EPASUS

EPASUS AG

Anhang zu Teil 0 der Reihe «Das erneuerbare Kraftwerk» · *24. November 2026*

Datengrundlage und Methodik: Welche Zahlen die Reihe verwendet und wie sie rechnet

Alle Teile der Reihe rechnen mit denselben Zahlen. Dieser Anhang nennt sie mit Quelle, erklärt die Rechenwege und legt offen, wo die Reihe eigene Modelle und Annahmen verwendet. Er wird laufend nachgeführt: Korrekturen werden hier mit Datum ausgewiesen, massgebend ist der Stand im Kopf des Dokuments.

1. Grundsätze

Originalquellen: Werte stammen aus Statistiken, Gesetzen, Berichten von Behörden, Studien und Geschäftsberichten. Wo nur eine Wiedergabe zugänglich war, ist das vermerkt.

Messung vor Modell: Wo gemessene Werte vorliegen, haben sie Vorrang vor Modellen; Modellwerte sind als solche gekennzeichnet.

Bandbreiten: Wo Quellen auseinanderliegen, nennt die Reihe die Spanne und die Quellen aller Seiten.

Eigene Rechnungen: Rechnungen von GorSol und GorSys sind als «eigene Rechnung», «GorSol-Modellrechnung» oder «GorSys-Modell» gekennzeichnet. Grundlage ist das LCOE-Modell Methanol V5_6 vom 7. November 2026 mit einem fortlaufenden Änderungsprotokoll. Herstellerangaben sind als solche ausgewiesen. Das Modell ist nicht veröffentlicht und nicht extern begutachtet. GorSol und GorSys sind Plattformen der EPASUS AG, die die Reihe herausgibt; GorSys arbeitet an Lösungen mit Methanol und Brennstoffzellen.

2. Leitwerte

Tabelle 1 enthält die Werte, auf denen mehrere Teile aufbauen. Die vollständigen Quellenangaben stehen in den einzelnen Teilen; die Teile 2 bis 8 erscheinen bis zum 19. Januar 2027.

Tabelle 1: Leitwerte der Reihe

Grösse	Wert	Quelle
Endverbrauch 2024 / 2025	57,5 / 58,0 TWh	BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2025
Landeserzeugung 2024 / 2025	81,1 / 67,5 TWh	BFE, Elektrizitätsstatistik 2025
Landesverbrauch und Jahressaldo 2024 / 2025	61,8 / 62,3 TWh; Speicherpumpen 4,8 / 5,2 TWh; 2024 Ausfuhrüberschuss 14,4 TWh, 2025 praktisch ausgeglichen (Einfuhrüberschuss 0,02 TWh)	BFE, Elektrizitätsstatistik 2025, Tab. 6
Nettoimport Winter, Mittel der zehn Winter 2015/16–2024/25	rund 3,8 TWh (Spanne −2,0 bis +9,8 TWh)	BFE, Elektrizitätsstatistik 2020 (Tab. 6a) und 2025 (Tab. 5); eigene Berechnung
Nettoimport Winter 2024/25	rund 0,7 TWh (BFE); 1,0 TWh (Swissgrid)	BFE, Elektrizitätsstatistik 2025; Swissgrid

