



Axpo Energy Reports

Andere



Einführung

Eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromversorgung ist grundlegend für das Funktionieren der Schweizer Gesellschaft und Wirtschaft. Heute profitiert die Schweiz dank Wasserkraft, Kernenergie, neuen erneuerbaren Energien sowie ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz von sehr guten Voraussetzungen für eine verlässliche Versorgung.

In den kommenden Jahrzehnten gerät diese komfortable Ausgangslage ohne geeignete Gegenmassnahmen unter Druck. Die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie das Bevölkerungswachstum dürfte den Strombedarf deutlich erhöhen. Hinzu kommt der steigende Energiebedarf von Rechenzentren, Cloud-Diensten und Generativer KI. Gleichzeitig fällt mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie auf lange Sicht ein substanzieller Teil der inländischen Stromproduktion weg.

Besonders die Wintermonate stehen zunehmend im Fokus. Schon heute verbraucht die Schweiz im Winter mehr Strom als sie produziert. In der dunkleren Jahreszeit ist der Bedarf nach Wärme höher und generell halten

sich die Menschen länger in Gebäuden auf, was den Stromverbrauch von elektronischen Geräten und Beleuchtung erhöht. Zudem produziert die Wasserkraft aufgrund des saisonalen Abflussprofils mit hohem Laufwasseranteil im Sommerhalbjahr mehr Strom im Sommer als im Winterhalbjahr. Auch der aktuelle Zubau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz und im benachbarten Ausland basiert zu einem grossen Anteil auf der Solarenergie, welche ihren Ertrag mehrheitlich im Sommerhalbjahr liefert – die saisonale Differenz zwischen Sommerüberschuss und Winterdefizit verstärkt sich, was eine sichere Winterversorgung zunehmend erschwert.

Um die Stromversorgung auch künftig zu sichern, braucht es – neben einer engen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern und der EU – den Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen inländischen Stromproduktion. Im Rahmen der Axpo Energy Reports betrachten wir vier Technologien, welche die inländische Stromerzeugung im Winter substanziell erhöhen können: Windenergie, neue Kernkraftwerke, Solarenergie und Gaskraftwerke.

Ein separater Bericht befasst sich mit der Wasserkraft, die aufgrund ihres begrenzten zukünftigen Ausbaupotenzials gesondert behandelt wird.

In diesem Bericht werden weitere derzeit bekannte Energiequellen betrachtet, namentlich Biomasse, Geothermie und saisonale thermische Energiespeicher. Nachfolgend wird je Technologie aufgezeigt, was in der Schweiz bereits im Einsatz steht, welche Potenziale für die Stromproduktion angenommen werden können und ob es konkrete Projekte für den Einsatz bzw. den Ausbau der jeweiligen Technologie gibt. Auch wird darauf eingegangen, ob und allenfalls welchen Beitrag die jeweilige Technologie zur Schliessung der Winterstromlücke leisten kann; wie zu zeigen sein wird, sind die entsprechenden Potenziale eher limitiert.

Dieser Bericht behandelt die weiteren relevanten Energiequellen, namentlich Biomasse, Geothermie und saisonale thermische Energiespeicher.

01 Biomasse	4
1.1 Technologische Entwicklung	5
1.2 Aktueller Ausbau	6
1.3 Theoretisches Ausbaupotenzial	7
1.3.1 Nachhaltiges, zusätzlich nutzbares Potenzial	7
1.3.2 Winterstrom aus Biomasse	8
1.3.3 CDR-Zertifikate	8
1.5 Recht und Regulierung	9
1.6 Schlussfolgerung	9
02 Geothermie	10
2.1 Technologische Entwicklung	11
2.2 Aktueller Ausbau	11
2.3 Geothermie im Winterhalbjahr	12
2.4 Theoretisches Ausbaupotenzial	12
2.5 Recht und Regulierung	13
2.6 Schlussfolgerung	13

03 Saisonale Energiespeicher	14
3.1 Technologische Entwicklung	16
3.2 Aktueller Ausbau	17
3.3 Theoretisches Ausbaupotential	18
3.4 Recht und Regulierung	19
3.5 Schlussfolgerung	19
Disclaimer und Literaturverzeichnis	20



01

Biomasse

1.1 Technologische Entwicklung

Überblick über Biomasseressourcen

Biomasseressourcen umfassen sämtliche Ressourcen, die direkt oder indirekt aus biogenem Material gewonnen werden. Biomasse wird in zwei Hauptkategorien unterteilt:

- Holzige (trockene) Biomasse, dazu zählen Waldholz, Holznebenprodukte aus der Holzindustrie sowie Altholz (z.B. aus der Bauwirtschaft),
- Nicht-holzige (feuchte) Biomasse, hierzu gehören landwirtschaftlicher Mist (Flüssigmist und Festmist), Ernterückstände sowie biogener Abfall aus der Lebensmittelindustrie, Gastronomie und privaten Haushalten.

Holzige Biomasse wird üblicherweise in Verbrennungsanlagen zur Wärme- oder kombinierten Wärme- und Stromerzeugung genutzt. Neue Technologien zielen darauf ab, Holzige Biomasse durch Vergasung in ein Gemisch hochenergetischer Gase umzuwan-

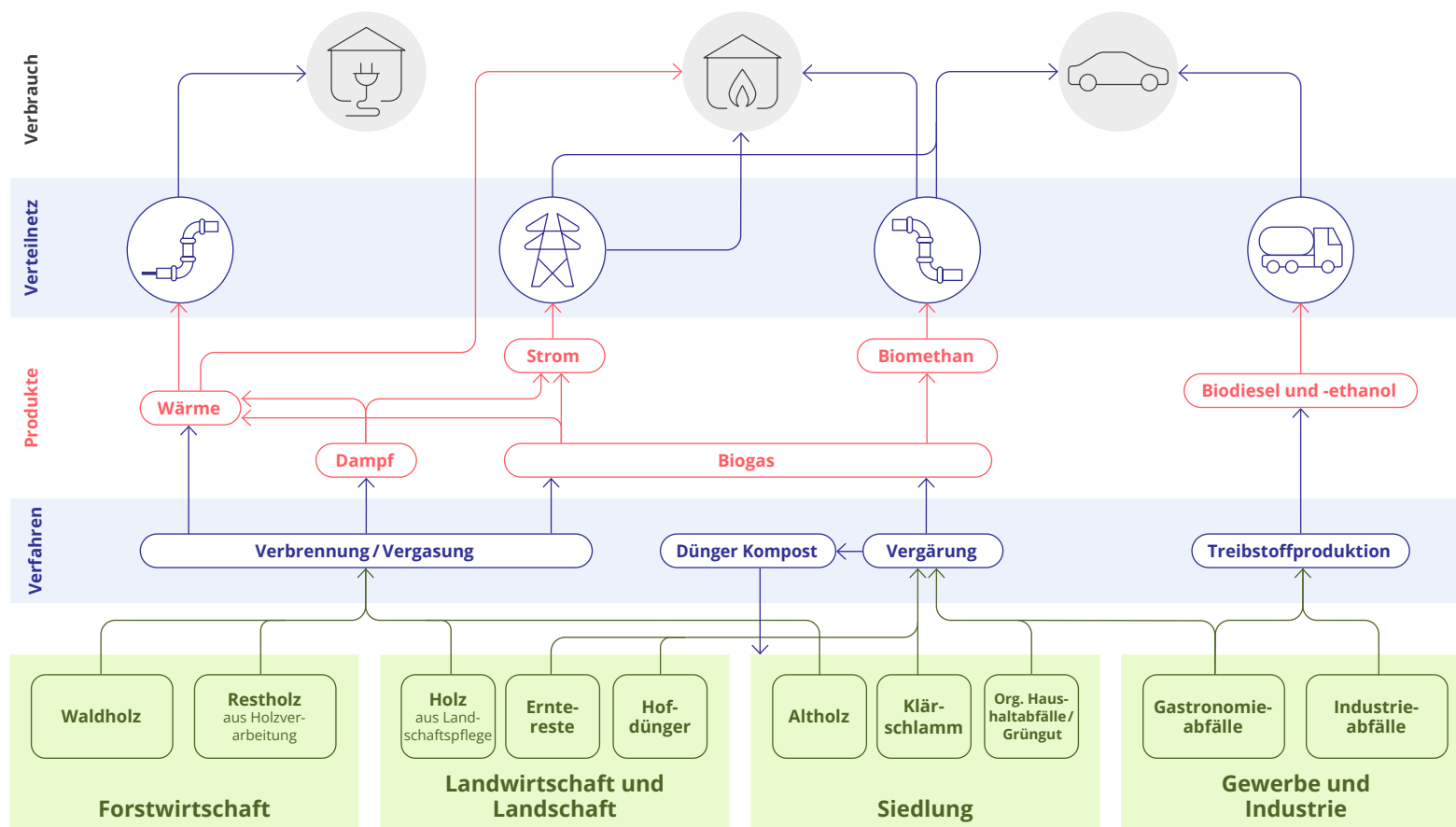


Abbildung 1: Überblick über Biomasseressourcen¹. Um das Thema Energie aus Biomasse auf eine verständliche Weise zu vermitteln, vereinfacht die Grafik die komplexen Sachverhalte stark. Die energetische Nutzung von Biomasse in Kehrverbrennungsanlagen (KVA) in der Schweiz wurde in dieser Grafik bewusst ausgeklammert, um den Komplexitätsgrad nicht zusätzlich zu erhöhen.

