



Axpo Energy Reports Synthese



24. März 2026

Vorwort

Die Schweiz muss die Stromversorgung im Winter gewährleisten. Dazu ist es erforderlich, neben einer engen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern und der EU, eine sichere, bezahlbare und emissionsarme Stromversorgung im Inland aufzubauen. Der Ausbau der Winterstromerzeugung kommt jedoch nur langsam voran.

Axpo lancierte im Jahr 2025 ein Projekt zur Diskussion über die künftige Stromversorgung der Schweiz, mit dem Ziel, die Meinungsbildung in Politik und Öffentlichkeit für eine zukunftsfähige Energieversorgung zu unterstützen.

Der Fokus der Arbeiten lag darauf, wie die Stromerzeugung im Winter erhöht werden kann, und insbesondere darauf, wie vier Produktionstechnologien—Wind, Kernkraft, Gas und Solar—mit dem grössten Ausbaupotenzial beitragen können. Wasserkraft und weitere Technologien werden ebenfalls betrachtet, obwohl ihr gesamtes Wachstumspotenzial begrenzt ist.

Die verschiedenen Technologien wurden entlang mehrerer Dimensionen bewertet, um einen umfassenden Überblick über ihre Vor- und Nachteile zu bieten. Zwei realistische Szenarien wurden entworfen, um zu zeigen, wie diese Technologien kombiniert werden könnten, um die zukünftige Stromversorgung der Schweiz zu gestalten. Empfehlungen zu wichtigen Massnahmen, die zur Sicherung des Kapazitätsausbaus ergriffen werden sollten, wurden ebenfalls bereitgestellt.

DANKSAGUNG & DISCLAIMER

Dieses Werk basiert auf umfassenden Analysen von Expertinnen und Experten aus allen Axpo-Geschäftsbereichen sowie auf der Zusammenarbeit mit externen Institutionen (u. a. ETH Zürich und dem Paul Scherrer Institut). Zusätzlich wurde ein Advisory Board einbezogen, das auf politischer Seite parteiübergreifend besetzt ist und zudem Expertinnen und Experten aus Wissenschaft, Beratung sowie Umwelt- und Industrieverbände umfasst. Die Veröffentlichung wurde im Namen von Axpo erstellt; Beiträge und Rückmeldungen der Advisory Board Mitglieder wurden im Erarbeitungsprozess angehört und in die Diskussion einbezogen. Die Entscheidung, welche Aspekte in die Publikation aufgenommen wurden, lag ausschliesslich bei Axpo, wie auch die Verantwortung für die dargelegten Bewertungen und Empfehlungen.

MITGLIEDER ADVISORY BOARD:

- Alexander Keberle
- Christian Imark
- Christian Schaffner
- Christian Wasserfallen
- Felix Wenger
- Jürg Grossen
- Markus Flatt
- Marionna Schlatter
- Michael Frank
- Patrick Hofstetter
- Priska Wismer-Felder
- Roger Nordmann

EXTERNE STUDIEN MIT:



Agenda

- 01 Problemstellung
- 02 Technologievergleich
- 03 Szenarienanalyse
- 04 Handlungsempfehlung



01 Problemstellung

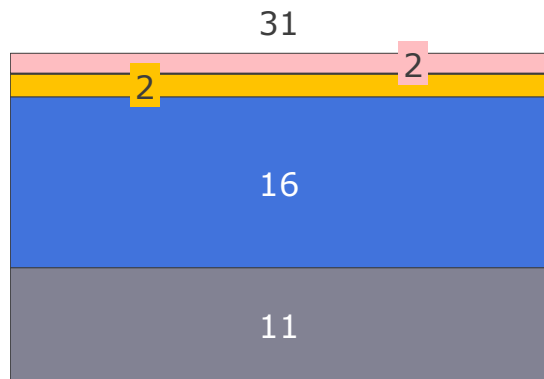
Die Sicherstellung der Stromversorgung im Winter ist eine der zentralen Herausforderungen für die Schweiz

- **Heute verfügt die Schweiz dank früherer Investitionen über eine hohe Versorgungssicherheit; im Winterhalbjahr ist die inländische Stromerzeugung jedoch bereits heute geringer als die Nachfrage.**
 - Dank Wasserkraft, Kernkraft, neuen Erneuerbaren und einer guten Integration in das europäische Stromsystem ist die Versorgung aktuell sicher.
 - In den meisten Jahren übersteigt die Winterstromnachfrage bereits heute die Winterproduktion, da Solar- und Wasserkraft überwiegend im Sommer verfügbar sind und der Strombedarf im Winter höher liegt als im Sommer.
- **Eine weitgehende Elektrifizierung des Energiesystems ist zentral für die Dekarbonisierung der Schweiz. Zur Sicherstellung der Stromversorgung müssen bis 2050 rund 40 TWh zusätzliche Stromproduktion zugebaut werden, davon 25 TWh im Winterhalbjahr.**
 - Die Elektrifizierung ist entscheidend für die Dekarbonisierung und die Verringerung der Auslandsabhängigkeit.
 - Die Stromnachfrage wird steigen – getrieben durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und Mobilität sowie durch das Bevölkerungswachstum, trotz Effizienzsteigerungen. Zusätzliche Faktoren wie der Ausbau von Rechenzentren können die Nachfrage weiter erhöhen.
 - Teile der heutigen Stromproduktion werden wegfallen, insbesondere aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie.
 - Der heutige Ausbau fokussiert auf Photovoltaik, was zu einer noch stärkeren Sommerlastigkeit der Produktion führt.
- **Die Schweiz kann die Herausforderungen der Winterstromversorgung lösen, doch der Lösungsansatz muss ein effizientes und bezahlbares System gewährleisten.**
 - Durch den Ausbau der inländischen Winterstromerzeugung und die Integration in das europäische Stromsystem wird eine sichere und emissionsarme Energieversorgung der Schweiz gewährleistet. Gleichzeitig muss das künftige Energiesystem – im Sinne des Energietrilemmas – auch effizient und bezahlbar für die Verbraucherinnen und Verbraucher sein.

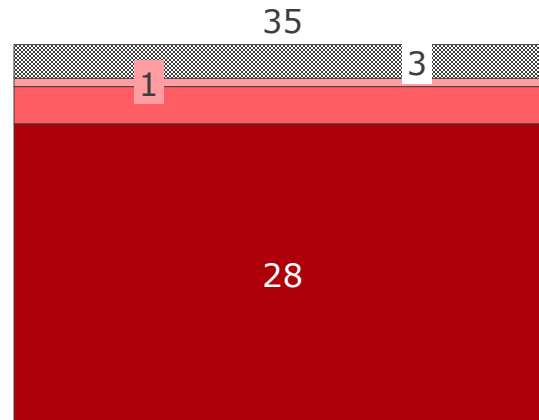
Heute hat die Schweiz eine sichere Versorgung; im Winterhalbjahr ist die inländische Stromerzeugung jedoch bereits heute geringer als die Nachfrage

Strommix Winterhalbjahr Okt- Mär¹ in TWh, 2025

+ Kernenergie LTC²: 6 TWh



ERZEUGUNG



NACHFRAGE

- Kernenergie
- Hydro
- PV
- Wind
- Andere

2.3 TWh
Fehlmenge in
Okt-Dez 2025
aufgrund von
KKG-Revision

- Konventionell³
- Wärmepumpen
- Elektromobilität
- Verluste

Heute hat die Schweiz eine sichere Versorgung dank Investitionen in der Vergangenheit und der Integration in den europäischen Strommarkt für Importe. Allerdings gibt es im Winterhalbjahr bereits jetzt eine geringere Stromerzeugung als Nachfrage

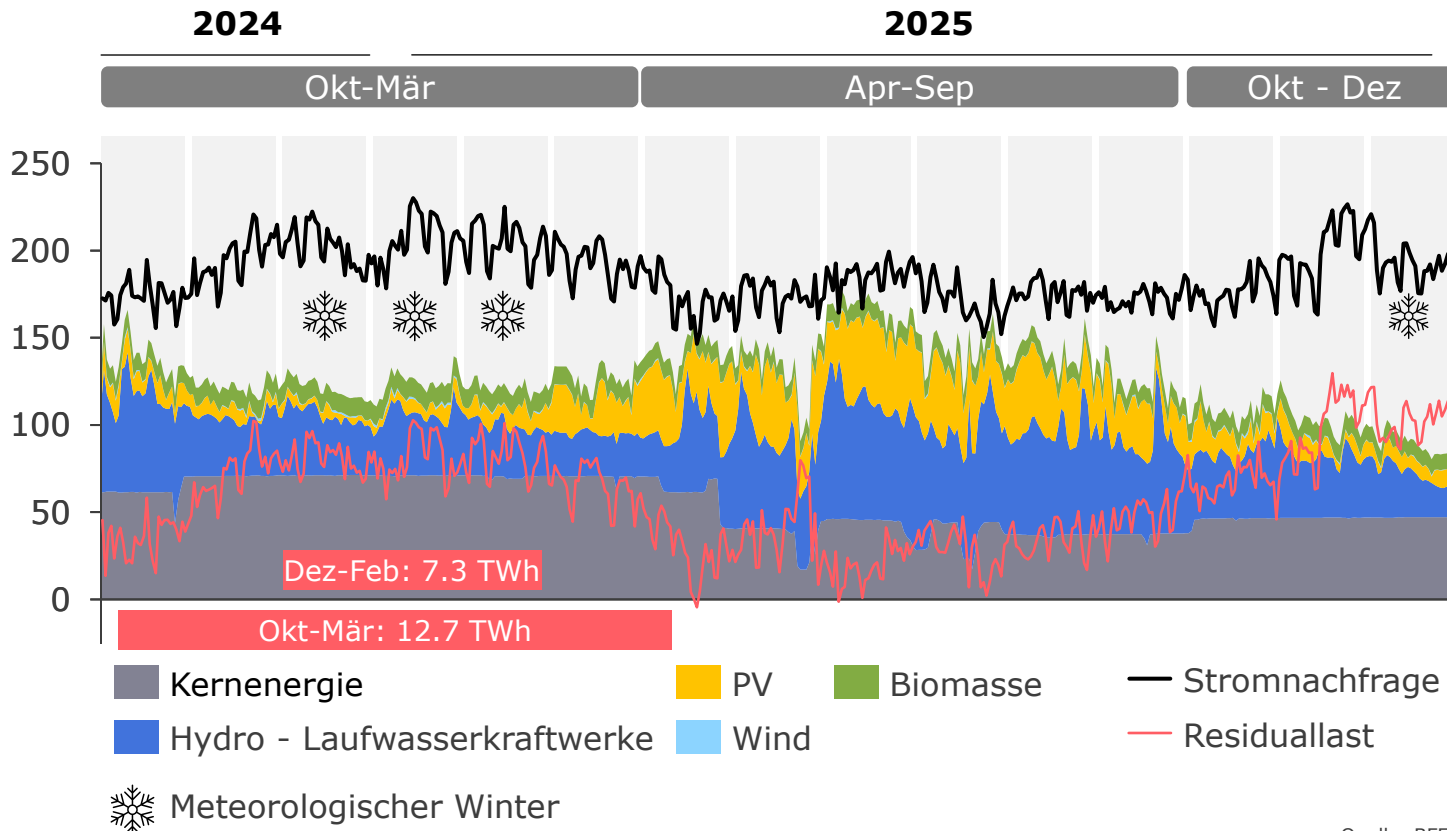
- Dank Wasserkraft, Kernkraft, neuen Erneuerbaren und einer guten Integration in das europäische Stromsystem ist die Versorgung aktuell sicher
- Die Winterstromnachfrage ist schon heute in den meisten Jahren höher als die Winterproduktion, da Solarenergie und Wasserkraft mehrheitlich im Sommer verfügbar sind und die Stromnachfrage im Winterhalbjahr höher ist als im Sommerhalbjahr

1) Jan 2025 – Mär 2025/ Okt 2025 – Dez 2025; 2) Langfristverträge (LTC) mit französischen Kernenergievermögenswerten. Diese Verträge sichern die langfristige Stromversorgung ca. 12 TWh pro Jahr; 3) Konventionelle Nachfrage umfasst Haushalte, Industrie, Handel, Dienstleistungen, Verkehr, Landwirtschaft und den öffentlichen Sektor. Quelle: BFE (2025) Stromerzeugung/ Nachfrage)

Deep Dive: Das Winterhalbjahr von Oktober bis März steht im Fokus, da Residuallast hoch ist und Speicherkraftwerke flexibel im Winterhalbjahr einsetzbar sind

Residuallast, GWh/Tag

Die Residuallast ist die Differenz zwischen der Gesamtstromnachfrage und der Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energiequellen (Solar- und Windkraft) sowie Kernenergie und Biomasse (Grundlastproduktion). Der Beitrag der flexiblen Speicherkraftwerke (11.9 TWh Okt 2024 - Mär 2025) sowie der Importe wird hier nicht berücksichtigt. Mit ihnen muss die Residuallast gedeckt werden.



Quelle: BFE

Warum Winterhalbjahr?

Wir konzentrieren uns in dieser Analyse immer auf das Winterhalbjahr, von Oktober bis März, da hier die inländische Stromerzeugung aus Wasserkraft und PV sinkt, die Nachfrage steigt.

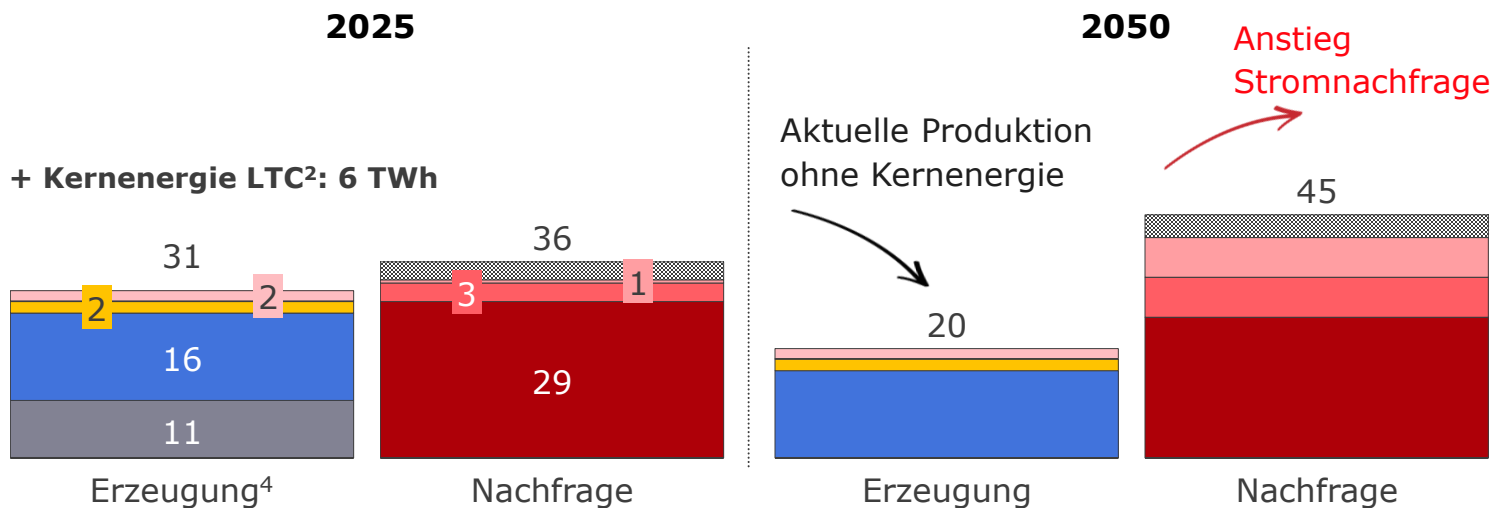
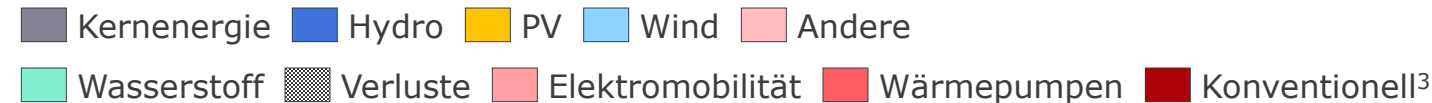
Unter normalen Bedingungen ist die Residuallast im meteorologischen Winter (1. Dez – 28. Feb) am höchsten (auf diesen Zeitraum entfallen 7.3 TWh der 12.7 TWh Residuallast des Winterhalbjahres), da hier der Beitrag aus PV noch weiter sinkt.

Dank der Schweizer Speicherkraftwerke und der guten Import- und Exportoptionen kann die Schweiz Energie innerhalb des Winterhalbjahres je nach Bedarf recht gut verschieben. So kann die Erzeugung von erneuerbaren Energien über das gesamte Winterhalbjahr dazu beitragen, dass die Speicherseen langsamer geleert werden und diese stattdessen für die kritischen Wochen zur Verfügung stehen.

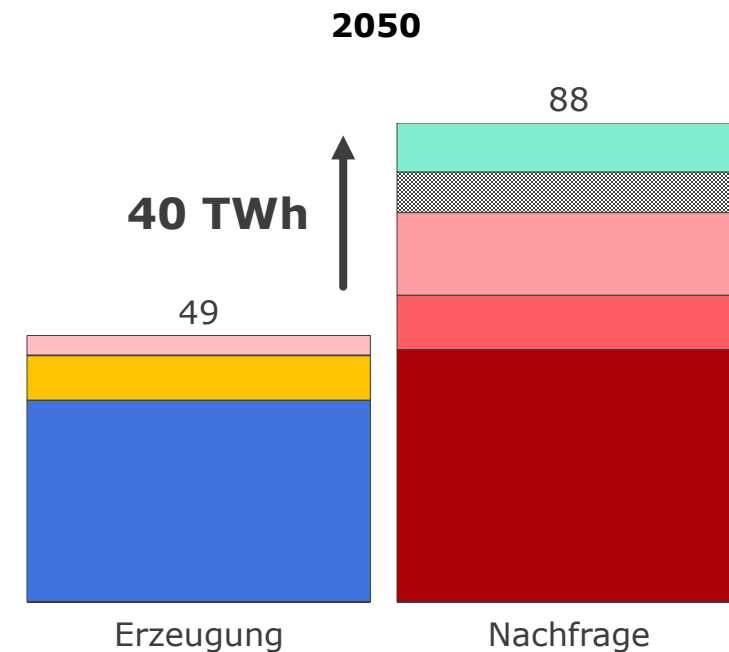
Elektrifizierung ist zentral für die Dekarbonisierung. Anstieg der Stromerzeugung notwendig – 25 TWh im Winterhalbjahr

Der Übergang zur Dekarbonisierung unserer Wirtschaft basiert auf einer zunehmenden Elektrifizierung des Energiesystems

Stromerzeugung und Nachfrage im Winterhalbjahr Okt- Mär¹, TWh



Stromerzeugung und Nachfrage im Jahr, TWh



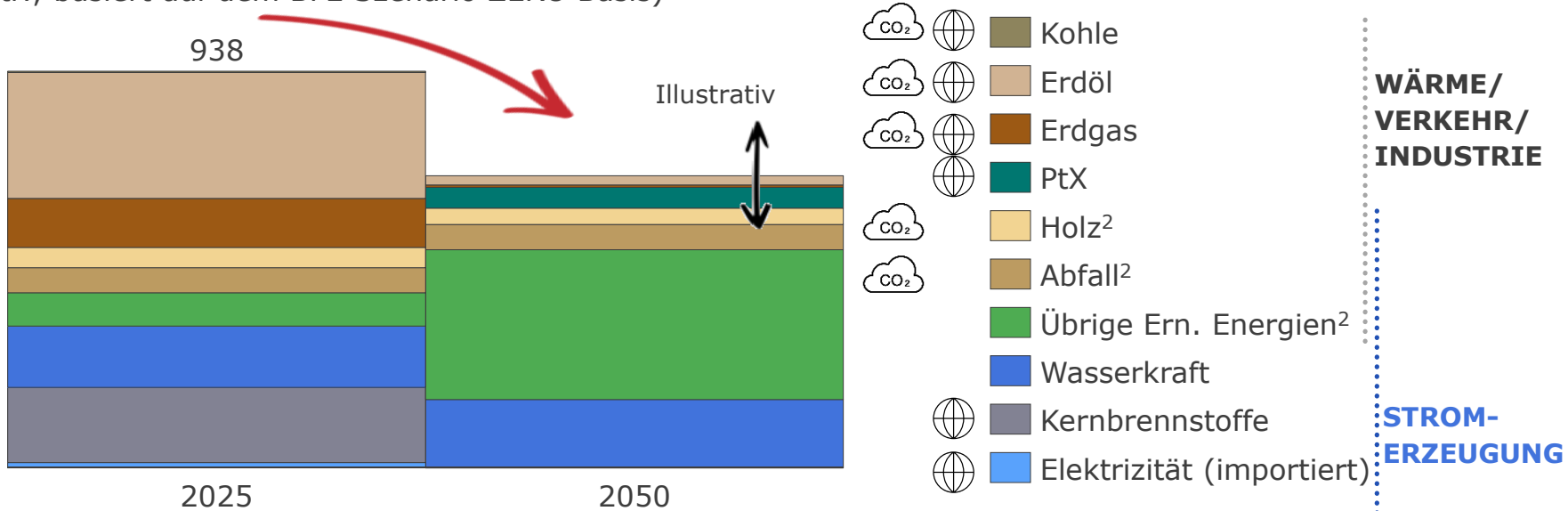
- Teile der heutigen Stromproduktion werden wegfallen, insbesondere aufgrund des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie
- Der heutige Ausbau fokussiert fast ausschliesslich auf Photovoltaik, was zu einer noch stärkeren Sommerlastigkeit der Produktion führt
- Die Stromnachfrage wird steigen, getrieben durch Elektrifizierung und Bevölkerungswachstum – trotz Effizienzsteigerungen. Weitere Faktoren wie der Ausbau von Rechenzentren können die Nachfrage zusätzlich erhöhen
- Bis 2050 müssen rund 40 TWh zusätzliche Stromproduktion zugebaut werden, davon 25 TWh im Winterhalbjahr

1) Jan 2025 – Mär 2025/ Okt 2025 – Dez 2025; 2) Langfristverträge (LTC) mit französischen Kernenergievermögenswerten. Diese Verträge sichern die langfristige Stromversorgung ca. 12 TWh pro Jahr; 3) Konventionelle Nachfrage umfasst Haushalte, Industrie, Handel, Dienstleistungen, Verkehr, Landwirtschaft und den öffentlichen Sektor. Quelle: BFE (2025 Stromerzeugung/ Nachfrage); 4) 3 TWh Fehlmenge in Okt-Dez 2025 aufgrund von KKG-Revision

Deep Dive: Die Elektrifizierung ist entscheidend für die Dekarbonisierung und die Verringerung der Auslandsabhängigkeit

Bruttoenergieverbrauch, PJ

Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs nach Energieträgern (Illustrativ, basiert auf dem BFE Szenario ZERO Basis)



Die steigende Elektrifizierung ist ein wesentlicher Treiber zur Senkung des Bruttoenergieverbrauchs, und damit der Treibhausgasemissionen und Auslandsabhängigkeit, hauptsächlich durch geringeren Erdöl- und Erdgasverbrauch

Treibhausgasemissionen
Mio. t CO₂eq¹

~40

~12

Verbleibende Emissionen müssen kompensiert werden

Auslandsabhängigkeit

~70%

~25%

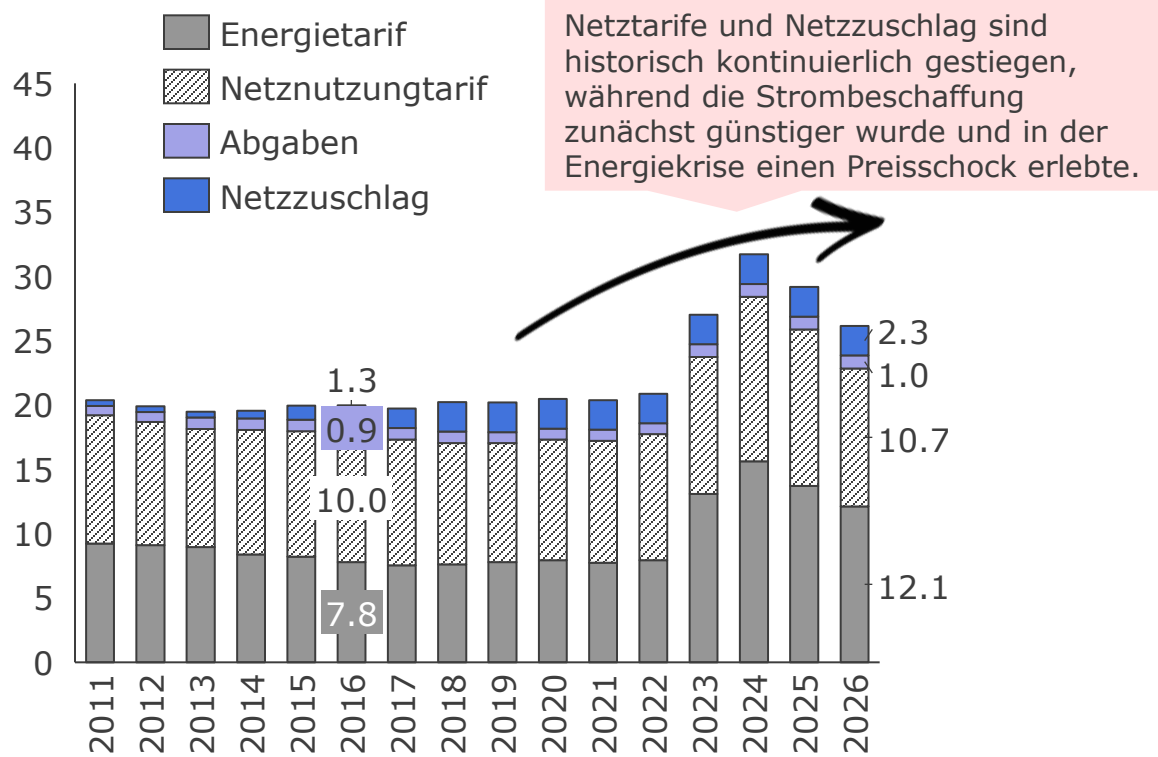
CO₂ Wichtigste CO₂-Emittenten

Importierte Energieträger

Die Schweiz kann die Herausforderungen der Winterstromversorgung lösen, doch der Lösungsansatz muss ein effizientes und bezahlbares System gewährleisten

Median Strompreis für die Schweiz (Rp./kWh)

Median Strompreis für die Schweiz pro Verbrauchsprofile H4¹



Durch den Ausbau der inländischen Winterstromerzeugung und die Integration in das europäische Stromsystem wird die Versorgungssicherheit der Schweiz gestärkt und gleichzeitig eine emissionsarme Energieversorgung ermöglicht. Gleichzeitig muss das zukünftige Energiesystem für die Verbraucher bezahlbar bleiben.

Bei der Beurteilung der Bezahlbarkeit für die Kunden müssen drei Dimensionen berücksichtigt werden:

Energietarif - Energieversorgung:

Die inländische Stromerzeugung muss kosteneffizient erfolgen und im europäischen Markt muss wettbewerbsfähig gehandelt werden können.

Netznutzungstarif - Netzausbau:

Der Ausbau der Netze kann kostspielig sein. Steigende Nachfrage und dezentrale Erzeugung, insbesondere Photovoltaik, können zu höheren Netzkosten führen. Es gibt aber Massnahmen wie die Flexibilisierung der Nachfrage oder Einspeisebegrenzungen, um die Kosten des Netzausbaus zu begrenzen.

Netzzuschlag - Fördern:

In der Schweiz werden direkte Förderungen von den Endkunden über den Netzzuschlag finanziert. Diese Subventionen sollten kosteneffizient eingesetzt und auf die dringendsten Herausforderungen – etwa die Winterstromversorgung – ausgerichtet werden, um die Kunden nicht übermäßig zu belasten.



