

Zukunftsfähiger Solarstromausbau

Schlussbericht Energieregionen-Projekt 2025
Appenzellerland über dem Bodensee (AüB)



St.Gallen, 1. Juni 2026

Impressum

Verfasst durch

Energieagentur St.Gallen GmbH
Kornhausstrasse 25
9000 St.Gallen

Projektleitung: Christian Eisenhut

Projekt-Begleitgruppe:

Karin Steffen, Gemeindepräsidentin Reute
Andreas Näf, Fachstelle Umwelt & Energie, Heiden
Ernst Pletscher, ehem. Gemeindepräsident Reute
Ralf Menet, Geschäftsführer AüB
Oskar Fässler, Nova Energie Ostschweiz AG
Daniel Locher, Elektra Oberegg
Daniel Frunz, Elektra Walzenhausen
Mauro Meier, Energiekommission Walzenhausen

Dank

Beteiligte Verteilnetzbetreiber (EW Heiden, Elektra Oberegg, Elektra Korporation Wolfhalden, Elektra Walzenhausen, St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke SAK), Fyrosol AG, Federer Elektrotechnik AG, Gemeinden Region AüB

Titelbild: Blick auf die Hügel des AüB bei niedrigem Wasserstand des Bodensees, Frühling 2025

Inhalt

1. Zusammenfassung	4
1.1. Ein ganzheitlicheres Denken ist notwendig	4
1.2. Das Lösungskonzept „PV Plus“ – Die drei strategischen Säulen	4
1.3. Wichtigste technische und ökonomische Erkenntnisse	4
1.4. Rollen und Nutzen für die zentralen Akteure	5
2. Einleitung	7
3. Ausgangslage und Zielsetzung	7
3.1. Rechtliche Rahmenbedingungen: Kerninhalte des Mantelerlasses	7
3.2. Energiepolitische Zielsetzungen und regionale Entwicklung	8
3.3. Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen	9
3.4. Zielsetzungen des Projekts	11
4. Herausforderungen für Netzbetreiber	12
5. Konzept PV Plus: Zukunftsfähiger Solarstromausbau	13
5.1. Die drei Hauptsäulen	13
5.2. Die strategischen Schnittmengen	14
5.3. Einfluss von Leistungsbegrenzungen auf den jährlichen Energieertrag	14
5.4. Energiespeicher als Schlüssel: Nutzung verschiedener Energiespeicher	16
5.5. Bezug zum neuen White-Paper «Systemverträgliche Integration Photovoltaik»	18
5.6. Systemische Integration von Energieproduktion, Speicherung und Netzinfrastuktur über alle Skalierungsebenen	18
6. Konkretisierung der Handlungsfelder anhand regionaler Fallbeispiele	20
7. Anhang	23
7.1. Allgemeine Hilfestellungen für Eigentümerschaften von Liegenschaften	24
7.2. Strategische Handlungsempfehlungen für KMU und Landwirtschaft	26
7.3. Gemeinsam Solarstrom nutzen: Ideen für Quartiere und Nachbarschaften	28
7.4. Anregungen für Gemeinden	30
7.5. Anregungen für Netzbetreiber und Stromversorger	31
7.6. Anregungen für die Region AÜB	33
7.7. Anregungen für PV-Unternehmen	35
7.8. Anregungen für Energieberatende	37
7.9. Infoschreiben Eigentümerschaften von Liegenschaften	41

1. Zusammenfassung

1.1. Ein ganzheitlicheres Denken ist notwendig

Getrieben durch hohe Strompreise in den Jahren 2022 bis 2024, entsprechend höheren Rückvergütungstarifen, Fördergeldern von Bund und Kantonen sowie deutlich tieferen Komponenten-Preisen hat der Photovoltaik-Ausbau in der Region Appenzellerland über dem Bodensee (AüB) eine beispiellose Dynamik erreicht. Lag der Fokus vor wenigen Jahren noch auf der reinen Quantität des Zubaus, stehen wir nun vor einer neuen Realität: An sonnigen Tagen produzieren PV-Anlagen massive Leistungsüberschüsse, die das Stromnetz stark belasten und den Börsenwert von Solarstrom oft ins Negative fallen lassen. Morgens, Abends und besonders im Winterhalbjahr hat Strom hingegen einen deutlich höheren Wert. Da sich die Rückliefertarife (Einspeisevergütungen) neu konsequenter am Marktpreis orientieren, sind diese nach vorübergehend höheren Werten wieder deutlich tiefer.

Fakt ist: Der alleinige Fokus auf maximale Solarstromproduktion und Netzeinspeisung ist nicht mehr zeitgemäss. Photovoltaik darf nicht länger isoliert betrachtet werden. Gefragt ist ein Paradigmenwechsel hin zu „PV Plus“ – einem systemischen Ansatz, der Erzeugung, Speicherung, Sektorenkopplung (Wärme/Mobilität) und Netzintegration intelligent vereint.

1.2. Das Lösungskonzept „PV Plus“ – Die drei strategischen Säulen

Um den PV-Ausbau bedarfsgerecht, wirtschaftlich und netzdienlich zu gestalten, stützt sich das Konzept auf drei Säulen:

- **Produktionspotenziale netzdienlich erschliessen:** Dächer, Fassaden und Infrastrukturen sollen weiterhin grosszügig genutzt werden, jedoch zwingend unter Begrenzung der Einspeisespitzen in das Stromnetz.
- **Eigenverbrauch erhöhen & Speicher nutzen:** Der lokal produzierte Strom soll wenn immer möglich durch Energiemanagementsysteme (EMS), Batteriespeicher und vor allem durch Sektorenkopplung (Wärmepumpen, thermische Speicher, E-Mobilität) direkt vor Ort oder in der Nachbarschaft verbraucht werden. Diverse Speicher helfen, Überschüsse vom Tag in der Nacht zu nutzen.
- **Winterstrom gezielt stärken:** Um die saisonale Lücke zu schliessen, müssen verstärkt Flächen genutzt werden, die bei tiefstehender Sonne hohe Erträge liefern (Fassaden, Infrastrukturbauten, Stützmauern, bifaziale und senkrecht gestellte Module auf Flachdächern).

1.3. Wichtigste technische und ökonomische Erkenntnisse

Für die wirtschaftliche und technische Umsetzung liefert der Bericht entscheidende Fakten, die häufig verbreitete Annahmen widerlegen:

- **Begrenzung der Einspeiseleistung:** Die „70%-Regel“ (Peak-Shaving) kostet kaum Ertrag, entlastet jedoch das Netz: Das Kappen der maximalen Einspeiseleistung des Wechselrichters (z. B. auf 70 % oder gar unter 50 % der installierten Modulleistung) entlastet das Stromnetz massiv und begrenzt teure Netzausbauten. Die Ertragseinbusse über das Jahr gesehen ist dabei verschwindend gering (meist < 2 %), da Ertragsspitzen nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten. Diese Netzdienlichkeit sollte zum absoluten Standard werden. Mit dem Konzept der dynamischen Wirkleistungsreduktion (Reduktion der Wechselrichterleistung nur dann, wenn lokal zu wenig Strom benötigt wird) kann die Einspeiseleistung und somit die Netzbelastung weiter massiv reduziert werden.
- **Dezentrale Optimierung mittels „Zwiebelschalenprinzip“:** Energieoptimierung muss in konzentrischen Kreisen gedacht werden: Zuerst das eigene Gebäude optimieren, dann

überschüssigen Strom an die unmittelbare Nachbarschaft abgeben, mittels (virtueller) Eigenverbrauchsgemeinschaft oder (virtuellem) Zusammenschluss zum Eigenverbrauch), und erst in dritter Instanz wenn einfach realisierbar das Quartier oder die Gemeinde einbinden (Lokale Elektrizitätsgemeinschaft LEG).

- **Wärmespeicher sind die heimlichen Batterien („Low-Tech“):** Chemische Batteriespeicher (meist Lithium-Eisenphosphat-Batterien) sind zweifelsohne wichtig für das Brechen von Lastspitzen, die Elektromobilität und die Flexibilität zur Solarstromnutzung im Tagesverlauf. Die wahren, oft ungenutzten Kapazitäten liegen jedoch in thermischen Speichern: Das Überhitzen von grossen Wasserspeichern oder der Gebäudemasse (Fussbodenheizung/Betonkern) durch Wärmepumpen bei PV-Überschuss ist die günstigste und effizienteste Form der Energiespeicherung. Im Zusammenhang mit Nah- oder Fernwärmenetzen oder Mikro-Wärmeverbünden in der Nachbarschaft bieten thermische Speicher enormes Potenzial

1.4. Rollen und Nutzen für die zentralen Akteure

- **KMU- und Landwirtschaftsbetriebe** können „Energie-Hubs“ der Zukunft werden und Lösungen im Quartier oder der Gemeinde unterstützen. Dank riesiger Dachflächen und spezifischer Lastprofile können sie weit mehr Strom produzieren, als sie selbst benötigen. Durch die Vernetzung mit benachbarten Wohnsiedlungen, Gewerbe-, Freizeit- oder öffentlichen Liegenschaften können sie ihren Strom lokal rentabel verkaufen, unabhängig von sinkenden Einspeisetarifen. In Kombination mit der Wärmeversorgung (Nah- oder Fernwärme, lokale Biomasse, Abwärme) und geeigneten grösseren Speichern entstehen Opportunities, um Energie günstig zu produzieren und bedarfsgerecht zu nutzen.
- **Verteilnetzbetreiber (VNB) und Energieversorger (EVU)** finden sich vermehrt in der Rolle des Dienstleisters, Brückenbauers und «Enablers». Sie bieten mit ihrem Know-How, dem Smart-Meter-Rollout, Datenschnittstellen und geeigneten Abrechnungslösungen idealerweise die notwendige Infrastruktur für Kunden lokal an. Die VNB sollten zudem Netzdienlichkeit nicht nur fordern (z. B. tiefe Einspeiselimits beim Anschlussgesuch), sondern smarte Lösungen (Flexibilitäten, Quartierspeicher) gegenüber dem reinen Kupfer-Netzausbau priorisieren und ermöglichen.
- **Gemeinden** spielen bei der Umsetzung von „PV Plus“ eine entscheidende Schlüsselrolle, da sie als Vorbild, Planungsbehörde und lokaler Moderator agieren können. Die folgenden konkreten Massnahmen können initiiert werden:
 - Vorbildfunktion: Konsequent und kreativ eigene Liegenschaften im Sinne von «PV Plus» nutzen. Unternehmen bei Offertanfragen und Ausschreibungen herausfordern, was sie im Sinne der drei Säulen von PV Plus zu bieten haben.
 - Lokaler Eigenverbrauch (vEVG, vZEV) und/oder lokale Strommärkte (LEGs) aktiv ermöglichen und moderieren:
 - Handlung: Dächer öffentlicher Gebäude (Schulen, Werkhöfe, Gemeindehäuser) sollen als „Ankerpunkte“ für lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) oder Eigenverbrauch in der Nachbarschaft (vEVG, vZEV) zur Verfügung gestellt werden.
 - Der einfachste erste Schritt könnte eine LEG nur über die Gemeinde-Liegenschaften sein (vgl. Kasten unten).
 - Nutzen: Einwohnerinnen und Einwohner ohne eigenes Dach können sich beteiligen (Bürgerkraftwerke), die Akzeptanz steigt, und der Strom bleibt im Quartier resp. der Gemeinde.
 - Raumplanung und Bauordnungen entschlacken – Fokus Winterstrom:

- Handlung: Kommunale Bau- und Zonenordnungen sowie Gestaltungspläne sollen auf Hürden für den Winterstrom geprüft werden. Mögliche Einschränkungen von Photovoltaik an Fassaden oder weitere einschränkende Vorschriften müssen im Sinne des Mantelerlasses gelockert werden.
- Öffentliche Parkplätze und Infrastruktur als Kraftwerke nutzen:
 - Handlung: Grössere gemeindeeigene Parkplätze können systematisch mit PV-Anlagen (Solar-Carports) überdacht werden. Steile Infrastrukturflächen zur Winterstromerzeugung (Stützmauern, steile Böschungen) sollen dann genutzt werden, wenn die Netzanbindung mit vernünftigem Aufwand möglich ist. Derartige Anlagen gelten neu im Sinne des Mantelerlasses ab einer gewissen Grösse als standortgebunden und können somit einfacher bewilligt werden.
 - Nutzen: Doppelnutzung der Fläche und Erzeugung von wichtigem Winterstrom ohne Flächenverbrauch.
- Sektorenkopplung und Kreislaufwirtschaft zur Bau-Bedingung machen:
 - Handlung: Bei Neuansiedlungen von Gewerbe oder Sanierungen sollen Anreize für Abwärmenutzungen und Sektorenkopplungen bestehen. Fördern Sie aktiv den Bau kleiner „Mikro-Wärmeverbünde“ (z. B. ein Gewerbebetrieb beheizt mit seiner überschüssigen Sommer-PV und einer Grosswärmepumpe die benachbarten 3-4 Wohngebäude).
- Eignerstrategie gegenüber dem lokalen Energieversorger (EVU) anpassen:
 - Handlung: Als Gemeinde (oftmals Eigner oder Teileigner des lokalen EVU) können sie im Dialog mit dem EVU die verschiedene Strategien im Sinne von PV Plus strategisch vorgeben (beispielsweise Investitionen in verschiedene Speicher und Flexibilitäten). Fordern Sie zudem, dass das EVU proaktiv Beratungs- und Abrechnungsdienstleistungen für lokale Zusammenschlüsse (ZEV/EVG) anbietet.

2. Einleitung

Solarstrom hat im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine enorme Bedeutung, und die Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wurden im Rahmen des Mantelerlasses auf der Zeitachse nochmals stark forciert. Vor diesem Hintergrund hatten sich die Gemeinden der Region Appenzellerland über dem Bodensee¹ (AüB) im Zuge eines Energieregion-Projektes zum Ziel gesetzt, die Nutzung von Solarenergie besonders in KMU und Landwirtschaftsbetrieben gezielt zu fördern.

Erfreulicherweise hat der Solarstromausbau in den letzten Jahren besonders im AüB eine starke Dynamik erreicht. Die grössten Treiber sind hauptsächlich gestiegene Stromtarife in den Jahren 2022/2023, attraktive Rückvergütungstarife, verhältnismässig tiefe Komponentenkosten und eine grosszügige Förderung von Bund und Kanton.

Lag der Fokus bei der Projekt lancierung Anfang 2023 noch primär auf der Quantität des Zubaus, verlagerte sich der Schwerpunkt im Projektverlauf zunehmend auf die Bewältigung betrieblicher Herausforderungen und die Optimierung der Stromnutzung. Ziel ist es daher, Strategien für den effizienten Betrieb bestehender Anlagen sowie praxistaugliche Wege für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich tragfähigen und netzdienlichen weiteren Ausbau aufzuzeigen. Im Mittelpunkt stehen die Einordnung neuer Rahmenbedingungen, die Nutzung technischer Optionen (u. a. Eigenverbrauch, Speicher, Sektorkopplung), die anspruchsvolle Netzintegration sowie die Klärung zentraler Fragestellungen.

Wohl die wichtigste Erkenntnis aus dem Projekt ist, dass Photovoltaik nicht isoliert, sondern grundsätzlich als Teil einer ganzheitlichen Energieversorgung im Gebäude, im Betrieb, in der Nachbarschaft oder im Quartier betrachtet werden muss. Das vorliegende Dokument fasst die gewonnenen Erkenntnisse kompakt zusammen und bietet im Anhang konkrete Hilfestellungen für verschiedene Zielgruppen.

3. Ausgangslage und Zielsetzung

3.1. Rechtliche Rahmenbedingungen: Kerninhalte des Mantelerlasses

Wie in Abbildung 1 gezeigt, basiert der Mantelerlass (Revision Stromversorgungsgesetz StromVG, Energiegesetz EnG, Raumplanungsgesetz RPG und Waldgesetz) auf drei strategischen Säulen:

1. Versorgungssicherheit und Effizienz: Der Fokus liegt auf der Stärkung der Winterstromproduktion. Dazu werden alpine Solaranlagen, Windenergie und spezifisch Photovoltaik an Fassaden gefördert. Flankiert wird dies durch Effizienzsteigerungen bei Endkunden sowie ambitionierte Ausbauziele für erneuerbaren Strom (35 TWh bis 2035 und 45 TWh bis 2050).
2. Zubau erneuerbare Stromproduktion: Um diese Ziele zu erreichen, werden die raumplanerischen Hürden gesenkt. Dies umfasst erleichterte Bewilligungen für Speicherwasserkraft, die Verankerung von Solar-Eignungsgebieten in der Richtplanung sowie Erleichterungen für Anlagen ausserhalb der Bauzone (z. B. PV über Parkplätzen oder auf Freiflächen). Die PV-Förderung wird durch Instrumente wie die gleitende Marktpremie und Investitions-Boni ergänzt.