¹ Bundesamt für Energie BFE, 2026, Energie aus Biomasse

Produktion von Strom und Wärme aus Biomasse

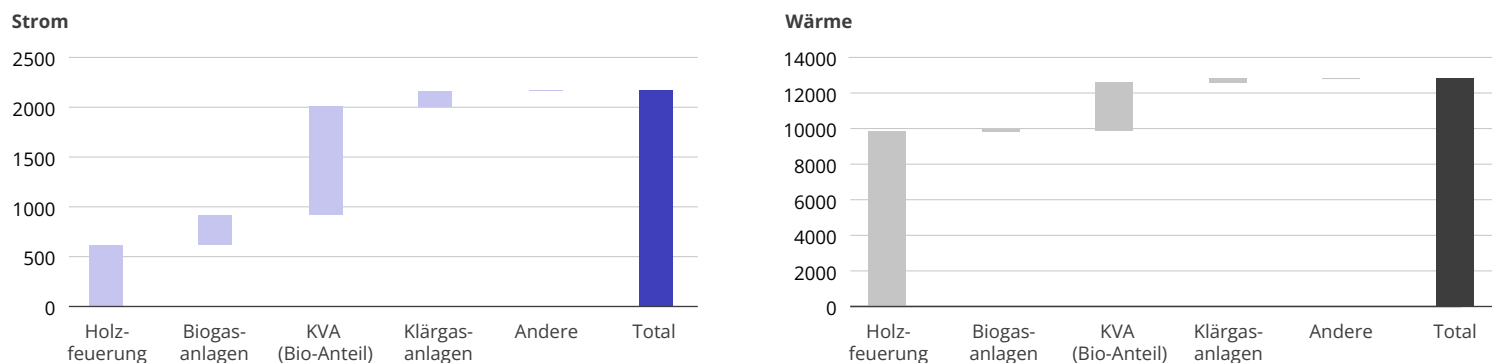


Abbildung 2: Produktion von Strom und Wärme aus Biomasse in der Schweiz (exkl. Biogas ins Gasnetz eingespeist), 2024, GWh⁵

deln, die zur Erzeugung von Wärme, Strom oder Kraftstoffen verwendet werden können.

Nicht-holzige Biomasse kann durch anaerobe Vergärung zu Biogas (einer Mischung aus Biomethan und biogenem CO₂²) verarbeitet werden. Dieses Biogas wird anschliessend ent-

weder verbrannt, um Wärme und Strom zu erzeugen, oder aufbereitet, um Biomethan vom biogenen CO₂ zu trennen. Das Biomethan kann anschliessend ins Gasnetz eingespeist werden³, während das biogene CO₂ entweder freigesetzt oder abgeschieden und weiterverwendet oder gespeichert wird.⁴ Al-

ternativ kann Biomethan zudem mit erneuerbarem Wasserstoff kombiniert werden, um erneuerbare flüssige Kraftstoffe herzustellen – diese Technologie befindet sich jedoch noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium und es existieren in der Schweiz keine Anlagen mit kommerziellem Betrieb. Im Be-

richt «Gasenergie» der Axpo Energy Reports wird auf die beiden Energieträger Biomethan und Biogas vertieft eingegangen.

1.2

Aktueller Ausbau

In der Schweiz wurden im Jahr 2024 rund 2,2 TWh Elektrizität und 12,8 TWh Wärme aus Biomasse erzeugt. Die Holzverbrennung steuerte etwa 10 TWh zur Gesamtenergieproduktion bei, überwiegend zur Wärmebereitstellung. Davon entfielen etwa 4 TWh auf Heizsysteme in Gebäuden, der Rest auf industrielle Verbrennungsanlagen. Biogasanlagen erzeugten 0,3 TWh Strom und 0,1 TWh Wärme. Zusätzlich wurden ca. 0,5 TWh Biomethan ins Gasnetz eingespeist⁵. Der erneuerbare Anteil der Energie aus Abfallverbrennungsanlagen (KVA Bio-Anteil) betrug 3,8 TWh, davon 1,1 TWh Strom.

² CO₂ aus Biomasse

³ Biogas, das aus der Vergärung erzeugt wird, ist ein Mischgas, das aus Methan (genannt Biomethan) und CO₂ (genannt biogenes CO₂) besteht.

⁴ Es ist auch möglich, das biogene CO₂ aus der Verbrennung von Biogas zu erfassen, aber dies erfordert komplexere CO₂-Abscheidungsprozesse, die sehr teuer sind, insbesondere angesichts der kleinen Grösse der Biogasanlagen in der Schweiz.

⁵ Gaz Energie, 2024, VSG-Jahresstatistik

1.3

Theoretisches Ausbaupotenzial

1.3.1

Nachhaltiges, zusätzlich nutzbares Potenzial

Man unterscheidet beim Biomasseenergiepotenzial zwischen dem inländischen (in der Schweiz erzeugten) Potenzial und dem Importpotenzial. Das inländische Potenzial wird weiter differenziert in das theoretische Potenzial, das nachhaltige Potenzial (unter Berücksichtigung ökologischer und technökonomischer Rahmenbedingungen) sowie das zusätzliche nachhaltige Potenzial (ohne Berücksichtigung bereits genutzter Ressourcen).

Das WSL (Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft) schätzte im Jahr 2017 das nachhaltige Primärenergiepotenzial⁶ der Biomasse in der Schweiz auf rund 26,9 TWh, wovon bereits 14,7 TWh genutzt wurden. Daraus resultiert ein zusätzliches

nachhaltiges Potenzial von etwa 12,2 TWh Primärenergie.

Das zusätzliche nachhaltige Potenzial setzt sich zusammen aus 8,4 TWh nicht-holziger Biomasse (davon 6,8 TWh Hofdünger) und 3,8 TWh holziger Biomasse (davon 2,5 TWh Waldholz).

Unter der Annahme, dass holzige Biomasse verbrannt und nicht holzige Biomasse anaerob zu Biogas vergoren und anschliessend verbrannt wird, liegt das verbleibende nachhaltige Stromproduktionspotenzial aus Schweizer Biomasse bei rund 4 TWh (bei einer Umwandlungsrate von 30 Prozent von Primärenergie zu Strom).