02 Technologievergleich

Um ein sicheres System aufzubauen, braucht die Schweiz einen guten Strommix aus verschiedenen Technologien, denn alle leisten auf unterschiedliche Weise ihren Beitrag (I/II)



Wind- und Kernenergie erzeugen Strom überwiegend im Winterhalbjahr; Gaskraftwerke sichern gezielt die Winterversorgung ab, während Photovoltaik vorwiegend im Sommerhalbjahr produziert.

- Bei Wind entfallen rund 66% der Jahreserzeugung auf das Winterhalbjahr, bei Kern 55%. Gaskraftwerke sind einsatzabhängig und würden voraussichtlich nahezu vollständig im Winterhalbjahr betrieben.
- PV produziert überwiegend im Sommerhalbjahr und trägt mit aktuell rund 27% nur begrenzt zum Winterhalbjahr bei.



Akzeptanz unterscheidet sich stark nach Technologie: Dach-PV genießt hohe Akzeptanz, Windenergie stösst lokal auf gut organisierten Widerstand mit zahlreichen Einsprachen, Kernenergie polarisiert gesellschaftlich stark, und die Akzeptanz bei Gaskraftwerken hängt wesentlich von Emissionen und Einsatzprofil ab.

- Generell unterscheidet sich die Zustimmung auf nationaler Ebene deutlich von der Akzeptanz auf lokaler Ebene.
- Nationale Umfragen zeigen eine gesellschaftliche Akzeptanz von 72% für Wind, 56% für Kern, 50-92% für Solar und 39% für Gas.
- Lokal weist Dach-PV eine sehr hohe Akzeptanz auf. Wind ist lokal deutlich stärker umstritten; fast alle Projekte sind mit Einsprachen und Verzögerungen konfrontiert. Kern wird an bestehenden Standorten sehr gut angenommen. Für Gas fehlen lokale Erfahrungen; Reservekraft stiessen bislang auf moderaten Widerstand.



Die aktuellen Rahmenbedingungen sind für Dach-PV günstig; bei Windenergie sind die Auswirkungen des Beschleunigungserlasses noch offen. Kernenergie ist durch das Neubauverbot ausgeschlossen, und marktaktive Gaskraftwerke verfügen derzeit über keinen geeigneten regulatorischen Rahmen.

- Dach-PV umfassend gefördert und nur meldepflichtig. Für Wind 7 TWh Eignungsgebiete vorhanden, kantonale Umsetzung Beschleunigungserlass für Erfolg zentral, hierbei auf formale Zustimmung der Gemeinden verzichten.
- Für Kernenergie ist die Aufhebung des Neubauverbots erforderlich; zudem braucht es beschleunigte Bewilligungsverfahren und geeignete Förderinstrumente. Gaskraftwerke sind grundsätzlich bewilligungsfähig, erfordern jedoch Anpassungen bei der Abwärmenutzung und der CO₂-Abgabenregelung.

Um ein sicheres System aufzubauen, braucht die Schweiz einen Strommix aus verschiedenen Technologien, denn alle leisten auf unterschiedliche Weise ihren Beitrag (II/II)



Dach-PV kann schnell zugebaut werden, Auswirkungen vom Beschleunigungserlass auf Windkraft und Freiflächen-PV noch offen; neue Kernkraftwerke erst ab 2045 und Markt-Gaskraftwerke ab 2035 möglich.

- Aktuelle Windprojekte dauern durchschnittlich 13 Jahre, mit Beschleunigungserlass mögliche Reduktion auf durchschnittlich 6 Jahre – ähnlich für PV-Freiflächenanlagen. Zusätzlich Stärkung gesamtschweizerischer Planung nötig.
- Bewilligungsprozess und Bau von Kern in 14-16 Jahren möglich, wenn Neubauverbot aufgehoben und geeignetes Rahmenwerk aufgesetzt frühestens ab 2045 möglich. Neue Gaskraftwerke bis 2035 möglich.



Technologien weisen stark unterschiedlichen Förderbedarf für Winterstrom auf: Erdgaskraftwerke haben den niedrigsten und Dach-PV den höchsten Förderbedarf.

- Wind und Freiflächen-PV mit ähnlichem Förderbedarf je erzeugte MWh Winterstrom, Kern etwas höher. Gas dank hohem Marktwert des erzeugten Stroms mit tiefstem Förderbedarf. Förderbedarf für kleine Dach-PV um mehr als viermal höher als der Förderbedarf von Kern.



Kosten für den Netzausbau, die bereits durch steigende Nachfrage wachsen, können durch den Ausbau der Stromerzeugung weiter ansteigen – insbesondere bei starkem Zubau dezentraler PV-Anlagen.

- Wind, Kern und Gas und Freiflächen-PV mit mässigen Auswirkungen auf Verteilnetzausbau, da Netzanschluss auf höheren Netzebenen erfolgt; Dach-PV kann zu Netzausbau führen und braucht Integrationsmassnahmen.



Dach-PV hat den höchsten inländische Kostenanteil, bei Gaskraftwerken fliesst ein grosser Teil der Ausgaben wegen Brennstoffimporten ins Ausland.



Jede Technologie hat spezifische Umweltauswirkungen: CO₂-Emissionen bei Gas, radioaktive Abfälle bei Kernenergie, Sonderabfälle und Landbedarf bei Solar sowie Bedarf an kritischen Metallen bei Wind.

Vier Produktionstechnologien – Wind, Kern, Gas und Solar – können die Stromerzeugung im Winter erhöhen

Wind

Kern


Solar


Gas

Hydro³


Andere³

 **Dach-PV <30 kW**
Weitere Grössen im Technologiebericht¹

 **Infrastruktur-PV**
Auf bestehenden Bauten, bspw. Parkplätze


 **Fassaden-PV**
Vertikal auf Gebäudefassaden

 **Freiflächen-PV**
Auf Wiesen, Brachland, usw.

 **Alpin-PV**
Alpine Regionen über 1500m

 **Agri-PV**
Ohne Einschränkung für Landwirtschaft

 Synthesebericht

 Technologieberichte

Heute



Fossiles Erdgas ist der heutige Standardbrennstoff und verursacht direkte CO₂-Emissionen. Heute sind dafür Emissionszertifikate im europäischen Emissionshandel erforderlich.

Bis 2050 möglich, aber mit hohen Unsicherheiten verbunden²



Carbon Capture and Storage (CCS)
Verbrennung von Erdgas, Abscheidung und dauerhafte geologische Speicherung des emittierten CO₂.



Carbon Dioxide Removal (CDR)
Verbrennung von Erdgas und Abdeckung der damit verbundenen Emissionen mit CDR-Zertifikaten von Negativemissionstechnologien (NET).



Grüner Wasserstoff
Verbrennung von erneuerbarem Wasserstoff, entweder im Inland produziert oder importiert. Gasturbinen können H₂-ready gebaut und nach Umrüstung mit 100% H₂ betrieben werden.



Flüssige erneuerbare Kraftstoffe (Bio-/E-Fuels) werden als alternative, speicherbare Brennstoffe eingesetzt.











Erneuerbares Methan
Verbrennung von Biogas (teilaufbereitet, oder zu Biomethan aufbereitet) oder synthetischem erneuerbarem Methan.

1) Im Technologiebericht Solarenergie werden zudem noch dezentrale Batterien als Erweiterung zu Dach-PV analysiert; 2) Verschiedene Herausforderungen sind aktuell noch ungeklärt, bspw. unbekanntere Verfügbarkeit und Skalierbarkeit von CDR, fehlende Pipeline-Infrastruktur für Transport und Speicherung von CO₂, wirtschaftliche und technische Herausforderungen von Wasserstoffelektrolyse, stark begrenzte Verfügbarkeit von Biogas in der Schweiz und im Europäischen Umland; 3) Wasserkraft, Biomasse, Geothermie und saisonale Wärmespeicher werden ebenfalls betrachtet, aber ihr gesamtes Wachstumspotenzial ist begrenzt.

Vier Technologien – Wind, Kern, Solar und Gas – haben alle neben Vorteilen auch Nachteile

■ Beste innerhalb der Kategorie
■ Schlechteste innerhalb der Kategorie



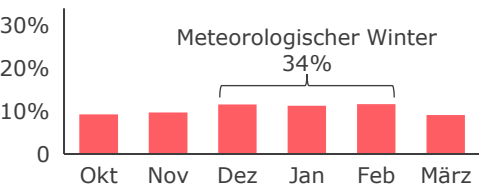
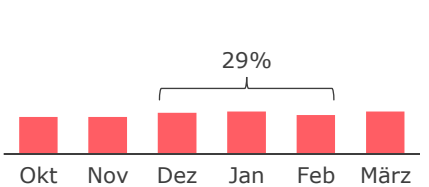
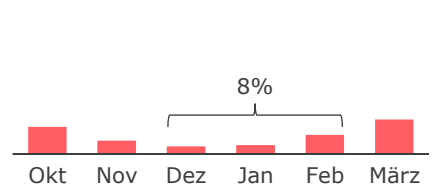
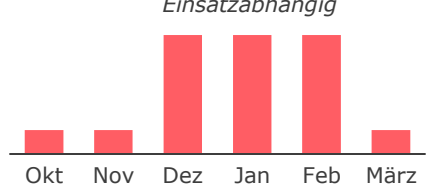
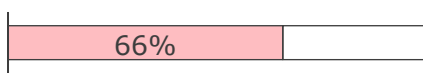
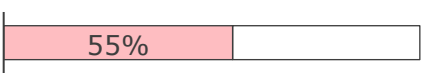
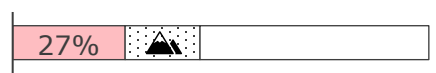
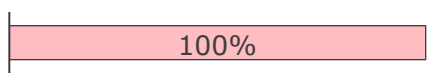


	Wind	Kern	Solar Dach ²	Freiflächen	Gas ³
 Potenzial für Stromerzeugung im Winterhalbjahr					
 Akzeptanz					
 Aktueller Regulatorischer Rahmen und notwendige Anpassungen					
 Ausbaugeschwindigkeit					
 Förderbedarf Winterstrom					
 Netzintegration und Netzausbaubedarf					
 Inländischer Kostenanteil					
 Treibhausgasemissionen¹					

1) Neben Treibhausgasemissionen wurden noch die Umweltindikatoren Landbedarf, Ökosystems Schäden, Radioaktiver Abfall und Sonderabfall sowie der Bedarf an kritischen Metallen (Kobalt, Lithium, Neodymium, Nickel) untersucht. Wir können diese Indikatoren nicht gegeneinander abwägen, daher ist eine Bewertung der gesamten Umweltauswirkungen nicht möglich; 2) Dach-PV <30 kW ohne Batterie; 3) Erdgas Teilnahme am Emissionshandelssystem (EHS) für die ausgestossenen CO2 Emissionen;



Wind- und Kernenergie erzeugen Strom überwiegend im Winterhalbjahr, Gaskraftwerke sichern gezielt Versorgung im Winter ab, Solar produziert vorwiegend im Sommerhalbjahr

Stromerzeugung im Winterhalbjahr

	Wind	Kern	Solar	Gas
Jahreskapazität und Erzeugung einer typischen Anlage¹	5 MW / 8.5 GWh FLH ² : 1'500–2'000h	1100 MW / 8.2 TWh FLH: ca. 7'000-8000h	 30 kW / 0.03 GWh FLH: 850-1'200h  10 MW / 10 GWh FLH: 800-1'200h	500 MW / 1 TWh FLH: 2'000h (abhängig von Einsatz im Markt)
Durchschnittliche Erzeugung im Winterhalbjahr, monatlich⁹				
Total, in % der Jahreserzeugung				
Theoretisches Potenzial im Winterhalbjahr⁸	~20 TWh	23 TWh ³	 ~15 TWh ⁴  >3 TWh	6 TWh ⁵
Produktion Winter 24/25	0.09 TWh ⁶	12.6 TWh	1.8 TWh (fast ausschliesslich auf Dächern)	0.35 TWh in kleinen WKK ⁷

1) Referenzannahme für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit; 2) Full load hours / Volllaststunden, Laufzeit der Kraftwerke bei Volllast in Stunden; 3) Potenzielle Standorte: Gösgen, Leibstadt, Beznau, Mühleberg; in Gösgen zwei Referenzanlagen möglich, an anderen Standorten eine Referenzanlage; 4) Wovon rund drei Viertel auf Dächern und der Rest an Fassaden; 5) Geeignete Standorte scheinen vorhanden. Erste Einschätzung ergibt 12 mögliche Standorte, vier davon mit Anschluss an angedachte Wasserstoff-Infrastruktur, zehn davon mit Anschluss an angedachte CO2-Infrastruktur. Abschätzung mit hohen Unsicherheiten verbunden. Erwartbar, dass bei der Hälfte der Standort eine Referenzanlage effektiv möglich wäre; 6) 50 Anlagen an 13 Standorten; 7) Aufgrund fehlender Datengrundlage wird angenommen, dass 50% der Produktion im Winterhalbjahr stattfindet; 8) Quellen für Potenzial und Anteil im Winterhalbjahr: Wind: Windpotenzial Schweiz 2022, BFE, Solar: Konzept Nutzungsstrategie PV Potenziale, 2024, BFE; 9) Ergänzend wird der meteorologische Winter gezeigt, wo die Unterschiede zwischen den Technologien am stärksten ausfallen.



Dach-PV hat hohe Akzeptanz. Bei Wind führen Einsprachen auf lokaler Ebene zu Widerstand. Kern polarisiert stark. Akzeptanz bei Gaskraftwerken abhängig von Emissionen.

Gesellschaftliche und lokale Akzeptanz

	Wind	Kern	Solar	Gas
Gesellschaftliche Akzeptanz (Basierend auf nationalen Umfragen)	Eher Hoch 72%	Umstritten 56% Bevölkerung stark polarisiert	Mittel - Sehr hoch 92% 50% ¹	Tief 39% Emissionsarmer Betrieb kann Akzeptanz erhöhen
Lokale Akzeptanz	Umstritten Alle laufenden Projekte sind mit Einsprachen und Beschwerden konfrontiert, welche den Ausbau verlangsamen. An bestehenden Standorten Akzeptanz hoch	Sehr hoch Neubau an bestehenden Standorten, basierend auf Erfahrungen mit Kraftwerken, eher gut akzeptiert	Sehr hoch Gute Integration in bestehende Infrastruktur Eher Umstritten Wenig Erfahrung in der Schweiz, evtl. höher bei Agri-PV ²	Eher umstritten Realisierung potenziell in Industriezonen mit ausreichend Sicht- und Lärmdistanz. Erste Erfahrungen mit Reservekraftwerken zeigen mässigen lokalen Widerstand – aber unklar ob übertragbar auf Markt-Gaskraftwerke

Umfragen zur gesellschaftlichen Akzeptanz Unsere Einschätzung basiert auf den Umfragewerte von gfs.bern von 2025 (Angaben in % der Stimmberechtigten ab 18 Jahren, welche sehr/eher einverstanden sind). «Ausbau Windkraft» (72%), «Windräder auf dem Hügel vor dem eigenen Haus, die man vom Balkon sieht» (59%); «In der Schweiz wird über neue KKW nachgedacht» (56%). «Ausbau Solaranlagen auf Gebäuden» (92%); «Grosse Anlagen für Solarstrom in den Bergen auf freien Wiesen» (50%); «Gaskraftwerke 10 Kilometer vom eigenen Wohnort entfernt» (39%).

1) Basierend auf Umfragewerten zu Alpin-PV von gfs.bern und Fesenfeld et al., 2026; 2) Agri-PV umfasst Anlagen, welche zu einer Verbesserung der landwirtschaftlichen Produktivität führen. Diese Anlagen können eine hohe Akzeptanz aufweisen.



Aktuelle Rahmenbedingungen für Dach-PV gut, bei Wind Auswirkungen Beschleunigungserlass offen, Kernenergie verboten und Markt-Gaskraftwerke ohne geeigneten Rahmen

Aktueller regulatorischer Rahmen und notwendige Anpassungen

	Wind	Kern	Solar	Gas
Bewilligungsprozess <i>Deep Dive auf nächster Slide</i>	<p>Eignungsgebiete teilweise vorhanden, müssen noch weiter ausgewiesen werden</p> <p>Beschleunigungserlass (neues PGV¹) muss konsequent umgesetzt werden, Verzicht auf Zustimmung der Gemeinden</p>	<p>Neubauverbot muss aufgehoben werden</p> <p>Für Inbetriebnahme bis 2050 ist eine Beschleunigung des Bewilligungsverfahrens notwendig</p> <p>Bewertung nach „Stand der Nachrüstungstechnik“ ab Bauphase</p>	<p>Dach-PV: Meistens nur meldepflichtig (benötigt keine Bewilligung)</p> <p>Freiflächen-PV: Noch keine Eignungsgebiete vorhanden. Beschleunigungserlass verbessert wie bei Wind Ausgangslage</p>	<p>Grundsätzlich bewilligungsfähig, aber kantonale Vorgaben zur Abwärmenutzung müssen voraussichtlich angepasst werden</p>
Förderung und Weiteres	<p>Mit Investitionsbeitrag, gleitender Marktprämie und Projektierungsbeitrag gefördert.</p>	<p>Nicht vorhanden, staatliche Finanzierung der Projektentwicklung und Förderung (bspw. Marktprämie oder Investitionsbeitrag) und Garantien (z.B. für Tail-Risiken) notwendig</p>	<p>Dach-PV: Umfassende Förderung, Eigenverbrauch zentral</p> <p>Freiflächen-PV: Mit Investitionsbeitrag oder gleitender Marktprämie gefördert.</p>	<p>Nicht vorhanden, staatliche Förderung notwendig, bspw. via Kapazitätsmarkt.</p> <p>Doppelbelastung über Emissionshandelssystem (EHS) und CO₂-Abgabe muss entfernt werden², sonst nicht wettbewerbsfähig im EU-Strommarkt und nur Reservebetrieb (benötigt höhere Förderungen)</p>

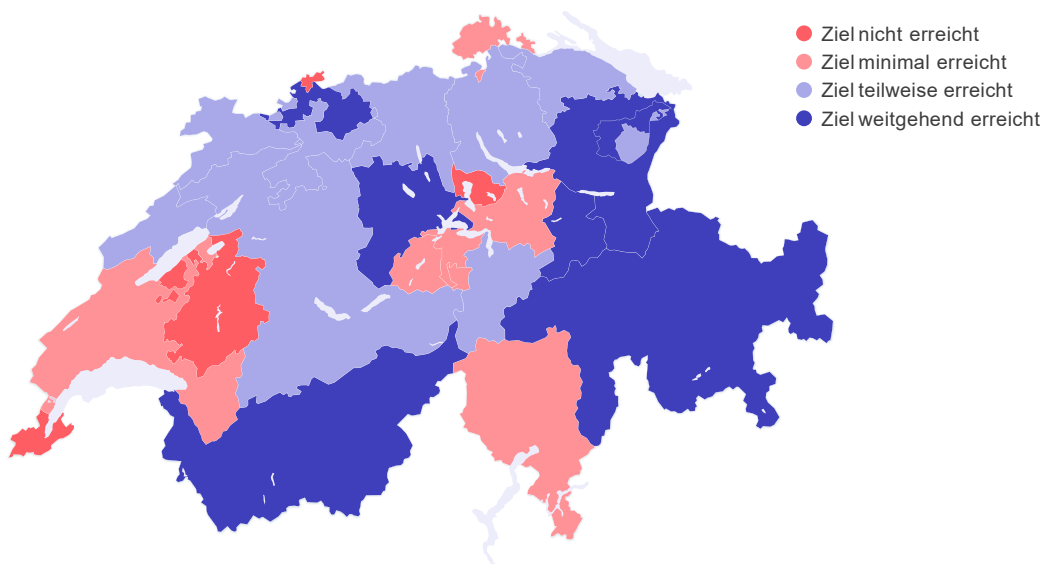


Deep Dive: Kantonale Eignungsgebiete für Wind sind teilweise verfügbar, kantonale Unterschiede jedoch beträchtlich, noch keine Eignungsgebiete für Freiflächen-PV

Richtplananpassung für Eignungsgebiete

Zielerreichung der Kantone¹

Gemessen an der Anpassung der Richtpläne, Eignungsgebieten für Windenergieanlagen gemäss dem BFE-Potenzial auszuweisen.



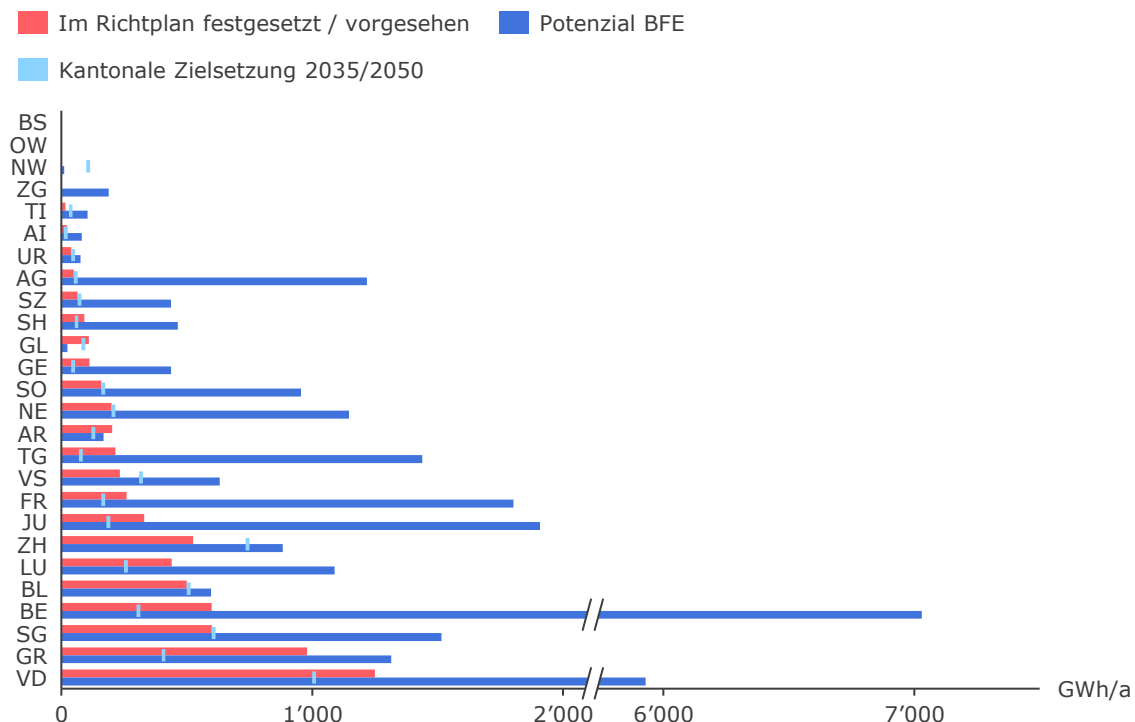
Bis heute haben **nicht alle Kantone** den **Richtplan überarbeitet**, bzw. befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Richtplananpassung.

Noch **keine Eignungsgebiete** für grosse **Photovoltaikanlagen** ausgewiesen

Basierend auf Analysen mit **Basler & Hofmann**

Ausgewiesenes Windpotenzial der Eignungsgebiete

In aktuellen Richtplänen im Vergleich zum Potenzial BFE 2050 und der kantonalen Zielsetzung für Windenergie.



6.9 TWh Potenzial in den kantonalen Richtplänen für Wind ausgewiesen, nicht alle kantonalen Ziele sind erreicht.



Auswirkungen vom Beschleunigungserlass auf Windkraft noch offen; neue Kernkraftwerke erst ab 2045 und Markt-Gaskraftwerke ab 2035 möglich. Dach-PV schnell.

Ausbaugeschwindigkeit

	Wind	Kern	Solar	Gas
Zeitplan Anpassung des regulatorischen Rahmens → bis ~2027-30	Weitere Eignungsgebiete ausgewiesen und Beschleunigungserlass in Kantonen umgesetzt → bis ~2027-30	Neubauverbot aufgehoben und geeignetes Rahmenwerk aufgesetzt → bis ~2031 möglich	Dach-PV wie bisher, für Freiflächen-PV Eignungsgebiete ausgewiesen und Beschleunigungserlass in Kantonen umgesetzt → bis ~2027-30	Staatliche Förderung geben und kantonale Energiegesetze angepasst → bis ~2030 möglich
Bewilligungs-Prozess und Bau Falls in Eignungsgebiet, bereits gegeben	Festsetzung in kantonalem Richtplan			
	Falls in Eignungsgebiet, bereits gegeben	Für Kernenergie nicht erforderlich ¹	Falls in Eignungsgebiet, bereits gegeben	Ausstehend
Aktuelle Projekte dauern ø13 Jahre. Die Wirkung des Beschleunigungserlasses ist noch unklar; Stärkung der gesamtschweizerischen Planung könnte helfen Deep Dive auf nächster Slide	◆ Zustimmung Gemeinde ◆ Beschwerden ◆ Baubeginn ◆ Inbetriebnahme ~6 Jahre	◆ Rahmenbewilligung ◆ Volksreferendum ◆ Baubewilligung ◆ Beschwerde ◆ Baubeginn ◆ Inbetriebnahme ~14-16 Jahre	◆ Zustimmung Gemeinde ◆ Beschwerden ◆ Baubeginn ◆ Inbetriebnahme ~6 Jahre Dach-PV mit einer Realisierungsdauer von <1 Jahr. Meistens keine Bewilligung, nur meldepflichtig	◆ Ausschreibung ◆ Baubewilligung ◆ Beschwerden ◆ Baubeginn ◆ Inbetriebnahme ~10-13 Jahre



Deep Dive: Der Windausbau könnte mit Stärkung der gesamtschweizerischen Planung weiter beschleunigt werden, gilt auch für Freiflächen-PV

Herausforderung im heutigen System (inkl. Beschleunigungserlass): geringe Koordinations- und Steuerkompetenz des Bundes

Raumplanung ist grundsätzlich Sache der Kantone und Gemeinden. Der Bund unterstützt insbesondere die Kantone aus einer übergeordneten Sicht flankierend durch konzeptionelle Grundlagen, wie beispielsweise mit dem Konzept Wind oder der Potenzialstudie des BFE. Diese Grundlagen sind insgesamt wenig verbindlich und entfalten damit bestenfalls eine geringe Koordinationswirkung. Dem Bund fehlen ganz weitgehend die Mittel und Kompetenzen, um eine schweizweite Übersicht und Steuerung von möglichen Gebieten und Windprojekten mit Blick auf die Versorgungssicherheit (namentlich im Winterhalbjahr) zu erhalten und vorzunehmen.

Stärkung gesamtschweizerischer Planung

Diesen Herausforderungen könnte beispielsweise Rechnung getragen werden, indem den konzeptionellen Grundlagen des Bundes gegenüber den Kantonen eine erhöhte Verbindlichkeit zuerkannt, die Koordination zwischen Bund und Kantonen gestärkt sowie mit einem auf Stufe Bund angesiedelten Monitoring-System die Umsetzung in den Kantonen begleitet würde. Dies könnte die Kantone motivieren, zusätzliche Eignungsgebiete auszuschneiden, zu einer verstärkten Koordination zwischen Bund und Kantonen sowie unter den Kantonen (mit Blick auf die gesamtschweizerische Perspektive) beitragen und die Umsetzung und Vergleichbarkeit der kantonalen Planungen stärken. Die zusätzliche Aufnahme strategisch bedeutsamer Windenergieprojekte in das Bundeskonzept könnte eine explizite, nationale Priorisierung ermöglichen. Dies würde ein klares nationales Signal zugunsten dieser Projekte senden und ihnen eine stärkere politische und planerische Rückendeckung verleihen.

