

PROJEKTENTWICKLUNG · ENERGIESPEICHER

Batterie-Grossspeicher Wasserkraft-Standort Schweiz

Business-Konzept & Wirtschaftlichkeits-Grobrechnung – re-sus als
Projektentwickler eines netzgekoppelten Grossspeichers an einem Wasserkraft-
Standort.

PROJEKTENTWICKLER: **Resus AG (Real Sustainability)** | STANDORTPARTNER: Kraftwerksbetreiber (vertraulich) | STAND: 25.
Juli 2026 | INTERN · VERTRAULICH

POSITIONIERUNG

Real Sustainability – jetzt auch in der Energie

re-sus entwickelt Grundstücke zu hochwertigen, nachhaltigen Renditeobjekten und baut energieeffizient mit Photovoltaik. Der Batterie-Grossspeicher an einem Wasserkraft-Standort ist die konsequente Erweiterung dieser Kompetenz von der Immobilien- in die Energie-Infrastruktur: dieselbe Logik – Substanz sichern, Wert durch Entwicklung schaffen, nachhaltig realisieren. re-sus übernimmt die **Projektentwicklung**: Standortsicherung, Strukturierung, Bewilligung, Realisierung und die Auswahl des Vermarktungspartners.

MANAGEMENT SUMMARY

Ein Standort mit gelösten Hürden

Am gesicherten **Projektstandort (vertraulich)** bestehen drei Voraussetzungen, die einen Batterie-Grossspeicher wirtschaftlich attraktiv machen und andernorts der teuerste, langsamste Teil eines Projekts sind: ein **bestehender, dimensionierter Netzanschluss, verfügbare Fläche** und **lokale Wasserkraft** (Kennzahlen vertraulich). Da die bisherigen **Abnahmeverträge auslaufen**, öffnet sich das Zeitfenster, die Anschlusskapazität höherwertig zu nutzen.

**7 MW / 14
MWh**

EMPFOHLENE GRÖSSE

CHF 6,0 Mio.

INVESTITION (SCHÄTZUNG)

~7,6 Jahre

AMORTISATION (BASIS)

~10 %

IRR 15 J. (BASIS)

Zentraler Werthebel & Vorbehalt: Die Erlöse stammen überwiegend aus Regelenergie- und Handelsmärkten, die stark schwanken (2026 rund –40 % ggü. 2025). Das **Marktpreisrisiko** – nicht die Technik – entscheidet über die Rendite. Ein erfahrener Vermarktungspartner ist deshalb Teil des Entwicklungskonzepts.

Warum es Grossbatterien braucht

Die Schweiz baut Photovoltaik stark aus (2025: +1,33 GW), doch Solarstrom fällt gebündelt mittags an – oft dann, wenn die Nachfrage tief ist –, während der Verbrauch morgens und abends steigt, wenn die Sonne fehlt. Zwischen ~22,9 GW installierter Erzeugung und nur ~9,6 GW Spitzenlast entsteht so eine wachsende zeitliche Diskrepanz. Grossbatterien schliessen genau diese Lücke – sie sind die schnellste und flexibelste Brücke zwischen Erzeugung und Verbrauch.

ROLLE 1

Netzstabilisierung

Batterien halten die Netzfrequenz im Millisekundenbereich (Primär-/Sekundärregelung) – technisch überlegen gegenüber trägen Kraftwerken. Sie sind die Reserve, die Schwankungen sofort ausgleicht.

ROLLE 2

Erneuerbare integrieren

Sie nehmen den PV-Mittagsüberschuss auf und geben ihn in der Abendspitze ab – das vermeidet Abregelung (verworfenen Solarstrom) und macht die Energiewende nutzbar.

ROLLE 3

Versorgungssicherheit

Sie ersetzen fossile Reservekapazität und stützen die Systemstabilität. Grosse Versorger (Axpo, Alpiq) investieren genau deshalb – trotz Marktunsicherheit.

Das Potenzial ist entsprechend gross: Eine BFE/Empa-Studie beziffert den wirtschaftlich optimalen Bedarf auf **rund 4 GW Grossbatterien bis 2035** – ein Vielfaches des heute Installierten (Details im Kapitel «Marktumfeld»). Grossbatterien gelten in derselben Studie als die **wirtschaftlich sinnvollste** Speicherform, weil ihre Kosten stark gefallen sind und sie mehrere Netzdienste gleichzeitig erbringen.

Förderung & regulatorischer Rahmen

Keine Subventionen – aber ein regulatorischer Vorteil. Direkte Fördergelder für Grossbatterien gibt es in der Schweiz nicht (nur vereinzelte kommunale Beiträge für Heimspeicher, ~CHF 1'000). Der Business Case trägt sich also **ohne Fördergeld – rein aus dem Markt**, was ihn robust macht. Der zentrale regulatorische Vorteil: Speicher ohne Endverbrauch sind seit dem 1.1.2025 im Stromversorgungsgesetz (StromVG) von den **Netznutzungsentgelten befreit** – der Ladebezug (auch bei Negativpreisen) wird nicht mit Netzentgelten belastet, was die Handels-Arbitrage direkt begünstigt. Zu beachten: Auf höheren Netzebenen können unverhältnismässige Anschluss-Zusatzkosten dem Betreiber angelastet werden (fallweise), und viele Verteilnetzbetreiber führen bereits Anschluss-Wartelisten – ein bestehender Netzanschluss wie an **unserem Standort** ist ein umso grösserer Wert.

Der Standort (vertraulich)

Der Standort umfasst mehrere bestehende Wasserkraftwerke (Betreiber vertraulich). Sie erzeugen zusammen rund **mehrere zehntausend MWh** erneuerbaren Strom pro Jahr – genug für Tausende Haushalte (Details vertraulich). Der Kapazitätsfaktor von ~59 % ist typisch für Lauf- und Ausleitkraftwerke.

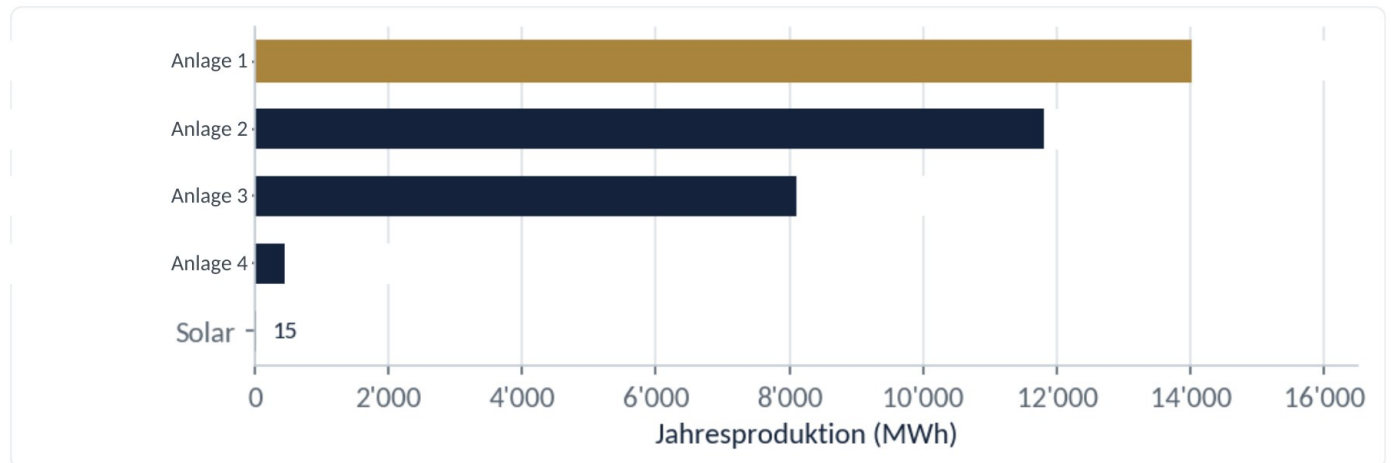


Abb. 1 · Jahresproduktion der Anlagen am Standort (anonymisiert). Quelle: Betreiberangaben.

