

Technischer Endbericht zum Projekt «Strategisches Netz 2040» (Teil A) und Optimierung Netzentwicklungsprozess und Vision für das Netz der Zukunft (Teil B)

Datum 30. April 2025

Inhalt

1	Executive Summary	4
1.1	Abgrenzung des Projektes SN2040	7
1.2	Zusammenfassung Ergebnis SN2040	8
2	Einführung	9
2.1	Neue Herausforderungen	9
2.2	Strategisches Netz	10
2.3	Aufbau des Berichts	11
3	Datengrundlage für die Netzplanung	12
3.1	Szenariorahmen Schweiz	12
3.2	Regionalisierungsprozess	15
3.2.1	Regionalisierung nach Erzeugungstechnologien und Verbrauchergruppen	16
4	Festlegung Startnetz 2040	23
5	Bildung des Referenznetzes	28
5.1	Methodik mit Markt- / Netzsimulationen	29
5.2	Marktsimulation	29
5.2.1	Ergebnisse der Marktsimulationen	29
5.2.2	Grenzüberschreitender Netzausbaubedarf auf Basis des SZR CH	39
5.2.3	Netzausbaubedarf in der Schweiz auf Basis des SZR CH	39
5.3	Netzausbaubedarf zur Steigerung der Versorgungssicherheit	45
5.4	Bündelungskandidaten zur besseren Nutzung des knappen Raums	46
5.4.1	Bereits bestehende und beschlossene Bündelungen	46
5.4.2	Erkanntes Bündelungspotential	48
5.5	Grundsätze für den Netzausbau	49
5.6	Referenznetz 2040	49
6	Bildung Zielnetz 2040	50
6.1	Koordination mit VNB und ausländischen ÜNB	52
6.2	Kosten-Nutzen-Analyse	53

6.3	Projektsteckbriefe	54
6.3.1	Erläuterung des Aufbaus und Inhalts eines Projektsteckbriefes	54
6.3.2	Beschreibung von Projekten des Zielnetzes	56
6.3.3	Beschreibung von Projekten die Studien bedürfen	61
6.4	Überprüfung Zielnetz mit Stresstests	63
6.4.1	(n-1)-Analyse	63
6.4.2	Mehrfachausfälle	63
6.4.3	Spannungsanalyse	64
7	Erkenntnisse, Schlussfolgerungen, nächste Schritte	64
7.1	Erkenntnisse und Schlussfolgerungen	64
7.2	Studien im Anschluss an die Erstellung des SN2040	64
8	Glossar und Abkürzungen	65
8.1	Glossar	65
8.2	Abkürzungen	67
9	Proaktive Vorschläge für die weitere Optimierung des Netzentwicklungsprozesses	70
10	Vision für das Netz der Zukunft über das SN2040 hinaus	71
11	Nächste Schritte zum Netz der Zukunft	74
12	Abbildungsverzeichnis	75

**Teil A:
Technischer Endbericht zum Projekt «Strategisches Netz 2040»**

1 Executive Summary

Die Planung der Netzentwicklung für das Übertragungsnetz ist eine zentrale strategische Aufgabe von Swissgrid. Diese erfolgt im Projekt Strategisches Netz 2040.

Aufbauend auf den Projekten des SN2025 und unter Berücksichtigung des vom Bundesamt für Energie BFE im Jahr 2021 erstmals entwickelten und vom Bundesrat 2022 beschlossenen Szenariorahmen Schweiz (SZR CH) – Zieljahre 2030/2040 – hat Swissgrid, mit dem Strategischen Netz 2040 (SN2040) den weiteren Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes ermittelt.

Die Ergebnisse des Projektes zur Erarbeitung des SN2040 zeigen, dass die Annahmen und Erkenntnisse des SN2025 zielführend waren und ein robustes Netz schaffen. Der Szenariorahmen, den Swissgrid für das SN2025 erarbeitet hatte, hat sich trotz einiger unvorhergesehener Entwicklungen bewährt. Der Stromaus-tausch und die Ausnutzung der installierten Leistung der Grenzleitungen bewegten sich 2015-2023 im Rah-men der angenommenen Szenarien. Nur die Strompreisentwicklung hat 2022 durch die Energiekrise uner-wartete Höhen erreicht.

Die Bestätigung der Ergebnisse des SN2025 zeigt sich insbesondere darin, dass bei der Anwendung der Szenarien des SZR CH auf das Startnetz 2040 nahezu keine Überlastungen festgestellt wurden. Die Umset-zung der Projekte zur Realisierung des Startnetzes 2040 bleibt daher von zentraler Bedeutung. Folgende Abbildung zeigt das Startnetz 2040 und hebt beschlossene, aber noch nicht realisierte Projekte und deren Treiber hervor. Neben den Projekten aus dem SN2025 basieren die weiteren Projekte auf Anschlussgesu-chen von Netznutzern, dem Trafoersatzprogramm der Swissgrid, zusätzlichen Trafos zur Netzverstärkung, dem Studio Generale im Tessin und einer Netzstudie mit Deutschland. Ausserdem werden bis 2040 Kom-pensationsanlagen im Netz installiert (im Bild nicht dargestellt), um Blindleistungsprobleme zu lösen.

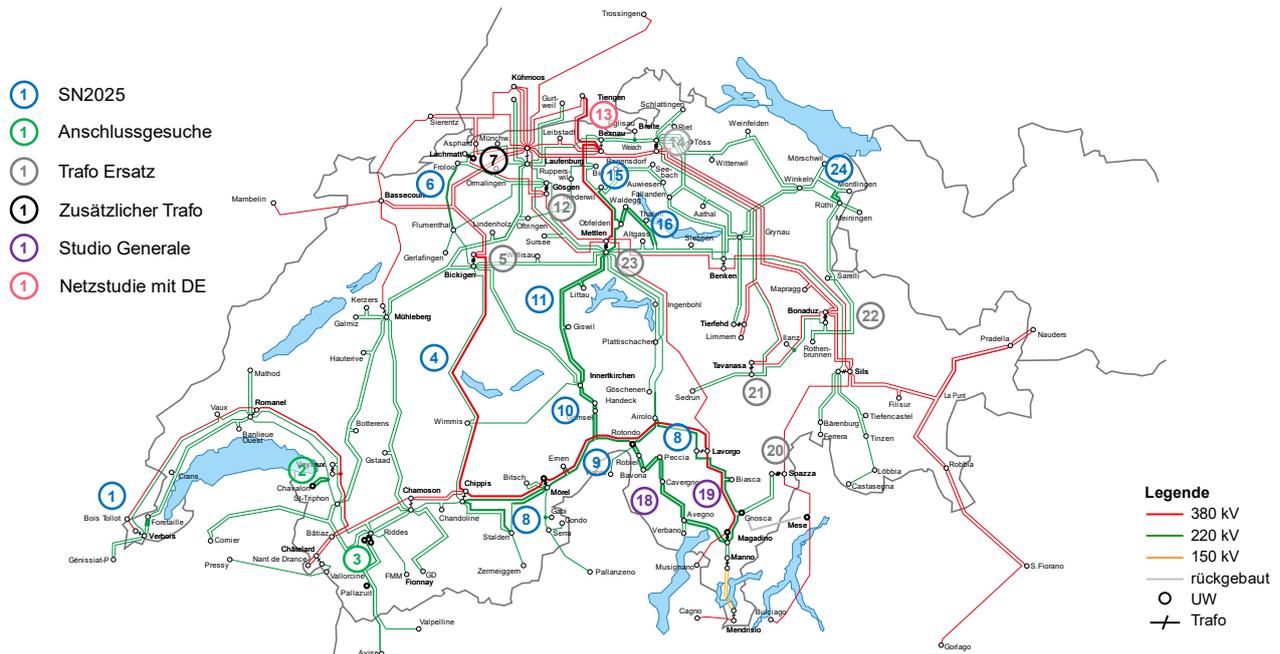


Abbildung 1: Startnetz 2040 und die noch notwendigen Projekte für dessen Vervollständigung

Folgende Ziele wurden im Projekt SN2040 erreicht:

- Schaffung einer belastbaren Datenbasis für das Jahr 2040: Da der SZR CH nur nationale Zielwerte beinhaltet aber die regionale Aufteilung für die Netzknoten der Netzebene 1 fehlen, hat Swissgrid eine Branchenarbeitsgruppe gegründet, welche in 10 Workshops die Methodik zur Regionalisierung erarbeitet und

anschliessend erstmals umgesetzt hat. Die Unterschiede zwischen den von Swissgrid 2014 erstellten Szenarien für das SN2025 (Zieljahr 2035) und den Szenarien aus dem SZR CH für das Zieljahr 2040 können folgender Abbildung entnommen werden. Es zeigt sich, dass der Grossteil der Annahmen, die Swissgrid damals für das SN2025 getroffen hat, innerhalb der SZR CH für 2040 liegen. Einzig die Zunahme der PV-Leistung sowie der Importe wurde 2014 nicht in dieser Dimension angenommen.

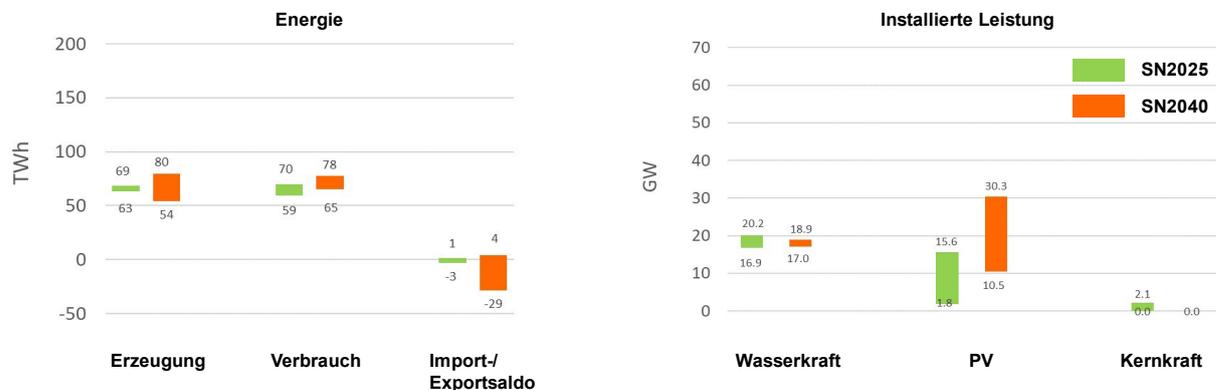


Abbildung 2: Gegenüberstellung der Swissgrid Szenarien SN2025 und des SZR CH SN2040

- Erkennen des netzseitigen Handlungsbedarfs zur Transformation des Energiesystems: Swissgrid hat mit dem Startnetz 2040 und den Szenarien des SZR CH Markt-/Netzsimulationen mit der Flow-Based-Methodik durchgeführt (Annahme: 2040 ist die Schweiz marktseitig in den europäischen Strommarkt integriert, wofür der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU notwendig ist). Dabei hat Swissgrid Netzengpässe an der Grenze zu Frankreich und auf der Nord-Süd-Achse erkannt und Abhilfemassnahmen definiert.
- Die Schweiz ist insbesondere in Winternächten auf Stromimporte angewiesen, welche zu einem wesentlichen Teil aus Frankreich kommen. Daher müssen die existierenden grenzüberschreitenden Leitungen noch effizienter genutzt werden. Für den Fall des Scheiterns des Stromabkommens, wird die Schweiz weiterhin nicht vollständig in den europäischen Strommarkt integriert sein und es drohen höhere ungeplante Flüsse. Diese können auch die Im-/Exportmöglichkeiten der Schweiz weiter reduzieren. Daher wurde im SN2040 der weitere Ausbau von Phasenschiebertransformatoren (PST) als kurzfristige Massnahme identifiziert. Mit PST können ungewollte Lastflüsse reduziert werden. Zudem können sie Im- und Exportmöglichkeiten mit dem Ausland maximieren. Sie sind leichter zu genehmigen und daher schneller umsetzbar als Leitungsprojekte. Im Startnetz 2040 sind 20 bereits bestehende oder schon beschlossene aber noch zu realisierende PST enthalten. Aufgrund der Berechnungen des SN2040 und einer gemeinsamen Studie mit RTE sollen diese um weitere vier PST plus zwei Vier-Quadranten-Transformatoren in der Westschweiz ergänzt werden. Der Mehrwert dieser zusätzlichen PSTs konnte sowohl für den Fall einer vollständigen Marktintegration in Europa (Hauptnutzen Optimierung der Import-/Exportmöglichkeiten) als auch für den Fall eines Ausschlusses (Hauptnutzen Reduktion ungeplante Flüsse) nachgewiesen werden.
- Durch ein im SN2040 neu enthaltenes, zusätzliches 220-kV-System Airolo – Göschenen wird die Nord-Süd-Achse gestärkt und lokal die Redundanz erhöht.
- Das Projekt J1 aus dem SN2025 («Bouclé Nord»), welches bisher noch nicht begonnen wurde, wird neu als Projekt H «Neue Leitung Galmiz – Method» wieder aufgenommen. Dies, aufgrund der Opportunität, die sich durch den jedenfalls nötigen Leitungsbau der SBB ergibt. Die konkrete Ausgestaltung muss in einer Studie mit SBB, Groupe-E, Romande Energie und RTE noch analysiert werden. Diese zusätzliche Verbindung würde die Nord-Süd-Achse stärken und z.B. den Anschluss weiterer Grosskraftwerke (PV+Wasserkraft) im Wallis, sowie der Windkraft im Jura ermöglichen.

- Zusätzlich ist eine Studie mit den deutschen ÜNB notwendig, um den Nutzen einer zusätzlichen 380-kV-Leitung «Breite – Laufenburg» zu prüfen. Hierbei geht es um eine Abschätzung der Auswirkungen auf die grenzüberschreitende Kapazität sowie um den idealen Anschlusspunkt für eine mögliche HVDC-Verbindung mit Deutschland¹.
- Definition von Massnahmen zur Umsetzung von Netzanschlussgesuchen: Für Grossprojekte von Netznutzern in Visp und Chavalon liegen Netzanschlussgesuche vor. Für die Realisierung dieser Netzanschlüsse ist jeweils ein lokaler Netzausbau notwendig.
- Erkennen des Netzverstärkungsbedarfs Versorgungssicherheit: Swissgrid hat mögliche Schwachstellen im Schweizer ÜN analysiert, indem tatsächliche und potenzielle Netzausfälle untersucht wurden. Durch die punktuelle Erhöhung der Redundanz von Betriebsmitteln, können potenzielle Netzausfälle vermieden werden. Konkret geht es um einen redundanten Netzanschluss der Unterwerke Hauterive und Göschenen, sowie um eine zweite 220-kV-Verbindung zwischen Auwiesen und Fällanden. Die betroffenen VNB und KWB (EWZ, CKW, EWA, Groupe-E) wurden von Swissgrid kontaktiert und sehen ebenfalls einen Mehrwert dieser Netzprojekte.
- Identifikation der Bündelungskandidaten für eine effektivere Nutzung des knappen Raums: Um die Landschaft zu schonen, die Chance zur Bewilligung von Netzprojekten zu steigern und idealerweise die Betriebskosten zu senken, hat Swissgrid parallele Infrastrukturen identifiziert, für die eine Bündelung möglich erscheint (Trassees/Unterwerke im Übertragungs-, Verteilungs- und Bahnstromnetz). Nach einer ersten Swissgrid-intern Prüfung und Filterung analysiert Swissgrid die vielversprechendsten Bündelungskandidaten (13 Leitungsprojekte und 5 Unterwerke) nun in einem nächsten Schritt gemeinsam mit den betroffenen Verteilnetzbetreibern und den SBB.

Treiber	Transformation des Energiesystems in Europa und der CH (viele dezentrale Kleinanlagen und einige Grossprojekte)		Versorgungssicherheit	Knapper Raum
Methodik	Marktsimulation (Basis: SZR CH)	Netzsimulation (Basis: regionalisierte Daten)	Ausfallanalyse	Identifizierung von parallelen Infrastrukturen
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftwerkeinsatz und Marktpreise pro Gebotszone • Engpässe auf Grenzleitungen zw. Gebotszonen • Preisdifferenzen zw. Gebotszonen 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenzende Netzelemente in der CH • Redispatch-Kosten • Gefährdung der Netzsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkungen von Netznutzern bei Netzausfällen 	Bündelungskandidaten identifiziert: <ul style="list-style-type: none"> • ÜN-, VN- und SBB-Leitungen verlaufen parallel • nahe gelegene Unterwerke
Abgeleitete Projekte	Grenzüberschreitende Optimierung A: PST-Westschweiz C: Zusätzliche 380-kV-Leitung Breite – Laufenburg H: Neue Leitung Galmiz – Method	Nationale Optimierung A: PST-Westschweiz B: UW Visp (Netzanschlussgesuch) E: 220-kV Airolo-Göschenen G: UW Chavalon und Verstärkung 220-kV-Leitung Romanel - St-Triphon (Netzanschlussgesuch)	D: Redundanter 220-kV-Netzanschluss des UW Hauterive E: 220-kV Airolo-Göschenen F: Zusätzliches 220-kV-System Auwiesen – Fällanden	Liste mit Bündelungskandidaten

Zielnetz = Startnetz 2040 plus die Projekte A+B+D+E+F+G
 (Projekte C+H und Bündelungskandidaten bedürfen Studien mit relevanten Netzbetreibern)

Abbildung 3: Treiber für die Netzentwicklung und abgeleitete Projekte des SN2040

Indem die Versorgungssicherheit in den Verteilnetzen und die effiziente Raumnutzung ebenso berücksichtigt wurden, agiert Swissgrid proaktiv über die gesetzlichen Anforderungen einer sicheren und effizienten Stromversorgung hinaus.

¹ Vgl. TYNDP-Projekt 1058 «HVDC Line DE-CH»

- Nachweis Robustheit des Zielnetzes: Das Zielnetz ergibt sich, indem das Startnetz 2040 um die Projekte A+B+D+E+F+G ergänzt wird (siehe Abbildung 3). Swissgrid hat das Zielnetz mit den Szenarien des SZR CH belastet. Hierbei wurden im (n-1)-Fall keine nicht tolerablen Überlastungen festgestellt. Der Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Gösigen und Leibstadt über das Jahr 2040 ist im SZR CH nicht vorgesehen, kann aber nicht ausgeschlossen werden. Deswegen hat Swissgrid diesen Fall zusätzlich analysiert. Dabei ergaben sich in der Region Gösigen - Laufenburg - Breite (n-1)-Verletzungen, welche aus heutiger Sicht mit topologischen Massnahmen und Redispatch beherrschbar sind. Es wurden ausserdem die folgenden drei Stresstests durchgeführt.
 - **Mehrfachausfälle:** Dient dazu zu erkennen, ob ein Kaskadenausfall oder Spannungskollaps droht, wenn ein Trasse oder eine Sammelschiene in einem Unterwerk ausfällt.
 - **Spannungsanalyse:** Dient dazu zu erkennen, ob an Netzknoten unzulässige Spannungen auftreten, die nicht mit bestehenden Mitteln beherrscht werden können.
 - **Untypische, unerwartete Import-/Exportflüsse:** Dient dazu zu erkennen, wo es in den betrachteten Fällen (grosser Export Italien, grosser Import Frankreich) zu Netzengpässen kommen würde.

Es konnte mit den Stresstests gezeigt werden, dass das Zielnetz sehr robust für eine grosse Bandbreite von möglichen Zukunftsentwicklungen ist.

- Analyse Einsparpotential: Aus Redundanzgründen sind die Leitungen im Übertragungsnetz, welche die Unterwerke miteinander verbinden, i.d.R. als Doppelleitungen ausgeführt. Es wurde beim Bestandsnetz und bei den laufenden Netzprojekten analysiert, ob es jeweils notwendig ist, beide Leitungen an das betroffene Unterwerk anzuschliessen oder ob man zwei Anschlussfelder einsparen kann, indem eine Leitung am Unterwerk vorbeigeführt wird. Der Anschluss von beiden Leitungen ist notwendig, wenn die Ein-/Auspeiseleistung, die Betriebsflexibilität, die Länge der Leitung bzw. die gleichmässige Belastung der Leitungen dies erfordert. Im Bestandsnetz konnten für alle Unterwerke die aktuelle Lösung bestätigt werden. Bei den geplanten Projekten im Unterwerk Obfelden und im Maggia-Tal wurde ein Einsparpotential erkannt, welches bei der Umsetzung der Netzbauprojekte berücksichtigt wird.

1.1 Abgrenzung des Projektes SN2040

Nachfolgende Punkte hat Swissgrid aufgrund rechtlicher oder prozessualer Rahmenbedingungen im Rahmen des SN2040 nicht untersucht. Teilweise erfolgt dies in separaten/nachgelagerten Schritten (Ausbau Grenzkapazitäten, lokale Netzanalysen), teilweise erst in einem fortgeschrittenen Projektstadium (Technologiewahl).

- Ausbau von Grenzleitungen: Die Höhe der Grenzkapazitäten wurde im SZR CH als gegeben angenommen. Es wurde im Rahmen des Projekts nicht geprüft, ob es ökonomisches Potenzial für grenzüberschreitenden Netzausbau gibt. Diese Prüfung muss in gemeinsamen Studien mit den betroffenen, benachbarten Netzbetreibern erfolgen und wird ausserhalb bzw. im Nachgang zum Projekt SN2040 durchgeführt. Es ist möglich, dass die Realisierung von grenzüberschreitenden Ausbauvorhaben zusätzlichen Ausbaubedarf innerhalb der Schweiz erfordert oder ggf. sogar vermeidet.
- Technologiestudien: Es wurden im Projekt SN2040 keine Technologiestudien durchgeführt. Swissgrid führt diese bei der Projektierung jedes einzelnen Netzprojektes durch. Dort wird z.B. analysiert, wo und wie viel Verkabelung etc. nötig ist.
- Lokale Netzanalysen: Das SN2040 wurde mit einem europäischen Netzmodell der Netzebene 1 ermittelt. Swissgrid verfügt über keine flächendeckenden Netzdaten der untergelagerten Netzebenen. Im Zuge von Bündelungs-/Rationalisierungsprojekten sowie zur Untersuchung von Auswirkungen auf die Lastflüsse zwischen dem Übertragungsnetz und der untergelagerten Verteilnetzebene können im Anschluss an das SN2040 gemeinsame lokale Netzanalysen durchgeführt werden.
- Adequacy-Berechnungen: Diese Berechnungen führt Swissgrid im Auftrag der Behörden durch. Sie zeigen auf, ob es in der Schweiz in den betrachteten Zieljahren ausreichende Erzeugungskapazitäten gibt,

um jederzeit die Last zu decken. Diese Analysen haben somit nichts mit der Netzplanung zu tun und erfolgen ausserhalb des Projektes SN2040.

1.2 Zusammenfassung Ergebnis SN2040

Das «Strategische Netz 2040» (d.h. die Differenz zwischen Start- und Zielnetz) beinhaltet folgende sechs Projekte:

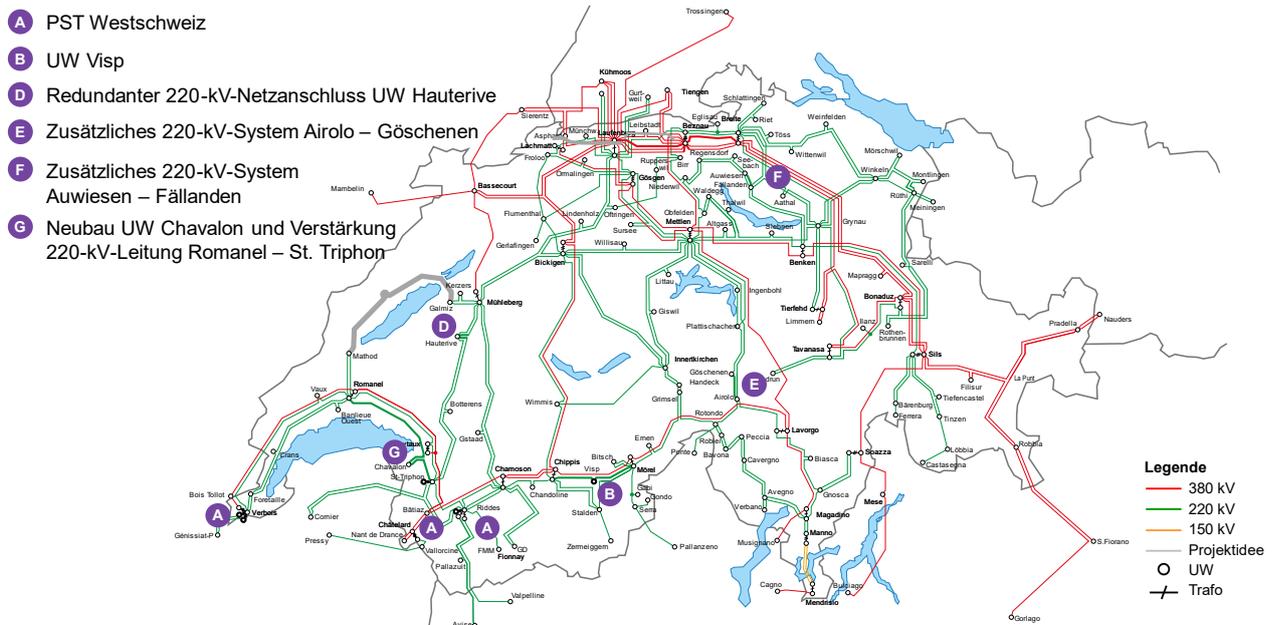


Abbildung 4: Ergebnisse Strategisches Netz 2040

Projekt	Beschreibung
PST-Westschweiz	<ul style="list-style-type: none"> Installation von vier neuen 220/220-kV-PSTs in Verbois (2), St-Triphon und Riddes Ersatz von zwei bestehenden 380/220-kV-Transformatoren in Verbois und Châtelard
Unterwerk Visp	<ul style="list-style-type: none"> Lonza hat ein Netzanschlussgesuch für einen 500 MVA Wärmespeicher gestellt. Der Netzanschluss erfolgt an die neue 220-kV-Leitung Chippis – Mörel nach deren Fertigstellung. Hierfür ist eine ca. 1,5 km lange Erdverkabelung und ein neues Unterwerk Visp mit drei Feldern notwendig.
Redundanter 220-kV-Netzanschluss des Unterwerks Hauterive	<ul style="list-style-type: none"> Das Unterwerk Hauterive erhält einen redundanten Netzanschluss, indem es zusätzlich an die 220-kV-Leitung Botterens – Mühleberg angeschlossen wird. Im Unterwerk wird die Redundanz gesteigert, indem eine zweite Sammelschiene erstellt wird.

Zusätzliches 220-kV-System Airolo-Göschenen	<ul style="list-style-type: none"> • Das Unterwerk Göschenen erhält einen redundanten Netzanschluss, indem ein zweites Kabel in durch den Gotthardtunnel verlegt wird. • Im Unterwerk Göschenen und ggf. im Unterwerk Airolo ist eine Blindleistungskompensationsanlage notwendig.
Zusätzliches 220-kV-System Auwiesen-Fällanden	<ul style="list-style-type: none"> • Zwischen Auwiesen und Fällanden wird das aktuell mit 150 kV betriebene System der EWZ auf 220 kV umgestellt. In den beiden Unterwerken ist der Bau von zwei Anschlussfeldern nötig. • Voraussetzung für die Spannungsumstellung ist der Bau einer neuen 150-kV-Leitung durch EWZ.
Neubau Unterwerk Chavalon und Verstärkung 220-kV-Leitung Romanel-St-Triphon	<ul style="list-style-type: none"> • Für Chavalon liegt ein Netzanschlussgesuch über 350 MVA für ein Rechenzentrum mit Batteriespeicher und PV-Anlage vor. • Die Realisierung erfordert den Neubau des Unterwerk Chavalon und die Leistungsverstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung Romanel – St-Triphon (Variante 1) oder den direkten Anschluss durch eine neue 220-kV-Leitung in St-Triphon (Variante 2) oder eine zusätzliche 380-kV-Leitung Chamoson – Romanel, an welche Chavalon mit einer Stichleitung angeschlossen wird (Variante 3).

Im Kapitel 6.3 gibt es für jedes Projekt einen Steckbrief mit einer kurzen Projektbeschreibung, Angaben zu den Kosten und monetären und qualitativen Nutzen, Ziel und Zweck und den Folgen, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird.

2 Einführung

Das Stromnetz und der sichere Netzbetrieb sind Grundvoraussetzungen für die hohe Lebensqualität und den Wohlstand in der Schweiz. Vom Gesundheitswesen über die Wirtschaft bis hin zum einzelnen Haushalt – unsere Gesellschaft ist darauf angewiesen, dass Strom jederzeit verfügbar ist. Das Netz ermöglicht die Nutzung des produzierten Stroms überall rund um die Uhr, indem es Kraftwerke, Speicher und Verbraucher miteinander verbindet. Dem Übertragungsnetz, der «Stromautobahn» der Schweiz, kommt dabei eine wichtige Rolle zu. Als Rückgrat für eine sichere Stromversorgung ist das Übertragungsnetz ein Schlüsselement für eine nachhaltige Energiezukunft.

2.1 Neue Herausforderungen

Das Schweizer Stromsystem befindet sich im Umbruch. Mit der Energiestrategie 2050 hat sich die Schweiz zum Ziel gesetzt, den Energieverbrauch zu dekarbonisieren und bei der Stromproduktion aus der Kernkraft auszusteigen. Diese Entscheide sowie gesellschaftliche Entwicklungen wie die fortschreitende Digitalisierung stellen das Schweizer Stromsystem vor neue Herausforderungen.

Einerseits steigt der Stromverbrauch in der Schweiz, obwohl bestehende Verbraucher immer effizienter werden. Ein Grund dafür ist die Umstellung von fossilen Energiequellen auf elektrische Energie im Zuge der Dekarbonisierung. Diese Elektrifizierung führt zwar zu einem sinkenden Gesamtenergieverbrauch, aber auch zu einem steigenden Strombedarf beispielsweise durch die Zunahme der Elektromobilität oder durch den Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpen. Zusätzlich trägt die fortschreitende Digitalisierung der Gesellschaft mit neuen Grossverbrauchern wie Rechenzentren zu dieser Entwicklung bei. Um den steigenden Verbrauch zu decken, muss mehr Strom produziert oder importiert werden.

Andererseits gewinnt die dezentrale Stromproduktion an Bedeutung. Bisher war das Schweizer Stromsystem geprägt von zentralen Grosskraftwerken, die Strom aus Wasser- und Kernkraft produzieren. Während die Wasserkraft in der Schweiz weiterhin wichtig bleibt, werden die Kernkraftwerke nach und nach abgeschaltet. An ihre Stelle treten viele neue dezentrale Energiequellen und Kraftwerke (z.B. Photovoltaik, Wind), die im

ganzen Land verteilt Strom produzieren. Neue zentrale Reservekraftwerke, die Strom aus Wasserstoff, Erdgas oder Erdöl produzieren, werden nur bei einer drohenden Strommangellage während weniger Tage im Jahr zum Einsatz kommen. Sie sind deshalb für die Entwicklung des Stromnetzes von untergeordneter Relevanz.

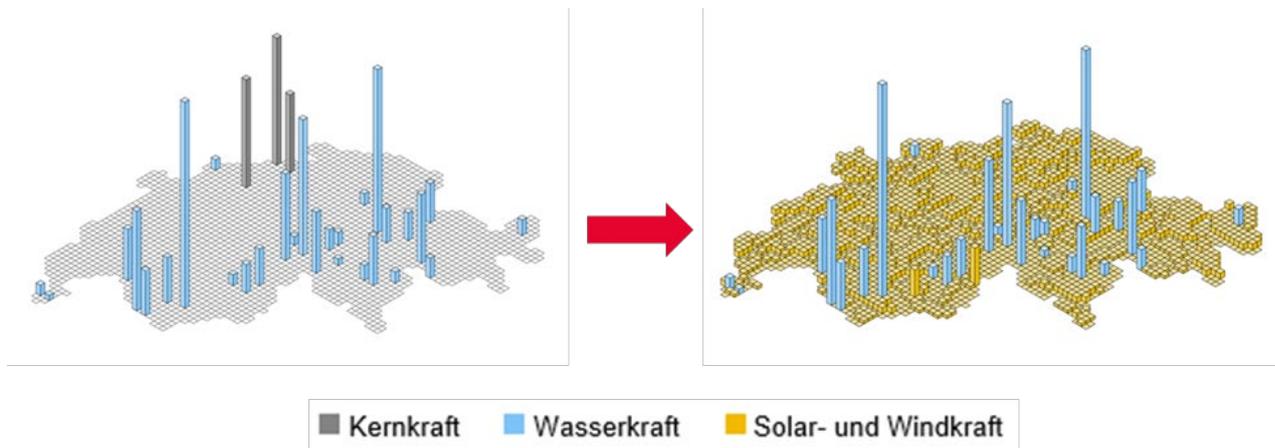


Abbildung 5: Fundamentale Veränderung im Schweizer Kraftwerkspark

Der wachsende Anteil an neuen erneuerbaren Energiequellen im System führt zu einer zunehmend volatilen Stromproduktion aufgrund der Wetterabhängigkeit von Solar- und Windkraft. Damit Strom weiterhin jederzeit verfügbar ist, muss er sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal gespeichert werden. Ausserdem müssen sich Verbrauch und Speicherung flexibel der volatilen Produktion anpassen, damit das Stromsystem im Gleichgewicht bleibt. Für beides – Stromspeicherung und die Nutzung von Flexibilität – müssen neue Technologien entwickelt, Daten erhoben und sinnvoll ausgewertet sowie entsprechende Märkte bzw. Produkte geschaffen werden.

