



2050 Energiezukunft

**Resiliente Stromversorgung:
Gesamtsystem fit machen für neue
Realitäten**

Update vom 9. Januar 2025

Resiliente Stromversorgung: Gesamtsystem fit machen für neue Realitäten

- **Stromverbrauch steigt** wegen **Dekarbonisierung**. **Strom** ist **effizienter** als fossile Energien: Der **gesamte Energieverbrauch sinkt stark**.
- **Versorgungssicherheit** hängt entscheidend von der **Umsetzung Stromgesetz** – inkl. des Umgangs mit den Herausforderungen im Sommer und Winter – und dem **Abschluss eines Stromabkommens** ab.
- **Stromüberschüsse** im **Sommer** haben **grossen Impact** auf das Energiesystem. Genügend **Speicher, Flexibilitäten** und **Anreize für deren Einsatz** sowie **Austausch mit Europa** sind systemrelevant.
- Im **Winterhalbjahr** braucht es zusätzlich zum Ausbau der Erneuerbaren gemäss Stromgesetz **ergänzende steuerbare Produktion**. Die Art der Produktion hängt vom gesellschaftlichen und politischen Willen ab.
- Die **Netzkosten steigen** stark. Es braucht **geeignete Massnahmen**, wie Peak Shaving, intelligente Steuerung und flexible Tarifstrukturen, um den **Kostenanstieg zu dämpfen**.

- VSE publizierte 2022 in Zusammenarbeit mit der Empa die Studie «Energiezukunft 2050». Sie zeigt Wege für eine sichere, klimaneutrale und bezahlbare Stromversorgung entlang der beiden Dimensionen Akzeptanz für Energieinfrastrukturen und Integration in Europa.
- Das Modell zeigt Lösungen, mit denen **Versorgungssicherheit** und **Klimaneutralität** bis 2050 erreicht werden und **optimiert nach ökonomischen Kriterien**.
- Welche Technologien sich tatsächlich durchsetzen, ist vom politisch-gesellschaftlichen Willen und der Akzeptanz abhängig.



Das Update der EZ2050 ist eine Weiterentwicklung der Studie und berücksichtigt aktuelle Regulierung und politische Entwicklungen

- Stromgesetz, Solarexpress, Stromabkommen, Gegenvorschlag Blackout-Initiative, etc.
- Berechnung Netzkosten resultieren aus vereinfachtem Netzmodell



Das Update stellt die zentralen Fragen für die Versorgungssicherheit der Zukunft:

- Wie sieht das Schweizer Energiesystem bis 2050 in Abhängigkeit von Stromgesetz und Stromabkommen aus?
- Wie gehen wir mit den Überschüssen im Sommer um und wie sichern wir die Winterversorgung?
- Was bedeutet das für die Netze?

Energiezukunft: Umsetzung Stromgesetz und Abschluss Stromabkommen sind die prägenden Dimensionen

2050
Energiezukunft



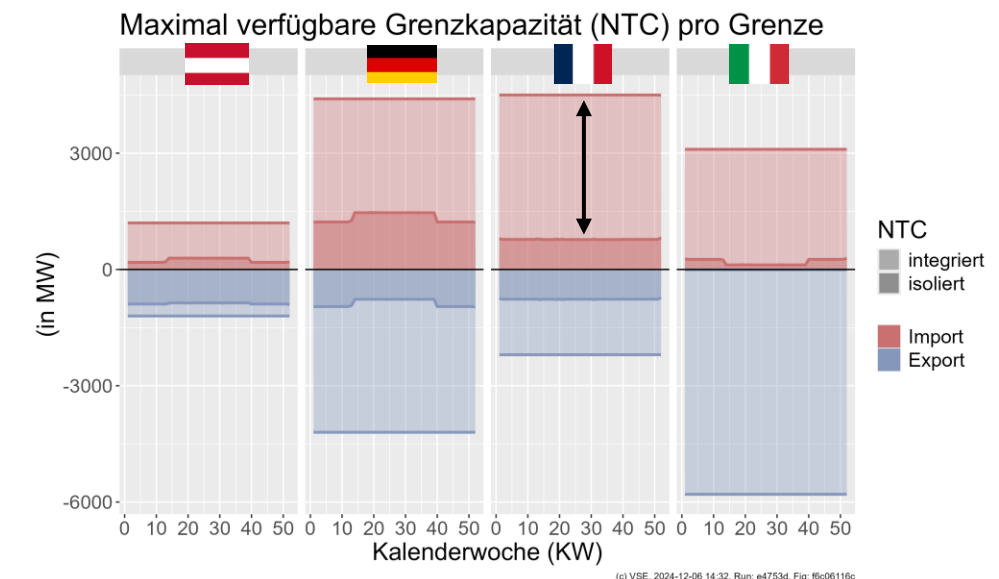
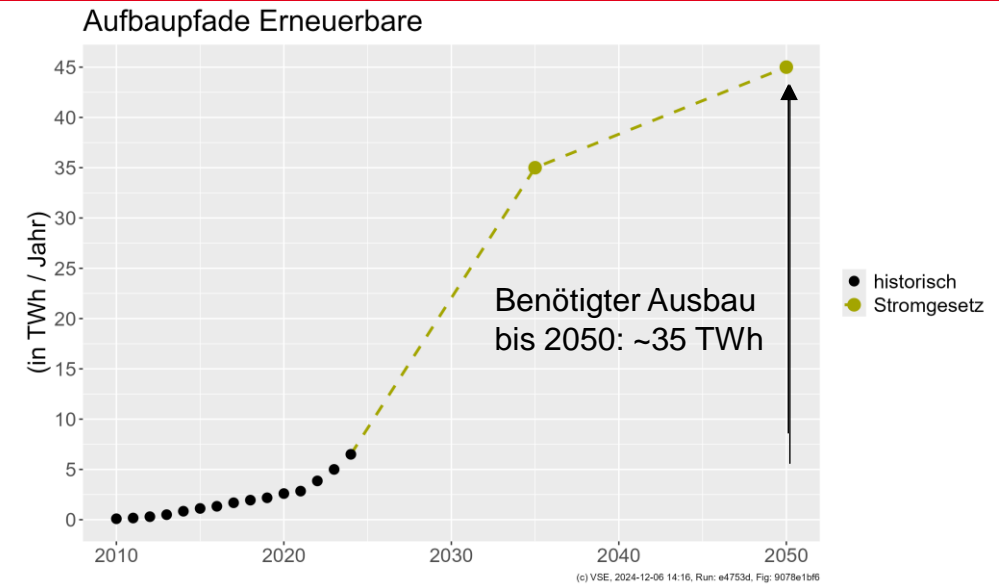
Das **Stromgesetz** tritt 2025 in Kraft und schafft die Voraussetzungen für einen umfangreichen inländischen Ausbau der Erneuerbaren in den nächsten 25 Jahren:

- Ausbau von Photovoltaik (Dach, Infrastruktur, Freiflächen), Wind, etc.: insgesamt 45 TWh (~10 TWh bereits heute)
- Ausbau Wasserkraft gemäss «Runder Tisch» bis 2040 (16 Projekte im Stromgesetz): +2 TWh im Winter
- Nettoimporte max. 5 TWh im Winterhalbjahr

Der Abschluss eines **Stromabkommens** ist erklärtes Ziel des Bundesrats. Der Ausgang ist allerdings noch offen.

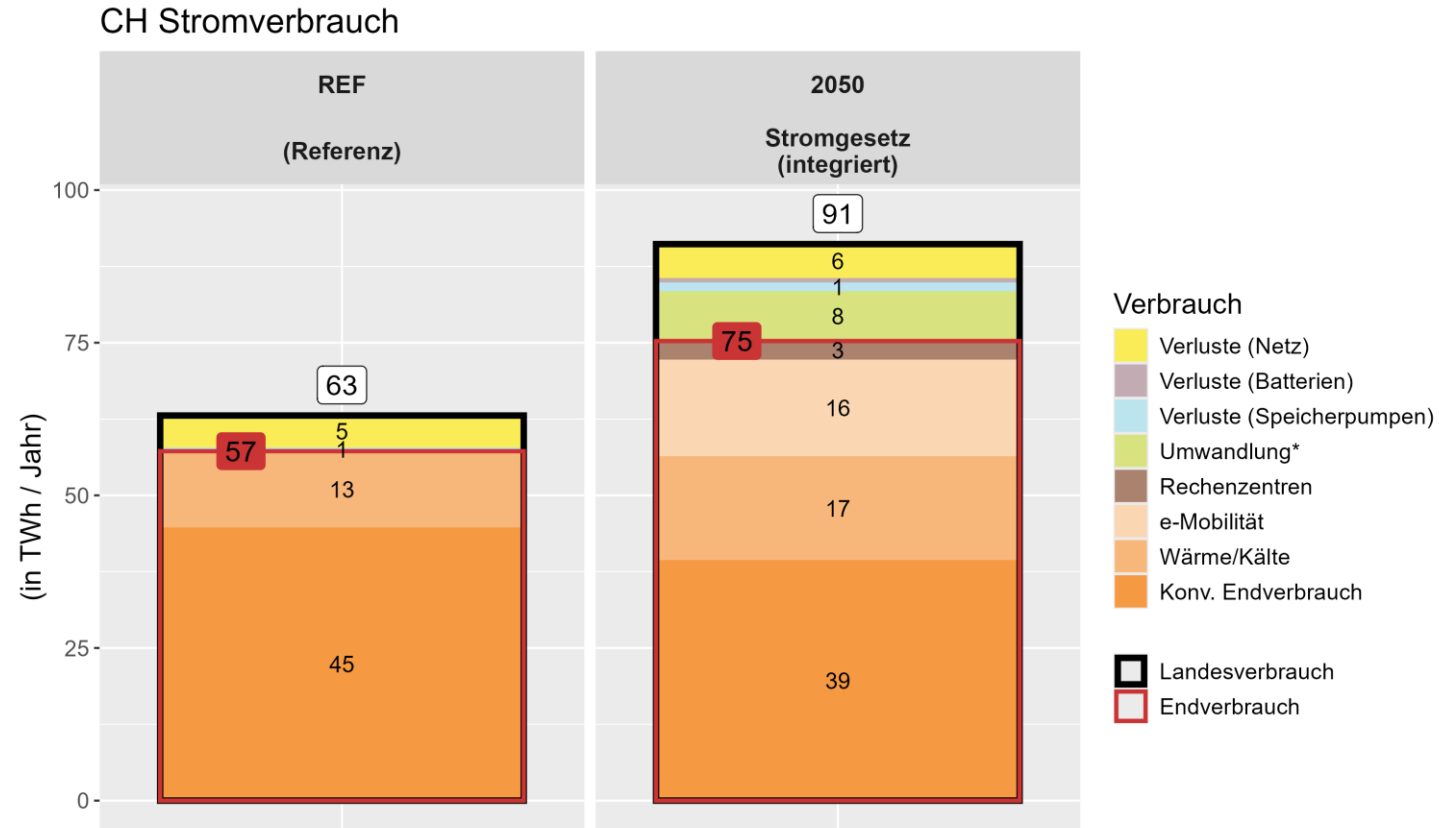
- **Szenario «Stromgesetz» mit Stromabkommen* (integriert)**
 - Ziele gemäss Vorgaben im Stromgesetz
 - Die Schweiz ist Teil des Marktes und wird beim Market Coupling berücksichtigt (Importe und Exporte sind dem Angebot und der Nachfrage entsprechend).
- **Szenario «Stromgesetz» ohne Stromabkommen (isoliert)**
 - Ziele gemäss Vorgaben im Stromgesetz
 - Die Schweiz ist aus dem Markt ausgeschlossen und Grenzkapazitäten werden einseitig voraussichtlich teilweise stark eingeschränkt (vgl. Frontier Economics 2021).

