreich rund 470.000 PV-Anlagen und rund 165.000 PV-Speicher (Bundesverband Photovoltaic Austria, 2025, Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, 2025). Rund zwei Drittel der Anlagen hatten damit keinen Speicher. Für das Stromsystem ist die Kombination aus beiden jedoch wichtig. Neue PV-Anlagen sollten daher nur noch gemeinsam mit einem Speicher gefördert werden. Bestehende Anlagen sollten eine Förderung erhalten, wenn sie einen Speicher nachrüsten. Die Förderung sollte dabei an das Vorhandensein eines Energiemanagementsystems geknüpft werden, bestenfalls mit einer einfachen Voreinstellung, die den Ladebeginn nach hinten verschiebt oder die Ladeleistung über den Tag streckt. Denn ein typischer

Haushalt mit PV-Anlage und Batterie lädt den Speicher bereits am Vormittag, wenn die Sonneneinstrahlung beginnt, das Netz noch kaum belastet ist und der Strom ohnehin gebraucht wird. Zu Mittag, während der Erzeugungsspitze, ist der Speicher dann bereits voll und der überschüssige PV-Strom wird ins ohnehin stark ausgelastete Netz eingespeist. Ein voreingestelltes Energiemanagementsystem würde das Laden auf die Mittagsstunden verschieben, wobei Haushalte die Voreinstellung bei Bedarf jederzeit manuell anpassen könnten. Damit sie ihre Anlage optimal betreiben können, braucht es begleitende Informationen.

Notwendige Schritte

- **Die OeMAG** muss eingespeisten PV-Strom künftig zum Stundenpreis abnehmen statt zum monatlichen Durchschnitt, um einen Anreiz für den begleitenden Bau von Speichern zu schaffen.
- **Das Parlament** muss wie vom BMWET vorgesehen die Investitionsförderung für PV-Anlagen so umstellen, dass neue Anlagen nur noch gemeinsam mit einem Speicher gefördert werden, die Nachrüstung bestehender Anlagen förderfähig wird und die Förderung an ein Energiemanagementsystem mit einer einfachen Voreinstellung gekoppelt wird.

Best practice: Italien

In Italien vergütet die staatliche Abnahmestelle GSE eingespeisten PV-Strom zum stündlichen Zonenpreis am Day-Ahead-Markt. Das gilt für Anlagen jeder Größe. Anlagen bis 100 Kilowatt erhalten zusätzlich einen Mindestpreis, der die Erlöse auf Jahresbasis absichert, ohne das Preisgefälle zwischen den Stunden zu verwässern (Gestore dei Servizi Energetici, 2026). In Österreich bieten einzelne Versorger wie die Energie Steiermark eine stundenbasierte Abrechnung an, sie steht aber in Konkurrenz zur pauschalen Abnahme durch die OeMAG (Energie Steiermark, 2026).

Elektroautos als Speicher nutzbar machen

Bidirektionales Laden braucht passende Marktregeln und verlässliche technische Standards.

Die Batterien von E-Autos haben ein großes Potenzial das Stromsystem zu entlasten. Ende Juli 2026 waren in Österreich 303.000 rein elektrische Pkw zugelassen, deren Batterien zusammen rund 20 GWh fassen und damit bereits ein Vielfaches der heute installierten stationären Batteriespeicher (Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur, 2026). Ein erster Schritt zur Nutzung dieser Kapazitäten ist gesteuertes Laden, bei dem ein Fahrzeug dann lädt, wenn Überschuss im Netz vorhanden ist oder die eigene PV-Anlage Strom erzeugt. Der zweite Schritt ist das bidirektionale Laden, bei dem das Fahrzeug bei Bedarf auch Strom zurück ins Netz speist.