Ähnliche Entwicklungen finden in ganz Europa statt. Die Schweiz ist mit 41 grenzüberschreitenden Leitungen eng in das kontinentaleuropäische Verbundnetz eingebettet. Vor allem im Winter ist sie darauf angewiesen, Strom aus den Nachbarländern importieren zu können, um den eigenen Stromverbrauch zu decken. Dafür muss einerseits genügend Strom im Ausland verfügbar sein, andererseits braucht die Schweiz Zugang zum europäischen Strombinnenmarkt. Und nicht zuletzt werden entsprechende Netzkapazitäten für den Transport des Stroms benötigt.

Sowohl in der Schweiz als auch in ganz Europa muss das Stromnetz diesen neuen Herausforderungen entsprechend angepasst werden. Neue Erzeuger, Speicher und Verbraucher müssen fortlaufend ans Netz angeschlossen werden. Aber auch die bestehende Netzinfrastruktur muss erneuert, lokal verstärkt oder ausgebaut werden. Damit das Stromnetz auch in Zukunft jederzeit den aktuellen Bedürfnissen gerecht wird und eine sichere Stromversorgung in der Schweiz gewährleisten kann, muss sein notwendiger Um- und Ausbau frühzeitig geplant werden. Für das Schweizer Übertragungsnetz erstellt Swissgrid deshalb eine langfristige Netzplanung: das Strategische Netz.

2.2 Strategisches Netz

Mit dem «Strategischen Netz 2040» erfolgt der koordinierte Prozess zur Weiterentwicklung des Schweizer Übertragungsnetzes erstmals auf der in der «Strategie Stromnetze» geschaffenen gesetzlichen Grundlage. Gemäss dieser gesetzlichen Grundlage muss die Planung alle vier Jahre vergleichbar wiederholt werden.

Im «Strategischen Netz 2040» identifiziert Swissgrid auf Basis von drei Szenarien die zukünftigen Engpässe im Übertragungsnetz und den daraus resultierenden Netzentwicklungsbedarf. Die Szenarien beschreiben, wie sich Stromproduktion und -verbrauch bis zu den Zieljahren 2030 und 2040 entwickeln könnten. Sie wurden vom Bundesamt für Energie (BFE) entwickelt, vom Bundesrat im November 2022 freigegeben und im

Anschluss durch das BFE im «Szenariorahmen für die Stromnetzplanung» (Szenariorahmen Schweiz, SZR CH) publiziert. Der SZR CH bildet die rechtlich verbindliche Planungsgrundlage für das «Strategische Netz 2040».

Das bestehende Netz wurde einer Schwachstellenanalyse unterzogen. Im Falle von erkannten Schwachstellen wurden Netzausbauprojekte vorgeschlagen, um Redundanz zu schaffen.

Zusätzlich zum identifizierten Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf beschreibt das «Strategische Netz 2040» Bündelungspotenziale im Übertragungsnetz sowie zwischen dem Übertragungsnetz und parallelen Infrastrukturen (Verteilnetz, Bahnstromnetz, Schienen, Strassen). Indem Infrastrukturen gebündelt werden, kann der knappe Raum in der dicht besiedelten Schweiz besser genutzt werden, was zu einer Vereinfachung der Bewilligungsverfahren führen kann.

Nicht Teil des «Strategischen Netzes 2040» sind hingegen Projekte, die einzig der Instandhaltung oder der Erneuerung des Übertragungsnetzes dienen. Bloss ein Drittel des insgesamt 6700 Kilometer umfassenden Übertragungsnetzes von Swissgrid stammt aus der Zeit nach 1980. Viele Anlagen und Betriebsmittel werden in den nächsten Jahren und Jahrzehnten das Ende ihrer Lebensdauer erreichen und müssen erneuert werden.

Da sich die Vorschriften zum sicheren Bau und Betrieb des Übertragungsnetzes seit seiner Entstehung geändert haben, kann Swissgrid erneuerungsbedürftige Anlagen und Betriebsmittel häufig nicht eins zu eins ersetzen. Damit neu geltende Sicherheitsabstände und andere Auflagen eingehalten werden, müssen in vielen Fällen umfangreiche Anpassungen vorgenommen oder sogar neue Standorte und Trassees gefunden werden. Da es für solche Erneuerungen in der Regel keine verfahrenstechnischen Erleichterungen gibt, führt dies zu Genehmigungsverfahren, die in ihrem Umfang und in ihrer Dauer denjenigen von Netzausbauprojekten gleichen. Ergeben sich in der Realisierung des «Strategischen Netzes 2040» Synergien mit notwendigen Netzerneuerungen, werden diese wo immer möglich genutzt.

2.3 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht stellt die Datengrundlage sowie die Ergebnisse der langfristigen Netzplanung von Swissgrid – das «Strategische Netz 2040» – dar. Die Rahmenbedingungen, Grundsätze und Methodik finden sich hingegen im Dokument «Netzplanung bei Swissgrid».

Der Bericht orientiert sich am «Prozess zur Bestimmung des Strategischen Netzes», wie er im Dokument «Netzplanung bei Swissgrid» beschrieben ist.

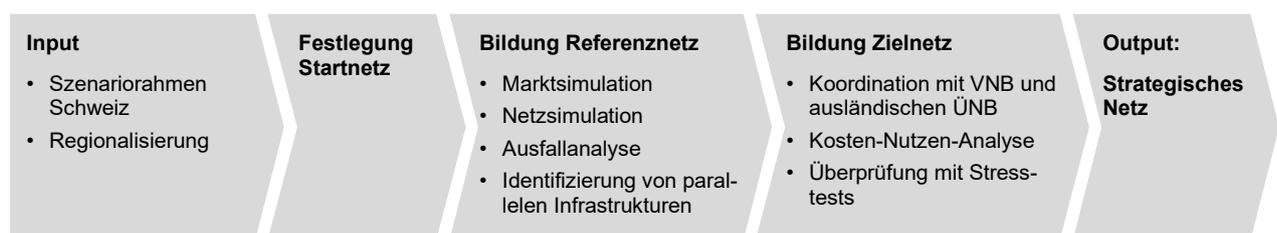


Abbildung 6: Prozess zur Bestimmung des Strategischen Netzes

Der vorliegende Bericht ist wie folgt gegliedert:

- Kapitel 3 beschreibt die Datengrundlage für die Netzplanung von Swissgrid. In diesem Kapitel wird erläutert, wie Swissgrid die nationalen Zielwerte zur Entwicklung von Stromproduktion und -verbrauch aus dem SZR CH des BFE gemeinsam mit den am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetz- und Kraftwerksbetreibern sowie den SBB auf die Netzknoten der Netzebene 1 regionalisiert hat. Zudem enthält dieses Kapitel Angaben zur Datengrundlage für das benachbarte Ausland.

- Die Basis für die langfristige Netzplanung von Swissgrid bildet das sogenannte Startnetz, welches in Kapitel 4 vorgestellt wird.
- In Kapitel 5 werden als Ergebnis einer Markt- und Netzsimulation die identifizierten zukünftigen Engpässe im Übertragungsnetz dargestellt. Aus diesen Engpässen werden die Netzverstärkungs-/Netzausbauprojekte abgeleitet, welche zusammen mit den Projekten zur Steigerung der Versorgungssicherheit das sogenannte Referenznetz bilden.
- Die Projekte, deren Notwendigkeit sich in der Kosten-Nutzen-Analyse bestätigt hat bzw. deren Notwendigkeit in der Abstimmung mit betroffenen, benachbarten Netzbetreibern bestätigt wurde, bilden das Zielnetz 2040, das in Kapitel 6 dargestellt ist. Pro Projekt des Strategischen Netzes 2040 gibt es einen Steckbrief, in welchem das Projekt vorgestellt und sein Mehrwert erläutert wird. Die Robustheit des Zielnetzes 2040 wird mit Hilfe von Stresstest nachgewiesen.
- Kapitel 7 fasst die Erkenntnisse der langfristigen Netzplanung von Swissgrid zusammen und leitet daraus Schlussfolgerungen und nächste Schritte ab.
- Kapitel 8 beinhaltet ein Glossar und ein Abkürzungsverzeichnis.

3 Datengrundlage für die Netzplanung

Die Netzplanung von Swissgrid basiert auf den Szenarien des SZR CH. Indem verschiedene mögliche Entwicklungen von Stromproduktion und -verbrauch angenommen werden, kann ein robustes Netz für eine ungewisse Zukunft geplant werden.

Gemäss Art. 9a StromVG gilt der vom BFE publizierte SZR CH als verbindliche Grundlage für die Netzplanung aller Netze mit einer Nennspannung von mehr als 36 kV (Netzebenen eins bis drei, NE 1-3). Die nationalen Zielwerte des SZR CH müssen von den Akteuren der Schweizer Strombranche für ihre Netzplanung regionalisiert werden. Dazu werden die einzelnen Parameter örtlich einem Netzknoten der NE 1 und der NE 3 zugewiesen.

Ziel und Zweck des SZR CH und des Regionalisierungsprozesses werden in Kapitel 7 des Dokuments «Netzplanung bei Swissgrid» vorgestellt.

Nachfolgend werden die Szenarien inkl. nationaler Zielwerte des ersten publizierten SZR CH beschrieben, welche die Basis für das «Strategische Netz 2040» von Swissgrid bilden. Des Weiteren werden in diesem Kapitel das konkrete Vorgehen bei der erstmaligen Durchführung des Regionalisierungsprozesses erläutert und die Ergebnisse der Regionalisierung zusammengefasst.

3.1 Szenariorahmen Schweiz

Der SZR CH beinhaltet nationale, aggregierte Daten zur installierten Leistung pro Erzeugungstechnologie und für verschiedene Verbrauchergruppen. Die erste Ausgabe eines SZR CH wurde vom Bundesrat am 23. November 2022 genehmigt und vom BFE publiziert. Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Kennzahlen des SZR CH zusammen.

Jahr	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung – installierte Leistung [MW]							
Wasserkraft	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260
Kernkraftwerke	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-
Thermische Kraftwerke ¹	920	990	980	1 250	970	950	3 650
Geothermie	-	10	10	10	90	20	90
Photovoltaik	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090
Windkraft	100	310	180	310	1 150	180	1 040
Summe*	22 220	29 400	27 140	32 110	45 540	30 490	54 130
Speicher – Pump- bzw. Ladeleistung [MW]							
Pumpen von PSKW ²	2 620	3 790	3 790	3 790	5 450	5 450	5 450
Dezentrale Batterien	-	1 220	960	1 530	5 550	2 330	6 940
Stromverbrauch – Energiemenge [TWh]							
Nettostromverbrauch ³	57,89	60,35	63,44	58,74	67,15	73,86	61,86
Elektrifizierung – Anzahl [Tsd.]							
Elektrofahrzeuge inkl. Plug-in-Hybride*	40	930	980	870	2 940	3 230	2 520
Wärmepumpen inkl. Grosswärmepumpen*	290	680	710	610	1 010	1 120	860

Abbildung 7: Kennzahlen des SZR CH (Quelle: SZR CH, BFE)

Der SZR CH umfasst für die Schweiz Ist-Daten für das Jahr 2019 sowie drei Zukunftsszenarien. Alle drei Szenarien basieren auf den im November 2020 vom BFE publizierten Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) und dem Netto-Null-Treibhausgas-Emissionsziel bis 2050. Zieljahre des aktuellen SZR CH sind 2030 und 2040. Basis für die Entwicklungen im Ausland bilden die Szenarien der Verbände der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom und Gas (ENTSO-E und ENTSOG), die auch für den TYNDP2020 verwendet wurden.

Die drei Szenarien des SZR CH wurden vom BFE mit zwei Szenarien der ENTSO verknüpft (vgl. Abbildung 8). Die Daten für die Schweiz kann Swissgrid somit dem SZR CH entnehmen und die Daten für die anderen europäischen Staaten den jeweils zugewiesenen Szenarien der ENTSO.



Abbildung 8: Szenarien des SZR CH

Das **Szenario 1 «Referenz»** ist gemäss BFE das Leitszenario, welches bei der Netzplanung prioritär zu berücksichtigen ist. Es basiert auf dem EP2050+-Szenario «ZERO Basis» mit der Variante «Ausgegliche Jahressbilanz 2050». Es zeichnet sich durch eine starke Elektrifizierung des Energiesystems und einen raschen Ausbau der inländischen, erneuerbaren Stromproduktion aus.

Für die Entwicklung in Europa wird auf das Szenario «Distributed Energy» der ENTSO abgestützt. Dieses geht von einer grossen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen in Europa aus.

Das **Szenario 2 «Divergenz»** basiert auf dem EP2050+-Szenario «ZERO A» mit der Variante «Aktuelle Rahmenbedingungen». Es zeichnet sich durch eine noch stärkere Elektrifizierung des Energiesystems als im Szenario «ZERO Basis» aus, kombiniert mit einem eingeschränkten Ausbau der inländischen, erneuerbaren Stromproduktion. Diese Kombination führt zu einer hohen Belastung der Stromnetze insbesondere durch Importe. Es ist also ein Import- bzw. Belastungsszenario.

Für Europa wird auf das ENTSO-Szenario «Global Ambition» referenziert mit vermehrt zentralen, grossen Erzeugungsanlagen. Die damit verbundenen, erhöhten weiträumigen Lastflüsse führen ebenfalls zu höheren Belastungen des Übertragungsnetzes.

Das **Szenario 3 «Sektorkopplung»** basiert auf dem EP2050+-Szenario «ZERO B» mit der Variante «Ausgeglichenere Jahresbilanz 2050». Es zeichnet sich durch eine schwächere Elektrifizierung des Energiesystems als im Szenario «ZERO Basis» und eine stärkere Nutzung von Biogas und synthetischen Gasen zur Stromerzeugung aus. Gaskraftwerke, die langfristig mit mehrheitlich importiertem Wasserstoff betrieben werden, spielen in diesem Szenario eine wichtige Rolle als Reservekraftwerke, die bei Bedarf kurzfristig Leistung ins Stromnetz einspeisen können. Durch die tiefere Stromnachfrage (die synthetischen Energieträger werden weitgehend ausserhalb der Schweiz erzeugt) und die höhere inländische Stromproduktion werden die Stromnetze in diesem Szenario weniger belastet.

Wie Szenario 1 wird das Szenario «Sektorkopplung» mit dem Szenario «Distributed Energy» der ENTSO kombiniert.

Für jede Erzeugungstechnologie und für jede Verbrauchergruppe kann ein Szenarientrichter gezeichnet werden (vgl. Abbildung 9). Dieser visualisiert die Entwicklung der installierten Leistung bzw. des Verbrauchs vom Ist-Wert des SZR CH aus dem Jahr 2019 bis in die Zieljahre 2030 und 2040. Auf Basis von heute bekannten Projekten kann eine Prognose der Entwicklung einer Technologie getroffen und mit dem SZR CH verglichen werden. Damit kann der SZR CH plausibilisiert werden. Die tatsächliche Entwicklung kann dagegen nur jährlich überprüft und rückblickend betrachtet werden. Das BFE publiziert jährlich einen Monitoring-Bericht zur Energiestrategie 2050 ([link](#)). Aus diesem wird ersichtlich, wie pro Technologie die Umsetzung der Energiestrategie voranschreitet.

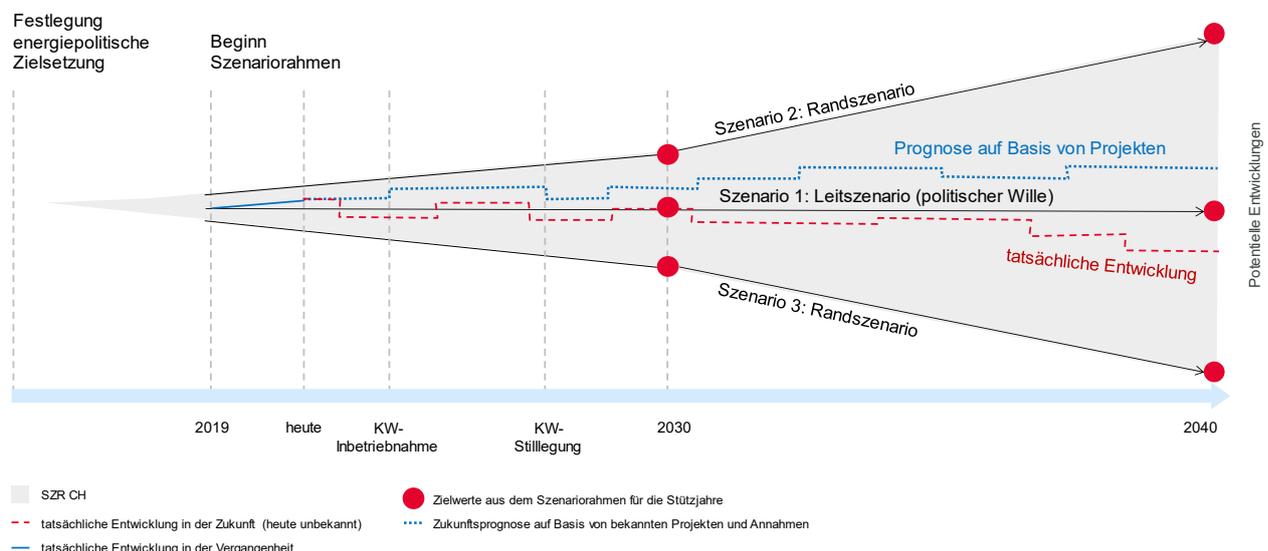


Abbildung 9: Schematische Visualisierung des Szenariorahmens

Im SZR CH werden die mit den Nachbarstaaten für das Jahr 2025 abgestimmten Grenzkapazitäten (NTC-Werte) für alle Szenarien einheitlich angenommen, d.h. zwischen den Szenarien gibt es keine Unterschiede bei der verfügbaren Kapazität für den grenzüberschreitenden Stromaustausch.

3.2 Regionalisierungsprozess

Für die Netzplanung müssen die nationalen Zielwerte für Stromproduktion und -verbrauch des SZR CH regionalisiert werden. Es wird ermittelt, wo in der Schweiz die angenommenen Veränderungen in Produktion und Verbrauch zu erwarten sind. Nur so kann festgestellt werden, welche konkreten Transportaufgaben das Schweizer ÜN in Zukunft erfüllen muss.

Die «Regionalisierung» bezeichnet den Prozess, mit dem die nationalen Zielwerte des SZR CH je Parameter auf die einzelnen Netzknoten, der NE 1 verteilt werden. Im Schweizer ÜN (entspricht NE 1) gibt es ca. 140 Netzknoten. Als Netzknoten werden Stellen bezeichnet, an denen Kraftwerke, Verbraucher, das Stromnetz der SBB via Umformer oder tiefere Spannungsebenen (NE 3-7) via Transformatoren (entsprechen NE 2) an das ÜN angeschlossen sind. Das Ergebnis der Regionalisierung zeigt auf, welche Produktion bzw. welcher Verbrauch in den Jahren 2030 und 2040 über jeden einzelnen Netzknoten der NE 1 ein- bzw. ausgespeist werden könnte.



Abbildung 10: NE 1-Netzknoten in der Schweiz

Swissgrid und die VNB am ÜN haben sich für die Regionalisierung in einer von Swissgrid initiierten und geleiteten Branchenarbeitsgruppe koordiniert.

Teilnehmende der Branchenarbeitsgruppe waren die direkt an das ÜN angeschlossenen VNB. Vertreter des VSE, des BFE und der EICom nahmen als Beobachter an den Sitzungen der Arbeitsgruppe teil. Die SBB und die KWB am ÜN wurden bzgl. der Planungen in ihren Anlagen befragt.

Das BFE hat auf Wunsch der Branchenarbeitsgruppe auf Amtsstufe einen unverbindlichen Leitfaden mit Grundsätzen zur Regionalisierung erarbeitet und zur Verfügung gestellt. Es gibt vier Grundsätze. Der Grundsatz A gilt für Anlagen >10 MW und die Grundsätze B-D für Anlagen kleiner als 10 MW.

- Grundsatz A: «keine Regionalisierung» erfolgt, weil die Anlagen so gross sind, dass nur bekannte und bestätigte (Gross-)Projekte berücksichtigt werden sollen, um Stranded Investments beim Netzausbau zu vermeiden
- Grundsatz B: «Bestehende Standorte» wird bei Technologien angewendet, die voraussichtlich an bereits erschlossenen Standorten weiter ausgebaut werden (z.B. KVA)
- Grundsatz C: «Potenzialgebiete» wird bei Technologien angewendet, die besondere Anforderungen an den Standort haben (z.B. Windparks an Orten mit viel Wind)
- Grundsatz D: «Flächendeckende Entwicklung» wird bei Technologien angewendet, die z.B. proportional zur Bevölkerung ausgebaut werden (z.B. PV auf Hausdächern oder Elektromobilität)

Als Grundlage für die Regionalisierung hat die Branchenarbeitsgruppe die Ist-Daten für die Schweiz des aktuellen Kraftwerksparks für die Stromproduktion sowie des aktuellen Stromverbrauchs im Jahr 2022 erhoben. Zudem hat sie Daten zu allen bekannten Aus- und Neubauprojekten von Kraftwerken und Grossverbrauchern sowie zu Stilllegungen bis zum Jahr 2040 erhoben. Die Daten stammen von den Betreibern der Kraftwerke am ÜN, den SBB sowie den VNB am ÜN.

3.2.1 Regionalisierung nach Erzeugungstechnologien und Verbraucherguppen

Unter Berücksichtigung des BFE-Leitfadens zur Regionalisierung und der aktuell verfügbaren Daten der Kraftwerksbetreiber, SBB und VNB am ÜN hat die Branchenarbeitsgruppe für jede Erzeugungstechnologie und jede Verbrauchergruppe unterschiedliche Verfahren zur Regionalisierung beschlossen. Diese werden im Folgenden vorgestellt und die entsprechenden Ergebnisse präsentiert.

3.2.1.1 Wasserkraft

Die Annahmen zur Entwicklung der Wasserkraft sind in allen drei Szenarien des SZR CH identisch. Der SZR CH unterscheidet zwischen Klein- und Laufwasserkraftwerken sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken.

Die Branchenarbeitsgruppe hat folgendes Vorgehen definiert:

Parameter	VNB am ÜN	Swissgrid
Klein-/Laufwasserkraftwerke	Die VNB am ÜN berücksichtigen ihnen bekannte Kraftwerksprojekte und legen ggf. zusätzlich fest, an welchen Orten sie mit einem weiteren Ausbau rechnen (Regionalisierung gemäss Grundsatz B/C). Sie melden die Leistungsveränderung pro NE 1-Netzknoten an Swissgrid.	Sollte das Ausbauziel nicht erreicht werden, verteilt Swissgrid die verbleibende, zu regionalisierende Leistung auf die VNB am ÜN, die gemäss ihrem aktuellen Leistungsanteil zu wenig Leistungszubau angemeldet haben.

Speicher-/Pump- speicherkraftwerke

Die VNB am ÜN befragen potenzielle Investoren und Betreiber von bestehenden Kraftwerken nach konkreten Projekten in ihrem Zuständigkeitsgebiet und berücksichtigen diese bei ihrer Netzplanung. Sie melden die Leistungsveränderung pro NE 1-Netzknoten an Swissgrid.

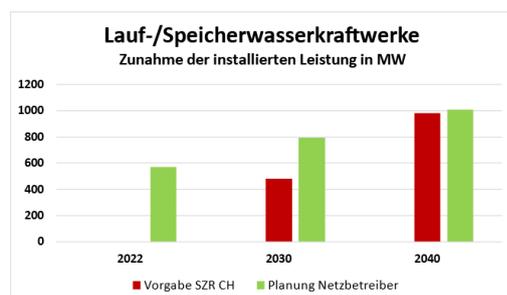
Swissgrid befragt potenzielle Investoren und Betreiber von Kraftwerken am ÜN nach konkreten Projekten.

Da Kraftwerke dieser Kategorie i.d.R. grösser als 10 MW sind, erfolgt keine Regionalisierung (Grundsatz A).

In einigen Fällen ist eine eindeutige Zuordnung eines Wasserkraftwerks zu einer der obengenannten Kategorien nicht möglich. Beispielsweise gibt es Kraftwerke an Bächen und Flüssen, die i.d.R. als Laufwasserkraftwerk arbeiten, die aber auch über eine Staumauer verfügen und in Trockenperioden als Speicherkraftwerk eingesetzt werden.

Die Branchenarbeitsgruppe hat deshalb beschlossen, Klein-, Lauf- und Speicherwasserkraftwerke zusammen zu betrachten und nur Pumpspeicherkraftwerke separat auszuweisen.

Folgende Grafik zeigt das Ergebnis des Regionalisierungsprozesses für Klein-, Lauf- und Speicherwasserkraftwerke im Vergleich zur Vorgabe im SZR CH.



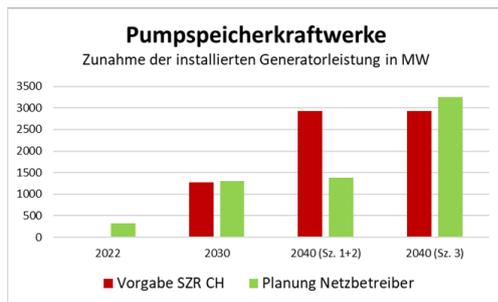
- SZR CH 2019 - installierte Leistung: 12'260 MW
- Netzbetreiber 2022 - installierte Leistung (inkl. SBB): 12'830 MW
- Zubau zwischen 2019 bis 2040 im SZR CH: 980 MW
- Bekannte Projekte bis 2040: 463 MW
- Zielwert aus SZR CH: 13'240 MW
- Erreichter Wert auf Basis der Projekte: 13'293 MW

Abbildung 11: Zunahme der installierten Leistung bei Lauf-/Speicherwasserkraftwerken

Für das Jahr 2022 hat die Branchenarbeitsgruppe die installierte Leistung in Klein-, Lauf- und Speicherwasserkraftwerken ermittelt. Sie ist um 570 MW grösser als der Wert im SZR CH für das Jahr 2019.

Der SZR CH sieht einen Zubau von Leistung von 2019 bis 2040 um 980 MW vor. Da aktuell Projekte mit einem geplanten Leistungszubau von 463 MW bis 2040 bekannt sind, wird der Zielwert des SZR CH zusammen mit der bereits zugebauten Leistung seit 2019 erreicht. Die berücksichtigten Projekte beinhalten auch die 15 Projekte des sogenannten «Runden Tisches», welchen Bundesrätin Sommaruga initiiert hatte. Die meisten dieser Projekte zielen darauf ab, die Jahresproduktion und/oder das Speichervolumen zu erhöhen und nur wenige sehen zusätzlich eine Leistungssteigerung der Speicherwasserkraftwerke vor (Summe 165 MW).

Folgende Grafik zeigt das Ergebnis des Regionalisierungsprozesses für Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zur Vorgabe im SZR CH.



- SZR CH 2019 - installierte Leistung: 3'090 MW
- Netzbetreiber 2022 - installierte Leistung (inkl. SBB): 3'414 MW
- Zubau zwischen 2019 bis 2040 im SZR CH: 2'930 MW
- Bekannte Projekte bis 2040 (NdD, Ritom II): 1'084 MW
- Unsichere Projekte (Grimsel, Lago Bianco): 1'860 MW
- Zielwert aus SZR CH: 6'020 MW
- Zielwert im Szenario 1+2: 4'498 MW
- Zielwert im Szenario 3: 6'358 MW

Abbildung 12: Zunahme der installierten Leistung bei Pumpspeicherkraftwerken

Für das Jahr 2022 hat die Branchenarbeitsgruppe die installierte Leistung in Pumpspeicherkraftwerken ermittelt. Sie ist um 324 MW grösser als der Wert im SZR CH für das Jahr 2019.

Der SZR CH sieht einen Zubau von Leistung von 2019 bis 2040 um 2930 MW vor. Fünf grosse Projekte mit einer Leistung von 2944 MW sind bekannt. Das Projekt Nant de Drance mit 945 MW im Wallis ist bereits in Betrieb gegangen, das Projekt Ritom 2 mit 120 MW (davon 60 MW für SBB) im Tessin befindet sich in der Inbetriebnahme. Das Projekt Grimsel 4 mit 120 MW im Kanton Bern könnte bis 2030 in Betrieb gehen. Für die Projekte Grimsel 3 mit 660 MW im Kanton Bern und Lago Bianco mit 1050 MW im Kanton Graubünden steht der Umsetzungsentscheid der Investoren noch aus. Ein sechstes Projekt ist nach Erstellung des SN2040 Anfang 2024 bei Swissgrid angemeldet worden. Es handelt sich um 800 MW mit Anschluss im UW Fionnay im Wallis.

Für die Regionalisierung wird Grundsatz A angewendet.

Die zwei Projekte mit einer Leistung von insgesamt 1710 MW, die noch nicht definitiv beschlossen sind (Grimsel 3 und Lago Bianco), werden für die Netzplanung berücksichtigt, indem deren Umsetzung im Szenario 3 angenommen wird. Das 800 MW Projekt mit Anschluss im UW Fionnay im Wallis, wurde zu spät bekannt und nicht berücksichtigt.

3.2.1.2 Kernkraftwerke

In der Schweiz werden die bestehenden Kernkraftwerke so lange weiterbetrieben, bis sie keine Betriebsgenehmigung vom ENSI mehr erhalten oder der Betreiber die Anlage z.B. aus wirtschaftlichen Gründen stilllegt.

Der SZR CH sieht vor, dass im Jahr 2040 keine Kernkraftwerke mehr in Betrieb sind. Der Rückbau von Netzanlagen erfolgt aber erst nach Ausserbetriebnahme eines Kernkraftwerks.

In einer zusätzlichen Analyse wurde geprüft, inwiefern ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen über das Jahr 2040 hinaus die Netzplanung beeinflussen würde. Für das Kernkraftwerk Beznau wird aufgrund seines Alters von einer Stilllegung bis 2040 ausgegangen, weshalb dieser Standort in der zusätzlichen Analyse nicht berücksichtigt wurde.

3.2.1.3 Thermische Kraftwerke

Der SZR CH unterscheidet zwischen der Kategorie Kehrrichtverbrennung, Biomasse und Abwasserreinigung und den Kategorien Biogas, weitere thermische Kraftwerke, Gaskraftwerke und Geothermie.

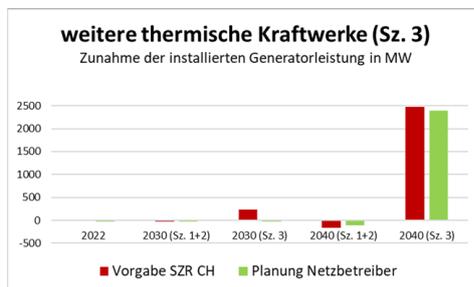
Die Branchenarbeitsgruppe hat folgendes Vorgehen definiert:

Parameter	VNB am ÜN	Swissgrid
Kehrichtverbrennung, Biomasse (Holz) und Abwasserreinigung	Der SZR CH sieht keine Veränderung vor, daher erfolgt keine Regionalisierung. Bekannte Projekte im Verteilnetz werden von den VNB am ÜN bei ihrer Netzplanung berücksichtigt. Sie melden die Leistungsveränderung pro NE 1-Netzknotten an Swissgrid.	–
Biogas	Die Regionalisierung erfolgt gemäss Grundsatz D proportional zur Bevölkerung. Die VNB am ÜN melden die Leistungsveränderung pro NE 1-Netzknotten an Swissgrid.	–
Weitere thermische Kraftwerke	Die VNB am ÜN dokumentieren, an welchen Orten es zu einem definitiven Bau oder Rückbau von solchen Anlagen kommt. Sie berücksichtigen diese Anlagen bei ihrer Netzplanung und melden die Leistungsveränderung pro NE 1-Netzknotten an Swissgrid.	–
Gaskraftwerke	–	Es erfolgt keine Regionalisierung wegen des Grundsatzes A. Das Szenario 3 sieht den Bau von grossen Gaskraftwerken an idealen Standorten vor (kein Netzausbau notwendig, Gasbezug möglich).
Geothermie	Es erfolgt keine Regionalisierung wegen des Grundsatzes A. Die VNB am ÜN melden die Leistungsveränderung aufgrund von definitiven Projekten pro NE 1-Netzknotten an Swissgrid.	–

Die Stromerzeugung in **Biogas-Anlagen** soll je nach Szenario von 2019 bis 2040 um 220 bis 270 MW ausgebaut werden. Aktuell sind kaum Biogas-Projekte zur Stromerzeugung bekannt. Die Zielleistungen gemäss SZR CH wurden daher proportional zur Bevölkerung auf die Zuständigkeitsgebiete der VNB am ÜN aufgeteilt.