*Nicht berücksichtigt in der Modellierung sind die Auswirkungen der Systemdienstleistungen und ungeplanten Stromflüsse.



Stromverbrauch steigt massiv, Gesamtenergieverbrauch sinkt dank Elektrifizierung und mehr Effizienz

- Landesstromverbrauch steigt um rund 50% auf ca. 91 TWh bis 2050 gegenüber heute (REF).
 - Elektrifizierung Mobilität
 - Elektrifizierung Wärme/Kälte
 - Digitalisierung (Rechenzentren)
 - Energieumwandlung (Elektrolyse, CCS, Grosswärmepumpen für Fernwärme)
- Ohne zukünftige Effizienz-Massnahmen wäre der Verbrauch ca. 10 TWh höher.
- Der Gesamtenergieverbrauch sinkt deutlich, da Strom effizienter ist als fossile Energien.



(c) VSE, 2024-12-09 11:01, Run: e4753d, Fig: 6a6446e55

Wir gehen davon aus, dass der Pro-Kopf-Verbrauch weniger stark sinkt als im Stromgesetz vorgesehen. Wir rechnen mit denselben Effizienzgewinnen wie die EP 2050+ des Bundes, aber mit höherem BIP-Wachstum und neueren Verbrauchseinschätzungen für Rechenzentren. Umwandlung = Elektrolyse, CCS, Grosswärmepumpen

Stromabkommen sichert mehr Grenzkapazitäten und macht das System resilienter, sicherer und stabiler

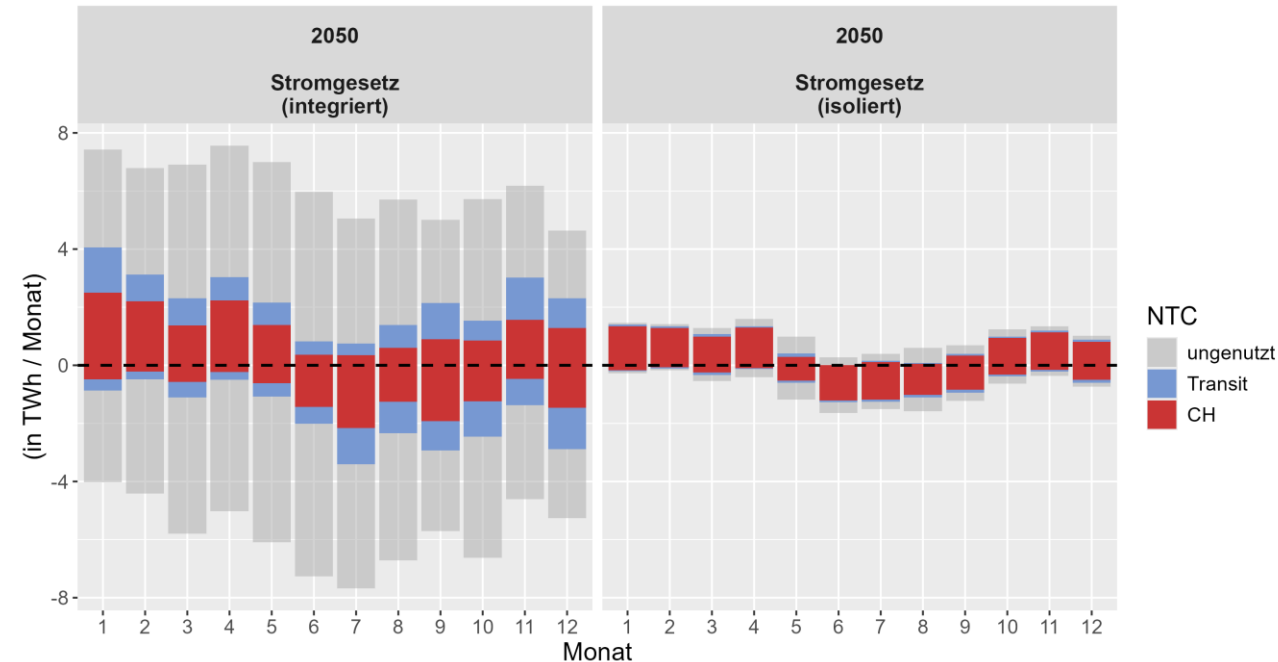
Ohne Stromabkommen:

- ist die für den Handel verfügbare Grenzkapazität (NTC) stark reduziert und wird fast vollständig ausgenutzt, was die Versorgungssicherheit beeinträchtigen kann. Es gibt keinen Puffer! (Risiko bei Knappheitssituation, z.B. in kalten Wintern);
- bleibt der Bedarf für teure Stromreserve aktuell und hoch;
- kann die Schweiz ihre Rolle als Transitland nicht mehr einnehmen.

Mit Stromabkommen:

- verfügt die Schweiz über viel mehr Kapazitäten für Import und Export, was die Versorgung insgesamt resilienter macht (Bedarf für Stromreserve sinkt).
- Generell: Durch ein Stromabkommen sinken die totalen Systemkosten (Schweiz + Nachbarländer) → alle profitieren!

Ausnutzung Grenzkapazitäten (NTC)
(monatlich)



(c) VSE, 2024-12-09 10:58, Run: e4753d, Fig: c1e6b4933

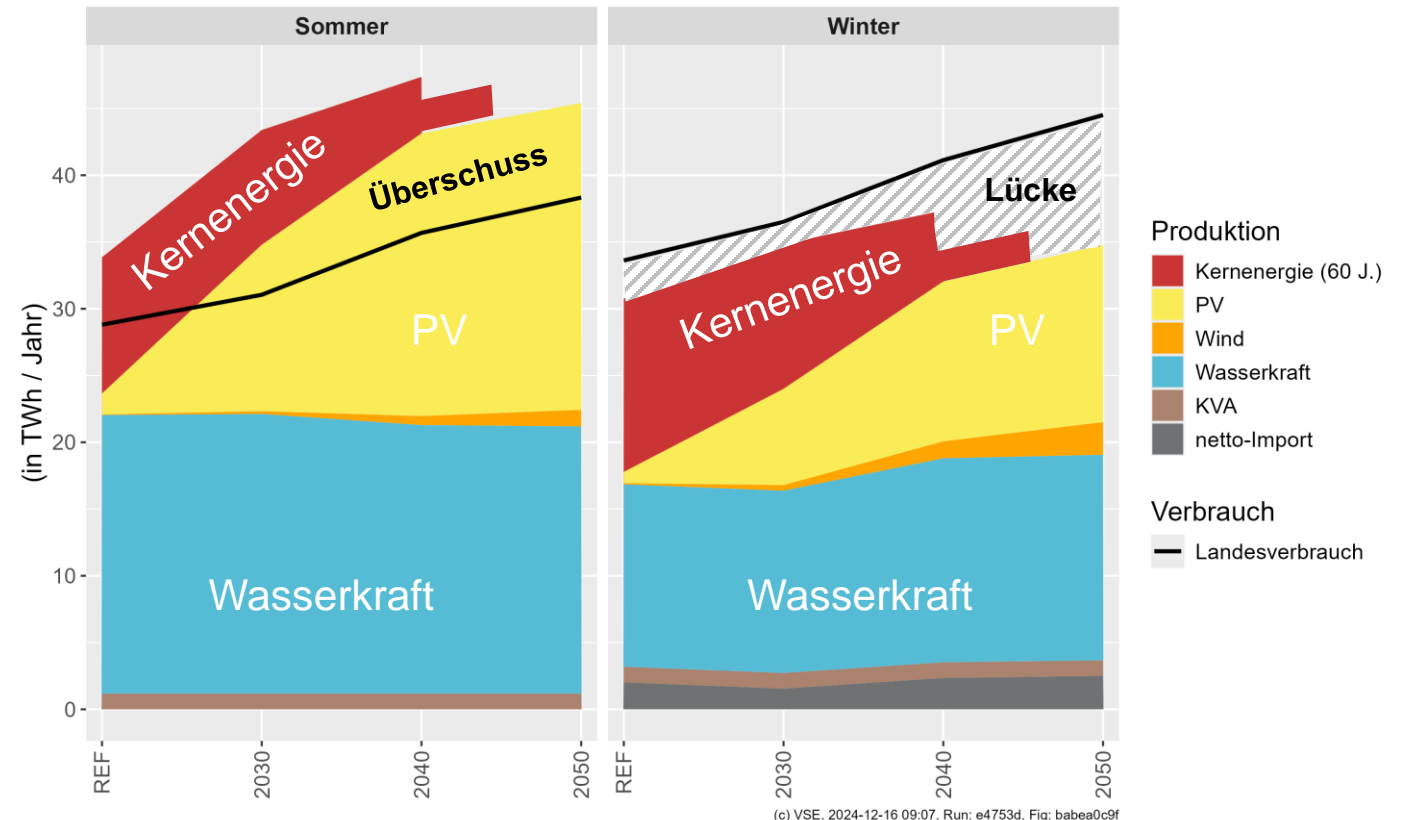
→ Grenzkapazitäten (NTC) «integriert» gemäss Referenznetz «TYNDP2024» mit Daten, die den Übertragungsnetzbetreibern (z.B. Swissgrid) für 2030 vorliegen. Annahme: NTC bleiben bis 2050 konstant. Grenzkapazitäten (NTC) «isoliert» gemäss Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU, Frontier Economics 2021

Zukünftiges Energiesystem bringt Herausforderungen im Sommer und im Winter

2050
Energiezukunft



- Im Sommerhalbjahr gibt es massive Überschüsse. Wir müssen Wege finden, diese im Sinne des Gesamtsystems zu nutzen.
- Können die Überschüsse nicht genutzt werden, muss die Einspeisung beschränkt werden (da maximaler Netzausbau ökonomisch nicht sinnvoll ist)
- Ab 2044 tut sich im Winter eine Lücke auf.
 - Steigender Stromverbrauch
 - Ausstieg aus Kernenergie
 - Besondere Wettersituationen können diese Situation akzentuieren
- Um die Lücke zu schliessen, braucht es – zusätzlich zum Ausbau der Erneuerbaren gemäss Stromgesetz – ergänzende Produktion.