¹ Gemeinden Oberegg, Wolfhalden, Walzenhausen, Wald, Reute, Rehetobel, Lutzenberg, Heiden und Grub AR

3. Systemintegration: Die optimale Integration (besonders des Solarstroms) in das Gesamtsystem erfordert Digitalisierung (Smart-Meter als Standard, zentrale Datenplattform), punktuelle Netzverstärkungen und neue Eigenverbrauchs- und Vermarktungsmodelle. Hierzu zählen der virtuelle Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) und lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG). Eine bessere Marktorientierung und Transparenz wird mit einer **Harmonisierung der Rückliefervergütung** (inkl. Minimalvergütung) sowie neuen Vergütungsansätzen für Flexibilitäten und die Möglichkeit für dynamische Netztarife erreicht.

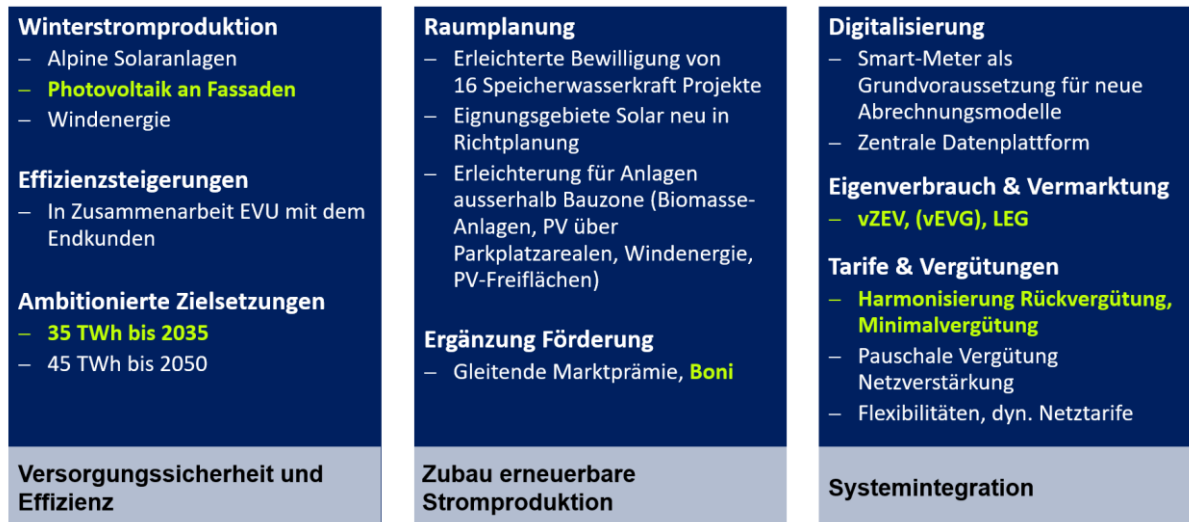


Abbildung 1: Wichtigste Inhalte aus dem Mantelerlass (Revision StromVG, EnG, RPG, Waldgesetz)

3.2. Energiepolitische Zielsetzungen und regionale Entwicklung

Der Mantelerlass fordert bis zum Jahr 2035 einen Zuwachs von 35 TWh an erneuerbarem Strom. Laut dem Branchenverband Swissolar soll die Photovoltaik dazu rund 30 TWh beisteuern, wobei neben ca. 2 TWh aus alpinen Grossanlagen der Hauptanteil von ca. 28 TWh auf Gebäuden und Infrastrukturen erwartet wird. Dies entspricht einer Nutzung von mindestens 35 % des auf gut geeigneten Dachflächen vorhandenen Potenzials bis 2035 (blauer Stern in Abbildung 2).

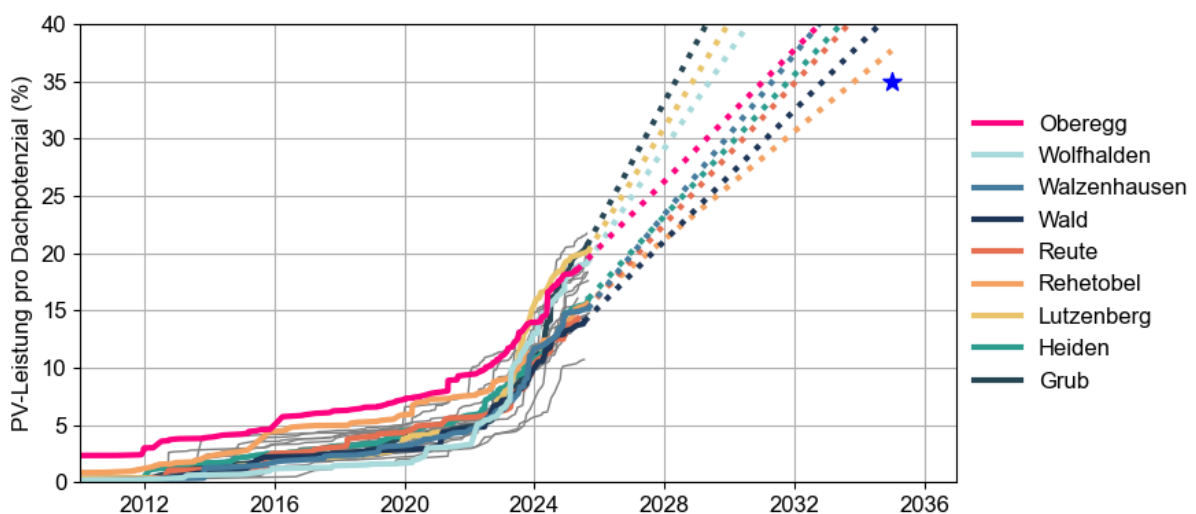


Abbildung 2: Photovoltaik-Ausbau in der Region Appenzellerland über dem Bodensee, dargestellt als installierte Leistung (Prozentanteil der bereits genutzten gut geeigneten Flächen)

Im regionalen Kontext zeigt Abbildung 2 die Entwicklung in den Gemeinden der Region Appenzellerland über dem Bodensee (AüB). Der dortige PV-Ausbau verlief in den letzten Jahren überdurchschnittlich dynamisch, massgeblich getrieben durch die hohen Strompreise der Jahre 2022–2024 sowie die grosszügigen Förderungen in den Kantonen AR und AI.

Diese Dynamik bringt jedoch auch Schattenseiten mit sich, insbesondere bei der Netzintegration sowie durch teilweise unrealistische Annahmen in Wirtschaftlichkeitsrechnungen. Während die ökonomischen Aspekte in den folgenden Abschnitten vertieft werden, behandelt das nächste Kapitel spezifisch die Herausforderungen für die Netzbetreiber.

3.3. Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Abbildung 3 zeigt aktuelle spezifische Kosten von PV-Anlagen gemäss der Marktstudie von EnergieSchweiz für das Jahr 2024.

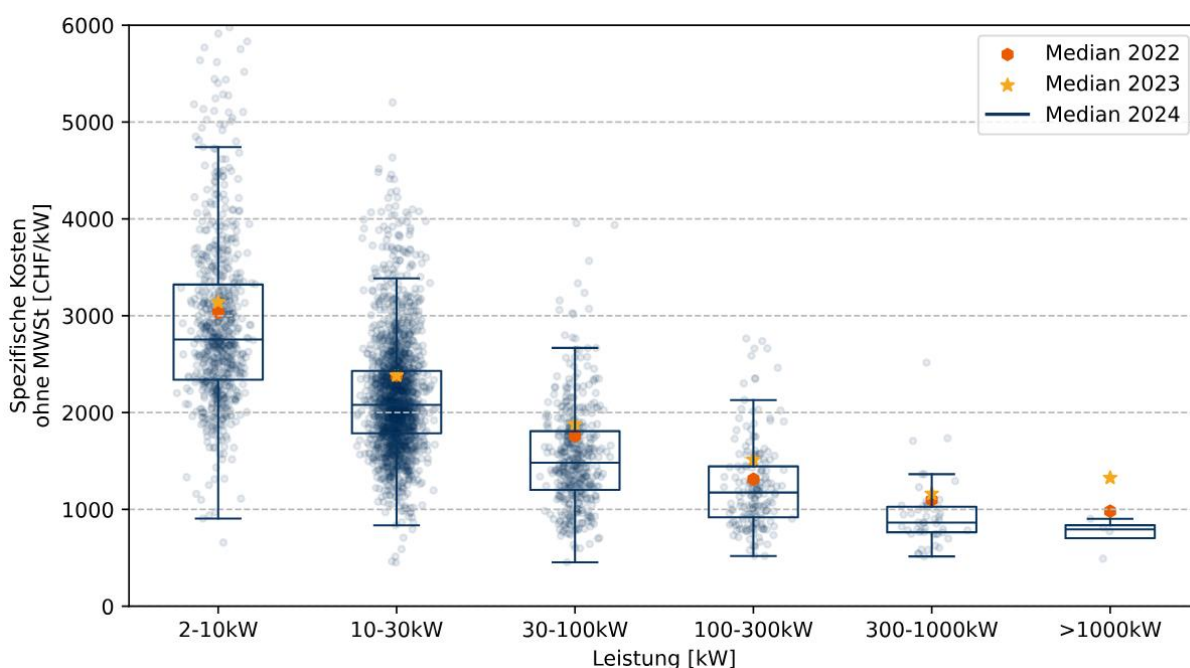


Abbildung 3: Spezifische Kosten für PV-Anlagen für Anlagen verschiedener Grössenordnungen (Quelle: Photovoltaikmarkt, Preisbeobachtungsstudie 2024, EnergieSchweiz)

Grössere Anlagen für KMU oder Landwirtschaftsbetriebe liegen üblicherweise im Bereich von 30-100 kWp, es resultieren durchschnittliche spezifische Kosten von ca. CHF 1500.-/kWp. Die aktuelle Marktentwicklung hat bei verschiedenen Komponenten (Module, Wechselrichter) und insbesondere bei Batteriespeichern zu noch tieferen Preisen geführt.

Zur einfachen Ermittlung der wirtschaftlichen Rentabilität wird typischerweise die Annuitätenmethode herangezogen. Dabei werden die einmaligen Netto-Investitionskosten unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes gleichmässig als jährliche Kapitalkosten auf die Nutzungsdauer verteilt und um die laufenden Betriebskosten ergänzt. Dividiert durch den jährlichen Energieertrag ergeben sich die Produktionskosten pro Kilowattstunde.

Für eine typische Anlage der Grösse 30 kWp in den Bereichen KMU, Landwirtschaft oder MFH ergibt sich, konservativ gerechnet, folgendes Kostenbild:

Brutto-Investitionskosten	CHF 54'000.–
./. Einmalvergütung (KLEIV)	CHF 10'800.–
Netto-Investition	CHF 43'200.–
Jahresproduktion	29 MWh (29'000 kWh)
Nutzungsdauer / Kalk. Zins	30 Jahre / 2.5 %
Betriebskosten	2.5 Rp./kWh
Produktionskosten	9.6 Rp./kWh

Dieses Beispiel verdeutlicht, dass Solarstrom unter Berücksichtigung der aktuellen Fördergelder und realistischer Rahmenbedingungen zu attraktiven Preisen produziert werden kann. Dabei sind im obigen Beispiel bewusst folgende Faktoren nicht mitberücksichtigt, die die Produktionskosten nochmals deutlich senken können:

- Aktuelle zusätzliche Fördergelder der Kantone oder Gemeinden
- Potenzielle Steuerersparnisse
- Die Möglichkeit, dank Nutzung von Synergien (z.B. anstehende Dachsanierung) und/oder Eigenleistung die Investitionskosten deutlich zu senken

Häufig wird argumentiert, dass die Rückvergütungstarife nicht ausreichen, um PV-Anlagen zu amortisieren. In der Tat sind die Rückvergütungstarife aktuell wieder auf einem tieferen Niveau, wie Abbildung 4 am Beispiel für das SAK-Versorgungsgebiet verdeutlicht.

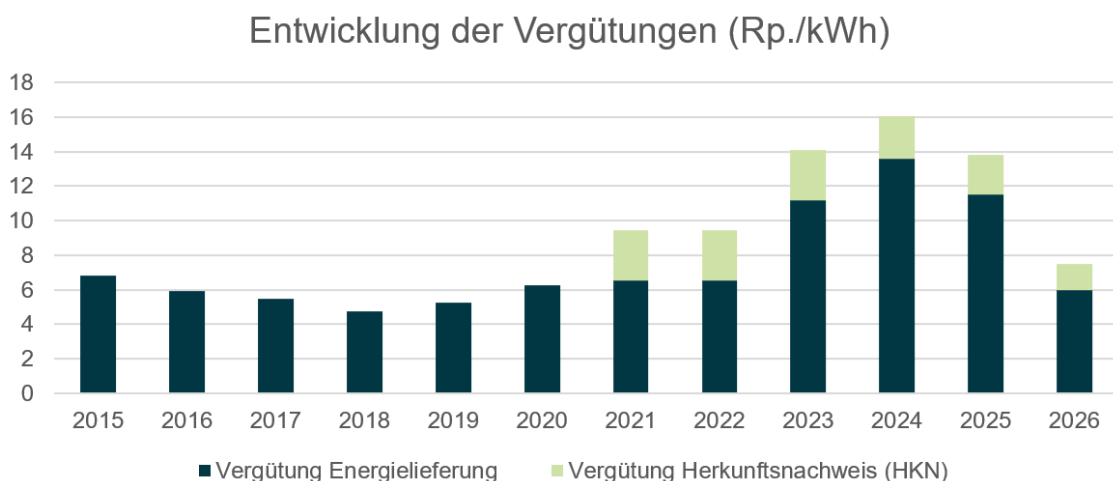


Abbildung 4: Entwicklung der PV-Einspeisevergütungen in Rp./kWh, beispielhaft für das Versorgungsgebiet der SAK. Die Tarife für 2026 beziehen sich auf die Minimalvergütung von Anlagen < 30 kWp

Im Jahr 2026 ist dabei der aktuelle «Worst-Case» für Anlagen bis zu einer Grösse von 30 kWp dargestellt: eine Minimalvergütung von 6 Rp./kWh und zusätzlich 1.5 Rp./kWh für den Herkunftsnachweis (HKN). Liegt der quartalsweise gemittelte Marktpreis über der Minimalvergütung (was aktuell im Winterhalbjahr der Fall ist), so gilt der Marktpreis als Rückvergütungstarif.

Abbildung 4 verdeutlicht auch, dass die Rückvergütung vor knapp 10 Jahren auf einem ähnlichen Niveau und noch tiefer war, bei deutlich höheren Produktionskosten. Dass Solarstrom während Stunden, wo sehr viel Strom produziert wird, zunehmend an Wert verliert, müssen wir als Realität anerkennen und die Chancen sehen. Ab 2027 können Verteilnetzbetreiber Solarstrom zum

stündlichen Spotmarktpreis vergüten, statt wie im Jahr 2026 zum vierteljährlichen Referenzpreis². Damit entsteht ein Anreiz, Strom bei tiefen oder negativen Preisen nicht ins Netz einzuspeisen, sondern lokal zu nutzen oder zu speichern. Kleine PV-Anlagen unter 150 kW erhalten zusätzlich eine Minimalvergütung als Investitionsschutz, die bei tiefen Marktpreisen eine Ausgleichsprämie vorsieht. Das neue Modell erhöht die Bedeutung von Eigenverbrauch, Batteriespeichern sowie Quartierlösungen wie ZEV oder LEG. Mitte 2026 ist ein freier Zugang zu aktuellen Börsenstrompreisen, damit Anlagenbetreiber ihre Produktion und Speicher optimal steuern können, noch nicht abschliessend geklärt.

Die grösste Chance, möglichst unabhängig von Rückvergütungstarifen und Sportmarktpreisen zu sein, ist die Optimierung des Eigenverbrauches und das Management von Flexibilitäten. Abbildung 5 zeigt beispielhaft den Nutzen: Jede zusätzliche kWh, die als lokal produzierter Solarstrom direkt genutzt werden kann, spart den Netzbezug (im Beispiel ein Tarif von 33.3 Rp./kWh) ein.