Die installierte Leistung von **weiteren thermischen Kraftwerken** soll von 2019 bis 2040 um bis zu 180 MW zurückgehen (Szenario 1+2). Es gibt 15 Grossanlagen in der Industrie und ca. 100 kleinere Anlagen (durchschnittlich jeweils ca. 1 MW). Sofern bei den Grossanlagen eine Umstellung auf Strom erfolgt, werden diese als Grossverbraucherprojekte von den VNB am ÜN an Swissgrid gemeldet und gemäss Grundsatz A nicht

regionalisiert. Eine Umstellung der kleineren Anlagen wird gemäss Grundsatz B regionalisiert und die Verbrauchsänderung von den VNB am ÜN an Swissgrid gemeldet.



- SZR CH 2019 - installierte Leistung: 360 MW
- Netzbetreiber 2022 - installierte Leistung: 336 MW
- Rückbau zwischen 2019 bis 2040 im Szenario 1+2: 180 MW
- Zubau zwischen 2019 bis 2040 im Szenario 3: 2'470 MW
- Bekannte Rückbau-Projekte bis 2040: 90 MW
- Bekannte Zubau-Projekte bis 2040: 0 MW

Abbildung 13: Zunahme der installierten Leistung bei thermischen Kraftwerken

Im Szenario 3 ist der Bau von 2500 MW Gaskraftwerken vorgesehen. Zum Zeitpunkt der Erstellung des «Strategischen Netzes 2040» sind die konkreten Standorte dieser Gaskraftwerke nicht bekannt. Swissgrid nimmt für die Netzberechnungen folgende Standorte für Gaskraftwerke im Jahr 2040 an² (Stromabtransport ohne Ausbau des vorgelagerten Netzes und Gasbezug sind an diesen Standorten aus heutiger Sicht möglich):

- 300 MW Birr
- 300 MW Method
- 200 MW Bickigen
- 300 MW Lachmatt
- 400 MW Beznau
- 500 MW Leibstadt
- 500 MW Gösgen

Solange keine konkreten Kraftwerksprojekte bekannt sind und Netzanschlussgesuche vorliegen, unternimmt Swissgrid keine Netzausbauschnitte für diese hypothetischen Standorte.

Geothermiekraftwerke werden gemäss Grundsatz A nur bei Vorliegen einer Baugenehmigung berücksichtigt. Der SZR CH sieht in den unterschiedlichen Szenarien einen Zubau von 20 bis 90 MW von 2019 bis 2040 vor. Aktuell sind keine Projekte zur Stromerzeugung mit Geothermie bekannt. Deswegen werden für die Netzberechnungen keine entsprechenden Kraftwerke berücksichtigt, d.h. der Zielwert des SZR CH wird nicht erreicht.

3.2.1.4 Photovoltaik

Die drei Szenarien des SZR CH umfassen stark variierende Zielwerte für den Ausbau der PV von 10 bis 30 GW zwischen 2019 und 2040.

Der BFE-Leitfaden empfiehlt die Annahme, dass der PV-Ausbau proportional zur Bevölkerung erfolgt. Ausserdem sollen die lokalen Potenzialflächen und deren Qualität berücksichtigt werden (Anmerkung: die Förderung des Ausbaus der alpinen PV und an Autobahnen war bei der Erstellung des Leitfadens noch kein Thema).

² Die ausgewählten Standorte und die angenommenen Leistungen sind rein hypothetisch und basieren auf keinen konkreten Projekten von Investoren. Bei der nächsten Aktualisierung des Strategischen Netzes ist es ggf. möglich, die Annahmen durch konkrete Projekte zu ersetzen.

Definition Potenzialflächen: Als Ist-Potenzialfläche pro Gemeinde wird die Summe der Flächen mit «herorragender», «sehr guter» und «guter» Qualität im Jahr 2021 betrachtet (Quelle: e4puls AG im Auftrag des BFE).

Bisher gelten nur Dach- und Fassadenflächen als Potenzialflächen. Freiflächen (z.B. Grossanlagen in den Alpen), Lärmschutzwände, Seen, Staumauern und Grossparkplätze sind in der Potentialflächenstatistik bisher nicht berücksichtigt.

Entwicklung der Potenzialflächen: Bei wachsender Bevölkerungszahl wird angenommen, dass sich die Potenzialflächen (Dach- und Fassadenflächen) in jeder Gemeinde proportional zur Bevölkerung entwickeln. Bei sinkender Bevölkerungszahl werden die Potenzialflächen als konstant angenommen.

Nutzung der Potenzialflächen: Indem die Potenzialflächen in den Jahren 2030 und 2040 mit einem Ausnutzungsgrad multipliziert werden, wird in Summe für die ganze Schweiz die pro Szenario angestrebte Zielleistung erreicht. Folgende Tabelle zeigt die Zielleistung und den nötigen, auf die erste Nachkommastelle gerundeten Ausnutzungsgrad.

	Szenario 1 2030	Szenario 1 2040	Szenario 2 2030	Szenario 2 2040	Szenario 3 2030	Szenario 3 2040
Zielleistung gemäss SZR CH [MW]	9770	24 070	7650	10 100	12 210	30 090
Ausnutzungsgrad der Potenzialflächen [%]	12,5	29,0	9,7	12,2	15,6	36,3

Zuordnung zu den Netzknoten: Die VNB am ÜN haben Swissgrid die anteilige Zuordnung der Gemeinden zu den NE 1-Netzknoten für ihr Zielnetz in den Jahren 2030 und 2040 mitgeteilt.

Das Ergebnis der PV-Regionalisierung ist für jedes Szenario des SZR CH pro Gemeinde und pro NE 1-Netzknoten die installierte PV-Leistung für die Zieljahre 2030 und 2040.

Zum Zeitpunkt der Entwicklung des «Strategischen Netzes 2040» waren nur sehr wenige alpine Grossprojekte in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Diese wurden an den relevanten NE1-Netzknoten zusätzlich berücksichtigt.

3.2.1.5 Wind

Die drei Szenarien des SZR CH beinhalten unterschiedliche Zielwerte von 80 bis 1050 MW für den Ausbau der Windenergie von 2019 bis 2040.

Der BFE-Leitfaden empfiehlt die Annahme, dass der Wind-Ausbau gemäss Potenzialgebieten (Grundsatz C) erfolgt.

Swissgrid hat eine Liste der bekannten Windprojekte, welche sich in den Potenzialgebieten befinden, erstellt.

Die Branchenarbeitsgruppe hat eine Annahme getroffen, welche Windparks die höchste Wahrscheinlichkeit für eine Realisierung haben. Die installierte Leistung in diesen Windparks übersteigt in Summe die Zielleistung in den Szenarien des SZR CH. Damit die Zielleistung nicht überschritten wird, wird die Leistung aller Windparks proportional reduziert. Dieses Vorgehen berücksichtigt die Erfahrung, dass Windparks im Rahmen des Genehmigungsprozesses teilweise verkleinert werden müssen, damit sie genehmigt werden können.

Für die Regionalisierung des Wind-Ausbaus wurde jeder Windpark anteilig den NE 1-Netzknoten zugeteilt.

3.2.1.6 Dezentrale Batterien

Der SZR CH geht in den drei Szenarien von einer Zunahme der Speicherkapazität dezentraler Batterien bis 2040 von 2330 bis 5550 MW aus (verglichen mit dem Stand 2019).

Swissgrid verteilt die zusätzliche Batterieleistung (welche aller Voraussicht nach im Verteilnetz angeschlossen wird) gemäss SZR CH proportional zur zusätzlichen PV-Leistung und somit auch proportional zur Bevölkerung auf die NE 1-Netzknoten auf.

3.2.1.7 Verbrauch

Der SZR CH geht in den drei Szenarien von einer Zunahme des Verbrauchs bis 2040 von 4 bis 16 TWh aus (verglichen mit dem Stand 2019). Er unterscheidet Zielwerte für den konventionellen Verbrauch, für Wärmepumpen und für Elektromobilität.

Der BFE-Leitfaden empfiehlt, dass der Verbrauch (konventionell, Elektromobilität und Wärmepumpen) gemäss Grundsatz D proportional zur Bevölkerungszahl regionalisiert wird. Bekannte Grossverbraucherprojekte sollen gemäss Grundsatz A lokal berücksichtigt werden. Deren Stromverbrauch kann bei der zu regionalisierenden Menge in Abzug gebracht werden.

Um den Verbrauch in den Zieljahren 2030 und 2040 regionalisieren zu können, hat Swissgrid gesamtschweizerische Jahresverbrauchsprofile für den konventionellen Verbrauch, Elektromobilität und Wärmepumpen festgelegt. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft, wie das für das Projekt Strategisches Netz 2040 erstellte, stündliche Gesamtverbrauchsprofil der Schweiz für eine Woche im Sommer und im Winter aussieht. Ausserdem werden die Profile für die Wärmepumpen (deutlicher Unterschied zw. Sommer und Winter erkennbar) und für die Elektromobilität dargestellt. Es ist ersichtlich, dass deren Höhe bis 2040 deutlich zunimmt. Der konventionelle Stromverbrauch wird hingegen aufgrund von Effizienzsteigerungen um bis zu 20% von 2019 bis 2040 abnehmen.

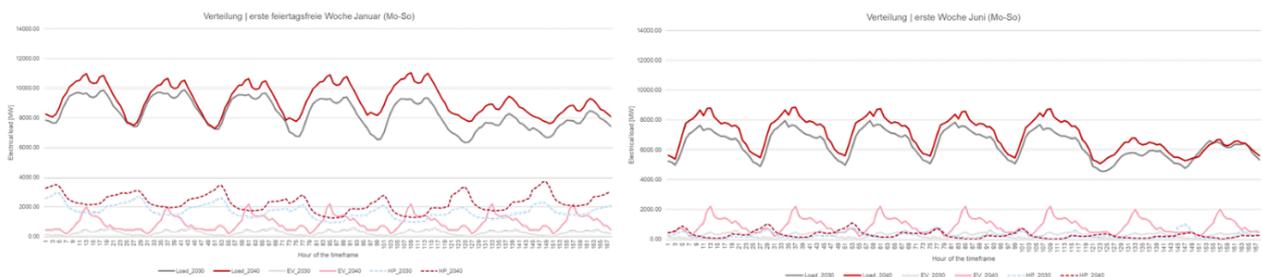


Abbildung 14: Verbrauchsprofil der Schweiz im Winter und Sommer

Die Profile für den konventionellen Verbrauch, die Wärmepumpen und die Elektromobilität wurden mit Hilfe der Software «Trapunta», die auch von ENTSO-E verwendet wird, ermittelt. Diese berücksichtigt unterschiedliche Typen von Wärmepumpen, unterschiedliche Typen von Ladeverhalten von Nutzern der Elektromobilität und die Zusammensetzung der konventionellen Verbraucher. Swissgrid hat dazu spezifische Annahmen für die Schweiz für die verschiedenen Verbrauchergruppen getroffen.

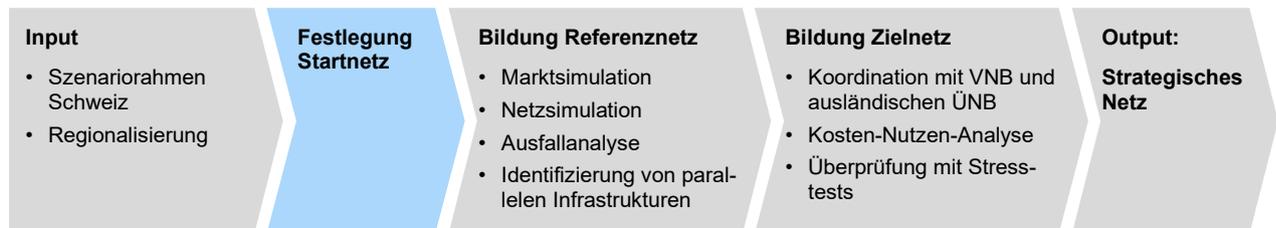
In einem nächsten Schritt hat Swissgrid den Verbrauch für Elektromobilität und Wärmepumpen auf die Netzknoten der NE 1 in den Zieljahren 2030 und 2040 regionalisiert. Dies erfolgte proportional zur Bevölkerung.

Die Regionalisierung des konventionellen Verbrauchs erfolgte getrennt für drei Gruppen. Die SBB lieferte konkrete Lastprofile für ihre Umformer-/Umrichterwerke für 2030 und 2040. Die VNB am ÜN meldeten geplante Grossverbraucher an ihren Netzen. Diesen wurden typische Lastprofile zugeordnet und deren Jahresverbrauch abgeschätzt. Dies gilt auch für den Grosswärmespeicher der Lonza mit einer Spitzenleistung von 500 MW. Für diesen Speicher wurde angenommen, dass er im Wesentlichen durch günstigen PV-Strom und somit am Tag proportional zur PV-Kurve geladen wird. Für die heutigen Verbraucher (restlicher konventioneller Verbrauch), deren aktuelles Lastprofil in den Netzregionen bekannt ist, wird angenommen, dass sich die Verteilung auf die Netzknoten proportional zur lokalen Bevölkerungsentwicklung verändert.

Indem pro NE 1-Netzknoten die Profile für Wärmepumpen, Elektromobilität, SBB, bekannte Grossverbraucher und den restlichen konventionellen Verbrauch aufsummiert werden, ergibt sich das Verbrauchsprofil pro NE 1-Netzknoten in den Zieljahren 2030 und 2040.

Die Verbrauchsermittlung wurde für jedes Szenario des SZR CH durchgeführt.

4 Festlegung Startnetz 2040



Basis für die Bildung des Referenznetzes ist das Startnetz. Dieses besteht aus allen Netzelementen im Übertragungsnetz, welche im Jahr 2040 in Europa im Betrieb sein werden.

Für die Erstellung des Startnetzes 2040 hat Swissgrid für das Ausland auf die Angaben aus dem TYNDP 2020 zurückgegriffen. Sofern Informationen zu zusätzlichen Netzelementen bzw. zur Netztopologie, insbesondere in benachbarten, Ländern vorlagen, welche im TYNDP 2020 fehlten, so wurden diese ergänzt:

- A Topologie in Frankreich (Basis Netzstudie mit RTE)
- B Süddeutschland (Netz vervollständigt, auf Basis von Angaben von TNG, Amprion)
- C Vorarlberg (Zielnetz aus Bodenseestudie)
- D Topologie und Projektmodellierung in Italien (Basis North-South-Korridor-Study).

Folgende Schweizer Netzelemente sind Teil des Startnetzes 2040:

- Netzelemente, die heute in Betrieb sind und deren Ausserbetriebnahme nicht geplant ist
- Netzelemente, die bereits beschlossen und geplant sind und vor 2040 in Betrieb genommen werden (Basis techn. Mehrjahresplanung)

Anmerkung: Alle Projekte, die im Startnetz berücksichtigt sind, werden im Zuge des SN2040 als gegeben betrachtet und keiner weiteren Bewertung unterzogen.

Pro NE1-Netzknoten wurden die installierten Leistungen der Kraftwerke als auch das Verbrauchsprofil pro Szenario hinterlegt. Die Zahlen für die Schweiz lagen nach Abschluss des Regionalisierungsprozesses sehr detailliert vor.

Für das europäische Ausland wurde der Kraftwerkszubau pro Technologie auf die Netzknoten, proportional zum heutigen Anlagenbestand der jeweiligen Technologie, pro Szenario heruntergebrochen. Das ist eine grobe Vereinfachung. Sofern für die Nachbarstaaten der Schweiz genauere Informationen vorlagen, wurden diese verwendet.

Der Datensatz von ENTSO-E beinhaltet pro Land für einen abgestimmten, repräsentativen Zeitpunkt eine Lastverteilung zu den NE1-NK. Gemäss diesem Verhältnis wurde der stündliche Landesverbrauch pro Szenario auf die NE1-NK aufgeteilt.

Swissgrid wird in den nächsten Jahren eigene Anlagen zur Blindleistungskompensation erstellen. Das damit verbundene Blindleistungspotential wurde, so wie das in den Kraftwerken bzw. aktiven Netzknoten der VNB und der SBB, in geeigneter Form im Startnetz 2040 berücksichtigt.

Die folgende Abbildung 15 zeigt das Startnetz 2040:

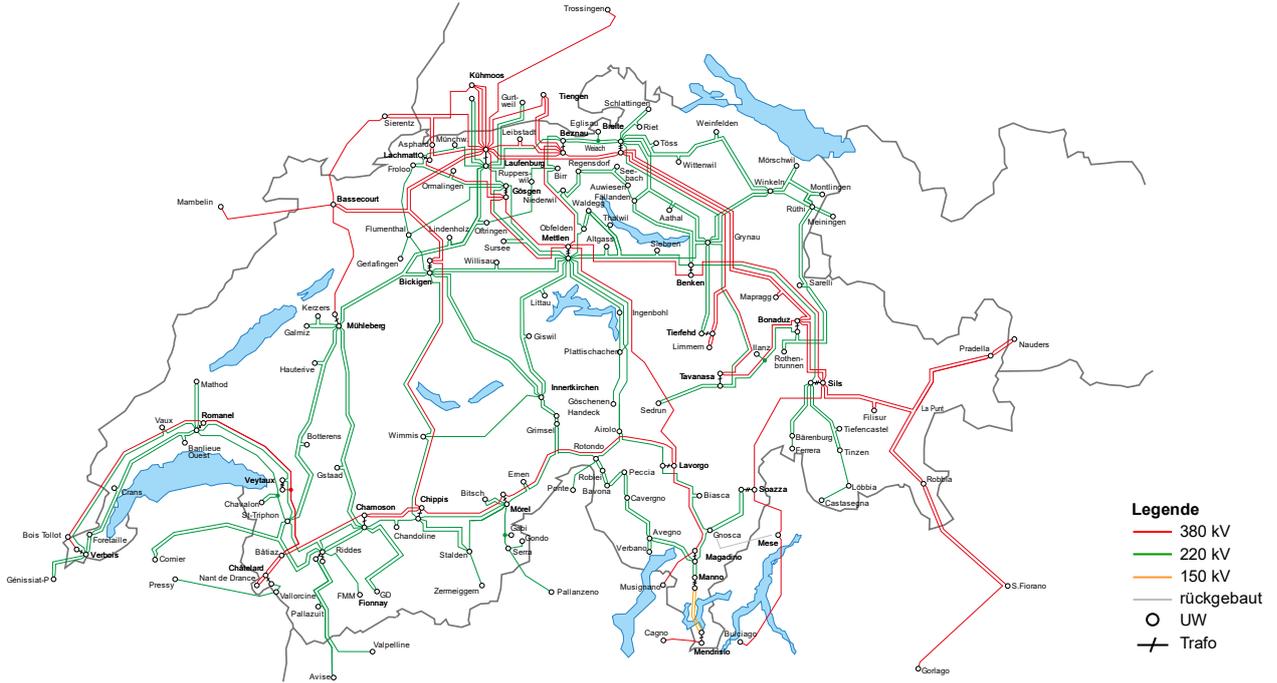


Abbildung 15: Startnetz 2040

Seit der Publikation des Strategischen Netzes 2025 im Jahre 2015 wurden bis Ende des Jahres 2023 bereits zahlreiche Netzprojekte umgesetzt, wie die folgende Abbildung 16 zeigt. Diese gehen einerseits auf Projekte im SN2025 zurück, andererseits aber auch auf in der Zwischenzeit von Swissgrid durchgeführte Netzberechnungen, auf gemeinsame Studien mit angrenzenden Netzbetreibern oder Netzanschlussgesuche zurück (siehe auch unten folgende Tabelle).

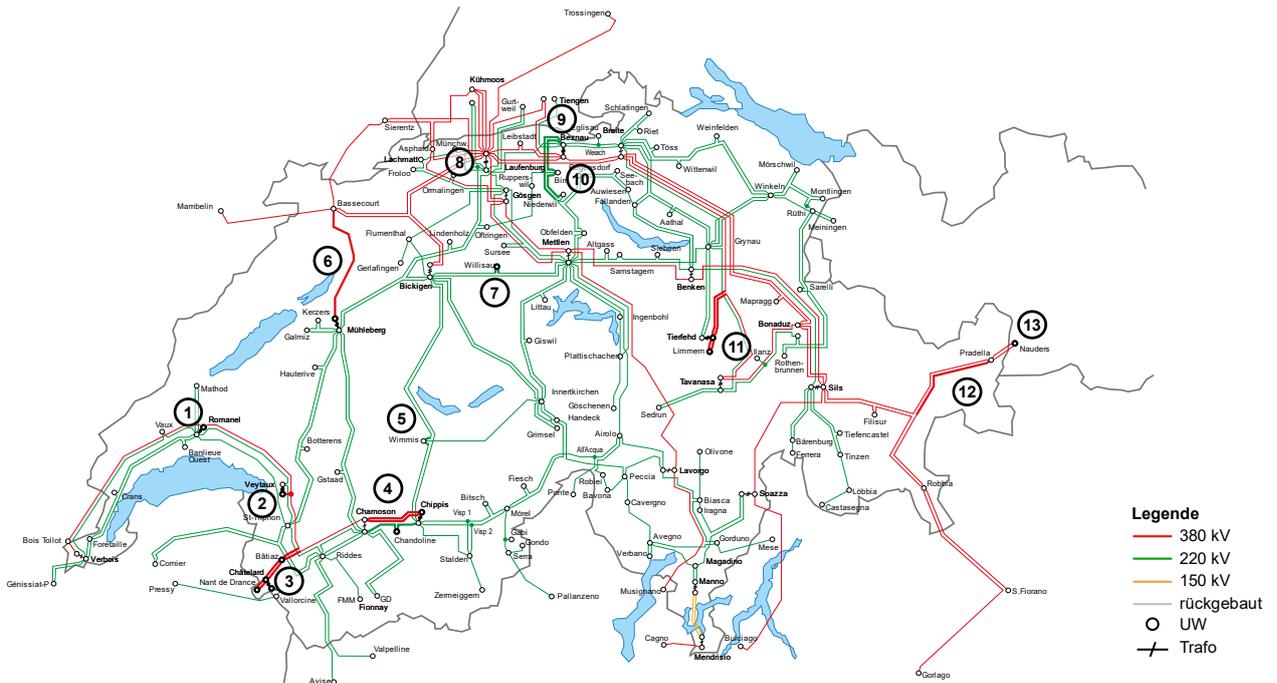


Abbildung 16: Erfolgreicher Netzausbau zw. 2015 bis 2023

Folgende Tabelle listet die seit 2015 realisierten Projekte und deren Grundlage auf:

Nr.	Neue Betriebselemente	Treiber
1	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV UW Romanel 380/220 kV, 800 MVA Trafo Romanel (PST) 	Im Startnetz für SN 2025 – Versorgungssicherheit Genf-Lausanne
2	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV UW Veytaux 380/220 kV, 2x125 MVA Trafos Veytaux 	Kraftwerksanschluss
3	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV UW Bâtiaz, Châtelard und Nant de Drance 380/220 kV, 450 MVA Trafo Châtelard 380-kV-Leitung Nant de Drance – Châtelard – Bâtiaz – Le Verney 	Im Startnetz für SN2025 Kraftwerksanschluss
4	<ul style="list-style-type: none"> 380/220-kV-Leitung Chamoson – Chippis 380 kV UW Chippis, 220 kV UW Chandoline 380/220 kV, 800 MVA Trafo Chippis 	1-SN2025
5	<ul style="list-style-type: none"> Einschlaufung 220-kV-Leitung Bickigen – Chippis im UW Wimmis 	2-SN2025
6	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV UW Mühleberg 380/220 kV, 800 MVA Trafo Mühleberg (PST) 380-kV-Leitung Bassecourt – Mühleberg 	3-SN2025
7	<ul style="list-style-type: none"> 220 kV UW Willisau 	Im Startnetz für SN2025 Versorgungssicherheit
8	<ul style="list-style-type: none"> 380/220 kV, 800 MVA Trafo Laufenburg (PST) 	Trafo-Ersatz
9	<ul style="list-style-type: none"> 380/220 kV, 800 MVA Trafo Beznau (PST) 	Neuer Trafo, Steigerung Importkapazität
10	<ul style="list-style-type: none"> 380-kV-Leitung Beznau – Niederwil (Betrieb mit 220 kV) 	5-SN2025
11	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV UW Limmern und Tierfehd 380/220 kV, 600 MVA Trafo Tierfehd 380-kV-Leitung Limmern – Tierfehd – Schwanden 	Im Startnetz für SN2025 Kraftwerksanschluss
12	<ul style="list-style-type: none"> 380-kV-Leitung Pradella – La Punt 	3-SN2025

Weitere Netzprojekte, deren Umsetzung bereits beschlossen ist, befinden sich im Planungs-, Genehmigungs- oder Bauprozess. Die folgende Abbildung 17 visualisiert die noch bis 2040 umzusetzenden Netzprojekte.

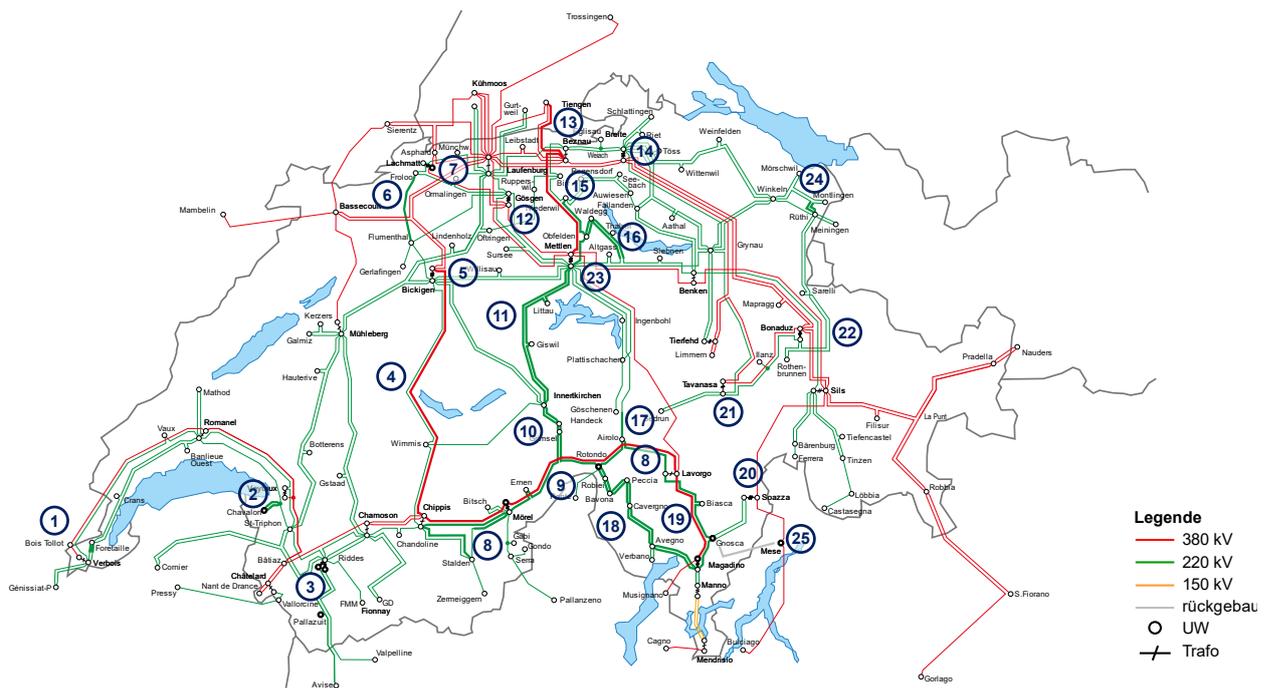


Abbildung 17: Netzprojekte die bis 2040 noch realisiert werden

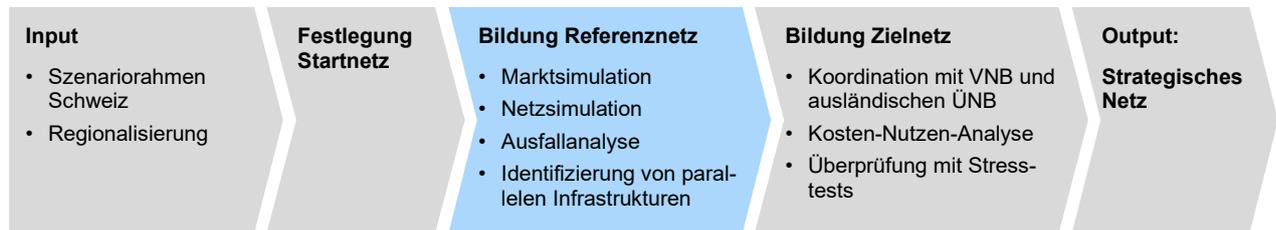
Die folgende Tabelle listet die Netzprojekte auf, die beschlossen sind und bis 2040 in Betrieb sein werden:

Nr.	Neue Betriebselemente	Treiber
1	<ul style="list-style-type: none"> 220-kV-Kabel Foretaille – Verbois 	8-SN2025
2	<ul style="list-style-type: none"> 220-kV-Anschluss Chavalon für 100 MVA (Wiederinbetriebnahme) 	Anschlussgesuch
3	<ul style="list-style-type: none"> 220 kV UW Pallazuit 220/220 kV, 2x450 MVA PST Riddes (Gd-St-Bernard) 	Anschlussgesuch
4	<ul style="list-style-type: none"> 380-kV-Leitung Bickigen – Chippis 	2-SN2025
5	<ul style="list-style-type: none"> 380/220 kV, 2x400 MVA (min.) Trafos Bickigen (2xPST) 	Trafo-Ersatz
6	<ul style="list-style-type: none"> 220-kV-Leitung Flumenthal – Froloo 	J2-SN2025
7	<ul style="list-style-type: none"> 380/220 kV, 400 MVA Trafo Lachmatt (PST) 	Neuer Trafo steigert Versorgungssicherheit Region Basel
8	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV UW Mörel 380/220 kV, 600 MVA Trafo Mörel (PST) 380+220-kV-Leitung Chippis – Mörel 220-kV-Leitung Chippis – Stalden 	4-SN2025

9	<ul style="list-style-type: none"> • 380-kV-Leitung Lavorgo – Mörel 	4-SN2025
10	<ul style="list-style-type: none"> • 220-kV-Leitung Innertkirchen – Ulrichen 	9-SN2025
11	<ul style="list-style-type: none"> • 220-kV-Leitung Innertkirchen – Mettlen 	9-SN2025
12	<ul style="list-style-type: none"> • 380/220 kV, 2x800 MVA Trafos Gösgen (PST) 	Trafo-Ersatz
13	<ul style="list-style-type: none"> • 380-kV-Leitung Beznau – Tiengen (DE) 	TYNDP – Netzstudie mit DE-TSO
14	<ul style="list-style-type: none"> • 380/220 kV, 2x800 MVA Trafos Breite (PST) 	Trafo-Ersatz
15	<ul style="list-style-type: none"> • 380-kV-Leitung Beznau – Mettlen 	5-SN2025
16	<ul style="list-style-type: none"> • 220 kV UW Waldegg und UW Thalwil • 220-kV-Leitung Obfelden – Waldegg 	J3-SN2025
17	<ul style="list-style-type: none"> • 220-kV-Kabel Airolo – Göschenen 	Erneuerung und Bündelungs- chance
18	<ul style="list-style-type: none"> • 220 kV UW Rotondo • 220-kV-Leitungen Magadino – Rotondo (via Robiei, Bavona, Pecia, Caveragno, Avegno) 	Studio Generale 12-SN2025 (Zieljahr 2035)
19	<ul style="list-style-type: none"> • 380 kV UW Magadino • 220 kV UW Gnosca • 380/220 kV, 800 MVA Trafo Magadino (PST) • 380-kV-Leitung Lavorgo – Magadino • Eliminierung 220 kV UW Gorduno und 220-kV-Leitung Gorduno – Mese (IT) 	Studio Generale
20	<ul style="list-style-type: none"> • 380/220 kV, 2x400 MVA Trafos Soazza (PST) 	Trafo-Ersatz
21	<ul style="list-style-type: none"> • 380/220 kV, 400 MVA Trafo Tavanasa (PST) 	Trafo-Ersatz
22	<ul style="list-style-type: none"> • 380/220 kV, 400 MVA Trafo Bonaduz (PST) 	Trafo-Ersatz
23	<ul style="list-style-type: none"> • 380/220 kV, 2x800 MVA Trafos Mettlen (PST) 	Trafo-Ersatz
24	<ul style="list-style-type: none"> • 220-kV-Leitung Montlingen – Rüthi 	14-SN2025 (Zieljahr 2035)
25	<ul style="list-style-type: none"> • 380 kV UW Mese (IT) 	TYNDP

Alle im Startnetz enthaltenen, noch nicht umgesetzten Projekte, sind im technischen Mehrjahresplan von Swissgrid enthalten. Dieser wird jährlich aktualisiert und enthält u.a. das geplante Inbetriebsetzungsdatum der Projekte.