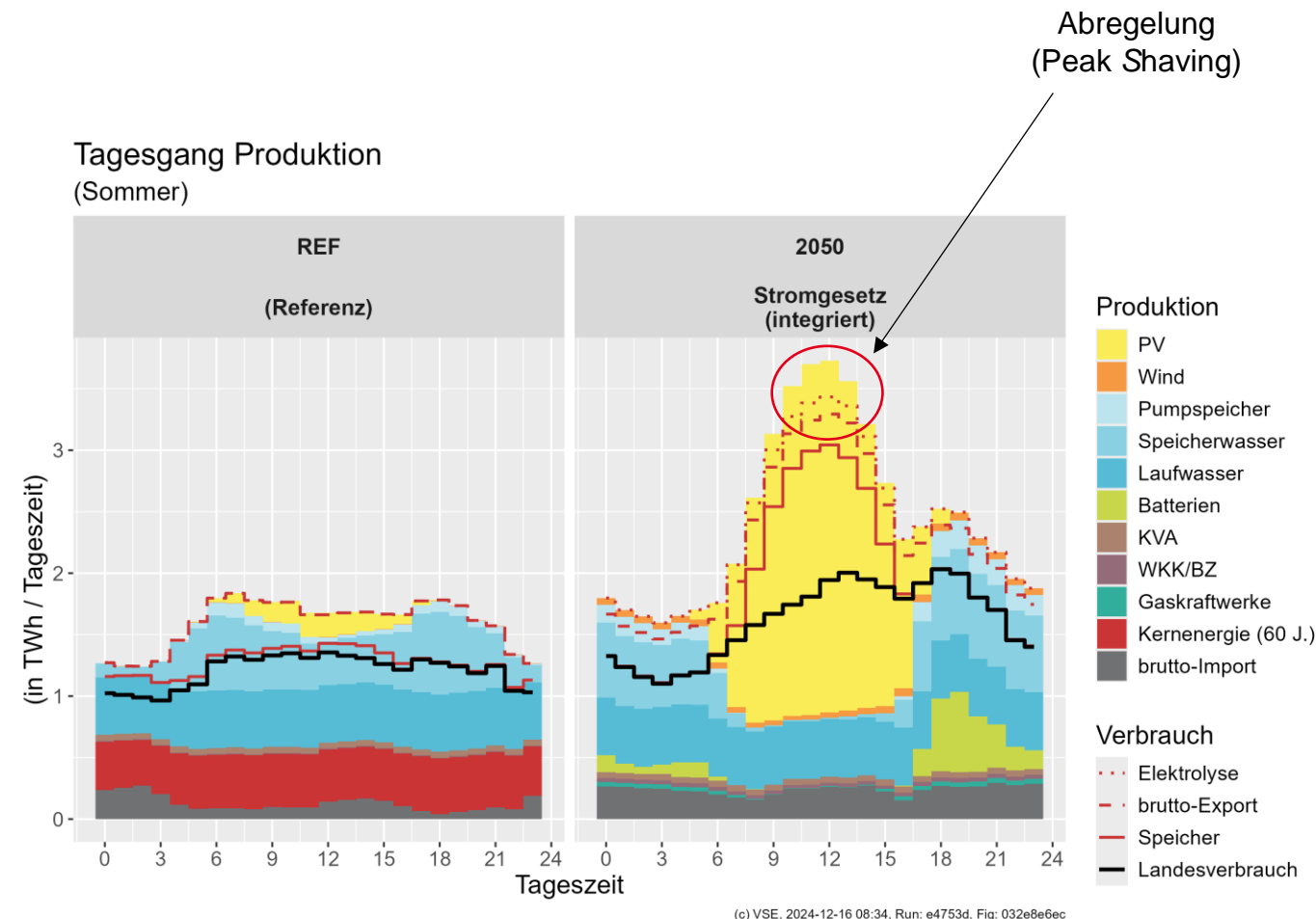
Schematische Darstellung Ausbauziele «Stromgesetz»

Fokus auf Lösungen, um Stromüberschüsse im Sommer sinnvoll im Sinne des Gesamtsystems zu nutzen

2050
Energiezukunft



- Im Sommer entstehen grosse Überschüsse, die sinnvoll genutzt werden sollen.
- Speicher, Flexibilitäten (inkl. Optimierung Eigenverbrauch) und Exporte gewinnen an Bedeutung.
 - Strom wird mittels Batterien/Pumpspeicher gespeichert und zur Deckung des Abendverbrauchs genutzt.
 - Zudem werden Überschüsse nach Möglichkeit exportiert oder zur inländischen Wasserstoffproduktion genutzt.
- Voraussetzung für optimalen Einsatz von Speichern/Flexibilitäten sind Anreize und Preissignale.
- Einen Teil des überschüssigen Stroms wird abgeregelt:
 - zur Entlastung der Verteilnetze direkt beim Prosumer (Peak Shaving gemäss Stromgesetz = max. 3% der Produktion/Jahr = ca. 1 TWh/Jahr)
 - Es braucht zusätzlich neue Modelle für Abregelung beim Prosumer und/oder weitere Flexibilitätsnutzung (ca. 1.0 - 1.5 TWh)



Graphik stellt Aufsummierung (brutto-Verbrauch/-Produktion) des gesamten Halbjahres pro Tageszeit dar.

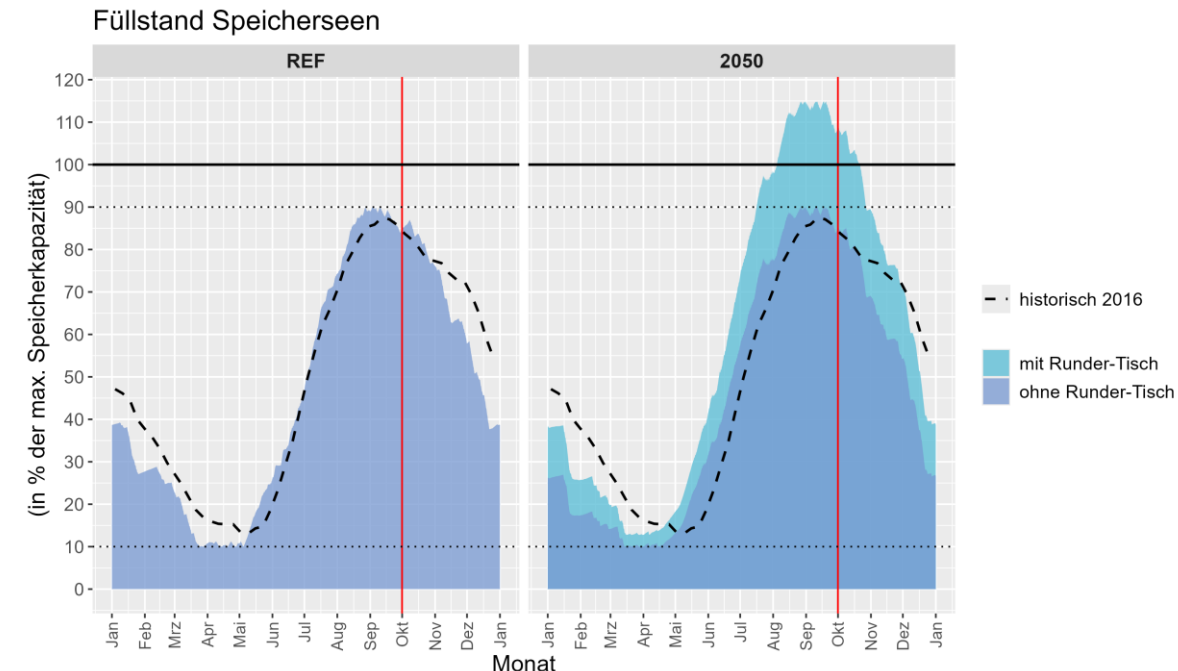
Zunehmende Volatilität und Saisonalität bedingen zusätzliche Flexibilitäten und einen neuen Umgang damit

- Es braucht massiv mehr zusätzliche Flexibilitäten und Speichermöglichkeiten. Die verschiedenen Speicherarten und Flexibilitäten müssen optimal miteinander koordiniert werden, im Sommer wie im Winter.
- Speicher werden künftig in allen Märkten benötigt: Auf Ebene Übertragungsnetz (Regelenergiemarkt), Verteilnetz, sowie energieseitig im Strommarkt und in allfälligen Flexibilitätsmärkten (Verlagerung Produktion → Verbrauch)
- **Speicher kurzfristig:** Es braucht praktisch eine Verdreifachung der Leistung, auf ca. 11.5 GW kurzfristige Speicherkapazitäten
- **Speicher saisonal:** Das Potential an zusätzliche Speicherkapazität ist begrenzt. Umso wichtiger ist es, dass dieses genutzt wird. Die Menge soll um 2 TWh auf rund 11'000 GWh und 8.5 GW erhöht werden (NE 1)
 - Ausbau 16 Projekte Runder Tisch bringt mehr Winterstrom
 - Speicherwasserkraft kann im Sommer mehr Wasser aufnehmen, so dass mehr Energie im Winter zur Verfügung steht → hilft insb. in Frühling für eine sichere Stromversorgung
- **PV-Anlagen** können kurzfristig ab- und angeschaltet werden und bieten so eine wertvolle kurzfristige Flexibilität.
- **Wasserstoff:** H2 kann dann produziert werden, wenn Preise über eine längere Zeit tief sind (insb. bei Laufwasserkraft – ca. 2 TWh im Sommer). Ob H2-Produktion und -Infrastruktur wirtschaftlich sein wird, muss sich noch zeigen.

Aktuell	Pumpspeicher (NE1)	200 GWh* bei 4 GW
Zusätzlich	Grossbatterien (NE5, 2.5 h) und Heimbatterien (Prosumer, 4 h)	21 GWh bei 7.5 GW
Potenzial V2G/H**	Vehicle-to-Grid/-Home (4.5 Mio. E-Autos)	> 100 GWh

*reiner Umwälzbetrieb (inkl. Ober-/Unterwasser-Limitierung)

**Potenzial V2G/H nicht berücksichtigt



(c) VSE, 2024-12-06 14:50, Run: e4753d, Fig: db12773b0

Für eine sichere Stromversorgung im Winter braucht es nebst Speicher und Flexibilitäten ergänzende steuerbare Produktion

2050
Energiezukunft



Auch wenn die Ausbauziele im Stromgesetz erreicht werden, braucht es im Winter nebst zusätzlichen Speichern und Flexibilitäten ergänzende Produktion.

Die Art dieser Produktion hängt vom gesellschaftlichen und politischen Willen ab.

Variante ergänzende Produktion «Gas»

- Betrieb mit Erdgas mit CO₂-Zertifikaten oder Abscheidung im In- und Ausland (CCS), oder erneuerbaren Gasen
- Betrieb mit Wasserstoff (Importe / inländische Produktion z.B. bei Laufwasserkraft) eher teuer
- Annahme: Kernkraft 60 J.

Variante ergänzende Produktion «mehr Wind»

