

ARBEITSKREIS RATIONELLE ENERGIE NUTZUNG · 24. SEPTEMBER 2026

Netzentgelte, Fristen, Entscheidung.

Was ein Batteriespeicher am Industriestandort heute leistet, und warum die Weichen bis Anfang 2027 gestellt sein müssen

CUBE CONCEPTS GmbH · cubeconcepts.de

Die dargestellten Wirtschaftlichkeitsannahmen beruhen auf aktuellen rechtlichen, technischen und marktlichen Rahmenbedingungen und auf als richtig unterstellten Angaben. Das Gesetzgebungs- und Festlegungsverfahren ist nicht abgeschlossen; Änderungen sind möglich. Diese Präsentation stellt keine Rechtsberatung dar. Stand 09/2026.

Sechs Blöcke in 60 Minuten

01	Batteriespeicher in fünf Minuten	Leistung, Kapazität, Anschlusskonzepte	5 Min.
02	Wofür ein Speicher Geld verdient	Regelenergie, Arbitrage, Peak Shaving, Lastverschiebung	5 Min.
03	CUBE Profit Flex Solution	Contracting: Anlage ohne eigenes Kapital	10 Min.
04	Regulatorik	§ 19 StromNEV, AgNes, § 118 EnWG, Netzanschluss	22 Min.
05	Final Investment Decision	Was als Investitionsentscheidung zählt	10 Min.
06	PV-Contracting	Der Blick nach draußen	5 Min.

Danach: Rundgang durch die Produktion und an der PV-Anlage vorbei

01

GRUNDLAGEN

Batteriespeicher in fünf Minuten

Leistung, Kapazität und die drei Anschlusskonzepte

Zwei Zahlen beschreiben jeden Speicher

Alles andere folgt daraus: was der Speicher gleichzeitig kann und wie lange er es kann

Leistung in Megawatt (MW)

Wie viel ein Speicher gleichzeitig aufnehmen oder abgeben kann. Diese Zahl entscheidet darüber, wie stark eine Lastspitze gekappt und wie viel Regelleistung angeboten werden kann

Kapazität in Megawattstunden (MWh)

Wie viel Energie gespeichert ist. Sie entscheidet darüber, wie lange der Speicher seine Leistung durchhält und wie viele Stunden Lastverschiebung möglich sind

Ein System mit 3 MW und 6 MWh ist ein Zwei-Stunden-Speicher: volle Leistung über zwei Stunden.

Zellchemie

Lithium-Eisenphosphat (LFP) ist im Industriemaßstab Standard: thermisch robust, zyklenfest, ohne Kobalt

Round-Trip-Wirkungsgrad

Rund 85 bis 90 Prozent auf AC-Seite. Der Rest geht in Umrichter, Klimatisierung und Eigenverbrauch

Lebensdauer

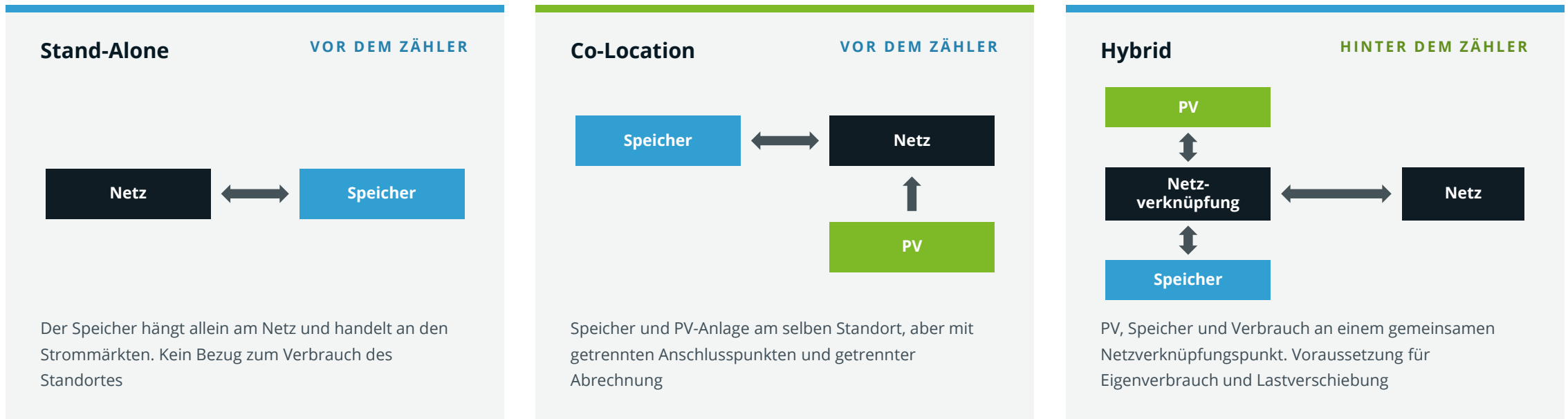
Ausgelegt auf 15 bis 20 Jahre. Der Alterungszustand (State of Health) wird laufend gemessen und ist vertraglich hinterlegt

Platzbedarf

Ein 3-MW-System steht in drei bis vier Containern auf rund 200 Quadratmetern, inklusive Trafo und Brandschutzabstand

Drei Arten, einen Speicher anzuschließen

Die Anschlussart entscheidet, welche Erlöse zulässig sind und wie das Netzentgelt behandelt wird



Für Netzentgelt-Themen zählt nur der Hybrid-Anschluss: nur dort wirkt der Speicher auf Ihren Netzbezug.