Die Standort-Assets

Asset	Bedeutung für den Speicher
Netzanschluss	Auf die Kraftwerksleistung ausgelegt und bezahlt – der teuerste, langwierigste Projektteil ist weitgehend vorhanden.
Fläche	Platz für Container-BESS (7 MW/14 MWh ≈ 2–3 Container + Trafostation). Kein Landerwerb, keine Einzonung.
Energie / Produktion	Lokale, kontinuierliche Wasserkraft zum Glätten, Zwischenspeichern und Vermarkten.
Auslaufende Abnahmeverträge	Der Auslöser: freiwerdende Anschluss- und Vermarktungskapazität.

GESCHÄFTSMODELL

Woher die Erlöse kommen

Ein netzgekoppelter Grossspeicher verdient über mehrere, teils gleichzeitig nutzbare Erlösquellen (Multi-Use / Revenue-Stacking):

Erlösquelle	Prinzip	Charakter
Primärregelung (FCR)	Sekundengenaue Frequenzhaltung für Swissgrid.	Stabil, begrenztes Volumen
Sekundärregelung (aFRR)	Automatischer Regelenergieabruf.	Grösster Markt, volatil
Arbitrage / Intraday	Laden bei tiefen, Entladen bei hohen Preisen.	Wächst mit PV-Zubau
Eigenoptimierung KW	Glättung der Wasserkraft-Einspeisung, Bilanzausgleich.	Standort-Zusatznutzen



Abb. 2 - Illustrative Erlös-Zusammensetzung im Basisfall (~CHF 980'000/Jahr). Regelenergie trägt heute den grössten Teil, Arbitrage wächst.

Zu klären – Regelbarkeit der eigenen Wasserkraft: Die Standort-Anlagen sind kleine Lauf-/Ausleitkraftwerke und dürften nur begrenzt speicher- bzw. regelbar sein – sie produzieren weitgehend zuflussabhängig. Das **stützt die Speicher-These**, weil die Batterie die Flexibilität liefert, die der Wasserkraft fehlt. Verfügt ein Werk jedoch über einen Tagesspeicher / eine Wasserfassung mit Rückhalt, kann es einen Teil der Verlagerung (Produktion in die Abendspitze, Rückhalt bei Tiefstpreisen) **selbst übernehmen** und sich so mit der Batterie-Arbitrage überschneiden. Ideal ist eine gemeinsame Optimierung von Wasserkraft-Dispatch und Batterie; dabei ist die geteilte Netzanschlussleistung zu koordinieren (gleichzeitige Einspeisung aus Werk und Batterie darf den Anschluss nicht überschreiten). Umfang der Regelbarkeit mit dem Standortpartner klären.

Wer handelt – und braucht es eine Lizenz?

Kurz: eine eigene Handelslizenz oder ein eigener Handelstisch ist **nicht nötig**. Die Schweiz kennt kein prohibitives Bewilligungserfordernis für physischen Stromhandel – der Marktzugang läuft in der Praxis über einen **Direktvermarkter / Aggregator**.

Der Standardweg: re·sus schliesst einen Vermarktungsvertrag mit einem professionellen Direktvermarkter (z. B. BKW «Power Flex», Alpiq, CKW/Axpo). Dieser bringt alles mit, was der Marktzugang erfordert – **Bilanzgruppe, Swissgrid-Präqualifikation, Börsenzugang (EPEX) und den 24/7-Handel**. Die Batterie wird in sein virtuelles Kraftwerk gepoolt; er handelt FCR, aFRR und Intraday im Namen des Projekts, und re·sus erhält die Erlöse abzüglich einer Gebühr (Erlösbeteiligung oder fixer Betrag je MW). **Kein eigener Handelstisch, keine eigene Lizenz.**

Selbst handeln *könnte* man – dafür bräuchte es einen Bilanzgruppenvertrag mit Swissgrid, die Präqualifikation der Anlage, eine EPEX-Mitgliedschaft (Bonität, Sicherheiten) und einen algorithmischen 24/7-Handelsbetrieb. Für einen einzelnen 7-MW-Speicher lohnt sich dieser Apparat nicht; er rechnet sich erst bei einem grossen Portfolio. **Kraftwerke** **Der Standort** verfügt aller Voraussicht nach nicht über diese Infrastruktur – als kleiner Betreiber verkauft er die Produktion über Abnahmeverträge (deren Auslaufen der Auslöser dieses Projekts ist). Die 7-MW-Anlage ist zwar gross genug für die Mindestgebotsgrössen (FCR ab ~1 MW), doch das Pooling beim Aggregator bleibt der wirtschaftlichere Weg. Weil der Vermarkter damit zugleich Marktzugang *und* zentraler Werthebel ist, ist seine frühe Auswahl entscheidend (Fahrplan, Schritt 5).

Woraus der Handelsgewinn entsteht

Der Wert des Speichers entsteht aus der **Preisschwankung im Tagesverlauf**: Solarstrom drückt die Preise mittags nach unten – zeitweise unter null –, während die Abendspitze die teuersten Stunden bringt. Der Speicher lädt günstig und verkauft teuer; genau diese Spanne ist das Handelspotenzial.

~120–150 CHF/MWh

TYPISCHER TAGES-SPREAD (PEAK – MITTAG)

~4 % / ~13 %

NEGATIV-STUNDEN WERKTAG /
WOCHENENDE (2025)