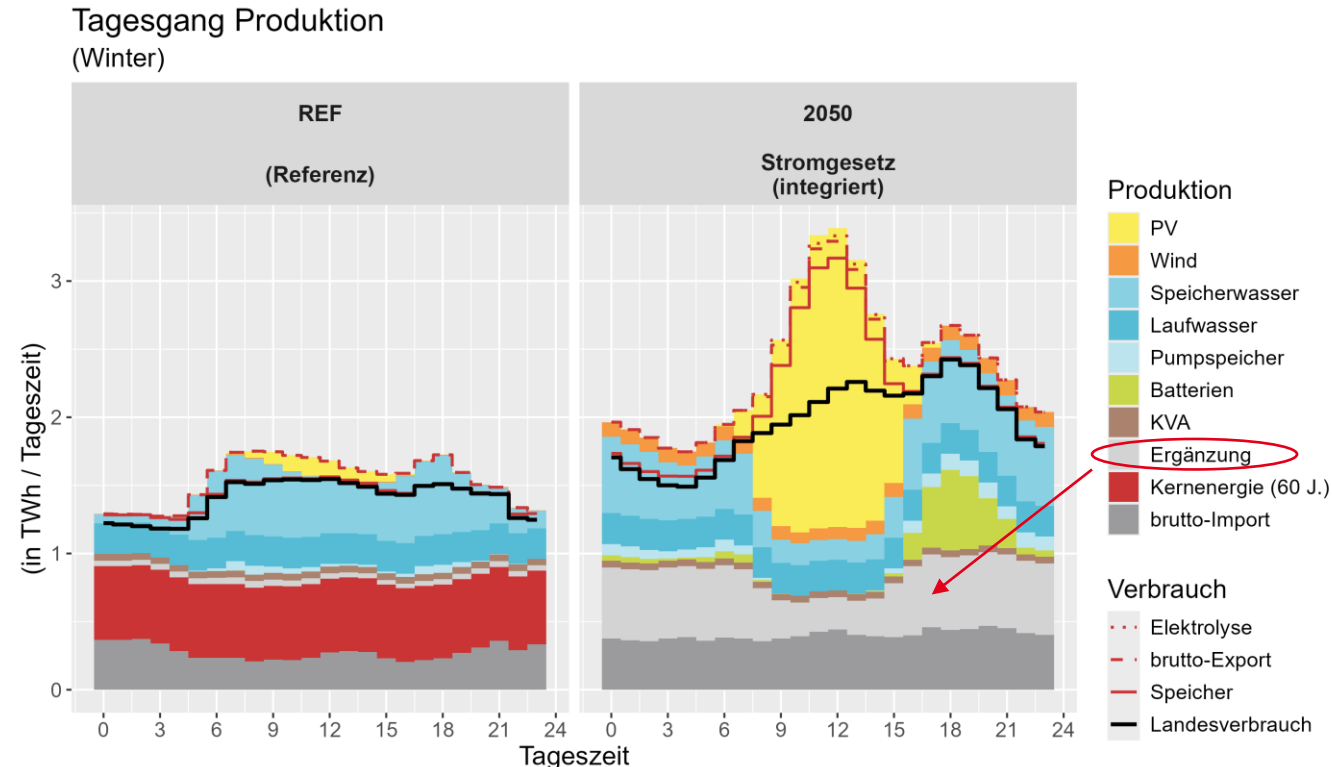
- Annahme: Ausbau Windkraft ist breit akzeptiert und kann verstärkt ausgebaut werden (Modell sucht Optimum zwischen PV und Wind); Kernkraft 60 J.; Gas optional

Variante ergänzende Produktion «LTO»

- Annahme: Langzeitbetrieb (LTO = 80 J.) mind. eines Kernkraftwerks; Gas optional
- Annahme: Gegenvorschlag erlaubt Neubau, aber mind. bis 2050 werden keine KKW's gebaut, deshalb nicht modelliert.

Variante ergänzende Produktion «mehr Importe»

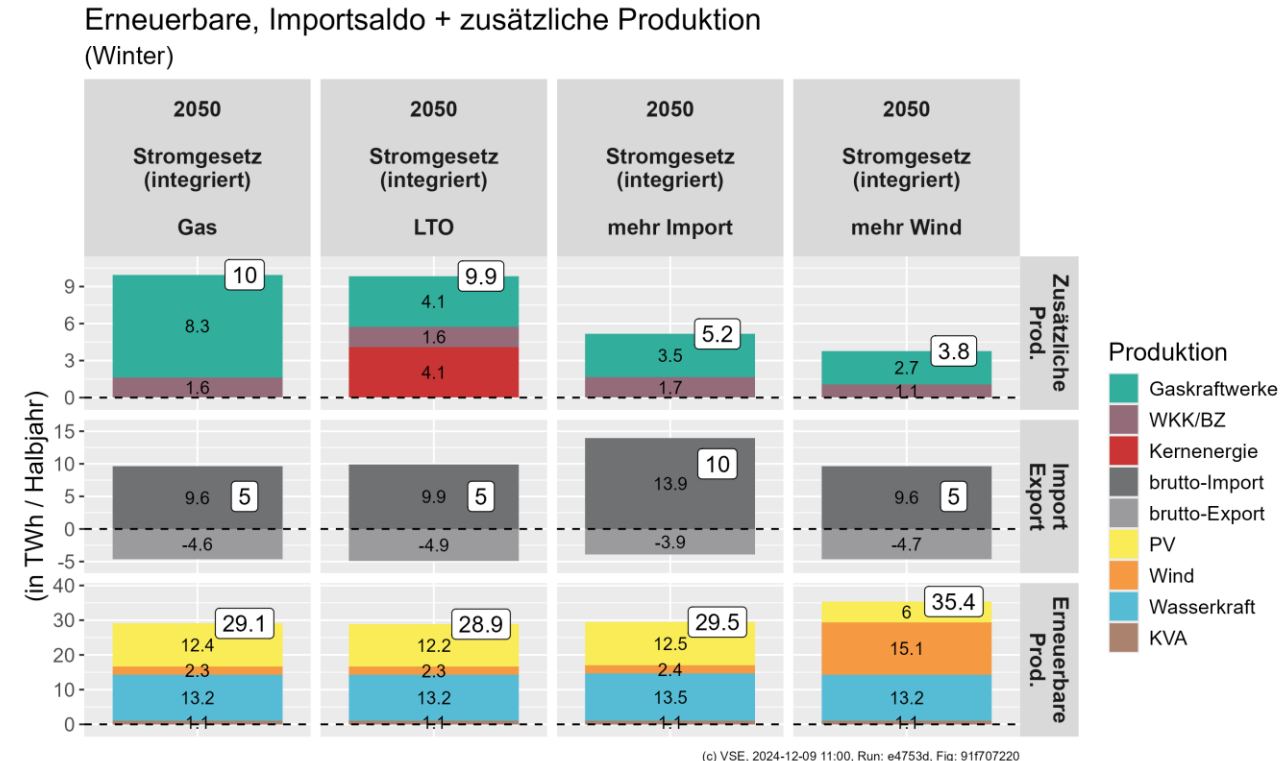
- Annahme: Importe über die Limiten des Stromgesetzes (max. 5 TWh netto), d.h. max. 10 TWh; Kernkraft 60 J.; Gas optional;
- Voraussetzung: Stromabkommen, genügend Kapazitäten in Nachbarländern



Graphik stellt Aufsummierung (brutto-Verbrauch/-Produktion) des gesamten Halbjahres pro Tageszeit dar.

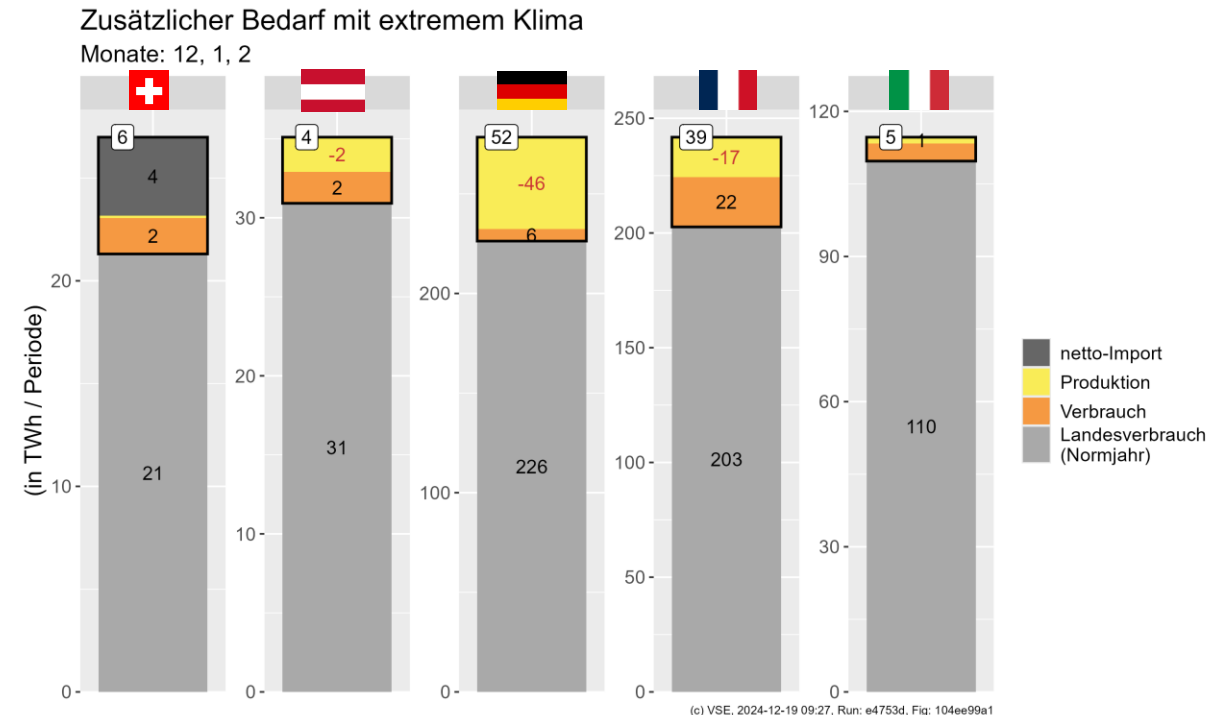
Mehr Wind macht System ausgeglichener, kostengünstiger und reduziert Bedarf an steuerbarer Winterproduktion

- Beste Variante „Mehr Wind“: Ein optimaler Mix zwischen PV und Windenergie verbessert die Winterversorgung, reduziert die Sommerüberschüsse und macht die gesamte Versorgung ausgeglichener:
 - PV und Windenergie ergänzen sich perfekt: Ein optimaler Mix würde Herausforderungen im Sommer und im Winter reduzieren.
 - Mit mehr Wind (~15 TWh) und weniger PV (~6 TWh) im Winterhalbjahr kann Bedarf nach ergänzender Produktion massiv reduziert werden.
- Mehr Importe über das Stromgesetz hinaus (max. 10 statt 5 TWh netto) reduzieren Bedarf nach ergänzender Produktion um ca. die Hälfte
 - Stromabkommen vorausgesetzt; Importverfügbarkeit nicht immer gegeben/abhängig von Nachbarländern
- Gaskraftwerke sind flexibel einsetzbar und kommen in allen Varianten als Ergänzung vor.
- Wenn mehr Wind und Importe nicht akzeptiert sind, dann bleiben nur die Varianten „Gas“ und „LTO“ (etwa gleich hoher Bedarf an ergänzender Produktion)



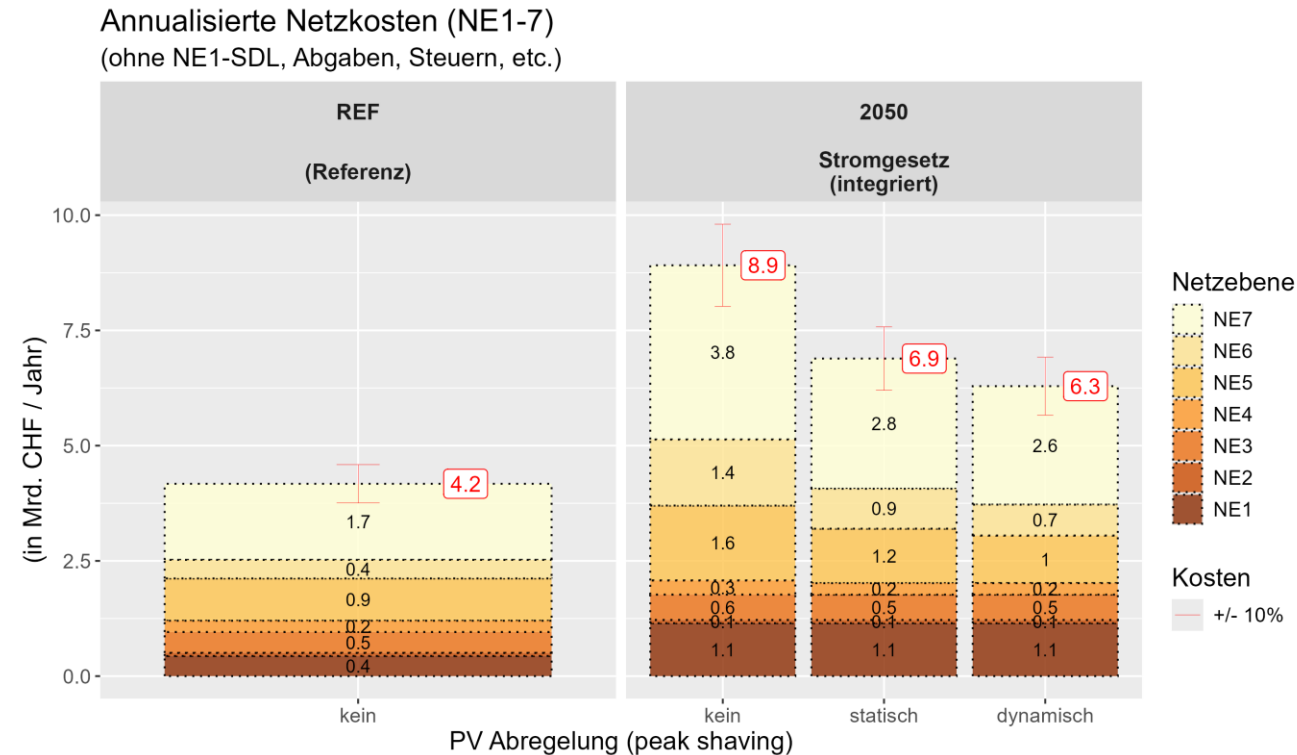
In extremen Wettersituationen im Winter akzentuieren sich die Herausforderungen