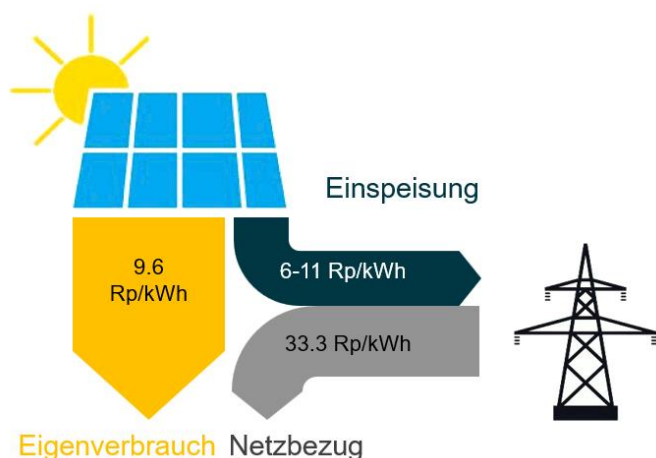


Abbildung 5: Finanzieller Nutzen von Photovoltaik-Eigenverbrauch am Beispiel von üblichen Tarifen im Jahr 2026

Der alleinige Fokus auf eine «PV-Förderung» über Eigenverbrauch greift für zukunftsfähige Solarstromlösungen häufig zu kurz. Gefragt ist ein netz- und systemdienlicher Ausbau, und die Kosten müssen letztlich von der ganzen Gesellschaft getragen werden können. Die folgenden Abschnitte liefern Denkanstösse, um diesen Herausforderungen zu begegnen.

3.4. Zielsetzungen des Projekts

Wie eingangs erwähnt, stand zu Projektbeginn Anfang 2023 primär die Quantität des Zubaus im Vordergrund. Angesichts der hohen Ausbaudynamik verlagerte sich der Schwerpunkt im weiteren Verlauf jedoch zunehmend auf die Bewältigung betrieblicher Herausforderungen sowie die Optimierung der Stromnutzung. Ergänzend zu konkreten Fallbeispielen gewann dabei der Dialog mit Verteilnetzbetreibern und PV-Unternehmen an Bedeutung.

Das Ziel ist es, Strategien für einen effizienten Anlagenbetrieb sowie praxistaugliche Pfade für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlichen und netzdienlichen weiteren Ausbau aufzuzeigen. Im Zentrum stehen die Einordnung neuer Rahmenbedingungen, die Nutzung technischer Optionen (u. a. Eigenverbrauch, Speicher, Sektorkopplung) sowie die Herausforderungen der Netzintegration. Ein

² <https://www.swissolar.ch/de/news/detail/neues-verguetungsmodell-schafft-marktanreize-fuer-solarstromproduktion-84374>

besonderes Augenmerk liegt auf einer ganzheitlichen Betrachtungsweise: Unter Berücksichtigung des rechtlichen Rahmens und neuer Instrumente wird ein systemischer Ansatz verfolgt, der verschiedene Ebenen integriert („Zwiebelschalenprinzip“) und innovative, übergreifende Lösungswege erschliesst.

4. Herausforderungen für Netzbetreiber

Abbildung 6 zeigt anhand realer Daten aus dem Jahr 2024 für eine ländliche Gemeinde, wie sich die Realität im Verteilnetz an sonnigen Tagen präsentiert.

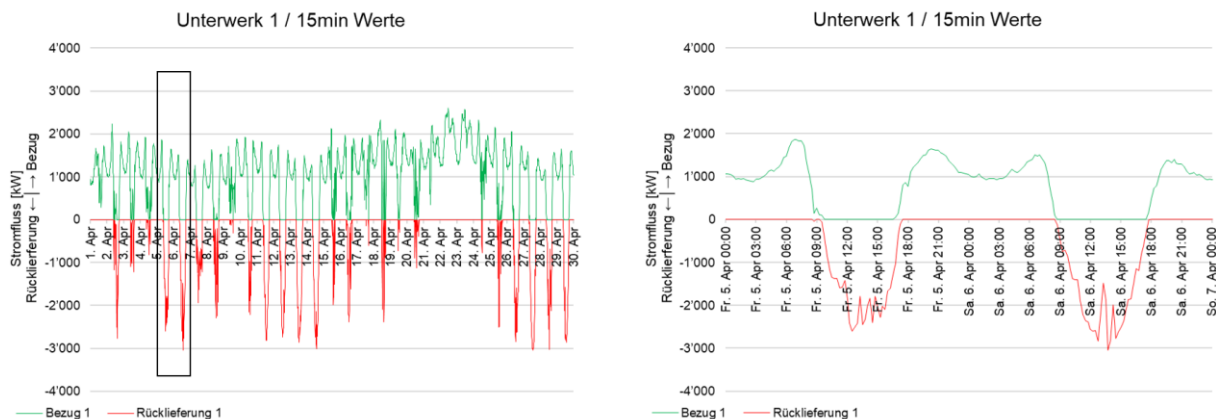


Abbildung 6: Realer Lastgang einer ländlichen Gemeinde und vergrösserte Darstellung von 2 Tagen im April

Das vorliegende Beispiel verdeutlicht, dass der Leistungsbezug in den Nachtstunden 2 MW überschreiten kann. Mit einsetzender Photovoltaik-Erzeugung am Morgen wird der lokale Bedarf rasch vollständig gedeckt. In den Mittagsstunden entsteht – trotz vergleichsweise hoher Last in der Gemeinde – ein Leistungsüberschuss von bis zu 3 MW, der in das vorgelagerte Netz eingespeist wird.

Für den Energieversorger ist diese Situation ökonomisch herausfordernd: Während er für die Rückspeisung ins Netz kaum Erlöse erzielt oder bei negativen Börsenpreisen sogar Zuzahlungen leisten muss, bleibt er zur Vergütung des Solarstroms gegenüber seinen Kunden verpflichtet. Zudem gestaltet sich die Prognose für die Energiebeschaffung zunehmend komplex.

Das Szenario illustriert den als «Entenkurve» bekannten Effekt: Der Marktwert des Stroms ist in den Morgen- und Abendstunden am höchsten, wenn die Nachfrage gross und das solare Angebot gering ist – eine Dynamik, die sich im Winterhalbjahr und mit zunehmendem Solarstromausbau noch verstärkt. Tagsüber hingegen sinkt der Wert drastisch und erreicht an der Strombörse mitunter negative Vorzeichen. Da Netzbetreiber diese Herausforderungen nicht isoliert bewältigen können, ist ein Zusammenwirken aller Marktakteure erforderlich. Das folgende Kapitel skizziert hierfür die wesentlichen Lösungsansätze.

5. Konzept PV Plus: Zukunftsfähiger Solarstromausbau

Abbildung 7 fasst die wichtigsten Säulen für einen zukunftsfähigen Solarstromausbau auf einen Blick zusammen. Da wir in der Dynamik des Ausbaus und einem ganzheitlicheren Blick «in den zweiten Gang» schalten müssen, wird das Konzept «PV Plus» genannt.

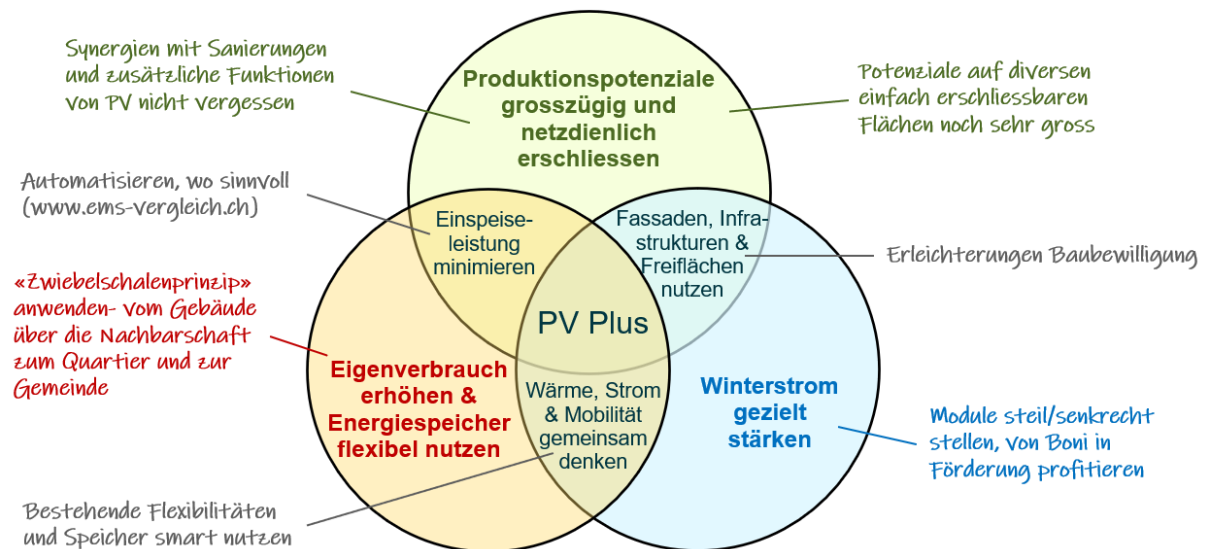


Abbildung 7: Wichtigste Prinzipien und Aktivitäten, um den Photovoltaikausbau im Sinne der energiepolitischen Zielsetzungen sinnvoll voranzutreiben

Basierend auf der Grafik lässt sich das Konzept «PV Plus» in drei zentrale strategische Säulen und die daraus resultierenden Schnittmengen (Synergien) unterteilen.

5.1. Die drei Hauptsäulen

a. Produktionspotenziale grosszügig und netzdienlich erschliessen

Diese Säule maximiert die Erzeugungskapazitäten. Im Zentrum stehen nicht nur klassische Dachanlagen, sondern die Erschliessung diverser, einfach verfügbarer Flächen. Ein zentraler Aspekt ist die Nutzung von Synergien bei Sanierungen, bei denen Photovoltaik zusätzliche Funktionen (z. B. Witterungsschutz, Verschattung) übernimmt. Das Ziel ist ein umfassender Ausbau, der jedoch stets die Netzverträglichkeit im Blick behält.

b. Eigenverbrauch erhöhen & Energiespeicher flexibel nutzen

Hier steht die Optimierung der Energienutzung im Vordergrund. Durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen (EMS) und Automatisierung soll der Eigenverbrauchsanteil gesteigert werden. Ein Schlüsselement ist das sogenannte «Zwiebelschalenprinzip»: Die Optimierung beginnt im einzelnen Gebäude, weitet sich auf die Nachbarschaft aus, umfasst das Quartier und kann schliesslich bis zur gesamten Gemeinde reichen. Bestehende Flexibilität und Speicher sollen intelligent («smart») bewirtschaftet werden.

c. Winterstrom gezielt stärken

Angesichts der saisonalen Erzeugungslücken liegt ein strategischer Schwerpunkt auf der Gewinnung von Winterstrom. Das lässt sich technisch durch steil oder senkrecht angestellte Module erreichen, die bei tiefstehender Wintersonne höhere Erträge liefern. Viele Gebiete im AÜB profitieren im Winter von zahlreichen Sonnenstunden über dem Nebel. Der Ausbau von Anlagen zur Winterstromproduktion wird durch entsprechende Förderboni sowie durch Erleichterungen bei Baubewilligungsverfahren (Bewilligungsfreiheit für Fassadenanlagen) beschleunigt.

5.2. Die strategischen Schnittmengen

Aus der Überlagerung obiger drei Säulen ergeben sich besonders wichtige Handlungsfelder und Synergien für die Umsetzung von PV Plus:

a. Einspeiseleistung minimieren (Schnittmenge Produktion & Eigenverbrauch)

Durch die Kombination aus grosszügiger Produktion und intelligenter Speichernutzung bzw. Eigenverbrauchsoptimierung wird das Netz entlastet. Ziel ist es, die Spitzenlasten, die ins Netz zurückgespeist werden (Peak-Shaving), zu reduzieren, obwohl die installierte Leistung steigt.

b. Fassaden, Infrastrukturen & Freiflächen nutzen (Schnittmenge Produktion & Winterstrom)

Um das Produktionspotenzial speziell im Winter zu heben, müssen Flächen jenseits des klassischen Hausdaches aktiviert werden. Hierzu zählen Solarfassaden, die Integration in Infrastrukturbauten (z. B. Stützmauern) sowie geeignete Freiflächen, da diese oft bessere Einstrahlungswinkel für die Wintermonate bieten.

c. Wärme, Strom & Mobilität gemeinsam denken (Schnittmenge Eigenverbrauch & Winterstrom)

Diese Schnittmenge beschreibt die Sektorkopplung. Gerade im Winterhalbjahr, wenn der Bedarf an Wärme und Licht hoch ist, müssen die Sektoren Strom, Wärme (Wärmepumpen) und Mobilität (E-Fahrzeuge) vernetzt betrachtet werden, um die verfügbare Energie und die Speicher effizient für alle Anwendungen zu nutzen.

Zusammenfassend beschreibt das Modell «PV Plus» den Übergang von reiner Stromerzeugung hin zu einem integrierten, flexiblen und winteroptimierten Energiesystem, das verschiedene Ebenen (vom Gebäude bis zur Gemeinde) vernetzt.

Nachfolgend werden die Relevanz einer Begrenzung der Einspeiseleistung sowie die Ebenen des «Zwiebelschalenprinzips» verdeutlicht.

5.3. Einfluss von Leistungsbegrenzungen auf den jährlichen Energieertrag

Abbildung 8 zeigt reale Produktionsdaten der in Abbildung 9 gezeigten Indach-PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 15.8 kWp und einer Wechselrichterleistung von 14.8 kVA. Farblich sind in den Produktionsdaten verschiedene fiktive Leistungsbegrenzungen dargestellt. Abbildung 8 und die korrespondierende Ertragstabelle in Abbildung 10 verdeutlichen einen zentralen Zusammenhang für die Netzintegration von Solarenergie: Das Verhältnis zwischen tatsächlich genutzter Einspeiseleistung und installierter Modulleistung.

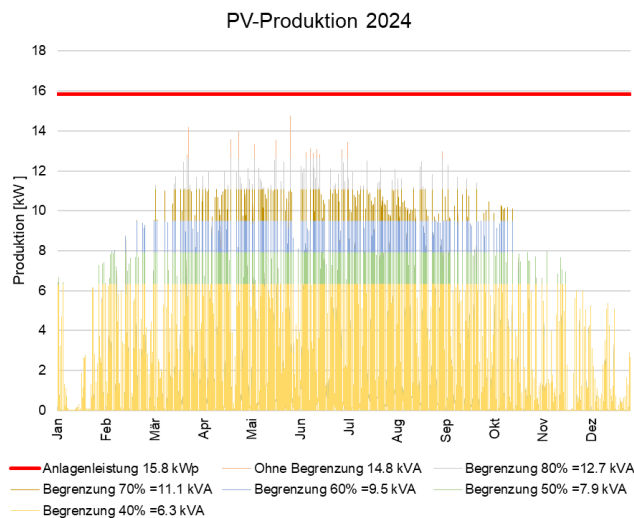


Abbildung 8: Reale Produktionsdaten einer PV-Anlage (15.8 kWp) und Visualisierung möglicher Leistungsbegrenzungen



Abbildung 9: Indach PV-Anlage für Beispiel verschiedener Wirkleistungsbegrenzungen

a. Diskrepanz zwischen Leistung und Arbeit

Abbildung 8 zeigt, dass eine PV-Anlage ihre maximale Nennleistung (hier 15.8 kWp) wie in den meisten Fällen nie erreicht. Der weitaus grösste Teil des jährlichen Energieertrags wird im niedrigen und mittleren Leistungsbereich erwirtschaftet. Visuell entspricht dies der grossen gelben Fläche im Diagramm, während die Leistungsspitzen (Spikes) nur einen minimalen Anteil am Gesamtvolumen ausmachen.

b. Geringe Ertragseinbussen bei Kappung der Spitzenlast

Abbildung 10 quantifiziert diesen Effekt eindrücklich. Würde die maximale Wirkleistung des Wechselrichters begrenzt („Peak Shaving“), hat dies überproportional geringe Auswirkungen auf den jährlichen Energieertrag (in MWh).

Wie die Daten zeigen, führt eine Begrenzung der Leistung auf 70 % (Verhältnis Wechselrichterleistung zu installierter Modulleistung) in diesem Beispiel lediglich zu einer Ertragsminderung von 0,2 %. Auch wenn alle Modulflächen ideal gegen Süden ausgerichtet wären, würde laut Studien die Ertragsminderung mit Sicherheit kleiner als 3%, meist deutlich unter 2% liegen. In unserem Beispiel würde eine Begrenzung auf 60 % zu einer Ertragsreduktion von nur 1,6 % führen.