~CHF 1'700

HANDELSGEWINN AN SONNIGEM TAG

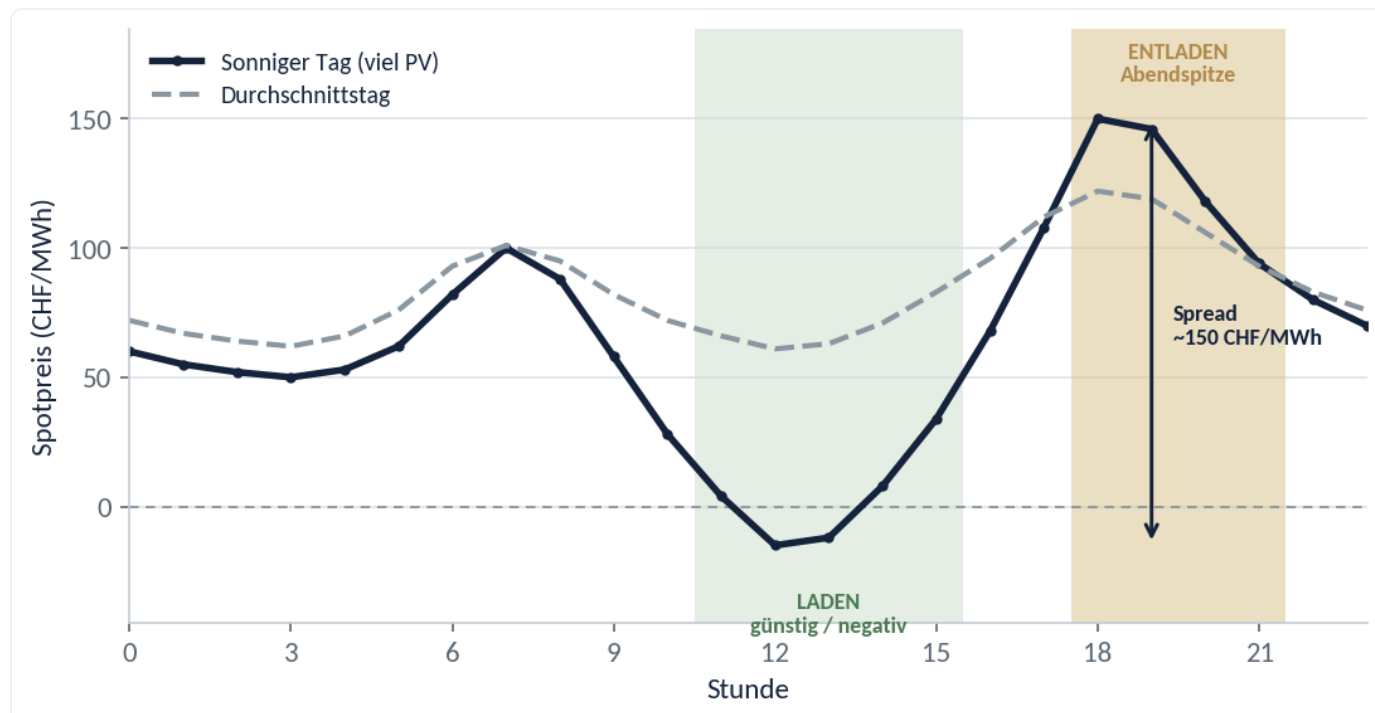


Abb. 3 - Repräsentatives Schweizer Tagespreisprofil (Day-Ahead), kalibriert auf publizierte Marktdaten (EPEX/Swissix). Grün = günstiges Ladefenster (PV-Mittag), Gold = Entladefenster (Abendspitze). Kein Live-Datenfeed.

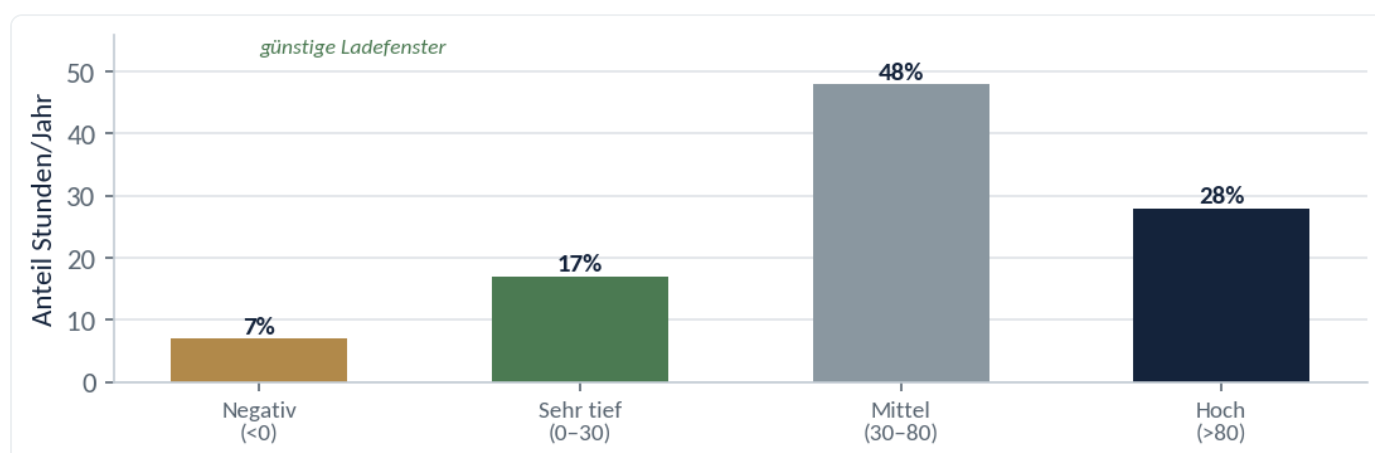


Abb. 4 - Verteilung der Spotpreis-Stunden über das Jahr (kalibriert). Rund ein Viertel der Stunden liegt im günstigen oder negativen Band – reichlich Ladefenster; mit dem PV-Zubau steigend.

Laden bei negativen & sehr tiefen Preisen

Das im Tagesprofil (Abb. 3) sichtbare Muster lässt sich beziffern. Weil die Batterie **am Netz** hängt – nicht nur hinter dem Kraftwerk – kann sie gezielt **Netzstrom bei negativen Preisen beziehen**: man wird fürs Laden bezahlt und verkauft die Energie später teuer. Dieser Hebel ist im obigen Arbitrage-Anteil enthalten; nachfolgend von unten hergeleitet (7 MW/14 MWh, 85 % Round-Trip, ~300 Zyklustage/Jahr):

Tagestyp	Tage/J	Ladepreis	Entladepreis	Erlös/Jahr
Negativpreis-Tage	60	-25 CHF/MWh	90	~85'000
Sehr tiefe Preise (PV-Mittag)	150	20	85	~110'000
Normale Spread-Tage	90	45	80	~29'000
Summe Arbitrage (~CHF 32'000/MW·J)	300			~224'000

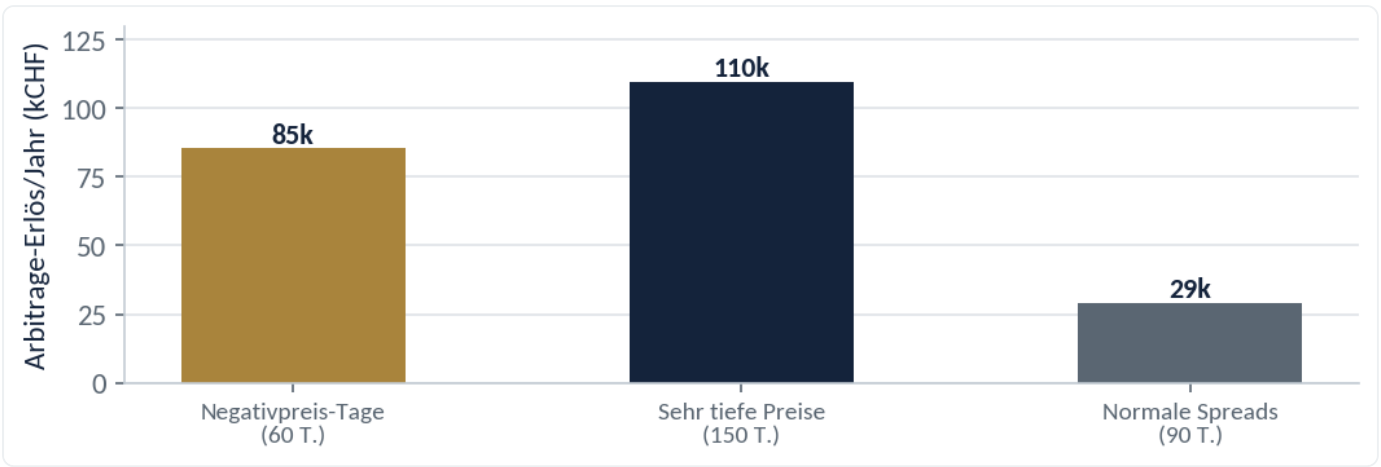


Abb. 5 • Arbitrage-Erlös nach Tagestyp. Rund CHF 21'000/Jahr entfallen allein auf den «bezahlt fürs Laden»-Effekt an Negativpreis-Tagen.