02

ANWENDUNGSFÄLLE

Wofür ein Speicher Geld verdient

Drei Erlösquellen am Markt, drei Anwendungen am Standort

Drei Erlösquellen, die sich ergänzen

Ein gut vermarkteter Speicher bedient alle drei parallel und wechselt viertelstündlich zwischen ihnen

01 Regelenergie

Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben Leistung aus, die das Netz bei Frequenzabweichungen sekundenschnell stabilisiert: Primärregelleistung (FCR) sowie Sekundär- und Minutenreserve (aFRR, mFRR). Vergütet wird bereits die Bereitstellung, unabhängig davon, ob tatsächlich abgerufen wird. Die Mindestgebotsgröße beträgt bei allen drei Produkten 1 MW, kleinere Anlagen nehmen über Pooling teil.

02 Spotmarkt-Arbitrage

Der Speicher lädt, wenn Strom günstig oder negativ bepreist ist, also bei viel Wind und Sonne, und entlädt in den teuren Stunden. Gehandelt wird am Day-Ahead-Markt und laufend im Intraday. Die Erlöse wachsen mit der Volatilität, und die Volatilität wächst mit dem Ausbau der Erneuerbaren.

03 Momentanreserve

Der netzbildende Umrichter begrenzt in Sekundenbruchteilen den Frequenzgradienten, bis die Primärregelung greift. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen diese Leistung seit dem 22. Januar 2026 über ein Festpreissystem mit vier Produkten, vergütet wird je MWs und Jahr. Eine Mindestangebotsgröße gibt es hier nicht.

Erlösmix Juli 2026: aFRR rund 52 Prozent, FCR rund 23 Prozent, Handel am Day-Ahead- und Intraday-Markt rund 24 Prozent. Ein Jahr zuvor kamen 91 Prozent allein aus aFRR

[Mindestgebotsgröße 1 MW: Modalitäten für Regelreserveanbieter, §§ 13, 20 und 29](#) · [Momentanreserve: Festlegung BNetzA BK6-23-010](#) · [Beschaffung der Übertragungsnetzbetreiber seit 22.01.2026](#) · [Erlösmix: Modo Energy, ME vBESS DE Zwei-Stunden-Speicher, Juli 2026](#) · Momentanreserve ist in diesem Benchmark noch nicht enthalten

Drei Anwendungen hinter Ihrem Zähler

Hier verdient der Speicher kein Geld am Markt, sondern senkt Ihre eigenen Kosten

01

Eigenverbrauch erhöhen

Solarstrom, der mittags nicht gebraucht wird, wird zwischengespeichert und abends genutzt. Jede so verschobene Kilowattstunde ersetzt Netzstrom zum vollen Arbeitspreis inklusive Netzentgelt, Umlagen und Stromsteuer.

02

Peak Shaving

Der Speicher deckt kurze Lastspitzen ab, die sonst den Leistungspreis für ein ganzes Jahr bestimmen. Bei leistungsgemessenen Kunden ist der Jahreshöchstwert die teuerste Viertelstunde des Jahres; sie wird gekappt.

03

Lastverschiebung

Der Netzbezug wird gezielt aus den Hochlastzeitfenstern des Netzbetreibers herausgeschoben. Das ist die technische Grundlage der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV und damit der Anwendungsfall, über den wir gleich ausführlich sprechen.

Punkt drei ist der Grund, warum wir heute hier sitzen. Und Punkt drei hat ein Verfallsdatum.

Ab Oktober 2026 muss man sich nicht mehr entscheiden

Die MiSpeL-Festlegung der Bundesnetzagentur beendet das Ausschließlichkeitsprinzip. Die Veröffentlichung ist zum 1. Oktober 2026 angekündigt

Bis heute: entweder oder

Ein Speicher, der geförderten Grünstrom aufnimmt, darf keinen Graustrom aus dem Netz laden, ohne den Förderanspruch zu gefährden. Praktisch muss man sich bei der Planung zwischen Markterlösen und Eigenverbrauch entscheiden und bleibt dabei

Ab 1. Oktober 2026: beides

MiSpeL erlaubt den Mischbetrieb: Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3b EEG mit viertelstündlicher Messung, Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c EEG für kleine Anlagen. Grün- und Graustrom dürfen in denselben Speicher, der Förderanspruch bleibt erhalten

Damit lässt sich dieselbe Hardware über die Laufzeit umsteuern, wenn sich die Regulatorik ändert.

HEUTE

Markterlöse im Vordergrund

Der Speicher fährt überwiegend Regelenergie und Arbitrage, weil dort die Erlöse liegen

AB 2029

Netzentgelt im Vordergrund

Unter der neuen Systematik gewinnt die Optimierung der bestellten Kapazität an Gewicht

PERSPEKTIVISCH

Beides parallel

Markterlöse und Standortnutzen in derselben Anlage, gesteuert über das Energiemanagement

Bundesnetzagentur, MiSpeL-Festlegung Az. 618-25-02 · Arbeitsstand 05.08.2026, Veröffentlichung zum 01.10.2026 angekündigt · [§ 19 Abs. 3b und 3c EEG](#)

03

DAS MODELL

CUBE Profit Flex Solution

Die Anlage am Standort, ohne eigenes Kapital und ohne Marktrisiko

Es rechnet sich. Vier Dinge halten es auf.