5 Bildung des Referenznetzes



Es gibt verschiedene Treiber, die zu Projekten führen, welche in das Referenznetz 2040 aufgenommen werden. Diese werden in der nachfolgenden Abbildung dargestellt:

Treiber	Transformation des Energiesystems in Europa und der CH (viele dezentrale Kleinanlagen und einige Grossprojekte)		Versorgungssicherheit	Knapper Raum
Methodik	Marktsimulation (Basis: SZR CH)	Netzsimulation (Basis: regionalisierte Daten)	Ausfallanalyse	Identifizierung von parallelen Infrastrukturen
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> Kraftwerkseinsatz und Marktpreise pro Gebotszone Engpässe auf Grenzleitungen zw. Gebotszonen Preisdifferenzen zw. Gebotszonen 	<ul style="list-style-type: none"> Begrenzende Netzelemente in der CH Redispatchkosten Gefährdung der Netzsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> Einschränkungen von Netznutzern bei Netzausfällen 	Bündelungskandidaten identifiziert: <ul style="list-style-type: none"> ÜN, VN und SBB Leitungen verlaufen parallel nahe gelegene Unterwerke

Abbildung 18: Methodik zur Ermittlung des Referenznetzes

Die im Folgenden noch näher beschriebenen Methoden dienen dazu die Projekte des Referenznetzes zu identifizieren.

- A **Marktsimulation:** Mit einem europäischen Marktmodell, bei der das Netz innerhalb jeder Gebotszone als engpassfreie Kupferplatte angenommen wird, wird der optimale Kraftwerkseinsatz bestimmt, um den Strombedarf in Europa unter Berücksichtigung der Grenzkapazitäten ökonomisch effizient jederzeit zu decken. Damit können die sich (aus Marktsicht) einstellenden Stromflüsse zwischen den Gebotszonen ermittelt werden. Die Simulation, die auf einem vereinfachten Netzmodell basiert, welches die grenzüberschreitenden Netzelemente zwischen den Gebotszonen beinhaltet, liefert ausserdem die begrenzenden Netzelemente für den europäischen Stromhandel (vergleiche Kapitel 5.2.2). Ausserdem erhält man Preisdifferenzen zw. Gebotszonen, welche ein Indiz dafür sind, dass ein Netzausbau zw. diesen Gebotszonen sinnvoll sein könnte (vergleiche Kapitel 5.2.1).
- B **Netzsimulation:** Diese erfolgt mit einem europäischen Netzmodell. Alle europäischen Netzelemente der NE1 sind berücksichtigt. Mit einer n-1-Ausfallberechnungen kann ermittelt werden, ob es im Startnetz 2040 Engpässe gibt, wenn es mit den drei Szenarien belastet wird (vergleiche Kapitel 5.2.3). Es können Redispatchkosten ermittelt werden, welche den Kosten für einen möglichen Netzausbau gegenübergestellt werden.
- C **Ausfallanalyse:** Sofern Ausfallanalysen, Stresstests oder bereits eingetretene Netzstörungen lokale Schwachstellen im bestehenden Netz offenbaren, welche die Versorgungssicherheit gefährden, kann es sinnvoll sein, die Redundanz im Netz durch dessen Verstärkung zu steigern (vergleiche Kapitel 5.3).
- D **Parallele Infrastrukturen:** Wenn Trassees von verschiedenen Netzbetreibern parallel verlaufen oder Unterwerke geografisch sehr nahe sind, dann muss bei einer Erneuerung geprüft werden, ob eine Bündelung möglich ist. Hierdurch können der Landschaftsverbrauch und auch die Kosten reduziert und die

Genehmigungsfähigkeit erhöht werden. Swissgrid, SBB und VNB am ÜN haben Kandidaten für die Bündelung ihrer Netze identifiziert (vergleiche Kapitel 5.4).

5.1 Methodik mit Markt- / Netzsimulationen

Netzengpässe im Schweizer Übertragungsnetz werden heute im täglichen Betrieb durch Simulation im Zeitbereich von D-2 bis Realtime erkannt. Eingangsgrößen sind das aktuelle Netzmodell und Werte zu Erzeugung und Verbrauch, welche auf Prognosen basieren, die umso besser werden, umso näher die Realtime ist.

Um Netzengpässe im Jahr 2040 erkennen zu können verwenden wir als Netzmodell das Startnetz 2040, bei dem alle Netzelemente in Betrieb sind. Stündliche Werte für Erzeugung und Verbrauch liegen pro Netzknoten pro Szenario vor. Hiermit können die Engpässe erkannt werden. Im Unterschied zum heutigen Betrieb werden an Stelle von NTC-Werten pro Grenze Flow Based Werte pro Leitung verwendet.

5.2 Marktsimulation

Im Projekt SN2040 werden folgende Annahmen bei der Durchführung der Marktsimulationen getroffen:

- 3 Szenarien (SZR CH kombiniert mit ENTSO Szenarien (siehe Abbildung 8))
- 1 Klimajahr: 2009
- 1 Zieljahr: 2040
- Netzmodell: Startnetz 2040 aus Kapitel 4

Das ergibt 3 Datensätze, die analysiert werden müssen.

2009 war im Betrachtungszeitraum der letzten 30 Jahre das repräsentativste Klimajahr in Europa. Es liegt am nächsten am langjährigen Durchschnitt und hat daher im TYNDP die höchste Gewichtung erhalten.

Es bildet auch für die Schweiz den Durchschnitt sehr gut ab. Nur die Daten für 1993 sind für die Schweiz noch näher am Durchschnitt (siehe folgende Abbildung 19).

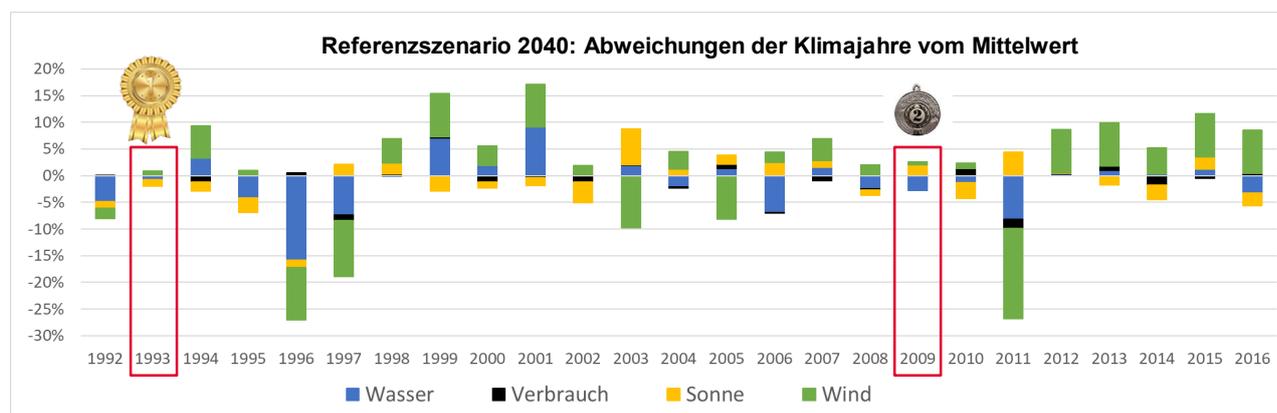


Abbildung 19: Analyse der Klimajahre für die Schweiz

5.2.1 Ergebnisse der Marktsimulationen

Folgende Grafik visualisiert pro Szenario die Jahresproduktion pro Kraftwerkstyp, den Verbrauch und das Jahressaldo (Nettoimport bzw. Nettoexport). Insbesondere beim Austausch mit dem Ausland muss dieser Wert für kürzere Zeitabschnitte betrachtet werden (z.B. Sommer, Winter).

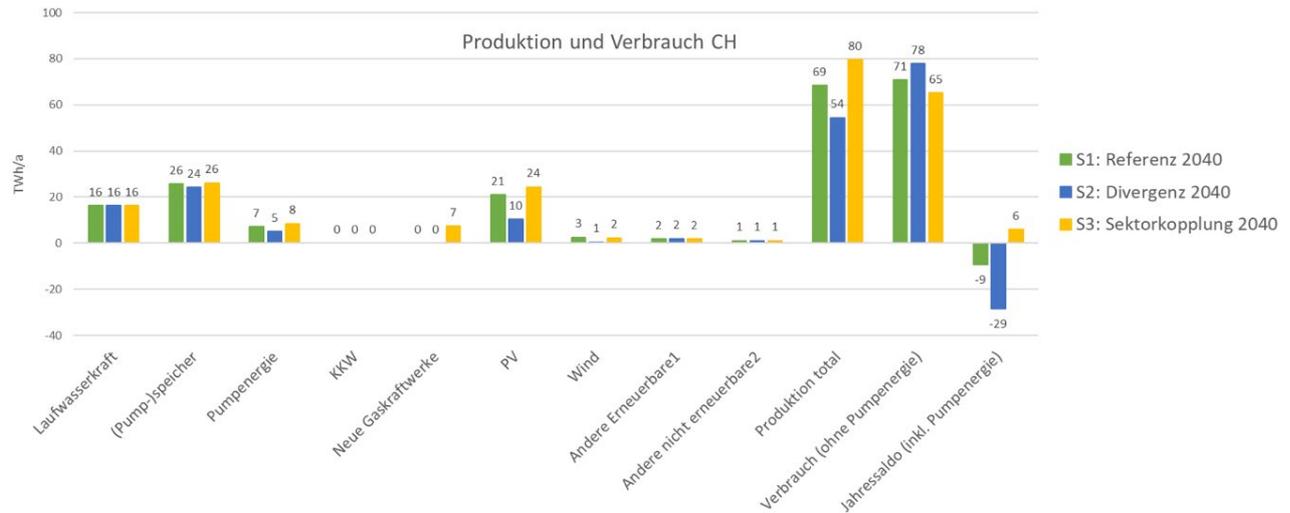


Abbildung 20: Jahresergebnisse der Marktsimulation pro Szenario für die Schweiz

Im Jahr 2040 sind gemäss SZR CH keine KKW mehr am Netz. Die Produktion in der Schweiz erfolgt, über das Jahr betrachtet, etwa zu 2/3 durch Wasserkraft und zu 1/3 durch PV. Vor allem im Szenario 2, aber auch im Szenario 1, ist die Schweiz insbesondere im Winter auf Importe angewiesen. Im Szenario 3, in dem die Schweiz die nationalen Produktionskapazitäten (insbes. PV) stark ausbaut, ist der Exportsaldo über das Jahr positiv und der Importbedarf im Winter wird im Vergleich zu heute reduziert.

Die folgenden Grafiken zeigen pro Szenario des SZR CH wöchentliche Summenwerte, die sich bei der Marktsimulation für die Schweiz im Jahr 2040 für Verbrauch, Erzeugung und beim Im-/Export ergeben.

Die Grafik für das Szenario 1 zeigt, dass die Schweiz von der Kalenderwoche 20-36 im Saldo exportiert und im restlichen Jahr importiert (Kurve Nettoposition). Die grauen Flächen oberhalb und unterhalb der x-Achse visualisieren, dass die Schweiz in jeder Woche zeitweise im- und exportiert. Im Winterhalbjahr beträgt der Nettoimport in Summe ca. 14 TWh.

Die durchschnittliche Last liegt im Sommer bei 7.3 GW mit einer Amplitude zwischen 5 und 10,4 GW. Im Winter beträgt sie durchschnittlich knapp 9 GW bei einer Amplitude von 5,3 bis 13 GW.

Die maximale Wasser- und PV-Produktion treten im Frühjahr und Sommer auf. In diesem Zeitbereich findet die Marktsimulation zeitweise keine nationalen oder internationalen Käufer für den Stromüberschuss. Eine Abregelung von kumuliert knapp 4 TWh PV-Produktion ist daher nötig.

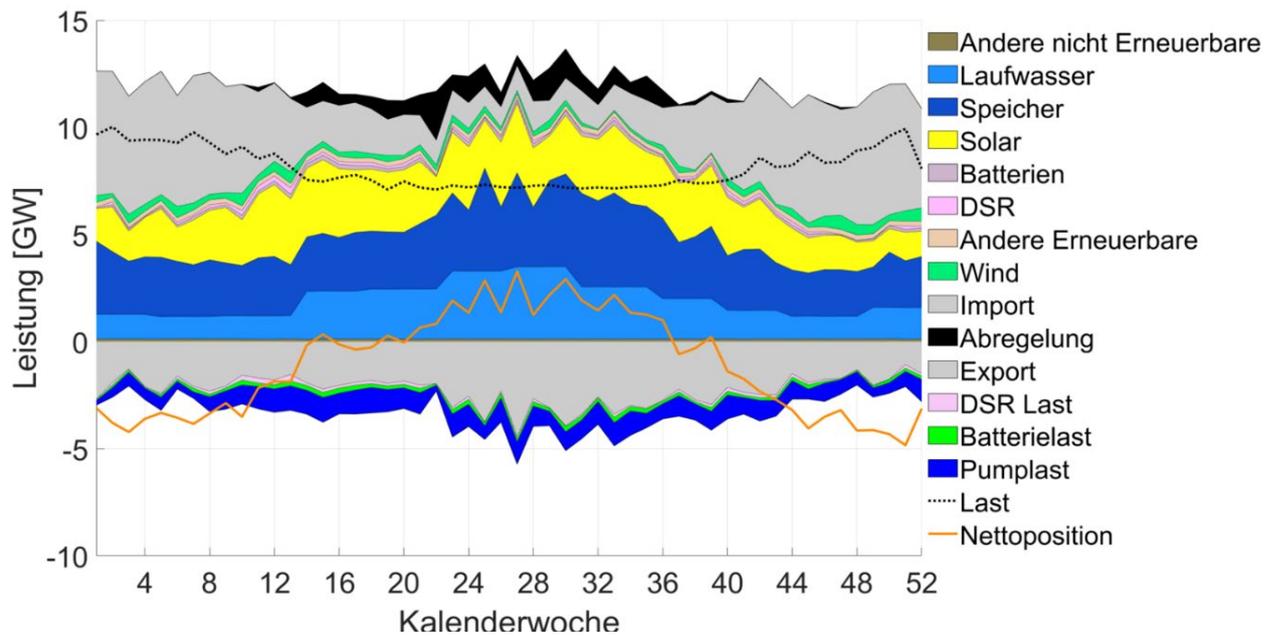


Abbildung 21: Szenario 1 (2040): Wöchentliche Werte für Erzeugung, Verbrauch, Import/Export

Die Grafik für das Szenario 2 zeigt, dass die Schweiz nahezu in jeder Woche einen Importüberschuss ausweist. Der Importsaldo des gesamten Jahres liegt bei 29 TWh, davon entfallen 24 TWh auf das Winterhalbjahr. Die Marktsimulation zeigt trotz der hohen Importabhängigkeit der Schweiz keine ENS, das bedeutet der Verbrauch kann stets gedeckt werden (Annahme: Die Schweiz hat vollen Zugang zum europäischen Strommarkt).

Die durchschnittliche Last liegt im Sommer bei 8 GW mit einer Amplitude zwischen 5,5 GW und 11,5 GW. Im Winter beträgt sie durchschnittlich 9,7 GW, mit einer Amplitude zwischen 6 und 14,3 GW.

Da in diesem Szenario die PV weniger stark ausgebaut wird, kommt es in der Schweiz nur in wenigen Stunden zu einer Überproduktion, die nicht vermarktet werden kann. Eine Abregelung von 0,2 TWh ist nötig.

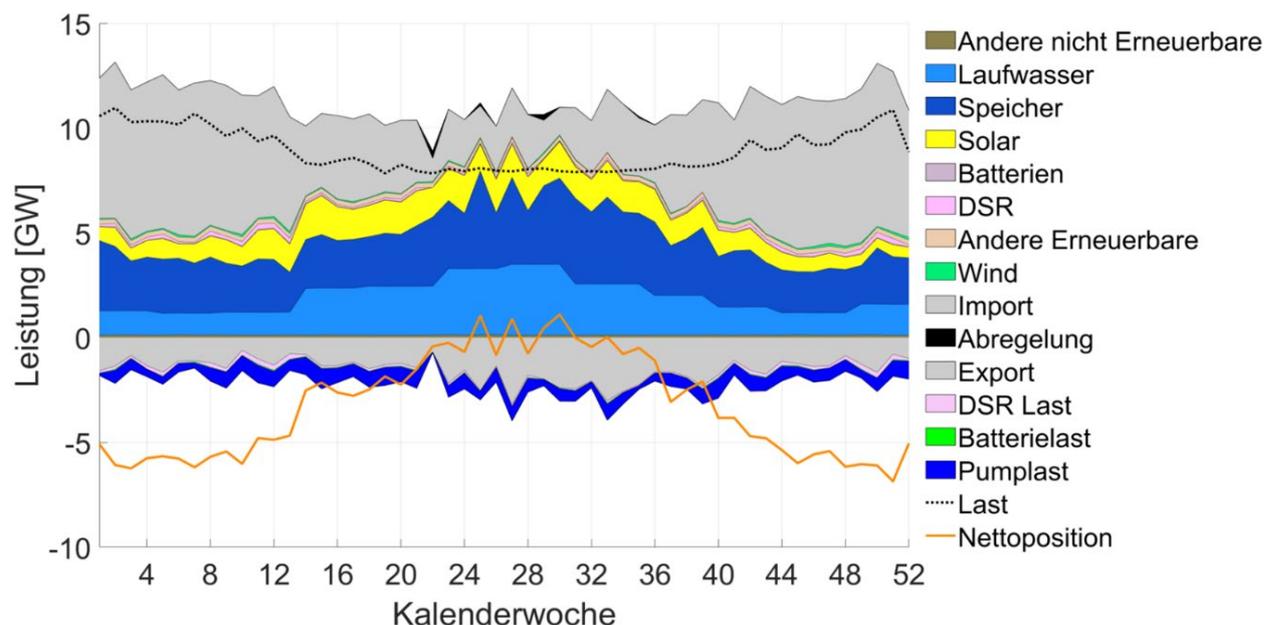


Abbildung 22: Szenario 2 (2040): Wöchentliche Werte für Erzeugung, Verbrauch, Import/Export

Die Grafik für das Szenario 3 zeigt, dass die Schweiz von der Kalenderwoche 12-40 im Saldo exportiert und im restlichen Jahr importiert. Im Winterhalbjahr beträgt der Nettoimport 4,6 TWh, was weniger ist als im Jahr 2023.

Die Last liegt im Sommer zwischen 4,6 und 9,4 GW und durchschnittlich bei 6,7 GW. Im Winter liegt sie zwischen knapp 5 GW und knapp 12 GW und durchschnittlich bei 8,2 GW.

Die maximale Wasser- und PV-Produktion treten vom Frühjahr bis in den Herbst auf. In diesem Zeitbereich findet die Marktsimulation immer wieder keine nationalen und internationalen Käufer für den Stromüberschuss. Eine Abregelung von 7 TWh PV und 0,1 TWh Wind ist nötig.

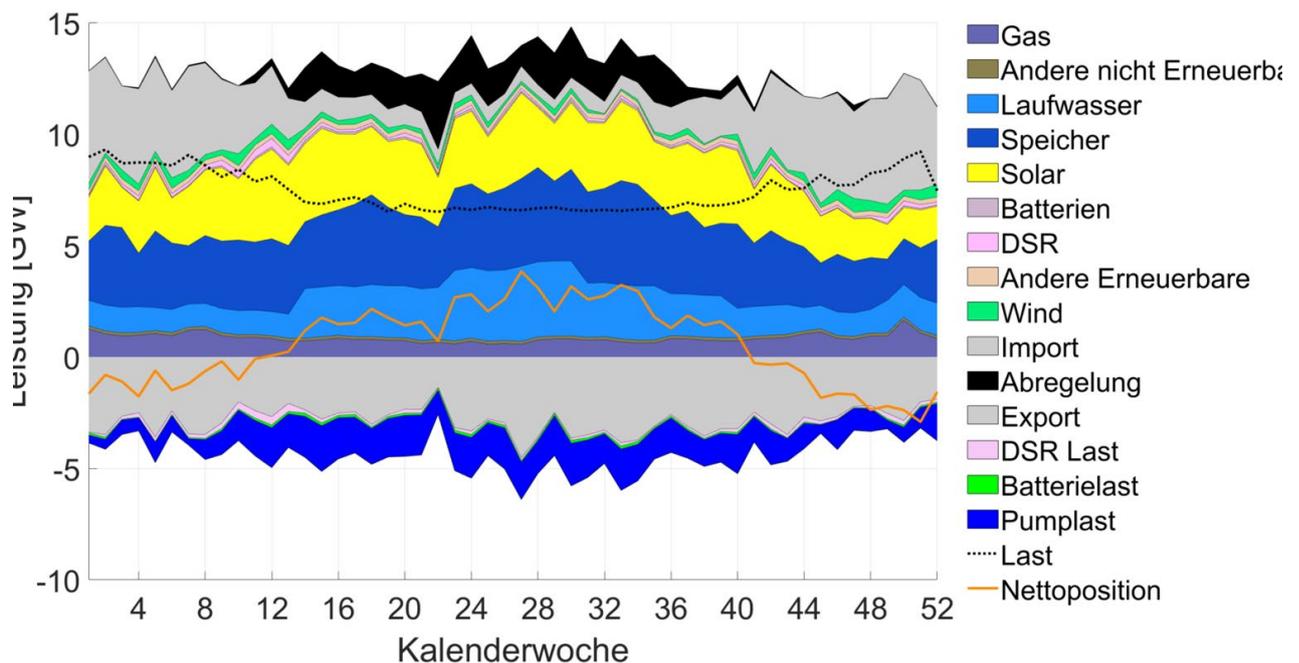


Abbildung 23: Szenario 3 (2040): Wöchentliche Werte für Erzeugung, Verbrauch, Import/Export

Der Preis im Market Coupling ergibt sich pro Gebotszone auf Basis der Angebote der Stromanbieter. Der Market Coupling Algorithmus stellt sicher, dass die Stromnachfrage möglichst preisgünstig durch den Abruf der günstigsten Anbieter innerhalb der Market Coupling Region gedeckt wird.

Die Betreiber von Must-Run Kraftwerken (PV, Wind, Laufwasser) sowie Betreiber von thermischen Kraftwerken (KKW, Kohle, Gas, Öl) bieten ihren Strom an der Strombörse zu den jeweiligen Grenzkosten ihrer Kraftwerke an. Bei PV, Wind und Laufwasser sind diese Grenzkosten Null. Bei den thermischen Kraftwerken basieren diese auf den Brennstoffkosten und den Anfahrkosten.

Das Ergebnis für die Schweiz für die drei Szenarien des SZR CH sieht folgendermassen aus:

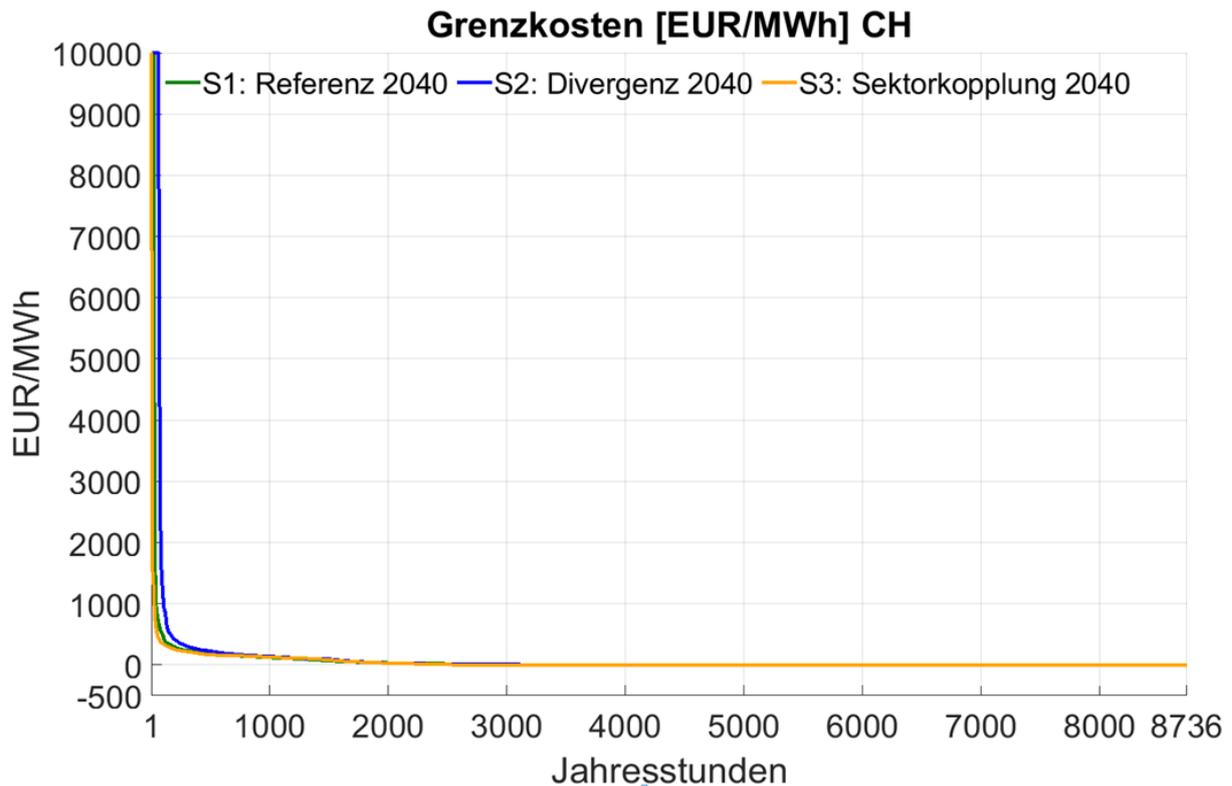


Abbildung 24: Geordnete Jahreslinie – Strompreise CH (2040) für die Szenarien des SZR CH

Indem die Preise nach deren Höhe geordnet sind, kann man die Höhe der Preise leichter erfassen und beurteilen. Es ist zu sehen, dass der Strompreis in ca. 5000 Stunden des Jahres Null betragen können, weil die Produktion der dargebotsabhängigen Einspeisung grösser ist als die Last. In diesen Stunden wird nicht nur die Last gedeckt, sondern auch Energie gespeichert. Der Strompreis Null geht von einem idealen Markt aus. In der Realität können sich auch Preise unter Null oder knapp über Null einstellen (**Anmerkung:** Vergleichbare Bilder können für jede europäische Gebotszone dargestellt werden).

Bei der Betrachtung der 3300 Stunden des Jahres, in denen sich Strompreise grösser als Null ergeben, werden die Unterschiede zwischen den Szenarien erkennbar.

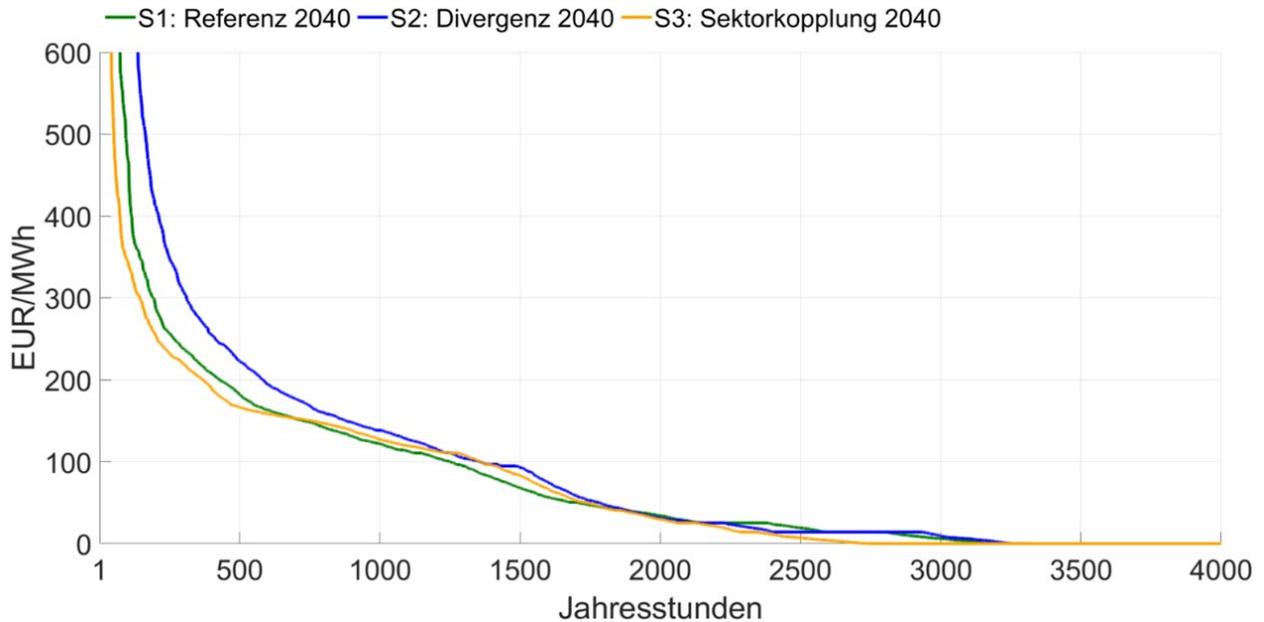


Abbildung 25: Geordnete Jahreslinie der Strompreise im Jahr 2040 – teuerste 3300 Stunden

In diesen Stunden setzen Stromanbieter, die gezielt Strom für den Markt produzieren und die zumindest ihre Grenzkosten decken müssen, den Preis. Im Szenario 2 treten meist die höchsten Preise in der Schweiz auf, weil dort der Verbrauch am höchsten ist und besonders stark durch Importe gedeckt werden muss. In ca. 500 Stunden ergibt die Marktsimulation Marktpreise von 200 EUR/MWh bis zum maximalen Wert von 10 000 EUR/MWh. In diesen Stunden gibt es ein Stromdefizit und sehr teure Produktionsanlagen müssen aktiviert bzw. Verbraucher abgeschaltet werden. Sofern die Last nicht gedeckt werden kann, wird von einem Preis von 10 000 EUR/MWh ausgegangen.

Im Rahmen der Marktsimulationen werden pro Kraftwerkstyp marginale Grenzkosten und Anfahrkosten angenommen. In jeder Gebotszone gibt es von jedem Kraftwerkstyp eine spezifische installierte Leistung. Da sich der Kraftwerkspark in jeder Gebotszone anders zusammensetzt, ergibt sich in jeder Gebotszone eine eigene Merit Order Liste. Das teuerste Kraftwerk, das aktiviert werden muss, um die Nachfrage zu decken, setzt in der jeweiligen Stunde den Marktpreis. Die folgende Abbildung 26 zeigt die marginalen Grenzkosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen, so wie sie bei der Marktsimulation zur Anwendung kamen.