Wächst strukturell – und regulatorisch begünstigt: Die Zahl der Stunden mit negativen/sehr tiefen Preisen nimmt mit dem PV-Zubau jährlich zu; die Annahme ist eher konservativ. Zudem sind Speicher ohne Endverbrauch seit 2025 von den **Netznutzungsentgelten befreit** (StromVG) – der Ladebezug bleibt unbelastet, was die Negativpreis-Arbitrage direkt begünstigt (einzelne kantonale/kommunale Abgaben fallweise zu prüfen).

Die ideale Grösse

Bindender Faktor ist nicht die Energiemenge, sondern der vorhandene **Netzanschluss**; die Dauer folgt dem Marktoptimum:

Kennzahl	Wert	Herleitung
Installierte KW-Leistung	vertraulich	Summe der Kraftwerke = Mindest-Anschlussleistung
Jahresproduktion	vertraulich	Summe aller Anlagen
Mittlere Dauerleistung	vertraulich	Produktion / 8'760 h
Mittlere Tagesproduktion	vertraulich	Basis Zwischenspeicher-Volumen
→ Empfohlene Leistung	7 MW	vorhandenen Netzanschluss voll nutzen
→ Empfohlene Kapazität	14 MWh	2-Stunden-System = Markt-Sweet-Spot

Warum 7 MW / 2 Stunden? Die Leistung schöpft den bereits bezahlten Anschluss aus, ohne teure Netzverstärkung. Die 2-Stunden-Dauer bedient sowohl Regelleistung als auch tägliche Arbitrage (1-2 Zyklen) ohne Überbau. Referenz: realisierte Schweizer Grossspeicher im 10-MW-Massstab. Nach oben skalierbar (~10 MW), sobald die freie Anschlussleistung bestätigt ist.

Zu verifizieren: die exakte frei verfügbare Anschlussleistung nach Vertragsauslauf – wichtigster Input, mit dem Standortpartner / Netzbetreiber früh klären.

WIRTSCHAFTLICHKEIT

Investition & Grobrechnung

Turnkey-Richtwert **~CHF 430/kWh** für ein schlüsselfertiges LFP-System 2026/27 (Schweizer Niveau, Netzanschluss grösstenteils vorhanden).

Position	Betrag
Investition (CAPEX) 14 MWh @ ~CHF 430/kWh	CHF 6'020'000
Betrieb, Versicherung, Vermarktung (OPEX)	~CHF 112'000 / Jahr
Rücklage Zellersatz / Augmentation (~1 % CAPEX)	~CHF 60'000 / Jahr
Bodenabgeltung / Baurechtszins (2 % vom Umsatz)	~CHF 20'000 / Jahr

Szenarien nach Vermarktungserlös

Szenario	CHF/MW·J	Brutto/J	Netto/J	Amort.	IRR 15 J.
Konservativ	100'000	700'000	513'800	11,7 J.	3,3 %
Basis	140'000	980'000	788'200	7,6 J.	9,9 %
Optimistisch	190'000	1'330'000	1'131'200	5,3 J.	17,0 %

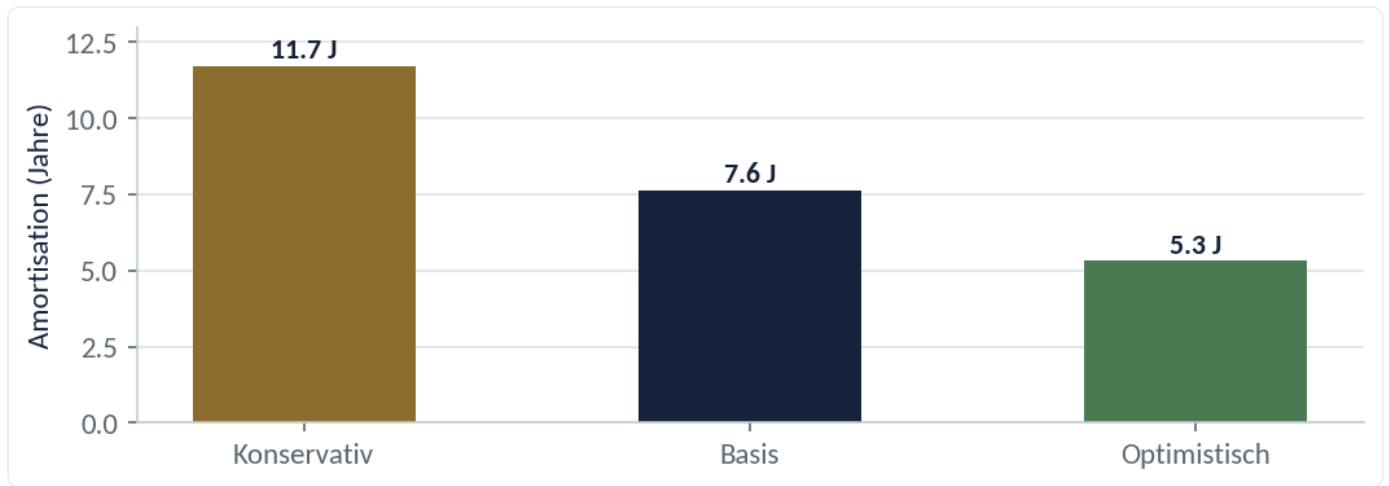


Abb. 6 · Amortisation je Szenario.