- Der Winter 2005/06 war europaweit sehr kalt, trocken und windarm (von Dez-Feb), nur die Sonneneinstrahlung war normal.
- In einem solchen Winter würde der Stromverbrauch im Jahr 2050 in der CH und den Nachbarländern gegenüber dem Referenzklimajahr 2016 deutlich ansteigen (CH: +2 TWh (+8%) von Dez-Feb). Gleichzeitig wäre die Stromproduktion leicht reduziert.
- Es entsteht netto eine deutlich grössere Winterstromlücke als mit Referenzklima 2016 (CH: +2 TWh von Dez-Feb).
- In anderen Ländern sieht die Situation ähnlich bzw. noch dramatischer aus (vor allem in Winddominierten Ländern), dadurch werden Importe aus diesen Ländern kaum möglich sein (CH: -4 TWh von Dez-Feb).
- Dieser erhöhte Bedarf (+6 TWh von Dez-Feb) müsste durch zusätzliche ergänzende Produktion im Inland (z.B. Gaskraftwerke) produziert werden.



Die Netzkosten steigen stark – durch geeignete Massnahmen kann der Kostenanstieg substanziell gedämpft werden

- Haupttreiber für Aus- und Umbau der Netze und damit für höhere Netzkosten sind PV-Ausbau, sowie Elektrifizierung Mobilität und Wärme. Betroffen sind insbesondere die Verteilnetze (untere Netzebenen).
- Auch Erneuerungen des bestehenden Netzes und Erdverlegung trägt zur Kostenzunahme bei.
- Die Netzkosten steigen. Es braucht zwingend Massnahmen, um den Kostenanstieg zu dämpfen.
- Massnahmen, um den Kostenanstieg zu dämpfen: Peak Shaving (Abregelung), Ausrichtung PV auf Winter, intelligente Netzsteuerung, Optimierung Eigenverbrauch, Speicherung, dynamische Tarifierung, Demand side management, technische Massnahmen zur Spannungshaltung (Q(U)-Regelung, regelbare Ortsnetztransformatoren rONT).



Stromgesetz erlaubt statisches und dynamisches Peak Shaving bis 3% der Jahresproduktion (~1 TWh / Jahr).

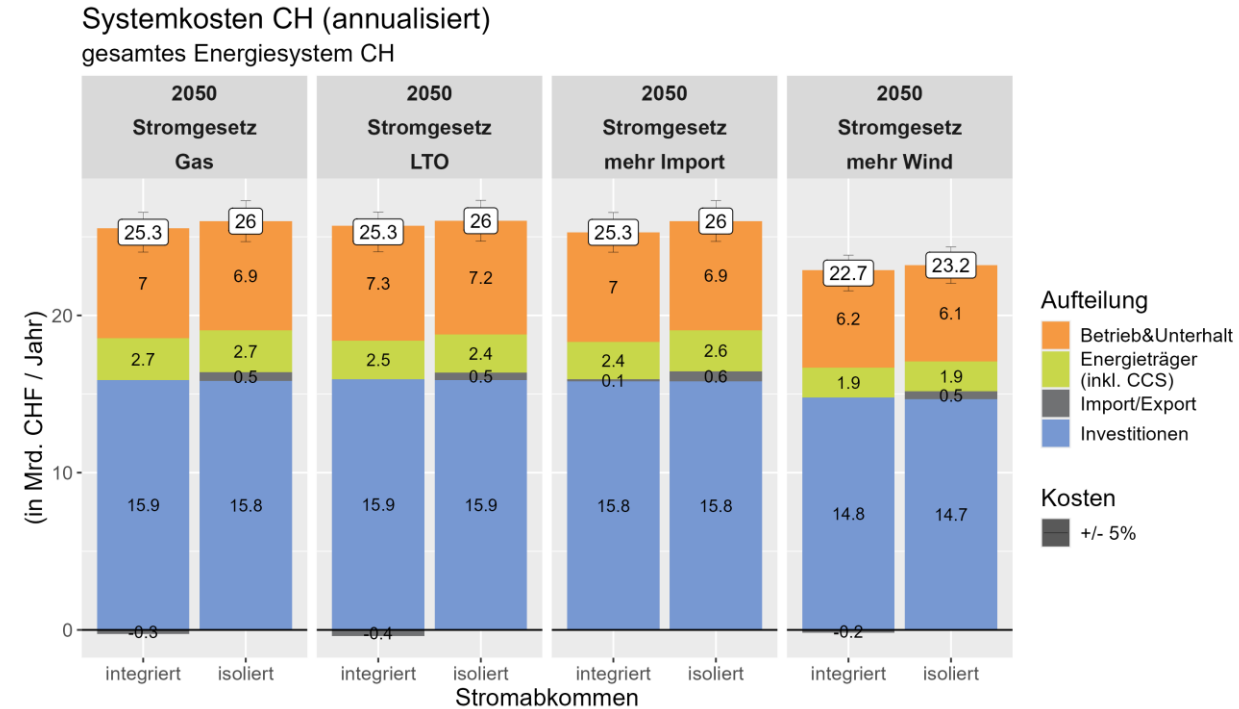
- Statisch = fixe Abregelung ab gewisser Leistung
- Dynamisch = intelligente Abregelung nach Auslastung des Netzes

Gesamtsystemkosten: Mit Stromabkommen wird das Gesamtsystem sicherer und in allen Varianten günstiger

2050
Energiezukunft



- Mit Stromabkommen sind die Kosten in allen Varianten leicht günstiger als ohne Abkommen.
 - Ohne Stromabkommen kommen zudem Mehrkosten für die Netzstabilität im Übertragungsnetz hinzu (SDL, Regenergie, ungeplante Flüsse).
 - Für Versorgungssicherheit ist Abschluss Stromabkommen sehr relevant.
 - Kosten heute: ~30 Mrd./J. (vgl. Gesamtenergiestatistik)
- Die Variante mit mehr Wind generiert die tiefsten Systemkosten.
- Varianten Gas, LTO und mehr Importe unterscheiden sich kaum bzgl. Kosten.
 - Jedoch Fragezeichen bzgl. Versorgungssicherheit insb. bei Variante «mehr Importe» (Importverfügbarkeit, Abhängigkeit).
- Gesellschaftlicher und politischer Wille sowie unterschiedliche Abhängigkeiten – und nicht die Kosten – sind ausschlaggebend für Variantenentscheid.

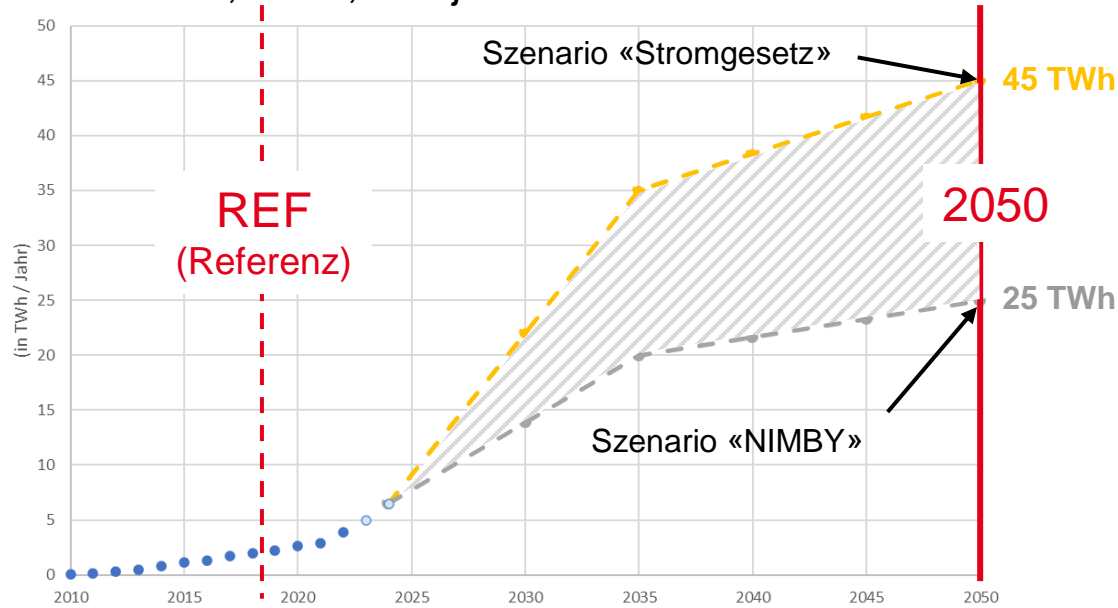


(c) VSE, 2024-12-12 13:45, Run: e4753d, Fig: 59617e456

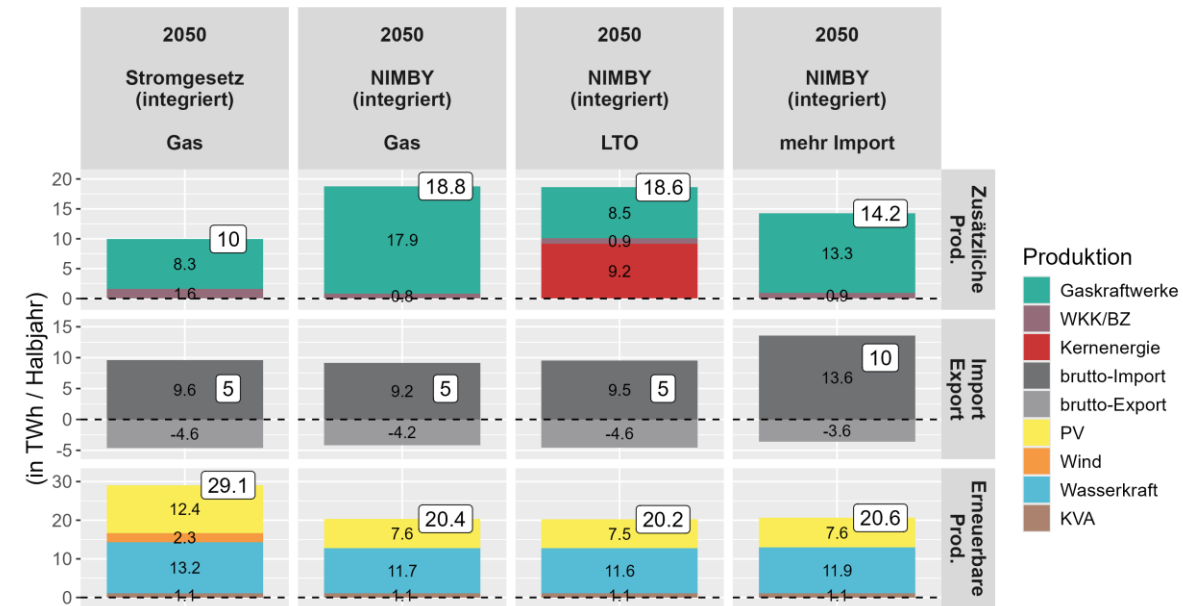
Berechnet werden die Gesamtenergiesystemkosten: Sie bestehen aus annualisierten Kapitalkosten sowie fixen und variablen Betriebs- und Unterhaltskosten (inklusive Brenn- und Treibstoffkosten sowie dem Emissionspreis für CO₂). In den Systemkosten enthalten sind ausserdem die Netzkosten. Hingegen werden Kosten, die nicht direkt mit dem Energiesystem in Verbindung stehen, z.B. Investitionen in Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Prozessanpassungen in der Industrie und Gebäudesanierungen, nicht erfasst.