Runder Tisch Wind¹

Eine flankierende oder zusätzliche Massnahme könnte die Einrichtung eines „runden Tisches Wind“ sein, an welchem sich Bund, Kantone, Projektanten und weitere Stakeholder u.a. zum Stand der Planungen (schweizweit und in einzelnen Kantonen) sowie zu konkreten Projekten auf einer übergeordneten Ebene austauschen und soweit möglich abstimmen. Dieser direkte Austausch könnte die Akzeptanz für eine stärkere Einbindung des Bundes seitens der Kantone wie auch der beteiligten Stakeholder sowohl zu Eignungsgebieten wie auch zu konkreten Projekten stärken.

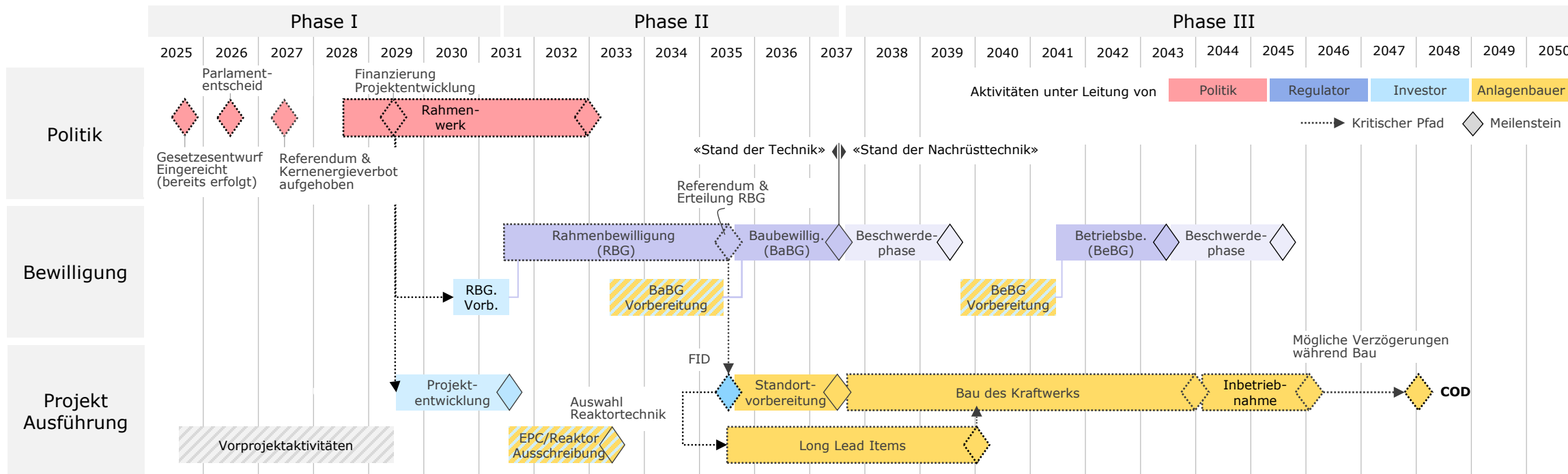
Weiterführende Massnahme

Sollten die vom Bund vorgegebenen Ausbauziele auch mit einer derart gestärkten gesamtschweizerischen Planung nicht erreicht werden, wären weitere Massnahmen zu prüfen wie z.B. die Schaffung eines nationalen Sachplans «Windenergie».



Deep Dive: Neue Kernkraftwerke frühestens ab 2045 möglich – setzt klare nationale Strategie, breiten politischen Rückhalt und hohe gesellschaftlichen Akzeptanz voraus

Zeitplan für Bau neuer Kernkraftwerke in der Schweiz, inklusive Anpassungen des Bewilligungsverfahrens

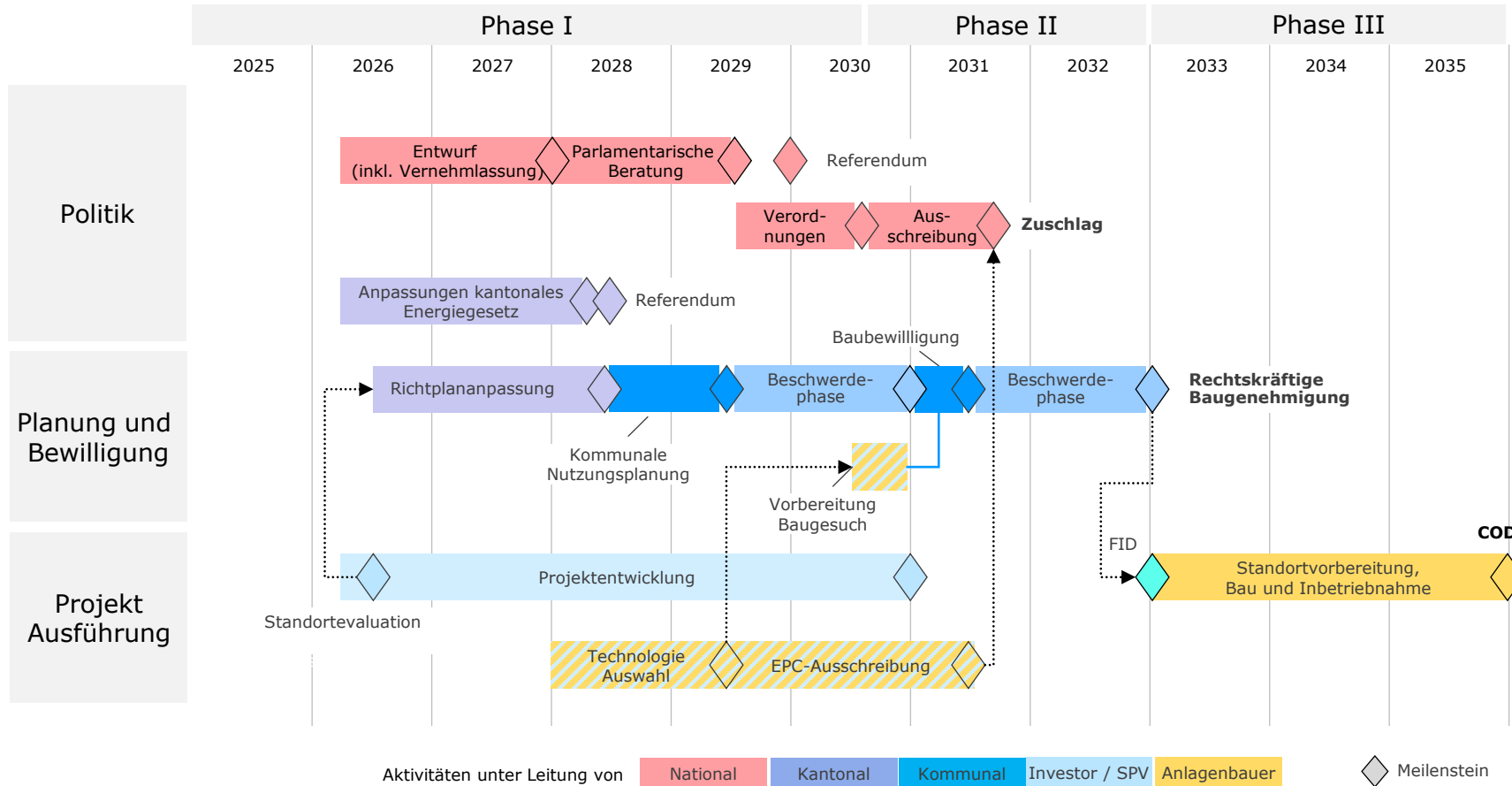


Ist dieser Zeitplan realistisch? Für den Bau eines neuen Kernkraftwerks ist die Aufhebung des gesetzlichen Neubauverbots erforderlich. Der Gegenvorschlag zur Blackout-Initiative dürfte bis spätestens Ende 2026 parlamentarisch abgeschlossen werden; bei Annahme ist Mitte 2027 mit einem Referendum zu rechnen. Zusätzlich braucht es ein geeignetes regulatorisches und wirtschaftliches Rahmenwerk, um tatsächliche Investitionen in neue Kernkraftwerke zu ermöglichen. Dieses Rahmenwerk umfasst Anpassungen der Bewilligungsverfahren, Instrumente zur Risikoteilung und Förderung über alle Projektphasen hinweg sowie Garantien für weitergehende Risiken wie Anpassungen während der Bauphase. Für den Zeitplan in dieser Abbildung sind folgende Massnahmen integriert: 1) Rahmenbewilligung als Standortvorbereitungsbewilligung; 2) Aufhebung der aufschiebenden Wirkung von Beschwerden auf Baubewilligung und Betriebsbewilligung; 3) In Bau befindliche Anlagen werden wie gebaute Anlagen nach dem «Stand der Nachrüststechnik» beurteilt.



Deep Dive: Neue Gaskraftwerke bis 2035 möglich, benötigt Anpassungen *gesetzlichen und planerischen Grundlagen* auf nationaler und kantonaler Ebene

Zeitplan für Bau neuer Gaskraftwerke in der Schweiz



Warum umfasst der Zeitplan für Markt-Gaskraftwerke mindestens 10 Jahre?

Der bestehende regulatorische Rahmen ist nicht auf marktliche Gaskraftwerke ausgerichtet. Zunächst sind die gesetzlichen und planerischen Grundlagen zu schaffen (Phase I). Auf nationaler Ebene sind dies die Ausschreibungen von Erzeugungskapazitäten und die Aufhebung der Doppelbelastung durch EHS und CO2-Abgabe. Auf kantonaler Ebene müssen die Vorgaben zur Abwärmenutzung im jeweiligen Energiegesetz (und den zugehörigen Energieverordnungen) angepasst werden. Eine frühzeitige Standortwahl ist wichtig, damit direkt mit der Richtplananpassung gestartet werden kann. Anschliessend (Phase II) erfolgt die Ausschreibung durch den Bund. Parallel können die für die Baubewilligung benötigten Unterlagen, startend mit der Technologieauswahl, vorbereitet werden. Nach Erhalt der rechtskräftigen Baubewilligung und dem Auktions-Zuschlag kann die finale Investitionsentscheidung getroffen werden (Phase III).



Technologien weisen stark unterschiedlichen Förderbedarf für Winterstrom auf – hierbei haben Erdgaskraftwerke den tiefsten und Dach-PV den höchsten Förderbedarf

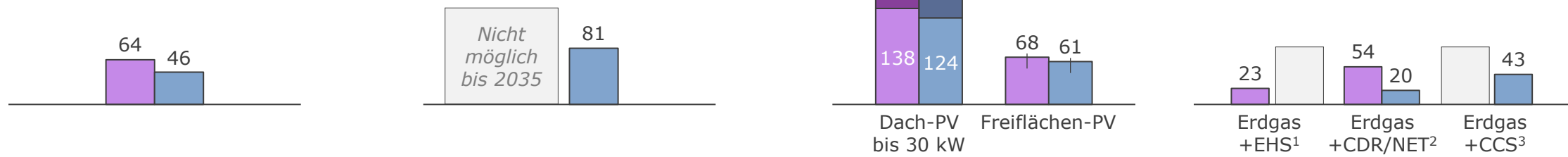
Förderbedarf je MWh Winterstrom, in CHF₂₀₂₄/MWh real

■ Direkte Förderung 2035
 ■ Direkte Förderung 2050
 ■ Implizite Förderung 2035
 ■ Implizite Förderung 2050



Die reduzierte Netzkostenbeteiligung von PV-Anlagen bei Eigenverbrauch wirkt als implizite Förderung (siehe S. 25) und wird hier entsprechend berücksichtigt. Unter Einbezug dieser impliziten Förderung ist der Bedarf an Winterstromförderung für kleine Dach-PV-Anlagen mehr als viermal so hoch wie bei den anderen Technologien.

Lösungen für einen emissionsarmen Betrieb wie z. B. CDR und CCS mit hohen Unsicherheiten bezüglich Kosten und Verfügbarkeit (z. B. Pipeline-Infrastruktur) verbunden. Ein reiner Betrieb mit Erdgas ist mit gesetzlich verankerten Netto-Null Zielen (KIG)⁴ nur schwer vereinbar.



Warum ist der Förderbedarf für Winterstrom wichtig?
 Der Ausbau der inländischen Winterstromversorgung ist eine zentrale Voraussetzung für die Stromversorgungssicherheit. Das Förderbudget sollte effizient eingesetzt werden. Deshalb ist es wichtig zu verstehen, wie hoch der Förderbedarf der einzelnen Technologien zur Winterstromerzeugung ist. Diese sogenannte Fördereffizienz hilft dabei, die verfügbaren Mittel gezielt und wirksam einzusetzen.

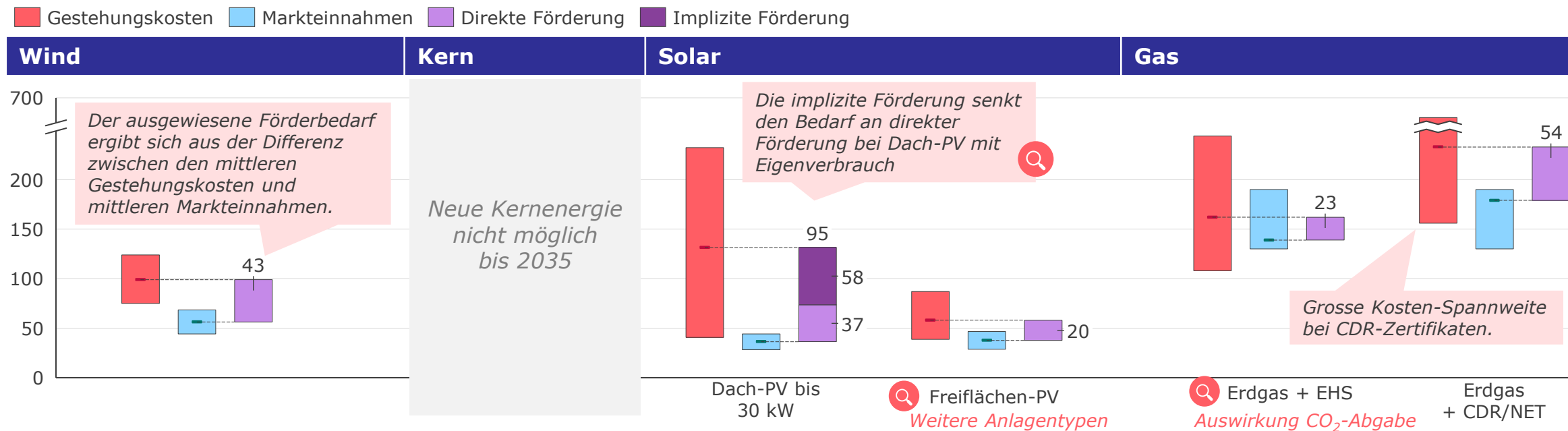
Wie ermitteln wir den Förderbedarf für Winterstrom?
 Grundsätzlich ergibt sich der Förderbedarf aus der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und den ganzjährigen Markteinnahmen sowie zusätzlichen Effekten (z. B. implizite Förderung bei Dach-PV mit Eigenverbrauch). Diese Differenz wird anschliessend auf die im Winterhalbjahr erzeugte Strommenge umgelegt. Dazu wird der Förderbedarf durch den Winterstromanteil geteilt (Wind: 66%, Kernenergie: 55%, Solar: Dach-PV 27%, Freiflächen-PV 30%, Gas: 100%).

1) Teilnahme am Emissionshandelssystem für die ausgestossenen CO2 Emissionen; 2) Verbrennung von importiertem fossilem Methan und Abdeckung der damit verbundenen Emissionen mit Carbon-Dioxide-Removal (CDR) Zertifikaten von Negativemissionstechnologien (NET), Abschaffung Doppelbelastung durch CO2-Abgabe bei Gaskraftwerken wird vorausgesetzt; 3) Carbon Capture and Storage: Abscheidung und Speicherung von CO2-Emissionen. Reduziert 90% der Emissionen, hier Annahme, dass restliche Emissionen über CDR/NET ausgeglichen werden; 4) Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG). Dieses sieht vor, dass Emissionen so weit wie technisch und wirtschaftlich möglich reduziert werden müssen. Negativemissionen (z. B. CO₂-Entnahme) dürfen nur für verbleibende Restemissionen eingesetzt werden.



In 2035 bleibt Stromerzeugung weiterhin auf staatliche Förderung angewiesen – Spannweite bei Gestehungskosten und Markteinnahmen jedoch hoch

Stromgestehungskosten und Einnahmen, in CHF₂₀₂₄/MWh real ¹



Was sind Gestehungskosten?
 Gestehungskosten sind die durchschnittlichen Kosten pro erzeugter Stromeinheit (CHF/MWh). Sie umfassen alle Ausgaben einer Anlage über ihre Lebensdauer: Bau, Betrieb, Brennstoff, CO₂-Kosten, Finanzierung, Entsorgung und Rückbau – und legen diese auf die Stromerzeugung um. Vorsicht: Gestehungskosten helfen zwar beim Vergleich von Technologien, vernachlässigen aber die Einnahmenseite und weitere systemische Vor- und Nachteile – etwa notwendige Netzausbauten oder Speicheranforderungen. Für eine vollständige Bewertung analysieren wir daher zwei Synthese-Szenarien.

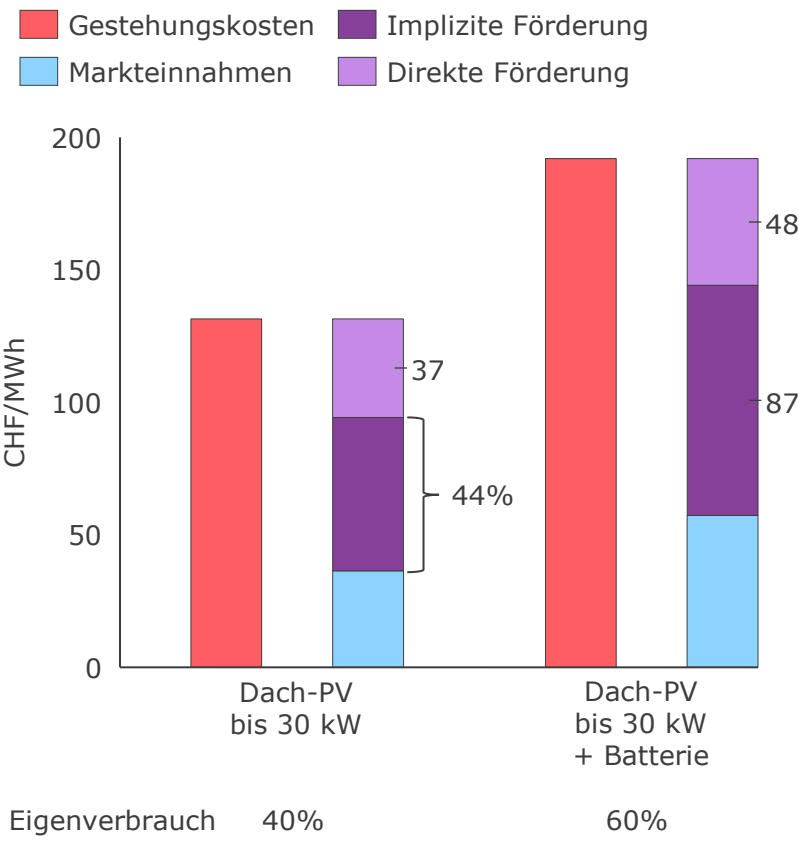
Wie modellieren wir Markteinnahmen?
 Niemand kennt die zukünftigen Strompreise bis 2050 oder darüber hinaus – daher nutzen wir Fundamentalmodelle², um verschiedene Szenarien für die Entwicklung der Strommarktpreise abzuleiten. Je nach Technologie und damit des Zeitpunkts der Stromerzeugung unterschieden sich die erzielbaren Markteinnahmen. So sind z. B. in sehr sonnenreichen Stunden die Marktpreise eher niedrig – dieser Effekt heisst "Kannibalisierung". In der Schweiz werden Strompreise stark aus dem Ausland beeinflusst. Batteriespeicher können die Einnahmen von Dach-PV erhöhen.

1) Annahme der Kapitalkostensätze (WACC) für Mittelwert: Wind 4%, Kern 5%, Dach-PV <100kW 3.5%, andere PV 4%, Gas 4%; 2) Für die langfristige Sicht werden dafür in der Regel Fundamentalmodelle genutzt - sie basieren nicht auf historischen Daten, sondern bilden zukünftige Kraftwerke und die Lastentwicklung explizit ab und empfinden die heutigen Marktmechanismen und die Preisbildung nach.



Deep Dive: Wirtschaftlichkeit von Dach-PV hängt stark von reduzierter Beteiligung an den Netzkosten und -zuschlag aufgrund Eigenverbrauchs ab – eine implizite Förderung

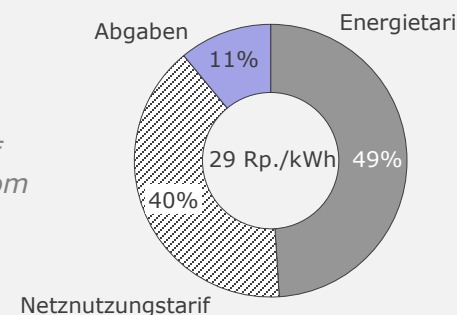
Wirtschaftlichkeit von Dach-PV in 2035, in CHF₂₀₂₄/MWh real



- Endverbraucher mit PV-Anlagen können durch Eigenverbrauch ihre Beteiligung an den Netzkosten und dem Netzzuschlag reduzieren (siehe Box unten). Dies ist zwar für die Wirtschaftlichkeit der einzelnen PV-Anlage vorteilhaft, der daraus resultierende Fehlbetrag zur Deckung der Netzkosten muss jedoch von den übrigen Endkunden über höhere Netzentgelte getragen werden. Die reduzierte Beteiligung ist eine implizite Förderung für PV-Anlagen.
- Die Kosten für den Ausbau und Erhalt der Netze sind nämlich grösstenteils Fixkosten. So stellt das Stromnetz eine Art Versicherung dar, die jederzeit den Bezug der gewünschten Strommenge ermöglicht – auch für Verbraucher mit sehr hohem Eigenverbrauchsanteil. Verursachergerechtigkeit erfordert daher, dass alle Endkunden weiterhin angemessen zu den Netzkosten beitragen.
- Mit der aktuellen Netztarifierung kommt es folglich zu einer Umverteilung - von den gesamten Netzkosten zahlen Haushalte mit PV-Anlage und Eigenverbrauch immer weniger, und Haushalte ohne PV-Anlage dafür mehr.
- Eine verursachergerechte Verteilung der Netzkosten würde eine Anpassung am bestehende Netztarifdesign bedingen. Beispielsweise könnten vermehrt sog. Leistungstarife verwendet werden, welche zudem Anreize zur Verringerung von Verbrauchsspitzen setzen.

Warum kommt es zu einer reduzierten Netzkostenbeteiligung?

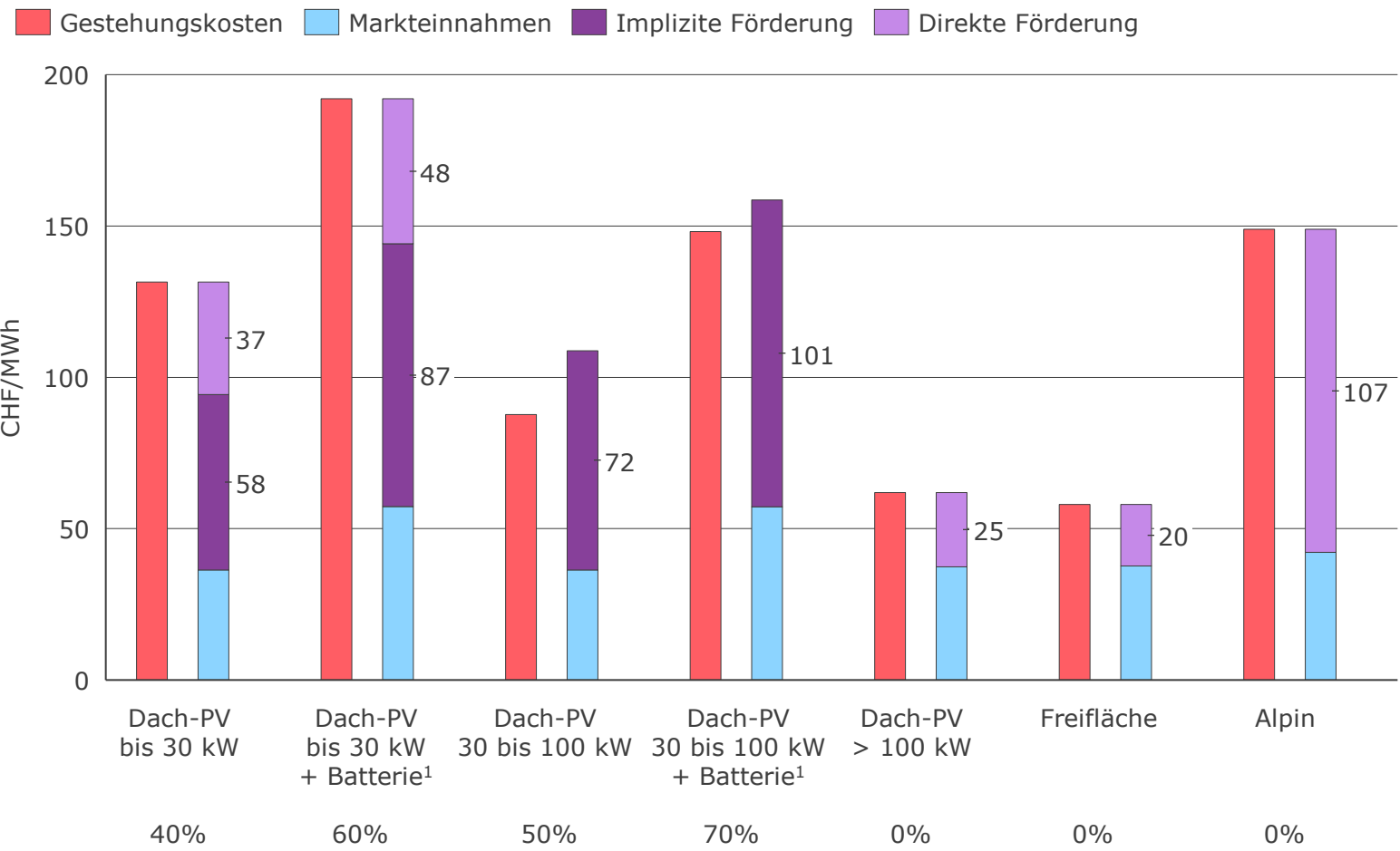
Die Netzkosten werden aktuell grösstenteils über verbrauchsunabhängige Netznutzungstarife finanziert. Vom durchschnittlichen Stromtarif für Haushalte in der Grundversorgung von ca. 29 Rp./kWh im Jahr 2025¹ entfallen 12.2 Rp./kWh auf den Netznutzungstarif und 2.3 Rp./kWh auf Abgaben. Neben dem Energietarif können bei selbst verbrauchtem Strom aus Dach-PV auch die Netznutzungstarife und Abgaben eingespart werden². Durch Einsparung der Netznutzungstarife wird die Beteiligung an den Netzkosten entsprechend reduziert.