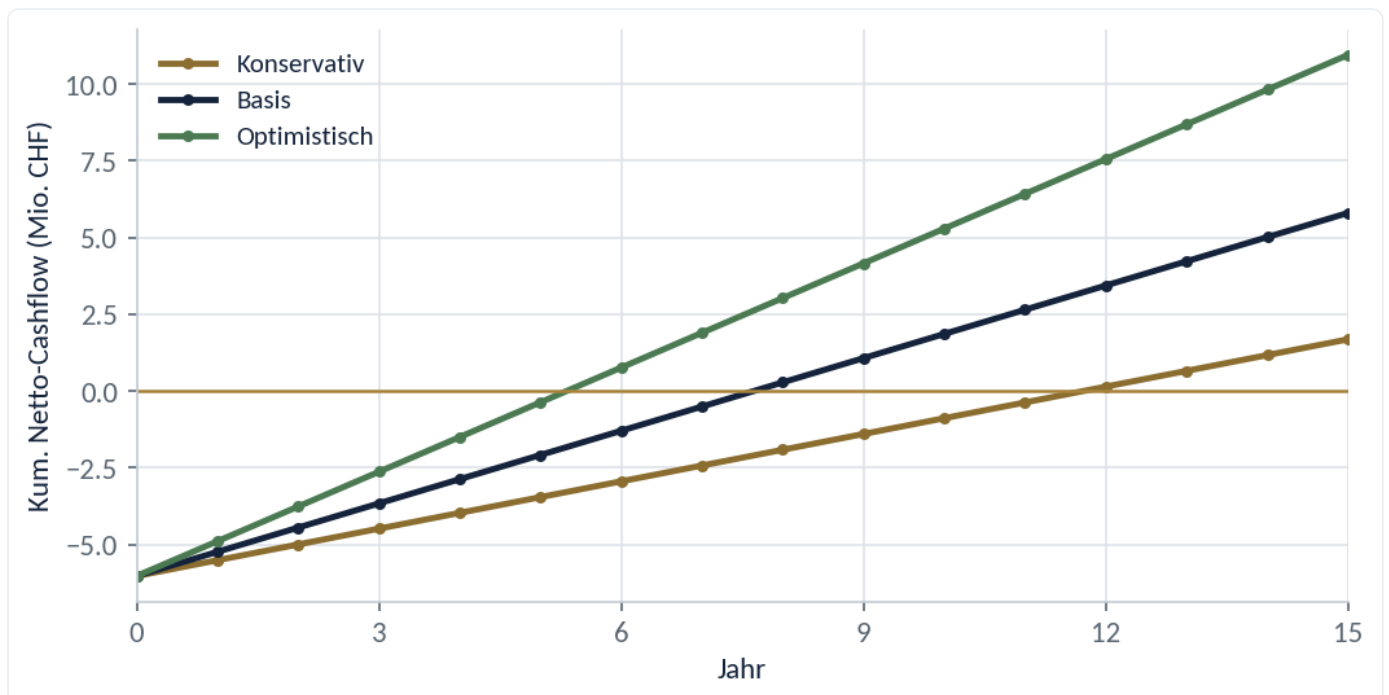


Abb. 7 · Kumulierter Netto-Cashflow über 15 Jahre; Nulldurchgang = Amortisation.

Im Basisfall erreicht das Projekt knapp 10 % Rendite; im konservativen Fall wird es mit ~12 Jahren Amortisation dünn. Der Hebel liegt klar bei den Vermarktungserlösen – daher die zentrale Rolle des Vermarktungspartners.

Sensitivität Vermarkter-Vergütung: Die Grobrechnung führt die Vermarktung als OPEX-Pauschale. Bei marktüblicher Umsatzbeteiligung von ~15 % des Bruttoerlöses sinkt der Basisfall auf netto ~CHF 693'000/J, Amortisation ~8,7 J., IRR ~7,8 % (EK-IRR mit 50 % Darlehen ~11,6 %). Die effektive Vergütung (üblich 10–20 %) ist Verhandlungssache.

Rendite mit 50 % Bankdarlehen

Bei hälftiger Fremdfinanzierung (Kapitalstruktur: CHF 3,01 Mio. Eigenkapital / CHF 3,01 Mio. Darlehen, Annuität über 15 Jahre, Basiszins ~3,5 %) steigt die Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital deutlich – solange die Projektrendite über den Fremdkapitalkosten liegt (positiver Leverage-Effekt):

Szenario	Netto-Op./J	Schuldendienst/J	EK-Cashflow/J	DSCR	EK-Payback	EK-IRR	unlev.
Konservativ	513'800	261'343	252'457	2,0	11,9 J.	~3,0 %	3,3 %
Basis	788'200	261'343	526'857	3,0	5,7 J.	~15,5 %	9,9 %
Optimistisch	1'131'200	261'343	869'857	4,3	3,5 J.	~28,2 %	17,0 %

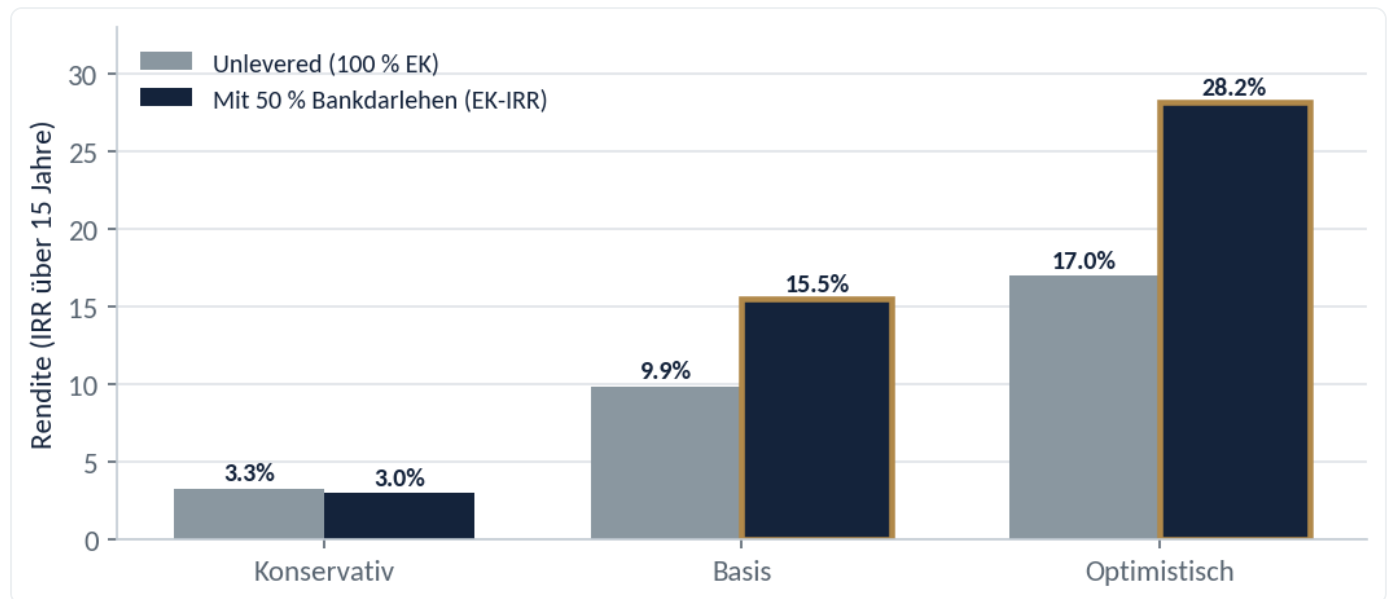


Abb. 8 - Rendite unlevered (100 % Eigenkapital) gegenüber Eigenkapital-IRR mit 50 % Bankdarlehen. Der Hebel wirkt im Basis- und Optimistisch-Fall stark (goldene Markierung).

Mechanismus & Vorbehalt: Im Basisfall hebt der Fremdkapitaleinsatz die Rendite von 9,9 % auf ~15,5 % (laufende Cash-on-Cash-Rendite ~17,5 % p.a. im ersten Volljahr). Im konservativen Fall liegt die unlevered Rendite (3,3 %) etwa auf Höhe des Zinssatzes – dort bringt Leverage kaum noch etwas und würde bei steigenden Zinsen renditemindernd. **Leverage verstärkt Chance und Risiko gleichermassen.**

Bankfähigkeit: Der Schuldendienst-Deckungsgrad (DSCR) liegt bei 2,0 (konservativ) bis 3,0 (Basis) – deutlich über den üblichen Anforderungen (~1,3–1,5). Eine 50%-Finanzierung ist damit gut darstellbar. Zinssensitivität EK-IRR Basisfall: 2,5 % → 16,2 % · 3,5 % → 15,5 % · 4,5 % → 14,7 % (unkritisch, solange die Erlöse stimmen).

Wie lange das Defizit trägt

Wir sind nicht die einzigen, die das Potenzial sehen – deshalb zählt, wie gross und wie dauerhaft das Defizit ist. Eine BFE/Empa-Studie (2026) beziffert den wirtschaftlich optimalen Bedarf auf **rund 4 GW Grossbatterien bis 2035**. Dem stehen heute erst **129 MW** netzseitige Grossspeicher gegenüber – bei einem Erzeugungspark von ~22,9 GW und nur ~9,6 GW Spitzenlast. Die Lücke ist also strukturell und gross.