Dieses Potenzial wird gegenwärtig nicht ausgeschöpft, weil insbesondere die Transportkosten für die Bereitstellung und Verteilung der entsprechenden Biomassenressourcen (z.B. das Einsammeln und Verteilen von Hofdünger aus einzelnen Betrieben, der Holzschlag in schwer zugänglichen Waldbereichen) sowie die Kosten für die Umwandlung in Ener-

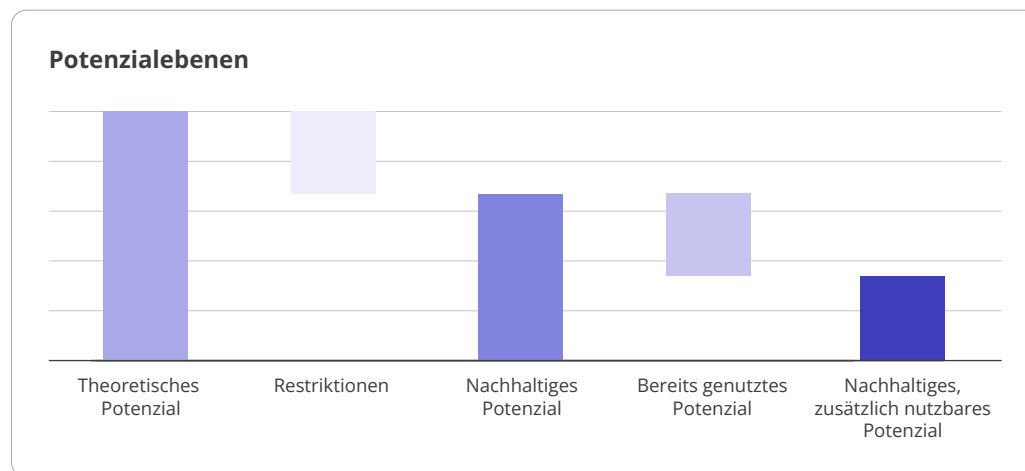


Abbildung 3: Theoretisches Potenzial, Nachhaltiges Potenzial und Nachhaltiges, nutzbares Potenzial, dargestellt in Potenzialebenen⁷

gie zu hoch sind. Zum Beispiel sind die Produktionskosten für Biogas in der Schweiz oft höher als der europäische Vergleichswert, insbesondere wegen der kleinen Betriebsgrößen der Schweizer Landwirtschaft und der oft ungünstigen Topografie.

Darüber hinaus steht die Stromerzeugung aus Biomasse in Konkurrenz zu anderen Verwertungswegen. Obwohl sowohl holzige als

auch nicht holzige Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden können, produzieren viele Holzheizungen in Haushalten und der Industrie ausschliesslich Wärme. Biogas kann zudem zu Biomethan aufbereitet und in das bestehende Gasnetz eingespeist werden und dort fossiles Erdgas ersetzen. In der Landwirtschaft konkurriert die energetische Verwertung von tierischen Ausscheidungen

⁶ Primärenergie ist der Energiegehalt von Rohstoffen, bevor er in Endenergie umgewandelt wird, zum Beispiel Strom. Die Umwandlung von Primärenergie in Endenergie führt zu Verlusten, die im Fall von Biomasse zur Stromerzeugung erheblich sind.

⁷ Thees O., Burg V., Erni M., Bowman G., Lemm R., 2017, Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung

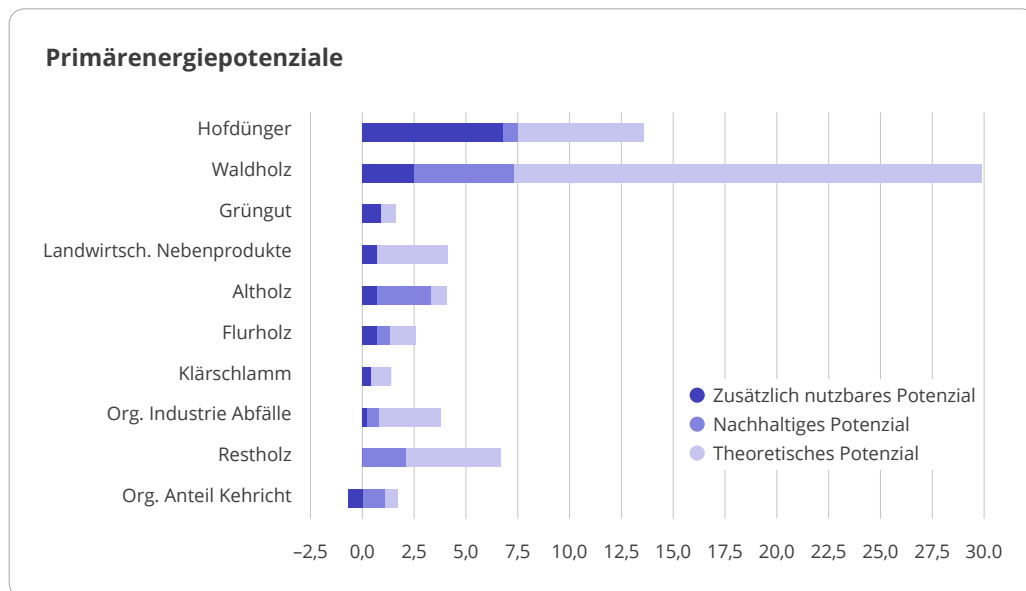


Abbildung 4: Primärenergiepotenziale in der Schweiz, TWh⁸

mit dessen direkter Nutzung als Hofdünger, obwohl die Gärreste aus der anaeroben Vergärung ebenfalls als Dünger verwendet werden könnten. Die Nutzung von Waldholz zur Energieproduktion steht zudem im Wettbewerb mit der stofflichen Nutzung, insbesondere in der Bauwirtschaft, die im Sinne der

Kreislaufwirtschaft priorisiert wird. Diese Konkurrenzsituation verringert das hypothetische Stromproduktionspotenzial aus nachhaltiger inländischer Biomasse erheblich.

Zusätzlich zum inländischen Biomassepotenzial importiert die Schweiz Biomasse, vor al-

lem Holzpellets, aus dem Ausland. Das Importpotenzial hängt stark von der internationalen Nachfrage, dem nachhaltigen Produktionspotenzial anderer Länder und den Transportkosten ab.

1.3.2

Winterstrom aus Biomasse

Aktuell trägt Biomasse als emissionsarmer Energieträger rund 1,1 TWh zur Stromerzeugung im Winterhalbjahr bei. Die meisten Biomasse-Anlagen werden ganzjährig im Grundlastbetrieb geführt. Zwar sind Biomasse-Anlagen grundsätzlich flexibel einsetzbar und könnten daher bevorzugt in den Wintermonaten betrieben werden, in der Praxis ist dies jedoch nur eingeschränkt umsetzbar. Die Verschiebung der Jahresproduktion in den Winter erfordert die Möglichkeit, grosse Mengen Biomasse-Rohstoffe bis zum Winter zu lagern, da die Rohstoffproduktion saisonal unterschiedlich erfolgt (z.B. Grundlast bei Bioabfällen, saisonale Unterschiede wie im Frühling Zunahme von Grüngut). Da Biomasse energetisch wenig dicht ist – insbesondere im Vergleich zu fossi-

len Brennstoffen – steigen die Lagerkosten mit zunehmendem Volumen schnell an. Zudem sind bestimmte Biomasseressourcen (Bioabfälle, Mist) nur schwer lagerfähig.⁸

Neben der Stromerzeugung trägt Biomasse durch ihre direkte Wärmeerzeugung wesentlich zur Substitution anderer Energieträger bei. Dies entlastet den Strombedarf im Winter und ermöglicht eine Substitution von Strom als Energieträger für Wärmeproduktion.

1.3.3

CDR-Zertifikate

Die Verwertung von Biomasse zur Energiegewinnung setzt biogenes CO₂ frei, sei es bei der Verbrennung der Biomasse oder bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan. Dieses CO₂ kann abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden, wodurch negative Emissionen entstehen. Diese negativen Emissionen können als Carbon Dioxide Removal (CDR)-Zertifikate genutzt werden, um Treibhausgasemissionen zu kompensieren. Bis heute werden CDR-Zertifikate nur auf freiwilligen Märkten

⁸ Es gibt die Möglichkeit das Gut in Siloballen oder in sogenannte Fahrsilos einzusilieren. Dies funktioniert genau gleich wie in der Landwirtschaft mit Gras und Mais. Die Lagerfähigkeit beträgt rund 1 bis 2 Jahre. Nachteile wie der hohe Volumenbedarf und erforderliche Infrastruktur bleiben bestehen.

gehandelt und können auf regulierten Märkten wie dem EU-ETS nicht angerechnet werden. Im Bericht «Gasenergie» der Axpo Energy Reports wird auf das Thema CDR-Zertifikate und Negativemissionstechnologien vertieft eingegangen.