Was ist, falls Stromgesetz aufgrund von fehlender Akzeptanz nicht erreicht wird?

Ausbau PV, Wind, etc. je nach Szenario:



Erneuerbare, Importsaldo + zusätzliche Produktion (Winter)



(c) VSE, 2024-12-09 11:00, Run: e4753d, Fig: 11a02cc03

Szenario «NIMBY»

- Ausbauziele im Stromgesetz werden nicht erreicht, d.h. nur Ausbau PV auf Dächern und Infrastrukturen: +25 TWh*
- Kein Ausbau Wind oder PV-Freiflächen, kein Ausbau Wasserkraft gemäss «Runder Tisch»

- Mit weniger Erneuerbaren verdoppelt sich der Bedarf an ergänzender Produktion.
- Diese ergänzende Produktion ist u.U. nicht klimaneutral. Je mehr Gas, desto schwieriger und teurer die Erreichung der Klimaneutralität.
- In Variante «LTO» braucht es Langzeitbetrieb von 2 KKW's



Umsetzung Stromgesetz und Stromabkommen sind die entscheidenden Dimensionen für die Resilienz des Gesamtsystems.

- > **Stromgesetz konsequent umsetzen:** legt die Grundlage für einen umfangreichen Ausbau der erneuerbaren Energien.
 - mehr Akzeptanz für neue Energie-Infrastruktur
 - eine Beschleunigung der Verfahren und Prozesse zum Ausbau aller Erneuerbaren
 - nationales Interesse und Standortgebundenheit für Produktionsanlagen und Netzinfrastuktur
 - geeignete Finanzierungsbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen (keine WACC-Senkung)

- > **Stromabkommen abschliessen:** Damit verfügt die Schweiz über mehr Grenzkapazitäten und kann ihr Energiesystem optimieren. Versorgung wird damit sicherer und stabiler. Ohne Abkommen steigen die Versorgungsrisiken und die Kosten für SDL und für Stromreserven im Inland.



Für eine sichere Stromversorgung im Winter braucht es zum Ausbau der Erneuerbaren gemäss Stromgesetz und nebst Speichern und Flexibilitäten ergänzende Produktion. Die Art der Produktion ist vor allem eine Frage des politischen und gesellschaftlichen Willens.

- **Fokus auf Winterstromproduktion legen:** Es stehen verschiedene Varianten für mehr Winterstrom zu Verfügung. Der politische und gesellschaftliche Wille ist ausschlaggebend, wie sich die ergänzende Stromproduktion zusammensetzt.
- Ausbau der Erneuerbaren auf Produktion im Winterhalbjahr ausrichten: 16 Wasserkraftprojekte, Fördersysteme/Anreize konsequent auf Winterstromproduktion auslegen
 - Massive Anstrengungen, um Akzeptanz für die Windkraft zu erhöhen; Wind-Express ausweiten
 - Solar-Express verlängern: Realisierbarkeit von alpinen PV-Anlagen sicherstellen
 - Gaskraftwerke braucht es in allen Varianten: Sie sind flexibel einsetzbar und ergänzen darum die wetterabhängige volatile Produktion aus Erneuerbaren optimal. Klimaneutraler Betrieb sicherstellen.
 - Langzeitbetrieb Kernkraftwerke prüfen: Betrieb eines KKW kann zu einer sicheren Winterversorgung beitragen. Vorausgesetzt, sie können sicher 80 Jahre betrieben werden, gilt es die Wirtschaftlichkeit eines Langzeitbetriebs sicherzustellen.

Wrap up: ... und Energiesystem fit machen für neue Realitäten

2050
Energiezukunft



Stromüberschüsse im Sommer haben grossen Impact auf das Energiesystem. Fokus muss auf Lösungen zum Umgang damit im Sinne des Gesamtsystems sein.

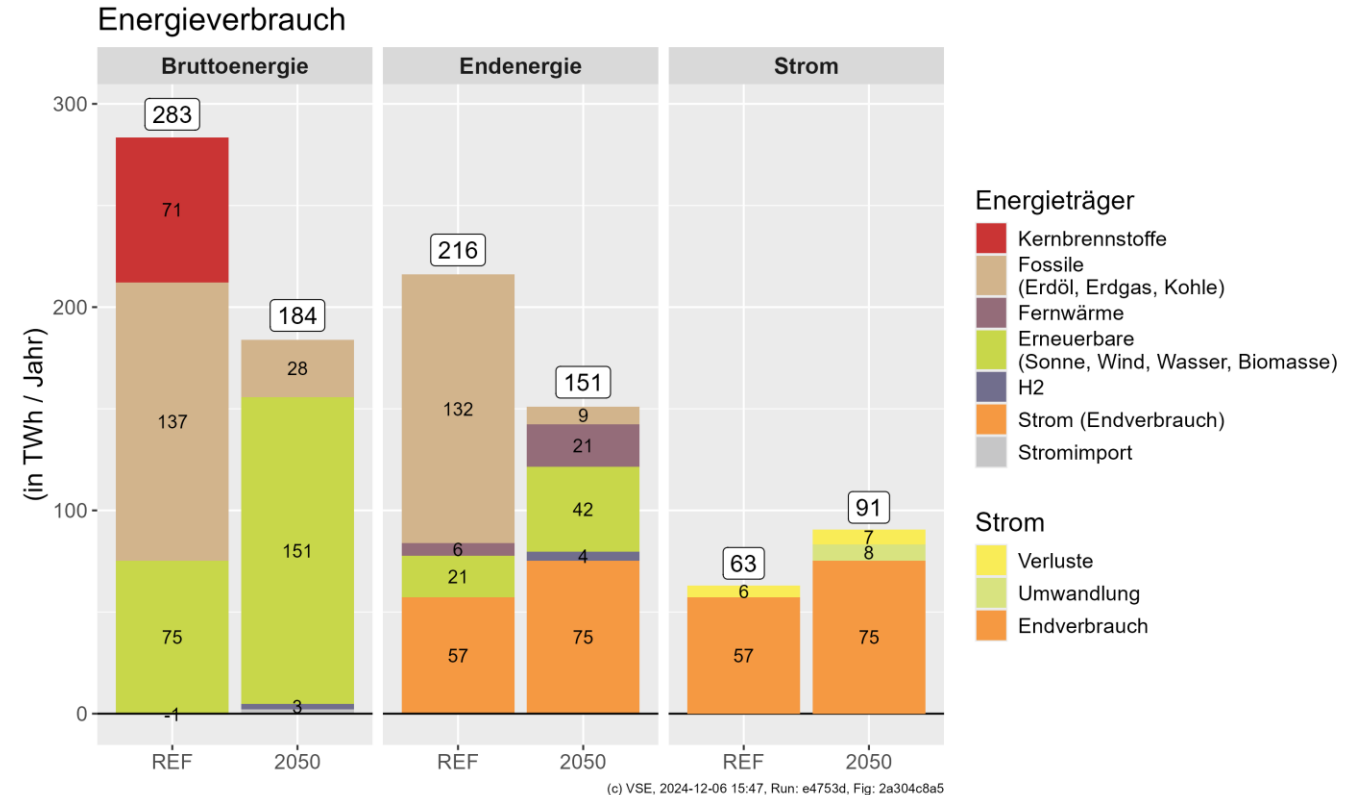
Die Netzkosten steigen stark – durch geeignete Massnahmen können sie gesenkt werden.

- **Flexibilitäten bewirtschaften und Wert geben:** Mit kurzfristigen/saisonalen Speicherkapazitäten, Flexibilitäten und Exporten können Sommer-Überschüsse systemdienlich genutzt werden. Ausserdem tragen sie zu einem kosteneffizienten Netzausbau bei. (Preissignale zulassen, neu Geschäftsmodelle entwickeln und Angebote anbieten). Können Überschüsse nicht genutzt werden, muss die Einspeisung beschränkt werden.
- **Netzkostendämpfende Massnahmen umsetzen:** Der Umbau des Energiesystems fordert die Verteilnetze besonders stark. Sie auf die maximal benötigte Kapazität auszubauen, ist nicht sinnvoll und viel zu teuer. Mit diversen Massnahmen ist ein kosteneffizienter und intelligenter Netzausbau möglich, ohne die Netzsicherheit- und -stabilität zu gefährden.
 - Optionen für smartes Peak Shaving schaffen; Netze intelligent steuern; Optimierung des Eigenverbrauchs und Demand-Side-Management beanreizen; Speicher und Batterien ausbauen; dynamische Tarifierung einführen; technische Massnahmen zur Spannungshaltung umsetzen.