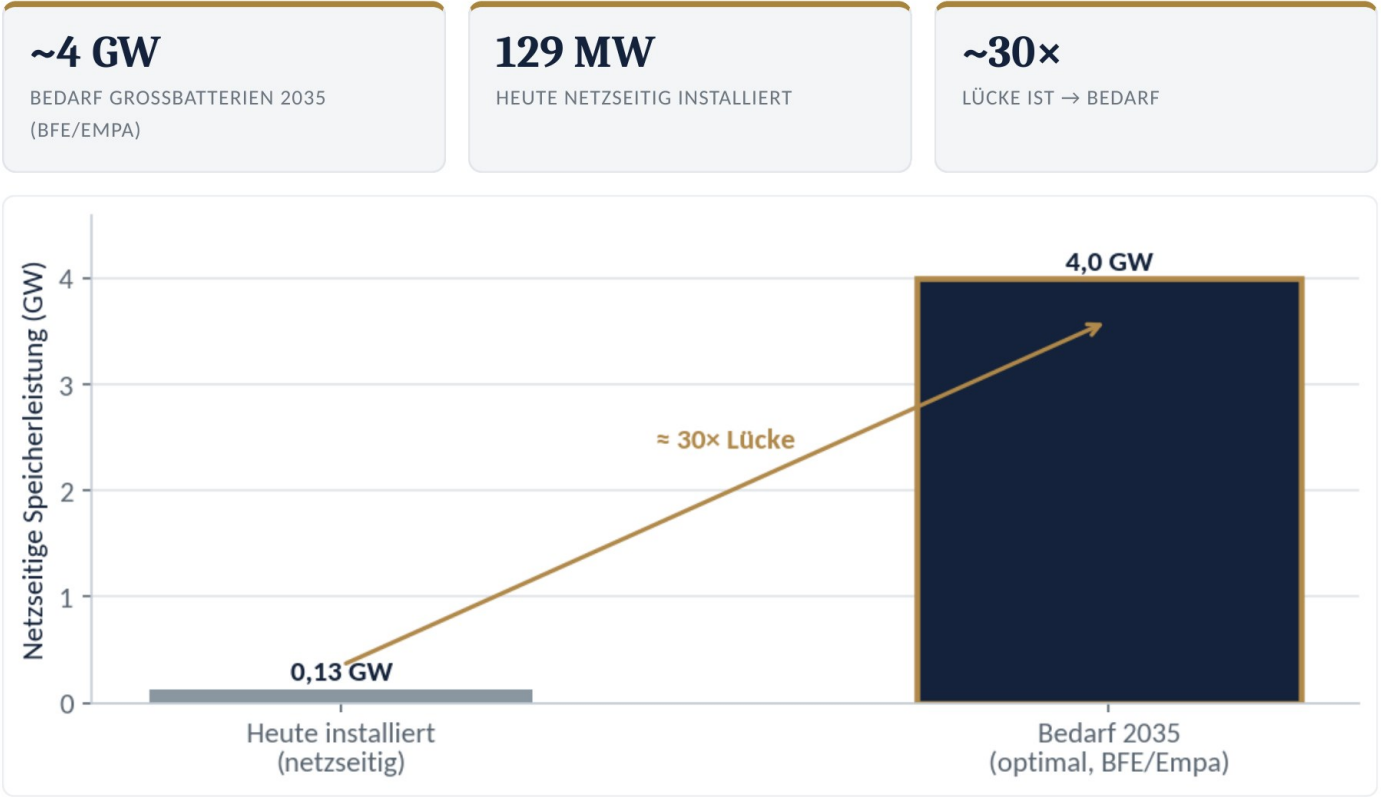


Abb. 9 · Netzseitige Speicherleistung: heute installiert gegenüber dem wirtschaftlich optimalen Bedarf 2035. Quelle: BFE/Empa 2026, Swissolar Batteriemonitor 2026.

Angekündigte & laufende Grossprojekte

Projekt / Betreiber	Leistung / Energie	Standort	Status
Flexbase, Laufenburg (Redox-Flow)	800 MW / 1'600 MWh	Laufenburg (AG)	Fertigstellung 2028
Alpiq, Gösgen	300 MW / 1'200 MWh (4h)	am Laufwasserkraftwerk Gösgen (SO)	Bau 2027, Betrieb 2029
Axpo, Gurtellen	50 MW / 100 MWh	Uri	H1 2026
energieUri, Gurtellen	8,6 MW	Uri	H1 2026
BKW	mehrere Grossprojekte	diverse	in Prüfung
Weitere CH-Referenzanlage (anonymisiert) 10,4 MW / 12,3 MWh Schweiz in Betrieb			

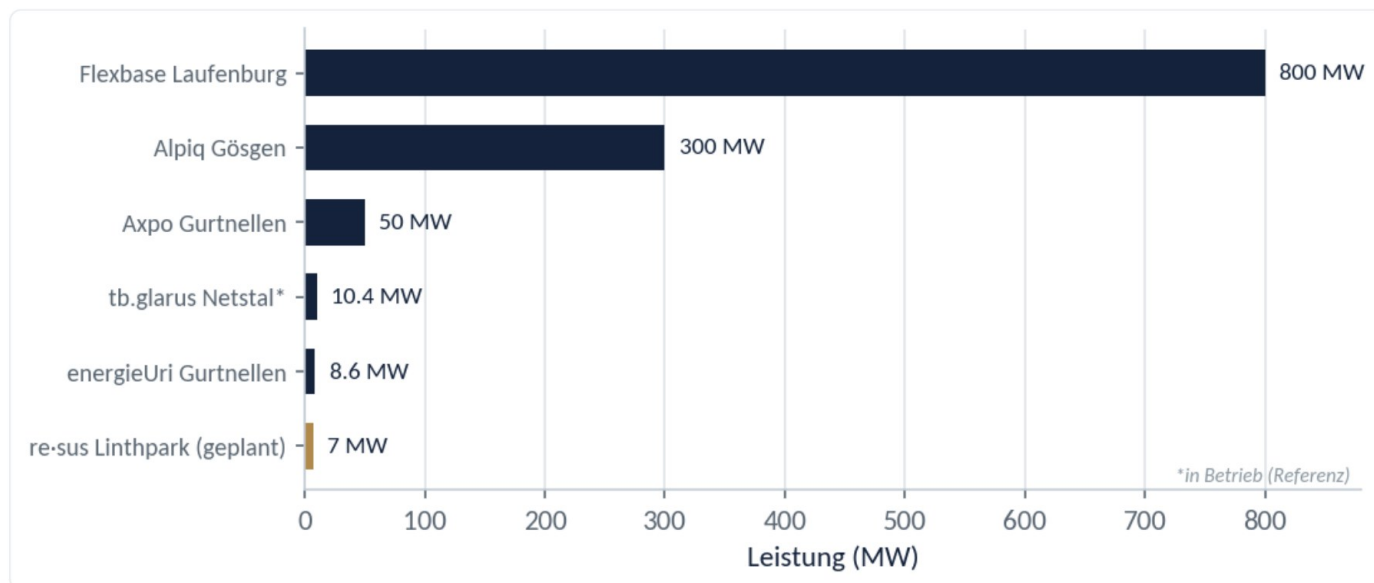


Abb. 10 · Grössenvergleich angekündigter/laufender Schweizer Grossspeicher. Das re-sus-Projekt ist ein bewusst kleines, schnelles Nischenprojekt. Insgesamt sind laut Swissolar > 4 GWh netzseitig bis 2030 angekündigt.