1.4 Recht und Regulierung

Im Gegensatz zu einigen anderen Ländern kennt die Schweiz keinen Rechtsrahmen betreffend den Anbau von landwirtschaftlichen Kulturen ausschliesslich zur energetischen Nutzung. Aufgrund der Zweckbindung der Landwirtschaft auf die Nahrungsmittelproduktion (Art. 1 LwG) dürfte die Zulässigkeit von Energiepflanzen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen fraglich bzw. bestenfalls beschränkt zulässig sein.

Für die Energieerzeugung aus Biomasse stehen unterschiedliche Förderinstrumente zur Verfügung. Basierend auf dem Energiegesetz (EnG) und der Energieförderungsverordnung (EnFV) werden Biomasseanlagen mit Investitionskostenbeiträgen gefördert (max. 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten). Biogasanlagen und Holz-Kraftwerke können

zudem zwischen einer gleitenden Marktprämie oder einem Investitionskostenbeitrag wählen (Art. 29a EnG). Für Investitionskostenbeiträge sind jedoch absolute Höchstbeiträge vorgesehen (Art. 71 EnFV), wodurch grosse und somit effizientere Biomasseanlagen verhindert werden. Bei Wahl eines Investitionsbeitrages können zudem Betriebskostenbeiträge gewährt werden.

Das CO₂-Gesetz (Art. 34a) sieht eine mögliche Förderung von Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase (insbesondere zur Einspeisung in das Gasnetz) vor. Diese Förderung wurde bisher jedoch noch nicht durch den Bundesrat eingeführt und die Streichung des Art. 34a ist im Rahmen des «Entlastungspaket 27 für den Bundeshaushalt (EP 27)» vorgesehen (aktuell Beratung im Parlament). Darüber hinaus unterstützt der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) mit einem Förderprogramm (sog. Biogasfonds) die Realisierung von Biogasanlagen zur Einspeisung in das Gasnetz (Verband der Schweizerischen Gasindustrie, 2025).

Die Vorgaben des Schweizerischen Raumplanungs- und insbesondere auch des Umweltrechts sowie der kantonalen Planungs- und

Baugesetze sowie deren Umsetzung über die raumplanungsrechtlichen Instrumente (Richt- und Nutzungsplanung) bilden wichtige Rahmenbedingungen für die Planung und für die (Bau-)Bewilligung von Biogasanlagen.

1.5 Schlussfolgerung

Biomasse ist eine knappe und standortgebundene Ressource. Biomasse ist vor allem dort wirksam, wo Alternativen zur Dekarbonisierung beschränkt sind und die Stärken der Biomasse zum Tragen kommen: als speicher- und bedarfsgerecht einsetzbare Quelle für Wärme und Wärme-Kraft-Kopplung, mit indirektem Entlastungseffekt auf die Winterstromnachfrage. Dazu stärkt Biomasse die Versorgungssicherheit, indem sie als inländisch verfügbare Energiequelle die Abhängigkeit von Energie und Brennstoffimporten verringert.

Heute produziert die Schweiz bereits etwa 2,2 TWh Strom aus Biomasse. Das zusätzliche nachhaltige Biomassepotenzial beträgt 12,2 TWh Primärenergie pro Jahr. Würde man dieses gesamte Potenzial theoretisch für die Stromerzeugung nutzen, könnte man bei ei-

ner Umwandlungseffizienz von 30 Prozent etwa 4 TWh zusätzlichen Strom generieren.

Die Gründe, warum das Potenzial nicht ausgeschöpft wird, sind vielfältig: Zum einen sind die Kosten für die Bereitstellung der entsprechenden Biomasseressourcen zu hoch, insbesondere wegen der kleinen Betriebsgrößen der Schweizer Landwirtschaft und der oft ungünstigen Topografie. Zum anderen besteht eine Förderobergrenze (absolute Höchstbeiträge der Investitionskostenbeiträge), welche den Bau bzw. Zu- und Ausbau grösserer Anlagen nicht fördert. Darüber hinaus steht die Stromerzeugung aus Biomasse in Konkurrenz zu anderen Verwertungswegen wie der ausschliesslichen Nutzung zur Wärmeerzeugung, der Aufbereitung zu Biomethan sowie der direkten Nutzung als Hofdünger.

Biomasse wird trotzdem voraussichtlich weiterhin eine komplementäre Rolle im Energiemix spielen. Diese Schlussfolgerungen spiegeln sich im Power Switcher wider: Bis 2050 wird ein Ausbau auf 4,9 TWh jährlicher Stromerzeugung erwartet, davon entfallen 2,7 TWh auf das Winterhalbjahr.



02

Geothermie

2.1 Technologische Entwicklung

Geothermische Energietechnologien nutzen die im Untergrund gespeicherte Wärme der Erde. Diese Wärme stammt aus heissem Gestein in mehreren Kilometern Tiefe und kann in Strom umgewandelt werden. Der Betrieb eines geothermischen Kraftwerks erfordert Standorte, welche zwei Bedingungen erfüllen: Erstens müssen ausreichend hohe Temperaturen (mehr als 130°C) in erreichbaren Tiefen gefunden werden. Zweitens muss das Gestein ausreichend durchlässig sein, sodass Wasser durch das heiße Gestein fließen kann und sich dabei erwärmt. Aus diesem Grund hat sich die Nutzung der Geothermie historisch vor allem in Regionen mit aktiver Tektonik und Vulkanismus entwickelt (z.B. in Italien, Island oder der Türkei). Hierbei nutzen sogenannte **hydrothermale Technologien** die Wärme direkt aus natürlich vorkommenden Aquiferen⁹.

Ziel von neuen **Generation Geothermie-Technologien** ist, geothermische Wärme auch dort nutzbar zu machen, wo keine natürlichen Aquifere vorhanden sind. Diese Technologien entwickeln sich heute vor allem durch den Einsatz von Technologien und Know-how aus der Öl- und Gasindustrie weiter. Sogenannte «Enhanced Geothermal Systems» (EGS) zielen darauf ab, Reservoirs in der gewünschten Tiefe im Untergrund durch Frakturierung zu schaffen. «Advanced Geothermal Systems» (AGS), auch als «Closed-Loop-Systems» bekannt, verfolgen einen anderen Ansatz. Dabei wird ein geschlossenes Rohrsystem in den Untergrund eingebracht, in dem Wasser oder ein anderes Wärmeträgermedium zirkuliert. Die Wärme wird dabei direkt aus dem heißen Gestein aufgenommen, ohne dass das Wasser mit dem Untergrund in Kontakt kommt. Beide Technologien sind damit nicht auf natürlich vorkommenden Aquifer angewiesen, sondern schaffen sich geeignete künstliche Reservoirs. Während

erste grossangelegte kommerzielle EGS-Projekte derzeit in den USA realisiert werden, befindet sich AGS sich noch in einem frühen kommerziellen Pilot- und Demonstrationsstadium¹⁰.

Neue Bohrtechnologien wie Plasma-/Elektropulsbohrungen und Millimeterwellenbohrungen eröffnen perspektivisch den Zugang zu noch tieferliegenden geothermischen Ressourcen (7–10 km) mit höheren Temperaturen und überkritischen Fluiden¹¹, befinden sich derzeit jedoch noch überwiegend im Forschungs- und Demonstrationsstadium.

2.2 Aktueller Ausbau

In der Schweiz wird geothermische Energie derzeit rein zur Erzeugung von Wärme genutzt: In 2024 waren es rund 4 TWh, wovon 80 Prozent durch oberflächennahe geothermische Wärmepumpen erzeugt wurden.¹²

Die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung wurde in der Schweiz stark durch Erfahrungen aus der Vergangenheit geprägt. Zwei frühere Projekte mussten nach spürbaren Erdbeben aufgegeben werden: ein EGS-Projekt in Basel im Jahr 2006 und ein hydrothermales Projekt in St. Gallen im Jahr 2013. Diese Ereignisse führten zu einer erhöhten Sensibilität gegenüber durch geothermische Projekte ausgelösten Erdbeben und beeinflussen die öffentliche Wahrnehmung bis heute. Als Konsequenz wurden die gesetzlichen Vorgaben verschärft und die Auswahl geeigneter Standorte deutlich vorsichtiger gestaltet. Gleichzeitig haben rund zwei Jahrzehnte Forschung und Entwicklung zu wichtigen Fortschritten geführt. Heute stehen schonendere Verfahren zur Erschliessung des Untergrunds sowie verbesserte Rechen- und Überwachungsmethoden zur Verfügung, welche es ermöglichen, seismische Reaktionen besser abzuschätzen.¹³

⁹ Aquifere sind wasserführende Gesteins oder Sedimentschichten im Untergrund, die Grundwasser speichern und leiten

¹⁰ Globaler Marktführer: Eavor in Deutschland, erstes Projekt nahm im Dezember 2025 in Geretsried den Betrieb auf

¹¹ Überkritische Fluide sind Stoffe, die bei sehr hohen Temperaturen und Drücken weder eindeutig flüssig noch gasförmig sind und dadurch besonders effizient Wärme aufnehmen und transportieren können.