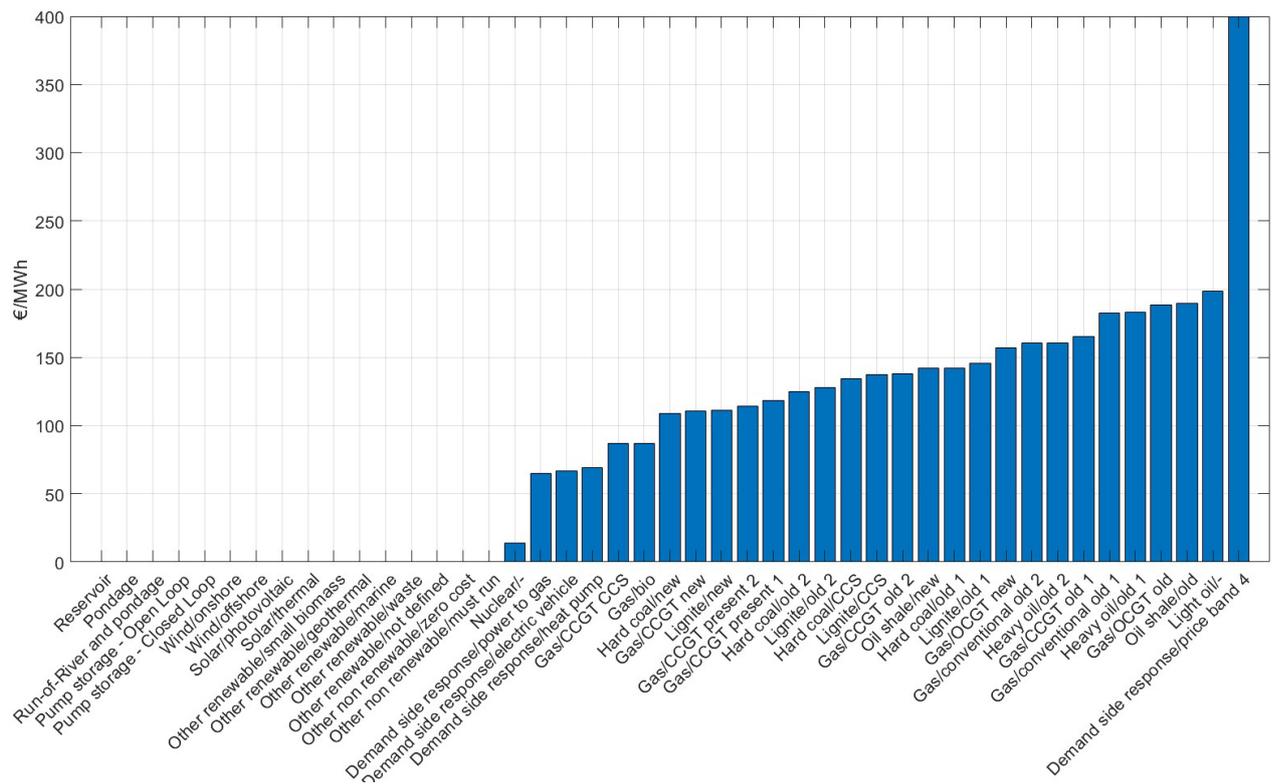
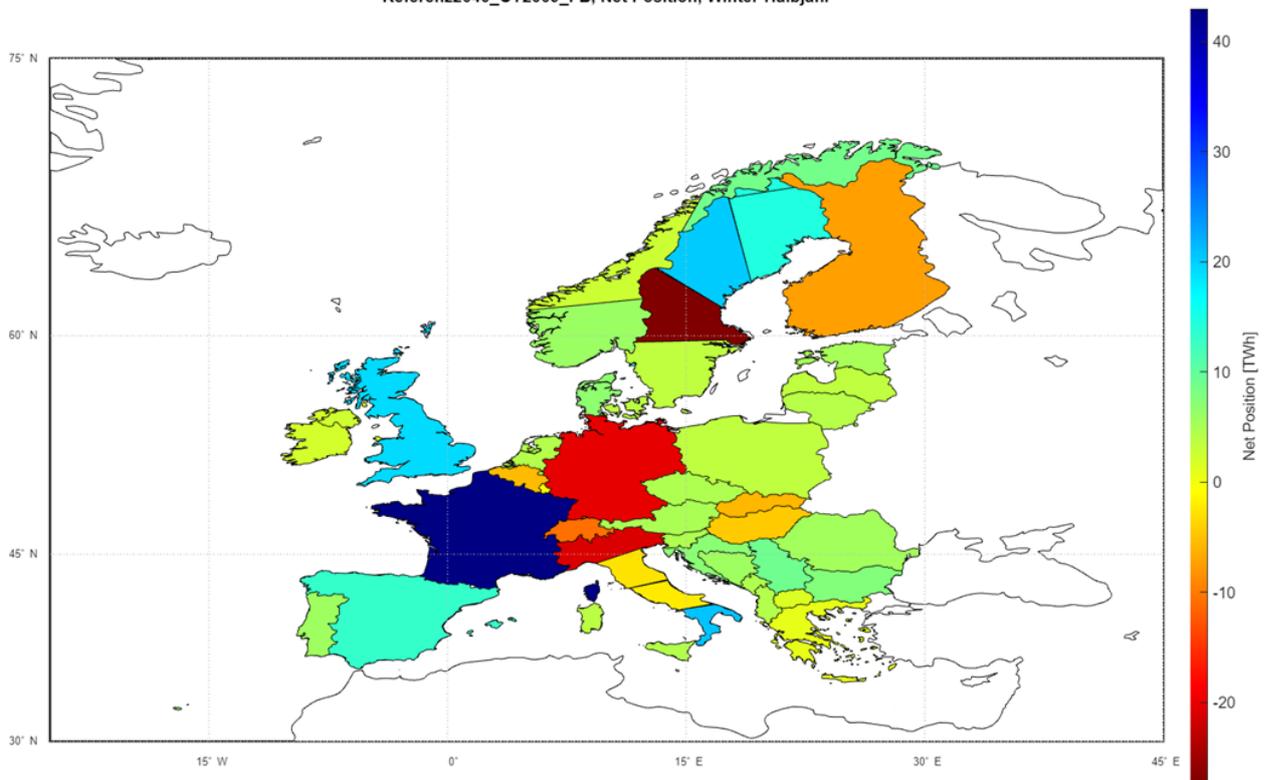


Abbildung 26: Marginale Grenzkosten pro Kraftwerkstyp

Abbildung 27 zeigt die Salden der einzelnen Gebotszonen jeweils für das Winterhalbjahr (oben) und das Sommerhalbjahr (unten).

Referenz2040_CY2009_FB, Net Position, Winter-Halbjahr



Referenz2040_CY2009_FB, Net Position, Sommer-Halbjahr

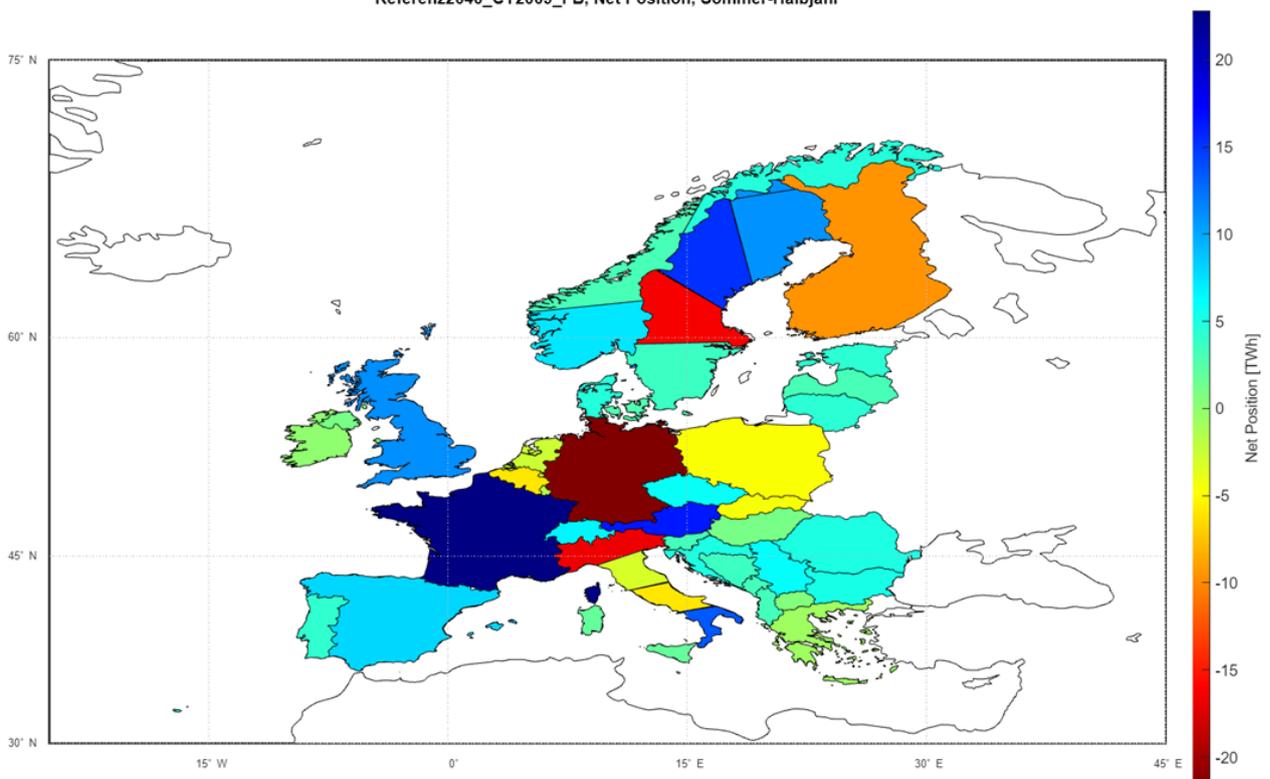


Abbildung 27: Saldo der Im-/Exporte pro Gebotszone im Szenario 1 im Jahr 2040 (Oben: Winterhalbjahr, unten: Sommerhalbjahr)

Die Stromexporteure sind Frankreich, iberische Halbinsel, Grossbritannien, Osteuropa, Balkan und Teile von Skandinavien. Deutschland, Nord-Italien und ein Teil von Schweden importieren netto sowohl im Sommer als auch im Winter, die Schweiz exportiert im Sommer und importiert im Winter.

Im nächsten Schritt werden die Preise in der Schweiz mit denen in den benachbarten Gebotszonen von Frankreich, Italien, Deutschland und Österreich verglichen. Preisunterschiede sind ein Indiz dafür, dass die Grenzkapazität zwischen den Gebotszonen voll genutzt ist, und dass diese aber nicht ausreichend ist, um die Preise anzugleichen. Wäre die verfügbare Grenzkapazität grösser, dann käme es zu einem zusätzlichen Handel zwischen den Gebotszonen und einer weiteren Preisangleichung. Der volkswirtschaftliche Mehrwert (Sicht ganz Europa), den dieser Handel bringt, müsste den Kosten für den Netzausbau (Sicht betroffene TSO) gegenübergestellt werden, um zu entscheiden, ob ein Netzausbau volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Selbst wenn dies der Fall ist, können Situationen entstehen, in denen Kosten für Netzausbau und volkswirtschaftliche Vorteile nicht identisch zwischen den betroffenen Ländern verteilt sind.

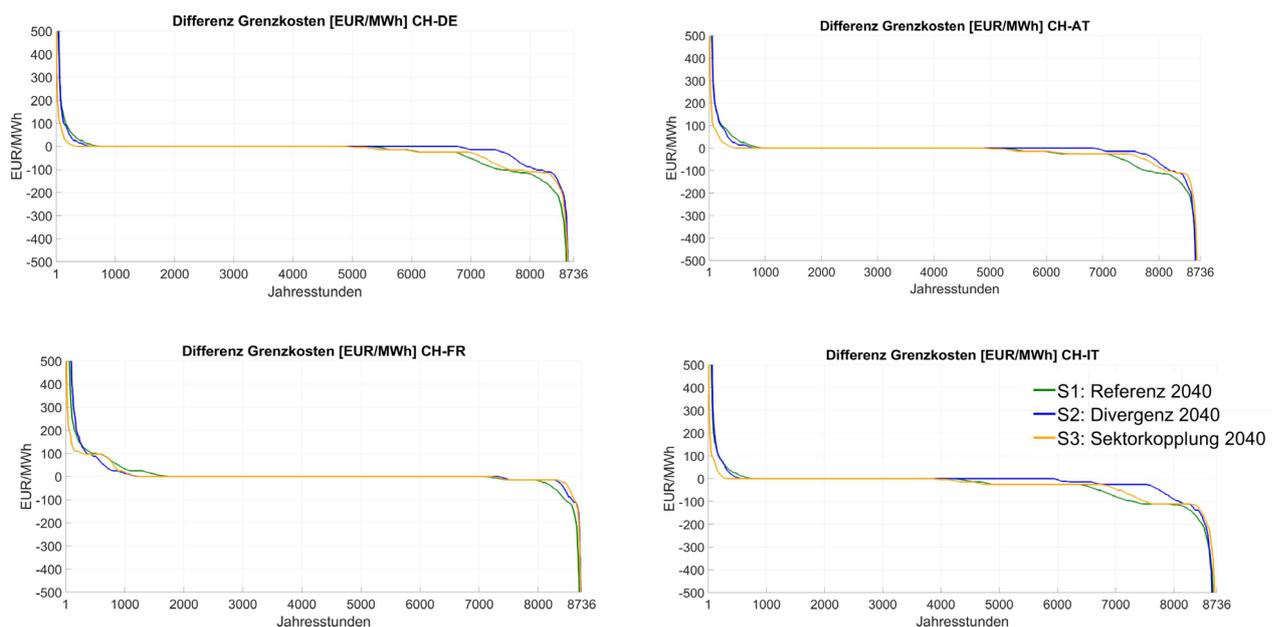


Abbildung 28: Geordnete Jahreskurven der Preisspreads (CH - benachbarten Gebotszonen)

Die Grafiken zeigen Folgendes:

An allen Grenzen und in beiden Richtungen sind in wenigen Stunden extreme Preisspreads sichtbar. Diese treten in Stunden auf, in denen in einer Gebotszone die Nachfrage nicht oder nur knapp gedeckt werden kann.

CH-FR: In bis zu 2200 Stunden ist das Preisniveau in der CH höher als beim Exporteur Frankreich. Insbesondere beim Szenario 3 ist dieser Spread grösser, da die Grenzkosten der Gaskraftwerke in der CH höher sind. Es ist auch ein leichter Preisspread in 1000 Stunden in Lieferichtung Frankreich zu sehen, wenn die Schweiz Produktionsüberschüsse vermarktet bzw. noch stärker vermarkten möchte.

CH-DE: Beim Import aus Deutschland treten analog zu Frankreich auch Preisspreads auf, allerdings mit 1000 Stunden viel seltener. Deutschland weist dagegen als Importeur in 3000 Stunden höhere Preise als die Schweiz aus.

CH-AT: Die Spreads mit Österreich sind denen mit Deutschland sehr ähnlich.

CH-IT: Beim Import aus Italien treten analog zu Frankreich auch Preisspreads auf, allerdings mit 1000 Stunden viel seltener als beim Import aus Frankreich und vergleichbar mit dem Import aus Deutschland. Italien weist dagegen als Importeur in 4000 Stunden höhere Preise als die Schweiz aus.

Fazit 1: Die bestehenden Preisdifferenzen sind ein Indiz dafür, dass es volkswirtschaftlich, insbesondere für Staaten, welche importieren wie Italien, Deutschland und die Schweiz, sinnvoll ist, sich an ein weiträumiges Supergrid anzuschliessen, damit sie den Strom von den Orten, in denen Überschüsse bestehen, beziehen können und eigene teure Back-up Kraftwerke seltener einsetzen müssen. Swissgrid führt daher ausserhalb des Strategischen Netzes Untersuchungen mit ausländischen ÜNB über mögliche grenzüberschreitende Projekte durch.

Die folgende Abbildung 29 zeigt die stündliche Netto-Position der Schweiz in GW. In der flussbasierten Kapazitätsallokation betrachtet man nicht Handelsprogramme zwischen einzelnen Gebotszonen, sondern jeweils die Nettopositionen. Diese gibt pro Gebotszone und pro Stunde an, wie viel die Gebotszone im- oder exportiert.

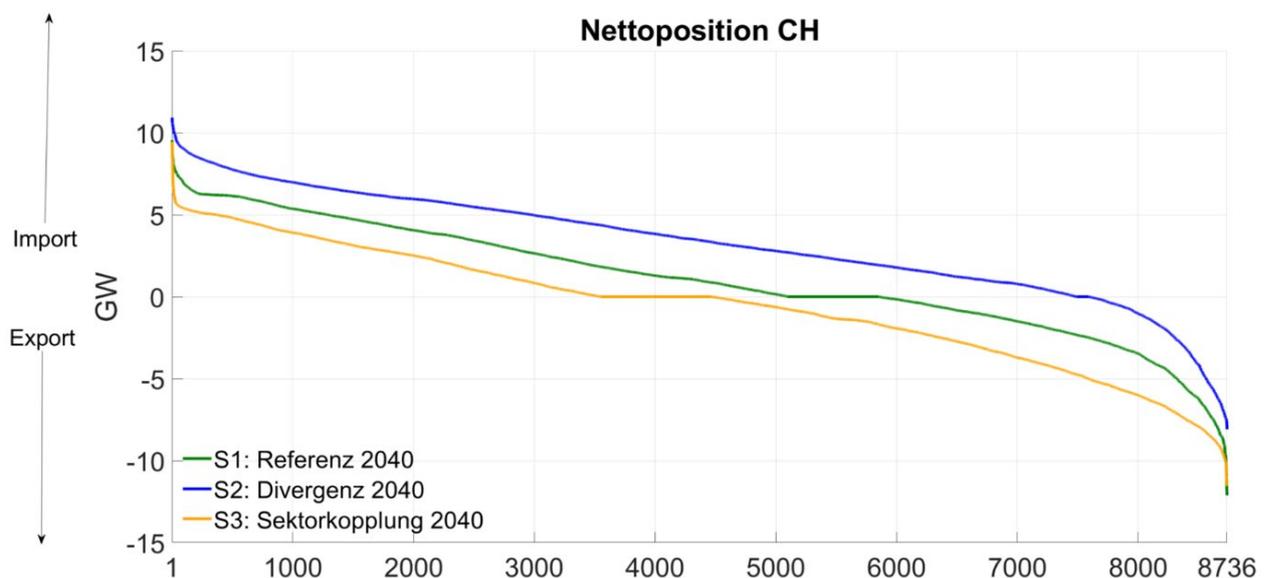


Abbildung 29: Nettoposition der Schweiz pro Szenario im Jahr 2040

Zum Vergleich betrug im Jahr 2023 der maximale Export 7957 MW und der maximale Import 4664 MW.

Der höchste Nettoimport ergibt sich im Szenario 2 Divergenz 2040, als Folge des höchsten Verbrauchs und der niedrigsten inländischen Erzeugung. Er beträgt bis zu 10,9 GW. In 18 Stunden übersteigt der Nettoimport 10 GW. Dem steht ein maximaler Nettoexport von 8 GW gegenüber. In 80% der Zeit liegt die Nettoposition der Schweiz zwischen 7 GW (Import) und -1 GW (Export).

Demgegenüber erfolgt der höchste Nettoexport von 11,5 GW im Szenario 3 Sektorkopplung 2040, charakterisiert durch den niedrigsten Verbrauch und die höchste inländische Erzeugung. Hier beträgt der maximale Nettoimport 9,5 GW, und die Nettoposition liegt in 80% der Zeit zwischen +4 GW und -5 GW.

Das Szenario 1 Referenz 2040 liegt mit Netto-Maximalwerten von 9,5 GW Nettoimport und 12 GW Nettoexport dazwischen. Im Referenzszenario pendelt die Nettoposition der Schweiz in 80% der Zeit zwischen 5,4 GW und -3 GW.

Fazit 2: Das SN2025 war bereits für eine Nettoposition der CH von +/- 10 GW ausgelegt. Daher werden nur moderate Engpässe auf den Grenzleitungen erwartet. Ausserdem sind im Startnetz 2040 bereits etliche PST enthalten, welche die Flüsse steuern und Engpässe weiter reduzieren können.

5.2.2 Grenzüberschreitender Netzausbaubedarf auf Basis des SZR CH

- (1) Die Flow-Based Analyse³ mit dem europäischen Netzmodell für das Jahr 2040⁴ hat die in der folgenden Abbildung dargestellten begrenzende Netzelemente ergeben. Bei dieser Ausgangslage würde der Ausbau einer Schweizer Grenzleitung nicht die Austauschkapazität der Schweiz erhöhen, weil die Engpässe zuerst an anderen Stellen in Europa auftreten.

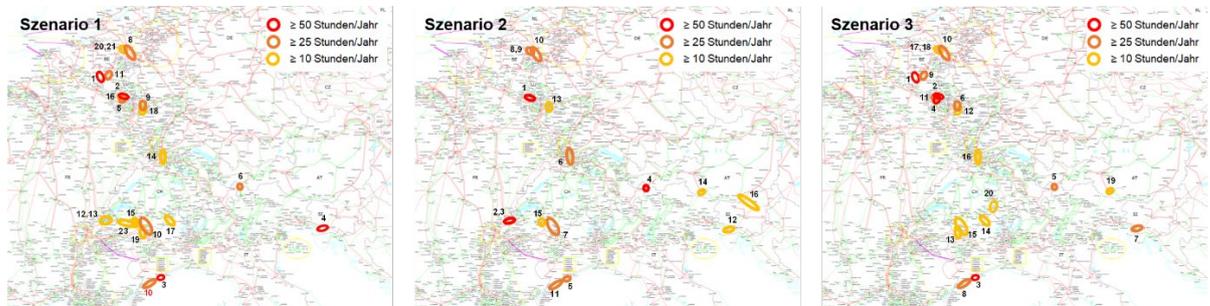


Abbildung 30 – Begrenzende Netzelemente mit Relevanz für die Schweiz

- (2) Ein weiträumiges steuerbares HGÜ-Netz würde die Engpässe im AC-Netz ggf. überwinden. Hierzu sind Studien mit den benachbarten ÜNB notwendig.

5.2.3 Netzausbaubedarf in der Schweiz auf Basis des SZR CH

Der Netzausbaubedarf im Schweizer ÜN wird identifiziert, indem eine Flow Based Marktsimulation mit dem europäischen Startnetz 2040 und den drei Szenarien des SZR CH durchgeführt wird. Die regionalisierten Daten berücksichtigen auch die bekannten Grossprojekte die direkt am Schweizer ÜN angeschlossen werden.

Bei der Simulation wird eine optimale Einstellung der PST im Startnetz 2040 gewählt, bei der die Anzahl der (n-1)-Verletzungen minimal ist.

Die folgenden Grafiken zeigen für jedes der drei Szenarien (zuerst eine Energie- und dann eine Leistungsbetrachtung), welches die begrenzenden Netzelemente im CH-ÜN sind. Anschliessend folgt eine Betrachtung für den Spezialfall, dass 2040 die Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen noch in Betrieb sind. Zu beachten ist, dass der Ausfall von verschiedenen Netzelementen zu der Überlast eines und desselben Netzelements führen kann.

³ Bei dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass es innerhalb der Gebotszonen keine Netzengpässe gibt. Ohne diese Vereinfachung, wäre der Rechenaufwand für ganz Europa zu gross. Die Engpässe innerhalb der Gebotszone Schweiz werden erst im nächsten Schritt ermittelt.

⁴ Dieses Netzmodell ist das Startnetz 2040, welches davon ausgeht, dass alle geplanten Netzprojekte in der Schweiz (SN2025) und auch im Ausland (TYNDP 2020) umgesetzt werden.

Die Analyse des **Szenarios 1** bringt folgende Resultate:

Energiebetrachtung:

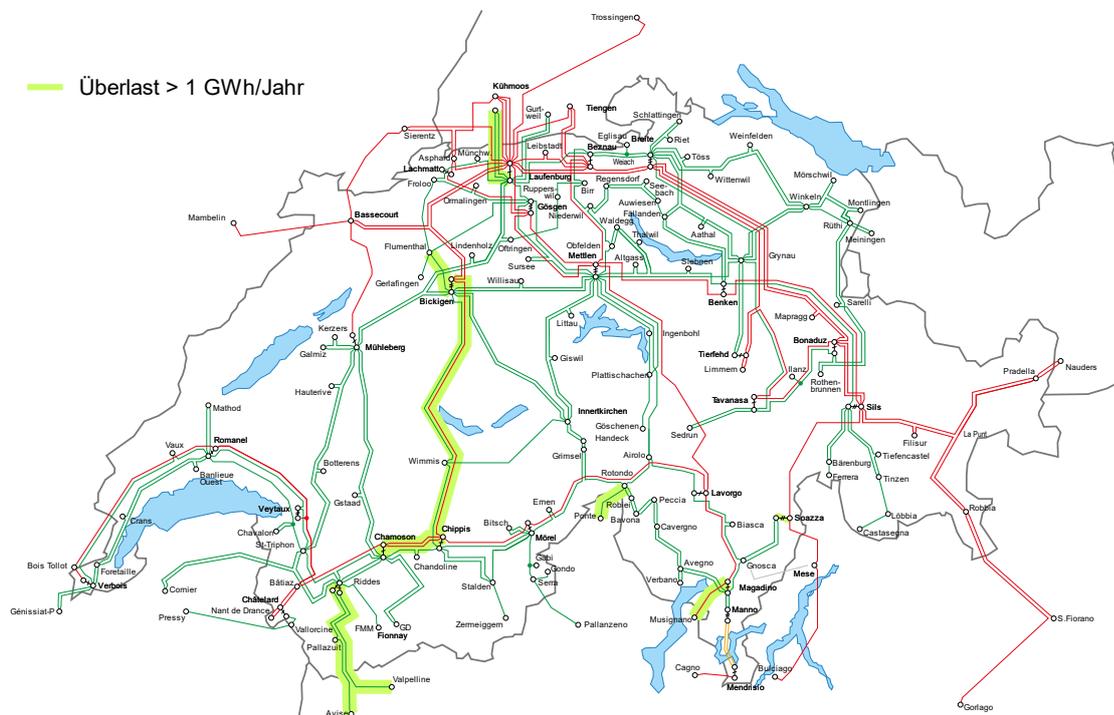


Abbildung 31: Begrenzende Netzelemente im Szenario 1 im CH-ÜN (Energiebetrachtung)

Jede Leitung hat eine maximale Übertragungskapazität, für die sie zugelassen wurde. Sofern in der Analyse die Übertragungsleistung den maximal zulässigen Wert in einer Stunde übersteigt, dann wird die damit verbundene zu viel geflossene Energiemenge erfasst. Diese Energiemengen werden über das gesamte Jahr 2040 aufsummiert. Sofern diese «Überlastenergie» pro Jahr grösser als 1 bzw. 5 GWh ist, wird dies in der Grafik hervorgehoben. Auf diesen Leitungen könnte ggf. ein Netzausbaubedarf bestehen. Allerdings ist dies nicht zwingend der Fall, z.B. weil:

- Die Leitung bereits stärker ausgelegt ist, allerdings nur für eine geringere Leistung im Dauerbetrieb zugelassen wurde (z.B. Bickigen – Chippis, Chamoson – Chippis: In 2% der Zeit ist ein Betrieb mit einer grösseren Leistung möglich, so dass diese Leitungen in der folgenden Leistungsbetrachtung nicht auffällig waren).
- Remedial Actions ergriffen werden können

Leistungsbetrachtung:

In der Leistungsbetrachtung wird pro Netzelement ausgewiesen, in wie vielen Stunden es zu einer (n-1)-Verletzung kam und wie hoch diese im Maximum war. Überschreitungen über 115% sind in der Netzplanung nicht tolerabel, weil diese sofortigen Ausfälle von weiteren Netzelementen bedeuten könnten.

Die Analyse des Szenarios 2 bringt folgende Resultate:

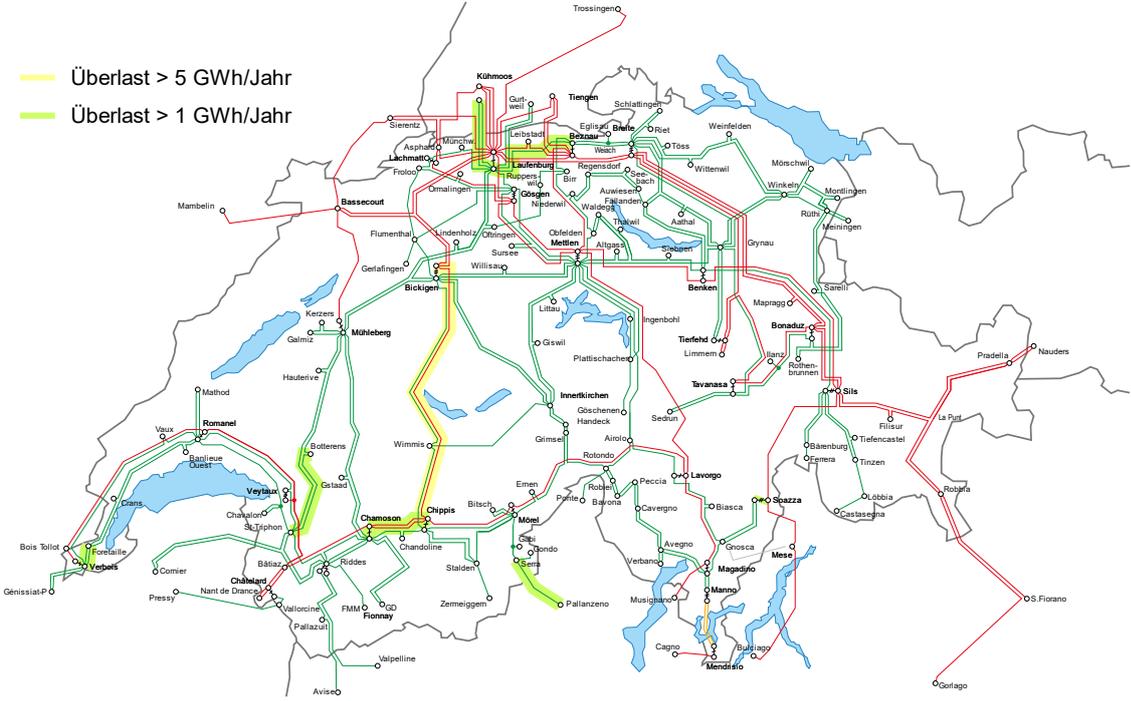


Abbildung 33: Begrenzende Netzelemente im Szenario 2 im CH-ÜN (Energiebetrachtung)

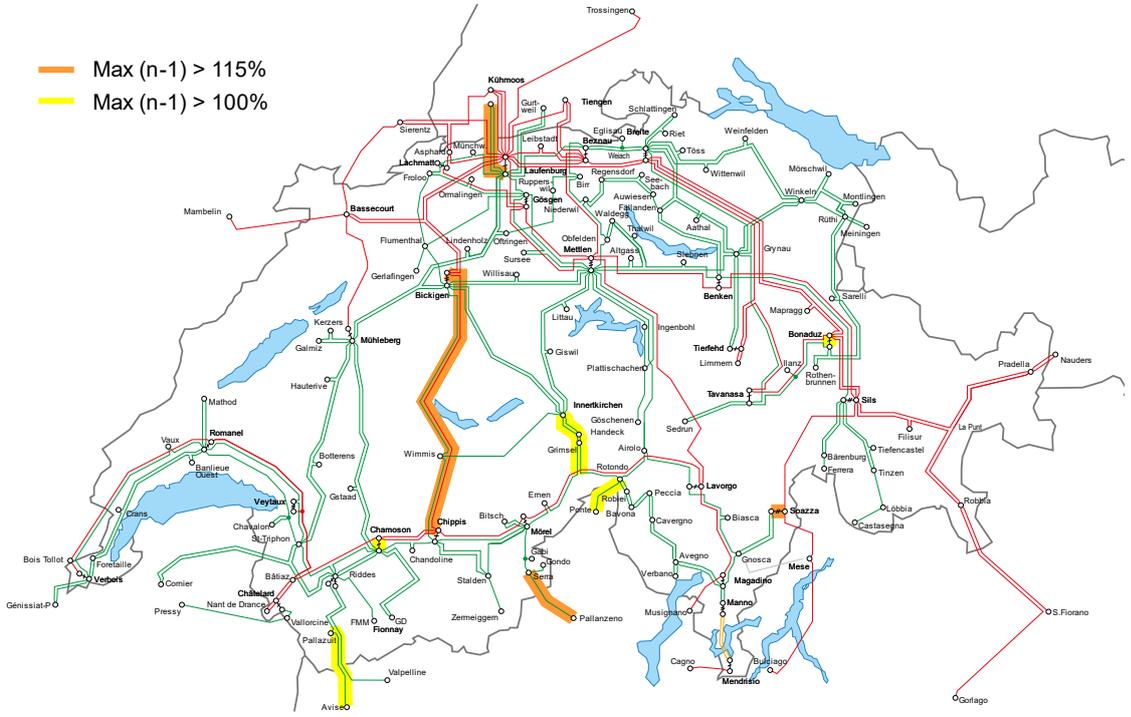


Abbildung 34: Begrenzende Netzelemente im Szenario 2 im CH-ÜN (Leistungsbetrachtung)

Die in den Abbildung 30 bis Abbildung 35 dargestellten Engpässe in der Westschweiz (südlich und westlich von Bickigen) können nahezu vollständig durch den Bau von PST bzw. 4-Quadranttransformatoren in Verbois, St-Triphon, Riddes und Châtelard gelöst werden. Das Projekt A: «PST-Westschweiz» ist in Kapitel 6.3.2.1 beschrieben. In einer gemeinsamen Netzstudie mit RTE wurde die Sinnhaftigkeit dieser PST ebenfalls nachgewiesen. Die Umsetzung der PST ist somit nicht nur im Sinne der Swissgrid sondern auch für internationale Stromflüsse von Vorteil.

Eine Grenzleitung von Laufenburg nach Kühmoos (DE) zeigt in mehreren Szenarien (n-1)-Verletzungen.