Grösse	Wert	Quelle
Nettoimport Winter 2025/26	rund 7 TWh	Swissgrid, Energieübersicht Schweiz 2025/2026
Richtwert Nettoimport Winter	höchstens 5 TWh	Energiegesetz, Art. 2 Abs. 3
Ziel Wasserkraft netto 2035 / 2050	37,9 / 39,2 TWh	Energiegesetz, Art. 2 Abs. 2
Ziel Erneuerbare ohne Wasserkraft 2035 / 2050	35 / 45 TWh	Energiegesetz, Art. 2 Abs. 1
Winteranteil der Produktion (Mittel 2020/21–2024/25)	Wasserkraft 44 %, Kernkraft 57 %, Photovoltaik 24 %, Wind 61 %	BFE, Elektrizitätsstatistik 2025, Tab. 5
Speichervermögen Speicherseen	rund 8,9 TWh	BFE, Elektrizitätsstatistik 2025
Kernkraftwerke, Betriebsende	Beznau 2032/2033; Leibstadt 2045; Gösgen nach 60 Jahren angenommen	Axpo, 05.12.2024; Betreiberplanung; Annahme
Winterstromlücke ohne Import, Normaljahr (Oktober bis März)	2030 ausgeglichen; 2035 1,2; 2040 5,6; 2045 5,6; 2050 10,4 TWh (Szenario)	GorSys-Modell, Blatt «Winterbilanz CH»
Bezugsbasis Winterstromlücke 2050	GorSys-Szenario 10,4 TWh; Referenz des Bundes rund 9 TWh als Vergleich	GorSys-Modell; Energieperspektiven 2050+
Im Inland zu deckende Winterenergie 2050	rund 5,4 TWh; rechnerisch rund 1,8 GW bei 3’000 Volllaststunden, im Mittel des Winterhalbjahrs rund 1,2 GW	GorSys-Modell: 10,4 TWh minus Richtwert Import 5 TWh; 5,4 TWh ÷ 3’000 h (Annahme) bzw. ÷ 4’368 h
Gesicherte Leistung aus Brennstoffen 2050	rund 1,1 GW im Normaljahr, 2,1 GW im Trockenjahr (Kombination aus Teil 7 mit 10 GWh Batterien); ohne Koordination bis rund 5 GW	GorSys, Stundensimulation (Abschnitt 4)
Gesicherte Energie 2050	rund 4 TWh im Normaljahr, 7 TWh im Trockenjahr; rund 3’500 Betriebsstunden	GorSys, Stundensimulation
Kosten der erneuerbaren Kombination (Inland), mit konventionellem Brennstoff	1,7–4,1 Mrd. CHF pro Jahr; 2,2–5,4 Rp. pro verbrauchter kWh; ohne Kosten der bestehenden Stromversorgung und der Importe	GorSys-Modell (Teil 7)
Neues Kernkraftwerk 1,2 GW	rund 9,5 TWh pro Jahr, davon rund 4,7 TWh im Winter	GorSys-Modell: 1,2 GW × 4’368 h × 90 %
Methanol-Brennstoffzelle 100 kW, Leistungspreis	heute rund 820, Zielpfad rund 410 CHF pro kW und Jahr	GorSys-Modell, Blatt «Reserve Leistungspreis»
Methanol-Brennstoffzelle, Arbeitspreis	rund 22 Rp. pro kWh inklusive Wärmegutschrift	GorSys-Modell
Methanol-Strom im Winterbetrieb (3’500 h)	heute 0,45; Zielpfad 0,34; mit Notstrom am Standort 0,28 CHF pro kWh	GorSys-Modell (Teil 6)
Methanolbedarf	0,533 kg pro kWh Strom; daraus Wirkungsgrad Methanol → Strom rund 34 %	Herstellerangaben
Reservekraftwerk Birr, Bereitschaft	rund 300 CHF pro kW und Jahr (Februar 2027 bis 2030), ohne Brennstoff	Bundesrat, 25.06.2025; eigene Umrechnung
Stromreserve, Kosten für Verbraucher 2026	0,41 Rp. pro kWh	Swissgrid, Tarife 2026
Systemdienstleistungen, Kosten für Verbraucher 2026	0,27 Rp. pro kWh	Swissgrid, Tarife 2026

Quelle: wie angegeben; GorSys (2026), LCOE-Modell Methanol V5_6, Blatt «Leitwerte».