¹² EGC, 2025, Geothermal Energy Use, Country Update for Switzerland

¹³ SED, 2020, Good-Practice Guide for Managing Induced Seismicity in Deep Geothermal Energy Projects in Switzerland

Die aktuellen geothermischen Projekte in der Schweiz bauen auf diesen Fortschritten auf¹⁴. Der Grossteil der Projekte fokussiert auf die Nutzung hydrothermaler Ressourcen – mit vergleichsweise moderaten Temperaturen von unter 150 °C – zur reinen Wärmeerzeugung. Entsprechend laufen in mehreren Regionen des Landes derzeit Prospektions- und Explorationskampagnen¹⁵, unter anderem in den Kantonen Genf und Thurgau, um geeignete Standorte zu identifizieren. Daneben gibt es einige wenige Projekte, die Strom erzeugen sollen und dementsprechend höhere Temperaturen und tiefere Bohrungen benötigen. Diese Projekte befinden sich noch in einem frühen Stadium und sind unter anderem in Éclépens im Kanton Waadt sowie in der Region La Broye im Kanton Freiburg geplant¹⁶. Pro Projekt ist eine elektrische Leistung von einigen Megawatt vorgesehen.

Das derzeit wichtigste Projekt der nächsten Generation der Geothermie in der Schweiz ist das EGS-Pilotprojekt Haute-Sorne im Kanton Jura, das von Geo-Energie Suisse entwickelt wird. Es basiert auf zwei Tiefbohrungen in rund vier bis fünf Kilometern Tiefe. Ziel ist es, rund 5 MW Strom zu erzeugen und zusätzlich Wärme für die Region bereitzustellen. Nach umfangreichen Vorbereitungsmaßnahmen und langjährigen Bewilligungsverfahren wurde im Jahr 2024 die erste Tiefbohrung durchgeführt und 2025 erfolgreich stimuliert. Erste Ergebnisse zeigen, dass die Durchlässigkeit des Gesteins verbessert werden konnte, ohne die seismischen Grenzwerte zu überschreiten. Geo-Energie Suisse plant, das Projekt bis 2030 in Betrieb zu nehmen. Darüber hinaus ist vorgesehen, weitere Projekte zu entwickeln; mehrere potenzielle Standorte im Schweizer Mittelland wurden bereits identifiziert.¹⁷

2.3

Geothermie im Winterhalbjahr

Geothermie ist eine Grundlasttechnologie, die unabhängig von Wetterbedingungen und Jahreszeit eine kontinuierliche Leistung mit einer Verfügbarkeit von über 80 Prozent bereitstellen kann. Zudem wird die geothermische Stromerzeugung oft mit der Bereitstellung von Wärme kombiniert, die lokal für Fernwärmenetze genutzt wird. Diese Bereitstellung von Wärmeenergie trägt zur Verringerung des Strombedarfs für das Heizen (Wärmepumpen) bei.

Während der Wintermonate verbessert die niedrigere Lufttemperatur die Produktion der Geothermieranlagen leicht, indem sie das Temperaturgefälle zur unterirdischen Wärmequelle erhöht. In den Kinderschuhen steckt die Grundlagenforschung für eine Fle-

xibilisierung der Stromerzeugung zwischen Sommer und Winter. Die Erprobung in konkreten Projekten steht denn auch noch aus.¹⁸

2.4

Theoretisches Ausbaupotenzial

Die begrenzten Kenntnisse über die geologischen Eigenschaften des Untergrunds in der Schweiz erschweren derzeit eine verlässliche Bewertung des geothermischen Potenzials. So liegen beispielsweise im Schweizer Molassebecken aussichtsreiche geothermischen Temperaturgradienten mit 25 bis 40 °C/km vor. Die dort vorhandenen Aquifere sind jedoch schlecht geologisch erkundet, räumlich uneinheitlich ausgeprägt und kommen daher mit unsicheren Fördermengen, womit zuverlässige Rahmenbedingungen für konkrete hydrothermale Stromerzeugungsprojekte fehlen. Daher wird das Potenzial konventioneller

¹⁴ Geothermie Schweiz, 2026, Factsheets Geothermie

¹⁵ Prospektions- und Explorationskampagnen umfassen schrittweise Untersuchungen des Untergrunds, von ersten geologischen Analysen bis hin zu detaillierten Messungen und Probebohrungen, um das geothermische Potenzial eines Standorts zu bewerten

¹⁶ Swiss GeoEnergy, 2026

¹⁷ Geo-Energie Suisse, 2025, Standorte

¹⁸ Poore, 2024, Flexible geothermal power approach combines clean energy with a built-in “battery”. Ricks et al., 2024, The role of flexible geothermal power in decarbonized electricity systems

hydrothormaler Stromerzeugung aus heutiger Sicht begrenzt angesehen.¹⁹

Technologische Ansätze der nächsten Generation wie EGS und AGS sind hingegen grundsätzlich unabhängig von natürlichen Aquiferen und daher prinzipiell im gesamten Landesgebiet umsetzbar. Als besonders vielversprechend für die Entwicklung von EGS gilt derzeit das kristalline Grundgebirge nördlich der Alpen.

2.5

Recht und Regulierung

Die Vorgaben des Schweizerischen Raumplanungs- und insbesondere auch des Umweltrechts sowie der kantonalen Planungs- und Baugesetze sowie deren Umsetzung über die raumplanungsrechtlichen Instrumente (Richt- und Nutzungsplanung) bilden wichtige Rahmenbedingungen für die Planung und bauliche Bewilligung von Geothermieprojekten. Die konkreten Regeln werden innerhalb dieser

Vorgaben und gemäss dem föderalistischen System der Schweiz insbesondere von den Kantonen und Gemeinden erlassen und sind entsprechend vielfältig. Diese Vielfalt zeigt sich auch in den Zuständigkeiten: Je nach Kanton und Gemeinde sind unterschiedliche Behörden für raumplanerische Festlegungen (Richt- und Nutzungsplanung), für konkrete Bau- und Betriebsbewilligungen sowie für vorgelagerte Bewilligungen wie Prospektions- und Explorationsgenehmigungen zuständig.

Gemäss Energiegesetz (Art. 27b EnG) können Investitionsbeiträge für die Prospektion und Erschliessung von Geothermiereservoirs und für neue Geothermieranlagen von jeweils bis zu 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten gewährt werden. Zudem kann ein Projektierungsbeitrag für neue Geothermieranlagen beansprucht werden (max. 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten). Bei erfolgreicher Projektierung wird dieser mit dem Investitionsbeitrag verrechnet.

Die Nutzung von Geothermie für die Wärmebereitstellung wird mittels CO₂-Gesetzes (Art. 34a) und CO₂-Verordnung gefördert. Die Streichung des Art. 34a CO₂-Gesetz ist jedoch im Rahmen des «Entlastungspaket 27 für den Bundeshaushalt (EP 27)» vorgesehen (aktuell Beratung im Parlament).

2.6

Schlussfolgerung

Das Potenzial konventioneller hydrothormaler Stromerzeugung dürfte aufgrund der limitierten Anzahl an natürlich vorkommenden Aquiferen begrenzt bleiben. Die nächste Generation der Geothermie ermöglicht mit EGS und AGS die Schaffung von geeigneten künstlichen Reservoirs mittels Stimulation und sind damit weniger von natürlichen geologischen Voraussetzungen abhängig.