In einer spezifischen Analyse wurden (abweichend von den Annahmen des SZR CH) die Auswirkungen auf das ÜN eines Weiterbetriebs der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen über das Jahr 2040 hinaus analysiert. Ein solcher Weiterbetrieb kann gemäss der aktuellen politischen Diskussion nicht ausgeschlossen werden. Die Analyse zeigt, dass das Zusammenspiel eines Weiterbetriebs der beiden Kernkraftwerke und der sonstigen Projekte in der Region zu (n-1)-Verletzungen in der Region Laufenburg – Beznau – Breite führt. Diese Verletzungen sind moderat, treten in 150 Stunden pro Jahr auf und können mit Redispatch mit Kosten von ca. 1 Mio CHF/a gelöst werden, während der Bau einer neuen 380-kV-Leitung gemäss grober Schätzung ca. Mio. 250-300 CHF kosten würde.

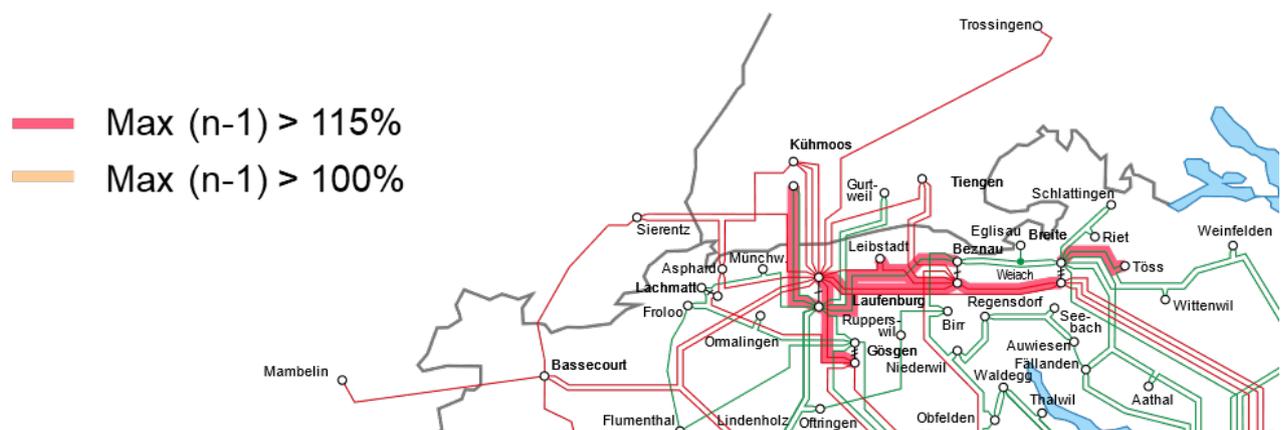


Abbildung 37: Netzengpässe im Raum Laufenburg in 2040 (KKL und KKG noch in Betrieb)

Um die erkannten Engpässe rund um Laufenburg zu beherrschen, soll eine Netzstudie mit den deutschen TSO angeregt werden. Die Analysen bzgl. einer möglichen HVDC-Anbindung DE-CH und die Wahl eines idealen Anschlusspunktes in der Schweiz sollen ebenso Teil der Studie sein.

Die Lonza hat ein Netzanschlussgesuch über 500 MVA am Standort Visp im Wallis gestellt. Sie möchte dort einen Wärmespeicher realisieren. Für den Netzanschluss wird ein neues Unterwerk benötigt. Dieses Projekt wird im Kapitel 6.3.2.2 Projekt B: «UW Visp» vorgestellt.

Für den Standort Chavalon liegt ein Netzanschlussgesuch von einem Investor für ein Rechenzentrum mit Batteriespeicher vor. Der Anschluss erfordert, dass das betroffene UW instandgesetzt und ausgebaut sowie eine neue Leitung errichtet wird. Dieses Projekt wird im Kapitel 6.3.2.6 Projekt G: «Neubau UW Chavalon und Verstärkung 220-kV-Leitung Romanel – St-Triphon» vorgestellt.

Fazit: Aufgrund der Vorgaben des SZR CH wurden moderate Engpässe, insbesondere in der Westschweiz identifiziert, welche durch den Bau von PST beherrscht werden können. Ausserdem liegen in Visp und in Chavalon Anschlussgesuche am ÜN vor, welche einen Netzausbau erfordern. Ein allfälliger Ausbaubedarf der Leitung Laufenburg – Beznau – Breite muss in einer grenzüberschreitenden Studie mit den deutschen Nachbar-ÜNB geprüft werden.

5.3 Netzausbaubedarf zur Steigerung der Versorgungssicherheit

Es wurden wenige Stellen im ÜN identifiziert, wo der Ausfall eines Netzelements zu regionalen Einschränkungen oder Ausfällen bei Netznutzern bzw. angeschlossenen Verteilnetzen führen kann. In diesen Fällen kann ein Ausbau des ÜN zur Steigerung der Versorgungssicherheit gerechtfertigt sein. Folgende Fälle wurden identifiziert:

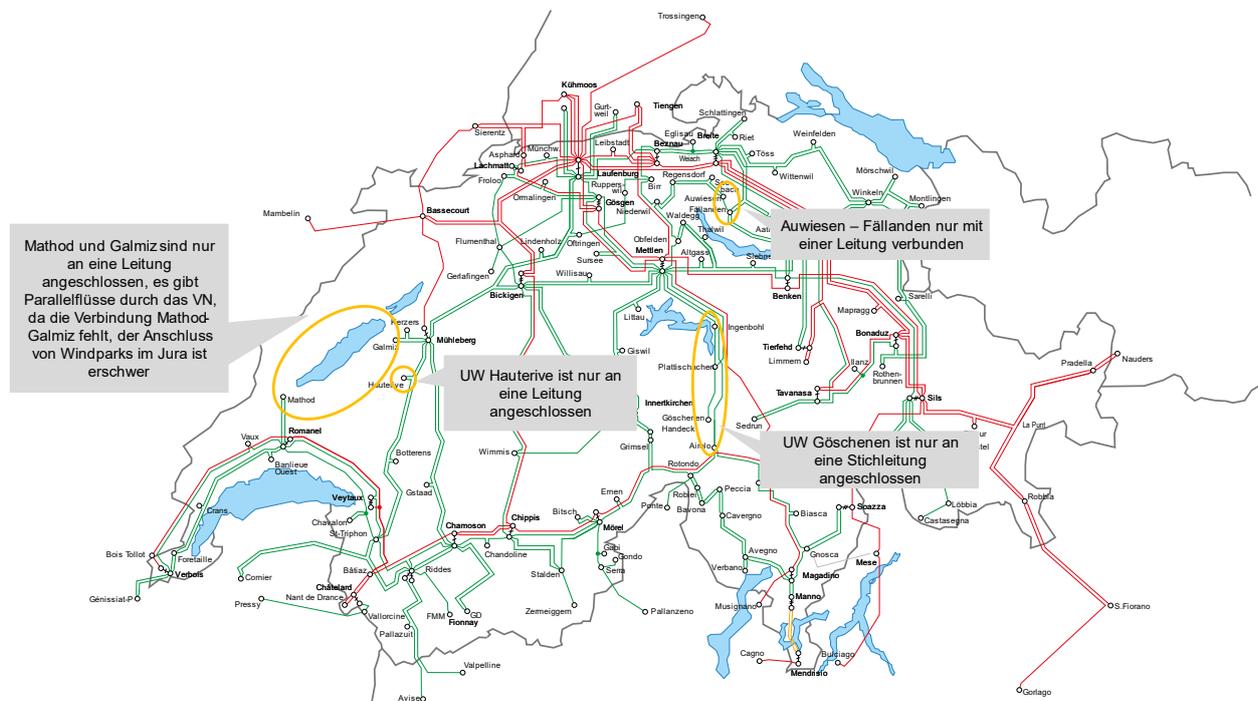


Abbildung 38: Steigerung der Versorgungssicherheit von VNB und KWB am ÜN

Zwischen Auwiesen und Fällanden im Kanton Zürich gibt es nur ein 220-kV-System. Ansonsten ist das 220-kV-Netz in der Region immer mit 2 Systemen pro Trasse ausgeführt. Der Ausfall bzw. die Ausserbetriebnahme der Leitung Auwiesen-Fällanden führt zu Engpässen und betrieblichen Herausforderungen auf anderen Netzelementen der NE 1 sowie im Verteilnetz der EWZ in der Region. Das Projekt zur Netzverstärkung wird in Kapitel 6.3.2.5 Projekt F: «Zusätzliches 220-kV-System Auwiesen – Fällanden» vorgestellt.

Das UW Göschenen ist nur über eine Leitung an das UW Plattischachen angeschlossen. Der Ausfall bzw. die Ausserbetriebnahme dieser Leitung bedeutet, dass das Kraftwerk Göschenen nicht voll produzieren kann und die Stromversorgung im Kanton Uri nicht mehr sichergestellt ist. Ein entsprechender Störfall ist bereits im Februar 2022 eingetreten. Ein zweiter Anschluss des UW Göschenen entschärft diese Problematik. Die neue Leitung würde ausserdem die Nord-Süd-Achse stärken. Dieses Projekt wird in Kapitel 6.3.2.4 Projekt E: «Zusätzliches 220-kV-System Airolo – Göschenen» vorgestellt.

Das UW Hauterive ist an die 220-kV-Leitung Mühleberg – St-Triphon angeschlossen. Da die Last in diesem UW gemäss Prognose steigen wird und es von grosser Bedeutung für die Versorgung der Kunden von Groupe-E und den Kanton Freiburg ist, muss die Anbindung von Hauterive verstärkt werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dieses Projekt wird im Kapitel 6.3.2.3 Projekt D: «Redundanter 220-kV-Netzanschluss des UW Hauterive» vorgestellt. Die Notwendigkeit dieser Massnahme wurde durch eine gemeinsame Netzstudie mit Groupe-E nachgewiesen.

In der Region Neuenburgersee verfügen sowohl Romande Energie, Groupe-E, die SBB als auch Swissgrid über ein Leitungsnetz. Da die SBB mehr Leistung in dieser Region benötigt, wird sie eine neue 132-kV-

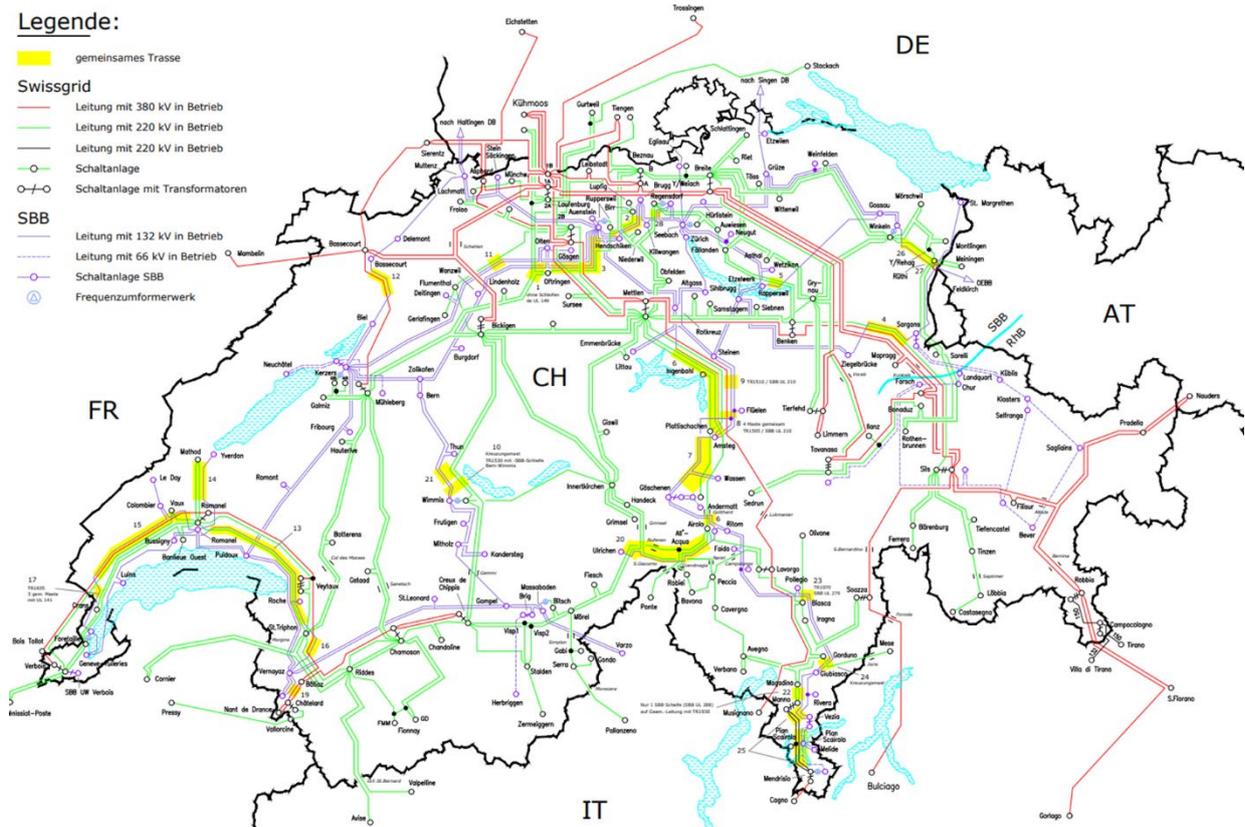
Leitung zwischen Yverdon und Kerzers bauen. Zudem steigt die Last in Yverdon gemäss Prognose durch zusätzliche Verbraucher stark an. Durch den geplanten Ausbau seitens SBB ergibt sich für Swissgrid die Opportunität, eine zusätzliche Verbindung gebündelt auf der geplanten Leitung der SBB zu realisieren. Folgende Vorteile können realisiert werden: Weitere Systeme der NE1 und/oder der NE3 könnten mit der SBB-Leitung gebündelt werden. Mit Galmiz, Kerzers und Mühleberg am einen Ende und Yverdon und Mathod am anderen Ende des neuen Trassees gibt es nahe gelegene Unterwerke, die ggf. langfristig auch gebündelt werden könnten. In der Mitte des Trassees könnte ein neues Unterwerk vorgesehen werden um die NE1+3 zu koppeln und den allfälligen Abtransport von zukünftigen Windparks zu erleichtern. Die Nord-Süd-Achse für den Stromtransport würde ausserdem gestärkt und Parallelfüsse durch die NE3 könnten reduziert werden.

5.4 Bündelungskandidaten zur besseren Nutzung des knappen Raums

Im Rahmen des «Strategischen Netzes 2040» prüfte Swissgrid, wo im ÜN Bündelungspotential besteht. Dazu analysierte Swissgrid, ob parallele Trassees oder nahe beieinanderliegende Unterwerke ohne Einschränkung der Versorgungssicherheit zusammengelegt bzw. rationalisiert werden können. Eine Umsetzung würde idealerweise im Rahmen einer notwendigen Erneuerung der Anlagen und damit in gewissen Fällen deutlich nach dem Zieljahr 2040 stattfinden.

Des Weiteren prüfte Swissgrid im Rahmen des «Strategischen Netzes 2040» auch Bündelungspotenziale von Netzerneuerungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbauprojekten des ÜN mit Projekten paralleler Infrastrukturen. Dazu gehören Stromleitungen der unteren Netzebenen sowie der SBB, aber auch andere lineare Infrastrukturen wie das Strassen- und das Schienennetz. Die Bündelung derartiger Projekte reduziert einerseits Kosten und unter Umständen auch die Beeinträchtigung der Landschaft, Umwelt und Bevölkerung.

5.4.1 Bereits bestehende und beschlossene Bündelungen



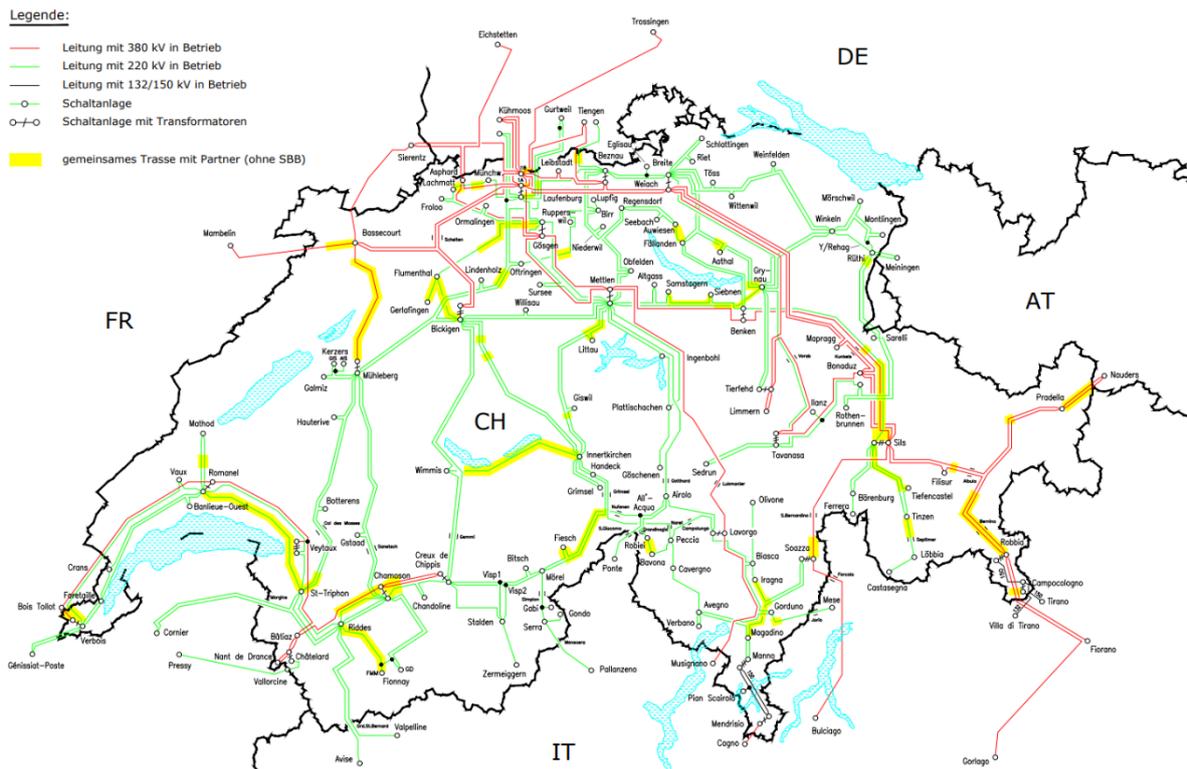


Abbildung 39: Bestehende Bündelungen mit SBB- (oben) und VNB-Leitungen (unten)

Abbildung 38 zeigt, dass viele Leitungsabschnitte des ÜN bereits mit parallelen Infrastrukturen gebündelt sind.

Projekte in Umsetzung, die bereits im Startnetz 2040 enthalten sind:

- 2027: 220-kV-UW Thalwil – Anbindung durch Kabel in Uetlibergtunnel, wo beim Bau des Tunnels bereits Leerrohre für eine allfällige Verkabelung verlegt wurden
- 2029: Verlegung der 220-kV-Gotthardleitung in die neu zu erstellende zweite Röhre des Gotthard-Strasentunnels und Rückbau der Leitung über den Pass
- 2036: 220 kV UW Irgagna wird stillgelegt, Verlegung des Verteilnetzanschlusses in das nahe gelegene UW Biasca
- 220-kV-Grimselleitung als Kabel in bestehenden Stollen und neu zu bauendem Tunnel (Hauptvariante) oder im multifunktionalen Grimselbahntunnel (Alternativvariante) [Bundesratsbeschluss von 25. Februar 2023]

5.4.2 Erkanntes Bündelungspotential

Folgende Abbildung zeigt die Bündelungskandidaten für Trassees.

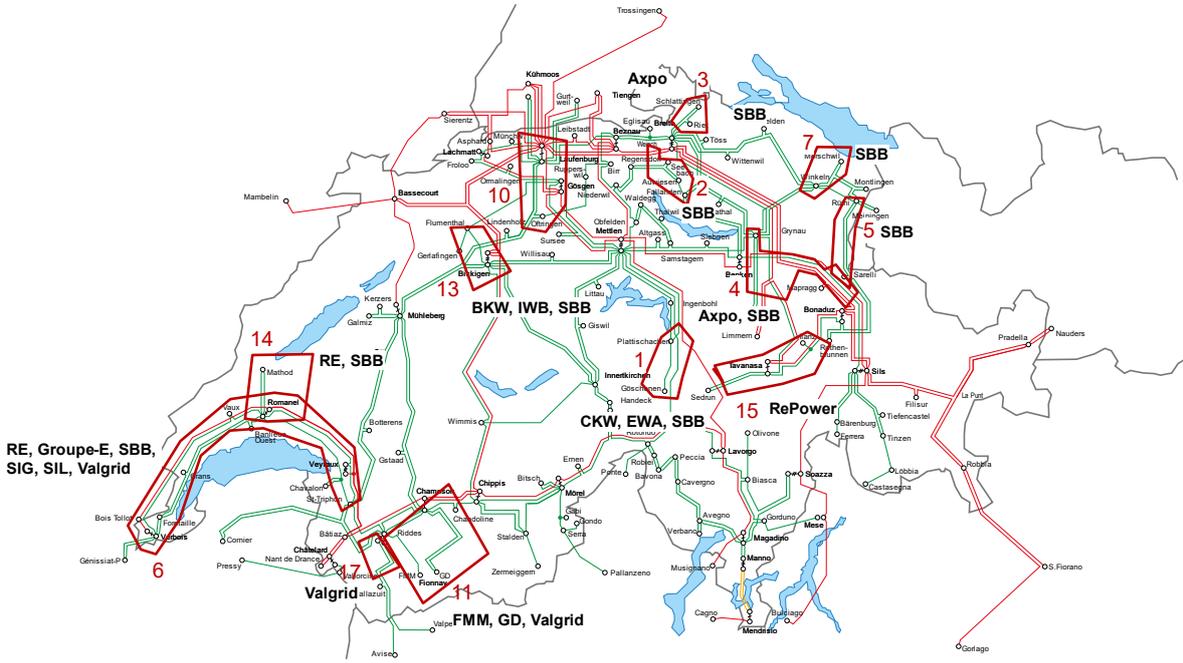


Abbildung 40: Bündelungskandidaten Trassees

Folgende Abbildung zeigt die Bündelungskandidaten für Unterwerke.

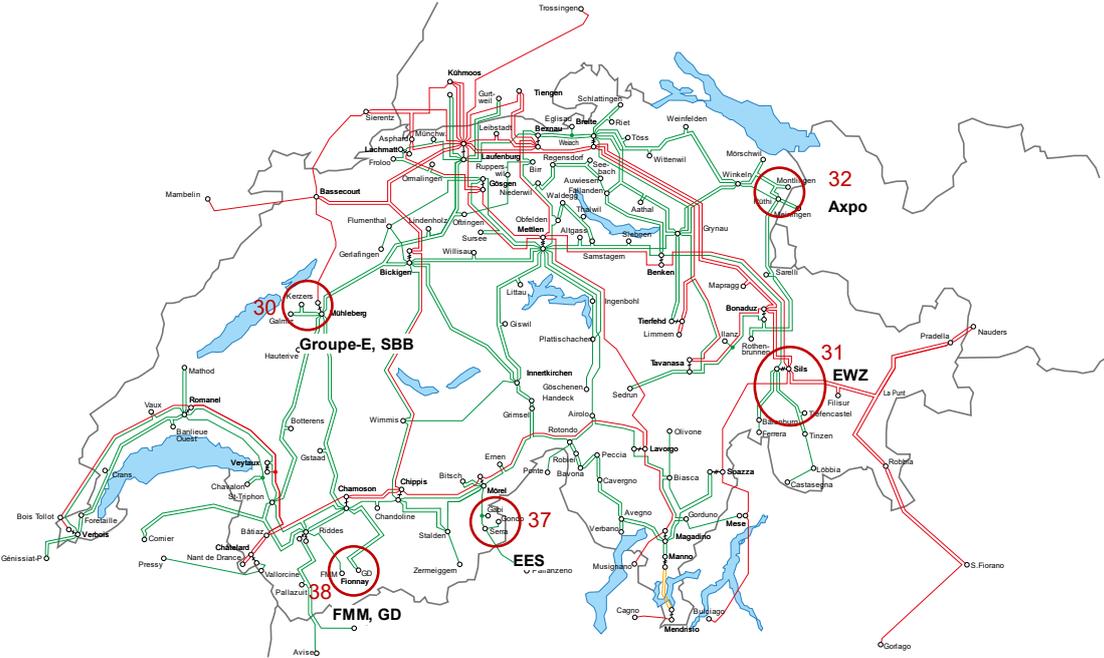


Abbildung 41: Bündelungskandidaten UW

Alle Bündelungskandidaten befinden sich noch in der Prüfung und Abstimmung mit den involvierten Partnern. Eine allfällige Umsetzung würde erst angegangen, wenn eine Erneuerung der bestehenden Anlagen notwendig wird. Ziele der Bündelung sind die Reduktion der Gesamtkosten aller gebündelten Infrastrukturen, die Entlastung der Umwelt und die Erleichterung/Beschleunigung von Genehmigungsverfahren. Durch die Bündelung soll es ausserdem nicht zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen.

5.5 Grundsätze für den Netzausbau

Es gelten die Planungsgrundsätze in Kapitel 5 des Dokuments «Netzplanung bei Swissgrid». Darüber hinaus werden folgende Punkte berücksichtigt.

Im AC-Netz gelten beim Netzausbau die folgenden Prinzipien bei der Wahl der geeigneten Spannungsebene:

- Für Transitachsen stets 380 kV.
- Für Leitungen zu Kraftwerken bzw. Verbrauchszentren wird die aktuelle Netzsituation analysiert und dann situativ entschieden, ob 220 oder 380 kV gewählt wird. Sofern langfristig der Betrieb mit 380 kV möglich und zielführend erscheint, erfolgt der Ausbau für 380 kV, selbst wenn der Betrieb vorerst mit 220 kV erfolgt.

Der volkswirtschaftlich effiziente Netzausbau kann auf der ÜN- oder VN-Ebene erfolgen, um Netzengpässe im VN bzw. ÜN zu lösen (Ursache und Wirkung müssen nicht am gleichen Ort sein). Im Tessin erfolgt gerade – als eines der ersten Projekte dieser Art – die koordinierte Erneuerung und Weiterentwicklung der NE 1-3 (Studio Generale). Es gibt Bestrebungen, diesen Ansatz der regionalen Netzkoordination in der ganzen Schweiz anzuwenden. Aktuell gilt jedoch für die Planung des ÜN, dass dieses für sich allein n-1 sicher betrieben werden können muss. Die untergelagerten Netzebenen werden daher bei der Netzplanung ausserhalb des Tessins bisher nicht berücksichtigt. In der AG RKN soll eine gegenseitige Information zu den Strategischen Netzen von Swissgrid, der VNB am ÜN und der SBB erfolgen. Bei Bedarf können gemeinsame Netzstudien der betroffenen Netzbetreiber angestossen werden.

5.6 Referenznetz 2040

Auf Basis der voranstehenden Analysen, welche auf den Szenarien des SZR CH, den Projekten zur Stärkung der Versorgungssicherheit und den Bündelungskandidaten basieren, ergibt sich nun das Referenznetz 2040.

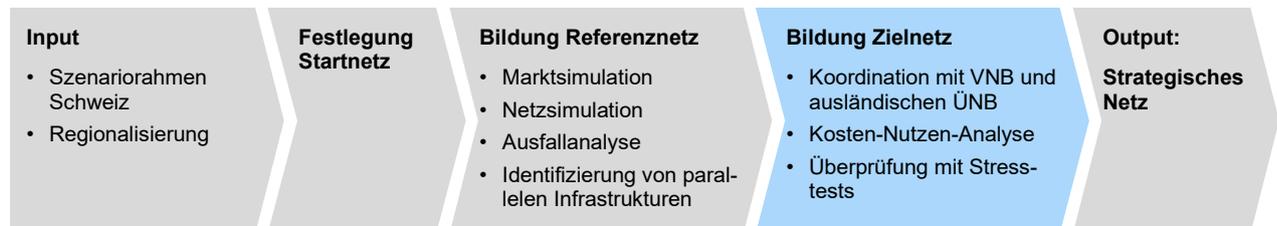
Treiber	Transformation des Energiesystems in Europa und der CH (viele dezentrale Kleinanlagen und einige Grossprojekte)		Versorgungssicherheit	Knapper Raum
Methodik	Marktsimulation (Basis: SZR CH)	Netzsimulation (Basis: regionalisierte Daten)	Ausfallanalyse	Identifizierung von parallelen Infrastrukturen
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftwerkseinsatz und Marktpreise pro Gebotszone • Engpässe auf Grenzleitungen zw. Gebotszonen • Preisdifferenzen zw. Gebotszonen 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenzende Netzelemente in der CH • Redispatchkosten • Gefährdung der Netzsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkungen von Netznutzern bei Netzausfällen 	Bündelungskandidaten identifiziert: <ul style="list-style-type: none"> • ÜN, VN und SBB Leitungen verlaufen parallel • nahe gelegene Unterwerke
Abgeleitete Projekte	Projekte mit ökonomischen Potential (noch mit Partnern zu prüfen)	Projekte zur Behebung von Engpässen und neue Netzanschlüsse	Liste an Projekten zur Verbesserung der Versorgungssicherheit von Verteilnetzen und Kraftwerken	Liste mit Bündelungskandidaten

Referenznetz 2040

Abbildung 42: Referenznetz 2040

Im folgenden Kapitel 6 wird die Bildung des Zielnetzes 2040 beschrieben. Das Zielnetz kann vom Referenznetz abweichen, wenn die Koordination mit anderen Netzbetreibern, die Kosten-Nutzen-Analyse oder die Stresstests einen Anpassungsbedarf ergeben.