Exkurse

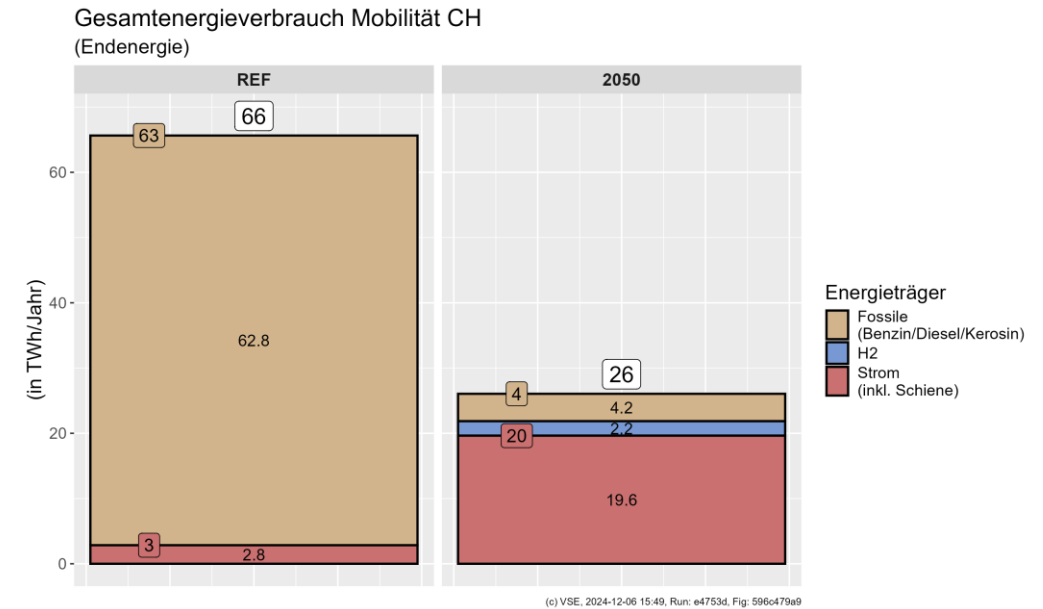
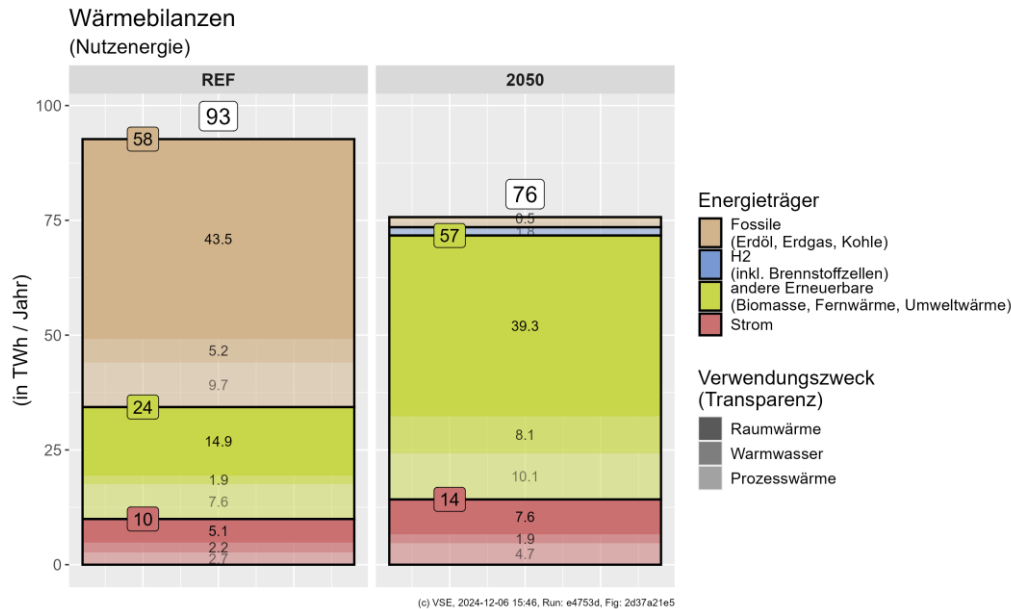
Exkurs Verbrauch: Stromverbrauch steigt; Gesamtenergieverbrauch sinkt dank Elektrifizierung und Effizienzsteigerung

- Durch Effizienz- und Dekarbonisierungsmassnahmen (z.B. Elektrifizierung, Gebäudesanierungen, etc.) sinkt der Brutto- bzw. Endenergieverbrauch* in der Schweiz deutlich.
- Stromverbrauch steigt um ca. 50% aufgrund der Elektrifizierung.
- Durch den Ersatz von importierten fossilen und nuklearen Energieträgern (Erdöl, Kohle, Kernbrennstäbe, etc.) mit inländischen Erneuerbaren, sinkt auch die Importabhängigkeit von heute ca. 75% auf unter 20% bzw. steigt entsprechend der CH Eigenversorgungsgrad.



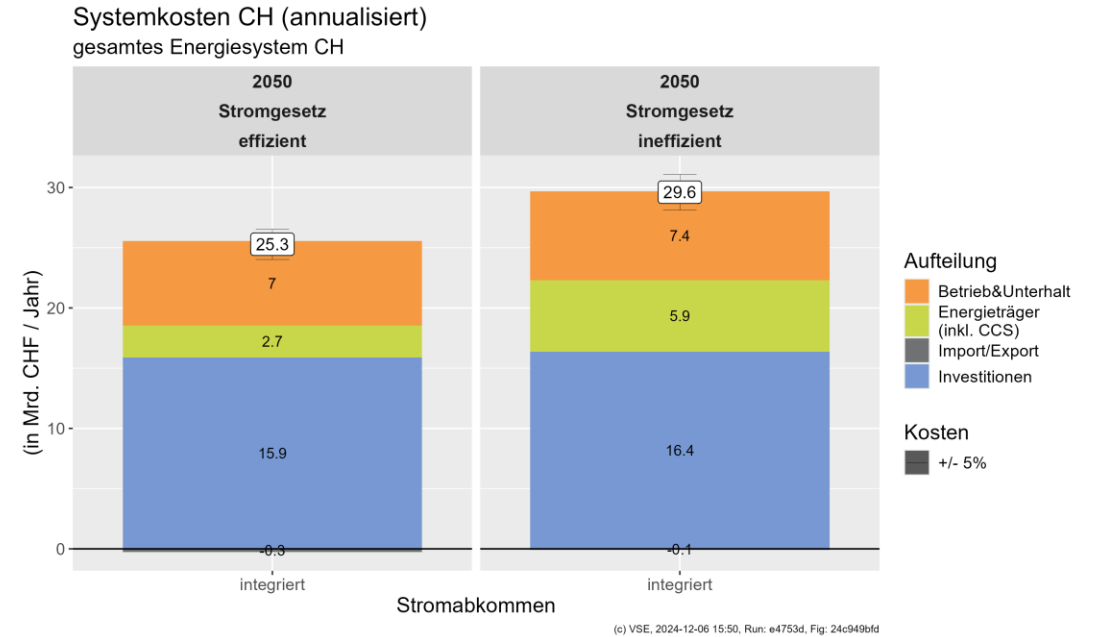
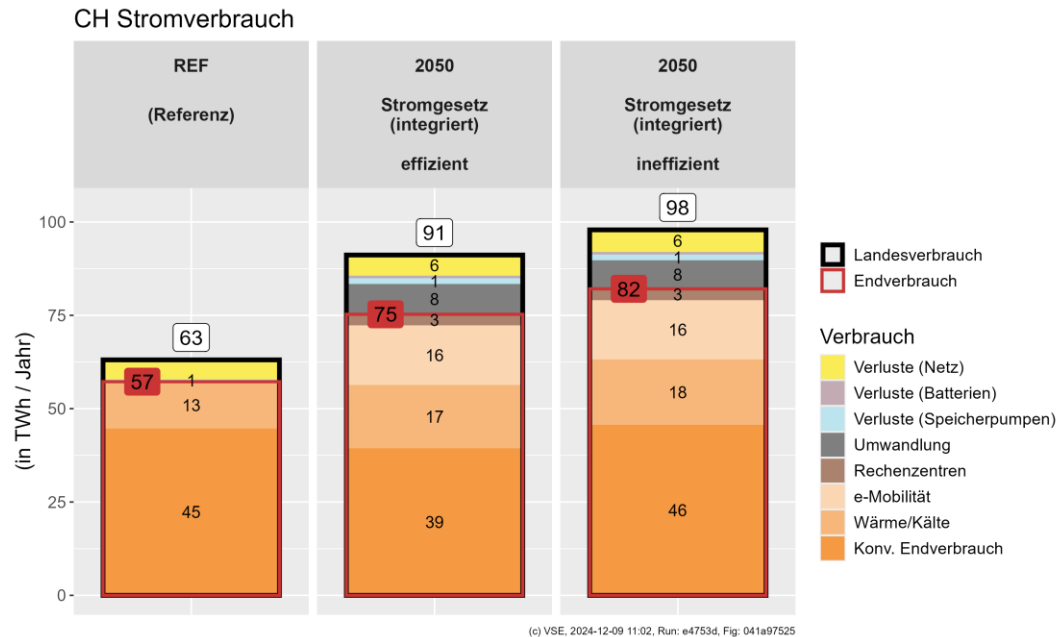
*Bruttoenergieverbrauch = Primärenergieverbrauch
Endenergieverbrauch = genutzte Energie der Endverbraucher

Exkurs Verbrauch: Elektrifizierung der Mobilität ist der grösste Treiber für den steigenden Stromverbrauch



- Die Elektrifizierung der Wärme führt zu einem nur geringfügigen Mehrbedarf an Strom für Raumwärme und Warmwasser, wegen den effizienten Wärmepumpen
- Strom wird auch vermehrt für Prozesswärme eingesetzt (vor allem bei günstigen Strompreisen).

- Der Energiebedarf der Mobilität sinkt dank Elektrifizierung deutlich; Strom wird den Hauptanteil des Energiebedarfs decken
- Wasserstoff spielt nur im Schwerverkehr (inkl. «non-road» Bereich) eine gewisse Rolle (internationale Luft- und Schifffahrt wurde nicht mitmodelliert)

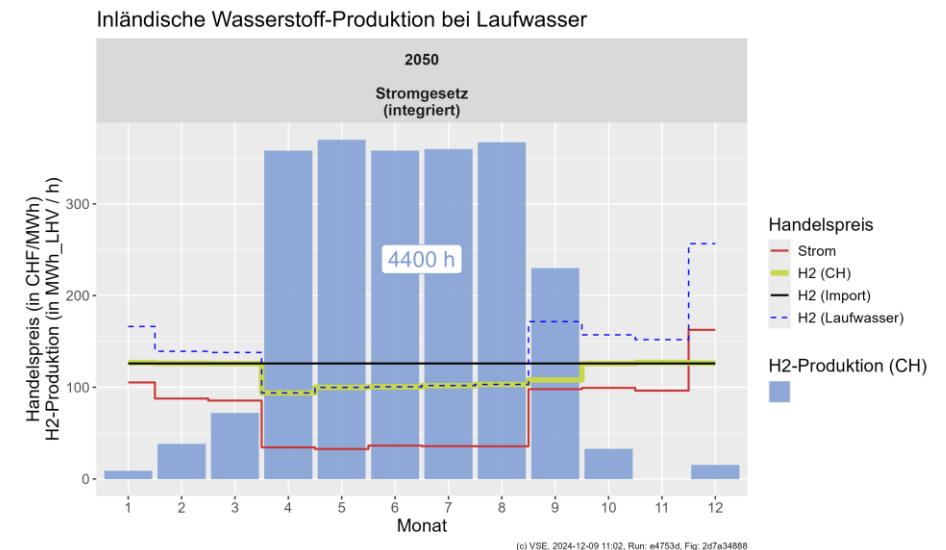
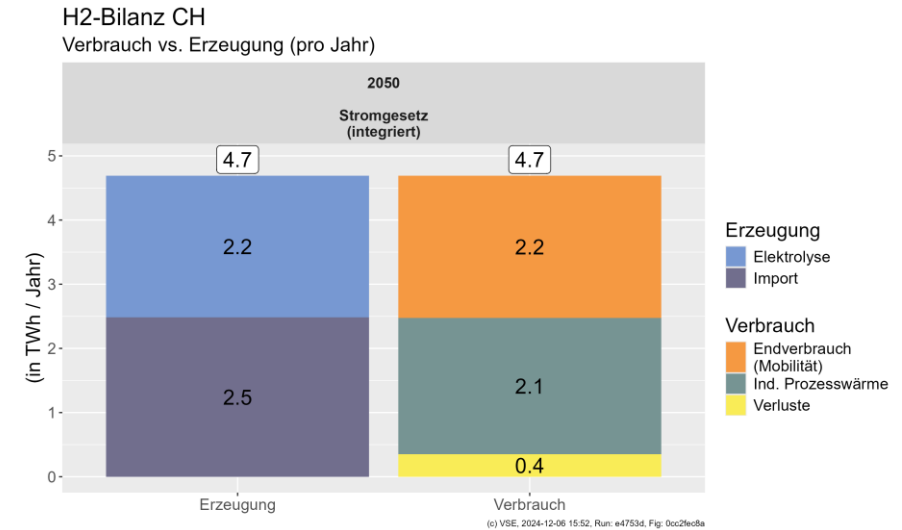