In der Schweiz haben frühere seismische Rückschläge den Ausbau der Geothermie gebremst. Fortschritte bei Stimulationstechni-

ken und in der seismischen Überwachung haben jedoch die Ausgangslage verbessert. In Kombination mit dem heutigen Förderregime eröffnen sich damit neue Möglichkeiten für die Umsetzung neuer Projekte, wie das EGS-Pilotprojekt Haute-Sorne sowie mehrere hydrothermale Projektinitiativen. Diese Projekte müssen nun zeigen, dass seismische Probleme erfolgreich vermieden werden können und öffentliche Akzeptanz gewinnen. Sollte das gelingen, könnte die Geothermie und insbesondere die nächste Generation mit EGS und AGS eine wichtige komplementäre Rolle im Energiemix spielen. Diese Schlussfolgerungen spiegeln sich auch in den Szenarien der Axpo Energy Reports wider: Über das Jahr hinweg wird bis 2050 von einem Ausbau auf 2,1 TWh jährlicher Stromerzeugung ausgegangen, davon entfällt rund 1 TWh auf das Winterhalbjahr.

¹⁹ Ein Vorteil der hydrothermalen Stromerzeugung besteht darin, dass bei einem Fund von Thermalwasser dieses bereits auf die Temperatur des umgebenden Gesteins aufgeheizt ist. Die mögliche Förderrate wird in diesem Fall primär durch die hydraulische Durchlässigkeit des Reservoirgesteins begrenzt. Bei EGS hingegen wird kaltes Wasser injiziert, das während der Zirkulation zunächst Wärme aus dem Gestein aufnehmen muss. Um eine ausreichende Erwärmung zu gewährleisten, ist eine längere Verweilzeit erforderlich, was die maximal realisierbare Förderrate begrenzt.



03

Saisonale Energiespeicher

Ein saisonaler Energiespeicher kann Energie über mehrere Monate für eine spätere Nutzung speichern und so beispielsweise im Sommer produzierten Strom oder Wärme in die Wintermonate verschieben.

Für saisonale Energiespeicherung stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Zu den wichtigsten zählen die Speicherwasserkraft, die chemische Speicherung von Molekülen in der Form von Wasserstoff und anderen synthetischen Treibstoffen sowie saisonale Wärmespeicher (STES, seasonal thermal energy storage). In Abbildung 5 werden diese Technologien gemeinsam mit weiteren gängigen Speichertechnologien dargestellt und nach Speicherzeitraum sowie Art der Speichertechnologie eingeordnet. Der Speicherzeitraum beschreibt dabei die Dauer, über die Energie unter typischen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gespeichert und anschliessend genutzt wird.

Speicherwasserkraftwerke ermöglichen die Speicherung von Energie über Zeiträume von

mehreren Wochen bis hin zu Monaten. In der Schweiz sind sie die wichtigste heute eingesetzte Technologien für die saisonale Energiespeicherung. Speicherwasserkraftwerke – ebenso wie Pumpspeicher, die allerdings primär für Speicherzeiträume von wenigen Stunden ausgelegt sind – werden im Technologiebericht Wasserkraft der Axpo Energy Reports vertieft behandelt. Eine Alternative ist die chemische Energiespeicherung durch die Umwandlung von Strom in **Wasserstoff oder andere synthetische Brennstoffe**. In der Schweiz existieren bereits erste Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff, jedoch bislang in begrenztem Massstab und nicht gezielt für die saisonale Energiespeicher. Dies wird im Technologiebericht Gasenergie der Axpo Energy Reports näher erläutert. Energie kann zudem in Form von Wärme über längere Zeiträume gespeichert werden. **Saisonale thermische Energiespeicher** (Seasonal Thermal Energy Storage, STES) stehen im Fokus dieses Abschnitts. Weitere Wärmespeicher wie ETES (Electrothermal Energy Storage) oder TTES-Systeme (Tank Thermal Energy Storage), die

Energiespeicher-Technologien

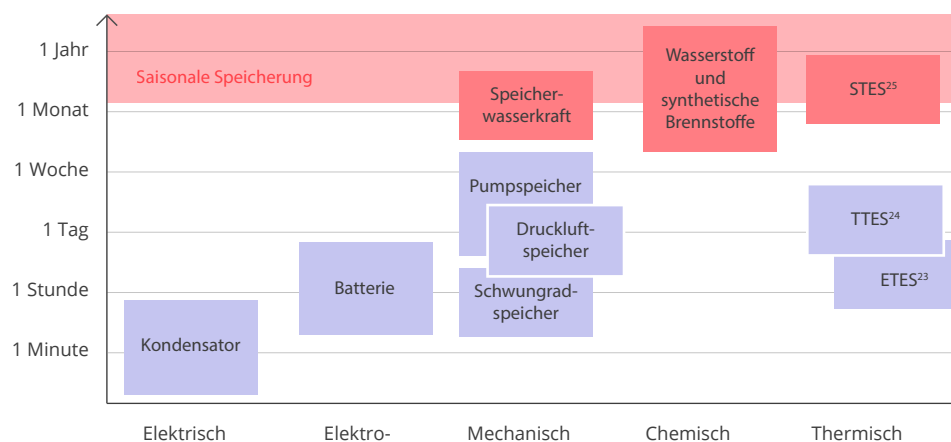


Abbildung 5: Übersicht verschiedene Arten von Energiespeicher-Technologien sortiert nach Speicherzeitraum und Speichertechnologie.

in Fernwärmenetzen typischerweise als kurzfristige Pufferspeicher eingesetzt werden, sind aufgrund höherer thermischer Verluste nicht für die saisonale Wärmespeicherung geeignet.^{20,21,22}

Für alle saisonalen Energiespeicher gilt, dass sie typischerweise nur ein bis zwei Lade- und Entladezyklen pro Jahr durchlaufen. Im Vergleich zu Kurz- und Mittelfristspeichern, die deutlich häufiger genutzt werden, müssen

²⁰ ETES: Electrothermal energy storage (Elektrothermischer Energiespeicher)

²¹ TTES: Tank Thermal Energy Storage (Thermischer Tankspeicher)

²² STES: Seasonal Thermal Energy Storage (Saisonaler Wärmespeicher)

die Gesamtkosten saisonaler Speicher daher entsprechend niedrig sein, da sich diese auf eine wesentlich geringere jährlich gespeicherte Energiemenge verteilen.²³

3.1 Technologische Entwicklung

Die saisonale thermische Energiespeicherung ermöglicht es, im Sommer anfallende Wärme über mehrere Monate zu speichern und im Winter wieder bereitzustellen. Die gespeicherte Wärme stammt typischerweise aus nicht flexibel steuerbaren Prozessen, etwa aus Kehrlichtverbrennungsanlagen, Industrieanlagen, Rechenzentren oder Solarthermie-Anlagen, bei denen sie sonst ungenutzt bleiben würde.

Darüber hinaus können STES auch Wärme speichern, die mithilfe eines Elektrokessels oder einer Wärmepumpe erzeugt wird, wenn

die Strompreise niedrig oder sogar negativ sind. Dies erfordert jedoch zusätzliche Investitionen in den Elektrokessel oder die Wärmepumpe. Die Strombeschaffung setzt ausserdem entweder einen Anschluss an das Stromnetz voraus (mit den damit verbundenen Kosten) oder die Nutzung von Strom aus einer Anlage in der unmittelbaren Nähe, was jedoch Einschränkungen hinsichtlich des Standorts des STES mit sich bringt.

Die derzeit wichtigsten STES-Technologien speichern Wärme entweder in natürlichen unterirdischen Aquiferen (Aquifer Thermal Energy Storage, ATES), in künstlich angelegten, mit Wasser gefüllten Erdbecken (Pit Thermal Energy Storage, PTES) oder direkt im Festgestein über Bohrlöcher (Borehole Thermal Energy Storage, BTES). BTES-Systeme werden bereits in Kombination mit geothermischen Wärmepumpen und Photovoltaik- oder solarthermischen Anlagen eingesetzt. Dabei wird im Som-

mer, wenn vor Ort ein Energieüberschuss besteht, überschüssige Wärme gezielt in den Untergrund eingebracht und dort gespeichert. Dadurch erhöht sich die Untergrundtemperatur, was im Winter zu einer verbesserten Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) der geothermischen Wärmepumpe führt.