Wirkleistungs- begrenzung %	Wirkleistungs- begrenzung absolut	Jahresertrag	Ertrags- reduktion
Maximal- leistung	14.8 kVA	13.1 MWh	0.0%
80%	12.7 kVA	13.1 MWh	0.0%
70%	11.1 kVA	13.1 MWh	0.2%
60%	9.5 kVA	12.9 MWh	1.6%
50%	7.9 kVA	12.3 MWh	5.8%
40%	6.3 kVA	11.4 MWh	13.2%

Abbildung 10: Auswirkungen von Wirkleistungsbegrenzungen auf den PV-Ertrag einer realen PV-Anlage

c. Strategische Bedeutung für den Netzausbau

Diese Erkenntnis ist für die Planung und den Betrieb von PV-Anlagen essenziell. Da Verteilnetzbetreiber die maximale Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt vorgeben können, belegt diese Analyse, dass eine Drosselung der Einspeisespitzen unproblematisch ist. Eine Leistungsreduzierung von 30 % (auf 70 % der Nennleistung) ist wirtschaftlich und energetisch ohnehin vertretbar, da der relevante Ertrag über die Dauer der Zeit (Arbeit) und nicht durch kurze Leistungsspitzen generiert wird. Dies darf im aktuellen rechtlichen Rahmen von den Verteilnetzbetreibern gefordert werden (auch rückwirkend), solange die Ertragseinbussen kleiner als 3 % sind.

Für neue Solarstromanlagen ist in jedem Fall die Einspeiseleistung so gering wie möglich zu halten. Nennleistungsverhältnisse von unter 50% sollten zum Standard werden, in der Region AÜB sind bereits erste Anlagen ohne Rückspeisung realisiert worden. Im Zusammenspiel mit genügend Strombedarf vor Ort oder in der Nachbarschaft und mit geeigneten Speichermöglichkeiten ist dies heute technisch mit vertretbarem Aufwand möglich.

5.4. Energiespeicher als Schlüssel: Nutzung verschiedener Energiespeicher

Abbildung 11 illustriert das breite Spektrum potenzieller Energiespeicher innerhalb eines Gebäudekomplexes. Sie dient als Impulsgeber, um durch die kreative Kombination verschiedener Technologien die lokale Energieproduktion zeitlich und örtlich mit dem Bedarf in Einklang zu bringen. Dabei werden drei wesentliche Kategorien unterschieden:

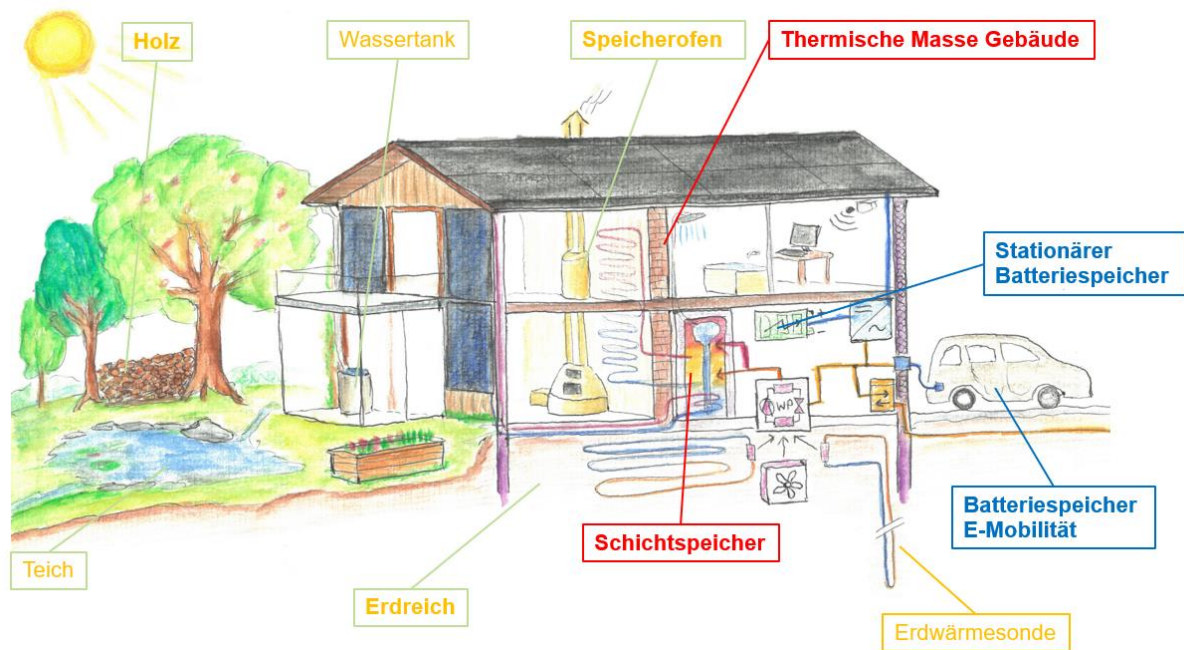


Abbildung 11: Beispiele für verschiedene Energiespeicher im Kontext eines Gebäudes, die für die Flexibilisierung von Energieproduktion und Energieverbrauch direkt oder indirekt eine Rolle spielen

a. Technologische Systemlösungen («High-Tech»)

Auf der rechten Seite der Darstellung finden sich die automatisierten, technologisch fortgeschrittenen Komponenten, die den thematischen Schwerpunkt des vorliegenden Berichts bilden. Hierzu zählen die Photovoltaikanlage, stationäre Batteriespeicher sowie die Integration der Elektromobilität. Ein intelligentes Energiemanagementsystem (EMS) verknüpft diese Elemente, um Stromflüsse vollautomatisch zu optimieren und Lastspitzen zu glätten.

b. Thermische Kopplung und Sektorenverbindung

Im Zentrum steht die Wärmeversorgung, die als entscheidendes Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor fungiert. Durch die Nutzung von Schichtspeichern oder der Aktivierung der thermischen Gebäudemasse kann mit Wärmepumpen Solarstrom effizient in Wärme umgewandelt und zeitversetzt genutzt werden. Auch Leistungsspitzen können, anstelle einer PV-Abregelung, direkt genutzt werden (Power-to-Heat). Diese thermische Trägheit stellt eine kosteneffiziente Flexibilität dar, um kurzfristige Erzeugungsspitzen aufzunehmen.

c. Natürliche Ressourcen und Resilienz («Low-Tech»)

Die linke Bildhälfte verweist auf traditionelle, «Low-Tech»-basierte Speicheroptionen und natürliche Ressourcen (z. B. Biomasse/Holz, Wasserspeicher, Nutzung des Erdreichs). Diese Systeme erfordern oft eine aktive Interaktion durch den Nutzer («Human-in-the-Loop»), bieten jedoch strategische Vorteile: Sie tragen signifikant zur Reduktion des elektrischen Winterstrombedarfs bei, steigern die Gesamtenergieeffizienz des Gebäudes und erhöhen die Resilienz (Ausfallsicherheit) des Gesamtsystems.

d. Fazit: Flexibilität als Schlüsselkomponente

Das Schaubild verdeutlicht, dass zukunftsweisende Energiesysteme auf einem Zusammenspiel aller verfügbaren Speicherarten basieren. Die Aktivierung sowohl technischer als auch natürlicher Flexibilitäten ist essenziell, um die Volatilität erneuerbarer Energien auszugleichen, die Netze zu entlasten und einen wirtschaftlich sowie ökologisch nachhaltigen Gebäudebetrieb zu gewährleisten.

5.5. Bezug zum neuen White-Paper «Systemverträgliche Integration Photovoltaik»

Ende März 2026 wurde das von einer Expertengruppe unter der Leitung von Swissgrid erarbeitete White-Paper «Systemverträgliche Integration Photovoltaik»³ veröffentlicht. Das White Paper zeigt auf, wie bis 2050 rund 40 Gigawatt PV-Leistung sicher ins Schweizer Stromsystem integriert werden können – deutlich mehr als heute. Mit den aktuellen Rahmenbedingungen ist dieses Ziel nicht erreichbar, weshalb grundlegende Anpassungen nötig sind. Zentrale Punkte sind neue Anforderungen an PV-Anlagen zur Sicherung der Systemstabilität, insbesondere bei Frequenz- und Spannungshaltung, sowie klare Vorgaben zu Kommunikation und Cybersecurity. Zudem soll die Netzanschlussleistung gezielt begrenzt werden, um einen überdimensionierten und teuren Netzausbau zu vermeiden. Künftig sollen Marktsignale die Einspeisung steuern, wobei Flexibilität – etwa durch Speicher und intelligentes Energiemanagement – zur wirtschaftlichen Voraussetzung wird. Ein stärkerer Fokus auf Winterproduktion sowie die koordinierte Nutzung von Flexibilitäten über standardisierte Prozesse und Datenaustausch sind weitere Schlüsselemente. Die erfolgreiche Umsetzung erfordert eine enge Zusammenarbeit aller Akteure sowie angepasste regulatorische und technische Rahmenbedingungen.

Es zeigt sich, dass sich das in diesem Kapitel vorgestellte Konzept «PV Plus» sehr gut eignet, um die wesentlichen Massnahmen des White-Papers einfach zu kommunizieren und im Dialog zwischen verschiedenen Akteuren (Verteilnetzbetreiber, Energieversorger, Prosumer, PV-Branche, öffentliche Hand) zukunftsfähige Lösungen zu finden.

5.6. Systemische Integration von Energieproduktion, Speicherung und Netzinfrastruktur über alle Skalierungsebenen

Abbildung 12 visualisiert das Energiesystem als ein integriertes Gesamtmodell, das sich horizontal über verschiedene räumliche und gesellschaftliche Ebenen erstreckt – beginnend bei der Mikroebene (Individuum/Familie) über Gemeinschaftsstrukturen (Nachbarschaft, Quartier, Gemeinde) bis hin zur Makroebene (Kanton, Staat). Vertikal gliedert sich die Darstellung in drei funktionale Schichten: Organisationsmodelle der Stromproduktion, physische Netzinfrastruktur inklusive Speicher sowie die Wärmeversorgung.

³ <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2026/20260330-01.html>

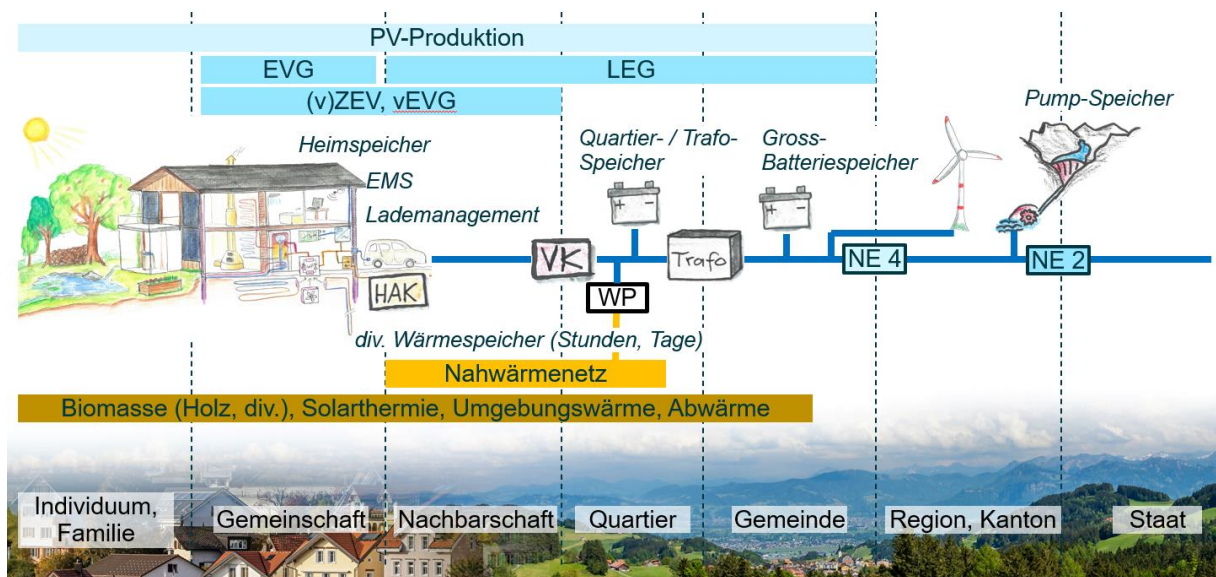


Abbildung 12: Denken im Zwiebelschalenprinzip: Stromproduktion (oben), Wärmeproduktion (unten) und Energiespeicher (Mitte) auf verschiedenen Ebenen

a. Organisationsmodelle und PV-Produktion (Obere Ebene)

Im oberen Bereich wird die Bandbreite der Photovoltaik-Produktion und deren organisatorische Einbettung dargestellt. Abhängig von der Skalierungsebene kommen unterschiedliche Modelle zum Einsatz:

- Auf Ebene des einzelnen Gebäudes und der Gemeinschaft dominieren Modelle wie die Eigenverbrauchsgemeinschaft (EVG) oder der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV).
- Mit zunehmender räumlicher Ausdehnung auf Quartiers- und Gemeindeebene gewinnen Modelle wie vEVG/vZEV oder lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) an Bedeutung, welche die gemeinsame Nutzung von Solarstrom und den lokalen Handel auch über die existierende Netzinfrastruktur hinweg ermöglichen.

b. Stromnetzarchitektur und Speichertechnologien (Mittlere Ebene)

Die zentrale Achse bildet die physische Stromnetzhierarchie ab. Der Energiefluss wird vom Hausanschlusskasten (HAK) über den Verteilkasten (VK) und die Trafostation (Netzebene 6) bis hin zu den Unterwerken (Netzebene 4) und der überregionalen Ebene (NE 2) aufgezeigt.

Parallel hierzu werden die korrespondierenden Speicherlösungen der jeweiligen Netzebene zugeordnet:

- Dezentral: Heimspeicher, integriert in ein lokales Energiemanagementsystem (EMS) inklusive Lademanagement für Elektromobilität.
- Lokal/Regional: Quartiers- und Trafospeicher sowie Grossbatteriespeicher zur Netzstabilisierung.
- National: Pumpspeicherkraftwerke als Langzeitspeicher für die überregionale Versorgungssicherheit.

c. Wärmeversorgung und Sektorkopplung (Untere Ebene)

Der untere Bildbereich illustriert die Vielfalt der Wärmequellen (Biomasse, Solarthermie, Umgebungs- und Abwärme). Ein Schlüsselement bildet hierbei das Nahwärmenetz, welches in Verbindung mit

verschiedenen Wärmespeichern (Stunden- bis Tagesspeicher) eine effiziente Verteilung auf Quartiers- oder Gemeindeebene ermöglicht. Die Darstellung einer zentralen Wärmepumpe (WP) an der Schnittstelle zum Stromnetz unterstreicht die Bedeutung der Sektorkopplung.

d. Fazit

Die Grafik verdeutlicht, dass eine erfolgreiche Energiewende das Zusammenspiel aller Ebenen erfordert. Von der privaten Anlage „hinter dem Zähler“ bis zur nationalen Infrastruktur müssen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung (Strom und Wärme) technisch und organisatorisch aufeinander abgestimmt werden, um Synergien optimal zu nutzen.

6. Konkretisierung der Handlungsfelder anhand regionaler Fallbeispiele

Abbildung 13 überträgt die abstrakten Systemebenen (vom Individuum bis zum Staat) aus Abbildung 12 auf die konkrete Situation in der Region. Sie verortet verschiedene technische Optionen, Organisationsmodelle (wie ZEV, LEG) und Infrastrukturprojekte entlang der Skalierungskette.