Nach unserer Erfahrung scheitert ein Speicherprojekt fast nie an der Wirtschaftlichkeit

Gebundenes Kapital

Investition und Abschreibung binden Mittel, die im Kerngeschäft gebraucht werden. Ein Speicher konkurriert im Investitionsausschuss mit der neuen Anlage in der Fertigung

Genehmigungsrisiko

Netzanschluss, Statik, Brandschutz, Behörden. Erheblicher Aufwand und erhebliche Unwägbarkeit, bevor die erste Kilowattstunde fließt

Betriebsaufwand

Wartung, Monitoring und vor allem Vermarktung binden Personal über die gesamte Laufzeit. Einen Trading-Desk baut niemand für eine Anlage auf

Regulatorische Unsicherheit

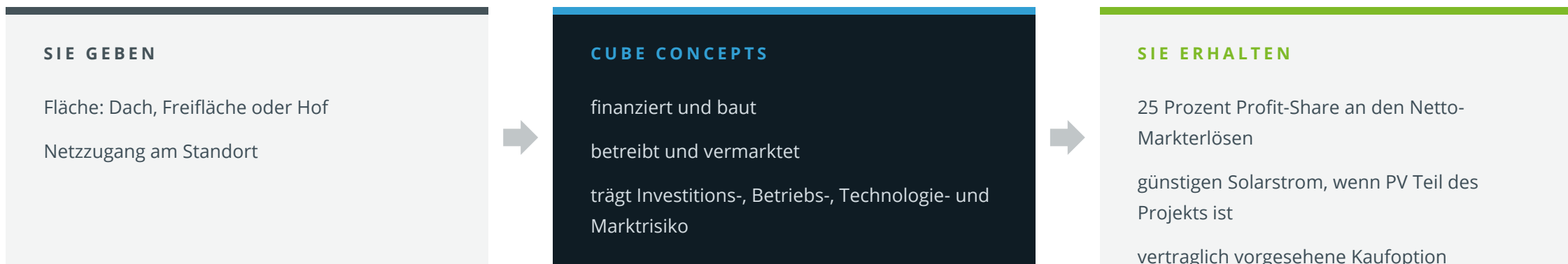
Fristen und Förderregeln verschieben sich. Wer heute über zwanzig Jahre kalkuliert, kalkuliert über mehrere Rechtsänderungen hinweg

Diese vier Hürden lassen sich abgeben. Genau das ist unser Geschäftsmodell.

Freie Flächen und vorhandene Netzanschlusskapazität werden wirtschaftlich aktiviert, ohne dass Sie investieren

Wir investieren. Sie profitieren.

Sie stellen Fläche und Netzzugang, CUBE CONCEPTS übernimmt alles Weitere



Kein Kapitaleinsatz, kein Marktrisiko, keine Bilanzverlängerung beim Auftraggeber.

Off-Balance nach IFRS

Dienstbarkeit nachrangig

Laufzeit 10 bis 15 Jahre

Kaufoption vertraglich vorgesehen

europaweit umsetzbar

Ein Kauf bindet Kapital und ist bilanzwirksam zu aktivieren. Contracting aktiviert dieselbe Wirtschaftlichkeit ohne Eigeninvestition.

Ein Vertrag, ein Ansprechpartner

Planung, Finanzierung, Bau, Betrieb und Recht liegen über die gesamte Laufzeit in einer Hand

Planen und umsetzen

Auslegung, Netzanschluss, Genehmigungen, Bau und Inbetriebnahme, schlüsselfertig durch interdisziplinäre Teams aus Ingenieuren und Juristen im eigenen Haus

Finanzieren

CUBE CONCEPTS investiert und finanziert. Im Contracting liegen Kapitalrisiko, Technologierisiko und Marktrisiko vollständig bei uns

Betreiben

Betrieb, Monitoring rund um die Uhr, Instandhaltung und Ertragsoptimierung. Verfügbarkeit und Alterungszustand werden laufend gemessen

Recht und Versicherung

Versicherungskonformer Bau inklusive Betriebsunterbrechungsschutz, Koordination der rechtlichen Fragen, Arbeitssicherheit und Brandschutz

Open Book über Planung, Wirtschaftlichkeit und Abrechnung. Contracting darf keine Blackbox sein.

Weil wir das Kapital- und Marktrisiko tragen, ist es unser eigenes Interesse, dass die Anlage läuft und optimal vermarktet wird

Was dabei für Sie herauskommt

Referenzsystem 3 MW / 6 MWh (Zwei-Stunden-Speicher), reine Marktvermarktung, ohne Standortnutzen

MARKTERLÖSE DER ANLAGE

600.000 bis 750.000 € × **25 %**

pro Jahr, aus Regelenergie
und Handel am Spotmarkt

IHR ANTEIL

Profit-Share an den
Netto-Markterlösen

IHR ERGEBNIS

= **150.000 bis 190.000 €**

pro Jahr, ohne Eigenkapital
und ohne Marktrisiko

Das übernimmt CUBE CONCEPTS

Die gesamte Investition und Finanzierung, das volle Marktrisiko aus Preis und Vermarktung, Betrieb und Wartung, Vermarktung und IT sowie das Technologie- und Performance-Risiko

Das bleibt bei Ihnen

Fläche und Netzanschluss, die Bereitschaft zu einer Laufzeit von 10 bis 15 Jahren sowie die Mitwirkung bei Lastgangdaten und Standortfragen

Zwei-Stunden-Speicher, Deutschland, 200.000 bis 250.000 € je MW und Jahr: · [ISEA Battery Revenue Index, RWTH Aachen, 211.000 €, Stand 09/2026](#) · [Modo Energy, 205.000 €, Juli 2026](#) · [enspired, erzielte Portfolio-Performance 225.000 €, KPMG-testiert](#) ·
indikativ, marktabhängig, keine Zusage

Vermarktet von Spezialisten

Ein eigener Trading-Desk erübrigt sich. Die Qualität der Vermarktung bestimmt Ihren Profit-Share direkt

enspired

KI-gestützte Handelsoptimierung im Millisekundenbereich, KPMG-testiert

Einer der umsatzstärksten Intraday-Händler weltweit

Über 2 GW under Management, Handel in 26 Ländern

Anlagenschonende Vermarktung: die Zyklenbelastung geht in die Optimierung ein

Second Foundation

Quantitative Methoden aus dem Finanzsektor, angewandt auf Energiemärkte

Machine Learning über Milliarden Datenpunkte

Cross-Market-Strategie statt Optimierung auf einen Einzelmarkt

Standorte in Prag, Berlin, Zug, den USA und Japan

Je besser die Vermarktung, desto höher die Erlöse und desto höher Ihr Anteil daran.