Das EIWG schafft die Grundlage für bidirektionales Laden, Konkretisierungen sind jedoch noch erforderlich. Das Gesetz erfasst Fahrzeugbatterien als Speicher und ermöglicht dadurch das Zurückspeisen grundsätzlich. Offen bleibt jedoch noch Regulatorik zu Messkonzepten, Abrechnung, Netzentgelten und der Rolle von Aggregatoren. Auch der Nationalrat hat am 19. November 2025 einstimmig festgehalten, dass einige gesetzliche Vorgaben für bidirektionales Laden noch fehlen, insbesondere in Bezug auf die Kompatibilität von Ladesystemen und Konsument:innenschutz (Parlamentsdirektion, 2025).

Damit Elektroautos tatsächlich breit als Speicher nutzbar werden, braucht es fördernde Marktregeln und verlässliche technische Standards. Erstens muss geklärt sein, wie der zurückgespeiste Strom gemessen und abgerechnet wird, insbesondere durch Aggregatoren und ob zwischengespeicherter Strom anders behandelt wird als Strom, der für das Fahren entnommen wird. Zweitens müssen die Netzentgelte so gestaltet sein, dass sich bidirektionales Laden rechnet. Ab 2027 richtet sich das Netzentgelt stärker nach der höchsten

Leistung, die ein Haushalt im Monat bezieht. Bidirektionales Laden erhöht diese Leistung und damit das Netzentgelt, obwohl das Netz dadurch entlastet werden könnte. Für gesteuertes Rückspeisen und Wiederaufladen braucht es deshalb einen eigenen, niedrigeren Leistungspreis. Drittens müssen Fahrzeug, Ladeeinrichtung und Energiemanagement unabhängig vom Hersteller zusammenarbeiten können. Dafür gibt es zwei Standards: ISO 15118-20 regelt die Kommunikation zwischen Auto und Ladestation, OCPP 2.1 jene zwischen Ladestation und dem Steuerungssystem. Werden beide gesetzlich verbindlich, können Hersteller die Funktion nicht mehr auf eigene Geräte beschränken. Offen bleibt zudem, wer für Schäden an der Batterie haftet und ob die Herstellergarantie im bidirektionalen Betrieb bestehen bleibt.

Notwendige Schritte

- **Die E-Control** muss festlegen, wie der zurückgespeiste Strom gemessen und abgerechnet wird und die Netzentgeltstruktur so ausgestalten, dass sich netzdienliches bidirektionales Laden lohnt.
- **Das BMWET** muss sicherstellen, dass Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Energiemanagement herstellerübergreifend zusammenarbeiten und die Haftung für Batterieschäden klären.

Best practice: Niederlande

Die Niederlande arbeiten an einer breiten Integration des bidirektionalen Ladens und haben dafür erste Geschäftsmodelle entwickelt. Ab 2030 soll jedes Fahrzeug an jedem Ladepunkt zurückspeisen können. Dafür soll die gemeinsame Forschungseinrichtung der Netzbetreiber einen einheitlichen Standard für rückspeisefähige Ladepunkte entwickeln (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2026).

4. Fazit

Mehr Speicher sind eine Grundvoraussetzung für ein resilientes Energiesystem. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromnetz. Speicher verbinden Erzeugung und Verbrauch zeitlich, entlasten das Netz an Engpassstellen und ersetzen oder verschieben teuren Netzausbau. Österreich verfügt derzeit über rund sieben Gigawatt Speicherleistung, davon rund ein Gigawatt aus Batteriespeichern. Bis 2030 soll die Batterieleistung nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz auf fünf Gigawatt steigen.

Ein wirksamer Speicherboom braucht drei Dinge gleichzeitig: mehr Speicher, Speicher richtig platziert und Speicher richtig getaktet. Ein Speicher, der nur dem Börsenpreis folgt, dämpft zwar Preisspitzen. Er kann aber eine ausgelastete Leitung vor Ort zusätzlich belasten. Am richtigen Ort und netzdienlich betrieben, ersetzt oder verschiebt derselbe Speicher teuren Netzausbau. Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz schafft eine wichtige Grundlage für den Speicherausbau. Über einige zentrale Rahmenbedingungen muss jedoch noch entschieden werden, unter anderem über die Netzentgelte durch die anstehende Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung.