Der Wirkungsgrad von STES-Technologien wird üblicherweise als thermische Rückgewinnungseffizienz definiert, d. h. als Verhältnis der nach der Speicherperiode nutzbar zurückgewonnenen Wärme zur eingespeicherten Wärmemenge. Da bei BTES- und ATES-Systemen das umgebende Erdreich als Speichermedium dient, sind die Rückgewinnungsgrade typischerweise auf rund 65 Prozent limitiert. PTES-Systeme erreichen demgegenüber aufgrund ihrer vergleichsweise guten thermischen Isolation deutlich höhere Speicherwirkungsgrade von bis zu rund 90 Pro-

zent.²⁴ Hierbei ist wichtig zu verstehen, dass ATES- und BTES-Systeme in der Regel in Kombination mit Wärmepumpen entladen werden, um das gespeicherte Temperaturniveau für die Wärmeversorgung nutzbar zu machen. Daher steht vielmehr die Erhöhung der COP der angebundenen Wärmepumpen im Vordergrund, wodurch der Strombedarf für die Wärmeerzeugung sinkt und sommerliche Energieüberschüsse in das Wärmesystem integriert werden können. Bei PTES-Systemen kann hingegen – insbesondere bei ausreichend hohen Speichertemperaturen – ein Teil der gespeicherten Wärme auch direkt ohne Wärmepumpe genutzt werden.

Aktuelle Forschungsarbeiten untersuchen alternative Speichermedien mit höherer Energiedichte, etwa durch die Nutzung latenter²⁵ oder thermochemischer²⁶ Energie. Die derzeitigen Kosten solcher Systeme sind jedoch weiterhin äusserst hoch.

²³ Energie Lexikon, 2026, RP-Energie-Lexikon

²⁴ Yang, T., Liu, W., Kramer, G., Sun, Q., 2021, Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review

²⁵ Latente Energie bezeichnet Wärme, die ein Material bei einem Phasenwechsel aufnehmen oder abgeben kann, ohne seine Temperatur zu verändern. So können grosse Energiemengen auf vergleichsweise kleinem Volumen gespeichert werden.

²⁶ Thermochemische Energie beschreibt die Speicherung von Wärme in reversiblen chemischen Reaktionen.

3.2

Aktueller Ausbau

Generell befinden sich STES-Technologien insgesamt noch in einem frühen kommerziellen Entwicklungsstadium, mit bislang nur wenigen kommerziell betriebenen Projekten innerhalb Europas. Eine Ausnahme ist die grossflächige Verbreitung von Niedertemperatur ATES-Systemen in den Niederlanden seit den 1990er Jahren, die durch sehr geeignete Untergrundbedingungen begünstigt wurden.

Auch in der Schweiz sind erste kommerzielle STES-Anlagen in Betrieb oder in Planung: Dazu zählen ein ATES, dass seit 2018 am Hauptsitz von Omega-Swatch in Biel²⁷ betrieben wird, sowie ein weiteres ATES-Projekt am Flughafen

Zürich, dessen Bau – nach Bestätigung der technischen Machbarkeit – voraussichtlich ab 2027 erfolgen soll²⁸. Zudem ist ein BTES auf dem Suurstoffi-Areal in Rotkreuz und ein andere auf dem ETH-Campus Hönggerberg in Zürich in Betrieb²⁹, während ein weiteres BTES-Projekt in Buech in Planung ist, das mit der Kehrlichtverbrennungsanlage Forsthaus gekoppelt werden soll^{30,31}. Alle kommerziellen Projekte in der Schweiz arbeiten mit Niedertemperatur-Wärmespeichern (20 °C oder weniger) und benötigen eine Wärmepumpe, um die Wärme auf nutzbare Temperaturen für die Raumheizung oder Warmwasserbereitung zu bringen. Ein Hochtemperatur-BTES-Projekt (50 °C) wird auf dem Empa-Campus gebaut³². Für PTES gibt es in der Schweiz ein Projekt in Beringen (SH), welches die Abwärme aus einem Datacenter nutzen soll.

²⁷ BFE, 2023, Grundwasser als Wärmespeicher zum Heizen und Kühlen – Das Beispiel Swatch-Omega

²⁸ Flughafen Zürich, 2026, Subglacial groove – a natural heat and cold storage

²⁹ BFE, 2016, Wärmepumpen gehen ins Netz

³⁰ Holingen, 2025, Innovatives Projekt: Energiezentrale Buech im Westen von Bern

³¹ Ein ATES-Projekt wurde am Standort der KVA Forsthaus geprüft, jedoch 2025 aufgrund der geringen Durchlässigkeit des Untergrunds aufgegeben.

³² Empa, 2026, Borehole Thermal Energy Storage (BTES)



3.3

Theoretisches Ausbaupotential

Ein Positionspapier von aeesuisse schätzt, dass saisonale thermische Energiespeicher den Schweizer Strombedarf im Winter theoretisch um 2 bis 4 TWh senken könnten³³. In der Praxis unterliegt die Entwicklung von STES jedoch starken Einschränkungen:

- STES-Technologien stehen aufgrund ihrer hohen Investitionskosten vor wirtschaftlichen Herausforderungen, da sich diese Kosten typischerweise nur über ein bis zwei Lade- und Entladezyklen pro Jahr amortisieren lassen. Kurzfristige Speichersysteme hingegen durchlaufen deutlich mehr Zyklen, oft einen oder mehrere pro Tag, was ihre Wirtschaftlichkeit begünstigt.
- Alle derzeitigen STES-Technologien speichern Wärme bei Temperaturen unter 90 °C (in der Schweiz bisher sogar unter 20 °C), wodurch sich die Anwendungen

für den Wärmeverbrauch weitgehend auf die Gebäudeheizung beschränken.

- Aufgrund der geringen Energiedichte der heutigen STES-Technologien und ausgeprägter Skaleneffekte bei den Kosten sind in der Regel nur grossskalige Speichersysteme, die an mehrere Gebäude, ganze Areale oder grössere Fernwärmenetze angebunden sind, wirtschaftlich.
- Wegen der hohen Kosten und Verluste beim Wärmetransport setzen STES-Systeme eine unmittelbare räumliche Nähe von Wärmequelle, Speicher und Verbrauch voraus
- Die meisten ausgereiften STES-Technologien, insbesondere ATES und BTES, sind stark von lokalen geologischen Gegebenheiten abhängig. ATES erfordern natürlich vorhandene Aquifere in erreichbarer Tiefe, während BTES einen Untergrund mit geringen oder fehlenden Grundwasserströmungen erfordern, da diese sonst

die gespeicherte Wärme abführen und die Rückgewinnungsrate deutlich verringern können.

- Die Anwendung von ATES und BTES ist in der Schweiz durch die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen eingeschränkt (siehe nächster Abschnitt).
- PTES erfordern grosse Flächen, und geeignete Standorte wie Gruben oder Erdbecken stehen derzeit nur sehr begrenzt zur Verfügung. In dicht besiedelten Gebieten sind solche Flächen besonders schwer zu finden und entsprechend kostspielig.

Im Jahr 2025 veröffentlichten die ZHAW, die HSLU und die consentec GmbH im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) eine Studie zur Bewertung des technisch-wirtschaftlichen Optimums von Wärmespeicherkapazitäten im Schweizer Energiesystem für die Jahre 2035 und 2050³⁴. Diese Studie kommt zum Schluss, dass rund 350 GWh saisonale Wär-

mespeicherung wirtschaftlich sinnvoll sind. Die dafür erforderlichen Speicherkapazitäten würden eine Fläche von etwa 70 Hektar beanspruchen, was in etwa 100 Fussballfeldern entspricht. Die saisonale Wärmespeicherung würde zu einer Reduzierung des Schweizer Strombedarfs im Winterhalbjahr um 90 GWh führen. Für die Umrechnung von eingesparter Winterwärme in reduzierten Winterstrombedarf wird angenommen, dass die Wärmeabgabe aus den STES-Systemen den Einsatz von Wärmepumpen oder Elektroboilern entsprechend verringert.

³³ aeesuisse, 2022, Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom in Winter sparen

³⁴ ZHAW, 2025, Bedarf von Energiespeichern in der Schweiz

3.4

Recht und Regulierung

Für STES-Technologien besteht in der Schweiz kein besonderer Rechtsrahmen³⁵. Die Vorgaben des Schweizerischen Raumplanungs- und insbesondere auch des Umweltrechts sowie der kantonalen Planungs- und Bauge-setze sowie deren Umsetzung über die raumplanungsrechtlichen Instrumente (Richt- und Nutzungsplanung) bilden wichtige Rahmenbedingungen für die Planung und (Bau-)Be-willigung von STES-Anlagen.