Deep Dive: Kosten und Einnahmen von PV unterscheiden sich stark nach Anlagentyp und Möglichkeit zum Eigenverbrauch

Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in 2035, in CHF₂₀₂₄/MWh real



- Die Gestehungskosten von PV sind stark getrieben von Anlagentyp, Montageaufwand, Standortwahl und Anlagengrösse. Kleine Dach-PV unter 30 kW und Alpin-PV sind am teuersten, während grosse Freiflächen-PV am günstigsten ist.
- Grössere Dach-PV profitieren von Skaleneffekten und erreichen daher fast die Kosten grösserer Freiflächen-PV.
- Reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch trägt insbesondere bei kleineren Dach-PV wesentlich zur Wirtschaftlichkeit bei.
- Durch den Zusatz einer Batterie erhöhen sich sowohl die Kosten als auch der Eigenverbrauch, da überschüssige PV-Produktion zwischengespeichert werden kann. Das deckt die Kosten aber nicht ganz, wodurch der Förderbedarf leicht ansteigt

1) Annahme der Batteriegrösse: 1.5 kWh pro kWp-PV Leistung, Quelle: Swissolar; 2) Eigenverbrauchsanteil ist anhängig von verschiedenen Faktoren, unter anderem auch dem individuellen Verbrauchsprofil. Hier werden Durchschnittswerte angenommen gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung mit Inkrafttreten - Erläuternder Bericht



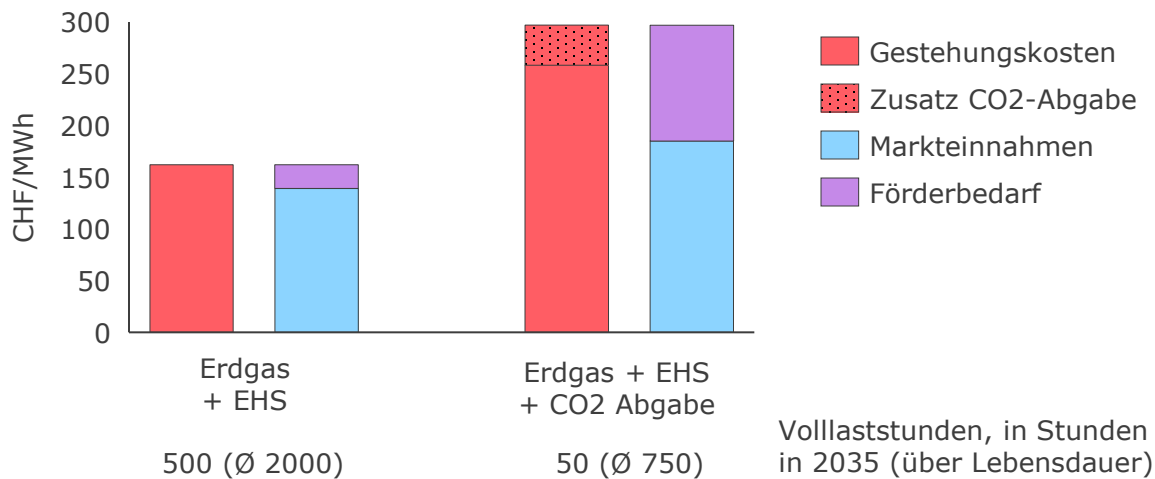
Deep Dive: Gestehungskosten und Förderbedarf von



Gaskraftwerken sind stark abhängig von Laufzeit, welche von der Positionierung in der Merit Order abhängt

Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken in 2035

in CHF₂₀₂₄/MWh real

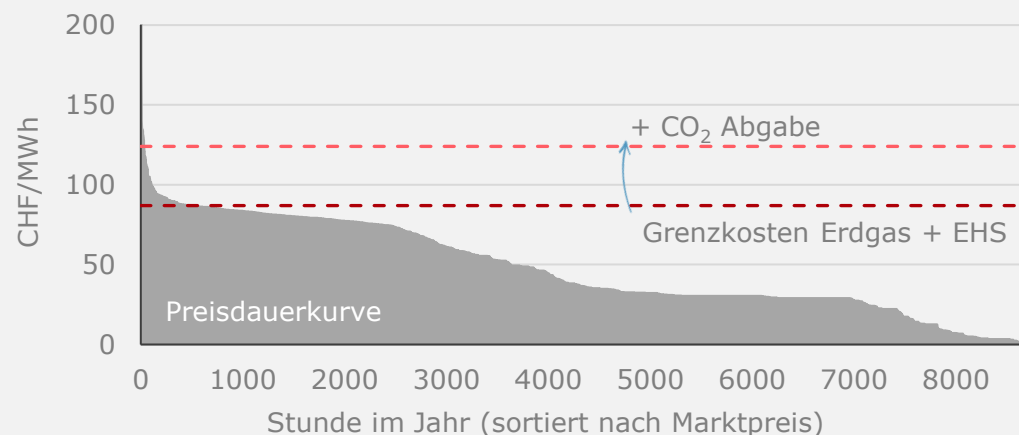


- Die Doppelbelastung durch EHS und CO₂-Abgabe führt zu höheren Grenzkosten und damit zu niedrigeren Volllaststunden, was die Stromgestehungskosten in die Höhe treibt. Zwar steigen auch die durchschnittlichen Markteinnahmen je MWh (da die Anlage nur noch in Stunden mit sehr hohen Marktpreisen läuft), insgesamt steigt der Förderbedarf jedoch stark an.
- Anlagen mit sehr hohen Grenzkosten laufen nie (wie Reservekraftwerk) und generieren keine Markteinnahmen. Hier entspricht der Förderbedarf den gesamten Kosten der Anlage.

Warum hängen die Laufzeiten einer Technologie von den Grenzkosten ab?

Die Stromgestehungskosten einer Technologie hängen stark von den Volllaststunden ab: Je mehr Stunden eine Anlage betrieben wird, desto besser verteilen sich die Fixkosten und desto niedriger sind die durchschnittlichen Erzeugungskosten. Umgekehrt führt eine geringe Auslastung zu höheren Stromgestehungskosten.

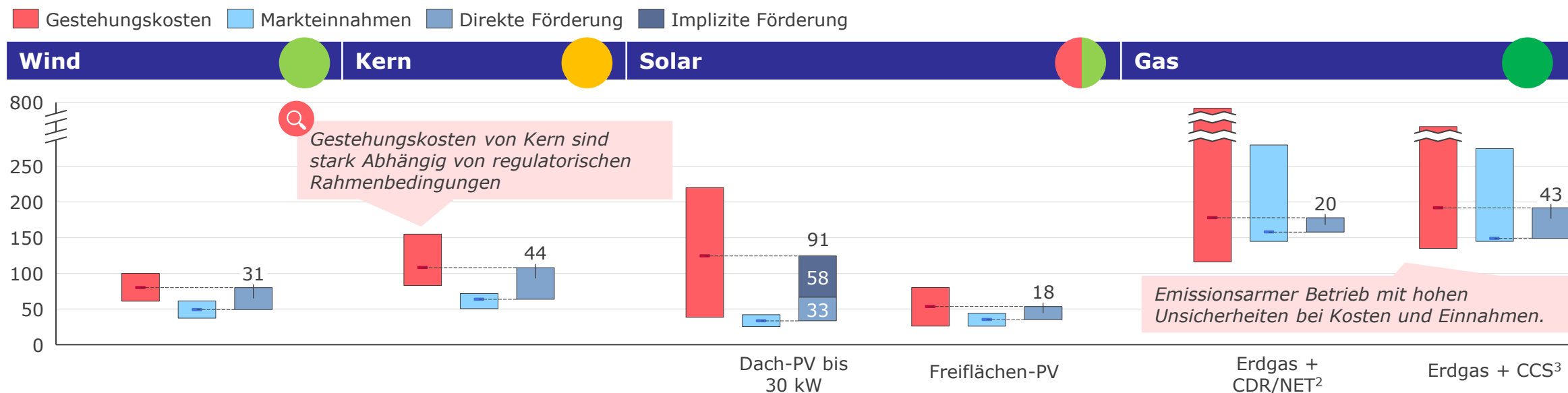
Zur Bestimmung der voraussichtlichen Volllaststunden können die Grenzkosten einer Anlage (Produktionskosten einer weiteren kWh Strom; berücksichtigt variable Kosten beispielsweise für Brennstoffe und CO₂-Emissionen) mit den stündlichen Strommarktpreisen (hier stündliche Marktpreise über ein Jahr geordnet nach Höhe des Marktpreises, sogenannte Preisdauerkurve) verglichen werden. Die Anlage erzeugt Strom in den Stunden, in denen der Marktpreis die Grenzkosten übersteigt. Wenn die Grenzkosten erhöht werden, zum Beispiel über eine CO₂-Abgabe, sinken entsprechend die Volllaststunden und entsprechend höher fallen die Stromgestehungskosten aus.





Bis 2050 sinken die Gestehungskosten aufgrund von Lerneffekten; neue Kernkraftwerke können eine Option werden; bei Gas Fokus auf emissionsarmem Betrieb

Stromgestehungskosten und Einnahmen, in CHF₂₀₂₄/MWh real ¹



Wo stehen wir mit unseren Kostenannahmen bei Kern im Vergleich zu aktuellen Projekten?
 Wir haben die Kosten für neue Kernkraftwerke aus weltweiten Erfahrungen mit dem hier unterstellten Reaktortyp – AP 1000 – abgeleitet. Basis bilden die Erfahrungen in Vogtle (USA) und Analysen des MIT. Im Vergleich zu Flamanville (FR) erreichen wir pro kW Leistung rund 10% tiefere Baukosten (OCC). In Flamanville 3 haben grosse Verzögerungen ausserdem die Zinskosten erhöht, die Gesamtbauphase lag bei 17 Jahren – unsere Annahme für die Schweiz sind 10 Jahre (inkl. Standortvorbereitungen). Insgesamt liegen die Stromgestehungskosten rund 20% unter denen von Flamanville 3, jeweils mit 5% realem WACC gerechnet.

Gehen wir von Änderungen des Einsatzes bis 2050 aus?
 Wir sehen in unseren Modellen für die Entwicklung des Schweizer Strommarkt, dass die Anzahl der Stunden mit sehr niedrigen oder sogar negativen Preisen ab den 2040er Jahren wieder rückgängig ist. Das liegt insbesondere an der Zunahme von Flexibilität wie Batteriespeicher und steuerbarer Nachfrage aber auch an einem generellen Anstieg der Nachfrage. Das führt dazu, dass bei Kernkraftwerken die Laufzeit nicht massiv sinkt und bei Wind und PV die Kannibalisierung kaum weiter zunimmt. Zusätzlich ist es wichtig zu verstehen, dass das wirtschaftliche Drosseln bzw. Abschalten bei tiefen oder negativen Preisen unter den Grenzkosten der jeweiligen Technologie die Wirtschaftlichkeit nur verbessern kann.

1) Annahme der Kapitalkostensätze (WACC) für Mittelwert: Wind 4%, Kern 5%, Dach-PV <100kW 3.5%, andere PV 4%, Gas 4%; 2) Verbrennung von importiertem fossilem Methan und Abdeckung der damit verbundenen Emissionen mit Carbon-Dioxide-Removal (CDR) Zertifikaten von Negativemissionstechnologien (NET); 3) Carbon Capture and Storage: Abscheidung und Speicherung von CO₂-Emissionen



Deep Dive: Kosten für ein neue Kernkraftwerke sind hochgradig regulatorisch und politisch getrieben; nötig ist eine klare Strategie mit staatlicher Risikoübernahme

Sensitivität der Stromgestehungskosten von Kern, in CHF₂₀₂₄/MWh real

Kapitalkosten (WACC)	+ 1%	+15	<ul style="list-style-type: none"> • Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) haben aufgrund der langen Kapitalbindungsdauer den stärksten Einfluss auf die Gesamtkosten. • Der WACC hängt entscheidend davon ab, welches Risiko beim Investor verbleibt und welches Risiko durch den Staat getragen wird. Je höher das wahrgenommene Investitionsrisiko, desto höher die Renditeanforderungen der Kapitalgeber. Eine gut ausgestaltete Förderung kann helfen den WACC zu senken und damit die Kosten zu reduzieren.
	- 1%	-13	
Design-Anpassung während Bau¹	+ 1'150 CHF/MW	+11	<ul style="list-style-type: none"> • Regulatorische Änderungen etwa aufgrund verschärfter Sicherheitsauflagen wirken sich besonders stark in der Bauphase aus: Aufgrund Planungsstopps und Verzögerungen verschiebt sich die Inbetriebnahme, Bau- und Finanzierungskosten steigen, und die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojekts wird erheblich beeinträchtigt. • Solche Änderungen stellen ein für Investoren kaum tragbares Risiko dar. Um die Wahrscheinlichkeit und Auswirkungen von Designanpassungen zu reduzieren, sollten Anlagen in Bau wie bestehende Anlagen bewertet werden.
	- 1 Jahr	-2	
Bauzeit	+ 1 Jahr	+3	<ul style="list-style-type: none"> • Verzögerungen bspw. aufgrund Herausforderungen beim Bewilligungsprozess während der Bauphase erhöhen die Kosten. So könnte beispielsweise eine Verzögerung um 6 Jahre wie bei Flamanville in Frankreich die Gestehungskosten um 18 CHF/MWh erhöhen.
	- 1 Jahr	-2	

Für neue Kernkraftwerke ist insbesondere die Übernahme staatlich verursachter, politisch-regulatorischer Risiken notwendig, wie bspw. nachträgliche Änderungen von Sicherheits- und Umweltauflagen während Planung und Bau. Problematisch an diesen Risiken ist, dass sie politisch gesetzt werden, die daraus resultierenden erheblichen finanziellen Konsequenzen in Form höherer Kapital- und Baukosten jedoch – sofern keine staatliche Risikoübernahme erfolgt – von den Investoren getragen werden müssen.



Deep Dive: Standort Schweiz erhöht Kosten von allen Technologien

– Anpassungen in der Regulierung könnte das «Swiss Finish» verringern

Treiber für höhere Kosten in der Schweiz im Vergleich zum Ausland

	Wind	Kern	Solar	Gas
Kostenumfeld <i>gegeben</i>	Arbeitskosten und allgemeines Preisniveau sind in der Schweiz höher			
Geografie <i>gegeben</i>	Geografie und Landverfügbarkeit führen zu höheren Kosten			
	<ul style="list-style-type: none"> • Kleine Windparks / Skaleneffekte • Erschwerte Logistik in alpinem Gelände. 	<ul style="list-style-type: none"> • Kaum Skaleneffekte (begrenzte Stückzahl) 	<ul style="list-style-type: none"> • Freifläche: begrenzte Landverfügbarkeit und hohe Bodenpreise, anspruchsvolle Topologie in Bergen 	<ul style="list-style-type: none"> • Vollständige Auslandabhängigkeit bei Brennstoff- und CO₂-Speicherung
Regulierung <i>teilweise veränderbar</i>	Swiss Finish			
	<ul style="list-style-type: none"> • Auflagen an die Windmessung • Bewilligungsprozess historisch lang und teuer 	<ul style="list-style-type: none"> • Langer Bewilligungsprozess inkl. Referendum • Übernahme Standarddesign für Reaktoren wird durch Schweizer Regulierung erschwert 	<ul style="list-style-type: none"> • Umfassende Auflagen und Bauvorschriften für Freiflächen-PV • Starke Einschränkung auf Landwirtschaftsflächen¹ 	<ul style="list-style-type: none"> • Doppelte Abgabenlast: CO₂ Abgabe & EHS-System • Notwendige Abwärmenutzung kann Mehrkosten verursachen

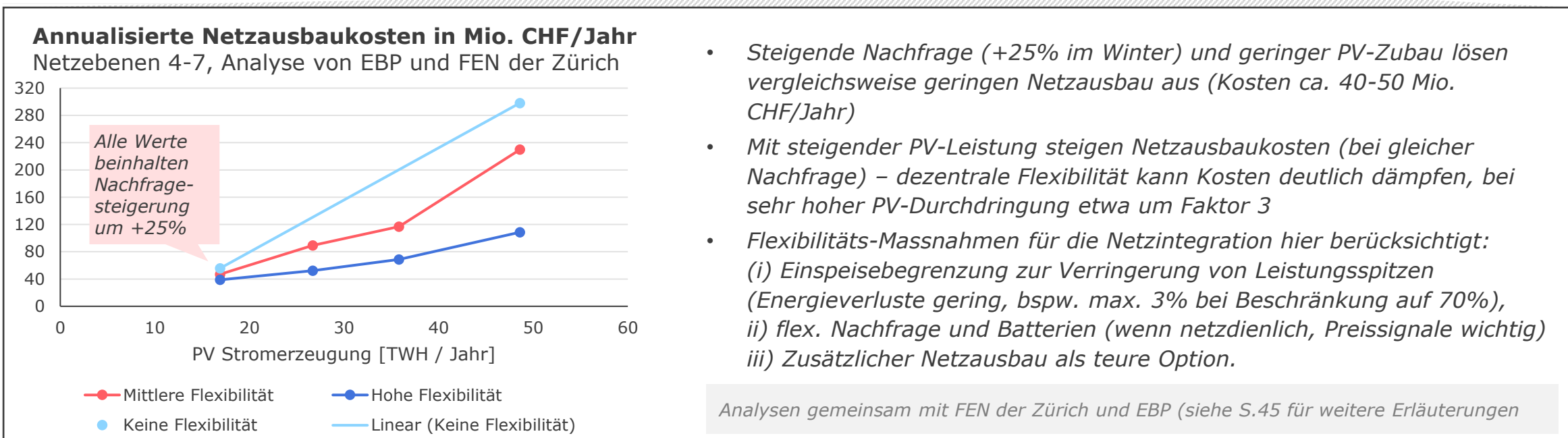


Kosten für Netzausbau, auch durch steigende Nachfrage getrieben, könnten durch den Ausbau der Erzeugung ansteigen, insbesondere bei viel dezentraler PV

Basierend auf Analysen mit dem FEN der ETH Zürich

Netzintegration und Netzausbaubedarf

	Wind	Kern	Solar	Gas
Netzintegration	Geringere Auswirkungen auf Verteilnetz – Anschluss in höherer Netzebene	Bevorzugt sind Standorte heutiger Kraftwerke, sodass Netzintegration gegeben ist	Netzausbau oder andere Massnahmen (siehe unten) bei mehr PV-Dach notwendig	Anschluss auf Höchstspannungsebene, schränkt potenzielle Standorte ein



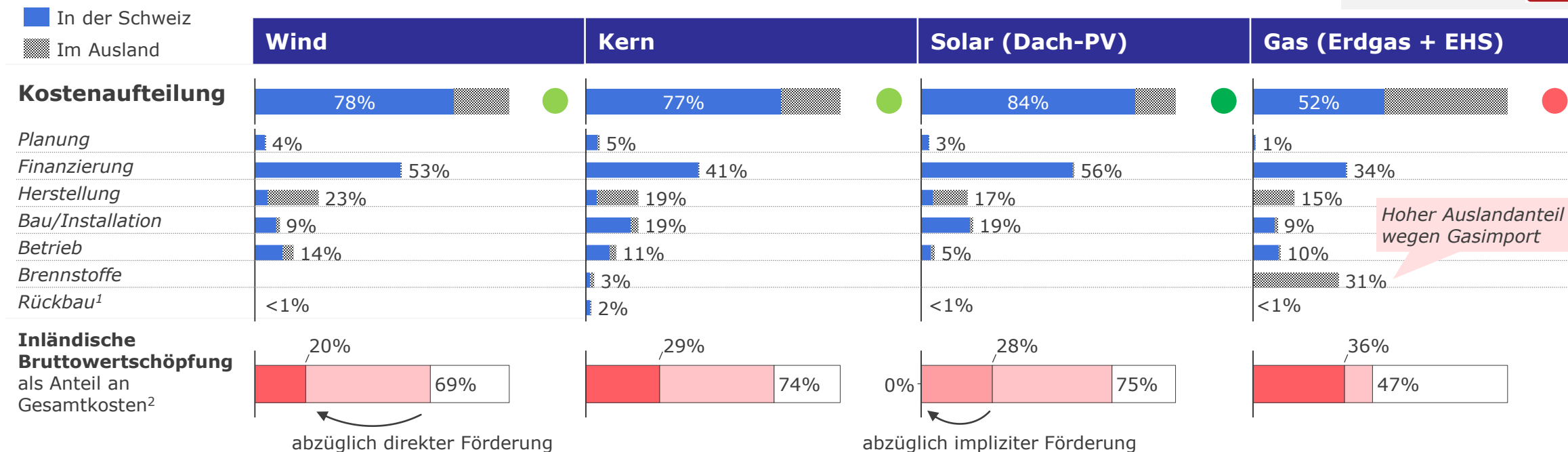
Ungenauere Einspeiseprognose erhöhen heute den Bedarf an Ausgleichsenergie. Wir gehen jedoch davon aus, dass eine künftig höhere Flexibilität, verbesserte Prognosen sowie Anpassungen des Marktdesigns heutige Ineffizienzen korrigieren werden.



Dach-PV hat den höchsten inländischen Kostenanteil, bei Gaskraftwerken fliesst ein grosser Teil der Ausgaben wegen Brennstoffimporten ins Ausland

Kostenaufteilung und inländische Bruttowertschöpfung aus Investitionen in Stromerzeugung

Basierend auf
Analysen mit
Swiss Economics



Wie wurde die Bruttowertschöpfung berechnet?

Die blauen Balken zeigen, welcher Anteil der Kosten in der Schweiz anfällt und wie viel ins Ausland fliesst. Beispiel: von den Gesamtkosten einer 5 MW Windanlage (rund 32 Mio. CHF) fallen 78 % der Ausgaben in der Schweiz an. Aufgrund importierter Vorleistungen (z. B. Komponenten) resultiert daraus jedoch eine geringere inländische Wertschöpfung von 69% (rund 22 Mio. CHF) (roter Balken). Ein Teil dieser Wertschöpfung wird jedoch durch Förderung finanziert (z. B. Netzzuschlag) und stellt dadurch keine rein zusätzliche Wertschöpfung dar, da die eingesetzten Mittel an anderer Stelle Konsum und dadurch Wertschöpfung verdrängen. Wird die gesamte Förderung von der Wertschöpfung abgezogen, verbleiben bei der Windanlage rund 7 Mio. CHF marktbasierter Wertschöpfung, was einem inländischen Wertschöpfungsanteil von rund 20 % der Gesamtkosten entspricht. Um den genauen Unterschied zu bestimmen, müsste die Wertschöpfung des entgangenen Konsums bestimmt werden, was aber im Rahmen dieser Analyse nicht möglich war. Die tatsächliche inländische Wertschöpfung liegt somit zwischen den beiden Werten mit und ohne Abzug der Förderung.

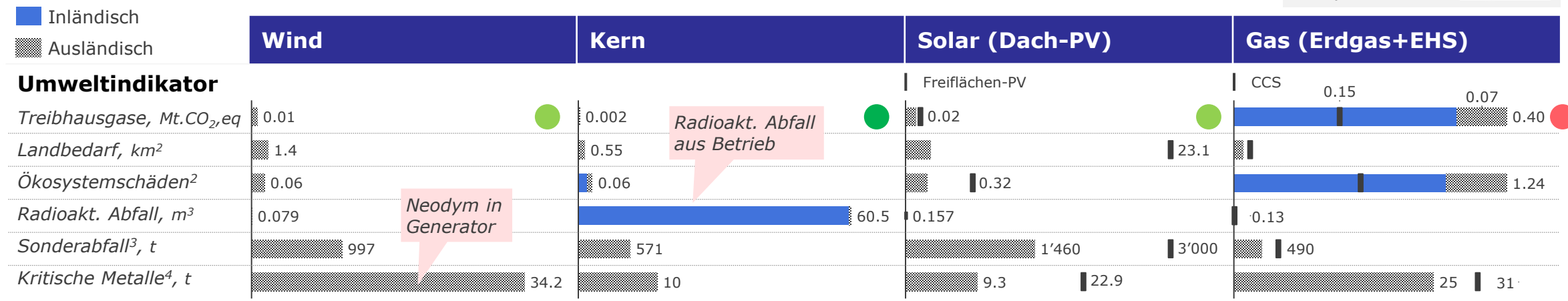
1) Rückbau von Wind, Solar und Gas ist in den Gesamtkosten berücksichtigt, werden jedoch nicht wie bei Kern jährlich bezahlt, sondern fallen einmalig am Ende der Lebensdauer an. Sie sind im Vergleich zu den Rückbaukosten von Kern vernachlässigbar klein; 2) Für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung werden alle Kosten, die innerhalb der Schweiz anfallen, nach Kostentyp aufgeteilt und mit einem passenden Multiplikator versehen. Das ist wichtig, da nicht alle Ausgaben gleich viel Wertschöpfung in der Schweiz generieren. Wertschöpfung, welche aus dem Verbrauch des produzierten Stroms resultieren, ist nicht berücksichtigt;



Jede Technologie hat spezifische Umweltauswirkungen: CO₂-Emissionen bei Gas, radioaktive Abfälle bei Kernenergie, sowie Sonderabfälle und Landbedarf bei Solar und Wind

Umweltauswirkungen, pro TWh im Jahr 2035 (2050 für Kern)¹

Basierend auf Analysen mit PSI



Erläuterungen

Auswirkungen von Wind fallen fast ausschliesslich entlang der Lieferkette und somit im Ausland an. Deshalb sind bspw. die THG-Emissionen zwar tief, aber nicht null. Auswirkungen auf das Landschaftsbild, wie Sichtbarkeit sind nicht berücksichtigt.

Durch den Betrieb von Kernkraftwerken fällt radioaktiver Abfall an, welcher tiefengeologisch gelagert werden muss. Alle anderen Indikatoren fallen vergleichsweise tief aus, so weist Kern bspw. die geringsten THG-Emissionen auf.

Auswirkungen von Dach-PV fallen fast ausschliesslich entlang der Lieferkette und somit im Ausland an. Freiflächen-PV hat einen hohen inländischen Landbedarf und viel Sonderabfall in der Lieferkette aus Kupferbedarf für Verkabelung und Transformation.

Gaskraftwerke weisen hohe inländische und ausländische THG-Emissionen auf. Zudem tragen diese auch zu Ökosystems Schäden bei. Auswirkungen von alternativen Brennstoffen in der Umweltanalyse des PSI vorhanden⁶.

Wie können Umweltindikatoren interpretiert und verglichen werden?

Die Indikatoren basieren auf Lebenszyklusanalysen pro TWh und messen unterschiedliche Umweltwirkungen, die nicht direkt vergleichbar oder aufrechenbar sind; die Resultate hängen dabei stark von den Annahmen zu Lebensdauer und Volllaststunden der Referenzanlagen ab⁵. Ein niedriger Wert bei einem einzelnen Indikator bedeutet daher keine generelle Umweltüberlegenheit einer Technologie, da eine Bewertung normative Gewichtungen erfordern würde, die hier bewusst nicht vorgenommen werden. Der Vergleich wird deshalb auf den Indikator Treibhausgase beschränkt.

1) Die Indikatoren der Umweltauswirkungen sind ab 2025 bis 2050 vorhanden, zur Vergleichbarkeit mit Kern werden Zahlen für 2035 dargestellt. Die Werte zeigen typischerweise eine leichte Abnahme bis 2050, mehrheitlich getrieben durch die weltweite Dekarbonisierung. Im detaillierten Bericht stehen auch Resultate für Batteriespeicher zur Verfügung; 2) Gemessen an Verlust von Spezies-Jahre pro TWh, species-loss*a/TWh; 3) Sonderabfall umfasst Abfälle, die aufgrund ihrer gefährlichen Eigenschaften in Untertagedeponien gelagert werden müssen; 4) Kritische Metalle umfasst Kobalt, Lithium, Neodym und Nickel; 5) Es wurden die gleichen Referenzanlagen verwendet, wie in anderen Teilen des Technologievergleichs; 6) Auf die Analyse von Erdgas in Kombination mit CDR (Negativemissionszertifikaten) wurde verzichtet, da hierfür hohe Unsicherheiten bestehen und bislang keine klaren regulatorischen und methodischen Vorgaben für solche Zertifikate vorliegen.



03 Szenarienanalyse

Ziel ist der Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und emissionsarmen Energieversorgung (I/II)



Zwei realistische Technologie-Mix Optionen für die zukünftige Winterstromversorgung aus einer Vielzahl möglicher Szenarien: «Erneuerbare + Gas» konzentriert sich auf erneuerbare Energien und Gas, «Koexistenz» auf das Zusammenspiel von Kernenergie mit anderen Technologien.

- Ausgangspunkt der Analyse ist eine Nachfragesteigerung – bis 2050 wird ein Nachfragewachstum im Winterhalbjahr um rund 25% bzw. 9 TWh gegenüber 2025 angenommen.
- Zur Deckung des Nachfragewachstums und Ersatz bestehender Kernkraftwerke braucht es in beiden Szenarien einen zügigen Zubau von Wind und PV, ergänzt durch Vorbereitungen für Gas und ggf. neue Kernkraftwerke.