Der Doppelbefund: Die Konkurrenz bestätigt die These – Alpiqs Vorzeigeprojekt ist ein Speicher **direkt an einem** Laufwasserkraftwerk mit **bestehendem Netzknoten**, also exakt das re-sus-Modell. Zugleich kannibalisiert sich **der Markt**: Das Erlöspotenzial lag 2026 bereits ~40 % unter 2025. Die Preise sinken, *bevor* das 4-GW-Ziel erreicht ist – das ertragsstärkste Fenster ist **heute bis ~2030**, nicht bis 2035, und es schrumpft.

Was das für re-sus heisst: erstens **früh bauen** (2027/28 statt 2031). Zweitens ist re-sus als 7-MW-Projekt gegenüber 300–800-MW-Playern **Preisnehmer** und kann das Marktrisiko nicht steuern – der Vorteil liegt in Tempo, tiefem Kapitaleinsatz und einem Standort, den die Grossen so nicht bekommen. Drittens ist der Werthebel, die Erlöse **vertraglich abzusichern und rechtzeitig zu verkaufen** (siehe Kapitel Exit), solange Cashflows und Multiples hoch sind. Regelenenergimärkte (FCR/aFRR) sättigen zuerst; die Arbitrage-Erlöse wachsen mit dem PV-Zubau länger.

Vom fertigen Projekt zum Verkauf

Ein Investor kauft keinen Batteriekasten, sondern einen **Cashflow-Strom**. Der Wert entsteht durch Kapitalisierung des stabilisierten Netto-Cashflows zu einer Markttrendite (Cap-Rate): $\text{Unternehmenswert} = \text{Netto-Cashflow} \div \text{geforderte Rendite}$. re-sus baut zu Kosten (~CHF 6,3 Mio.) und veräussert an einen Infrastruktur-Investor, der sich mit einer tieferen Rendite begnügt – diese Differenz ist die Wertschöpfung. Dieselbe Logik wie im Immobilienmodell: entwickeln, stabilisieren, realisieren.

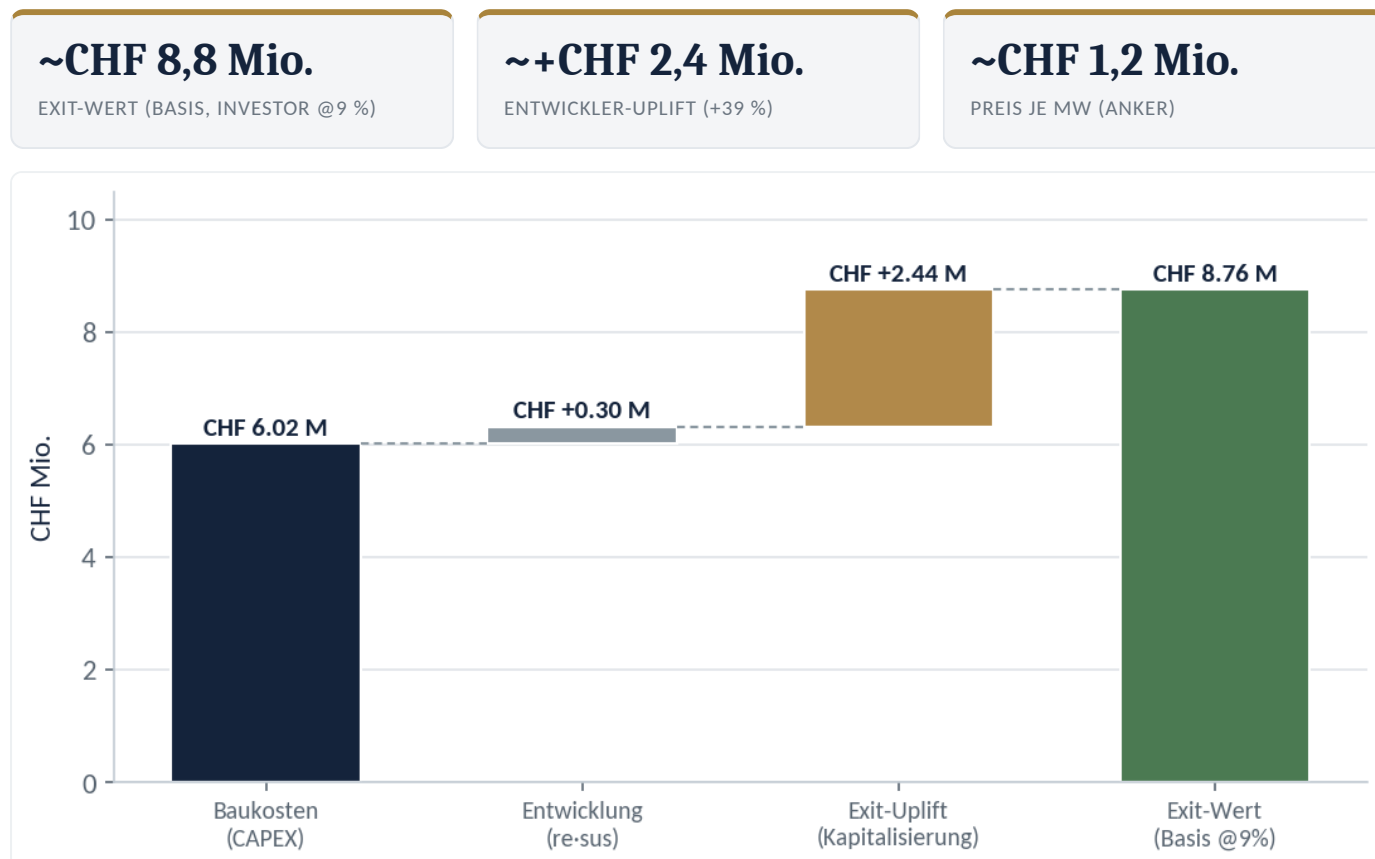


Abb. 11 • Value-Bridge: von den Gesamtkosten zum Exit-Wert im Basisfall (Investor-Renditeziel 9 %). Der Exit-Uplift ist die Entwickler-Wertschöpfung.

Bewertungsmatrix – Exit-Wert nach Erlös & Investorrendite

Netto-Cashflow/J	@8 % (kontrahiert)	@9 %	@10 %	@12 % (merchant)
Konservativ • 514k	6,4 M	5,7 M	5,1 M	4,3 M
Basis • 788k	9,9 M	8,8 M	7,9 M	6,6 M
Optimistisch • 1'131k	14,1 M	12,6 M	11,3 M	9,4 M

Der entscheidende Hebel: Die geforderte Rendite hängt fast vollständig davon ab, wie **de-risked** die Erlöse sind. Rein **merchant** (ungesichert) → 11–12 %; mit mehrjährigem **Tolling-/Abnahmevertrag** → 7–9 %. Aufgabe von re-sus bis zum Verkauf ist deshalb nicht nur bauen, sondern die Erlöse **vertraglich absichern** – das komprimiert die Rendite und hebt den Preis am stärksten. **Vorbehalt:** Im konservativen, rein merchant bewerteten Fall läge der Exit-Wert unter den Gesamtkosten – der Verkaufserfolg steht und fällt mit der Erlössicherung.

Cross-Check: Käufer prüfen zusätzlich EV/EBITDA (Merchant-BESS ~8–10×, kontrahiert ~10–13× → Basis ≈ CHF 8,5 Mio. bei 10×) und DCF über die Restlebensdauer; der Preis je MW dient als Plausibilitätsanker.