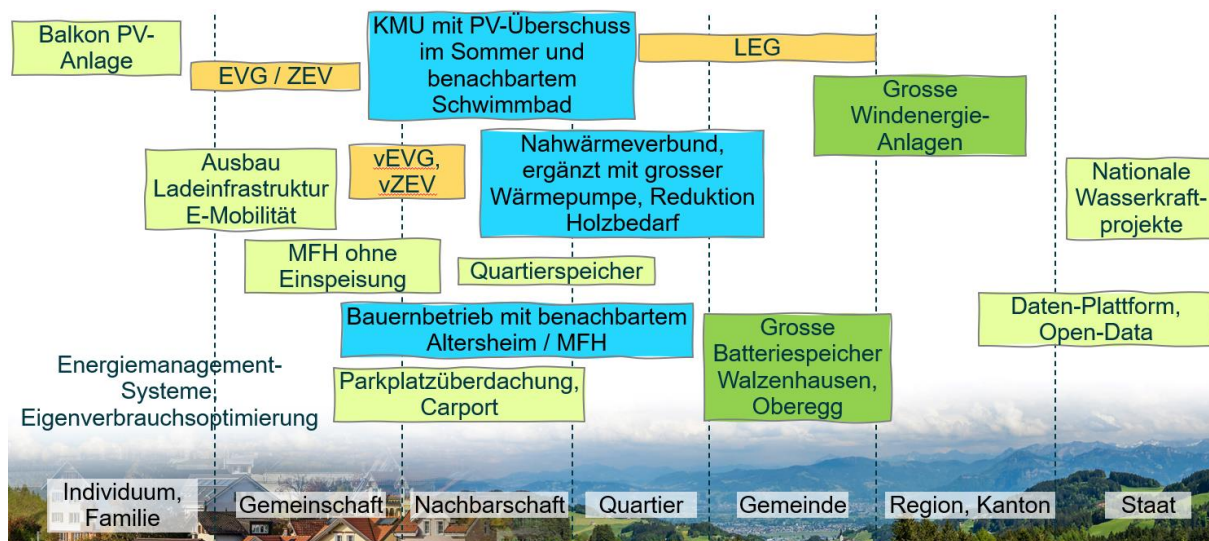


Abbildung 13: Projektbeispiele im Kontext des Zwiebschalenprinzips für die Region AÜB

Im Rahmen des Projekts wurden spezifische Konstellationen vertieft analysiert, die in der Abbildung durch blaue Textfelder hervorgehoben sind. Diese Fallbeispiele demonstrieren exemplarisch, wie lokale Synergien auf der Ebene der Gemeinschaft, der Nachbarschaft und des Quartiers gehoben werden können:

a. Synergie Gewerbe & Freizeit (Ebene Nachbarschaft, Quartier)

Das erste Fallbeispiel beleuchtet die Kopplung eines KMU mit einem benachbarten Schwimmbad. Hier stehen der saisonale Ausgleich und folgende Synergien im Vordergrund:

- Der sommerliche PV-Überschuss der grossen Dachflächen deckt sich ideal mit dem erhöhten Energiebedarf (Pumpen, Wärme) des Schwimmbades während der Badesaison.
- Auch wenn die Netztopologie einen vZEV oder ein vEVG nicht zulässt, sind Synergien dank der räumlichen Nähe einfach möglich. Denkbar sind:

- Kleiner Nahwärmeverbund und Wärmeerzeugung für das Schwimmbad im KMU
- Privater ZEV und gemeinsame Solarstromnutzung
- Eine bestehende Erdsondenbohrung soll im Sommer regeneriert werden, um im Winter die bereits installierte Sole-Wasser-Wärmepumpe zu optimieren und besser auszulasten
- Anstelle von erforderlichen Investitionen für neue Luftkollektoren zur Schwimmbadheizung könnten Investitionen im KMU erfolgen, um den Winterstrombedarf zu senken und den Wärmeüberschuss im Sommer im Schwimmbad nutzen zu können.
- Die bestehende Sole-Wasser-Wärmepumpe könnte zusätzlich zur Erdsonde zur stärkeren Auslastung auch (partiell) aus dem Schwimmbad Umgebungswärme beziehen. Schwimmbad und Erdreich bilden zusammen einen grossen thermischen Speicher mit saisonalem Charakter
- Luft-Wasser Wärmepumpen könnten in Kombination mit der bestehenden Sole-Wasser-Wärmepumpe die bestehende Gasheizung ersetzen. Eine weitere Variante sieht die Ergänzung mit einem Biomasse-Kessel (Holzschnitzel oder Pellets) vor, um den Winterstrombedarf zu senken, die regionale Wertschöpfung zu stärken und die natürliche, saisonal gespeicherte Sonnenenergie in vertretbarer Quantität zu nutzen.

b. Synergie Landwirtschaft & Wohnen (Ebene Nachbarschaft)

Ein weiteres untersuchtes Szenario ist die Vernetzung eines Bauernbetriebs mit einem benachbarten Altersheim oder Mehrfamilienhaus (MFH). Durch die unterschiedlichen Lastprofile dieser Nutzergruppen kann der lokal produzierte Strom direkter verbraucht und die Netzbelastung minimiert werden. Im vorliegenden Fall waren die Synergien offensichtlich:

- Eine virtuelle Eigenverbrauchsgemeinschaft ändert grundsätzlich nichts am Absender der Stromrechnung. Eine vEVG kann einfach gegründet werden, da Landwirtschaftsbetrieb und Altersheim im vorliegenden Fall am gleichen Verteilkasten (VK) ans Stromnetz angeschlossen sind.
- Die grosse bestehende PV-Anlage auf einem Scheunendach produziert einen grossen Stromüberschuss, der Eigenverbrauchsanteil auf dem Landwirtschaftsbetrieb ist verhältnismässig klein. Eine Ausnahme bilden die wenigen Stunden des Heubelüftungs-Betriebes.
- Das Altersheim hat im Tagesverlauf mit Küche und Betrieb einen relativ hohen Strombedarf, der den Eigenverbrauch innerhalb des vEVG markant steigert.
- Im vorliegenden Fall profitiert mit dem vEVG-Modell besonders der Anlagenbetreiber finanziell stark- die Reduktion der Stromkosten für das Altersheim sind vergleichsweise gering. Um die Akzeptanz beim Altersheim zu erhöhen, wurde eine Offenlegung (Transparenz) in der Abrechnung und ggf. eine Ausgleichszahlung vereinbart.

c. Optimierung Wärmeversorgung (Ebene Quartier)

Das dritte Fallbeispiel adressiert die thermische Ebene. Analysiert wurde ein Nahwärmeverbund, der durch die Integration einer Grosswärmepumpe ergänzt werden soll. Ziel ist hierbei die Sektorkopplung, um überschüssigen Strom in Wärme umzuwandeln und gleichzeitig den Bedarf an Biomasse (Reduktion des Holzbedarfs) für die Spitzenlastabdeckung zu senken.

d. Weitere untersuchte Objekte im Projektverlauf

Im Dialog mit Verteilnetzbetreibern wurden besonders kritische Netzknoten und Einspeisungen genauer betrachtet. Folgende Erkenntnisse sind dabei zentral:

- In vielen Gebieten der Region ist das Stromnetz erstaunlich robust und mit genügend Reserve dimensioniert, so dass ein weiterer PV-Ausbau unter Berücksichtigung einer gewissen Netzdienlichkeit (z.B. 70% Regel) in den meisten Fällen kein Problem darstellt.
- Besonders auf landwirtschaftlichen Liegenschaften, wo sehr grosse PV-Anlagen in Erwartung einer maximalen Einspeisung erstellt wurden und die im Stromnetz entweder in der Peripherie oder in einer hohen PV-Dichte liegen, zeigen sich Probleme. Diejenigen Projekte, die aus heutiger Sicht das Netz zu stark belasten, sollten künftig vermieden werden. Ein Dialog auf Augenhöhe zwischen PV-Unternehmen und Verteilnetzbetreiber soll zu smarten Lösungen für die Minimierung der Einspeiseleistung im Sinne der in diesem Bericht aufgezeigten Strategien führen.

e. Regionaler Kontext und Infrastruktur

Ergänzend zu den Projekt-Fallbeispielen zeigt die Grafik in dunkelgrüner Farbe bereits existierende oder geplante Leuchtturmprojekte der Region, wie beispielsweise die grossen Batteriespeicher in Walzenhausen und Oberegg auf Gemeindeebene. Hellgrün sind verschiedene Massnahmen dargestellt, die in der aktuellen Dynamik des Solarstromausbaus bereits zahlreich umgesetzt wurden oder an Bedeutung gewinnen- losgelöst vom Fokus dieses Projektes.

Die neuen Möglichkeiten zum Eigenverbrauch in der Nachbarschaft mittels (v)ZEV und (v)EVG und der lokalen Solarstromvermarktung werden durch ein neues Energieregionen-Projekt u.a. durch die SAK im Appenzellerland beworben. Es wird interessant sein, welche Modelle sich in der weiteren Entwicklung der Tarife etablieren werden. Frei zugängliche Daten und neue Kundenschnittstellen werden noch nicht häufig genutzt. Hier besteht grosses Potenzial, um die in diesem Bericht aufgezeigten Strategien erfolgreich umzusetzen.

7. Anhang

Die im Projektverlauf gesammelten Erfahrungen sind in den folgenden Abschnitten als Hilfestellungen und Anregungen für folgende Zielgruppen formuliert:

- Eigentümerschaften von Liegenschaften
- KMU- und Landwirtschaftsbetriebe
- Akteure in Nachbarschaften und Quartieren
- Gemeinden
- Netzbetreiber und Stromversorger
- Region AÜB
- PV-Unternehmen
- Energieberatende

Ausserdem ist ein Vorschlag für ein mögliches regionales Infoschreiben durch die Region an Hauseigentümerschaften aufgeführt.

7.1. Allgemeine Hilfestellungen für Eigentümerschaften von Liegenschaften

Wer eine Solaranlage plant, kann sich gut an den sieben Schritten von EnergieSchweiz orientieren (<https://www.energieschweiz.ch/gebaeude/solaranlagen/>). Hier sind diese Schritte ergänzt mit praktischen Tipps für eine Anlage, die sich für Sie und das Stromnetz besonders lohnt.

a. Potenzial prüfen

Finden Sie heraus, wieviel Solarstrom Ihr Haus produzieren kann: www.sonnendach.ch, www.sonnenfassade.ch.

- **Tipp:** Setzen Sie nicht nur auf die Mittagssonne. Ost-/West-Dächer, Flachdächer mit Ost-/West-Modulausrichtung und Fassaden liefern Strom am Morgen, Abend und (besonders bei Südfassaden) im Winter – genau dann, wenn man ihn braucht.
- **Schatten vermeiden:** Achten Sie darauf, dass keine dauerhaften Schatten auf die Module fallen. Besonders eine permanente Teilverschattung ist zu vermeiden.
- **Doppelt nutzen:** Denken Sie auch an Carports, Balkongeländer oder integrierte Anlagen (als Ziegeleratz), besonders im Zusammenhang mit Sanierungs- oder Erweiterungsbauten an der Gebäudehülle.

b. Strom selbst verbrauchen

Je mehr Solarstrom Sie selbst direkt nutzen, desto besser.

- **Steuerung:** Nutzen Sie ein Energiemanagement-System (EMS), wenn Sie E-Autos oder Wärmepumpen haben. Planen Sie eine Batterie ein (Hybridwechselrichter).
- **Wärmeerzeugung:** Lassen Sie die Wärmepumpe mit Priorität tagsüber den Wärmespeicher laden und nach Möglichkeit die Raumtemperatur etwas erhöhen, um nachts Strom zu sparen.
- **Gemeinsam nutzen:** Prüfen Sie mit dem Netzbetreiber, ob Sie sich mit Nachbarn zusammenschliessen können (virtueller Zusammenschluss vZEV oder vEVG). Wenn in der Nachbarschaft ein Solarstromüberschuss und eine entsprechende Nachfrage besteht, können Sie den Strom entsprechend direkt nutzen, ohne Netzegebühren bezahlen zu müssen. Im SAK-Gebiet gibt die Seite <https://www.sak.ch/private/strom/strom-selber-produzieren#zusammenschluss> eine detaillierte Übersicht, ein Quick-Check und Visualisierungen für die verschiedenen Modelle (v)EVG, (v)ZEV und LEG.

c. Lohnt sich eine Photovoltaikanlage heute noch?

Mit dem unabhängigen Solarstromrechner von EnergieSchweiz lassen sich Aussagen zur Wirtschaftlichkeit machen: <https://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/>.

→ **Gut zu wissen:** Strompreise ändern sich ständig- und Solarstrom verliert in Stunden, wo sehr viel Strom produziert wird, grundsätzlich an Wert. Aber: Wer viel eigenen PV-Strom direkt nutzen kann oder beim Bau selbst mitanpackt, spart Geld und erhöht die Rentabilität in jedem Fall. Zudem sind aktuell (2026) die Preise für alle Komponenten (Module, Wechselrichter, Batterien) auf einem sehr tiefen Niveau.

d. Offerten vergleichen

Holen Sie Angebote ein und lassen Sie diese nach Wunsch unabhängig prüfen: www.solarprofis.ch, <https://www.energieschweiz.ch/tools/solar-offerte-check/>.

- Nutzen Sie die Fragen-Checkliste von EnergieSchweiz, um Angebote fair zu vergleichen und alle wichtigen Aspekte zu berücksichtigen: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7999>
- Klären Sie frühzeitig mit dem Installateur folgende Aspekte:

- Wie bekomme ich auch im Winter und am Morgen/Abend möglichst viel Strom?
- Wie belaste ich das Netz möglichst gering? Das Ziel sollte sein, die maximale Leistung der Einspeisung ins Netz so tief wie möglich zu halten (das ist technisch einfach lösbar über ein entsprechendes Energiemanagementsystem in Kombination mit Speichern, siehe folgendes Video: <https://youtu.be/hO9ul2dCPsE>).
- **Ihr Vorteil:** Sie sind unabhängiger von Tarifen, sparen Netzkosten und steigern die Rentabilität dank Eigenverbrauchsoptimierung. Die Seite www.ems-vergleich.ch gibt einen Überblick über Energiemanagementsysteme auf dem Markt.

e. Behörden informieren

Bei genügend angepassten Anlagen reicht i.d.R. eine einfache Meldung an die Behörde – für Dächer und (ab 1.1.26) auch für Fassaden. Der rechtliche Rahmen ist in der Raumplanungsverordnung geregelt: RPV Art. 32a und Art. 32a^{bis}: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2000/310/de#art_32_a)

f. Fördergelder holen

Lassen Sie sich die Gelder von Bund (www.pronovo.ch) und Kanton AR nicht entgehen. Meist erledigt dies der Installateur für Sie.

g. 7. Betrieb und Unterhalt

- **Überwachung:** Nutzen Sie eine App (des Wechselrichterherstellers) oder ein Energiemanagementsystem (EMS), um jederzeit prüfen zu können, ob die Anlage korrekt läuft.
- **Pflege:** Sparen Sie Kosten, indem Sie (wenn sicher möglich) Laub (oder Bewuchs auf Flachdächern) selbst entfernen oder Module nach Bedarf reinigen. Das fördert auch das Verständnis für Ihre Anlage.

Weitere Ideen – über den Tellerrand hinaus:

- **Selber bauen:** In Selbstbau-Genossenschaften können Sie mithelfen und Kosten sparen (www.selbstbau.ch).
- **Stockwerkeigentum:** Lassen Sie sich nicht entmutigen, wenn Meinungsverschiedenheiten existieren. Ein einstimmiger Beschluss für die Realisierung einer PV-Anlage ist grundsätzlich nicht nötig (das qualifizierte Mehr reicht). Dank flexibler Modelle (vZEV/EVG) muss auch nicht jeder Stockwerkeigentümer in eine PV-Anlage investieren oder den Strom direkt nutzen. Wenn eine Eigenverbrauchsgemeinschaft (EVG) möglich ist und eine gemeinsame Investition erfolgt, profitieren alle Beteiligten jedoch doppelt: der lokale Solarstrom ist etwas günstiger als der Strom des Energieversorgers, und die Erträge aus der PV-Anlage fliessen in einen gemeinsamen Topf, der letztlich allen dient.