Die Auswahl des Vermarktungspartners erfolgt projektspezifisch nach Anlagengröße, Marktzugang und Anlagenprofil

enspired-trading.com · second-foundation.eu · Angaben der Vermarktungspartner, Stand 09/2026

04

DER KERN

Regulatorik

§ 19 StromNEV, AgNes, § 118 EnWG und der Netzanschluss

Drei Reformstränge, ein Zeitfenster

Zwischen 2027 und 2029 ändern sich Netzentgeltsystematik, Förderrecht und Netzanschlussregeln nahezu zeitgleich

AgNes

Netzentgelt-Reform der Bundesnetzagentur

Die Netzentgeltstruktur wird auf ein kapazitätsbasiertes Modell umgestellt: Künftig zählt neben der Strommenge auch die bereitgestellte Leistung. Betroffen sind Industrieverbraucher, PV-Anlagen über 30 kW und netzgekoppelte Batteriespeicher. Die Systematik gilt ab 1. Januar 2029, die Investitionsentscheidung für einen Speicher muss jedoch vor dem 1. Januar 2027 fallen

EEG 2027

Umstellung auf Differenzverträge

Die bisherige gleitende Marktprämie wird durch einen zweiseitigen Differenzvertrag ersetzt. In Hochpreisjahren müssen Betreiber ihre Mehrerlöse als Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zurückzahlen. Betroffen sind EE-Neuanlagen ab 100 kW mit Förderbezug. Inkrafttreten zum 1. Januar 2027

Netzpaket 2026

Netzanschluss mit Redispatch-Vorbehalt

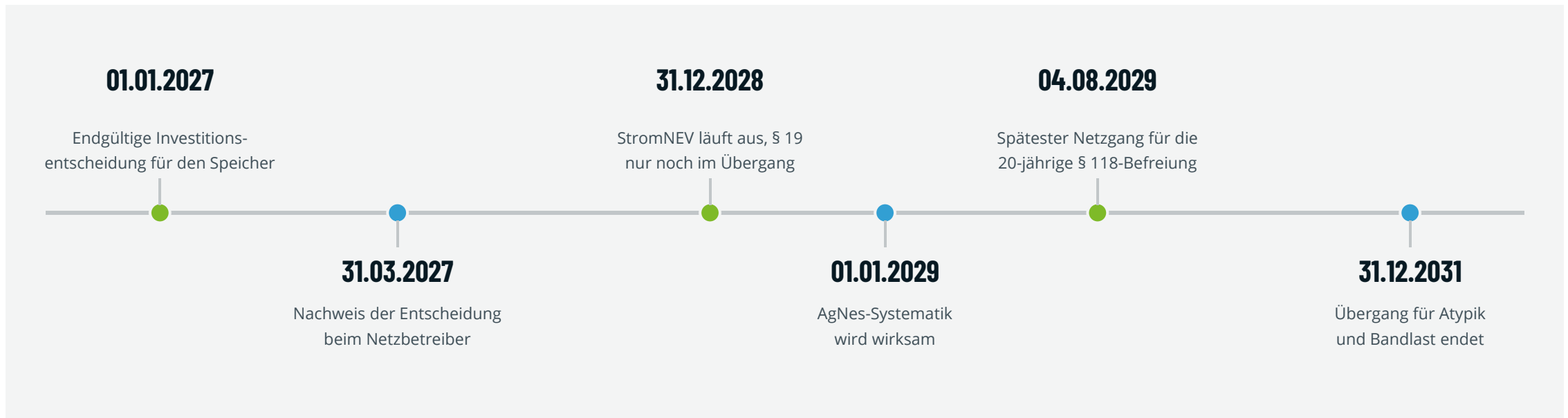
In Netzgebieten mit hoher Redispatch-Belastung erhalten neue Freiflächen-PV- und Windanlagen den Netzanschluss nur, wenn Betreiber teilweise auf Redispatch-Entschädigung verzichten. Batteriespeicher sind davon nicht erfasst und werden dadurch als Systemkomponente strukturell attraktiver. Ab 1. Januar 2027

Wer heute ein Speicherprojekt plant, plant nicht gegen eine Reform, sondern gegen drei ineinandergreifende.

Bundesregierung, Kabinettsbeschluss EEG 2027 und Netzpaket vom 29.07.2026 · Bundesnetzagentur, AgNes-Festlegungsentwurf · Verfahren nicht abgeschlossen, Änderungen möglich

Die entscheidenden Fristen

Die Reihenfolge ist wichtiger als die einzelnen Daten: Wer die erste Frist verpasst, erreicht die späteren nicht mehr



Die erste Frist ist die härteste: Sie liegt gut drei Monate vor uns und lässt sich nicht nachholen.