3. Datenquellen nach Thema

Tabelle 2: Datenquellen nach Thema

Thema	Quellen
Strommix, Verbrauch, Winteranteile	BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2025
Viertelstunden- und Monatswerte	Swissgrid, Energieübersicht Schweiz 2024, 2025, 2026
Verbrauch bis 2050	Energieperspektiven 2050+, Szenario ZERO Basis
Marktwert von Solarstrom	BFE, Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15 EnFV
Kosten Kernkraft	Betreiber Gösgen und Leibstadt; swissnuclear, Kostenstudie 2021; Cour des comptes 2025; UK Government 2023; World Nuclear News (Hinkley Point C); Lazard 2026; Fraunhofer ISE 2024; BABS 2015; Kernenergiehaftpflichtgesetz
Kosten Wasserkraft	BFE 2013, 2014, 2018
Kosten Photovoltaik	ZHAW 2025; Đukan et al. 2024 (alpine Anlagen, umgerechnet von Euro)
Kosten Gas, Wind, Biomasse	Fraunhofer ISE 2024; Lazard 2026; Wind Schweiz: Umweltallianz 2012 (veraltet)
Systemkosten und Reserve	OECD-NEA 2019; Swissgrid, Tarife 2026; Bundesrat (Reservekraftwerk Birr)
Batterien	Swissolar, Batteriemonitor Schweiz 2026
Winterertrag Photovoltaik	MeteoSchweiz, Bodenmessungen 2000–2025; PVGIS 5.3; pvlib
Methanol-Brennstoffzelle	Herstellerangaben (Brennstoffzelle und Reformer); GorSys-Modelle; Betriebserfahrung SFC Energy, Ballard, Methanol Reformer
Lernkurve Photovoltaik	Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report 2025; VDMA, ITRPV 2026

Quelle: eigene Zusammenstellung.

4. Rechenwege

Winterstromlücke: Landesverbrauch im Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März) minus Inlandproduktion, ohne Importe. Die Produktion pro Quelle im Szenario wird mit ihrem Winteranteil multipliziert; der Strom für Speicherpumpen wird abgezogen. Das Szenario ab 2030 nimmt für die Wasserkraft die Richtwerte des Energiegesetzes, für die Kernkraft die angekündigten Stilllegungen und für den Verbrauch die Energieperspektiven 2050+. Geprüft an den Ist-Werten 2024 (Rechnung: 2,4 TWh Überschuss; Ist Winter 2023/24: 2,0 TWh Export) und 2025 (Rechnung: 4,9 TWh Lücke; Ist Winterquartale 2025: 4,6 TWh Import).

Stundensimulation und gesicherte Leistung: Verbrauchsmuster Swissgrid der Winter 2024/25 und 2025/26, skaliert auf den Winterverbrauch 2050 von rund 41 TWh. Davon abgezogen werden Laufwasser, Wind, Thermik und Photovoltaik nach Tages- und Monatsprofil; in der Kombination aus Teil 7 mit zusätzlich 4,9 TWh Winter-Photovoltaik. Batterien von 10 GWh verschieben Mittagsstrom in den Abend. Speicherwasser (rund 10 TWh: Winterproduktion der Speicherkraftwerke abzüglich Pumpenergie) und Import (5 TWh) decken die verbleibenden Spitzen, zusammen höchstens 17 GW pro Stunde. Im Trockenjahr steht 3 TWh weniger Speicherwasser zur Verfügung. Gesucht ist die kleinste gesicherte Leistung aus Brennstoffen, die in jeder Stunde reicht. Im Fall ohne Koordination werden die Speicherseen wie im Januar 2026 und der Import gleichmässig eingesetzt. Massgebend ist die Stunde mit dem höchsten Bedarf, nicht der Durchschnitt. Die Ergebnisse sind Modellwerte, keine Auslegungsempfehlung.