Die Gesamtkosten steigen in beiden Szenarien; im Szenario „Erneuerbare + Gas“ fällt der Kostenanstieg stärker aus. Netzzuschlag kann direkte Förderung decken, zuzüglich der indirekten Förderung.

- In beiden Szenarien führt der Ausbau der Stromerzeugung zu steigenden Kosten; diese sind im Szenario «Erneuerbare + Gas» insgesamt höher.
- Der Netzzuschlag von 2.3 Rp/kWh kann den Förderbedarf beider Szenarien in etwa decken. Ein Teil der Kosten von PV-Dachanlagen wird jedoch nicht über direkte Förderung, sondern über die implizite Förderung finanziert.
- Der Langzeitbetrieb bestehender Kernenergie senkt Kosten und ist insbesondere bei verzögertem Erneuerbaren-Ausbau wertvoll.



Netzausbaukosten sind im «Erneuerbare + Gas» Szenario aufgrund des stärkeren Dach-PV-Zubaus höher, aber generell im Vergleich zu Investitionen in die Erzeugung relativ gering.

- Netzausbaukosten, die durch PV-Zubau getrieben werden, lassen sich durch gezielte Massnahmen senken, etwa durch Einspeisebegrenzungen auf 70% oder 50%, sowie flexible Nachfrage.



Technologie-Szenarien: Höchste Kosten bei sehr hohem PV-Zubau, Szenarien mit Fokus Wind oder Gas sind günstiger.

- Die Spannweite der Kostenentwicklung wird anhand der Technologie-Szenarien sichtbar: Das Szenario «PV-Fokus» weist rund 50% höhere Gesamtkosten auf als das Szenario «Wind-Fokus», und 60% höhere Kosten als das Szenario «Gas-Fokus».
- Auch der Förderbedarf ist im Szenario mit PV-Fokus deutlich höher als in den anderen untersuchten Technologie-Szenarien.

Ziel ist der Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und emissionsarmen Energieversorgung (II/II)



Winterstromerzeugung der Wasserkraft kann kaum noch gesteigert werden, gerade im meteorologischen Winter von Dez-Feb sind Importe und Gaskraftwerke für Nachfragedeckung relevant.

- Bestehende Wasserspeicher werden bereits heute optimiert betrieben, zusätzliche Winterproduktion - durch Staumauererhöhungen oder Neuanlagen - ist nur begrenzt möglich und relativ teuer.
- Im meteorologischen Winter ist nicht-flexible Erzeugung niedrig, Wasserkraft kann den Bedarf nicht immer decken und muss durch Gas oder Importe unterstützt werden.



Importe bleiben eine wichtige Säule von Stromerzeugung und bei Primärenergie, aber Grossteil der Stromerzeugung wird inländisch gedeckt und senkt damit auch Importabhängigkeit von Primärenergie

- Während der Grossteil der Stromnachfrage durch inländische Stromerzeugung gedeckt werden kann, spielt der Stromaustausch mit den Nachbarländern in allen Szenarien ebenfalls eine wichtige Rolle und bleibt für die Versorgungssicherheit zentral.
- Im- und Exporte sind in den Szenarien möglich, aber Entwicklungen der Nachbarn sind unsicher.
- Zusätzliche Reservekraftwerke sind vorgesehen, um Worst Case Situationen abzudecken.
- Szenarien grundsätzlich robust bei niedrigerer oder höherer Nachfrage, Zubau von Gas, ggf. Wind und PV kurzfristig möglich
- Der Nettoimportbedarf an Energieträgern geht deutlich zurück; Herausforderung für Gaskraftwerke sind fehlende Gasspeicher.



Inländische Wertschöpfung und Beschäftigung in beiden Szenarien auf ähnlichem Niveau

- Inländischer Wertschöpfungsanteil bei rund 65%, ca. 15 Tsd. Vollzeitstellen pro Jahr in beiden Szenarien. In «Koexistenz» braucht es den Langzeitbetrieb für Kompetenzerhalt.



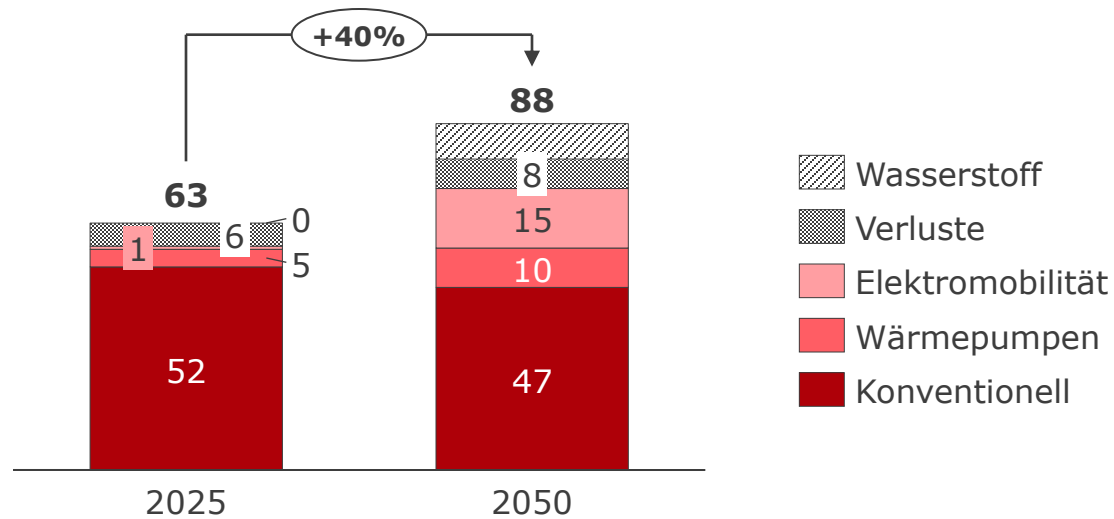
Treibhausgasemissionen im Gesamtsystem sinken durch die Elektrifizierung, welche die Stromnachfrage erhöht.

- Gaskraftwerke erhöhen Treibhausgasemissionen, können aber die Versorgungssicherheit verbessern und damit zur Elektrifizierung und Dekarbonisierung beitragen.
- Neue Gaskraftwerke in der Schweiz sind effizienter als bestehende; Lösungen für emissionsarmen Betrieb bis 2050 möglich, aber Verfügbarkeit und Kosten sehr unsicher.

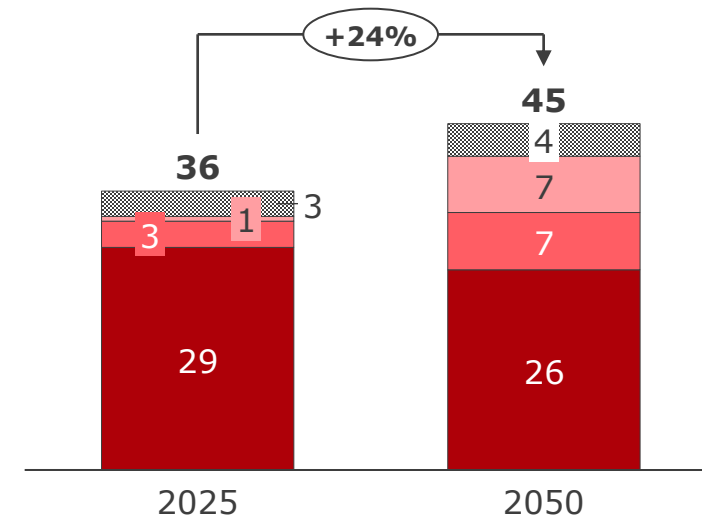


Ausgangspunkt der Szenarienanalyse ist eine Nachfragesteigerung – bis 2050 im Winterhalbjahr um 25% bzw. 9 TWh gegenüber 2025. Nachfrage in beiden Szenarien gleich

Stromnachfrage im Jahr, TWh



Stromnachfrage im Winter, TWh



Wie entwickelt sich die Nachfrage im ganzen Jahr?

Grundsätzlich unterliegt die Nachfrageentwicklung Unsicherheiten – wie stark schreitet die Elektrifizierung voran, wie viele Rechenzentren werden gebaut? In den nachfolgenden Analysen unterstellen wir eine Gesamtnachfragesteigerung von 16 TWh (exkl. Wasserstoff) bis zum Jahr 2050, oder 25 %. Zur Nutzung von Sommerüberschüssen könnten zusätzlich Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung eingesetzt werden, diese Entwicklung ist jedoch besonders unsicher.

In Zukunft wird der Pro-Kopf-Verbrauch durch Effizienzverbesserungen in Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und privat sinken, hier sind rund 20-25% unterstellt; gegenläufig wächst die Nachfrage z. B. durch Rechenzentren und das Bevölkerungswachstum. Zur Dekarbonisierung des Wärmesektors werden 10 TWh Nachfrage aus Gross- und Kleinwärmepumpen unterstellt. Elektromobilität führt zu einer Nachfragesteigerung um rund 14 TWh.

Wie entwickelt sich die Nachfrage im Winter?

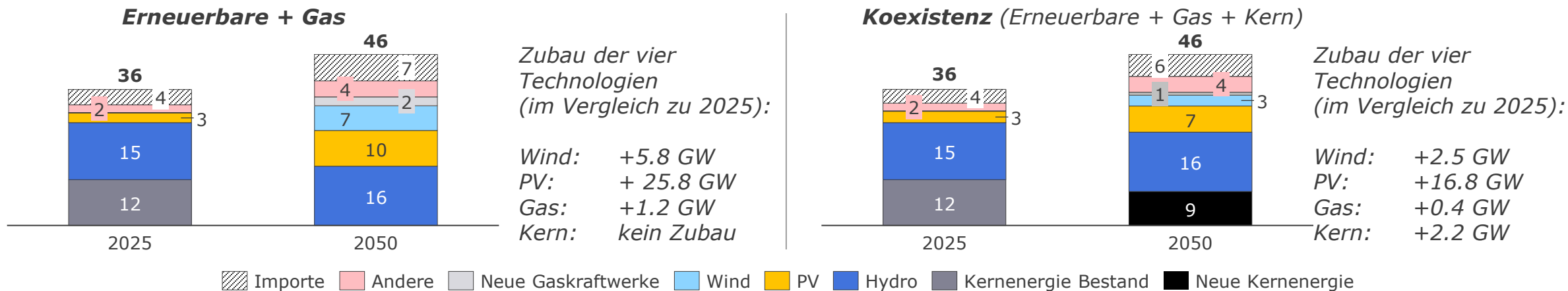
60% der Nachfragesteigerung (ohne Wasserstoff) fallen im Winter an – eine Steigerung um 9 TWh, auf rund 45 TWh in 2050.

Treiber des stärkeren Zuwachses im Winter sind insbesondere Wärmepumpen, die zu rund 70% im Winter eingesetzt werden, sowie die konventionelle Nachfrage, die bereits heute ein winterlastiges Profil aufweist.



Zwei realistische Technologie-Mix Optionen: eine konzentriert sich auf erneuerbare Energien und Gas, die andere auf die Koexistenz von Kernenergie mit anderen Technologien

Stromerzeugung im Winterhalbjahr in TWh



- Angelehnt an die aktuelle Energiestrategie mit Fokus erneuerbaren Energien; Mantelerlass Ziel für 2045 wird erfüllt (45 TWh neue Erneuerbare, Ziel für 2035 unrealistisch)
- Kein Langzeitbetrieb bestehender Kernkraft – Szenario unterstellt eine Welt, in der Kernenergie gesellschaftlich weniger erwünscht ist (Sensitivität mit LZB siehe Folie 41)
- Erfordert erhebliche Windkraft-Beschleunigung, Anstieg von 50 auf ca. 1'000-1'300 Windturbinen
- Erfordert am Markt agierende Gaskraftwerke¹

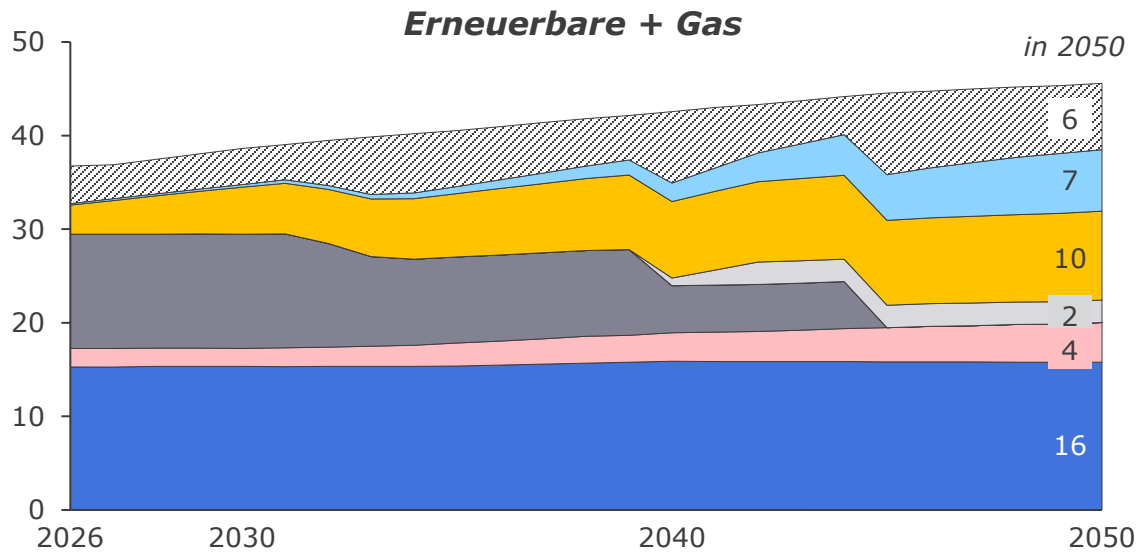
- Neubau Kernkraftwerke für die weitere Diversifizierung des Strommixes; Bau von 2 AP1000 (je ~1'100 MWe) bis 2050; breitere Akzeptanz der Kernenergie ermöglicht Laufzeitverlängerung bestehender Kernkraftwerke bis dahin
- Ausbau Erneuerbare (Wind und PV) wird weiter vorangetrieben, jedoch weniger stark als bei *Erneuerbare + Gas*, ca. 400-500 Windturbinen, Zubau Dach-PV schwächt gegenüber heute ab
- Zusätzlich geringe Leistung am Markt agierender Gaskraftwerke

Zugrundeliegende Annahmen: Austausch mit den Nachbarländern ist möglich. Beide Szenarien haben das Erzeugungspotenzial, die Nachfrage abgesehen von 5 TWh Importen im Winter durch heimische Stromerzeugung zu decken. Höhere Importe sind eine marktbasierete Entscheidung, auf heimische (Gas-) Kraftwerkseinsätze zu verzichten und stattdessen günstiger zu importieren. Für Knappheitssituationen wird das Vorhandensein von Reservekraftwerken (rund 1.4 GW in beiden Szenarien, angelehnt an EICOM Analysen) unterstellt, hier aber nicht detailliert modelliert.



Für Nachfragewachstum und Ersatz bestehender Kernkraftwerke braucht es einen zügigen Zubau von Wind und PV, plus Vorbereitungen für Gas und ggf. neue Kernkraftwerke

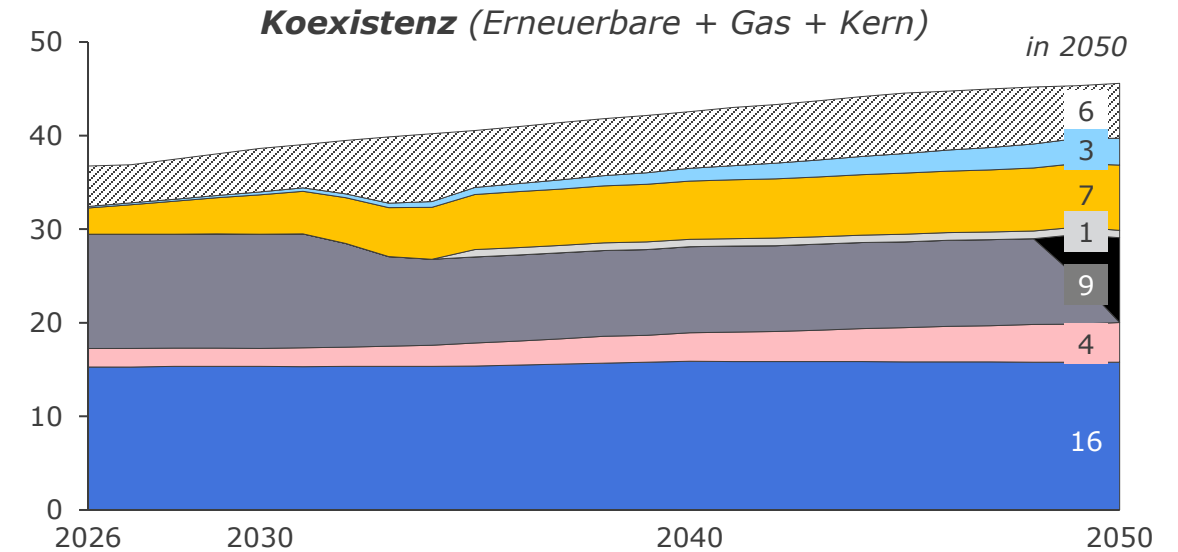
Stromerzeugung im Winter in TWh



Importe
 Wind
 PV
 Neue Gaskraftwerke
 Neue Kernenergie
 Kernenergie Bestand
 Andere
 Wasserkraft

Welche Weichen müssen heute gestellt werden?

Im Szenario Erneuerbare + Gas muss der Zubau von Windanlagen stark beschleunigt werden. Dafür muss der Beschleunigungserlass umgesetzt, mehr Eignungsgebiete ausgewiesen und die gesamtschweizerische Planung verstärkt werden. Der PV-Zubau wird etwas reduziert, Integration in das Netz ist ein Fokus. Für Freiflächenanlagen werden Eignungsgebiete ausgewiesen. Gaskraftwerke müssen ermöglicht werden, indem der regulatorische Rahmen angepasst wird (Auktionen, CO₂ Abgabe und Abwärmenutzung), um einen Zubau ab 2040 zu erreichen.



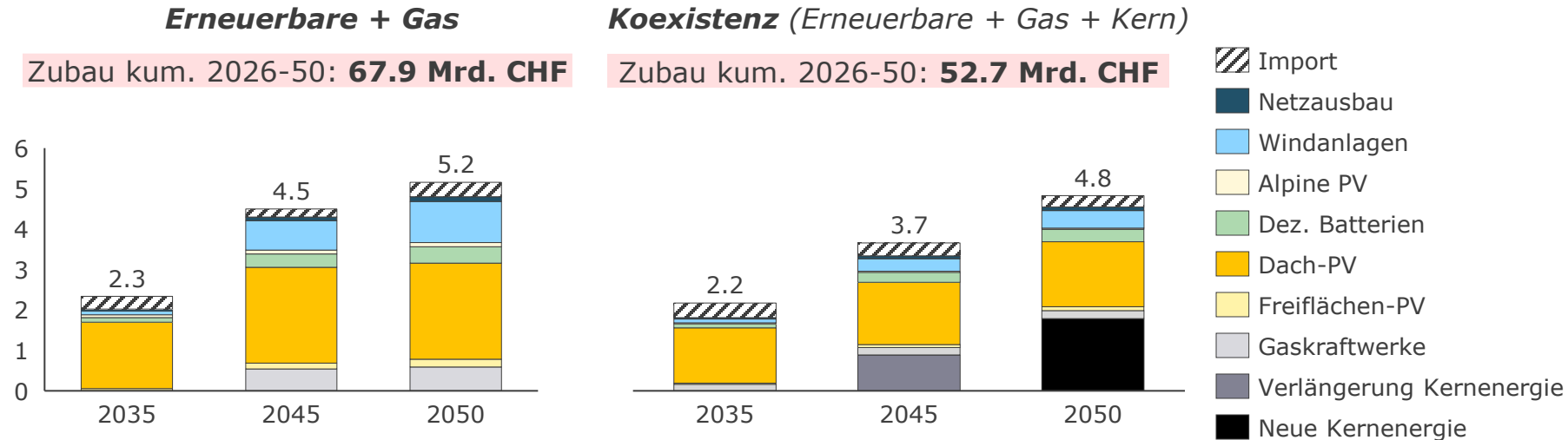
Welche Weichen müssen heute gestellt werden?

Im Szenario Koexistenz muss heute die Verlängerung der Laufzeit bestehender Kernenergie sowie die Vorbereitung neuer Kernkraftwerke angestoßen werden. Der Zubau von Windanlagen muss wie im Szenario Erneuerbare + Gas mit gleichen Massnahmen beschleunigt werden. PV-Förderung wird leicht reduziert, womit sich die Zubaugeschwindigkeit von PV gegenüber heute in den 2030ern verlangsamt. Gaskraftwerke müssen ermöglicht werden, um einen Zubau ab 2035 zu erreichen.



In beiden Szenarien bedingt der Ausbau der Stromerzeugung steigende Kosten. In «Erneuerbare + Gas» sind sie höher

Jährliche Kosten für neue Anlagen und Netzausbau in Mrd. CHF



Wie berechnen sich die jährlichen Kosten?

- Berechnung berücksichtigt jährliche Kosten jeder Anlage. CAPEX werden wie bei den Gestehungskosten auf gesamte Lebensdauer umgelegt, hinzu kommen jährliche OPEX. Errichtung und Rückbau sind enthalten.
- Damit erreicht man annualisierte Kosten der Stromerzeugung und kann diese für jedes Jahr vergleichen.
- Ein Vergleich von Investitionen wäre missverständlich, da sie in einzelnen Jahren anfallen, aber Anlagen länger laufen.
- Für Dach-PV-Anlagen sind unterschiedliche Anlagengrößen unterstellt: für jede der Kategorien >30 kW, 30-100 kW und >100 kW wurde ausgewertet, wie hoch das Potenzial sowie der heutige Bestand sind. Die Differenz davon ergibt das verbleibende Potenzial. Der Zubau ist anteilig entsprechend des verbleibenden Potenzials berücksichtigt.
- Fokus hier sind Kosten der betrachteten Technologien Wind, PV, Kern und Gas sowie die Laufzeitverlängerung bestehender Kernenergie über 60 Jahre hinaus. Kosten für Erhalt des heute bestehenden Netzes, heute bestehender Erzeugungsanlagen oder anderer Anlagen sind in beiden Szenarien gleich und werden hier nicht gezeigt. Kosten für Importe sind in den kumulierten Zubaukosten nicht enthalten (Import kumuliert in Erneuerbare + Gas 7.1 Mrd CHF, Koexistenz 7.3 Mrd. CHF).

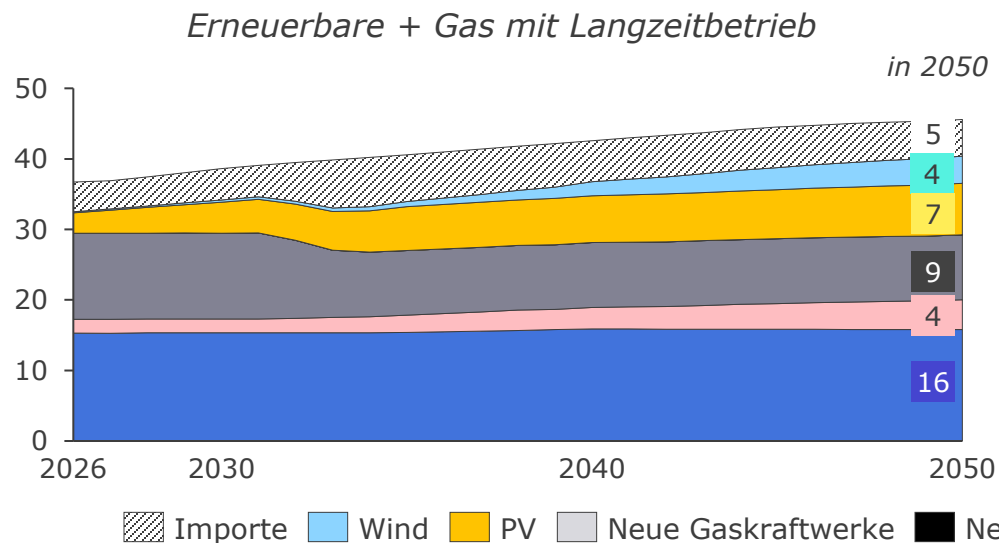
Zentrale Erkenntnisse

- Erneuerbare kumuliert mit 67.9 Mrd. CHF teurer als Koexistenz mit 52.7 Mrd. CHF (kumulierte Kosten f. Zubau 2026-2050)
- Grösste Kostenblöcke sind PV und neue Kernenergie, Langzeitbetrieb (LZB) Kernenergie bringt Kostenvorteile bei Koexistenz (für eine Darstellung des LZB im Szenario Erneuerbare + Gas siehe nächste Folie)
- Erneuerbare insbesondere in früheren Jahren etwas teurer, ab 2050 in etwa vergleichbare jährliche Kosten
- Netzausbau führt zu vergleichsweise geringfügigen Mehrkosten, hinzu kommen Kosten dezentraler Batterien

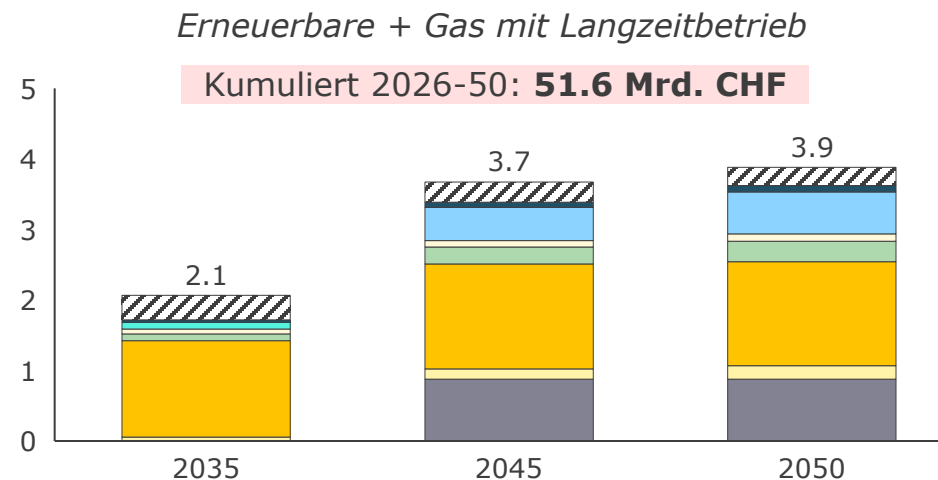


Deep Dive: Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke ermöglicht Kostenreduktion auch in *Erneuerbare + Gas*; wertvoll insbesondere bei verzögertem Ausbau Erneuerbare

Stromerzeugung im Winterhalbjahr in TWh



Jährliche Kosten für neue Anlagen und Netzausbau in Mrd. CHF



- Langzeitbetrieb (LZB) der bestehenden Kernkraftwerke würde auch in «Erneuerbare + Gas» Zeit verschaffen, sollte sich der Ausbau der anderen Technologien verzögern.
- Mit einem LZB von 80 Jahren der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt wäre nur die Kompensation der Beznau-Produktion (3 TWh im Winter; Stilllegung ab 2033 bereits beschlossen) und des Nachfragewachstums (9 TWh im Winter) notwendig.
- Kumulierte Kosten von 2026-50 würden von 67.9 Mrd. CHF auf 51.6 Mrd. CHF sinken und wären damit vergleichbar mit *Koexistenz*.

Was verändert sich im Szenario *Erneuerbare + Gas* wenn auch hier ein LZB berücksichtigt wird?