6 Bildung Zielnetz 2040



Das Zielnetz 2040 beinhaltet verschiedene Klassen von Projekten:

- Strategisches Netz 2040: Projekte deren Notwendigkeit im Zuge der Analysen bestätigt wurden und eine Umsetzung definitiv erfolgen soll
- Projekte die noch weiteren Studien und/oder Koordination mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB oder ausländischen ÜNB) bedürfen
- Bündelungskandidaten, deren Umsetzung nach Abstimmung mit den Partnern angegangen wird

Das Strategische Netz 2040 beinhaltet die folgenden Netzprojekte:

- A** PST Westschweiz
- B** UW Visp
- D** Redundanter 220-kV-Netzanschluss UW Hauterive
- E** Zusätzliches 220-kV-System Airolo – Göschenen
- F** Zusätzliches 220-kV-System Auwiesen – Fällanden
- G** Neubau UW Chavalon und Verstärkung 220-kV-Leitung Romanel – St. Triphon

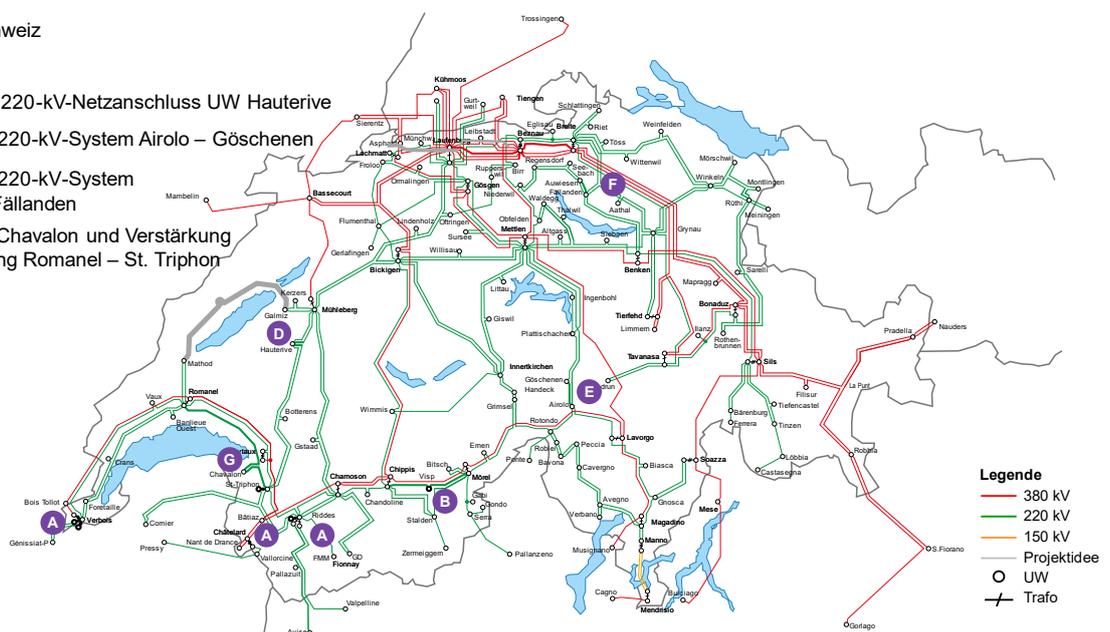


Abbildung 43: Strategisches Netz 2040

Folgende Abbildung zeigt die Projekte, welche noch Studien mit anderen Netzbetreibern bedürfen:

- C Zusätzliches 380-kV-System Beznau – Breite
- H Neue Leitung Method – Galmiz

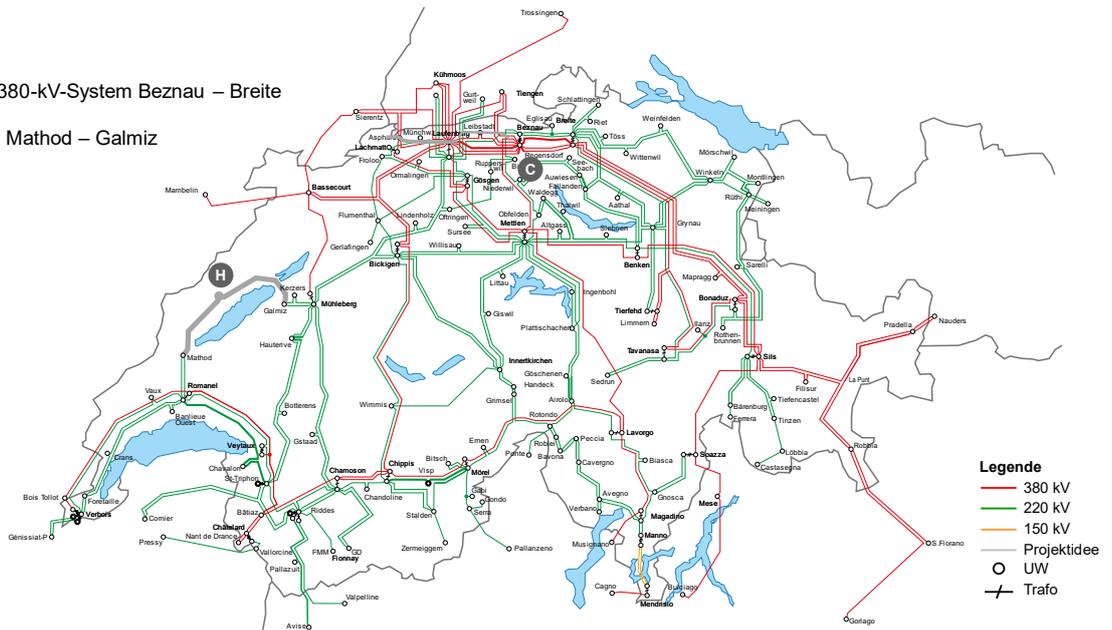


Abbildung 44: Projekte die noch Netzstudien bedürfen

Folgende Abbildung zeigt alle Bündelungskandidaten. Gemeinsame Studien mit den Bündelungspartnern müssen zeigen, ob die Bündelungsidee weiterverfolgt wird. Dieser Abstimmungsprozess wurde 2024 gestartet und wurde bis zur Finalisierung dieses Endberichts nicht abgeschlossen.

- 1 Bündelungskandidat (UW)
- 1 Bündelungskandidat (Trasse)



Abbildung 45: Bündelungskandidaten

Folgende Tabellen beinhalten die Bündelungskandidaten für Trassees:

Nr	Neue Betriebselemente	Bündelungspartner
1	Plattischachen – Göschenen	SBB, CKW, EWA
2	Regensdorf – Seebach – Auwiesen	SBB
3	Schlattingen Süd	SBB
4	Linthebene – Walensee	SBB, Axpo
5	Rüthi – Sarelli	SBB
6	Nordufer Genfersee	SBB, RE, SIG, Groupe-E, Valgrid, SIL
7	Winkeln – Mörschwil	SBB
10	Laufenburg – Gösgen/Oftringen	
11	Riddes/Chamoson – Fionnay	FMM, GD, Valgrid
13	Flumenthal – Bickigen	BKW, IWB, SBB
14	Romanel – Method/Yverdon	SBB, RE
15	Sedrun – Ilanz	RePower
17	Riddes – Pallazuit	Valgrid

Folgende Tabelle beinhaltet Bündelungskandidaten für Unterwerke:

Nr	Neue Betriebselemente	Bündelungspartner
30	Galmiz – Kerzers – Mühleberg	SBB, Groupe-E
31	Sils – Tiefencastel	EWZ
32	Montlingen – Rüthi	Axpo
37	Gondo – Gabi – Serra	EES
38	Fionnay FMM – Fionnay GD	FMM, GD

6.1 Koordination mit VNB und ausländischen ÜNB

Swissgrid koordiniert den erkannten Netzausbau mit den jeweils betroffenen VNB in der Schweiz als auch mit den angrenzenden, ausländischen ÜNB. Sollten ein vertiefter Analysebedarf erkannt werden, dann

starten die Netzbetreiber eine entsprechende Studie und es kann zu Anpassungen des Netzausbaubedarfs kommen. In Kapitel 6.3.3 werden zwei dieser Studien vorgestellt.

6.2 Kosten-Nutzen-Analyse

Für die Ermittlung des Zielnetzes werden alle Projekte des Referenznetzes einzeln einer Kosten-Nutzen-Analyse (cost-benefit analysis, CBA) unterzogen. Das Projekt kann entweder ein Neubau-, ein Ausbau- oder ein Bündelungsprojekt sein.

Indem eine Markt- und Netzsimulation mit dem Referenznetz mit und ohne dem zu beurteilenden Projekt durchgeführt wird, kann der monetäre Nutzen des Projekts für verschiedene Nutzenkategorien ermittelt werden.

Ausserdem liefert die CBA qualitative Aussagen zu weiteren Nutzenkategorien, welche nicht monetär bewertet werden können.

Auf Basis der CBA-Ergebnisse wird entschieden, ob ein Projekt in das «Strategisches Netz 2040» aufgenommen wird.

Die Kosten-Nutzen-Analyse beinhaltet folgende Kosten- und Nutzenkategorien:

- **Monetären Nutzen und zusätzliche, nicht-monetäre Swissgrid Nutzenkategorien⁵:** monetär (Einheit: CHF/a), physisch (Einheit: z.B. t/a) oder qualitativ (Einheit: z.B. 0 / + / ++)
- **Kostenkategorien:** monetär (Einheit: CHF/a)

Folgende Kosten- und Nutzenkategorien kommen zur Anwendung:

Kosten	Nutzen	Zusätzliche Swissgrid Nutzen
C1: CAPEX 	B1: Erhöhung Sozio-ökonomische Wohlfahrt 	Z1: Verbesserung Versorgungssicherheit (vertikal)
C2: OPEX 	B3: Integration Erneuerbare	Z2: Resilienz
	B5: Verminderung Netzverluste 	
	B9: Verminderung Redispatch / Countertrading 	

monetär => fliesst in die NPV-Berechnung ein 

Abbildung 46: Kosten-/Nutzenkategorien des Projekts «Strategisches Netz 2040»

⁵ Die von Swissgrid verwendete CBA-Methodik basiert auf einem ENTSO-E Dokument. Einzelne Nutzenkategorien wurden für die Schweiz angepasst und sind mit «Zusätzliche Swissgrid Nutzen» benannt.

6.3 Projektsteckbriefe

In diesem Kapitel werden die Netzausbauprojekte vorgestellt.

Für jedes Projekt des Strategischen Netzes 2040 gibt es einen Steckbrief, welcher Ziel und Zweck des Projektes erläutert und Kosten, monetäre und qualitative Nutzen beinhaltet.

6.3.1 Erläuterung des Aufbaus und Inhalts eines Projektsteckbriefes

Kernstück jedes Projektsteckbriefes ist die folgende Übersichtstabelle. Für ein einheitliches Verständnis werden die einzelnen Parameter vorgestellt:

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	xx
Inbetriebnahme	Jahr	20xx
Ermittlung des monetären Nutzens		
NPV (Kosten-Nutzen)	Mio. CHF	xx
Qualitative Nutzen		
Erhöhung der Versorgungssicherheit	--/0/+/++	xx
Erhöhung der Netzsicherheit	--/0/+/++	xx
Resilienz	Hoch / Mittel / Gering / 0	xx

Auf den Nutzen «B3: Integration der Erneuerbaren» wurde in der Tabelle verzichtet, da er bei keinem Projekt des SN2040 von Relevanz ist.

In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Komponenten der Tabelle vorgestellt.

Es wird auch darauf hingewiesen, dass es bei den Projekten des Strategischen Netzes 2040 lediglich beim Projekt A monetäre Nutzen gibt. Bei den anderen Projekten sind die qualitativen Nutzen entscheidend.

6.3.1.1 Gesamtinvestitionskosten

Hierbei handelt es sich um den Betrag, den man heute für den Bau des Projektes investieren müsste (CAPEX).

Bei einer Netzverstärkungsmassnahme werden nur die Kosten für die reine Verstärkung ausgewiesen. Sollte z.B. die Leitungserneuerung mit der Verstärkung kombiniert werden, so werden die Kosten einer 1:1 Erneuerung abgezogen, um die zusätzlichen Kosten der Netzverstärkung zu ermitteln.

Bei einer Netzbündelung werden die Kosten durch mehrere Unternehmen getragen. Hier wird ein für den Einzelfall sachgerechter Anteil der Kosten dem ÜN zugewiesen.

Sollte der Ausbau des ÜN einen reduzierten Ausbau des VN ermöglichen, dann spart der VNB Kosten ein, deren Höhe Swissgrid nicht kennt. Swissgrid wird hierauf hinweisen.

6.3.1.2 Inbetriebnahme

Hier wird das angestrebte Jahr für die Inbetriebnahme des Projektes angegeben.

Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist mit grosser Unsicherheit verbunden, weil er vom Verlauf des Genehmigungsverfahrens und der Materialbeschaffung abhängt.

6.3.1.3 Ermittlung des NPV

Diese Methodik wurde nur beim Projekt A angewendet.

Indem von den **monetären Nutzen** (den energiewirtschaftlichen Nutzen, die Verminderung der Netzverlust- und Redispatchkosten) die Projektkosten (Investitions- und Betriebskosten) abgezogen werden, ergibt sich der **NPV des Projekts**. Um die monetären Nutzen zu ermitteln, werden Simulationsrechnungen durchgeführt - einmal mit dem Referenznetz und einmal mit dem Referenznetz ohne das betrachtete Projekt. Die Differenz der Ergebnisse zeigt für verschiedene Nutzenkategorien den Mehrwert des Projektes.

Der **energiewirtschaftliche Nutzen** (B1: Sozio-ökonomische Wohlfahrt) ist die Summe aus der Steigerung von Konsumentenrente, Produzentenrente und Engpassrente, welche mit Hilfe einer Marktsimulation ermittelt wird.

- **Konsumentenrente** – ergibt sich aus der Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft der Käufer und dem tatsächlichen Marktpreis für den Strombezug. Grundsätzlich wird für die Bestimmung der Konsumentenrente eine elastische Zahlungsbereitschaft/Nachfrage benötigt. In der Simulation ist die Last jedoch unelastisch, d.h. theoretisch ist die Zahlungsbereitschaft der Last in der Simulation unendlich. Daher ist es nicht möglich, die Konsumentenrente für eine einzelne Simulation zu berechnen, wohl aber die Differenz zwischen zwei Simulationen (mit Projekt/ohne Projekt). Von einer steigenden (sinkenden) Konsumentenrente für die Schweiz wird gesprochen, wenn durch das Projekt die Preise für Strom in der Schweiz sinken (steigen).
- **Produzentenrente** – ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Marktpreis für Strom und den Erzeugungskosten für den produzierten Strom. Von einer steigenden (sinkenden) Produzentenrente für die Schweiz wird gesprochen, wenn durch das Projekt die Erlöse für den Verkauf des produzierten Stroms in der Schweiz steigen (sinken). Dies bedeutet, dass auch bei sinkenden Preisen die Produzentenrente steigen kann, wenn der Mengeneffekt einer steigenden Produktion den Preiseffekt übersteigt.
- **Engpassrente** – ergibt sich aus dem Produkt der Preisdifferenz zwischen der Schweiz und dem Nachbarland und dem aggregierten physischen Fluss zwischen den Staaten. Die Engpassrente wird jeweils zur Hälfte der Schweiz und dem Nachbarland zugewiesen.

Verminderung der Netzverlust- und Redispatch-/Countertradingkosten: Durch ein neues Netzprojekt verändern sich die Lastflüsse. Wenn sich damit die Netzverluste und/oder die Aktivierungen von Redispatch / Countertrading vermindern entstehen reduzierte Kosten bei der Beschaffung von Netzverlust- und Redispatchenergie.

6.3.1.4 Qualitative Nutzen

Nicht-monetäre Nutzenkategorien, welche aber trotzdem die Umsetzung eines Projektes rechtfertigen können, werden in diesem Teil der Tabelle bewertet.

Erhöhung der Versorgungs- und Netzsicherheit: Hier werden insbesondere die Ergebnisse der Stress-tests abgebildet, bei denen z.B. ganze Trassees (d.h. alle ÜN-Leitungen die auf dem gleichen Mast montiert sind) und Sammelschienen ausfallen. Sofern das Projekt dazu führt, dass die noch im Betrieb befindlichen Betriebsmittel weniger stark überlastet werden oder sogar das Risiko eines Kaskadenausfalls reduziert wird, dann steigert dies die Netzsicherheit. Die Versorgungssicherheit wird gesteigert, wenn z.B. ein Verteilnetz an zusätzlichen Punkten an das ÜN angeschlossen wird.

--/0/+/++: Die Symbole visualisieren, ob das Projekt die Versorgungs-/Netzsicherheit leicht oder stark verbessert, ob es keine Veränderung bedeutet oder zu einer leichten oder starken Verschlechterung führt. Pro Projekt erfolgt eine Begründung für die Bewertung.

	Netzsicherheit	Versorgungssicherheit
(--)	Projekt erhöht die Anzahl von (n-1)-Verletzungen	Projekt reduziert die Versorgungssicherheit in mehreren Verteilnetzen
(-)	Projekt erhöht die Belastung anderer Netzelemente	Projekt reduziert die Versorgungssicherheit in einem Verteilnetz
(0)	Projekt führt zu keiner Veränderung	Projekt führt zu keiner Veränderung
(+)	Projekt reduziert die Belastung anderer Netzelemente	Projekt stellt sicher, dass der Ausfall eines bestehenden Netzelements nicht zu einem Versorgungsunterbruch führt
(++)	Projekt reduziert die Anzahl von (n-1)-Verletzungen	Projekt stellt sicher, dass neu zwei Netzelemente ausfallen können, ohne dass es zu einem Versorgungsunterbruch kommt

Resilienz: Ein Projekt, dessen Notwendigkeit für verschiedene Szenarien identifiziert wird, steigert besonders die Resilienz des Zielnetzes.

- Hoch: wenn das Projekt in allen Szenarien technisch notwendig ist.
- Mittel: wenn das Projekt nur in zwei Szenarien technisch notwendig ist.
- Gering: wenn das Projekt nur in einem Szenario technisch notwendig ist.
- Ansonsten hat das Projekt keinen Mehrwert für die Resilienz.

6.3.2 Beschreibung von Projekten des Zielnetzes

6.3.2.1 Projekt A: «PST-Westschweiz»

Projektbeschreibung

Das Programm «PST Westschweiz» sieht die Installation von vier neuen 220/220 kV PSTs sowie den vorzeitigen Ersatz von zwei 380/220-kV-Transformatoren vor. Im Einzelnen handelt es sich um:

- 2 neue 220/220-kV-PST, 600 MVA in Verbois;
- 1 neuer 220/220-kV-PST, 500 MVA in St-Triphon;
- 1 zusätzlicher 220/220-kV-PST, 500 MVA in Riddes;
- Ersatz des bestehenden 380/220-kV-Trafo in Verbois durch einen 4-Quadranten 380/220-kV-800MVA-Trafo;
- Ersatz des bestehenden 380/220-kV-Trafo in Châtelard durch einen Trafo mit höherer Phasenschiebungsfähigkeit.

Übersichtstabelle der CBA-Ergebnisse

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	205
Inbetriebnahme	Jahr	2030
Ermittlung des monetären Nutzens		
NPV (Kosten-Nutzen)	Mio. CHF	>100
Qualitative Nutzen		
Erhöhung der Versorgungssicherheit	--/0/+/++	0
Erhöhung der Netzsicherheit	--/0/+/++	+
Resilienz	Hoch / Mittel / Gering / 0	Hoch

Ziel und Zweck des Projektes

- Beherrschung der ungewollten Flüsse über das Schweizer Netz, welche aufgrund der Umsetzung des Clean Energy Package der EU in den Nachbarländern der Schweiz entstehen
- Steigerung der Höhe der Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern insbesondere mit Frankreich
- Reduktion des zukünftig erwarteten Redispatchbedarfs um 60-80% in der Region (abhängig von der Betriebsart der PSTs)
- Erhöhung der Netzsicherheit in der Westschweiz, indem Leitungsüberlastungen reduziert werden

Was passiert, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird

- Parallele Leitungen werden ungleichmässig belastet und die Transportfähigkeit des bestehenden Netzes kann nicht voll ausgenutzt werden
- Durch das Ausland ausgelöste ungewollte Flüsse über die Schweiz reduzieren ggf. die Ein-/Auspeisemöglichkeiten der Schweizer Netznutzer
- Zusätzliche Redispatchkosten entstehen
- Es stehen weniger betriebliche Mittel zur Verfügung, um Leitungsüberlastungen zu adressieren

Monetärer Nutzen

Das Projekt ist mit einem grossen monetären Nutzen verbunden. Der jährliche volkswirtschaftliche Mehrwert plus die Veränderung der Countertrading- und Verlustenergiekosten beträgt, gemäss einer gemeinsam mit RTE erstellten Studie, ca. 22 Mio. CHF alleine für die Schweiz. Bei einer Investitionssumme von ca. 205 Mio CHF wird sich diese voraussichtlich in weniger als 15 Jahren bezahlt machen. Über die Lebensdauer des Projektes von mindestens 30 Jahren ergibt sich ein positiver NPV von >100 Mio. CHF für die Schweiz (abhängig vom gewählten Szenario). Das Projekt lohnt sich somit wirtschaftlich.

Qualitativer Nutzen

Mit Hilfe der PST erhöht sich die Netzsicherheit im Übertragungsnetz, indem Überlastungen von Netzelementen vermieden werden können. Insbesondere ungewollte Flüsse durch die Schweiz, welche sich besonders bei Ausschluss der Schweiz aus dem europäischen Stromsystem ergeben, können limitiert werden.

Resilienz: das Projekt reduziert Überlastungen von Netzelementen in allen drei Szenarien des SZR CH.

Das Projekt wurde bereits mit RTE, als betroffener TSO, in einer gemeinsamen Studie untersucht und RTE hat einer Umsetzung zugestimmt, weil es auch für Frankreich Vorteile bringt.

6.3.2.2 Projekt B: «UW Visp»

Projektbeschreibung

Die Lonza plant in ihrem Werk in Visp den Bau eines grossen Wärmespeichers mit einer Leistung von bis zu 500 MW. Für diese hohe Leistung ist ein direkter Anschluss an das 220-kV-Netz notwendig. Der Strombedarf soll zukünftig insbesondere durch die alpine PV-Grossanlage Vispental und weitere PV-Anlagen im Wallis erzeugt werden. Die grosse PV-Spitze kann durch den Wärmespeicher optimal genutzt werden. Indem der Stromverbrauch nahe an der Erzeugung erfolgt und indem der Verbrauch sich an der Erzeugung orientiert, wird eine optimale Netzentlastung erreicht und die Integration der Erneuerbaren gefördert. Der Netzanschluss erfolgt nach deren Fertigstellung an die neue 220-kV-Leitung Chippis – Mörel. Hierfür ist ein ca. 1,5 km langes Erdkabel und ein neues UW «Visp» mit drei Feldern notwendig.

Übersichtstabelle der CBA-Ergebnisse

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	55
Inbetriebnahme	Jahr	2040

Die Kosten setzen sich aus ca. 45 Mio CHF für das Erdkabel und ca. 10 Mio CHF für das UW zusammen. Lonza müsste die Kosten für ihr Feld übernehmen, was ca. 1/3 der Kosten des UWs sind.

Da der Treiber für dieses Projekt ein Netzanschlussgesuch ist, erübrigt sich die eigentliche Kosten-Nutzen-Analyse.

Ziel und Zweck des Projektes

Um eine Leistung von 500 MVA aus dem ÜN beziehen zu können ist ein neues UW, inklusive entsprechender Leitungseinführungen, notwendig (Anmerkung: gemäss TC ist ab einer Leistung von 150 MVA der Anschluss an das ÜN sachgerecht).

Was passiert, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird

- Lonza könnte sein Wärmespeicherprojekt nicht realisieren.
- Swissgrid käme der Verpflichtung zur Realisierung des Netzanschlusses nicht nach.

6.3.2.3 Projekt D: «Redundanter 220-kV-Netzanschluss des UW Hauterive»

Projektbeschreibung

Das UW Hauterive, welches heute nur an ein 220-kV-System des Trassees Mühleberg – St-Triphon angeschlossen ist, wird an eine zweite 220-kV-Leitung angeschlossen, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Der redundante Netzanschluss erfolgt, indem das UW Hauterive zusätzlich an die 220-kV-Leitung Mühleberg – Botterens angeschlossen wird.

Im UW wird die Redundanz gesteigert, indem eine zweite Sammelschiene erstellt wird.

Übersichtstabelle der CBA-Ergebnisse

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	12
Inbetriebnahme	Jahr	2035
Qualitative Nutzen		
Erhöhung der Versorgungssicherheit	--/-/0/+ / ++	++
Erhöhung der Netzsicherheit	--/-/0/+ / ++	0
Resilienz	Hoch / Mittel / Gering / 0	0

Ziel und Zweck des Projektes

- Die Versorgungssicherheit im Verteilnetz der Groupe-E, insbesondere im Kanton Freiburg, wird erhöht.
- Die Austauschkapazität mit dem ÜN wird im UW Hauterive gesteigert.

Was passiert, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird

- Ein Ausfall des UW Hauterive kann zu Versorgungsunterbrüchen im Netz der Groupe-E bzw. im Kanton Freiburg führen.

Es gibt eine gemeinsame Netzstudie mit Groupe-E, welche die Notwendigkeit der zweiten Anbindung ergibt.

6.3.2.4 Projekt E: «Zusätzliches 220-kV-System Airolo – Göschenen»

Projektbeschreibung

Die Sticheitung von Mettlen über Plattischachen nach Göschenen wird nach Airolo verlängert, indem in die neue Gotthardtunnelröhre ein zweites 220-kV-Kabel eingezogen wird und im UW Göschenen und ggf. auch im UW Airolo Kompensationsanlagen vorgesehen werden. Hierdurch führen Ausserbetriebnahmen bzw. Ausfälle der Leitung Plattischachen nach Göschenen nicht mehr automatisch zu einem Ausfall des Unterwerks Göschenen.

Aktuell befindet sich bereits ein Netzbauprojekt Airolo-Göschenen in Umsetzung. Dabei wird die bestehende Freileitung von Mettlen nach Airolo über den Gotthardpass durch ein Kabel ersetzt, das als Infrastruktur-bündelungsprojekt im neu zu bauenden Gotthard-Strassentunnel verlegt wird. Dieses Kabelprojekt mit Kompensationsanlagen in Airolo und Göschenen wird bis 2029 umgesetzt. Diese Leitung wird am UW Göschenen, wie heute auch schon, vorbeigeführt.

Das zusätzliche Kabelprojekt soll separat geplant und genehmigt werden, damit Planung und Realisierung des laufenden Projektes nicht beeinflusst wird. Allerdings sollten möglichst viele Synergien genutzt und bei der Umsetzung des ersten Kabels Lösungen gewählt werden, welche die Realisierung des zweiten Kabels erleichtern.

Die beschriebene Variante mit zwei 220-kV-Systemen in der neuen Gotthardröhre hat einen finanziellen Vorteil und kostet gesamthaft 156 Mio CHF, wobei 107 Mio CHF bereits für das erste Kabel und die Grundinstallation anfallen. Das zweite Kabel kostet somit nur noch 49 Mio CHF.

Übersichtstabelle der CBA-Ergebnisse

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	49
Inbetriebnahme	Jahr	2035
Qualitative Nutzen		
Erhöhung der Versorgungssicherheit	--/-/0/+ / ++	++
Erhöhung der Netzsicherheit	--/-/0/+ / ++	+
Resilienz	Hoch / Mittel / Gering / 0	0

Das Projekt hat keinen Mehrwert bei den monetären Nutzenkategorien.

Ziel und Zweck des Projektes

- Erhöhung der Redundanz auf der Nord-Süd-Transportachse (insbesondere zur Lukmanierleitung und auch für den Stromabtransport der KWO auf der Leitung Innerkirchen – Ulrichen)
- Sicherung der Stromabtransportfähigkeit aus dem Kraftwerk Göschenen
- Erhöhung der Versorgungssicherheit im Reusstal/Kanton Uri

Was passiert, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird

Der Ausfall oder die Ausserbetriebnahme der Leitung Plattischachen – Göschenen bedeutet, dass die Produktion des Kraftwerks Göschenen nur stark reduziert über das VN möglich ist und dass es zu einem Versorgungsunterbruch im EWA-energieUri-Netz im Reusstal kommen kann. Ausserdem wird die Leitung über den Grimselpass überlastet, wodurch die Produktion der KWO ggf. eingeschränkt werden muss.

6.3.2.5 Projekt F: «Zusätzliches 220-kV-System Auwiesen – Fällanden»

Projektbeschreibung

Zwischen Auwiesen und Fällanden wird das aktuell mit 150 kV betriebene System der EWZ auf 220 kV umgestellt. In den beiden UWs ist der Bau von je einem Anschlussfeld nötig.

Die EWZ plant den Umbau ihres 150-kV-Netzes. Sobald die Verbindung Fällanden-Letten fertiggestellt ist, sind sie nicht mehr auf die 150-kV-Verbindung Fällanden – Auwiesen angewiesen und könnten zu Gunsten einer zweiten 220-kV-Verbindung auf diese verzichten. Die Umsetzung des EWZ-Leitungsprojektes erfolgt aus heutiger Sicht erst deutlich nach 2040.

Übersichtstabelle der CBA-Ergebnisse

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	5
Inbetriebnahme	Jahr	2050
Qualitative Nutzen		
Erhöhung der Versorgungssicherheit	--/-/0/+ / ++	+
Erhöhung der Netzsicherheit	--/-/0/+ / ++	++
Resilienz	Hoch / Mittel / Gering / 0	0

Das Projekt hat keinen Mehrwert bei den monetären Nutzenkategorien.

Ziel und Zweck des Projektes

- Erleichterungen im Netzbetrieb und bei Ausserbetriebnahmen
- Verbesserung der Anbindung der UWs Auwiesen und Fällanden

Was passiert, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird

Der Ausfall bzw. die Ausserbetriebnahme der heutigen Leitung Fällanden-Auwiesen bedeutet eine Schwächung des Übertragungsnetzes und das die UW Fällanden und Auwiesen nur noch im Stich angeschlossen sind.

Die Verbesserung der Anbindung der UWs Auwiesen und Fällanden steigert die Versorgungssicherheit der Stadt Zürich, was von EWZ begrüsst wird.

6.3.2.6 Projekt G: «Neubau UW Chavalon und Verstärkung 220-kV-Leitung Romanel – St-Triphon»

Projektbeschreibung

Für Chavalon liegt Swissgrid ein Netzanschlussgesuch für einen Endverbraucher mit einer Anschlussleistung von 350 MVA vor. Um diese geforderte Anschlussleistung zur Verfügung stellen zu können, muss das UW Chavalon neu gebaut und die Leitung Romanel – St-Triphon mit Einschlaufung in Chavalon mit verstärkten Leiterseilen ausgestattet werden.

Es bestehen diverse weitere Umsetzungsvarianten. Mit dem Investor muss geklärt werden, was seine definitiven Anforderungen sind und wie flexibel er ggf. den Stromaustausch mit dem ÜN anpassen kann. Von dieser Analyse hängt es ab, welche Variante bzgl. Umsetzungszeit und Kosten letztendlich für den Investor und Swissgrid am sinnvollsten ist.

Übersichtstabelle der CBA-Ergebnisse

Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	71
Inbetriebnahme	Jahr	2040

Ziel und Zweck des Projektes

Swissgrid liegt ein Anschlussgesuch für ein Rechenzentrum in Kombination mit einem Batteriespeicher und einer PV-Anlage vor. Zur Umsetzung des Projekts erfordert dieses einen Netzanschluss mit 350 MVA.

Was passiert, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird

Swissgrid kommt ihrer gesetzlichen Verpflichtung zur Gewährung eines Netzanschlusses nicht nach.

6.3.3 Beschreibung von Projekten die Studien bedürfen

6.3.3.1 Projekt C: «Zusätzliches 380-kV-System Laufenburg – Beznau – Breite»

Projektbeschreibung

Zwischen Laufenburg – Beznau – Breite wird ein zusätzliches 380-kV-System gebaut. Für die konkrete Realisierung gibt es verschiedene Varianten, welche noch genau analysiert werden müssen. Hierzu gehört auch die Möglichkeit die bestehende 380-kV-Leitung Breite – Laufenburg in Beznau einzuschlaufen.

Ziel und Zweck des Projektes

Das bestehende Netz wird verstärkt, damit:

- aktuell vorliegende Netzanschlussgesuche bzw. Projektideen neuer Netznutzer und gleichzeitig der Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über das Jahr 2040 hinaus ermöglicht werden
- auf der Schweizer Seite die Voraussetzung geschaffen wird, dass die Grenzkapazität zwischen Deutschland und der Schweiz um bis zu 1500 MW erhöht werden könnte
- es robuster gegen Netzausfälle wird und dass Termine für Ausserbetriebnahmen für Instandhaltungsarbeiten, insbesondere im Winter, leichter gefunden werden. Ansonsten drohen Reduktionen der Import- / Export- / Transitkapazitäten.

Nächste Schritte

In einer gemeinsamen Studie mit den deutschen TSO soll analysiert werden, ob durch dieses Projekt die grenzüberschreitende Austauschkapazität erhöht werden kann. Zudem könnte dieses Projekt Voraussetzung sein, um Projektideen umzusetzen, bei denen die Schweiz in den weiträumigen europäischen Stromtransport eingebunden wird. Dies dient dazu, um Strom von den Windparks in der Nordsee und von grossen Solarparks in Italien in die Schweiz bzw. von den Speicherkraftwerken der Alpen zu den Verbrauchszentren in Deutschland und Italien transportieren zu können. Lösungsansätze sind HVDC-Leitungen, wie sie in Studien mit benachbarten ÜNB untersucht werden. Ob es als flankierende Massnahme das Projekt C und ggf. weitere Netzverstärkungsmassnahmen braucht, hängt u.a. vom Netzanschlusspunkt einer allfälligen HVDC-Leitung ab.

6.3.3.2 Projekt H: «Neue Leitung Galmiz – Method»

Projektbeschreibung

Zwischen den Unterwerken Galmiz und Method soll analysiert werden, wie das bereits im SN2025 enthaltene Projekt, sinnvoll dimensioniert am Nordwestufer des Neuenburger Sees umgesetzt werden kann.

Die Dimensionierung (Anzahl der Systeme und Spannung 220/380 kV) als auch die Platzierung von Unterwerken (Verbindung zw. NE1+3) hängt stark vom langfristigen Ausbau der Windkraft, als auch der wirtschaftlichen Entwicklung der Region ab. Zuerst klärt Swissgrid zusammen mit den VNB der Region den Bedarf ab. Hierzu wird auch das langfristige Potential der Windkraft abgeschätzt und nicht nur die aktuell bekannten Windprojekte berücksichtigt. Das Ergebnis ist eine topologisches Zielnetz.

In einem zweiten Schritt erfolgt in einer regionalen Netzkoordination in Abstimmung mit den SBB, den VNB und den betroffenen Kantonen die Suche nach einem Trassee. Hierbei werden auch mögliche Bündelungen verschiedenen Infrastrukturen geprüft.

Ziel ist, in 2-3 Jahren ein topographisches Zielnetz für die Region zwischen allen Parteien abzustimmen.