Variante «ineffizient» → Energieverbrauch gemäss «Weiter-wie-bisher» statt «ZERO-Basis» (BFE «EP2050+)

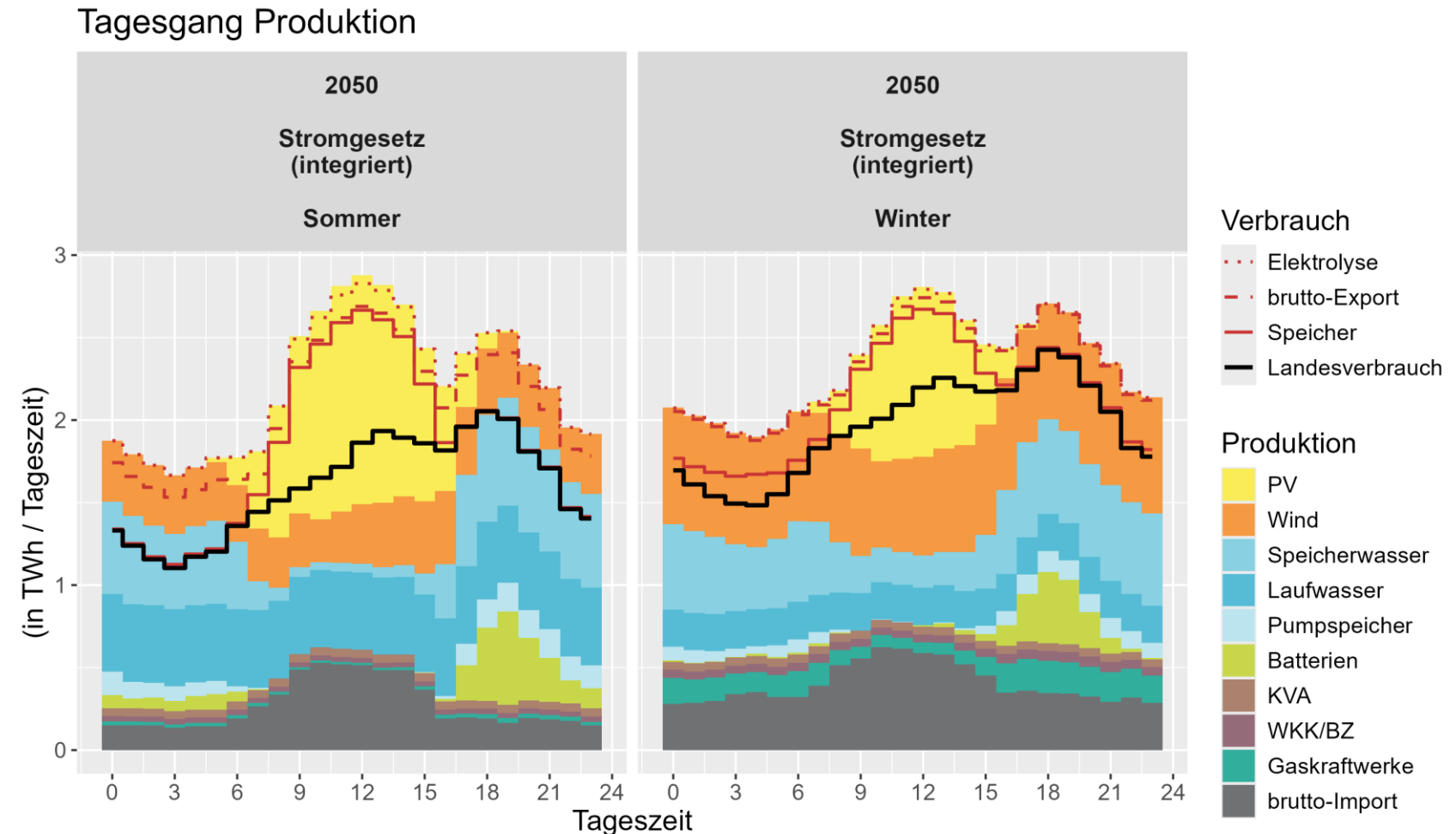
- Mit weniger Effizienz steigt der Landesstromverbrauch bis 2050 um zusätzlich ca. 10 TWh auf fast 100 TWh/Jahr an (+ 8%)
- Durch diesen höheren Stromverbrauch resultieren auch deutlich höhere Systemkosten (rund + 20%).
- «NIMBY» nur mit Gaskraftwerken und erhöhtem Verbrauch wird sehr teuer, da der erhöhte Energiebedarf nicht mehr vollständig gedeckt werden kann.

Exkurs H2: Inländische Wasserstoff-Produktion nur im Sommer wirtschaftlich, Anschluss an EU-H2-Netzwerk ist essenziell

- Wasserstoff wird 2050 primär für die Mobilität (Schwerverkehr), (WKK-)Brennstoffzellen sowie zur Erzeugung von Prozesswärme verwendet.
- Wasserstoff wird im Winter importiert und im Sommer aus Stromüberschüssen (d.h. zu tiefen Strompreisen) inländisch bei Laufwasserkraftwerken (d.h. ohne Netzentgelt = Eigenverbrauch) erzeugt.
 - Die Wirtschaftlichkeit der inländischen H2-Produktion bei Laufwasserkraftwerken ist mit >4000 Volllaststunden gegeben.
- Inländische saisonale H2-Speicherung ist (zu) teuer. Daher ist ein Anschluss an die europäische H2-Infrastruktur (European Hydrogen Backbone) essenziell für H2-Winterimporte.



- Saisonale Unterschiede können mit Wind am besten ausgeglichen werden
- Im Sommer gibt es weniger Überschüsse, die abgeregelt oder exportiert werden müssen.
 - Es braucht weniger PV
- Im Winter sinkt der Bedarf an ergänzender Produktion, weil ~2/3 der Wind-Produktion im Winter anfallen.

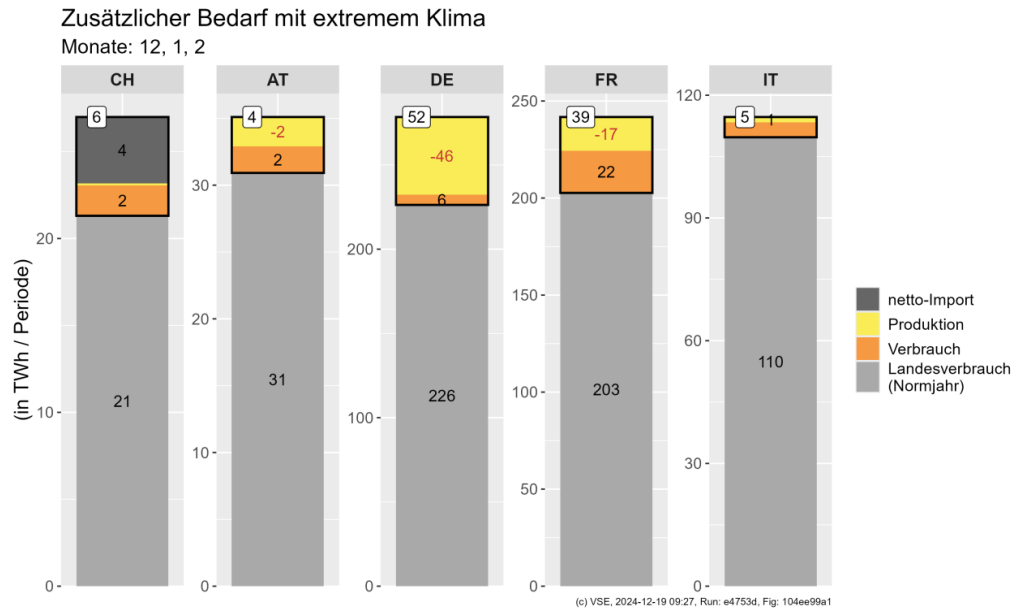


Graphik stellt Aufsummierung (brutto-Verbrauch/-Produktion) des gesamten Halbjahres pro Tageszeit dar.

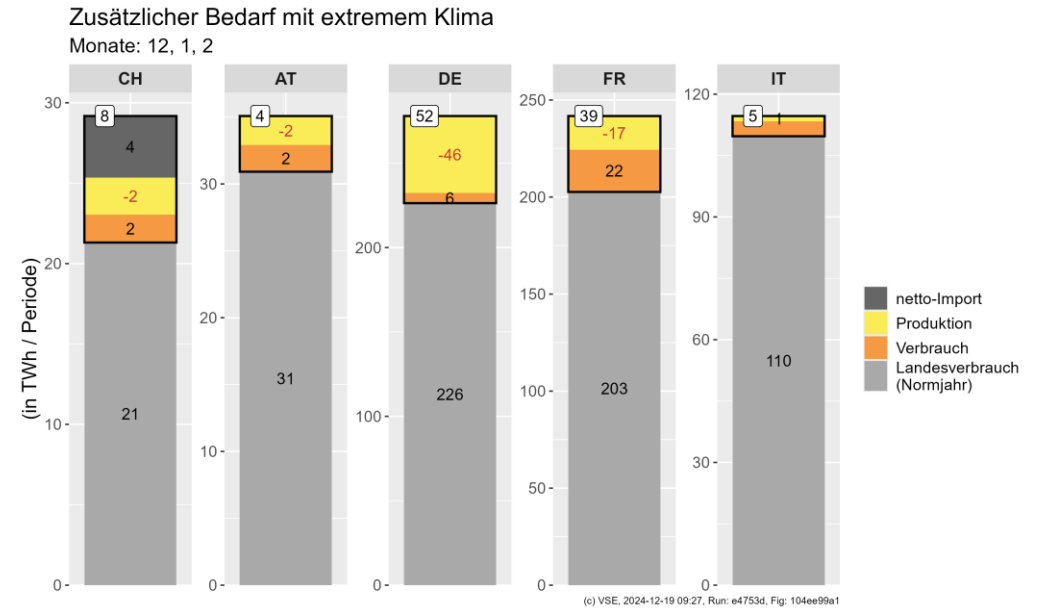
(c) VSE, 2024-12-16 08:44, Run: e4753d, Fig: 1d90cdf1a

Exkurs Extremwetter Wind: Varianten mit unterschiedlichem Erneuerbaren-Mix in einem Winter mit extremer Wettersituation

Stromgesetz, Variante «Gas» oder «LTO»



Stromgesetz, Variante «mehr Wind»



Ergänzende Produktion ohnehin	~10 TWh
Zusätzliche Lücke Extremwinter (Dez-Feb)	~6 TWh
Ergänzende Produktion total	~ 16 TWh

Ergänzende Produktion ohnehin	~4 TWh
Zusätzliche Lücke Extremwinter (Dez-Feb)	~8 TWh
Ergänzende Produktion total	~12 TWh

**Alle Unterlagen finden Sie hier:
[Energiezukunft2050.ch](https://www.energiezukunft2050.ch)**

Für Ihre Fragen

- Claudia Egli – Leiterin Kommunikation VSE
claudia.egli@strom.ch 079 617 7315
- Julien Duc – Mediensprecher Deutschschweiz VSE
julien.duc@strom.ch 079 385 5370
- Noémie Perrier – Porte-parole Suisse romande AES
noemie.perrier@electricite.ch 021 310 30 23