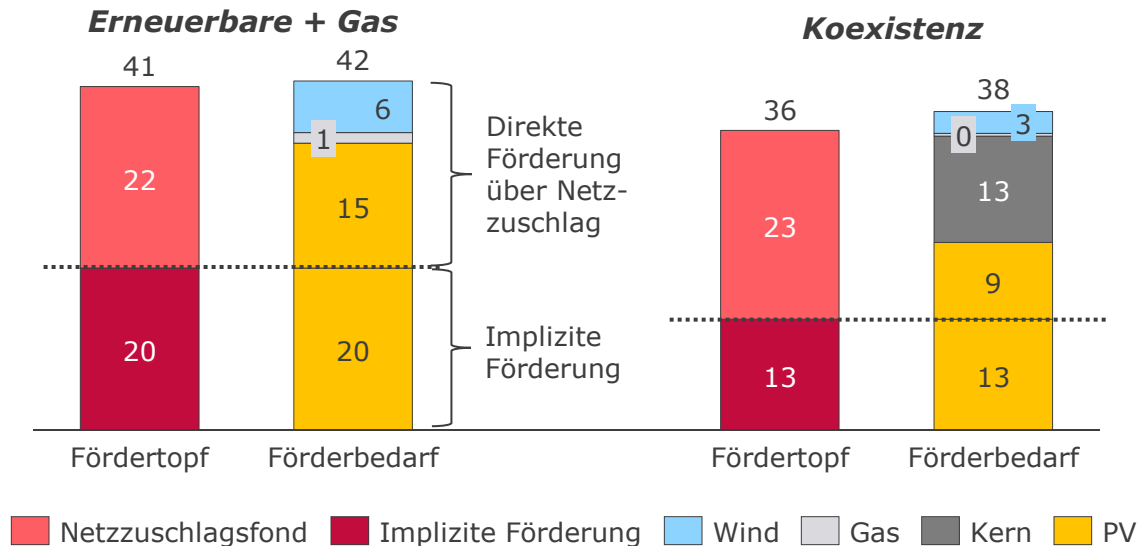
- PV-Zubau weiterhin bis Mitte 2030er Jahre zügig und hilft für die Kompensation der Beznau-Produktion. Ab 2040 deutlich verzögerter PV-Zubau im Vergleich zu *Erneuerbare + Gas* (24 GW in 2050)
- Auch Wind-Zubau zunächst mit hoher Zubaugeschwindigkeit, dann verzögert ab 2040 (3.4 GW in 2050)
- Kein Zubau von Gaskraftwerken bis 2050 notwendig



Der Netzzuschlag von 2.3 Rp/kWh kann die direkte Förderung beider Szenarien etwa decken – Teile der PV-Kosten werden über eine implizite Förderung finanziert

Fördertopf und -bedarf kumuliert in Mrd. CHF 2026-2050

Szenarien nicht direkt vergleichbar! Förderung fliesst bei Errichtung der Anlagen, aber unterschiedlich lange Restlebenszeiten in den Szenarien



Zentrale Erkenntnisse

- **Netzzuschlagsfond reicht in beiden Szenarien aus, um direkte Förderung zu decken** – die implizite Förderung ist nicht eingerechnet
- Erneuerbare + Gas: CHF 22.6 Mrd. direkte Förderung (ohne bestehende Verpflichtungen), zzgl. 19.6 Mrd. CHF implizite Förderung
- Koexistenz: CHF 25.1 Mrd. direkte Förderung (ohne bestehende Verpflichtungen), zzgl. 13.4 Mrd. CHF implizite Förderung
- Alle Technologien erhalten ihre Förderung vollständig bei Errichtung. So fällt Förderung für Kernenergie-Blöcke in Koexistenz vor 2050 an, produzieren darüber hinaus weitere ~60 Jahre Strom
- Förderbedarf für LZB sowie weitere Risikoübernahme nicht abgebildet
- Ohne implizite Förderung würde Förderbedarf den Fördertopf erheblich übersteigen und auf 3.1 bis 3.7 Rp/kWh erhöht werden müssen
- Netzzuschlag bisher für Erneuerbare. Für Kern-/ Gaskraftwerke müsste der Fonds auf diese erweitert oder ein neuer Zuschlag aufgesetzt werden

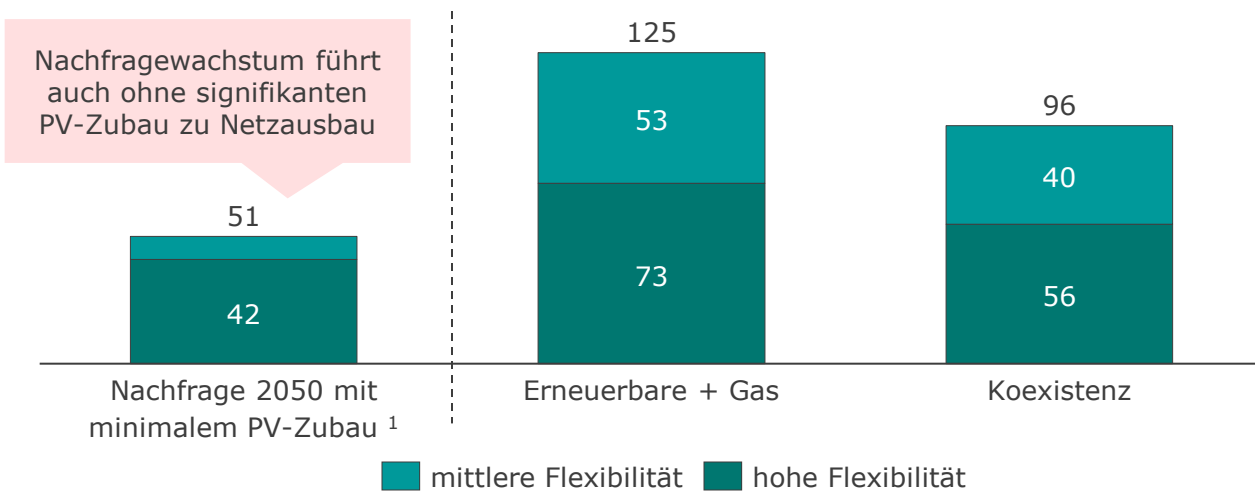
Wie berechnen wir den Fördertopf und -bedarf?

- Abbildung zeigt den direkten Förderbedarf (angelehnt an Winterförderbedarf) als Investitionskostenbeitrag aggregiert von 2026 bis 2050. Direkte Förderung fällt im Errichtungsjahr an, d.h. Investitionskostenbeitrag Kernenergie ist vollständig enthalten, trotz längerer Laufzeit.
- Förderbedarf wird teilweise über die implizite Förderung für Dach-PV gedeckt, welche bei Eigenverbrauch ihren Netzkostenbeitrag reduzieren können. Implizite Förderung wird von den übrigen Endkunden über höhere Netzentgelte getragen.
- Der Fördertopf setzt sich aus dem Netzzuschlag und der impliziten Förderung zusammen. Das Volumen des Netzzuschlags steigt aufgrund der höheren Nachfrage in der Zukunft von heute rund 1.2 Mrd. CHF/Jahr auf rund 1.5 Mrd. CHF/Jahr in 2050. Weiterhin sind die Rückerstattung für energieintensive Industrie berücksichtigt sowie dass auf eigenverbrauchten Strom aus PV-Dachanlagen keine Netzzuschläge erhoben werden
- Der Netzzuschlagsfonds hat zusätzlich bereits bestehende Verpflichtungen von rund 10 Mrd. CHF (z.B. Für bereits heute zugesagte Zahlungen für Wasserkraft), welche in der Darstellung bereits abgezogen sind



Netzausbaukosten sind im «Erneuerbare + Gas» Szenario aufgrund des höheren Dach-PV-Zubaus höher, aber generell im Vergleich zu Investitionen in die Erzeugung relativ gering

Annualisierte Netzausbaukosten in den zwei Szenarien in CH, 2050 in Mio. CHF/Jahr



Zentrale Erkenntnisse

- Der nachfragegetriebene Netzausbau führt in beiden Szenarien zu Kosten. Auch ohne PV-Zubau würden diese zu Kosten von 40-50 Mio. CHF/Jahr führen (abhängig von verfügbarer Flexibilität)
- Die Integration von PV-Einspeisespitzen kann zu zusätzlichen Kosten führen
- Die Begrenzung des Netzaubaus erfolgt mit verschiedenen Massnahmen: i) Begrenzung von PV-Einspeisespitzen, ii) die Flexibilisierung der bestehenden Nachfrage und iii) dezentrale Batteriespeicher. Ohne diese Massnahmen ist der Netzausbau sehr viel teurer (siehe S. 31 Netzintegration von PV)
- Wir berücksichtigen zwei Optionen, beide mit Flexibilitäten (siehe Tabelle), Massnahmen sind in der Gesamtkostenbetrachtung berücksichtigt
- Im «Erneuerbare + Gas» Szenario muss das Netz zur Integration höherer PV-Einspeisespitzen stärker ausgebaut werden als im «Koexistenz» Szenario.

	Einspeisebegrenzung	Nachfrageflexibilität		Batteriespeicher
		Elektromobilität	Wärmepumpen	
Mittlere Flexibilität	70% (am Hausanschluss)	Reduktion am Abend um 20%	Keine Flexibilität	0.8 kW BESS pro kWp PV (bei Neuanlagen)
Hohe Flexibilität	50% (am Hausanschluss)	Reduktion am Abend um 50%	Reduktion zwischen 18 bis 22 Uhr	1 kW BESS pro kWp PV (bei Neuanlagen)

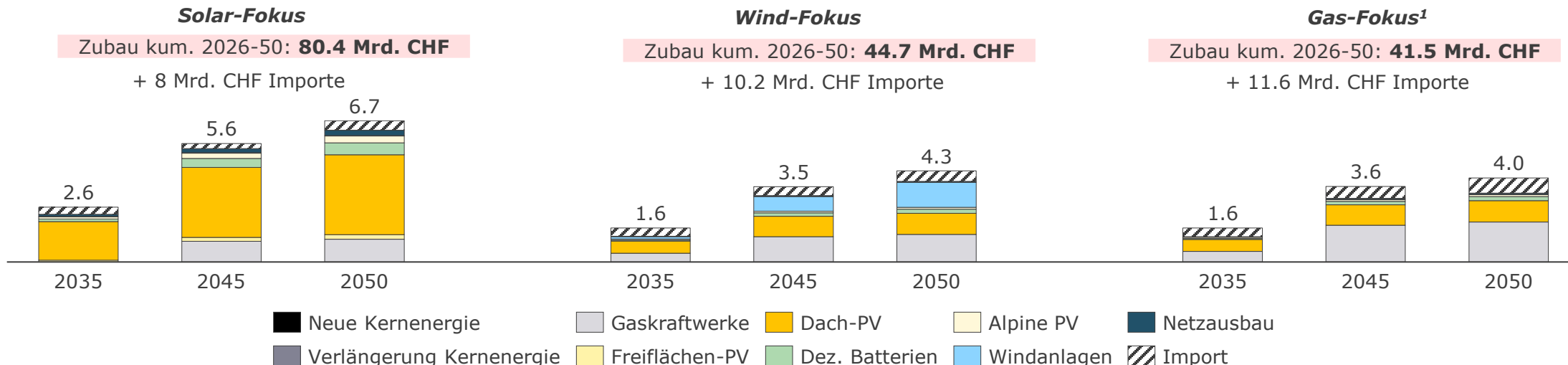
Die Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten bis 2050 wird in den Annahmen nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass eine künftig höhere Flexibilität, verbesserte Prognosen sowie Anpassungen des Marktdesigns heutige Ineffizienzen korrigieren werden



Die Spannweite der Kostenentwicklung kann anhand von «Technologie-Szenarien» untersucht werden: Ein Szenario mit viel PV ist teurer als eins mit viel Wind oder Gas

Jährliche Kosten für neue Anlagen, Netzausbau und Importe in Mrd. CHF/Jahr

Hier berücksichtigt: Alle Szenarien können in durchschnittlichen Jahren den Strombedarf im Winterhalbjahr bis auf 5 TWh Import decken



Zentrale Erkenntnisse

- Ein Szenario mit viel PV ist sehr teuer, da sowohl kleine, dezentrale Anlagen als auch dezentrale Flexibilität (Batterien) und Netzausbau zu Mehrkosten führen.
- Ein Szenario mit einem hohen Windanteil wäre kostengünstiger als die beiden Synthese-Szenarien
- Günstigstes Szenario mit vielen Gaskraftwerken. Wichtige Voraussetzung hier ist eine ausreichende Exportfähigkeit der Nachbarländer. Ist dies der Fall, können günstige Importe genutzt und inländische Gas-Einsatzstunden niedrig gehalten werden.
- Jedoch hohe Kostenunsicherheit: Bei geringer Importfähigkeit steigen Gesamtkosten

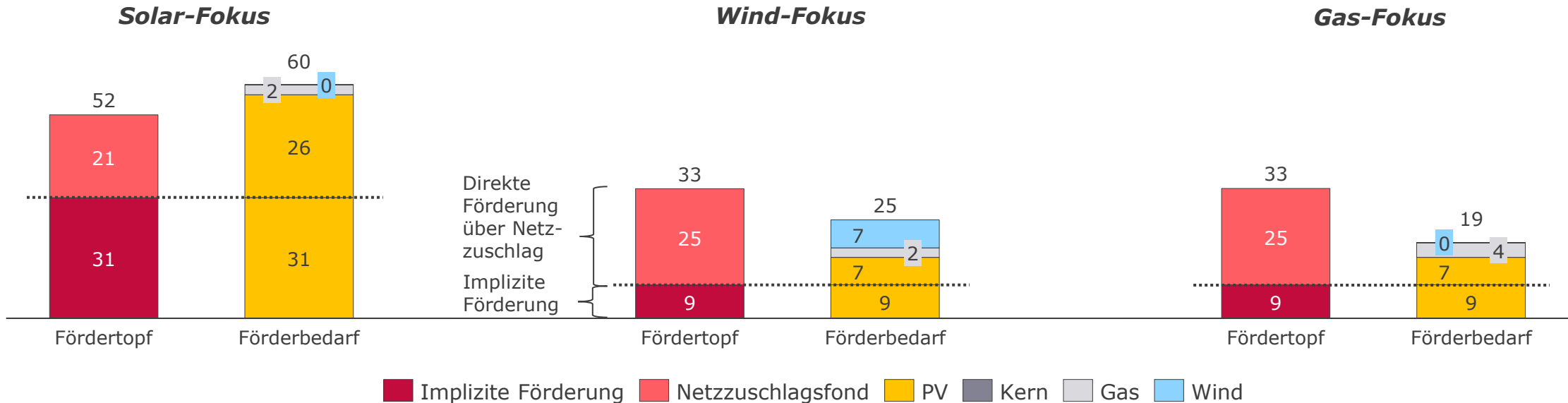
Leistung in 2050²

50 GW PV (+40 GW ggü. heute)	17 GW PV (+7 GW ggü. heute)	17 GW PV (+7 GW ggü. heute)
0.3 GW Wind	8 GW Wind	0.3 GW Wind
2.2 GW Gas	2.6 GW Gas	3.8 GW Gas
0 GW Kernkraft	0 GW Kernkraft	0 GW Kernkraft



Auch der Förderbedarf ist in dem Szenario mit viel PV deutlich höher als in den Szenarien mit viel Wind oder Gaskraftwerken und Importen

Förderbedarf kumuliert in Mrd. CHF 2026-2050



Zentrale Erkenntnisse

- *Gas-Fokus* und *Wind-Fokus* mit deutlich geringerem Förderbedarf als *Solar-Fokus* sowie *Erneuerbare + Gas* und *Koexistenz*.
- In beiden Szenarien würde der Netzzuschlagsfond selbst bei Wegfall der impliziten Förderung den Förderbedarf decken können. Im *Gas-Fokus* Szenario könnte der Netzzuschlag und damit die Belastungen für Endverbraucher reduziert werden.
- *Solar-Fokus* mit dem höchsten Förderbedarf.

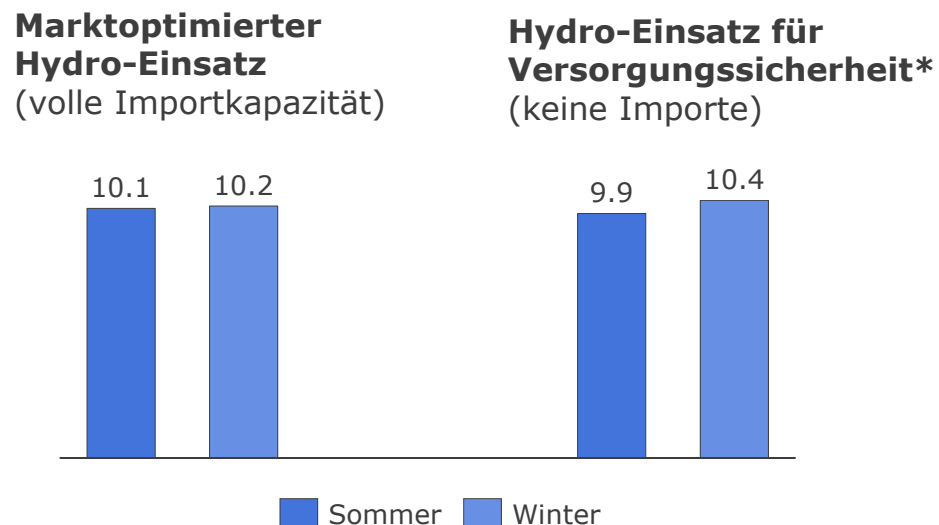
Kurzerklärung zur Methodik siehe Folie 37



Wasserkraft wird bereits heute auf den Winter ausgerichtet betrieben: die Möglichkeiten zur Erhöhung der saisonalen Speicherkapazität sind begrenzt

Basierend auf Analysen mit dem **FEN der ETH Zürich**

Winter- und Sommerstromproduktion Schweizer Wasserkraft in TWh



Zentrale Erkenntnisse

- Stromerzeugung aus der Schweizer Wasserkraft kann kaum weiter in den Winter verschoben werden
 - Bereits heute im marktoptimierten Einsatz Betrieb stark auf den Winter ausgerichtet
 - Selbst bei Versorgungsknappheit im Winter kaum zusätzliche saisonale Verschiebung
- Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft ist begrenzt
- Pumpspeicherkraftwerke sind keine Saisonspeicher, eher täglicher bzw. wöchentlicher Einsatzzeitraum
- Wasserkraft kann gespeicherte Energie innerhalb des Winters verteilen
 - Kaum relevant, ob Erzeugung im meteorologischen Winter oder Winterhalbjahr anfällt
 - Spezifischer Vorteil des Schweizer Systems
- Batterien haben keine Rolle bei der saisonalen Speicherung

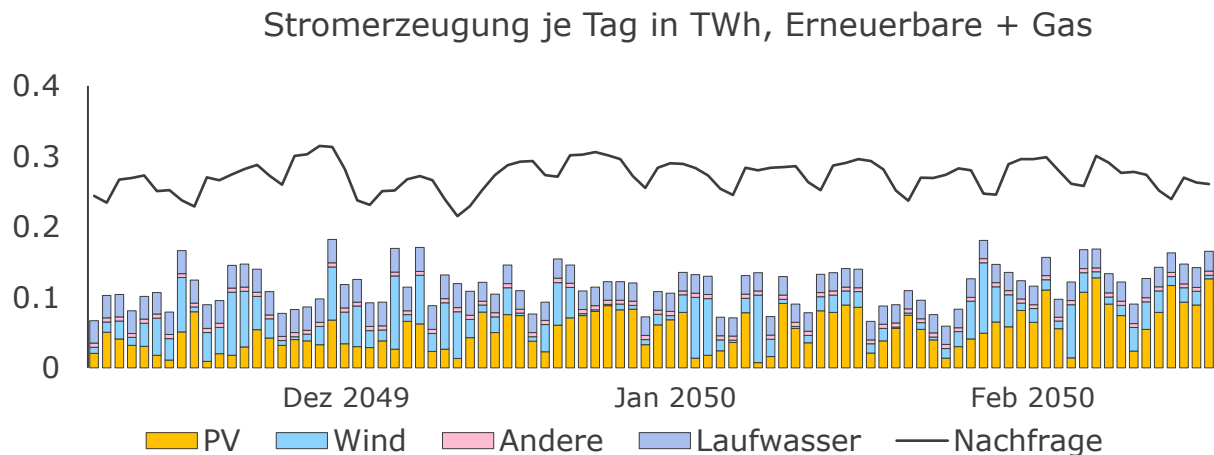
Wie haben wir den Betrieb der Wasserkraft modelliert? Hier dargestellt sind Ergebnisse des flexiblen Hydro-Einsatzes im Szenario Erneuerbare, mit 2 Sensitivitäten: volle Austauschmöglichkeiten sowie vollständige Grenzschiessungen, gerechnet mit einer fundamentalen Marktsimulation durch das FEN (Forschungsstelle Energienetze der Zürich), für das Jahr 2050.



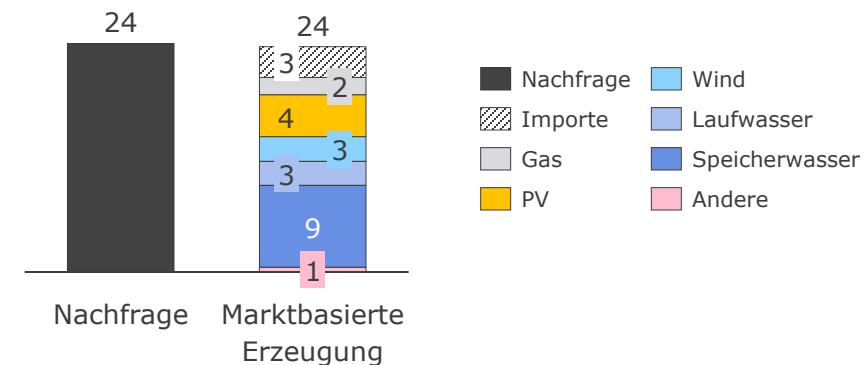
Deep Dive: Im meteorologischen Winter ist nicht-flexible Erzeugung niedrig, Wasserkraft kann den Bedarf nicht immer decken und muss durch Gas oder Importe unterstützt werden

Basierend auf Analysen mit dem **FEN der ETH Zürich**

Nachfrage und nicht-flexible Stromerzeugung im meteorologischen Winter 2049/2050



Kumulierte Erzeugung im meteorologischen Winter in TWh, Erneuerbare + Gas

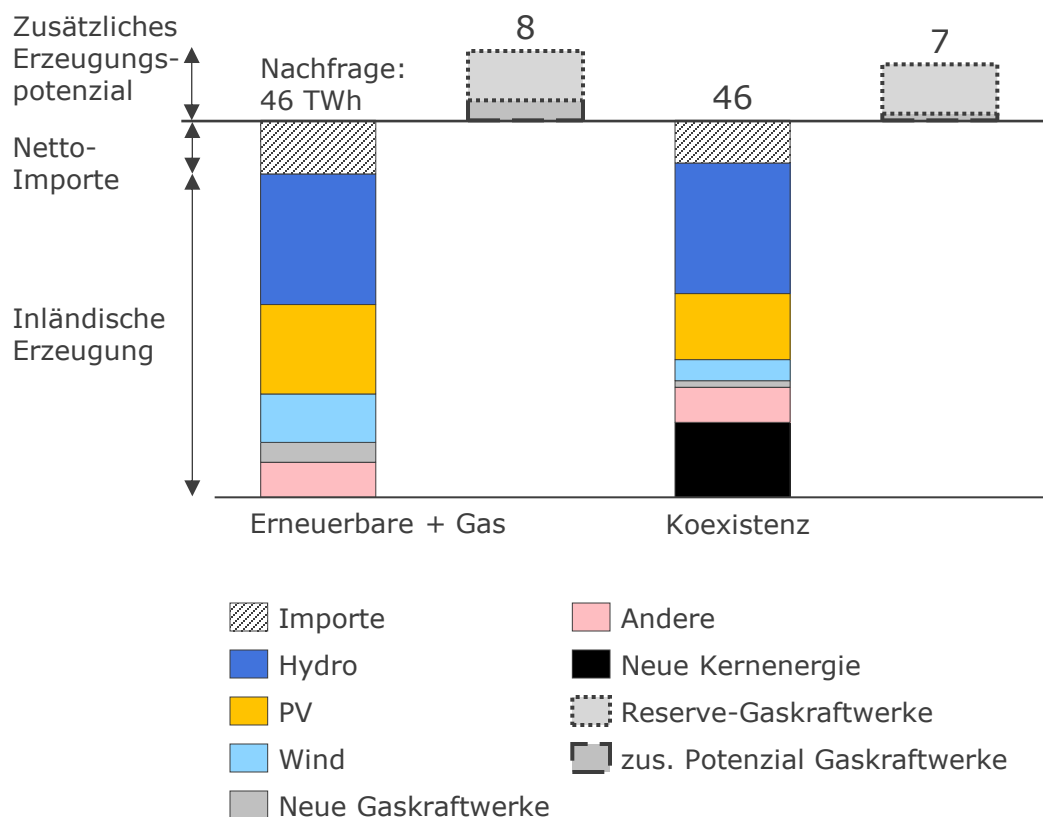


- Die Erzeugung aus nicht-flexiblen Anlagen (Wind, PV, Laufwasser, Andere) im Szenario *Erneuerbare + Gas* kann 10 TWh zur Deckung der 24 TWh Nachfrage in den drei Wintermonaten des meteorologischen Winters (Dezember, Januar und Februar) beitragen – diese Werte decken ein durchschnittliches Wetterjahr ab
- PV-Anlagen produzieren in den drei Wintermonaten Dezember, Januar und Februar nur etwa 7-9% ihrer Jahreserzeugung
- Speicherwasserkraftwerke erzeugen von Dezember bis Februar ca. 6-8 TWh. Wie viel genau es ist, hängt von der Verteilung zwischen den Monaten ab und ist abhängig vom Wetterjahr, also von Nachfrage und Erzeugung im In- und Ausland sowie Zuflüssen. Je nach Wettersituation hat Hydro die Flexibilität, die Produktion innerhalb des Winterhalbjahres hin und her zu verschieben.
- Der Grossteil der Wasserkrafterzeugung fällt somit in die drei kritischen Wintermonate, während in den Randmonaten Oktober, November und März die nicht-flexible Erzeugung im In- und Ausland stärker zur Deckung der Nachfrage beitragen kann.