7.2. Strategische Handlungsempfehlungen für KMU und Landwirtschaft

Kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sowie landwirtschaftliche Betriebe nehmen in der Energiewende eine Schlüsselrolle ein. Sie verfügen häufig über grosse Dach- und Fassadenflächen oder Areale (z. B. Parkplätze), deren Produktionspotenzial den eigenen Bedarf deutlich übersteigt. Gleichzeitig weisen sie oft spezifische Lastprofile auf, die sich ideal für Synergien eignen. Um diese Chancen zu nutzen, empfiehlt sich eine strategische Planung nach dem **«Zwiebelschalenprinzip»**, ergänzt durch den Einsatz moderner Speichertechnologien.

a. Anwendung des «Zwiebelschalenprinzips» zur Standortanalyse

Da Standardlösungen aufgrund diverser Faktoren (Netztopologie, Abwärme, Eigentumsverhältnisse) oft nicht greifen, sollte die Potenzialanalyse in drei konzentrischen Ebenen erfolgen:

- **Ebene 1: Liegenschaft (Interne Optimierung):** Hier steht die Maximierung der PV-Produktion im Vordergrund («PV Plus»). Wie die Analyse der PV-Jahresprofile gezeigt hat, sind Leistungsspitzen für den Gesamtertrag vernachlässigbar. KMU sollten daher ihre Dachflächen (und Fassaden für Winterstrom) maximal belegen, auch wenn die Einspeiseleistung netzseitig begrenzt («gekappt») werden muss. Für die interne Optimierung liegt der Fokus auf Sektorkopplung (Wärme/Kälte, Mobilität) und der Nutzung betrieblicher Abwärme.
- **Ebene 2: Nachbarschaft (Verknüpfungspunkt)** Für Gebäude, die physisch am selben Netzverknüpfungspunkt oder Verteilkasten angeschlossen sind, bieten sich Modelle wie der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) oder die virtuelle Eigenverbrauchsgemeinschaft (vEVG) an. *Beispiel:* Ein landwirtschaftlicher Betrieb liefert Energie an ein angrenzendes Wohnareal. Hier entfallen weitgehend die Netzentgelte, was die Wirtschaftlichkeit für beide Parteien steigert.
- **Ebene 3: Quartier und Netzebene (Trafokreis)** Über die direkte Nachbarschaft hinaus ermöglicht die Gründung einer Lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) den Stromhandel innerhalb des gesamten Trafokreises. *Spezialfall Mittelspannung:* KMU und Industriebetriebe, die über eine eigene Trafostation direkt an der Mittelspannung (Netzebene 5) hängen, können mit anderen Kunden derselben Ebene innerhalb der Gemeinde eine LEG bilden. Dies eröffnet neue Vermarktungswege für Überschussstrom zu vorteilhaften Konditionen.

b. Der strategische Einsatz von Batteriespeichern (50–200 kWh)

Eine besondere Chance liegt in der aktuellen Marktentwicklung für gewerbliche Batteriespeicher. Systeme in der Kapazitätsklasse von **50 bis 200 kWh** sind heute als standardisierte, kosteneffiziente „Commercial-off-the-Shelf“-Lösungen verfügbar.

- **Wirtschaftlichkeit & Installation:** Durch den Preisverfall und die kompakte Bauweise lassen sich diese Speicher mit verhältnismässig geringem Installationsaufwand integrieren. Sie bieten oft ein optimales Kosten-Nutzen-Verhältnis für Betriebe dieser Grösse.
- **Funktionalität:** Diese Speicher dienen primär der **Spitzenlastkappung (Peak Shaving)**. Sie reduzieren die teuren Leistungsspitzen, die beim Bezug aus dem Netz entstehen (z. B. beim Anlaufen von Maschinen oder Laden von E-Flotten), und verhindern gleichzeitig die Abregelung der eigenen PV-Anlage bei Einspeisespitzen.
- **Flexibilität:** In Kombination mit einem intelligenten Energiemanagement ermöglichen sie eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, ohne dass der Betriebskomfort eingeschränkt wird.

c. Erweiterung durch Sektorkopplung und dezentrale Wärmenetze

Ein Idealbild der zukunftsfähigen Energieversorgung für KMU und Landwirtschaftsbetriebe zeichnet sich durch die konsequente Sektorkopplung von Strom und Wärme aus. Betriebe mit grossen Dachflächen prädestinieren sich als energetische Knotenpunkte für kleine, lokale Wärmeverbünde (Mikronetze). Durch die Installation von Grosswärmepumpen in Kombination mit grossvolumigen thermischen Speichern kann der PV-Überschuss während des Sommerhalbjahrs und der Übergangszeiten effizient in Wärme umgewandelt werden. Diese versorgt nicht nur die eigenen Betriebsgebäude, sondern über ein Nahwärmenetz auch umliegende Liegenschaften mit Heizenergie und Warmwasser.

Dies ermöglicht einen strategischen Paradigmenwechsel im Umgang mit Biomasse: Anstatt wertvolle Energieträger wie Holz für die Grundlast oder die Warmwasseraufbereitung im Sommer zu verbrauchen, werden diese gezielt geschont. Der Einsatz der Biomasse beschränkt sich in diesem bivalenten System auf den tiefen Winter und Phasen geringer Solarstrahlung («Dunkelflauten»), um die Spitzenlasten zu decken, wenn die Effizienz der Wärmepumpen sinkt. Dieses Zusammenspiel steigert die Gesamteffizienz des Systems massgeblich und schont lokale Ressourcen.

d. Fazit

Für KMU und Landwirtschaft liegt der Schlüssel zum Erfolg nicht in der isolierten Betrachtung des eigenen Zählers, sondern in der Öffnung hin zu Nachbarschafts- und Quartierslösungen sowie der Investition in skalierbare Speichertechnologien. Durch die Kombination aus grossflächiger Erzeugung, intelligenter Speicherung und lokaler Vermarktung wandeln sich diese Betriebe von reinen Konsumenten zu zentralen "Prosumern" und Ankern der lokalen Energieversorgung.

7.3. Gemeinsam Solarstrom nutzen: Ideen für Quartiere und Nachbarschaften

Wer über die eigene Grundstücksgrenze hinausdenkt, kann Kosten sparen und den Solarstrom effizienter nutzen. Nachfolgend sind die wichtigsten Ansätze für gemeinsame Projekte zusammengefasst.

a. Wissen, wie man sich (elektrisch) zusammenschliesst

- **Grundlagen:** Eine gute Schritt-für-Schritt-Anleitung für den gemeinsamen Eigenverbrauch (ZEV und vZEV) sowie lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) bietet die Webseite www.lokalerstrom.ch. Sie zeigt auf, was gilt und wie man rechtlich und organisatorisch vorgeht.
- **Wichtige Ergänzung:** Die Webseite behandelt primär den klassischen ZEV und vZEV sowie die LEG. Für Quartiere oder unmittelbare Nachbarschaften oft noch einfacher ist die **(virtuelle) Eigenverbrauchsgemeinschaft (v)EVG**. Dies ist für bestehende Bauten häufig die einfachste Lösung. Fragen Sie Ihren Energieversorger aktiv danach!

b. Angebote in Ihrer Region nutzen

- Grub, Rehetobel und Wald: Für Eigentümerschaften in diesen Gemeinden bietet der Versorger SAK eine detaillierte Übersicht zu den verschiedenen Modellen (ZEV, vZEV, EVG, vEVG und LEG) an. Prüfen Sie anhand Onlinetools hier, welche Lösung für Ihre Nachbarschaft passt und mit welchen Nachbarn Sie welches Modell umsetzen könnten: <https://www.sak.ch/private/strom/strom-selber-produzieren#zusammenschluss>
- In den anderen Gemeinden liefert der lokale Stromnetzbetreiber Informationen über mögliche Teilnehmende an vZEVs in der Nachbarschaft und die Möglichkeit für die Abrechnung mittels (v)EVG.

c. Infrastruktur gemeinsam denken

Anstelle von individuellen Lösungen auf jeder Parzelle machen häufig Gemeinschaftsprojekte mehr Sinn:

- **Solar-Carports:** Überdachen Sie Parkplätze gemeinsam mit Solarpanels. Das schafft Schatten für Autos und Strom für das Quartier.
- **Quartierspeicher:** Ein grosser, gemeinsamer Batteriespeicher ist oft wirtschaftlicher und ökologischer als viele kleine Keller-Batterien in jedem einzelnen Haus.
- **Gemeinsam heizen:** Prüfen Sie sogenannte «Mikro- oder Nanoverbünde» für Liegenschaften, die nahe beieinander liegen. Eine leistungsfähige Heizung (z.B. Erdsonden-Wärmepumpe oder Holzschnitzel) für 3 bis 5 Häuser kann im Betrieb effizienter und günstiger sein als individuelle Heizungen. Im Zusammenhang mit einer gemeinsamen Heizung sollte auch über einen grösseren thermischen Speicher nachgedacht werden. In Wasser kann Wärme verhältnismässig günstig über viele Stunden bis zu mehreren Tagen oder gar Wochen gespeichert werden.

d. Strom sichtbar machen und steuern

Nur wer weiss, wann genügend Strom zur Verfügung steht, kann die Nutzung entsprechend anpassen und den Eigenverbrauch effektiv erhöhen.

- **Daten beim Verteilnetzbetreiber anfordern:** Sie sind Eigentümer Ihrer Produktions- und Verbrauchsdaten und haben Anrecht auf den kostenlosen Bezug- häufig ist dies direkt über das Kundenportal des Stromversorgers möglich.

- **Daten lokal nutzen:** Moderne Stromzähler (Smart Meter) müssen eine Kundenschnittstelle anbieten. Sie können diese nutzen, um Ihre Daten in Echtzeit zu sehen. Anleitungen zur technischen Umsetzung finden Sie unter <https://www.smart-metering-interface.ch/>
- **Visualisierung:** Basierend auf obiger Kundenschnittstelle kann mit geeigneten Tools der Stromverbrauch und die Produktion im Quartier einfach und spielerisch dargestellt werden. So sieht das ganze Quartier, wann es sinnvoll ist, lokalen Solarstrom zu nutzen. Echtzeit-Visualisierungen auf Quartierebene sind noch selten, Tools wie www.lastamina.ch leisten diesbezüglich Pionierarbeit.

Blick über den Tellerrand: Ressourcen schonen und clever nutzen im Quartier

Photovoltaik ist nur ein Teil der Medaille. Energie clever nutzen bezieht sich nicht nur auf die Stromproduktion und den Stromverbrauch. In einem Quartier können verschiedenste Ressourcen durch einfache Zusammenarbeit geschont werden – oft ganz ohne teure Technik («Low-Tech»).

- **Gemeinsam Wohnen und Räume nutzen:** Nicht jeder braucht ein eigenes Gästezimmer oder eine riesige Werkstatt, die 360 Tage im Jahr leer stehen und unnötig beheizt werden. Ein reservierbares «Joker-Zimmer» oder ein Gemeinschaftsraum für das ganze Quartier schafft vielfältigen Mehrwert.
- **Teilen statt besitzen (Sharing):** In jedem Rasenmäher, jeder Bohrmaschine und jedem Zweitauto steckt viel Energie aus der Herstellung («graue Energie»).
 - **Mobilität:** Ein oder zwei gut ausgelastete Car-Sharing-Autos im Quartier können mehrere private PKWs ersetzen.
 - **Geräte:** Ein gemeinsamer Gerätepool für Garten und Werkstatt spart Geld und Platz.
- **Der gemeinsame Garten und Kompost:** Ein Nutzgarten vor der Haustür liefert Lebensmittel ohne Transportwege. Eine gemeinsame Kompostanlage schliesst den Kreislauf direkt vor Ort: Küchenabfälle werden zu wertvollem Dünger für das Quartier.
- **Regenwasser sammeln:** Sammeln Sie das Regenwasser von den grossen Dachflächen gemeinsam in einfachen Zisternen oder Teichen.
 - **Nutzen:** Ideal für die Gartenbewässerung in trockenen Sommern.
 - **Low-Tech-Kühlung:** Wasserflächen und viel Grün (Bäume, Fassadenbegrünung) kühlen das Quartier an heissen Tagen ganz natürlich ab – ganz ohne Klimaanlage.

7.4. Anregungen für Gemeinden

Eine politische Gemeinde kann auf ihrer Ebene insbesondere mit folgenden Massnahmen viel bewegen:

- **Öffentliche Parkflächen als Kraftwerke nutzen:** Grosse Parkplätze sind ideale Standorte für PV-Anlagen (Winterstrom durch bifaziale Module, Schneeschutz, Beschattung im Sommer).
 - *Umsetzung:* Bei gemeindeeigenen Parkplätzen PV-Überdachungen realisieren. Bei privaten Grossparkplätzen die Vorgaben des Raumplanungsgesetzes (RPG) konsequent vollziehen und Bauherren proaktiv beraten.
- **Lokale Strommärkte ermöglichen (LEGs):** Die Gemeinde fördert die Gründung von Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG), damit Strom dort verbraucht wird, wo er produziert wird.
 - *Umsetzung:* Die Gemeinde stellt Dächer öffentlicher Gebäude (Schulen, Werkhöfe) für LEGs zur Verfügung und bietet im Idealfall ein einfaches und attraktives Inkassomodell. In einem ersten Schritt kann die Gemeinde (ohne Inkassomodell und ohne externen Dienstleister) relativ einfach eine LEG für die gemeindeeigenen Liegenschaften und PV-Anlagen realisieren (siehe Kasten unten).
- **Kooperation mit der Zivilgesellschaft:** Lokale Vereine und Genossenschaften als Multiplikatoren einbinden.
 - *Umsetzung:* Dächer von Sportstätten oder Vereinslokalen für PV-Bürgeranlagen freigeben. Unterstützung von "Bürger-Kraftwerken", bei denen sich Einwohner finanziell beteiligen können – dies erhöht die Akzeptanz massiv. So könnten «Bürger-Kraftwerke» erstellt werden und an eine LEG gekoppelt werden.
- **Strategische Partnerschaft mit dem EVU:** Das lokale Energieversorgungsunternehmen (EVU) ist der wichtigste Umsetzungspartner.
 - *Umsetzung:* Über die **Eignerstrategie** fordern und fördern, dass das EVU in netzdienliche Infrastruktur investiert. Dazu gehören **Quartierspeicher** (zur Entlastung der Trafostationen) oder Grossbatterien, statt nur in den Netzausbau (Kupfer) zu investieren.

Umsetzung einer LEG für alle Gemeindeliegenschaften in einem ersten Schritt

Wenn die Gemeinde bereits Betreiberin einer grösseren PV-Anlage oder verschiedener PV-Anlagen ist, kann sie einfach eine LEG (lokale Elektrizitätsgemeinschaft) nur für ihre Liegenschaften und eigenen Anlagen prüfen (möglich seit 1.1.2026). Das sollte, falls nur die Gemeinde selbst am LEG hängt, ohne externen Abrechnungsdienstleister folgendermassen funktionieren (muss aber zwingend mit dem Verteilnetzbetreiber konkretisiert werden):

Die Gemeinde meldet alle ihre PV-Anlagen und eigenen Liegenschaften für ein LEG an. Auf der Stromrechnung wird dann automatisch ausgewiesen, welcher Teil des Strombedarfs der einzelnen Liegenschaften aus der LEG stammt. Für diesen Teil bezahlt die Gemeinde nur den Netztarif (abzüglich 20% Rabatt) sowie die Abgaben- sie spart die Energiekosten (da der Strom von den eigenen Anlagen kommt). Für den PV-Strom, der von den eigenen Anlagen in die LEG eingespeist wird (direkt in den eigenen Liegenschaften genutzt wird), erhält die Gemeinde keine Rückvergütung. Da sie im Gegenzug im Bezug den Energietarif und 20% des Netztarifes einspart, profitiert sie jedoch deutlich!

Wird eigener PV-Strom nicht direkt in der (eigenen) LEG verbraucht, wird dieser ins (übergeordnete) Netz eingespeist- zu marktüblichen Rückvergütungstarifen.