Drei Kostenarten: (1) Gestehungskosten pro kWh aus den Originalquellen, Preisbasis Franken 2025. (2) Kosten der Bereitstellung zur richtigen Zeit: Systemkosten aus internationalen Studien, Kosten für Systemdienstleistungen in der Schweiz und Tagesausgleich mit Batterien; der Marktwertabschlag von Solarstrom dient als Hinweis, nicht als gemessene Kostenzahl. (3) Kosten der gesicherten Leistung samt

Energievorrat, bewertet mit Leistungs- und Arbeitspreis (siehe unten) sowie den Kosten der Stromreserve. Kosten, die nicht der Betreiber trägt, etwa Haftungsrisiken, werden nur beziffert, wo eine belastbare Grösse existiert, sonst qualitativ beschrieben. Werte aus dem Ausland umgerechnet mit 0,94 CHF pro Euro, 1,11 CHF pro Pfund und 0,83 CHF pro Dollar.

Winter-Kilowattstunde aus Photovoltaik: (Gestehungskosten − Sommeranteil × Sommerwert) / Winteranteil. Der Sommerwert liegt zwischen dem Marktwert im Sommer 2025 (4,1 Rp./kWh) und null bei Abregelung.

Gesicherte Leistung und Reserve: Bewertet wie die Reservekraftwerke des Bundes, mit einem Leistungspreis für die Bereitschaft in CHF pro kW und Jahr und einem Arbeitspreis pro kWh im Einsatz. Leistungspreis = (Investition × Annuitätenfaktor + fixe Betriebskosten + Bereitschaftsstrom) / Leistung; Annuitätenfaktor 0,1168 (15 Jahre, 8 %). Kosten pro kWh im Winterbetrieb = Leistungspreis / Betriebsstunden + Arbeitspreis.

Winterertrag nach Neigung: Stündliche Simulation mit pvlib auf Basis der Bodenmessungen von MeteoSchweiz 2000–2025 (Bern-Zollikofen, Weissfluhjoch), Einzelreihe, Süd, monofazial, mit Temperatureffekt; Performance Ratio auf PVGIS kalibriert.

5. Grenzen

Szenarien: Werte ab 2030 sind keine Prognosen, sondern Rechnungen unter offengelegten Annahmen.

Stundensimulation: Bilanz für die ganze Schweiz ohne Netzengpässe; vollkommene Voraussicht beim Einsatz der Speicherseen; Photovoltaik als Monatsmittel ohne trübe Perioden; keine Füllstandsgrenzen der Speicherseen; Verbrauchsform 2050 wie heute, ohne zusätzliche Kältespitzen durch Wärmepumpen; nur zwei Winter; keine Veränderungen des Wetters durch den Klimawandel.

Herstellerangaben: Sie sind nicht unabhängig geprüft und werden durch Messungen an Pilotanlagen ersetzt, sobald diese vorliegen.

Offene Punkte: Der Methanolbedarf pro kWh ist nicht abschliessend geklärt: Die Herstellerangabe lautet 0,533 kg pro kWh, ein anderer Projektvergleich nennt rund 0,61 kg pro kWh. Einzelne Kostenwerte sind nur über Sekundärquellen geprüft; das ist in den Teilen vermerkt.

6. Korrekturen

Tabelle 3: Korrekturen seit Erscheinen

Datum	Teil	Änderung
–	–	Noch keine Korrekturen seit Erscheinen.

Quelle: EPASUS AG.

Über EPASUS AG

EPASUS AG strukturiert nachhaltige Wertschöpfung. Als Strategie- und IP-Plattform entwickelt EPASUS asset-light, bankfähige Strukturen in Energie, MedTech und nachhaltigen Industriesystemen und macht damit nachhaltige Zukunftsmärkte finanzierbar und skalierbar. Die Umsetzung erfolgt über drei Plattformen – GorSys

(Energie/Langzeitspeicher), GorSol (Solartechnologien) und GeoMoove (MedTech) – sowie über ausgewählte Industrie- und Projektpartner.

Kontakt

EPASUS AG, Eichelackerweg 9, CH-3612 Steffisburg

info@epasus.com · *+41 33 345 08 52*