[§ 118 Abs. 6 EnWG](#) · [§ 19 Abs. 2 StromNEV](#) · [Art. 15 Abs. 3, BGBl. 2023 I Nr. 405](#) · [AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffern 17 und 20](#) · Stand 09/2026

§ 19 Abs. 2 StromNEV: zwei Wege, ein Paragraf

Beide reduzieren das Netzentgelt, aber sie funktionieren unterschiedlich und sie enden unterschiedlich

Satz 1: Atypische Netznutzung

Der Netzbetreiber veröffentlicht Hochlastzeitfenster, also die Zeiträume, in denen sein Netz am stärksten belastet ist. Wer seinen Höchstlastbeitrag nachweislich außerhalb dieser Fenster erbringt, erhält ein individuelles, reduziertes Netzentgelt

Erreichbar über Lastverschiebung, und genau dafür eignet sich ein Batteriespeicher: Er lädt außerhalb der Fenster und deckt den Bezug innerhalb der Fenster ab

Satz 2: Bandlast

Wer an einer Entnahmestelle mindestens 7.000 Benutzungsstunden im Jahr erreicht und mehr als 10 Gigawattstunden bezieht, erhält ebenfalls ein individuelles Netzentgelt. Hier zählt nicht das Wann, sondern die Gleichmäßigkeit des Bezugs

Diese Regelung belohnt konstante Grundlast und ist für Betriebe mit Dauerbetrieb relevant, nicht für solche mit ausgeprägten Lastspitzen

Für Standorte mit Lastspitzen ist die Atypik der Hebel. Sie ist auch der Grund für die heutige Einladung.

Beide Regelungen setzen eine individuelle Netzentgeltvereinbarung mit dem Netzbetreiber voraus, die jährlich beantragt und nachgewiesen wird

[§ 19 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV](#) · Hochlastzeitfenster werden vom jeweiligen Netzbetreiber veröffentlicht

§ 19 endet 2028. Der Übergang reicht bis 2031.

Beide Privilegien fallen mit der StromNEV weg. Der AgNes-Entwurf verlängert sie für Bestandskunden bis Ende 2031, zu unterschiedlichen Bedingungen

Atypische Netznutzung (Satz 1)

Übergang bis 31.12.2031, Rabatt eingefroren. Voraussetzung ist eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung zum 31.12.2028, die Rabattvoraussetzungen in 2026 bis 2028 mindestens einmal erfüllt und ein Bezug an der Entnahmestelle von über 10 GWh im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2027

Für 2029 bis 2031 gilt der durchschnittliche Rabatt der Jahre 2024 bis 2027. Das atypische Lastverhalten muss weiter erfüllt werden

Was ein Speicher ab 2028 an Atypik leistet, erhöht den eingefrorenen Rabatt nicht mehr

Bandlast (Satz 2)

Übergang bis 31.12.2031. Voraussetzung ist eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung zum 31.12.2028 und die Erfüllung der Rabattvoraussetzungen in 2026 bis 2028 mindestens einmal. Eine zusätzliche Mengenschwelle über 7.000 Stunden und 10 GWh hinaus nennt der Entwurf nicht

Betroffen sind nach Angabe der Bundesnetzagentur rund 600 Betriebe

Ein neues Sondernetzentgelt für die Industrie soll gesondert festgelegt werden, voraussichtlich 2027

Für den Übergang zählt der Atypik-Rabatt bis 2027. Ein Speicher muss 2027 laufen, um ihn noch zu heben.

AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffern 17.1 bis 17.3 und Rn. 493 bis 496 · Pressemitteilung BNetzA 27.05.2026 · Art. 15 Abs. 3, BGBl. 2023 I Nr. 405 · Entwurf, Änderungen möglich, keine Rechtsberatung

AgNes ab 2029: Kapazität statt Menge

Für Entnahmestellen über 100.000 kWh im Jahr tritt eine dreiteilige Struktur an die Stelle der bisherigen Systematik

Bestandteil	Was es ist	Was daraus folgt
Kapazitätspreis (KP)	Entgelt auf die vereinbarte Bestellkapazität in kW	Die gebuchte Leistung wird zur eigenständigen Kostenposition
Arbeitspreis 1 (AP1)	Regulärer Arbeitspreis für Mengen innerhalb der Bestellkapazität	Planbarer Bezug bleibt günstig
Arbeitspreis 2 (AP2)	Deutlich höherer Arbeitspreis für Mengen oberhalb der Bestellkapazität	Nach Entwurf zwischen 200 und 350 Prozent des AP1
Bestellkapazität	Vom Unternehmen selbst vereinbarte Leistung in kW	Zu niedrig gebucht wird teuer, zu hoch gebucht auch
Netzgekoppelte Speicher	Jährliches Kapazitätsentgelt auf die vereinbarte Netzanschlusskapazität	Nach bisherigen BNetzA-Berechnungen etwa 4 bis 7 €/kW und Jahr

Die zentrale Frage lautet ab 2029 nicht mehr nur, wie viel Sie beziehen, sondern wie gleichmäßig.

Praktische Folge: Bestellkapazität treffen setzt eine genaue Analyse der Leistungsspitzen voraus, und ein Werkzeug, das Spitzen glättet

Bundesnetzagentur, AgNes-Festlegungsentwurf · Werte sind Orientierungsgrößen aus vorläufigen Berechnungen, keine gesicherte Planungsbasis

Warum ein Speicher unter AgNes wichtiger wird

Die neue Systematik bepreist genau das, was ein Speicher technisch am besten kann

01

Bestellkapazität senken

Wenn der Speicher die Leistungsspitzen abdeckt, können Sie eine niedrigere Kapazität buchen. Der Kapazitätspreis sinkt dauerhaft und nicht nur in einzelnen Viertelstunden. Diese Wirkung gab es in der alten Systematik in dieser Form nicht.

02

AP2-Mengen vermeiden

Überschreitungen der Bestellkapazität werden mit dem Zwei- bis Dreieinhalbfachen des regulären Arbeitspreises belastet. Ein Speicher, der genau in diesen Momenten einspringt, verhindert die teuerste Strommenge, die Sie im Jahr beziehen.