Damit der Speicherausbau sein volles Potenzial entfaltet, sind fünf Schritte notwendig:

- **Verteilernetze digitalisieren:** Ohne Messdaten aus der Mittel- und Niederspannung können Netzbetreiber Engpässe weder erkennen noch prognostizieren. Sie rechnen deshalb mit dem ungünstigsten Fall und lehnen Anschlüsse ab, die das Netz tatsächlich tragen würde. Die Regulierung muss Echtzeitdaten verpflichtend machen und Vergütungsanreize für Sensorik und Software setzen, damit sich die Investition rechnet.
- **Flexibilitätsmärkte stärken und auf lokale Netze ausweiten:** Engpassmanagement stützt sich heute großteils auf Gaskraftwerke, einen Wettbewerb um diese Leistung gibt es nicht. Die neuen Regeln und Plattformen müssen ein markt-basiertes Engpassmanagement aufbauen und es für Batteriespeicher öffnen. Die Flexibilitätsmärkte müssen zügig auch auf tiefere Netzebenen ausgeweitet werden.
- **Netzentgelte fair gestalten:** Je stärker ein Speicher das Netz entlastet, desto niedriger sollte sein Netzentgelt sein. Eine Staffelung nach Standort und Netzauslastung steuert wirksamer als eine pauschale Befreiung. Ihre Höhe muss sicherstellen, dass sich der Speicherausbau weiter rechnet.

- **Anreize für Speicher bei PV-Anlagen schaffen:** Solange die OeMAG PV-Strom zum Monatsmittel abnimmt, fehlt das Preissignal, das einen Speicher wirtschaftlich macht. Förderungen für Heimspeicher sollten auch für Nachrüstungen offenstehen und an ein systemdienliches Energiemanagementsystem geknüpft sein.
- **Elektroautos als Speicher nutzbar machen:** Die Batterien der in Österreich zugelassenen Elektroautos fassen bereits ein Vielfaches der stationären Batteriespeicher. Damit sie genutzt werden können, braucht es Regeln, die zum netzdienlichen bidirektionalen Laden anreizen und Standards für die Kompatibilität von Ladesystemen.

Mit diesen Schritten wird aus dem Speicherboom ein Gewinn für das ganze System. Österreich wird unabhängiger, weil heimische erneuerbare Energien ihr volles Potenzial entfalten können und Gaskraftwerke seltener einspringen müssen. Strom wird leistbarer, weil Speicher fossile Preisspitzen dämpfen und teuren Netzausbau ersetzen oder verschieben. Erneuerbare bleiben wirtschaftlich, weil ihr Mittagsstrom am Abend wieder einen Wert hat und neue Projekte finanzierbar bleiben. Das Netz wird stabiler, weil Speicher Verbrauchsspitzen abdecken und Engpässe entschärfen. Die Weichen dafür werden in den kommenden Monaten gestellt. Wer sie jetzt richtig stellt, hebt das volle Potenzial der Speicher und sichert sich einen Vorsprung in einem Markt, der europaweit wächst.