Ausreichend inländische Stromerzeugung steht zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung, dennoch bleibt Stromaustausch in allen Szenarien für die Versorgungssicherheit zentral

Stromerzeugung, Importe und verbleibendes Erzeugungspotenzial im Winterhalbjahr 2050 in TWh



Zentrale Erkenntnisse

- In beiden Szenarien stehen grundsätzlich ausreichende inländische Stromerzeugungskapazitäten zur Verfügung
- Die Schweiz kann sich weitgehend selbst versorgen; Importe könnten theoretisch (ohne Einsatz Reservekraftwerke) auf ca. 5 TWh begrenzt werden
 - Voraussetzung: alle inländischen Kraftwerke, insbesondere Kern- und Gaskraftwerke, sind in Betrieb
- Höhere Importe erfolgen rein aus ökonomischen Gründen, wenn Strom im Ausland günstiger ist
 - In diesem Fall laufen inländische Kraftwerke (v. a. Gaskraftwerke) weniger, was zu höheren Importmengen führt. Diese zusätzlichen Importe sind nicht notwendig, aber wirtschaftlich sinnvoll
 - Jährliche Importe im «Erneuerbare + Gas» Szenario von ca. 6–7 TWh, da Gaskraftwerke auch im Winter nicht zu jeder Zeit eingesetzt werden
 - Im «Koexistenz» Szenario ~5 TWh jährliche Importe, da weniger Gaskraftwerke; Kernkraftwerke laufen im Winter voraussichtlich durch
- Bei eingeschränkten Importmöglichkeiten können Gaskraftwerke kurzfristig hochgefahren werden. Für Worst-Case-Situationen (z. B. ungünstiges Wetter, Ausfälle, Knappheiten) sind zusätzliche Absicherungen erforderlich bspw. durch Reservekraftwerke



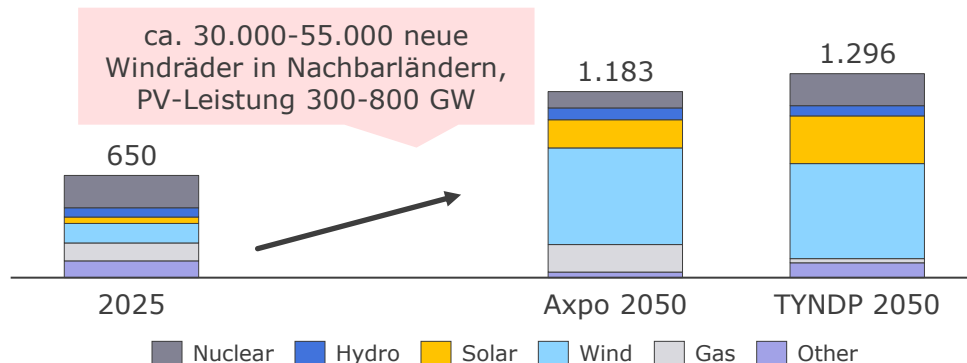
Deep Dive: Integration in das europäische Netz ermöglicht effiziente Im- und Exporte – Produktionsüberschüsse sind aber unsicher

Basierend auf Analysen mit dem **FEN der ETH Zürich**

Produktionsüberschüsse der Nachbarländer ermöglichen Schweizer Importe im Winter, sind aber unsicher

- In allen gerechneten Szenarien sind genügend Möglichkeiten für rund 5 TWh Import vorhanden – flexible Schweizer Hydro erlaubt es dann zu importieren, wenn Überschüsse bei den Nachbarn vorhanden sind
- Ob zukünftig Entwicklungen wie in solchen Szenarien eintreffen, ist sehr unsicher – häufig spiegeln sie auch politische Ambitionen wider
- Sich auf noch mehr Importe zu verlassen würde bedeuten, sich vom politischen Willen der Nachbarländer abhängig zu machen
- Auch in Nachbarländern muss ein massiver Zubau erfolgen
- Netzengpässe z.B. in Deutschland können Importe weiter einschränken, Netzausbau langwierig und kaum akzeptiert

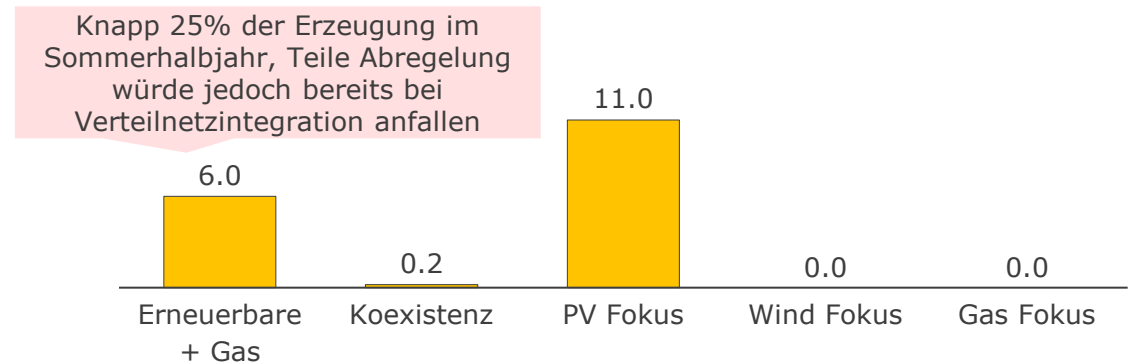
Winterhalbjahr-Stromerzeugung¹ in den Nachbarländern, in TWh



Sommerüberschüsse können in grossen Teilen von Nachbarländern aufgenommen werden

- In unseren Simulationen können Sommerüberschüsse grösstenteils exportiert werden, dies ist aber abhängig von Auslandsentwicklungen
- Voraussetzung für Export: Flexibilität im Ausland ist vorhanden (z.B. Stromnachfrage für Wasserstoffproduktion in Deutschland), sowie ausreichend Netzkapazität und weitere Lastflexibilität
- Ohne Exportmöglichkeiten müssten deutliche Strommengen im Sommer abgeregelt werden, insbesondere bei hohem PV-Zubau
- Export zu niedrigen Preisen – geringer Wert des Überschussstroms

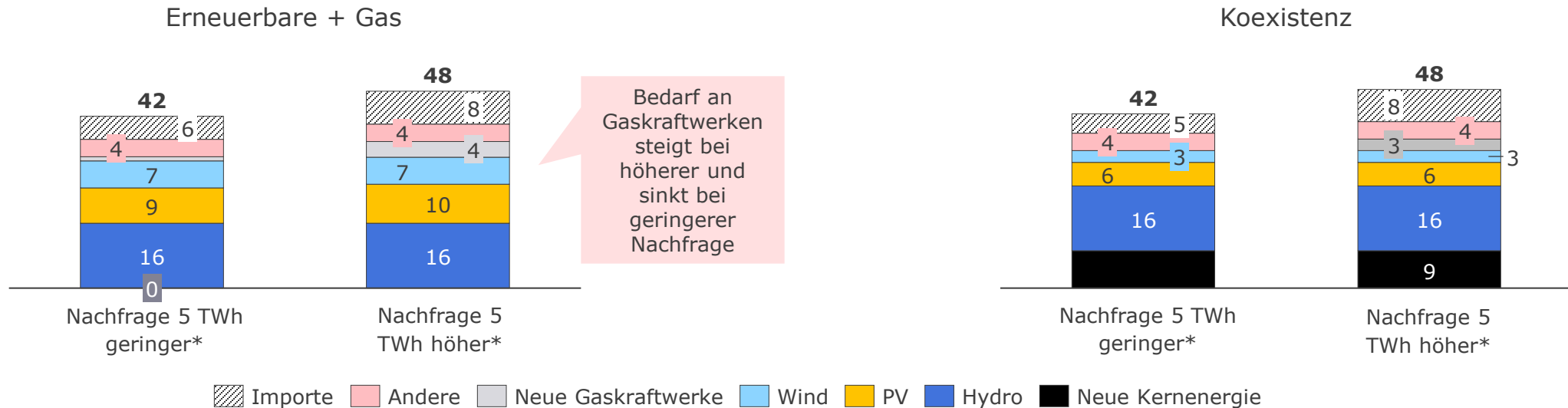
Sommerabregelung, wenn Exporte nicht möglich wären, in TWh



Deep Dive: Szenarien grundsätzlich robust bei niedrigerer oder höherer Nachfrage, Zubau von Gas, teilweise von Wind und PV kann kurzfristig erhöht oder gesenkt werden

Stromerzeugung im Winterhalbjahr 2050, TWh

Stromerzeugung im Winterhalbjahr 2050, TWh

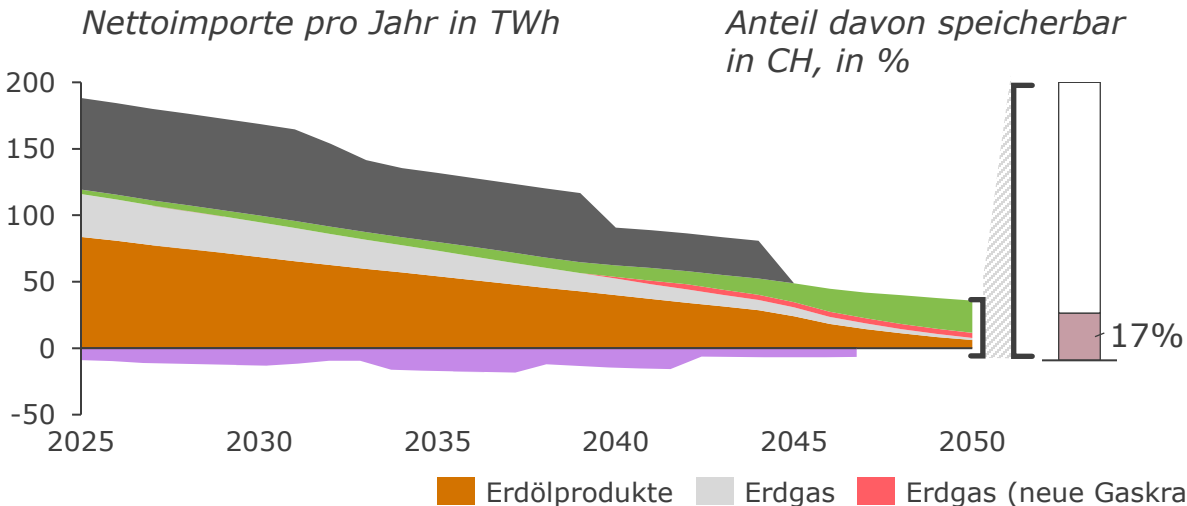


- Nachfrage kann höher oder niedriger ausfallen als in den Annahmen – als langfristiger Trend (z.B. Stärkere/schwächere Dekarbonisierung), aber auch kurzfristiger (z.B. deutlich mehr Rechenzentren in wenigen Jahren). Auswirkungen zeigt Sensitivität mit +/- 5 TWh in 2050 Gesamtnachfrage (entspricht ca. +/- 2.8 TWh Winternachfrage).
- **Erneuerbare + Gas:** weniger Zubau bei allen Technologien kurz/mittelfristig möglich; höherer Zubau vor allem durch Gas; schnellerer Zubau bei Wind unwahrscheinlich; mehr PV verstärkt Integrations-Herausforderung
- **Koexistenz:** Veränderungen im Ausbau insbesondere bei Gas, PV und Wind-Ausbau. Kernenergie bleibt bei geringerer/höherer Nachfrage eher konstant (grosse Reaktorblöcke, lange Planungsphase). Bei deutlich höherer Nachfrage auch zusätzliches KKW möglich.

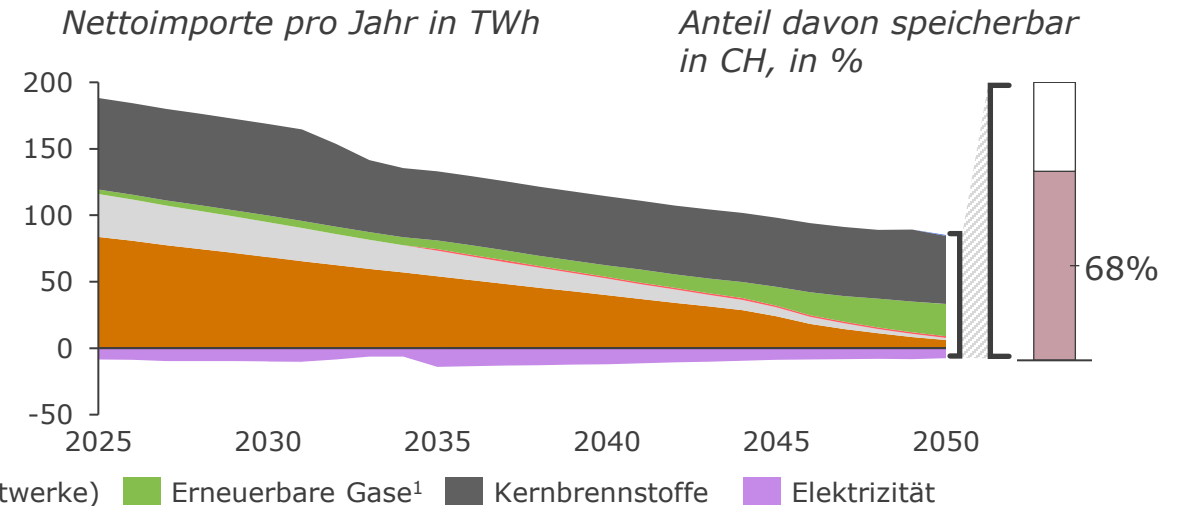
1) Geringer bzw. höher als im Original-Szenario entsprechend der Folie zur Nachfragesteigerung; 2) 2.8 TWh Winterstrom können theoretisch von 700 MW Gaskraftwerken produziert werden, ursprüngliche Kapazität von 1.2 GW wird also auf 500 MW gesenkt bzw. auf 1.7 GW angehoben; Alternativ könnten auch mehr oder weniger Wind- oder PV-Anlagen gebaut werden, aber Zubau dieser Anlagen im Szenario ist bereits ambitioniert

Der Nettoimportbedarf an Energieträgern geht in beiden Szenarien deutlich zurück – eine Herausforderung für Gaskraftwerke stellen die fehlenden Gasspeicher dar

Erneuerbare + Gas



Koexistenz (Erneuerbare + Gas + Kern)



Methodische Annahmen:

- Werte der Nettoimportbedarf Energieträger welche nicht zur Stromerzeugung eingesetzt werden (Kohle, Erdölprodukte, Erdgas, erneuerbare und synthetische Gase) aus den Energieperspektiven 2050 Zero Basis. Im Szenario Basis wird Biogas auch zur Stromerzeugung benutzt. Der entsprechende Anteil wurde bei den Erneuerbaren Gasen entsprechend rausgerechnet.²
- Für Kernbrennstoffe, Erdgas für neue Gaskraftwerke und Elektrizität aus dem jeweiligen Axpo Synthese-Szenario.

- Nettoimporte sinken in beiden Szenarien deutlich, stärker im *Erneuerbare + Gas* Szenario, da keine Kernbrennstoffe importiert werden müssen
- Kernbrennstoffe können in der Schweiz vor Ort gelagert werden
- Für Erdgas keine grosstechnischen Gasspeicher oder LNG-Terminals in CH
 - Zweistofflösungen würden Versorgungssicherheit erhöhen: Hierfür werden zusätzlich Flüssigbrennstoffe in vorhandenen Tanklagern bevorratet. Mit dem sinkenden Ölbedarf werden diese Kapazitäten zunehmend frei.
- Alternativ ausländische Gasspeicher: 7.5% des CH-Erdgasverbrauchs in Frankreich

1) Umfasst „Erneuerbare Energien“ und „PtX“; 2) 1.3 TWh Biogas Stromproduktion wird im Szenario Zero Basis in den Energieperspektiven 2050 berücksichtigt, welche in unseren Szenarien nicht anfallen. Wir nehmen an, dass die Energieträger importiert werden müssen. Annahme Wirkungsgrad für Stromerzeugung aus Biogas 50%. Reduziert den Importbedarf bei „Erneuerbare Gase“ um 2.6 TWh.



Beide Szenarien erzielen eine ähnlich hohe inländische Bruttowertschöpfung und Beschäftigung; in «Koexistenz» braucht es den Langzeitbetrieb für Kompetenzerhalt

Basierend auf
Analysen mit
Swiss Economics

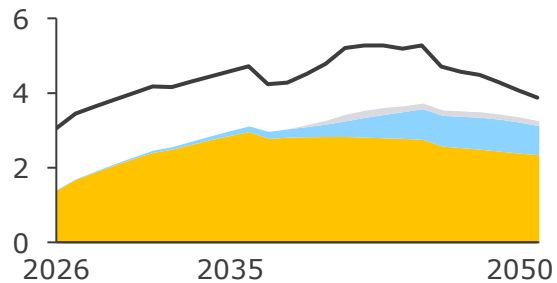


Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Szenarien

Gas Wind Solar Kern

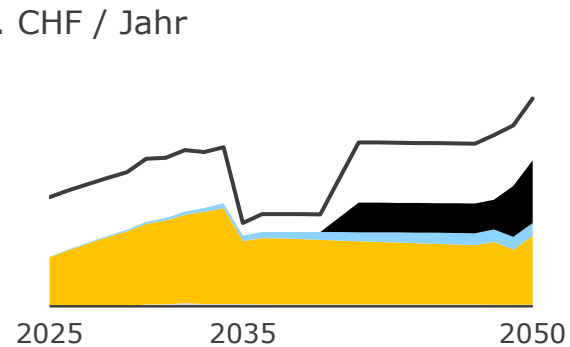
Erneuerbare + Gas

Inländische Bruttowertschöpfung, in Mrd. CHF / Jahr

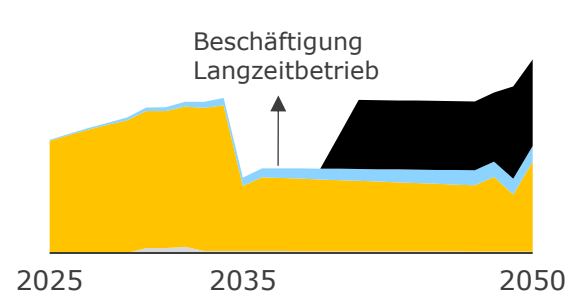
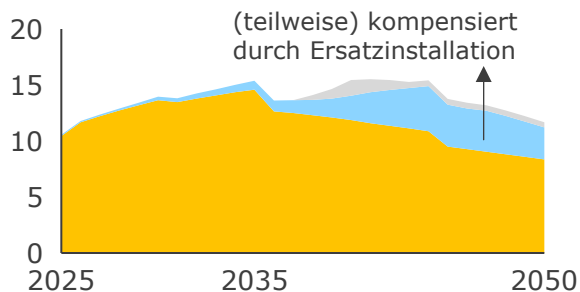


Koexistenz

(Erneuerbare + Gas + Kern)



Inländische Beschäftigung, in Tsd. Vollzeitstellen / Jahr



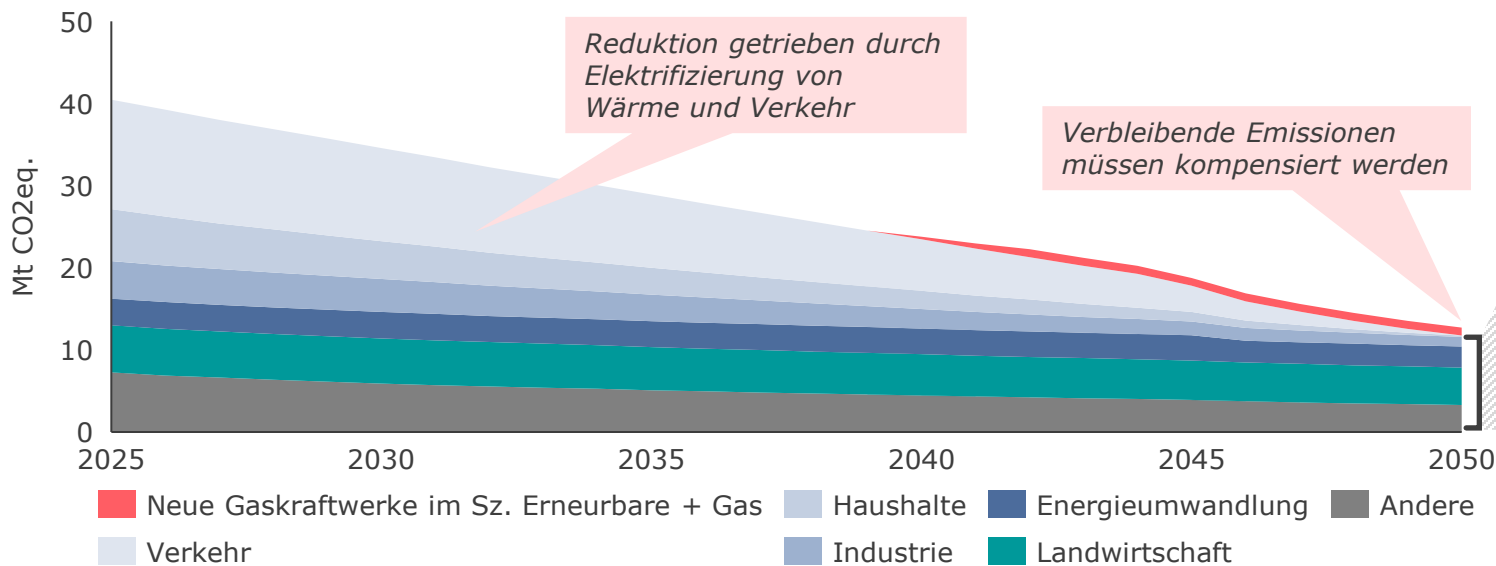
Zentrale Erkenntnisse

- Beide Szenarien weisen einen ähnlich hohen inländischen Bruttowertschöpfungsanteil auf, 64% bei Erneuerbare + Gas und 63% bei Koexistenz
 - In «Erneuerbare + Gas» führt die abnehmende Ausbaugeschwindigkeit ab 2035 zu einem Rückgang der inländischen Bruttowertschöpfung. Die hier nicht berücksichtigten Ersatzinstallationen von Bestandsanlagen dürften den Rückgang abschwächen.
 - In «Koexistenz» führt der abnehmende Zubau sogar zu einem Einbruch der inländischen Bruttowertschöpfung. Die Ausgaben für den Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke dürften diesen Rückgang etwas ausgleichen
- Auch die Beschäftigung liegt in beiden Szenarien mit rund 15 Tsd. Vollzeitstellen pro Jahr auf ähnlich hohem Niveau
 - In «Erneuerbare + Gas» verändert sich die Beschäftigung graduell; in «Koexistenz» Szenario drohen hingegen ein «Boom-and-Bust» Zyklus, der durch kluge Regulierungsanpassungen vermieden werden sollte.
 - Der Neubau von Kernkraftwerken führt zu einem starken Beschäftigungsanstieg und erfordert entsprechendes Management; der Langzeitbetrieb ist zentral, um technische und betriebliche Kompetenzen dauerhaft zu sichern.

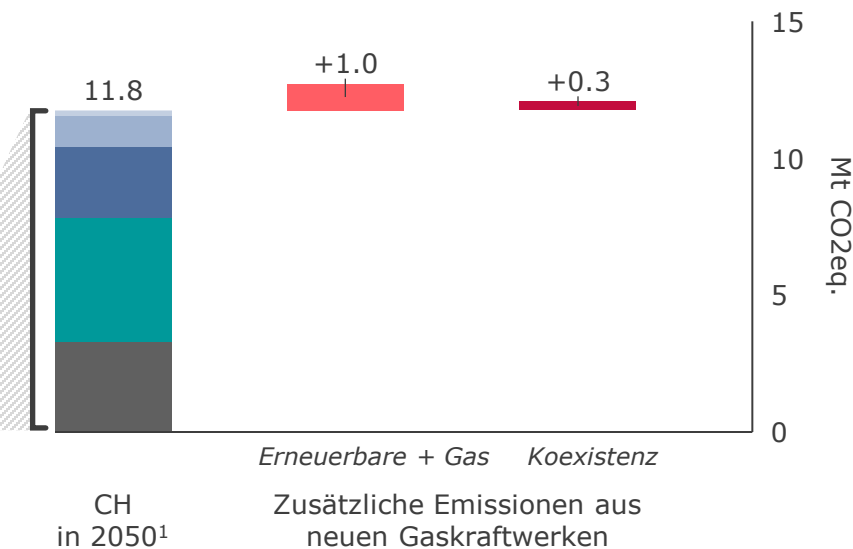


Gaskraftwerke erhöhen Treibhausgasemissionen, können aber die Versorgungssicherheit verbessern und damit zur Elektrifizierung und Dekarbonisierung beitragen

Treibhausgasemissionen der Schweiz bis 2050, inkl. neue Gaskraftwerke
Entwicklung gemäss Energieperspektiven 2050+¹ und Szenario Erneuerbare + Gas



Emissionen im Jahr 2050
Schweiz gemäss Energieperspektive 2050+¹



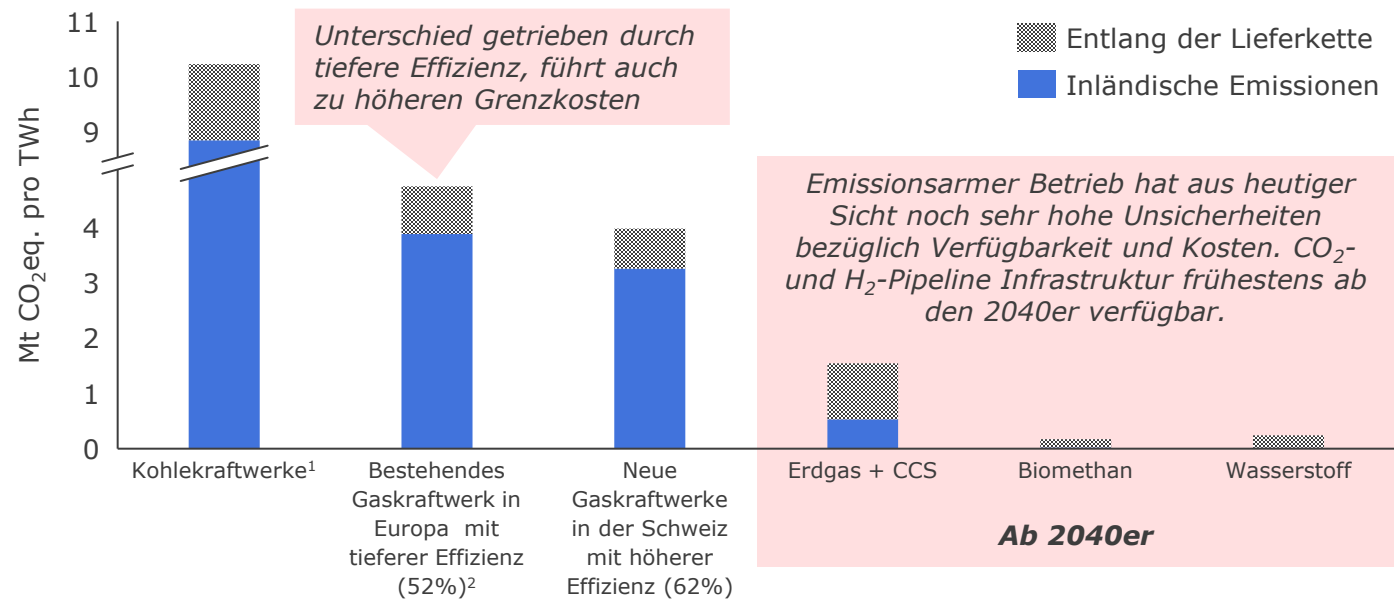
Elektrifizierung von Wärme und Verkehr treibt Rückgang der Gesamtemissionen

Gemäss den Energieperspektiven 2050+ gehen die Treibhausgasemissionen der Schweiz bis 2050 deutlich zurück. Um das Netto-Null Ziel zu erreichen, müssen verbleibende Restemissionen im Jahr 2050 durch Negativemissionstechnologien im In- und Ausland kompensiert werden. Haupttreiber ist die Elektrifizierung von Sektoren mit heute hohen Emissionen. Wird Strom aus Gaskraftwerken eingesetzt, entstehen zwar zusätzliche Emissionen in der Stromerzeugung, diese sind jedoch tiefer als die Emissionen der direkt ersetzten fossilen Energieträger. Besonders wirksam ist dieser Effekt bei Wärmepumpen und Elektromobilität, da deren hoher Wirkungsgrad den spezifischen Energiebedarf weiter reduziert. Dadurch sinken die Gesamtemissionen systemweit, obwohl im Stromsektor Emissionen anfallen. Wird die Elektrifizierung mit noch emissionsärmerem Strom, bspw. aus Wind oder Solar, gedeckt, ist die erzielte Reduktion noch grösser. In beiden Szenarien ist der Einfluss von Gaskraftwerken auf die gesamten Schweizer Treibhausgasemissionen limitiert.