03

Ein Werkzeug für beide Welten

Bis Ende 2028 arbeitet derselbe Speicher auf die atypische Netznutzung hin, ab 2029 auf die Optimierung der Bestellkapazität. Mit der MiSpel-Festlegung lässt sich die Betriebsweise umstellen, ohne neue Hardware zu beschaffen.

Der Systemwechsel entwertet den Speicher nicht. Er verschiebt nur, worauf er optimiert wird.

§ 118 Abs. 6 EnWG: 20 Jahre Netzentgeltbefreiung

Der wirtschaftlich größte Einzelposten, und der mit der härtesten Frist

Was die Regelung leistet

Neue Stromspeicher sind 20 Jahre ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten für den Bezug der zu speichernden Energie freigestellt. Ihr sonstiger Verbrauch ist nicht erfasst

Als Inbetriebnahme gilt bereits der erste Netzbezug für den Probetrieb. Die Bundesnetzagentur darf nach Satz 12 abweichende Regelungen treffen und tut das mit AgNes

Frist

Was passieren muss

Vor 01.01.2027

Endgültige Investitionsentscheidung, vor Bekanntgabe der Festlegung

Bis 31.03.2027

Nachweis dieser Entscheidung beim zuständigen Netzbetreiber

Bis 04.08.2029

Inbetriebnahme und Netzgang der Anlage

Der 31. März 2027 ist nicht die Frist für die Entscheidung. Er ist die Frist für ihren Nachweis.

Häufigster Fehler in der Praxis: Projekte planen auf den 31. März 2027 hin und stellen im Frühjahr fest, dass die Entscheidung im Sinne der Festlegung schon Ende 2026 hätte getroffen sein müssen. Nachholen ist nicht vorgesehen

[§ 118 Abs. 6 Satz 1, 6 und 12 EnWG](#) · [AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffern 17.5 und 20, Rn. 516 und 518](#) · Bekanntgabe im Entwurf auf den 01.01.2027 bestimmt

Der Netzanschluss entscheidet über den Zeitplan

Alle Fristen nützen nichts, wenn der Anschluss nicht rechtzeitig kommt. Seit April 2026 gelten dafür neue Regeln

18.160

Netzanschluss-Anfragen ab
Mittelspannung allein im Jahr 2025

575 GW

dahinter stehende Speicherleistung,
rund 1.583 GWh Kapazität

54 GW

bisher genehmigt, entsprechend rund
140 GWh

41 bis 94 GW

Bedarf laut Szenariorahmen 2025 für
2037 und 2045

Reifegradverfahren statt Windhundprinzip

Seit dem 1. April 2026 regelt das Reifegradverfahren nach § 17 Abs. 1 EnWG den Netzanschluss großer Batteriespeicher am Übertragungsnetz. Bewertet werden Flächensicherung, technisches Konzept, Leistungsfähigkeit des Antragstellers sowie Netz- und Systemnutzen

First ready, first served: Wer am reifsten plant, erhält den Anschluss zuerst

Was das für Ihren Zeitplan heißt

Ein hoher Reifegrad entsteht nicht kurzfristig. Flächensicherung, technische Konzeption, Finanzierungsnachweis und Genehmigungsunterlagen müssen parallel vorliegen, lange bevor der Stichtag feststeht

Hinzu kommt eine Anschlusspauschale von 50.000 Euro je Antrag. Eine Vorabprüfung der Unterlagen ist deshalb dringend zu empfehlen

Die Frist für die Investitionsentscheidung und die Vorlaufzeit für den Netzanschluss laufen parallel.

BNetzA-Monitoring · Szenariorahmen 2025 · KraftNAV-Änderung, BGBl. 2025 I Nr. 368 · § 17 Abs. 1 EnWG · Reifegradverfahren der Übertragungsnetzbetreiber · Verfahren der Verteilnetzbetreiber können abweichen

05

DIE ENTSCHEIDUNG

Final Investment Decision

Was als endgültige Investitionsentscheidung zählt und was nicht

Was als endgültige Investitionsentscheidung gilt

Maßgeblich ist die vertragliche Bindung, nicht die Absicht. Den Nachweis verlangt der Entwurf „in geeigneter Weise“, eine feste Dokumentenliste enthält er nicht

Eine endgültige Investitionsentscheidung liegt vor, wenn kumulativ verbindliche Bestellungen von Anlagenkomponenten erfolgt sind, diese Bestellungen mindestens **50 Prozent des Investitionsvolumens** abdecken und eine Lösung von den geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden möglich ist.

Geeignete Nachweise, Empfehlung CUBE CONCEPTS

- Unterschriebener EPC- oder Liefervertrag
- Verbindliche Purchase Orders und bestätigte Bestellungen
- Kostenaufstellung des Gesamtprojekts
- Nachweis von Vertragsstrafen oder Stornokosten
- Anzahlungs- oder Zahlungsnachweise
- Ergänzender Geschäftsführungs- oder Gesellschafterbeschluss

Was nicht genügt

- Unverbindliches Angebot
- Reine Reservierung von Komponenten
- Letter of Intent
- Business Case
- Interne Projektplanung
- Netzanschlussanfrage oder Projektanfrage

Wesentlicher Vermögensschaden: laut Entwurfsbegründung jedenfalls ab 25 Prozent des Investitionsvolumens anzunehmen

[AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffern 2 Nr. 1 und 17.5, Rn. 499 bis 502](#) · [§ 118 Abs. 6 EnWG](#) · Nachweisliste: Einordnung CUBE CONCEPTS, Stand 09/2026

Was das für einen Projektstart heute bedeutet

Von der harten Frist aus zurückgerechnet, mit realistischen Vorlaufzeiten

Heute	September 2026	Standort-, Netz- und Lastganganalyse, Auslegung, Contracting-Konditionen
bis Q4 2026	Oktober bis Dezember 2026	Vertragswerk, Netzanschlussprozess, EPC-Beauftragung und verbindliche Bestellungen über mindestens 50 Prozent
vor 01.01.2027	Stichtag § 118	Endgültige Investitionsentscheidung im Sinne der Festlegung ist gefallen
bis 31.03.2027	Nachweisfrist	Nachweis beim Netzbetreiber
2027 bis 2028	Bau und Inbetriebnahme	Errichtung, Zertifizierung, Netzgang und Aufnahme des atypischen Lastverhaltens
bis 31.12.2028	Stichtag § 19	Individuelle Netzentgeltvereinbarung ist wirksam

Das Zeitfenster für die Vorbereitung beträgt rund ein Quartal. Danach entscheidet die Vorlaufzeit.