5. Literaturverzeichnis

- Austrian Power Grid. (2026). Engpassmanagementkosten. Austrian Power Grid.
<https://markt.apg.at/transparenz/uebertragung/engpassmanagementkosten/>
- Austrian Power Grid, Bundesverband Photovoltaic Austria, Technische Universität Graz, & d-fine GmbH. (2025). Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem.
https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Institute/IEE/files/Flexibilitaets_und_Speicherbedarf_im_AT_Energiesystem_APG_PV-Austria_TU-Graz_d-fine.pdf
- Bergmayer, R., & Hübl, S. (2025, November 19). Systemführung 2.0: Zukunftsfähiges Flexibilitätsmanagement für einen zuverlässigen Netzbetrieb [Foliensatz]. APG Marktforum.
<https://pb1-medien.apg.at/im/dl/apg-1559807723/Systemf%C3%BChrung%202.0.pdf>
- Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur. (2026, August 17). 300.000 E-PKW auf Österreichs Straßen: E-Mobilität erreicht neuen Meilenstein. BMIMI Presse.
<https://www.bmimi.gv.at/service/presse/hanke/2026/0817-e-pkw.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus. (2025). PV-Batteriespeichersysteme. Marktentwicklung 2024.
<https://www.bmwet.gv.at/dam/jcr:35a533b7-5724-464b-8737-ad014c18cd03/PV-Speicher-systeme%20-%20Marktentwicklung%202024.pdf>
- Bundesverband Photovoltaic Austria. (2025). 2024: Zehn Prozent Rückgang bei PV-Anlagen – Zukunft ist mehr als ungewiss. APA-OTS.
https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20250325_OTS0030/2024-zehn-prozentrueckgang-bei-pv-anlagen-zukunft-ist-mehr-als-ungewiss
- E-Control. (2023). Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024—31. Dezember 2028.
https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240
- Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), Gesetz Nr. 91/2025, BGBl. I (2025).
https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2025_I_91/BGBLA_2025_I_91.html
- Energie Steiermark. (2026). Einspeisetarife—Energie Steiermark. Energie Steiermark.
<https://www.e-steiermark.com/privat/produkte/strom/einspeisetarife>
- Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG), BGBl. I Nr. 47/2026 (2026).
https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2026_I_47/BGBLA_2026_I_47.html
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2026). Day-Ahead-Börsenstrompreise Österreich 2025 [Datensatz; CSV]. Energy-Charts.
https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=AT
- KYOS Energy Consulting BV. (2026). Capture Rates: Austria [Datensatz]. KYOS European Power Analytics.
<https://power.kyos.com/capture-rates>

OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. (2026). Marktpreis. OeMAG.
<https://www.oem-ag.at/marktpreis>

Parlamentsdirektion. (2025, November 19). Nationalrat: E-Autobatterien sollen als Stromspeicher nutzbar werden. Parlamentskorrespondenz Nr. 1036.
https://www.parlament.gv.at/aktuelles/pk/jahr_2025/pk1036

Salzburger Nachrichten. (2026, Juli 16). Enormer Andrang bei Batteriespeichern in Österreich. Salzburger Nachrichten.
<https://www.sn.at/wirtschaft/oesterreich/enormer-andrang-bei-batteriespeichern-in-oesterreich-art-662496>

Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) (2026).
https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+SNE+01_26+SNE-G-V+Begutachtungsentwurf+samt+Erl%C3%A4uterungen.pdf/1425ce2f-897d-bea7-b8e6-e84f67f978ab?t=1782735970283

Vorarlberger Energienetze GmbH. (2026). Netzentwicklungsplan 2026 für das Verteilernetz der Vorarlberger Energienetze GmbH. Planungszeitraum 2026–2036.
https://www.ebutilities.at/documents/2026/07/V-NEP_2026_Vorarlberger_Energienetze.pdf

Wiener Netze. (2026, März 3). Smarte Technik in Betrieb. Wiener Netze.
<https://www.wienernetze.at/smart-technik-in-betrieb>

Autor:innen

Johanna Roniger
mit Unterstützung von Albert Pranger

Zitierhinweis

Roniger, J. (2026). [KON]KRET #5:
So geht Speicherboom: Mehr Speicher,
richtig platziert, richtig getaktet.
In: KONTEXT Institut.

KONTEXT⁷

Kontaktinformationen

Liechtensteinstraße 55/8
1090 Wien

Homepage: <https://kontext-institut.at>

Email: info@kontext-institut.at