Exit-Strukturen

OPTION 1

100 %-Verkauf

Vollständige Veräußerung an Fonds/Utility. Voller Cash, kein Restrisiko, maximaler Sofort-Uplift.

OPTION 2

Mehrheit + Rückbehalt

Verkauf der Mehrheit, Minderheit behalten plus Asset-/Betriebsführungsmandat – Uplift realisieren und laufend mitverdienen.

OPTION 3

Refinanzieren & halten

Fremdkapital gegen den stabilisierten Cashflow aufnehmen (Cash-out), Eigentum behalten.

Werthebel bis zum Exit: mehrjähriger Tolling-/Vermarktungsvertrag, 6–12 Monate realer Betriebstrack-Record (bewiesener Cashflow schlägt Prognose), saubere Projekt-SPV mit gesichertem Netzanschluss und Baugarantien.

Transaktion meist als Share Deal über die Projektgesellschaft (analog vinkulierte Namenaktien), Kosten/Due-Diligence ~2–4 %. **Käuferuniversum:** Storage-/Infrastruktur-Plattformen, Energieversorger & IPPs, Infrastruktur- und Pensionsfonds, Family Offices.

Was dafür und dagegen spricht

Chancen

- Netzanschluss, Fläche & Bewilligungsbasis vorhanden → tiefere CAPEX, schnellerer Zeitplan
- Synergie mit eigener Wasserkraft (Glättung, Bilanz, Abregelung vermeiden)
- Negativpreis-Arbitrage wächst mit PV-Zubau
- Skalierbar; Standort für weitere Stufen
- Marktzugang ohne eigene Lizenz (über Direktvermarkter)
- LFP-Preise weiter fallend

Risiken

- **Marktpreisrisiko:** Regelenergie/Handel volatil (2026 –40 %)
- Weiterer Speicher-Zubau drückt mittelfristig Preise
- Freie Anschlussleistung noch zu bestätigen
- Abhängigkeit von Vermarkter/Aggregator
- Regulatorik (Netzentgelte Ladebezug) im Wandel
- Regelbare Eigen-Wasserkraft könnte Arbitrage teils überschneiden

ROLLE RE-SUS

re-sus als Projektentwickler

RE-SUS / RESUS AG

Entwicklung & Realisierung

Standortsicherung, Strukturierung, Bewilligung, Bau & Inbetriebnahme, Investoren- und Finanzierungsstruktur, Auswahl des Vermarktungspartners.

KRAFTWERKS BETREIBER (VERTRAULICH)

Standort & Substanz

Fläche, bestehender Netzanschluss und lokale Wasserkraft-Produktion als Fundament des Projekts.

VERMARKTER / AGGREGATOR

Erläusoptimierung

Pooling und algorithmischer Handel in FCR-, aFRR- und Intraday-Märkten – der entscheidende Werthebel.

Die Entwicklungskompetenz ist durch den re-sus-Track-Record im Immobilienbereich belegt (Vorhalden 1, Salstrasse 51, Dorfstrasse 20). Eine Investorenbeteiligung ist analog zum bestehenden re-sus-Modell (Substanz, Beteiligung, geregelte Struktur) denkbar. Die Boden- und Anschlussabgeltung an den Standortpartner ist im Modell mit 2 % vom Umsatz (~CHF 20'000/Jahr) berücksichtigt; für Finanzierung und Exit ist ein gesichertes Bodenrecht (Baurecht/Dienstbarkeit über 20–30 Jahre) vorzusehen – alternativ eine Beteiligung des Partners statt Miete.

NÄCHSTE SCHRITTE

Fahrplan

#	Schritt	Ziel
1	Gespräch Standortpartner: freie Anschlussleistung, Fläche, Timing der auslaufenden Verträge	Grösse & Timing fixieren
2	Regelbarkeit/Speichervermögen der Wasserkraftwerke prüfen (Tagesspeicher, Rückhalt)	Überschneidung vs. Synergie mit Batterie, Co-Optimierung
3	Anschlusszusage beim zuständigen Netzbetreiber (VNB) klären	Technische Machbarkeit
4	2–3 Richtofferten Turnkey-BESS (7 MW/14 MWh)	CAPEX präzisieren

5	Direktvermarkter/Aggregator wählen (Erlöse, Vertragsmodell, Marktzugang)	Marktzugang & Erlösseite absichern
6	Finanzierung & Rechtsform / Investorenstruktur (re-sus-Modell)	Investitionsentscheid vorbereiten

Sprechen wir über das Projekt

Gesellschaft	Resus AG · Real Sustainability	Kontakt	Stefan Keiser
Rolle	Projektentwickler Energiespeicher	E-Mail	stefan@resus-group.com
Adresse	Zürcherstrasse 34 · 8500 Frauenfeld	Telefon	+41 76 417 19 20



Resus AG · Zürcherstrasse 34 · 8500 Frauenfeld · resus-group.com · © 2026 Resus AG

Konzept- und Gestaltungsvorschlag. Angaben teils kalkulatorisch bzw. Schätzung; Erlöswerte sind marktabhängig und unverbindlich. Kein Emissionsprospekt und keine Anlageberatung.

Annahmen & Quellen

Kernannahmen: Batterie 7 MW / 14 MWh (2h, LFP); CAPEX CHF 430/kWh (≈ CHF 6,02 Mio.); OPEX CHF 16'000/MW·J + 1 % CAPEX Zellersatz-Rücklage + Bodenabgeltung 2 % vom Umsatz; Lebensdauer 15 J.; Erlösszenarien 100/140/190 TCHF/MW·J; Round-Trip 85 %, ~300 Zyklen/J. EUR ≈ CHF (~Parität). Grobwerte auf Konzeptebene, keine Detailplanung.

- Standortdaten: Angaben des Kraftwerksbetreibers (vertraulich)
- Batterie-Referenzanlage Schweiz (10,4 MW / 12,3 MWh): öffentliche Betreiberangaben
- BFE energieplus – «Batteriespeicher stabilisieren das Stromnetz» (2025)
- pv magazine – Erlöspotenziale Batteriespeicher Q1 2026 (Ø EUR 132'000/MW·J; FCR/aFRR-Preise)
- Beny – Grid-Scale Battery Storage Cost Guide 2026 (Turnkey 2h ~USD 140/kWh)
- Marktumfeld/Pipeline: Swissolar Batteriemonitor Schweiz 2026; BFE/Empa-Studie 2026 (Bedarf ~4 GW); Alpiq Gösgen 300 MW; Flexbase Laufenburg 800 MW; Axpo/energieUri Gurtellen
- Rolle & Förderung: Axpo «Grossbatteriespeicher – zentrale Stütze der Energiewende»; StromVG Netzentgelt-Befreiung für Speicher seit 1.1.2025 (EVU Partners); Förderübersicht Batteriespeicher Schweiz 2025; pv magazine (PV-Zubau CH 2025)
- Marktzugang: Swissgrid Regelenergie/Balancing Roadmap 2026–2030 & Bilanzgruppen-Modell (VSE); Vermarktung via Pooling/virtuelles Kraftwerk (Solstis, BKW Power Flex)
- Spotmarkt-Kalibrierung: SPC Solar «Strommarkt Schweiz 2026» (Rp/kWh-Niveaus); Day-Ahead-Analysen 2025 (Negativstunden); EPEX SPOT / Swissix; ENTSO-E Transparency Platform