[§ 118 Abs. 6 EnWG](#) · [§ 19 Abs. 2 StromNEV](#) · [Bundesnetzagentur, AgNes-Festlegungsentwurf](#) · Vorlaufzeiten indikativ, projektspezifisch

Dieselbe Anlage, zwei Wege

Beim Batteriespeicher entscheidet allein der Zeitpunkt über § 118-Befreiung und § 19-Vorteile

A Jetzt starten

Atypik-Rabatt ab Inbetriebnahme, bei Betrieb 2027 zählt er für den Übergang bis 2031

20 Jahre Netzentgeltbefreiung nach § 118 rechtzeitig gesichert

Markterlöse ab Inbetriebnahme, also ab 2028

Unter AgNes ab 2029 ohne neue Hardware auf Kapazitätsoptimierung umstellbar

Netzanschluss im Reifegradverfahren mit belastbarem Finanzierungsnachweis

B Abwarten

Atypik-Jahre verfallen und sind nicht nachholbar

§ 118-Befreiung nach dem 4. August 2029 dauerhaft verloren

Netzanschlusskapazität je nach Netzgebiet erst deutlich später verfügbar

AgNes ohne Speicher bedeutet einen strukturellen Kostennachteil ab 2029

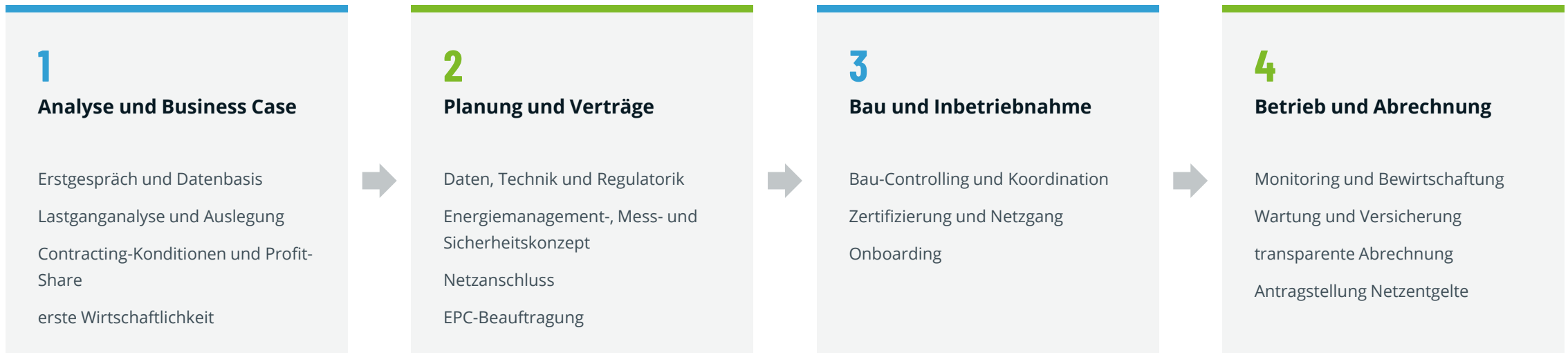
Die Entscheidung muss trotzdem irgendwann fallen, dann ohne die Vorteile

Wer wartet, wartet nicht auf bessere Konditionen. Er wartet auf schlechtere.

[§ 118 Abs. 6 EnWG](#) · [§ 19 Abs. 2 StromNEV](#) · [Bundesnetzagentur, AgNes-Festlegungsentwurf](#) · Einordnung CUBE CONCEPTS, Stand 09/2026

Von der Entscheidung zum Betrieb

Den gesamten Prozess bilden wir im eigenen Haus ab, mit interdisziplinären Teams aus Ingenieuren und Juristen



Für Sie bleibt es ein Ansprechpartner, auch wenn Planung, Bau, Betrieb und Abrechnung dahinter komplex sind.

Belastbarer Vorschlag inklusive Vertragsentwurf in fünf Werktagen nach vollständiger Datenlage

06

DER ZWEITE BAUSTEIN

PV-Contracting

Photovoltaik und Speicher am selben Standort

PV senkt die Stromkosten, ohne eigenes Kapital

Dasselbe Contracting-Prinzip, aber eine andere Logik: bei PV kaufen Sie Strom, keinen Erlösanteil

Wie es funktioniert

CUBE CONCEPTS finanziert, baut und betreibt die Anlage auf Ihrem Dach, Ihrer Freifläche oder als Carport. Sie kaufen den erzeugten Strom zu einem festen, offen kalkulierten Arbeitspreis

Abgenommen wird nach tatsächlichem Verbrauch, ohne Mindestabnahme. Die Herkunftsnachweise verbleiben bei Ihnen. Betrieb, Wartung und Versicherung inklusive Betriebsunterbrechungsschutz sind enthalten

	Kauf	Contracting
Investition	volle Investition	ohne Eigenkapital
Risiko und Bilanz	beim Auftraggeber	CUBE CONCEPTS
Strompreis	rund 5 bis 7 ct Gestehung	rund 9 bis 11 ct/kWh
Kaufoption	Eigentum	vertraglich vorgesehen

Rund 30 bis 40 Prozent günstiger je Kilowattstunde als Netzstrom, ohne einen Euro zu investieren.