7.5. Anregungen für Netzbetreiber und Stromversorger

a. Allgemein formulierte Handlungsprinzipien

- **Strategische Kooperationen:** Gezielt Akteure mit deckungsgleichen Zielen identifizieren und Allianzen schmieden (Sektorkopplung vorantreiben).
- **Dezentralität & Dialog:** Vielfältige, kooperative Lösungen für Produktion und Speicherung (ZEV, Quartierspeicher) fördern und Netzdienlichkeit nicht verordnen, sondern im Dialog entwickeln.
- **„Glocal“ denken:** Ortsgebundene physische Infrastruktur (Netz) lokal exzellent betreuen; ortsunabhängige Prozesse (Beschaffung, Handel, IT) überregional bündeln (Skaleneffekte nutzen).
- **Open Data als Innovationstreiber:** Energiedaten unter Wahrung des Datenschutzes proaktiv öffnen, um Drittanbietern Innovationen und Effizienzsteigerungen zu ermöglichen.
- **Agile Entwicklung:** Mut zu Pilotprojekten («Reallabore») beweisen – im Kleinen starten, Erfahrungen sammeln und bei Erfolg rasch skalieren.
- **Ressourceneffizienz & Zirkularität:** Fokus auf Systemeffizienz. Vermeidung von Verschwendung durch intelligente Netzintegration statt reinem Kupferausbau, Nutzung von Abwärme und Förderung einer nachhaltigen Unternehmenskultur.

b. Handlungsfelder als Netzbetreiber (VNB)

- **Smart-Meter-Rollout als Enabler nutzen:** Die Einführung intelligenter Messsysteme (iMS) nicht als Pflichtübung, sondern als Chance kommunizieren. Aktives Angebot von **vZEV- und vEVG-Modellen** (virtuelle Zusammenschlüsse/Eigenverbrauchsgemeinschaften) sowie LEG (Lokale Elektrizitätsgemeinschaften), um PV-Strom auch im Bestand lokal handelbar zu machen und Kundenbindung durch Service zu erzeugen. Bereitstellung einer intuitiven Kundenschnittstelle/Portallösung zur Visualisierung.
- **Basis-Netzdienlichkeit durchsetzen (Peak Shaving):** Die Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt (z.B. auf 70% der installierten Leistung) konsequent als Standard etablieren und die Vorteile (geringere Netzkosten, kaum Ertragsverlust) aktiv kommunizieren (z.B. Nutzung von Erklärvideos).
- **Anreize für maximale Netzentlastung schaffen (Verhältnis maximale Einspeiseleistung zu Modulleistung <50%):** Über den Standard hinausgehen und Produkte entwickeln, die eine Begrenzung auf 50% oder weniger belohnen (Vorbild: Modell «FlexPV50» der SWL Energie AG, Lenzburg).
 - *Umsetzung:* Den Dialog bereits beim **Technischen Anschlussgesuch (TAG)** suchen. Aufzeigen, dass eine tiefe Einspeisegrenze (Kappung der Sommerspitzen) den Anschluss grösserer PV-Anlagen am gleichen Netzstrang ermöglicht, ohne den Netzausbau zu treiben.
- **Vorbereitung auf dynamische Tarifierung:** Die absehbaren regulatorischen Änderungen (z.B. dynamische Rückvergütung/Netznutzung ab 2027) proaktiv antizipieren.
 - *Umsetzung:* Bereits heute Pilot-Tarife oder Bonus-Modelle anbieten, die netzdienliches Verhalten (Verbrauch bei Überschuss, netzdienliches Ausspeichern aus Batterien) belohnen. Signalisieren, dass Flexibilität künftig ein Handelsgut ist.

c. Handlungsfelder für Energieversorger (EVU)

- **Beschaffung & Flexibilität poolen:** Regionale Zusammenarbeit im Energieeinkauf und -verkauf stärken, um Risiken am Spotmarkt zu diversifizieren.

- *Investition:* Gemeinsame Investitionen in **Grossbatteriespeicher** (Quartierspeicher) prüfen, um regionale Flexibilität zu schaffen, Regelenergie bereitzustellen und die Volatilität der PV-Erzeugung auszugleichen.
- **Standardisierung & Prozessvereinfachung:** Einheitliche Tarifstrukturen und Abrechnungsdienstleistungen (Billing-as-a-Service) für ZEV/LEG entwickeln resp. von anderen Dienstleistern nutzen. Dies senkt die Hürden für Immobilienbesitzer und Verwaltungen, komplexe dezentrale Energiekonzepte umzusetzen.

7.6. Anregungen für die Region AüB

Energie macht an Gemeindegrenzen nicht halt. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Netze zu entlasten, müssen Gemeinden ihre Kräfte bündeln. Hier sind vier strategische Handlungsfelder:

a. Kommunikation & Sensibilisierung: Eine Stimme für die Region

Anknüpfungspunkt: Bestehende Mitteilungsblätter und Infoveranstaltungen fortführen und schärfen.

- **Fokus verschieben:** Weg von der reinen Botschaft "Baut mehr PV", hin zu **"Baut die richtige PV"**. In Mitteilungsblättern und auf Webseiten aktiv für Fassadenanlagen und Standorte über der Nebelgrenze werben, um besonders im Winterhalbjahr mehr Strom zu produzieren.
- **Best-Practice vor der Haustür:** Gemeinsame Exkursionen für Bürger und Ratsmitglieder zu vorbildlichen Objekten in der Nachbargemeinde organisieren (z.B. ein Käsereibetrieb mit intelligenter Sektorkopplung).

b. Vernetzung der Akteure: Der "Regionale Energie-Marktplatz"

Anknüpfungspunkt: Zusammenarbeit stärken nach dem Vorbild der „Tischmesse Reute“.

- **Sektorenkopplung live erleben:** Etablierung einer regelmässigen, regionalen **Tischmesse mit gekoppeltem Fachanlass**. Hier treffen nicht nur Anbieter auf Kunden, sondern Branchen aufeinander:
 - *Forst- & Landwirtschaft:* Als Lieferanten von Biomasse (für die "Dunkelflaute") und Flächenanbieter für PV.
 - *Gewerbe & Industrie:* Als Anbieter von Energielösungen und grossen Dach- und Fassadenflächen.
 - *Energieversorger (EVUs):* Als Partner für die Netzinfrastruktur und Abrechnungsdienstleister.
- **Ziel des Formats:** Es sollen konkrete Partnerschaften entstehen. Beispiel: Der Energieüberschuss im Sommer kann in der unmittelbaren Nachbarschaft sinnvoll genutzt und/oder langfristig (beispielsweise im Erdreich) gespeichert werden.

c. Förderung kooperativer & netzdienlicher Lösungen

Anknüpfungspunkt: Dezentrale Produktion, Speicherung und Netzdienlichkeit im Dialog stärken.

- **"Energie-Hubs" initiieren:** Die Gemeinden moderieren den Dialog zur Gründung von **Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV, vEVG)** über Grundstücksgrenzen hinweg oder unterstützen **Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)**.
 - *Idee:* Öffentliche Gebäude (Schulen, Werkhöfe) stellen ihre Dachflächen oder Batterien in einen Verbund mit umliegenden Wohngebäuden zur Verfügung.
- **Smarte Netze fordern:** Im Dialog mit den regionalen Verteilnetzbetreibern darauf hinwirken, dass intelligente Steuerungen (Smart Grid) priorisiert werden, bevor teurer Kupferausbau (neue Leitungen) stattfindet.

d. Über den Tellerrand: Ressourceneffizienz & Kreislaufwirtschaft ("Circular Region")

Anknüpfungspunkt: Minimale Ressourcenbeanspruchung, Schliessung von Kreisläufen, Vorbildfunktion.

- **Abwärme als Goldstandard:** Empfehlung durch Standortgemeinden, dass bei jeder Sanierung oder Neuansiedlung von Gewerbe geprüft wird, ob Abwärme (Kälteanlagen, Druckluft, Prozesse) intern genutzt oder in ein Nahwärmenetz eingespeist werden kann. Nur im Kontext von

Sondernutzungsplanungen könnte die Gemeinde bei offensichtlichen Synergien zur Abwärmenutzung dies vorschreiben.

- **Geräte-Kreisläufe:** *Förderung von regionalen "Repair-Cafés" oder Austauschbörsen für funktionstüchtige Haustechnik-Komponenten, um Elektroschrott zu vermeiden.*
- **Vorbildfunktion Arbeitgeber:** *Gemeinden und lokale Betriebe werden ermutigt, eine nachhaltige Firmenkultur zu etablieren.*
 - *Beispiel: E-Bike-Sharing für Mitarbeitende zwischen den Gemeinden oder flexible Arbeitszeiten, um Strombezug (Laden von E-Autos) in die Sonnenstunden zu verlegen.*

7.7. Anregungen für PV-Unternehmen

Im Folgenden sind kompakte Anregungen für PV-Unternehmen aufgeführt, um Anlagen systemdienlich und zukunftssicher zu planen- nach dem Leitsatz "Keep it simple, but not simpler".

a. Anlagendesign & Dimensionierung: Ertragsprofil vor Spitzenleistung

Weg vom reinen Fokus auf „kWp-Maximierung unter STC-Bedingungen“ hin zur Optimierung des realen Nutzungsprofils.

- **Antizyklische Ausrichtung:** Priorisierung von Ost/West-Belegungen sowie Fassaden-PV (bzw. steilere Aufstellwinkel). Dies glättet die Erzeugungskurve, maximiert Erträge am Morgen/Abend und erhöht signifikant den Winterstromanteil (besserer Einfallswinkel bei tiefstehender Sonne, weniger Schneebedeckung).
- **DC/AC-Ratio (Over-Paneling):** Den DC-Generator (Module) bewusst überdimensionieren im Verhältnis zur AC-Nennleistung des (Hybrid-)Wechselrichters (z.B. Faktor 1,2 bis 1,5).
 - *Effekt:* Der Wechselrichter arbeitet öfter im optimalen Wirkungsgradbereich, liefert bei Schwachlicht mehr Energie, kappt aber die seltenen Erzeugungsspitzen im Hochsommer (Peak-Shaving).
- **TAG-Minimierung:** Durch die oben genannte Begrenzung der AC-Leistung wird die im Technischen Anschlussgesuch (TAG) beantragte Einspeiseleistung reduziert. Das schont den Netzanschlusspunkt (weniger Netzausbau nötig) und reduziert ggf. Leistungspreise, ohne nennenswerte kWh-Verluste über das Jahr. Nach Möglichkeit soll die Einspeiseleistung mittels dynamischer Wirkleistungsreduktion weiter minimiert werden.

b. Sektorenkopplung & Flexibilität: Das Gebäude als Speicher

Eine PV-Anlage ohne intelligentes Lastmanagement ist heute unvollständig.

- **Thermische Trägheit nutzen:** Konsequente Einbindung von Wärmepumpen und Heizstäben. Nutzung der Gebäudemasse (Fussbodenheizung/Betonkern) und Pufferspeicher als „thermische Batterie“ durch Überhöhung der Vorlauftemperatur bei PV-Überschuss.
- **EMS-Integration:** Einsatz eines herstellerunabhängigen Energiemanagement-Systems (EMS) oder Nutzung fortgeschrittener WR-Features (I/O-Kontakte, Modbus TCP), um flexible Lasten (insb. E-Mobilität) dynamisch zu steuern.
 - *Ressource:* Nutzung von www.ems-vergleich.ch zur Auswahl kompatibler Systeme.

c. Synergien über die Grundstücksgrenze

Der Eigenverbrauch endet nicht am Hausanschlusskasten.

- **Nachbarschafts-Check:** Bei der Akquise proaktiv die Umgebung prüfen. Liegen geeignete Dächer oder Verbraucher (Gewerbe, MFH) angrenzend?
- **ZEV / vEVG forcieren:** Hauseigentümer aktiv auf den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) oder die virtuelle Eigenverbrauchsgemeinschaft (vEVG) hinweisen. Dies sichert durch den Verkauf von Solarstrom an Nachbarn (oft zu Tarifen zwischen Gestehungskosten und Netzbezugspreis) die Amortisation trotz sinkender Rückliefertarife.

d. Ausführungsqualität: Langlebigkeit und Sicherheit

Technische Details entscheiden über die Lebensdauer von 25+ Jahren und die Brandschutzsicherheit.

- **DC-Verkabelung:**
 - **UV-Schutz:** Keine ungeschützten Kabelmäntel dem Sonnenlicht aussetzen (Verlegung in UV-beständigen Rohren oder Kanälen).

- **Induktionsarmut:** Hin- und Rückleiter konsequent parallel führen, um aufgespannte Flächen zu vermeiden (Reduktion induzierter Spannungsspitzen bei nahen Blitzeinschlägen).
- **Steckverbindungen:** Konsequente Ausbildung von "Tropfschleifen" vor Steckern, um Wassereintritt durch Kapillarwirkung zu verhindern. Zugentlastung sicherstellen.
- **Statik & Schnittstellen:** Grosszügige Dimensionierung der Unterkonstruktion (Schneelastzonen beachten!). Besondere Sorgfalt bei der Dachdurchdringung/Dachhaken (Ziegelbruch vermeiden, Regensicherheit gewährleisten).
- **Wechselrichter-Platzierung:** Aktive oder ausreichende konvektive Kühlung sicherstellen. Derating durch Hitzestau vermeiden (Abstände einhalten, kühle Montageorte wie Keller bevorzugen).

e. Befähigung der Eigentümerschaft

Der Kunde ist Teil des Betriebskonzepts.

- **Monitoring:** Einrichtung und Erklärung des Monitorings-Portals. Einrichten von automatischen Alarmen (z.B. bei Ausfall eines Strings oder fehlender Kommunikation), damit Ertragsausfälle nicht erst nach der Jahresabrechnung bemerkt werden.
- **Wartung:** Einweisung in die visuelle Kontrolle der Module. Aufklärung über Reinigung (wann nötig, wie sicher durchzuführen) oder Angebot entsprechender Service-Verträge.

7.8. Anregungen für Energieberatende

a. Das Fundament: Effizienz & Passive Optimierung (Gebäudehülle & Technik)

Bevor Technik dimensioniert wird, muss der Bedarf minimiert und flexibilisiert werden:

- **Passive Solarenergie & Dämmung:** Maximierung passiver Gewinne (Fensterflächen Süd) bei gleichzeitiger Minimierung von Transmissionswärmeverlusten.
- **Hydraulik & Temperaturen:** Absenkung der Vorlauftemperaturen (z.B. durch Flächenheizungen oder Gebläsekonvektoren) zur Steigerung der Wärmepumpen-Effizienz (Jahresarbeitszahl). Ein hydraulischer Abgleich ist Pflicht.
- **Minimierung Grundlast:** Einsatz hocheffizienter Umwälzpumpen und Geräte, um den Strombedarf nachts und im Winter zu senken.

b. PV-Anlagenplanung: Erzeugungsprofil statt nur Spitzenleistung

Weg vom reinen "Süddach-Denken" hin zur netzdienlichen Erzeugung:

- **Winter- & Randschichten-Optimierung:**
 - **Ost/West-Belegung:** Glättet die Erzeugungskurve, verlängert die Produktionszeit morgens/abends und reduziert die Mittagsspitze (Netzentlastung).
 - **Fassaden-PV (Süd):** Hoher Ertrag bei tiefstehender Wintersonne, keine Schneebedeckung.
 - **Steile Aufständigung (>70°):** Bevorzugt Wintererträge gegenüber maximalem Jahresertrag.
- **Netzanschluss (TAG):** Das Technische Anschlussgesuch (TAG) sollte auf eine minimale Einspeiseleistung ausgelegt werden (z.B. 50% oder weniger der installierten Leistung, "Peak Shaving" durch WR oder EMS), um Netzkosten zu sparen und den Anschluss zu vereinfachen.

c. Das «Zwiebelschalen-Prinzip»: Eigenverbrauch erweitern

Den Verbrauchsort logisch von innen nach aussen erweitern:

- **Eigenverbrauch:** Direkte Nutzung im Gebäude.
- **ZEV (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch):** Verkauf von Überschuss an Mieter/Stockwerkeigentümer im selben Gebäude/Areal (physische Messung).
- **vZEV / vEVG (virtuell):** Nutzung des Verteilnetzes zur Versorgung der unmittelbaren Nachbarschaft (Arealvernetzung), sofern regulatorisch zulässig.

d. Flexibilisierung & Sektorkopplung (Prioritätenliste)

Energiemanagement (EMS) muss vorhandene Flexibilität nutzen, **bevor** in chemische Speicher investiert wird:

- **Prio 1: Thermische Masse & Speicher:** Nutzung der Gebäudemasse als Puffer (Überhöhung der Raumtemperatur um 1–2 K bei PV-Überschuss). Einsatz grosser Pufferspeicher für Heizung/Warmwasser. Nach Möglichkeit thermische Betonkernaktivierung und Konsequente Senkung der Temperaturen im Heizkreis.
- **Prio 2: E-Mobilität:** Intelligentes Laden (Überschussladen) von Fahrzeugen, als High-Tech Option kann bidirektionales Laden (V2G/V2H) vorbereitet oder installiert werden..

- **Prio 3: Stationärer Batteriespeicher:** Nur als "letzte Meile" zur Glättung kurzfristiger Lastspitzen oder für Autarkie-Wünsche, aber nicht als primäres Flexibilitätsinstrument (Kosten-Nutzen noch nicht immer gegeben). Im Zusammenhang mit einer Neuinstallation einer PV-Anlage sollte ein stationärer Batteriespeicher jedoch mindestens in der Planung (Hybridwechselrichter) berücksichtigt werden.

e. Anforderungen für die Offertstellung (Textbausteine für Ausschreibungen)

Damit die Installateure die gewünschte Qualität und Systemtiefe anbieten, sollten folgende Punkte im Leistungsverzeichnis oder der Offertanfrage fixiert werden:

- **PV-Auslegung & Ertragsprofil**

- «Die PV-Generatorflächen sind so auszulegen, dass eine Maximierung des Ertrags im Winterhalbjahr sowie in den Morgen- und Abendstunden erreicht wird (z.B. Einbezug von Fassadenflächen, Ost-West-Aufständigung, bifaziale Module auf Flachdächern).»
- «Im Technischen Anschlussgesuch (TAG) ist die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt aktiv zu begrenzen (Peak-Shaving), um die Netzbelastung zu minimieren. Der Wechselrichter ist entsprechend zu konfigurieren.»