Aus dem Umweltbereich sind für unterirdi-sche STES-Technologien die Vorgaben des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) massge-bend. Gemäss Gewässerschutzverordnung (Anhang 2 Ziff. 21 Abs. 3 GSchV)³⁶ ist insbe-sondere die zulässige Temperaturänderung des Grundwassers durch Wärmeeintrag oder -entzug auf maximal 3 °C begrenzt, um öko-logische Prozesse und die Wasserqualität zu schützen. Diese Vorgabe schränkt die Ent-

wicklung unterirdischer STES-Systeme mit höheren Speichertemperaturen erheblich ein und begünstigt aktuell vor allem Niedertem-peraturAnwendungen in Kombination mit Wärmepumpen.

Gleichzeitig bestehen regulatorische Instru-mente, die den Markthochlauf von STES-Tech-nologien unterstützen können. Gemäss Art. 21 Klimaschutzverordnung (basierend auf Art. 7 Klimaschutzgesetz) besteht die Mög-lichkeit einer staatlichen Risikoabsicherung für Investitionen in öffentliche Infrastruktu-ren, darunter auch thermische Netze und sai-sonale Wärmespeicher. Ziel ist es, die Risiken solcher Projekte abzusichern und damit die Umsetzung zu erleichtern. Unter diese Risi-ken für thermische Langzeitspeichern fallen der Wegfall der Doppelnutzung³⁷ sowie die Unterschreitung der prognostizierten jährli-chen Speichereffizienz des thermischen Langzeitspeichers um mehr als 15 Prozent. Die konkreten Voraussetzungen und Ausge-staltungen dieser Risikoabsicherung sind in

der BFE-Richtlinie «Risikoabsicherungen für thermische Netze und thermische Langzeit-speicher» beschrieben (BFE, 2025).

3.5

Schlussfolgerung

STES-Technologien können theoretisch zur Steigerung der Gesamteffizienz des Energie-systems beitragen, indem sie im Sommer an-fallende, bislang ungenutzte Wärme über mehrere Monate speichern und im Winter wieder bereitstellen. Trotz ihres hohen tech-nischen Reifegrads ist ihr Potenzial in der Schweiz jedoch deutlich eingeschränkt. Laut der vom BFE in Auftrag gegebenen Studie kann die Stromnachfrage im Winterhalbjahr mit STES nur um 90 GWh und damit deutlich weniger als 1 Prozent reduziert werden. Die-se Einschätzung spiegelt sich auch in den Sze-narien der Axpo Energy Reports wider, wo-nach STES-Technologien bis 2050 nur einen marginalen Beitrag zur Reduktion des winter-lichen Strombedarfs in der Schweiz leisten.

³⁵ Im Rahmen dieses Übersichtsberichts erfolgten keine vertieften Abklärungen, namentlich bezogen auf Kantone oder Gemeinden.

³⁶ SR 814.201 – Gewässerschutzverordnung vom 28. Oktober 1998 (GSchV)

³⁷ Doppelnutzung gemäss Art. 23 Klimaschutz-Verordnung: anderweitige Oberflächennutzung bei Erdbeckenspeichern

Disclaimer und Literaturverzeichnis

Veröffentlichungsdetails

Erstpublikation: 24. März 2026

Hauptautorinnen und Hauptautoren:

Paul Letainturier, Louis Bräuer,
Mia Pfuderer

**Expertinnen, Experten und
Mitwirkende:**

Alexandre Frossard, Thomas Geissmann,
Roland Kübler, Philipp Leppert, Linda
Schinz, Carlo Schmitt, Lena Schneider,
Marius Schwarz, Stephan Weber,
Simon Weiher, Leo Zimmermann

Design und Produktion:

Aorta Design GmbH, Baden

Titelbild: © Axpo/David Haberstich

Disclaimer

Diese Publikation wurde im Rahmen des Projekts Axpo Energy Reports erstellt, um einen Überblick über die Rolle und das Potenzial der Biomasse, der Geothermie und der saisonalen thermischen Energiespeicher in der Schweiz zu geben, und dient ausschliesslich zu Informationszwecken. Die in diesem Dokument dargelegten Meinungen spiegeln die Überlegungen und Bestrebungen von Axpo zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Diese können sich aufgrund regulatorischer oder gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ändern. Wir können weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Gewähr für die in diesem Dokument enthaltenen Informationen übernehmen. Das Dokument enthält Aussagen, die sich auf zukünftige Ereignisse beziehen und rein

spekulativer Natur sind. Solche Aussagen spiegeln lediglich unsere Einschätzung der Situation zu einem bestimmten Zeitpunkt wider. Handlungen, die auf diesem Dokument basieren, liegen in der alleinigen Verantwortung der Akteure. Wir übernehmen keine Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Verwendung dieses Dokuments entstehen könnten.

aeesuisse. (2022). *Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom in Winter sparen*. Forum Energiespeicher Schweiz. Von https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/FESS_Saisonale_Waermespeicher_Positionspaper_2205.pdf.

Bundesamt für Energie, BFE. (2020). *Energie aus Biomasse*. Von www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/energie-aus-biomasse.html.

Bundesamt für Energie, BFE. (2023). *Grundwasser als Wärmespeicher zum Heizen und Kühlen – Das Beispiel Swatch-Omega*. Energiaplus. Von <https://energiaplus.com/2023/06/07/grundwasser-als-waermespeicher-zum-heizen-und-kuehlen-das-beispiel-swatch-omega/>.

BFE. (2025). *Richtlinie «Risikoabsicherungen für thermische Netze und thermische Langzeitspeicher»*. Von www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTE5Njk=.html.

EGC. (2025). *Geothermal Energy Use, Country Update for Switzerland*. Geothermie-Schweiz. Von https://geothermie-schweiz.ch/wp_live/wp-content/uploads/2025/10/EGC-2025-Country-Update-Switzerland-final.pdf.

Empa. (2026). *Borehole Thermal Energy Storage (BTES)*. Von <https://www.empa.ch/web/s313/borehole-thermal-energy-storage-btes->.

Energie Lexikon. (2026). Von RP-Energie-Lexikon: www.energie-lexikon.info/saisonaler-energie-speicher.html.

Flughafen Zürich. (2026). *Subglacial groove- a natural heat and cold storage*. Von <https://www.flughafen-zuerich.ch/en/company/flughafen-zuerich/airport-development/current-construction-projects/rinne>.

Geo Energy Suisse Standorte. (2025). Von www.geo-energie.ch/standorte/.

Holingen. (2025). *Innovatives Projekt: Energiezentrale Buech im Westen von Bern*. Von www.holinger.com/projekte/innovatives-projekt-energiezentrale-buech-im-westen-von-bern/.

Poore, C. (2024). Flexible geothermal power approach combines clean energy with a built-in 'battery'. *Princeton Engineering, Andlinger Center for Energy and the Environment*. Von www.engineering.princeton.edu/news/2024/02/16/flexible-geothermal-power-approach-combines-clean-energy-built-battery.

SED, E. (2020). *Good Practice Guide for Managing Induced Seismicity in Deep Geothermal Energy Projects in Switzerland*. Von www.doi.org/10.3929/ethz-b-000453228.

Thees, O., Erni, M., Burg, V., Bowman, G., Biollaz, S., Damartzis, T., Nussbaumer. (2023). *BioSweet*. Von Energieholz in der Schweiz: Potenziale, Technologieentwicklung, Ressourcenmobilisierung und seine Rolle bei der Energiewende: www.doi.org/10.55419/wsl:32789.

Verband der Schweizerischen Gasindustrie. (2025). *Ausführungsbestimmungen zum Biogasfonds (gültig ab 1. Januar 2026)*. Von https://gaze-energie.ch/fileadmin/user_upload/Erneuerbare-Gase/Ausfuehrungsbestimmungen_Biogasfonds-ab-1.1.2026-de.pdf.

ZHAW. (2025). *Bedarf von Energiespeichern in der Schweiz*. Von <https://www.zhaw.ch/de/forschung/projekt/76261>.