Wichtig für die Wirtschaftlichkeit: Der Vorteil entsteht am selbst verbrauchten Strom. Die Einspeisung wird ab 2027 über den Differenzvertrag nach EEG 2027 abgerechnet, Eigenverbrauch bleibt davon vollständig unberührt

CUBE CONCEPTS PV-Contracting · Onsite PPA, Laufzeit 15 bis 20 Jahre, Baubeginn 8 bis 12 Wochen · Werte indikativ und projektspezifisch, Stand 09/2026

PV senkt Kosten. Der Speicher erschließt Märkte.

Beide Anlagen vollständig im Contracting, ohne eigene Investition

Anwendung	PV-Anlage	Batteriespeicher	Kombiniert
Eigenverbrauch	direkt	Speicherung von PV-Überschuss	projektspezifisch bis 98 Prozent
Netzentgelte senken	weniger Netzbezug	Peak Shaving, Lastverschiebung, Atypik	Synergie
Markterlöse	Förderung nach EEG 2027	Regelenergie, Spotmarkt, Momentanreserve	Value Stacking
CO ₂ -Reduktion	direkt	indirekt über höhere PV-Nutzung	maximal
Investitions- und Marktrisiko	CUBE CONCEPTS	CUBE CONCEPTS	CUBE CONCEPTS

Aus Eigenstrom und Flexibilität wird ein Standortvorteil, der in der neuen Netzentgeltlogik zählt.

Ab 2029 wirken beide Anlagen auf dieselbe Größe: Sie senken gemeinsam die Bestellkapazität und damit den Kapazitätspreis

[CUBE CONCEPTS PV-Contracting](#) · [BESS-Contracting](#) · Werte indikativ und projektspezifisch, Stand 09/2026

Sieben Standorte, ein Partner

Photovoltaik und Batteriespeicher für die Eberspächer-Gruppe in Deutschland und Tschechien

7

Standorte

in Deutschland und Tschechien

6,6 MWp

Photovoltaik in Betrieb

fünf Anlagen auf Dach und Freifläche

12 MW / 24 MWh

Batteriespeicher in Planung

vier Zwei-Stunden-Speicher mit je 3 MW / 6 MWh

Standort	Photovoltaik	Batteriespeicher
Herxheim Eberspächer	IN BETRIEB 727,08 kWp Dach	nicht vorgesehen
Hermisdorf Eberspächer	IN BETRIEB 1.124,65 kWp Dach	nicht vorgesehen
Landau Eberspächer	nicht vorgesehen	GEPLANT 3 MW / 6 MWh Zwei-Stunden-System
Esslingen Eberspächer	nicht vorgesehen	GEPLANT 3 MW / 6 MWh Zwei-Stunden-System
Wilsdruff Purem by Eberspächer	IN BETRIEB 1.895 kWp Dach	GEPLANT 3 MW / 6 MWh Zwei-Stunden-System
Neunkirchen Purem by Eberspächer	IN BETRIEB 1.869,45 kWp Freifläche	GEPLANT 3 MW / 6 MWh Zwei-Stunden-System
Rakovník (CZ) Purem by Eberspächer	IN BETRIEB 990 kWp Dach	KONZEPTION in Ausarbeitung

Angaben CUBE CONCEPTS, Stand 09/2026 · [Referenzen CUBE CONCEPTS](#)

In PV bewiesen, auf Speicher übertragen

Über 150 realisierte PV-Projekte europaweit, darauf aufbauend eine Speicher-Pipeline von über 400 MWh

2.375 kWp

Wilnsdorf

1.970 kWp

Neunkirchen

3.690 kWp

Soest

1.895 kWp

Wilsdruff

1.240 kWp

Hodenhagen

1.082 kWp

Neutraubling

1.040 kWp

Hückelhoven

780 kWp

Bietigheim

Über 150 PV-Projekte

Dach, Freifläche und Multi-Site-Rollouts für Industrie, Automotive, Produktion und Mittelstand, europaweit realisiert

Über 400 MWh Speicher-Pipeline

In Entwicklung und Umsetzung, darunter ein 200-MWh-Projekt in Tušimice in Tschechien sowie Projekte in Mettmann, Singen und Zwickau

Ingenieure und Juristen inhouse

Planung, Netzanschluss, Vertragswerk und Regulatorik werden inhouse abgebildet, nicht zugekauft

Die Umsetzungserfahrung aus der Photovoltaik wird jetzt in Speicherprojekte übertragen.

Auswahl realisierter PV-Projekte und Speicherprojekte in Entwicklung oder Umsetzung, Stand 09/2026 · [Alle Referenzen auf cubeconcepts.de](https://www.cubeconcepts.de)

IHR NÄCHSTER SCHRITT

Alles Regulatorische auf 49 Seiten.

Unser Whitepaper vertieft alles, worüber wir heute gesprochen haben: Rechtsgrundlagen, Zeitpläne und Beispielrechnungen. Kostenfrei, Stand September 2026.

- 01** EEG 2027 und das CfD-Modell Wer ist betroffen, wer hat ein Wahlrecht
- 02** AgNes und die Netzentgelte Bestellkapazität und Fristen ab 2029
- 03** Wirtschaftlichkeit in der Praxis Beispiele mit und ohne Batteriespeicher



Whitepaper herunterladen

[Reformen ab 2027 im Überblick](#)

EEG 2027 · AgNes · Netzpaket