Neue Gaskraftwerke in der Schweiz sind effizienter als bestehende. Lösungen für emissionsarmen Betrieb bis 2050 möglich, aber Verfügbarkeit und Kosten sehr unsicher

Treibhausgasemissionen verschiedener Technologien



Methodische Annahmen: Vergleich der Emissionen verschiedener Technologien

Die Emissionen werden auf Basis von Lebenszyklusanalysen verschiedener Stromerzeugungstechnologien verglichen, inklusive inländischer Emissionen und Emissionen entlang der Lieferkette. Für neue Gaskraftwerke wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 62 % angenommen. Als Vergleich dazu wird eine bestehende Anlage mit einem Wirkungsgrad von rund 52 %² gezeigt, was zu entsprechend höheren Emissionen pro TWh führt. Perspektivisch sind bis 2050 durch den Einsatz von CCS sowie alternativen Brennstoffen wie Biomethan oder Wasserstoff weitere Emissionsreduktionen möglich. Deren Verfügbarkeit und Kosten sind jedoch mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Zentrale Erkenntnisse

- Aufgrund des tieferen Wirkungsgrads weisen ältere Gaskraftwerke höhere Treibhausgasemissionen (und höheren Grenzkosten³) auf, als neuere effizientere Gaskraftwerke.
- Durch die tieferen Grenzkosten würden neue Schweizer Gaskraftwerke im Europäischen Strommarkt in erster Linie alte, ineffiziente fossile Anlagen verdrängen. Die Gesamtemissionen würden sich demnach nicht erhöhen und könnten sogar sinken.
- Erneuerbare Energien wie Wind und Solar sowie Kernkraftwerke bleiben davon unberührt, denn sie laufen aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten sowieso vor den Gaskraftwerken.
- Bis 2050 sind potenziell Lösungen für einen emissionsarmen Betrieb möglich, aber mit grossen Unsicherheiten verbunden:
 - Gaskraftwerke können mit CCS erweitert werden, was die Gesamtemissionen um rund 60% verringert.
 - Biomethan aus der Schweiz oder dem Ausland und Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom kann als emissionsarmer Brennstoff eingesetzt werden

1) Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options, UNECE 2021; 2) Exemplarischer Vergleich, Wirkungsgrad der Axpo Gaskraftwerke in Italien: Calenia, 51.7%, Rizziconi, 51.1%. Wirkungsgrade von grossen (GW-Skala) Gaskraftwerken in DE: Kraftwerk Irsching 38-60%, Kraftwerk Lausward 54%, Erdgaskraftwerk Emsland 46-59%, Kraftwerk Knapsack bis 60%; 3) Durch die tiefere Effizienz wird pro MWh Strom mehr Gas benötigt, was die Kosten erhöht und die Position innerhalb der Merit Order verändert;

Details der Szenarien können im Axpo Power Switcher erkundet werden

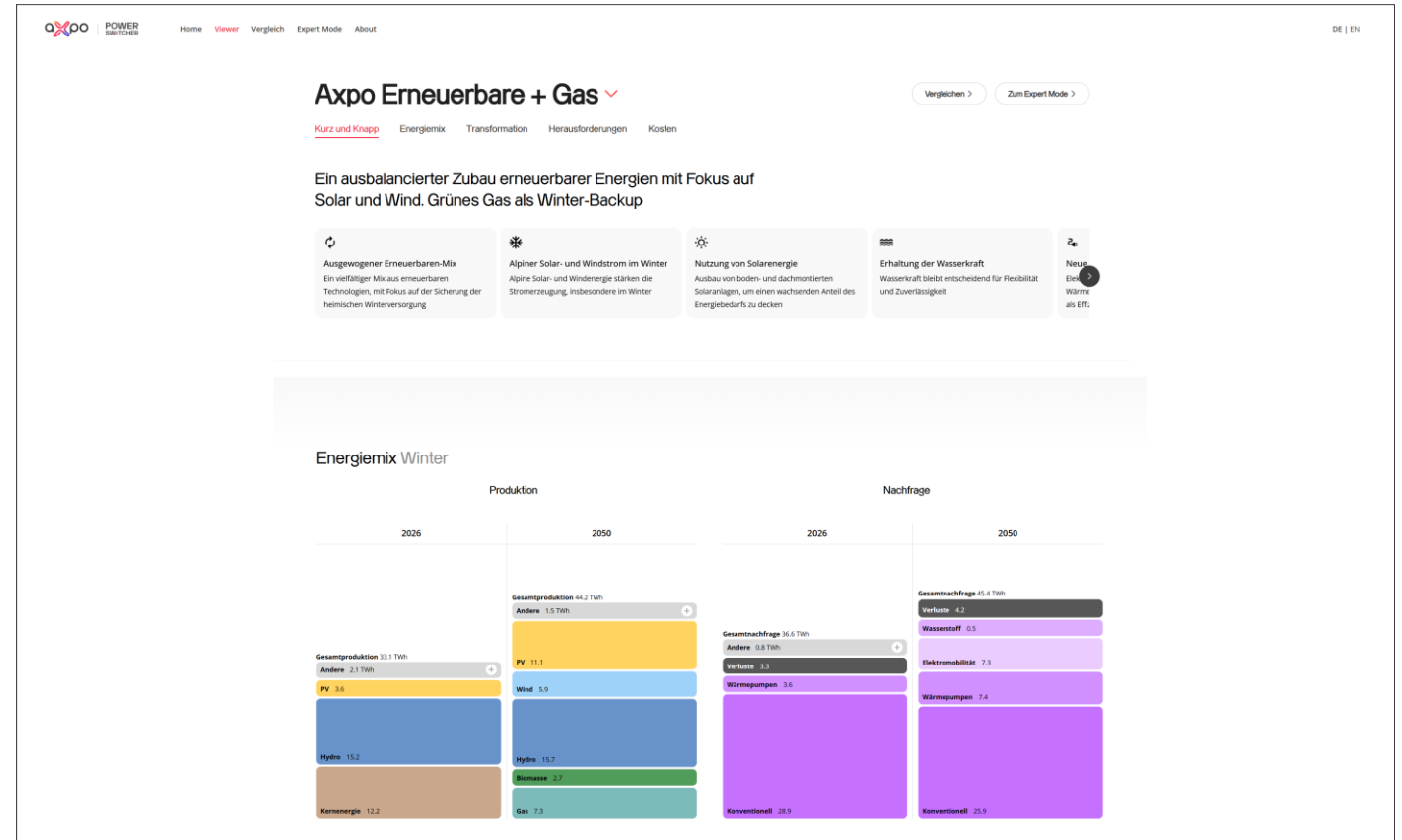
Szenarien im Axpo Power Switcher

- Power Switcher zeigt Szenarien «Erneuerbare + Gas» und «Koexistenz»
- Dort kann der Strommix erkundet und verglichen werden, zusätzlich werden Kosten ausgewertet

Unterschiede Axpo Energy Reports vs. Power Switcher

- In den Energy Reports arbeiten wir möglichst genau; der Power Switcher hingegen ist schnell und interaktiv gestaltet – daher mussten wir dort einige Vereinfachungen treffen; Beispiele:
- Gaskraftwerkseinsätze: Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken weicht ab, da wir in den Energy Reports detaillierte Modelle rechnen konnten; im Power Switcher können wir aus Rechenkapazitätsgründen kein Market Coupling rechnen, Gaskraftwerke laufen vor Importen
- Strompreise: Im Power Switcher werden Preise vom User vorgegeben, sodass sich Einnahmen von Anlagen unterscheiden können
- Systemkosten: Auswertungen können sich unterscheiden, z.B. die Systemkosten im Power Switcher beziehen sich auf das Gesamtsystem inkl. Bestand; während in den Energy Reports die Kosten des Zubaus von Wind, PV, Kern und Gas ausgewertet werden

www.powerswitcher.axpo.com





04 Handlungsempfehlung

In beiden Szenarien ist zeitnahes Handeln erforderlich, um notwendigen Zubau zu erzielen. Steigende Stromimporte und Reservekraftwerke sind der letzte Ausweg bei Untätigkeit

Stromerzeugung im Winterhalbjahr, TWh

Koexistenz

Erneuerbaren + Gas

Handlung notwendig

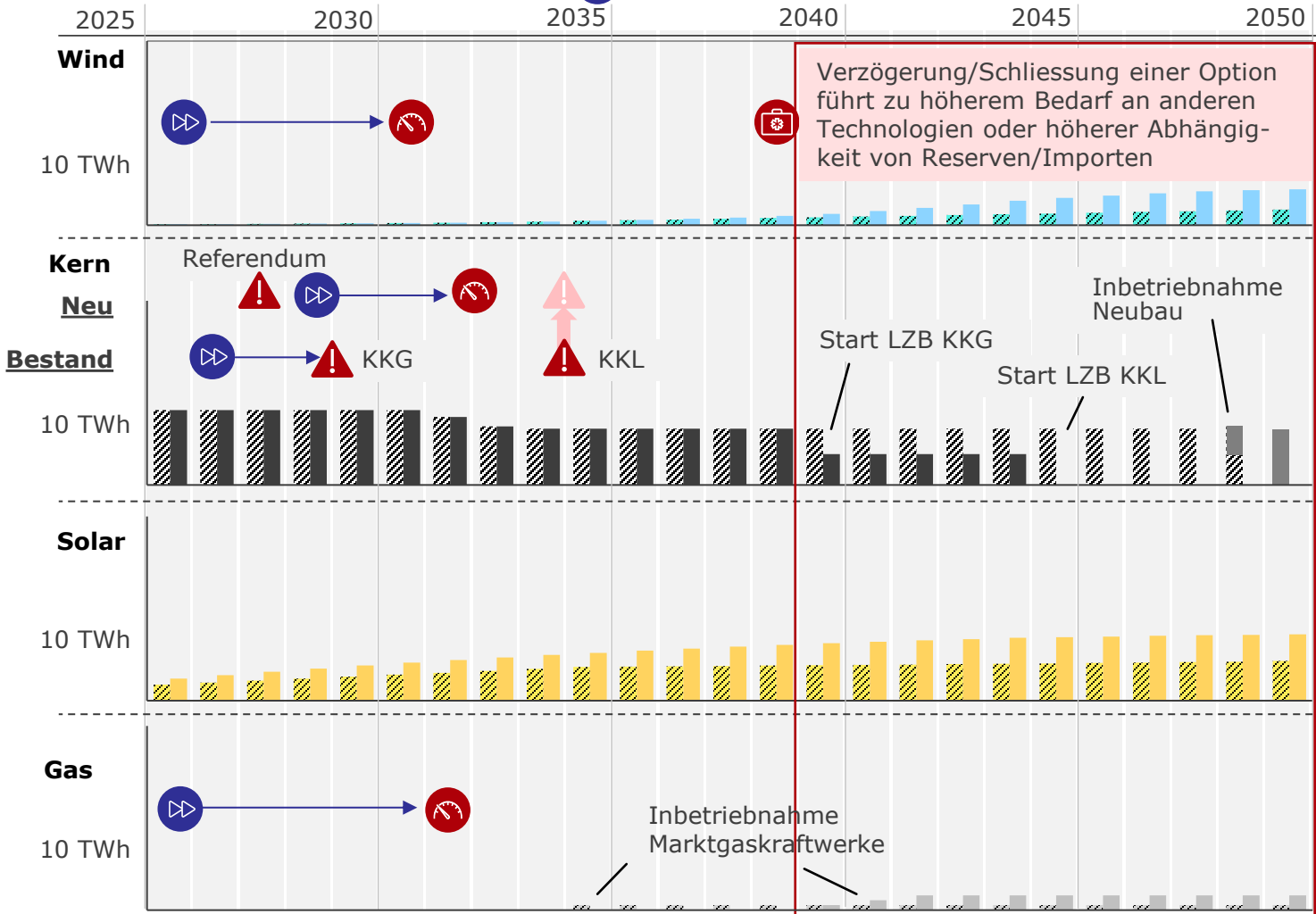
Politischer Prozess

Konsequenzen:

Option verzögert

Option geschlossen

Alternativen notwendig



- Kantonale Umsetzung Beschleunigungserlass und Ausweisung von zusätzlichen Eignungsgebieten. Verzicht auf Zustimmung der Gemeinde im PGV. Stärkung der gesamtschweizerischen Planung.
- Verzögerte Umsetzung der Massnahmen führt zu einem verspäteten Hochlauf der Windkraft, da hier bereits hohe Zubaugeschwindigkeit berücksichtigt.

- Bei aufgehobenem Neubauverbot politischen Prozess für Rahmenpaket direkt starten, ansonsten Inbetriebnahme vor 2050 unrealistisch.
- Entscheidung für Laufzeitverlängerung bestehender Anlagen muss zehn Jahre vorher getroffen werden. Rahmen daher für Kernkraftwerk Gösgen bis 2029 und für Kernkraftwerk Leibstadt bis 2034 spätestens umsetzen. Ansonsten fällt Option weg.

- Eine Laufzeitverlängerung ist erforderlich, falls die Kontinuität des Know-hows für die Neubauten gesichert werden sollte.

- Aktueller Rahmen führt zu starkem Zubau auf Dächern. Feinjustierung aktueller Instrumente mit Fokus auf Winterstrom für gewünschten Zubau notwendig.
- Selbst wenn Zubau deutlich reduziert werden sollte, könnte dieser zu einem späteren Zeitraum wieder hochgefahren werden, unter Inkaufnahme von Ineffizienzen wie «Boom-and-Bust» Zyklus der Industrie.

- Marktgaskraftwerke ab 2035/2040 in den Szenarien. Umsetzung Rahmen dauert knapp 10 Jahre und muss daher sofort/2030 beginnen, sonst verzögert sich die Inbetriebnahme.
- Reservekraftwerke konnten nur unter Notrecht in kürzerer Zeit gebaut werden (die laufende Beschaffung weiterer Reservekraftwerke ist ohne Notrecht). Reservekraftwerke haben höheren Förderbedarf als Marktkraftwerke.

Wind: Beschleunigter Ausbau Windkraft empfohlen, da hinsichtlich Winterstrom besonders kosteneffizient. Insbesondere Umsetzung Beschleunigungserlass notwendig

ROLLE DER TECHNOLOGIE UND ZENTRALE ERKENNTNISSE

- **Die Windkraft ist für die Schweizer Stromversorgung wertvoll:** Windenergieanlagen produzieren Strom zu gut zwei Dritteln im Winterhalbjahr, sie sind emissionsarm, und der Förderbedarf ist vergleichsweise niedrig. Für 10 TWh bräuchte es rund 1'100 Windkraftanlagen
- **Es liegt grosses ungenutztes Potenzial vor:** Trotz moderater Windgeschwindigkeiten, gibt es viele Standorte in der Schweiz mit ausreichenden Bedingungen; theoretisch bis zu 30 TWh pro Jahr.
- **Durch Beschleunigungserlass und Eignungsgebiete wird Bewilligungsdauer verkürzt:** Plangenehmigungsverfahren in Kombination mit der Pflicht der Kantone zur Ausweisung von Eignungsgebieten ermöglichen kürzere Bewilligungsphase von bisher rund 15 Jahren auf neu (je nach kantonaler Ausgestaltung) rund 5 Jahre.
- **Lokale Akzeptanz bleibt die zentrale Herausforderung:** Viele aktuelle Projekte werden über Gemeindeabstimmungen und Einsprachen von Privaten und Verbänden entweder verlangsamt oder verhindert oder müssen redimensioniert werden.

Szenario-unabhängig



KONKRETE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

- **Beschleunigungserlass:** Beschleunigungserlass muss auf kantonaler Ebene konsequent umgesetzt werden. Hierbei sollten Kantone die Gemeinden einbinden, aber auf formale Zustimmung als Teil des Plangenehmigungsverfahrens verzichten.
- **Eignungsgebiete:** Bereits Eignungsgebiete mit einem theoretischen Potenzial von rund 7 TWh pro Jahr ausgewiesen. Tatsächlicher Ertrag und Realisierung in diesen Gebieten jedoch unklar. Kantone müssen weitere Eignungsgebiete ausweisen.
- **Stärkung der Planung aus einer gesamtschweizerischen Sicht:** Stärkung der Verbindlichkeit der Bundesvorgaben (Konzept Wind), gesamtschweizerisches Monitoring ihrer Umsetzung (Eignungsgebiete, Konkretisierung von Projekten, Bewilligungen), Stärkung der Koordination zwischen Bund, Kantonen, Projektanten und weiteren Stakeholdern zu Eignungsgebieten und konkreten Projekten.
- **Weitergehende Massnahmen:** Sollten die vom Bund vorgegebenen Ausbauziele auch mit gestärkter gesamtschweizerischer Planung und Koordination nicht erreicht werden, wären weitere Massnahmen zu prüfen wie z.B. die Schaffung eines nationalen Sachplans «Windenergie».

Kern: Bestehende Kernkraftwerke brauchen Rahmen für Sicherung einer längeren Laufzeit. Für neue Kraftwerke müsste der Staat umfassende Risiken übernehmen

ROLLE DER TECHNOLOGIE UND ZENTRALE ERKENNTNISSE

Szenario-unabhängig

- **Längere Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke ist die günstigste Möglichkeit für grosse Mengen an Winterenergie** und würde der Schweiz Zeit verschaffen, falls sich der Ausbau der anderen Technologien verzögert.
- Entscheidung für Laufzeitverlängerung zehn Jahre vor Beginn der Stilllegung notwendig.¹

Koexist

- **Neue Kernkraftwerke würden den Strommix diversifizieren, so wie auch heute.** Sie eröffnen eine zusätzliche Option. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn sich Zubau von anderen Anlagen wie Wind oder Gas weiterhin als schwierig erweist.
- **Bestehende Kernkraftwerke sollten bis zur Inbetriebnahme der neuen Anlagen laufen**, damit die Kontinuität des Know-hows gesichert bleibt und ausreichend Winterstrom zur Verfügung steht.
- **Umfassende Übernahme politischer, regulatorischer und finanzieller Risiken durch den Staat notwendig.** Ohne diese Risikoübernahme (inkl. finanzieller Förderung) sind die finanziellen Risiken neuer Kernkraftwerke für Unternehmen nicht tragbar.



KONKRETE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

- **Zeitnahe Implementierung von geeigneten regulatorischen Massnahmen** zur Reduktion der politischen, regulatorischen und finanziellen Risiken der bestehenden Anlagen. So könnte die Überführung der bestehenden Anlagen in eine „Regulated Asset Base« (RAB) zielführend sein.²
- **Neubauverbot für Kernkraftwerke aufheben**
- **Projektentwicklung zeitnah vorantreiben:** Projektentwicklung sollte nach Referendum gestartet werden, um Entscheidungsreife aufzubauen³; Inbetriebnahme bis 2050 sonst unwahrscheinlich. Kosten von rund 100 Mio. CHF müssten unabhängig von einer schlussendlichen Realisierung eines Neubaus vom Staat getragen werden.
- **Gesetzliches und regulatorisches Rahmenwerk für Bau und Betrieb neuer Kernkraftwerke aufsetzen:** Anpassung der Bewilligungsverfahren, Einführung Förderinstrumente, staatliche Beteiligungen (Public-Private-Partnerships) zur Übernahme der politischen, regulatorischen und finanziellen Risiken; Unternehmen im Wesentlichen als Betreiber
- **Ab Bau nach „Stand der Nachrüstungstechnik“ bewerten**

1) Bei KKG wäre das bis 2029, für KKL bis 2034. Zehn Jahre sind notwendig für die Vorbereitung und Prozess zur Erlangung der Stilllegungsverfügung sowie Stilllegungsarbeiten; 2) In einem RAB-Modell legt der Bund bzw. die Regulierungsbehörde die zulässigen Erlöse fest. Diese entsprechen den anerkannten Kosten zuzüglich einer vereinbarten Kapitalverzinsung. Die Funktionsweise ähnelt der heutigen Regulierung der Stromnetze; 3) Der Aufbau der technischen und wirtschaftlichen Entscheidungsreife bedeutet, dass gemeinsam mit den Herstellern die Machbarkeit verschiedener, international bewährter Reaktordesigns – etwa AP1000 oder EPR – geprüft und deren Stärken und Schwächen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit verglichen wird. Hierbei wird insbesondere überprüft, ob diese Designs die Schweizer Sicherheits- und Aufsichtsanforderungen erfüllen.

Solar: Dach-PV akzeptiert und gebaut, Netzintegration und Umverteilungseffekte müssen zeitnah adressiert werden. Freiflächen-PV als kostengünstige Alternative ermöglichen.

ROLLE DER TECHNOLOGIE UND ZENTRALE ERKENNTNISSE

- **PV wird zu einer tragenden Säule der Schweizer Stromversorgung.** Dach-PV ist heute die einzige Technologie, die in der Schweiz wesentlich ausgebaut wird.
- **Auswirkungen von Dach-PV auf notwendigen Verteilnetzausbau kann adressiert werden.** Dazu braucht es Integrationsmassnahmen wie die gezielte Einspeisebegrenzung und steuerbare Nachfrage (z. B. Laden von Elektrofahrzeugen). Technisch helfen auch Heimspeicher, sie sind aber aus Systemsicht nicht kosteneffizient.
- **Dach-PV mit Eigenverbrauch führt aktuell zu Umverteilungseffekten,** da diese Endkunden ihre Beteiligung an den Netzkosten und am Netzzuschlag reduzieren. Der daraus resultierende Fehlbetrag muss von den übrigen Endkunden über höhere Netzentgelte getragen werden.
- **Freiflächenanlagen kostengünstigere Alternative,** weisen jedoch Nutzungskonflikten, unter anderem mit der Landwirtschaft, auf. Alpin-PV ist aufgrund aufwendiger Konstruktion vergleichsweise teuer.

Szenario-
unabhängig

Erneuerbare
+ Gas



KONKRETE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

- **PV-Förderung** für gewünschten Zubau feinjustieren.
- **Integrationsmassnahmen vor Netzausbau implementiert:** Bei anhaltendem PV-Zubau sind Integrationsmassnahmen wie Einspeisebegrenzung auf 50% oder situativ mehr zu prüfen, um kostenineffizienten Netzausbau zu vermeiden.
- **Gesamte PV-Förderung – direkt und implizit – sollte transparent ausgewiesen** und in der Berechnung der Fördereffizienz mitberücksichtigt werden. Das schafft Vergleichbarkeit mit anderen Technologien und zwischen Anlagentypen.
- Eine verursachergerechte Verteilung der Netzkosten (und Anreizsetzung von netzdienlichem Verhalten) würde eine **Anpassung am bestehende Netztarifdesign** bedingen. Beispielsweise könnten vermehrt sog. Leistungstarife verwendet werden, welche zudem Anreize zur Verringerung von Verbrauchsspitzen setzen.
- **Eignungsgebiete für Freiflächenanlagen** sollten ausgewiesen werden und Standorte für bereits belastete Gebiete in Nutzungsplan aufgenommen werden.
- **Beschleunigungserlass** umsetzen, um Verfahrensdauer für Freiflächen-PV in Eignungsgebieten zu verkürzen.

Gas: Marktaktive Gaskraftwerke sollten für die Sicherstellung der Schweizer Stromversorgung ermöglicht werden, stossen aber CO₂ aus. Erforderlicher Zubau ist situationsabhängig.

ROLLE DER TECHNOLOGIE UND ZENTRALE ERKENNTNISSE

- **Marktaktive Gaskraftwerke helfen der Sicherstellung der Schweizer Stromversorgung.** Sie liefern Strom insbesondere, wenn Strom aus Erneuerbaren im In- und Ausland knapp ist, sind aber mit aktuellerer Regulierung faktisch ausgeschlossen.
- **Die erforderliche Anzahl an Gaskraftwerken ist abhängig** von der Betriebsdauer der bestehenden Kernkraftwerke, vom Tempo des Zubaus der anderen Technologien, sowie der Entwicklung der Stromnachfrage. Je später beispielsweise der Zubau der anderen Technologien erfolgt, desto mehr Gaskraftwerkskapazität wird benötigt.
- **Ohne Gaskraftwerke bleiben nur noch ad-hoc Reservekraftwerke und Anstieg der Importe** bei ungesesehenen Entwicklungen. Reservekraftwerke haben einen deutlich höheren Förderbedarf, da keine Markteinnahmen generiert werden können.
- **Gaskraftwerke verursachen Emissionen**, da sie voraussichtlich zumindest mittelfristig mit Erdgas betrieben werden würden. Ein emissionsarmer Betrieb ist aus heutiger Sicht mit sehr vielen Fragezeichen bezüglich Verfügbarkeit und Kosten verbunden.

Szenario-
unabhängig



KONKRETE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

- **Zeitnahes Handeln notwendig**, um Gaskraftwerke bis 2035 zu ermöglichen. Jetzt gesetzliche/regulatorische Grundlage schaffen, anfangs 2030 entscheiden, ob Gaskraftwerke ausgeschlossen werden sollten.
- **Förderinstrument sollte aufgesetzt werden**, z. B. über Ausschreibung von zusätzlicher Winterkapazität, welche auch für Gaskraftwerke offensteht.
- **Doppelbelastung über die CO₂-Abgabe sollte entfernt werden.** Schweizer Gaskraftwerke sind nur dann in international fairem Wettbewerb, wenn die Abgabenlast vergleichbar ist. Bei Teilnahme am EHS sollte die CO₂-Abgabe vollständig zurückerstattet werden.
- **Kantonale Vorgaben zur Abwärmenutzung müssen angepasst werden.** Aktuell können selbst moderne, hocheffiziente Gaskraftwerke diese nicht sinnvoll erfüllen. Grundsätzlich sollte der nachfolgende Dampfkreislauf als ausreichende Wärmenutzung gelten.
- **Brennstoff muss in kritischen Situationen verfügbar sein.** Hierfür braucht es entweder inländische Gasspeicher, einen auch in Krisenzeiten gesicherten Zugriff auf ausländische Gasspeicher, oder Anlagen mit Zweistofflösungen sowie Zugriff auf Tanklager für Flüssigbrennstoffe.

Förderinstrumente konsequent auf Winterstrom ausrichten

Status Quo

- Technologie- und anlagenspezifische Förderinstrumente führen zu einem Flickenteppich; dabei Förderung nach dem Giesskannenprinzip statt Zuteilung anhand des jeweiligen Beitrags an Winterstrom.
- Festlegung der Förderung auf Basis von Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Bundes statt der Projektanten: nur bei Gross-PV sind Auktionen vorgesehen
- Es gibt Förderobergrenzen bei Grossanlagen, welche nicht zweckmässig sind (z.B. zu tiefe Obergrenze bei PV-Grossanlagen und absolute Maximalbeiträge bei Biomasseanlagen)

Grundsätzlicher Anpassungsbedarf

- Technologienagnostische Festsetzung der Förderung anhand des Beitrags an Winterstrom. Dabei transparenter Vergleich zwischen verschiedenen Anlagegrössen und unter Berücksichtigung impliziter Förderung (wie reduzierter Netzkostenbeitrag bei Eigenverbrauch).
- Die im Jahr 2035 auslaufenden Förderinstrumente rechtzeitig verlängern; sie werden darüber hinaus benötigt

Auktionen für Winterstrom

- Auktionen für Winterstrom führen zur effizientesten Zuteilung der Fördermittel. Durch Technologieneutralität wird der Pool an Angeboten ausgeweitet und die Fördereffizienz weiter erhöht
- Neben gleitenden Marktprämien können mit Blick auf flexible Anlagen, z.B. Gaskraftwerke, auch Investitionsbeiträge verauktioniert werden, welche sich auf Basis der potenziellen Winterproduktion bemessen.
- Die Finanzierung der Auktionen könnte über den Netzzuschlagsfonds erfolgen. Auch ein zusätzlicher «Winterstromzuschlag» wäre denkbar; er würde die notwendige Höhe des Netzzuschlags entsprechend senken.
- Der Zuschlag an der Auktion könnte mit erleichterter Bewilligung wie dem grundsätzlich übergeordneten nationalen Interesse und schnelleren Verfahren einhergehen, was die Anzahl der Projekte erhöhen könnte.

Umgang mit Klein-Anlagen

- Kleinanlagen können weiterhin mit pauschalen Einmalvergütungen und damit ausserhalb von Auktionen gefördert werden.
- Die Höhe der Förderung sollte sich am Beitrag an Winterstrom bemessen (z.B. CHF pro Winterstrompotenzial). Sie könnte sich auch am Ergebnis der Auktionen für Winterstrom orientieren.
- Auch Kleinanlagen sollten sich an den Preissignalen am Markt orientieren und keinen Anreiz haben, bei negativen Preisen einzuspeisen.
- Verbleibende implizite Förderung sollte transparent aufgezeigt und entsprechend berücksichtigt werden.

a x p o