- **Energiemanagement (EMS) & Schnittstellen**

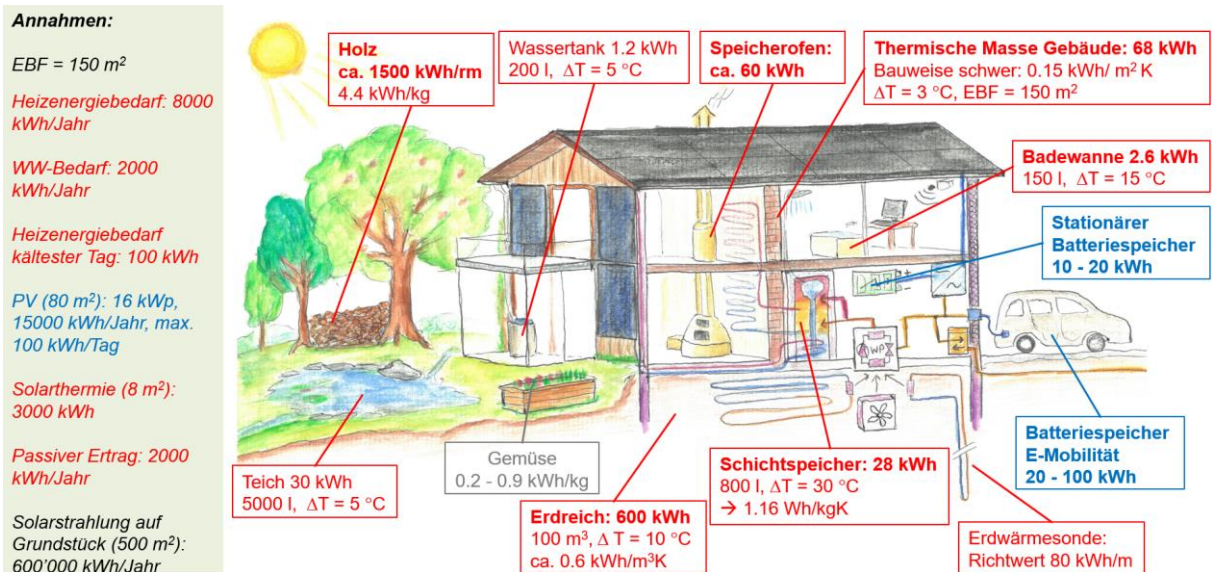
- «Es ist ein herstellerunabhängiges Energiemanagement-System (EMS) anzubieten (Auswahl gemäss www.ems-vergleich.ch), welches lokale Erzeuger und Verbraucher (Wärmepumpe, E-Ladestationen) intelligent vernetzt.»
- «Das EMS muss fähig sein, flexible Stromtarife (Spotmarkt/Dyna-Tarife) sowie künftige Leistungstarife zu verarbeiten und den Bezug/Einspeisung daraufhin zu optimieren.»

- **Nutzung thermischer Flexibilitäten**

- «Die Regelung ist so zu programmieren, dass vorrangig thermische Speicher (Warmwasser, Heizungspuffer) und wenn möglich die thermische Masse des Gebäudes (Sollwertanhebung Heizung/WP) zur Aufnahme von PV-Überschüssen genutzt werden, bevor eine Einspeisung oder Batterieladung erfolgt.»
- «Schnittstellen zur Wärmepumpe (z.B. SG-Ready, besser: Modbus TCP/EEBUS) sind zwingend herzustellen und funktionstüchtig zu übergeben.»

f. Quantifizierung lokaler Energiepotenziale und Speicherkapazitäten als Planungsgrundlage

Als Anregung für kreative Lösungen dient folgendes Bild:



Obige Abbildung stellt beispielhaft eine detaillierte Übersicht relevanter Berechnungsgrundlagen und Kennzahlen zur Dimensionierung lokaler Energiesysteme dar. Sie dient als Hilfestellung, um über reine Technikkomponenten hinaus die energetischen Potenziale eines Gebäudes und seiner Umgebung ganzheitlich zu erfassen und kreativ zu nutzen.

- **Definition des Modellobjekts (Linke Spalte):**

Als Referenzszenario dient ein Gebäude mit einer Energiebezugsfläche (EBF) von 150 m². Die Annahmen stellen den Energiebedarf (Heizung: 8'000 kWh/a, Warmwasser: 2'000 kWh/a) dem lokalen Erzeugungspotenzial gegenüber. Es wird ersichtlich, dass die Photovoltaikanlage (16 kWp) mit einem Jahresertrag von 15'000 kWh den Gesamtenergiebedarf bilanziell decken kann, jedoch die saisonale Diskrepanz (Heizbedarf am kältesten Tag: 100 kWh vs. PV-Ertrag Wintertag) überbrückt werden muss.

- **Elektrische Speicherkapazitäten (Blau):**

Die Grafik quantifiziert die Kapazitäten technischer Stromspeicher. Während stationäre Heimspeicher für Einfamilienhäuser im Bereich von 10–20 kWh liegen, wird das signifikante Potenzial der Elektromobilität (Vehicle-to-Home/Grid) mit Kapazitäten von 20 bis 100 kWh hervorgehoben. Dies verdeutlicht die Relevanz mobiler Speicher für das Gebäudeenergiemanagement.

- **Thermische und chemische Speicherpotenziale (Rot)**

Der Schwerpunkt der Darstellung liegt auf der Sensibilisierung für oft vernachlässigte thermische Speichermassen. Anhand konkreter Formeln (unter Berücksichtigung von Volumen, spezifischer Wärmekapazität und Temperaturdifferenz ΔT) werden verschiedene Speicherarten vergleichbar gemacht:

- Aktive Speicher: Ein klassischer Warmwasserspeicher (Schichtspeicher) bietet bei 800 Litern Volumen und einem ΔT von 30 °C eine Kapazität von ca. 28 kWh.
- Passive Gebäudemasse: Die thermische Aktivierung der schweren Bauweise (Beton/Stein) birgt in diesem Beispiel mit ca. 68 kWh ein Speicherpotenzial, das dasjenige vieler technischer Wasserspeicher übersteigt.
- Geothermisches Potenzial: Das Erdreich unter dem Gebäude stellt mit ca. 600 kWh (bei $\Delta T = 10^\circ C$) den mit Abstand grössten saisonalen Puffer dar.

- Biomasse: Holz wird als kompakter chemischer Speicher (ca. 1'500 kWh pro Raummeter) ausgewiesen, der ideal zur Abdeckung von Spitzenlasten dient.

- **Fazit für die Beratungspraxis**

Die Zusammenstellung verdeutlicht die Relationen zwischen elektrischer und thermischer Speicherung. Sie regt dazu an, in der Energieberatung nicht nur technische Anlagen zu dimensionieren, sondern die bauphysikalischen Gegebenheiten (thermische Masse) und die Umgebung (Erdreich) aktiv als integrale Bestandteile des Energiekonzepts zu berechnen und einzubinden. Weitere Faktoren wie sommerlicher Wärmeschutz (Beschattung, Begrünung und Teich), die passive Nutzung von Solarenergie über Fenster oder Wintergärten, eine genügende Wärmedämmung bis hin zur Nutzung von Solarenergie im kleinen Gemüse- oder Kräutergarten können, je nach Kontext und Wunsch der Eigentümerschaft, ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. Wer ausserdem regenerative Konzepte wie Humusaufbau oder Pflanzenkohle in die Beratungspraxis miteinbezieht, ergänzt die lokalen Möglichkeiten mit CO₂-Negativtechnologien und Förderung der Biodiversität.

7.9. Infoschreiben Eigentümerschaften von Liegenschaften

Gemeinsam die Energiezukunft gestalten und den Solarstrom-Ausbau voranbringen

Liebe Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer

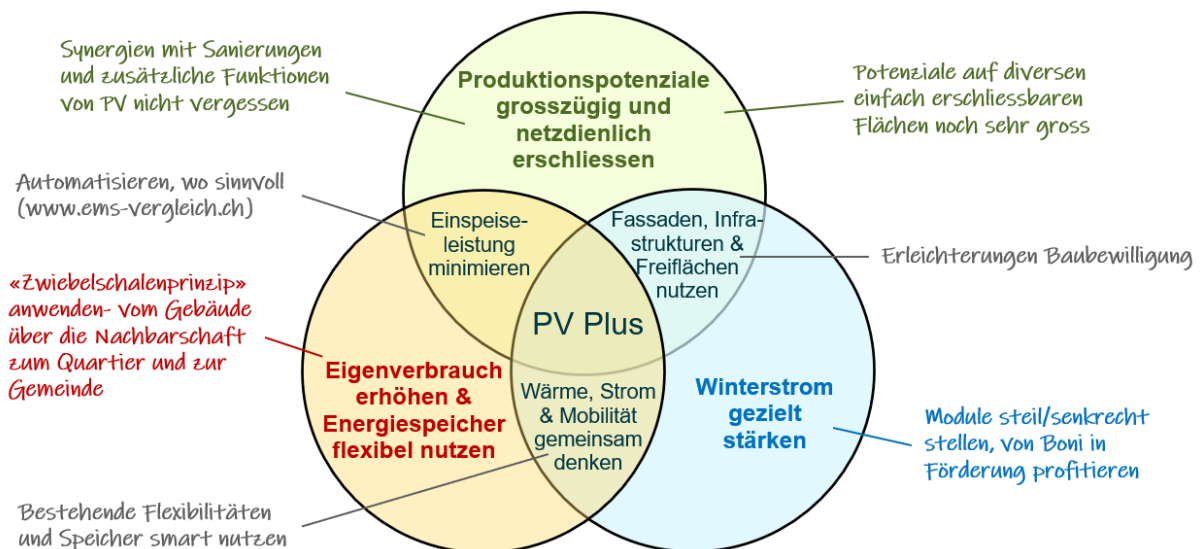
Unsere Region macht Tempo bei der Nutzung erneuerbarer Energien. Besonders die Photovoltaik (PV) wächst dank vielen engagierten Hauseigentümern. Das Potenzial ist weiterhin gross – vor allem, wenn wir Effizienz, Eigenverbrauch, Winterstrom und eine gute Netzintegration zusammendenken.

Was gilt aktuell?

- Die Rahmenbedingungen ändern sich ständig: Die Einspeisevergütung für überschüssigen PV-Strom wird deutlich sinken, für die meisten Anlagen gilt seit 2026 eine Mindest-Vergütung von 6 Rp./kWh (je nach Anlagengrösse teils tiefer), mittelfristig wird sich die Einspeisevergütung nach dem stündlichen Spotmarktpreis orientieren (möglich ab 2027) und entsprechend stark von Tageszeit und Saison abhängen.
- Der Solarstrom im Netz an sonnigen Stunden wird in vielen Gebieten zunehmend zur Herausforderung. Netzausbaukosten sollen wo immer möglich minimiert werden. Der Netzausbau muss daher mit smarten Massnahmen möglichst vermieden werden resp. gezielt und verhältnismässig erfolgen.
- Alle Tarife werden sich mittelfristig ändern- besonders auch im Tagesverlauf. Der Wert von Solarstrom wird tagsüber und im Sommerhalbjahr tendenziell sinken.

Was bedeutet das für Ihr PV- Projekt?

Photovoltaik lohnt sich weiterhin- aber wir müssen lernen, ganzheitlicher zu denken und «in den zweiten Gang» zu schalten (PV Plus):



1. Eigenverbrauch erhöhen und Energiespeicher flexibel nutzen

Jede nicht bezogene Kilowattstunde aus dem Netz spart am meisten Kosten. Darum lohnt es sich, den eigenen PV-Strom möglichst gut im Haus zu nutzen – mit Energiemanagement (EMS), Lastverschiebung (Laden des Fahrzeugs, Wärmen bei Sonne) und einem passenden Batteriespeicher. Überschüsse können lokal mittels eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (v)ZEV oder einer Eigenverbrauchsgemeinschaft (v)EVG geteilt werden. So bleibt mehr Wertschöpfung im Quartier, und die Wirtschaftlichkeit grösserer Anlagen steigt. Das Denken im

«Zwiebelschalenprinzip» hilft, Lösungen vom Gebäude, über die Nachbarschaft, zum Quartier bis hin zum ganzen Netzgebiet resp. der Gemeinde anzuwenden.

2. Winterstrom gezielt stärken

Steil ausgerichtete Module (>75°, Südfassade, Stützmauern, Infrastrukturflächen) liefern mehr Strom im Winter und reduzieren Schneelast-Probleme. So steigt der Nutzen auch in der Jahreszeit, in der Strom besonders knapp ist.

3. Produktionspotenziale voll erschliessen – aber netzdienlich

Wenn grosse Flächen auf Dächern, Fassaden oder Infrastrukturen vorhanden sind, sollen diese grosszügig genutzt werden. Je grösser die PV-Anlage, desto tiefer liegen die Produktionskosten von Solarstrom. Folgende Massnahmen helfen, das Netz stabil zu halten und die Wirtschaftlichkeit trotz tiefer Einspeisevergütung zu verbessern:

- Einspeisespitzen begrenzen (maximal 70% der installierten Leistung, besser 50% oder noch tiefer). Das senkt Lastspitzen deutlich bei nur kleinen Ertragsverlusten. Die Auslegung der maximalen Einspeiseleistung muss früh mit dem Verteilnetzbetreiber abgestimmt werden.
- Lastmanagement und Speicher einsetzen für Tag-Nacht-Verschiebung und Spitzenkappung.

Dieser Ansatz hilft, regional und schweizweit die PV-Produktion – gerade im Winter – zu erhöhen, ohne den Netzausbau unnötig zu verteuern.

Konkrete Tipps und weiterführende Infos

Wer eine Solaranlage plant, orientiert sich am besten an den sieben Schritten von EnergieSchweiz (<https://www.energieschweiz.ch/gebaeude/solaranlagen/>). Hier die wichtigsten Tipps kompakt und im Sinne von «PV Plus» zusammengefasst:

1. **Potenzial prüfen** - Ertrag berechnen: www.sonnendach.ch, www.sonnenfassade.ch. *Tipp:* Ost-/West-Ausrichtungen und (Süd-)Fassaden liefern wertvollen Strom am Morgen, Abend und im Winter. Vermeiden Sie Schatten und prüfen Sie Doppelnutzungen (Carports, Balkone).
2. **Strom selbst verbrauchen** - Je höher der Eigenverbrauch, desto besser. *Tipp:* Nutzen Sie ein Energiemanagement-System (EMS), planen Sie Speicher ein und lassen Sie die Wärmepumpe tagsüber heizen. Prüfen Sie zudem Strom-Zusammenschlüsse mit Nachbarn (vZEV/vEVG, vgl. www.lokalerstrom.ch), wie dies z.B. im SAK-Gebiet einfach möglich ist: <https://www.sak.ch/private/strom/strom-selber-produzieren#zusammenschluss>
3. **Wirtschaftlichkeit prüfen** - Lohnt sich die Anlage? Rechner nutzen: <https://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/> *Tipp:* Trotz schwankender Strompreise machen ein hoher Eigenverbrauch und die aktuell (2026) sehr tiefen Komponenten-Preise Anlagen rentabel.
4. **Offerten vergleichen** - Anbieter finden und prüfen: www.solarprofis.ch, <https://www.energieschweiz.ch/tools/solar-offerte-check/>. Offerten-Checkliste nutzen: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7999> *Tipp:* Bitten Sie den Installateur um Lösungen für hohen Winter-/Randzeitertrag und minimale Netzbelastung durch EMS und Speicher (Erklär-Video: <https://youtu.be/hO9ul2dCPsE>). EMS-Marktübersicht: www.ems-vergleich.ch.
5. **Behörden informieren** - Meist reicht eine einfache Meldung für Dächer (ab 2026 auch für Fassaden). Gesetzliche Basis (RPV Art. 32a/bis): https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2000/310/de#art_32_a
6. **Fördergelder holen** - Beantragen Sie Gelder von Bund (www.pronovo.ch) und Kanton (AR). Meist erledigt dies der Installateur für Sie.
7. **Betrieb und Unterhalt** - Anlage via App/EMS überwachen. Um Kosten zu sparen, können Sie (sofern gefahrlos möglich) Laub selbst entfernen oder Module selbst reinigen