Ziel und Zweck des Projektes

- Chance, um effizient, zusammen mit den SBB und den VNB, die Region des Jurabogens zu erschliessen und den Anschluss von möglichen zukünftigen Windparks zu erleichtern.
- Aus Sicht des Landschafts-/Umweltschutzes als auch aus Sicht der Kosten werden Bündelungen angestrebt.
- Die UW in Galmiz, Kerzers, Yverdon und Method werden redundant an das ÜN angebunden, was die Versorgungssicherheit steigert.
- Parallelflüsse durch das Verteilnetz können reduziert werden.
- Die Leitungen von Mühleberg nach St-Triphon und Chamoson sind bereits heute stark belastet, insbesondere bei einer hohen Produktion der Wasserkraft im Wallis. Ausserbetriebnahmen und Ausfälle bedeuten Einschränkungen der Produktion. Diese werden durch das Projekt reduziert.
- Das Projekt ermöglicht einen allfälligen weiteren Ausbau von alpinen PV-Anlagen und der Wasserkraft im Südwesten der Schweiz (z.B. geplantes 800 MW PSKW in Fionnay).
- Der Stromtausch mit Frankreich kann ggf. durch dieses Projekt verbessert werden.

Nächste Schritte

Studie mit Romande Energie, Groupe-E und getrennte Abklärung bzgl. Grenzkapazität mit RTE nötig, um die beste Variante zu finden.

Nachfolgend Einberufung einer Arbeitsgruppe zur regionalen Netzkoordination.

6.4 Überprüfung Zielnetz mit Stresstests

Mit dem Zielnetz 2040 wurden Stresstests und Analysen durchgeführt. In diesen musste sich dessen Robustheit auch in Extremsituationen beweisen.

Das Zielnetz für die Stresstests ergab sich aus dem Startnetz 2040 plus die Projekte des Strategischen Netzes 2040 gemäss Abbildung 42. Die Projekte die noch weiterer Studien bedürfen und die Bündelungskandidaten (Anmerkung: Bündelungen verändern i.d.R. die elektrischen Eigenschaften des Netzes kaum) sind nicht Teil des Zielnetzes für die Stresstests.

Folgende Stresstests wurden mit dem Zielnetz u.a. durchgeführt:

- A Zuerst wurde das Zielnetz einer (n-1)-Analyse mit den drei Szenarien des SZR CH unterzogen und geprüft, ob es zu Überlastungen von Schweizer Netzelementen kommt (vergleiche Kapitel 6.4.1).
- B Anschliessend folgt die Analyse der Mehrfachausfälle mit dem Szenario 1 des SZR CH, bei der ganze Trassees und Sammelschienen ausfallen. Hier wurde geprüft, ob ein grossflächiger Ausfall droht oder ob das Netz ausreichend robust ist (vergleiche Kapitel 6.4.2).
- C Die Spannungsanalyse mit dem Szenario 1 des SZR CH prüfte, ob es in einzelnen Netzknoten zu unzulässigen Spannungswerten kommt, die nicht mit existierenden Mitteln im Startnetz 2040 zur Kompensation beherrscht werden können (vergleiche Kapitel 6.4.3).

6.4.1 (n-1)-Analyse

Analog der Analyse mit dem Startnetz 2040, wurde auch das Zielnetz mit den drei Szenarien des SZR CH belastet und ermittelt, in wie vielen Stunden, welche Netzelemente, wie stark überlastet werden.

Das Ergebnis ist, dass die Anzahl, Dauer und Höhe der Überlastungen von Netzelementen mit dem Zielnetz im Vergleich mit denen mit dem Startnetz 2040 in allen Szenarien abnimmt. Das kann auf das Projekt A: «PST-Westschweiz» und das Projekt E: «Zusätzliches 220-kV-System Airolo – Göschenen» zurückgeführt werden.

6.4.2 Mehrfachausfälle

Diese Analyse wurde mit dem Zielnetz mit der standardmässig gewählten Topologie/Schaltzustand für das Szenario 1 «Referenz» durchgeführt.

Ziel dieses Stresstests war es zu erkennen, welche Mehrfachausfälle zu einem Kaskadenausfall oder zu einem Spannungskollaps führen könnten. Ein solcher Vorfall bedeutet, dass es zu einem grossflächigen Versorgungsunterbruch mit Ursache im Übertragungsnetz kommt. Würde ein solches Risiko im Rahmen der Netzplanung erkannt, müssten Gegenmassnahmen ergriffen werden.

Mehrfachausfälle sind sehr seltene Ereignisse. Deren Ursache können sehr vielfältig sein (geplant und ungeplant). Umweltereignisse (Sturm, Lawine, auftauender Permafrostboden), gezielte Anschläge (Sabotage, Krieg) oder geplante Ausserbetriebnahmen für Bau-/Instandhaltungsmassnahmen. Ein Beispiel der jüngeren Vergangenheit, war der Ausfall der Albula-Leitung im Oktober 2018. Vier Masten knickten in einem Orkan um. Der Ausfall führte zu keinem Kaskadeneffekt, allerdings musste über Monate die Transportkapazität nach Italien reduziert werden, bis die Leitung wieder repariert war.

Unter Mehrfachausfällen werden Sammelschienen- und Trasseerausfälle verstanden.

- **Sammelschienenenausfall:** Im Zuge des Stresstests wird angenommen, dass genau eine Sammelschiene und infolgedessen alle daran angeschlossenen Leitungen ausfallen. In Unterwerken mit

mehreren Sammelschienen werden mehrere Stresstests durchgeführt, bei denen eine Sammelschiene nach der anderen ausfällt.

- **Trasseerausfall:** In diesem Fall fallen alle ÜN-Leitungssysteme, welche auf Masten dieses Trassees installiert sind, aus. Sofern die Systeme auf dem Trasse wechsell, werden verschiedene Mehrfachausfälle unterschieden.

Es wird angenommen, dass nur eine Sammelschiene oder ein Trasse zum gleichen Zeitpunkt ausfällt (Ausnahme: Kreuzungspunkte von 2 Trassees, in diesem Fall, fallen beide Trassees aus).

Die Analyse hat ergeben, dass das Zielnetz sehr robust gegen einen Mehrfachausfall ist. Lokal wurde die Robustheit erreicht, indem sogenannte Special Protection Schemes (SPS) z.B. bei Kraftwerken eingebaut wurden, damit diese sehr schnell die Produktion reduzieren können. An zwei weiteren Stellen im Netz werden Studien durchgeführt, wie dort die Robustheit weiter gesteigert werden kann.

6.4.3 Spannungsanalyse

Ziel dieser Analysen war es, pro Netzknoten den Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen im Zielnetz zu ermitteln, um die Spannung im zulässigen Bereich zu halten. Der Bedarf wurde dem verfügbaren Angebot des Startnetz 2040 gegenübergestellt und ein allfälliger Ausbaubedarf erkannt.

Die Analyse hat gezeigt, dass es nur zu geringen Abweichungen bei der Spannung kommt, die unproblematisch sind. Das bedeutet die im Startnetz 2040 verfügbaren Kompensationsanlagen auch für das Zielnetz ausreichend sind.

7 Erkenntnisse, Schlussfolgerungen, nächste Schritte

7.1 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Die Umsetzung aller Projekte aus dem SN2025 ist zentral und schafft ein robustes Startnetz 2040.

Die auf Basis des SZR CH durchgeführten Simulationen mit dem Startnetz 2040 ergaben fast keine Überlastungen, was ein Indiz für die nachhaltige Konzeption des SN2025 ist.

Grossprojekte (Kraftwerk, Speicher, Verbraucher), die einen Anschluss an das ÜN benötigen, können nur rasch (wenige Jahre) realisiert werden, wenn kein Netzausbau nötig ist. Swissgrid sollte pro NE1-Netzknoten und Netzregion ausweisen, wie gross die noch freie Anschlussleistung ist, um auf aus Netzsicht sinnvolle Standorte hinzuweisen. Das Netz sollte ausserdem in wirtschaftlichen Wachstumsregionen bzw. Potenzialgebieten für Wind/PV robust ausgebaut werden, um Wirtschaftswachstum und die Transformation des Energiesystems nicht zu bremsen. Der aktuelle SZR CH beinhaltet nicht die hierfür notwendigen Informationen, da er nicht weit genug in die Zukunft schaut und nur nationale Werte beinhaltet.

Die Umsetzung von Netzprojekten kann beschleunigt und effizienter gestaltet werden, indem die Infrastrukturbetreiber Swissgrid, VNB und SBB ihre Projekte mit Strasse und Schiene regional koordinieren. Dieser Prozess wird regionale Netzkoordination genannt. Er ist gelebte Praxis beim Strassen- und Schienenbau und im Bereich Strom im Tessin. Swissgrid und die SBB möchten diese Arbeitsweise in der ganzen Schweiz etablieren.

7.2 Studien im Anschluss an die Erstellung des SN2040

Weitere Netzstudien mit VNBs und ATSOs

- **Projektopportunität Boucle Nord:** Netzstudie gemeinsam mit SBB, Romande Energie und Groupe-E sowie gesondert mit RTE
- **Zusätzliches 380-kV-System Laufenburg – Beznau – Breite:** Netzstudie mit deutschen Übertragungsnetzbetreibern Amprion und TransnetBW
- **Lokale Studien** mit VNB, SBB und KWB insbesondere bezüglich Bündelungskandidaten
- **HVDC-Supergrid Studien:** Vertiefung von bereits initiierten oder durchgeführten grenzüberschreitenden Berechnungen – insbesondere North-South-Korridor Study und «That's a Cable» (TAC)-Study

- **Studie mit Terna** zu Ausbaumöglichkeiten an der Grenze CH-IT
- **Greenconnector:** Im Zuge des von World Energy initiierten Verfahrens für eine Ausnahme gemäss VAN (Merchant Line) hat ECom von World Energy eine Aktualisierung der Bewertung des Greenconnectors verlangt. Swissgrid hat vorgeschlagen, dass sie diese Neubewertung analog den Annahmen und Methoden des SN2040 im Auftrag von World Energy durchführen wird.
- **Systemsteuerbarkeit:** aktuell sind bereits einige Pilotprojekte zur Erhöhung der Systemsteuerbarkeit in Umsetzung bzw. Machbarkeitsprüfung (z.B. Dynamic Line Rating). Dazu wird eine Gesamtkoordination bei Swissgrid etabliert, um Studien und Betriebskonzepte zu begleiten.

8 Glossar und Abkürzungen

8.1 Glossar

ENTSO-E-Szenarien	ENTSO-E und ENTSOG entwickeln gemeinsam alle zwei Jahre einen Szenariorahmen für Strom und Gas in Europa.
ERAA (European Resource Adequacy Assessment)	Jährliche umfangreiche Adequacy-Analyse der ENTSO-E, vom Clean Energy Package (CEP) vorgeschrieben als Instrument zur Beurteilung der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen.
Gebotszone	In diesem Gebiet gilt zu einem gegebenen Zeitpunkt bzw. zu einer gegebenen Abrechnungsperiode (Stunde oder Viertelstunde) ein einheitlicher Marktpreis. Man spricht daher auch von Marktgebiet, Preisgebiet oder Bidding Zone. Für die Marktteilnehmer ist die Gebotszone ein Gebiet, in dem es keine Engpässe und keine Einschränkungen für den Stromhandel gibt. Die Netzbetreiber beherrschen Engpässe innerhalb der Gebotszone mit topologischen Massnahmen oder mit Redispatch von Erzeugern, Speichern bzw. Verbrauchern. Häufig sind Gebotszonen identisch mit den Landesgrenzen. Im Fall der Schweiz gilt dies weitgehend, wobei zur Schweizer Gebotszone auch Randgebiete des benachbarten Auslands bzw. auch Randgebiete der Schweiz zu ausländischen Gebotszonen gehören. In Italien und den skandinavischen Ländern gibt es z.B. auf den Staatsgebieten mehrere Gebotszonen.
HKN-Liste	Die Herkunftsnachweisliste, ist eine Liste aller bestehenden Schweizer Kraftwerke.
Marktsimulation	Für jede Gebotszone liegen für das Zieljahr stündliche Verläufe von Last, Sonneneinstrahlung und Wind sowie die Zusammensetzung des Kraftwerksparks (getrennt nach Technologien), die Brennstoff- und CO ₂ -Preise u.a. auf Basis der Szenarien des SZR CH und der ENTSO-Szenarien vor. Die Simulation ergibt für jede Gebotszone und jedes Szenario stündliche Marktpreise, den Kraftwerkseinsatz, die durch den Kraftwerkseinsatz entstehenden Emissionen sowie die Nettoposition der Gebotszonen. Letztere werden bei einer FBMC-Berechnung bestimmt. Indem Energie zwischen Gebotszonen ausgetauscht wird, gleichen sich die Preise in diesen Gebotszonen an
minRam-Kriterium	70% minRAM bedeutet, dass gemäss EU-Vorgabe (Clean Energy Package) mindestens 70% der Übertragungskapazität jedes CNECs dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss.

Netzknoten	Ein Netzknoten im ÜN ist ein Unterwerk, in dem Kraftwerke und/oder Verteilnetze und/oder Umformer- / Umrichterwerke an das ÜN angeschlossen sind.
Netzsimulation	Die Last und die Produktion aus der Marktsimulation werden über einen definierten Schlüssel (Mapping) auf die Netzknoten im Startnetz verteilt. Jetzt können Netzengpässe erkannt werden. Es werden so lange Projekte ergänzt, bis keine Engpässe mehr auftreten. Das hiermit erreichte Netz wird als Referenznetz bezeichnet. Ergebnisse der Netzsimulation sind u.a. die nötigen Netzausbauprojekte, Lage und Häufigkeit von Netzengpässen und Spannungsverletzungen, die Netzverluste usw.
NOVA-Prinzip	Das NOVA-Prinzip steht für Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es zielt darauf ab, die Umwelt- und Landschaftseinflüsse durch den Netzausbau so gering wie möglich zu halten. Sollte ein effizienterer Netzbetrieb nicht ausreichen, um einen erkannten Engpass zu beherrschen, dann wird zuerst die Netzoptimierung und, wenn das nicht zielführend ist, eine Netzverstärkung sowie als letztes Mittel der Netzausbau angestrebt.
RAM (Remaining Available Margin)	Die für den Markt verfügbare relative Kapazität eines CNEC.
Referenznetz	Hierbei handelt es sich um das Schweizer Übertragungsnetz, das bei Anwendung der Szenarien für das Zieljahr keine wesentlichen strukturellen Engpässe aufweist.
SEW (Socio-Economic-Welfare)	Die SEW des Projekts X ist die Differenz der Summen der Gewinne der Konsumenten, der Produzenten und der Übertragungsnetzeigentümer, die mit und ohne das Projekt X entstehen würden. ENTSO-E erlaubt zwei Methoden für die Ermittlung der SEW: den Generation Cost Approach und den Total Surplus Approach. Der Total Surplus Approach erlaubt die länderspezifische Projektbewertung und wird von Swissgrid verwendet.
Startnetz	Hierbei handelt es sich um das Übertragungsnetz der Schweiz und das Übertragungsnetz im kontinentaleuropäischen Ausland. Es beinhaltet alle Netzelemente, die aktuell in Betrieb sind oder bis zum Zieljahr in Betrieb genommen werden.
Strategisches Netz	Hierbei handelt es sich um die Gesamtheit der Netzausbau- und Netzurückbauprojekte in der Schweiz, durch die das Startnetz in das Zielnetz überführt wird.
Szenariorahmen	Es gibt einen nationalen Szenariorahmen (SZR CH) und einen europäischen Szenariorahmen (ENTSO-Szenarien). Der erste SZR CH wurde im November 2022 vom BFE publiziert. Er soll alle vier Jahre aktualisiert werden.
Zieljahr	Das Zieljahr ist das Jahr, für welches das nächste Strategische Netz bestimmt wird.
Zielnetz	Hierbei handelt es sich um das Schweizer Übertragungsnetz, das für das Zieljahr tatsächlich angestrebt wird. Indem das CBA-Verfahren auf die zusätzlichen Projekte des Referenznetzes angewendet wird und Stresstests durchgeführt werden,

wird deutlich, welche Projekte einen ausreichenden Mehrwert bieten und daher tatsächlich umgesetzt werden sollen.

Zuständigkeitsgebiet	Jede Gemeinde der Schweiz (inkl. Liechtenstein und Gemeinden im Ausland, die zum Schweizer Stromsystem gehören) ist genau einem Zuständigkeitsgebiet eines VNB am ÜN zugeordnet. Die VNB am ÜN haben sich diesbezüglich abgestimmt. Das Konstrukt Zuständigkeitsgebiet dient lediglich der eindeutigen Zuordnung der Gemeinden zu den VNB am ÜN zum Zwecke der Datenweiterleitung an Swissgrid im Rahmen der Ist-Datenerfassung und der Regionalisierung. Die Rolle der VNB am ÜN in diesem Zusammenhang wird als Datenlieferant bezeichnet. Die Zuständigkeitsgebiete haben nichts mit dem Netzeigentum, der Netzbetriebsverantwortung oder der Endkundenversorgung, etc. zu tun.
-----------------------------	--

8.2 Abkürzungen

AG RKN	Arbeitsgruppe «Regionale Koordination der Netzplanung»
BFE	Bundesamt für Energie
CBA	Cost Benefit Analysis, Kosten-Nutzen-Analyse
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENS	Energy not supplied
ENTSO-E	Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ENTSOG	Verband europäischer Fernleitungsbetreiber für Gas
EP	Energieperspektiven
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
FACTS	Flexible AC Transmission System
FBMC	Flow Based Market Coupling
HGÜ	Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung
KVA	Kehrichtsverbrennungsanlagen
KWB	Kraftwerksbetreiber
MW	Megawatt
NE	Netzebene
NTC	Net Transfer Capacity
PECD	Pan European Climate Database
PST	Phase-Shift-Transformer (Phasenschieben-Transformator)
PV	Photovoltaik

ROK	Raumordnungskonferenz
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SZR CH	Szenariorahmen Schweiz
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber

**Teil B:
Optimierung Netzentwicklungsprozess und Vision für das
Netz der Zukunft**

9 Proaktive Vorschläge für die weitere Optimierung des Netzentwicklungsprozesses

Im Zuge des Projektes SN2040 wurden einige Vorgaben und gesetzliche Rahmenbedingungen identifiziert, die aus Sicht Swissgrid zu kurz greifen bzw. verbessert werden sollten.

Die Realisierung eines Netzprojektes dauert durchschnittlich ca. 15 Jahre und die Lebensdauer der Anlagen liegt, je nach Betriebsmittel, zw. 50-100 Jahren. Entsprechend hält Swissgrid die Plandaten für ein Zieljahr in 16 Jahren als zu wenig weitreichend. Das europäische Energiesystem befindet sich in einem massiven Umbruch, dessen Zielzustand schwer absehbar ist. Dekarbonisierung von Industrie, Gebäudeheizung, Verkehr, Digitalisierung, Wasserstoffwirtschaft, riesige Windparks in Nordsee und Mittelmeer, Solarfarmen und Sektor-Integration sind nur einige Stichworte.

Deswegen hat Swissgrid zusätzlich zur gesetzlich vorgeschriebenen Mehrjahresplanung mittels SZR CH eine Vision für das Netz der Zukunft erstellt, die deutlich über den Horizont der Szenarien des Bundes hinausgeht. Gemäss dem Motto «Global denken und lokal handeln» soll die Schweiz beim Design des zukünftigen Energiesystems ihren Blickwinkel erweitern und noch weiter in die Zukunft schauen. Mit der Vision für das Netz der Zukunft will Swissgrid gemeinsam mit den Behörden, den Branchenpartnern und Forschungsinstitutionen ein langfristiges Zielbild für das Energiesystem und für das darauf basierende Übertragungsnetz entwickeln. Der nächste SZR CH soll einen längeren Zeithorizont und eine breitere Bandbreite von möglichen Zukunftsentwicklungen abdecken und auch Aussagen zum Eigenversorgungsgrad der Schweiz, zur Sektor-Integration und zur gewünschten Vernetzung mit Europa beinhalten.

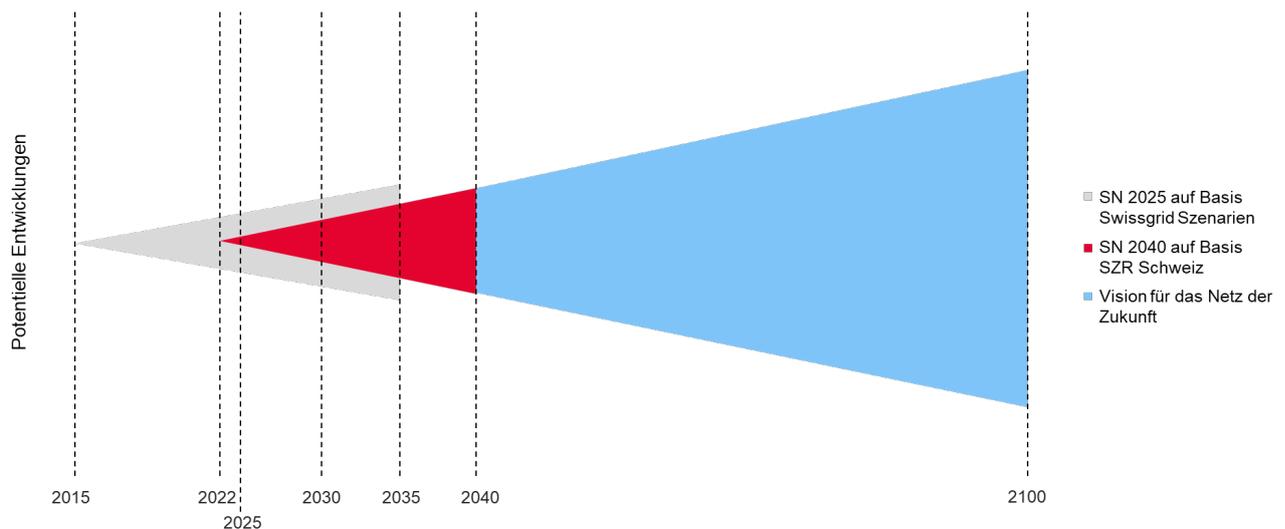


Abbildung 47: Szenarien, Planungshorizonte als Basis für die langfristige Netzentwicklung

Swissgrid schlägt den Behörden folgende Verbesserungen proaktiv vor:

- Der SZR CH soll gemäss Gesetz alle vier Jahre aktualisiert werden. Hierfür werden jeweils aktualisierte Energieperspektiven als Datengrundlage benötigt.
- Der SZR CH beinhaltet nur Daten für das Jahr 2040, jedoch keine Perspektive für den Zeitraum darüber hinaus. Langfristigere Szenarien, welche disruptivere Entwicklungen berücksichtigen, werden helfen ein noch nachhaltigeres, robusteres Netz für die Zukunft zu bauen. Die langen Umsetzungsdauern aus dem SN2025 zeigen, dass ein Horizont von weniger als 20 Jahren für die Netzplanung zu kurz ist. Swissgrid liefert mit seiner Vision für das Netz der Zukunft ein eigenes Bild für die langfristige Netzentwicklung.

- Der SZR CH sollte neben den nationalen auch abgestimmte kantonale Zielwerte beinhalten, was vor allem den Verteilnetzbetreibern der Netzebene 3 die Regionalisierung auf die Netzknoten erleichtern würde. Swissgrid hat weder das Know-how, noch den gesetzlichen Auftrag lokale Wirtschaftsentwicklungen zu prognostizieren. Aktuell sind die Zahlen der ES2050 nicht mit den kantonalen Energiestrategien abgestimmt, was insbesondere bei den Verteilnetzbetreibern zu Zielkonflikten führen kann. Bisher gibt es keinen Koordinationsprozess zwischen Bund und Kantonen, der diese Problematik lösen könnte.
- In Europa werden die Weichen punkto grossräumige Netzentwicklung gerade neu gestellt. Es gibt teilweise konkrete Ausbauziele für grenzüberschreitende Kapazitäten und Pläne für neue HVDC-Korridore sowie für ein Offshore-Netzwerk. Auch ein europäisches Wasserstoffnetz ist in Vorbereitung. Die Schweiz, die in der Mitte von Europa liegt, riskiert bei der Entwicklung eines möglichen HVDC Supergrids und beim Wasserstoffnetz umgangen zu werden. Der nächste SZR CH sollte daher Zielwerte für den Eigenversorgungsgrad der Schweiz und/oder die gewünschten Austauschkapazitäten beinhalten. Es ist eine politische Entscheidung, in welchem Umfang die Schweiz Strom im- und exportieren und wie die Schweiz langfristig in Europa eingebunden sein möchte. Ausserdem ist die Schweiz stark abhängig von Entwicklungen im europäischen Ausland (sowohl hinsichtlich Erzeugungskapazitäten – d.h. insbesondere Importmöglichkeiten – als auch der Netzentwicklung).
- Flankierend zum SZR CH sollte es auch eine aktuelle Übersicht zu bestehenden und geplanten Kraftwerken in der Schweiz geben. Der Anlagebestand steht über die HKN-Liste von Pronovo zur Verfügung. Eine Übersicht zu geplanten Projekten wurde durch Swissgrid mit grossem Aufwand für das Projekt SN2040 erstellt. Es wäre neben Swissgrid auch für Behörden, Infrastrukturbetreiber und Forschungsinstitutionen von grossem Vorteil, wenn eine solche Liste zentral gepflegt zur Verfügung stände. Swissgrid kann seine Liste ohne rechtliche Grundlage nicht veröffentlichen, weil sie Informationen von Investoren nur für den Zweck der Netzplanung erhalten hat.

10 Vision für das Netz der Zukunft über das SN2040 hinaus

Swissgrid hat eine Vision für das Netz der Zukunft entwickelt. Diese Überlegungen haben bei der Ermittlung des SN2040 noch keine Rolle gespielt. Sie sollen aber dem BFE beim Update der Energieperspektiven und des SZR CH helfen und für Swissgrid als Richtschnur bei langfristigen Überlegungen in der Netzplanung dienen.

Die Vision für das Netz der Zukunft wurde durch eine Befragung von Experten aus allen Bereichen der Swissgrid erstellt. Sie ist eine qualitative Betrachtung und (noch) kein Ergebnis von Simulationsrechnungen. Sie wird in weiterer Folge noch mit externen Experten und ausländischen TSO validiert. Das bisherige Ergebnis lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Das Netz der Zukunft soll die Versorgungssicherheit umweltverträglich und volkswirtschaftlich effizient stets gewährleisten.
- Es soll die Integration der Schweiz in das europäische Stromsystem sicherstellen. Voraussetzung hierfür ist eine stabile regulatorische Grundlage im Verhältnis zu Europa (Stromabkommen).
- Die Flexibilität von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern und die Steuerung der Flüsse soll mit Nutzung aller verfügbaren Technologien optimiert werden.

Die Anzahl der Netzbetreiber reduziert sich immer weiter bzw. die Verteilnetzeigentümer lagern das operative Geschäft an Dienstleister aus, da die hohen zukünftigen Anforderungen an Planung und Betrieb nur durch hoch spezialisierte Netzbetreiber erbracht werden können.

- Der Netzausbau erfolgt bedarfsgemäss und umweltverträglich. Eine Verkabelung erfolgt nur wo zwingend nötig und gebündelt, wenn möglich mit weniger, dafür harmonisierten Spannungsebenen als heute. DC-Netz und die NE1-3 werden auf Basis von abgestimmten Netzmodellen und Szenarien von den Netzbetreibern koordiniert geplant und gebaut.
- Massnahmen zum Erhalt der heutigen Power Quality (Frequenz-/Spannungshaltung) werden ergriffen, um die zusätzlichen Anforderungen durch die erhöhte PV-/Windkrafteinspeisung zu beherrschen.

- Auflagen zum Natur-/Umweltschutz werden so angewendet, dass sie ihr Ziel erreichen und Infrastrukturentwicklung nicht verunmöglichen. Der technische Fortschritt wird stets genutzt (luftisolierte Kabel, SF6-freie Schaltanlagen, hybride DC/AC-Leitungen, etc.).
- Ein HVDC-Supergrid entsteht bereits schrittweise in Europa. Zahlreiche Seekabel sind zwischen Kontinentaleuropa und Skandinavien, den britischen Inseln und im Mittelmeerraum erstellt worden. Zwischen Belgien und Deutschland, Frankreich und Italien sowie Spanien und Frankreich wurden bereits HVDC-Leitungen gebaut, um Netzengpässe im AC-Netz zu überwinden. Wie folgende Abbildung zeigt, sind sehr viele weitere Projekte in Planungs-, Genehmigungs- und Bauprozess. Um die Schweiz herum werden gerade Anlagen im Wert von mehreren 100 Mrd. CHF geplant, um Erzeugungs- und Lastzentren mit den grossen Speichern zu verbinden.

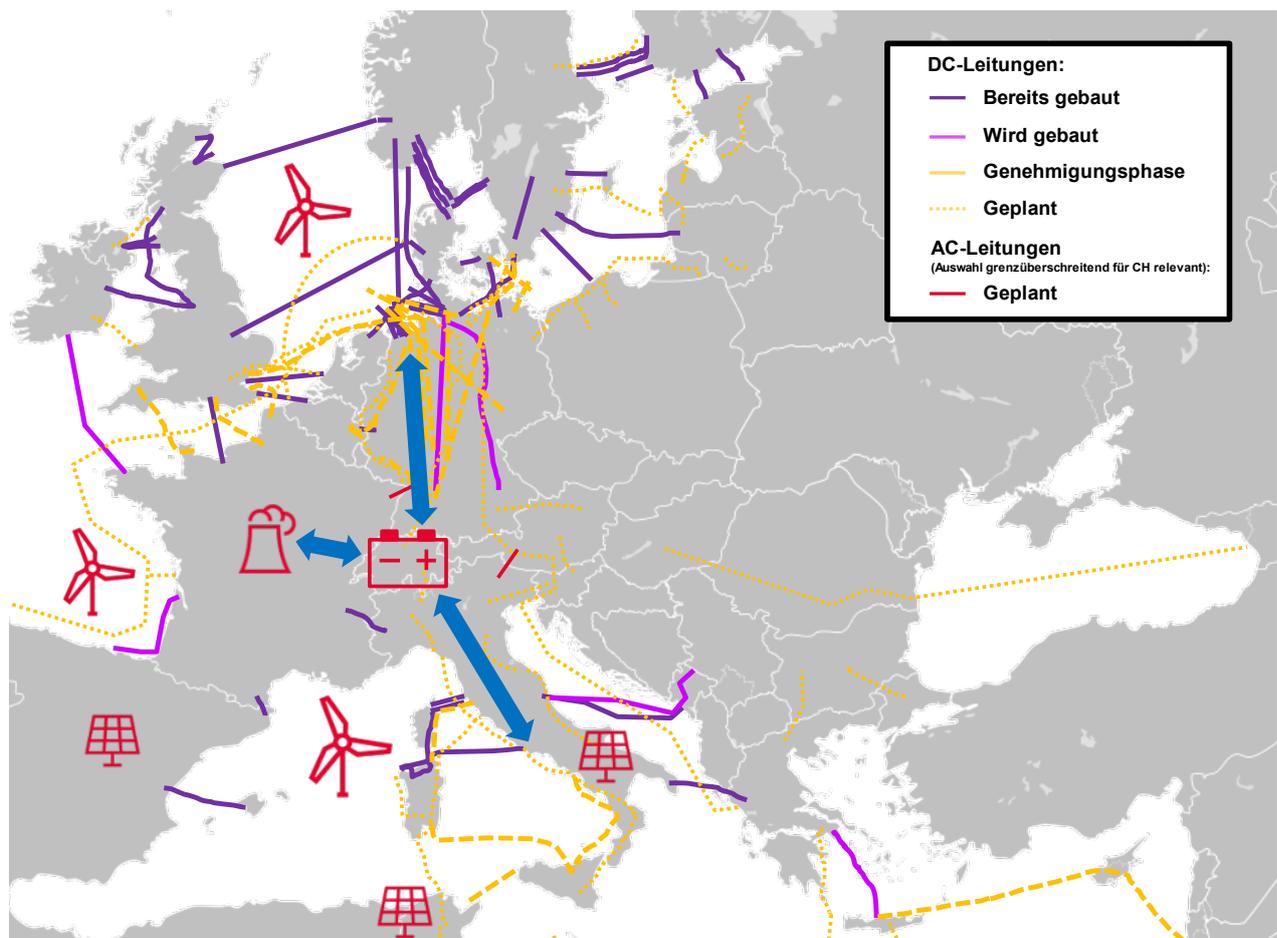


Abbildung 48: Existierende und geplante HVDC-Verbindungen in Europa. Dieses «Supergrid» verbindet neue Erzeugungsanlagen mit Speichern und Lastschwertpunkten.

- Das HVDC-Supergrid soll der weiträumigen Stromübertragung grosser Energiemengen dienen und wird mit einer Spannung von 525 kV und einer Übertragungskapazität von 2 GW pro Leitung betrieben. Die Stromflüsse sind mit der Gleichstromtechnik sehr gut steuerbar. Aus aktueller Sicht erscheinen je zwei HVDC-Verbindungen nach IT, DE und FR und maximal vier Konverterstationen zur Anbindung des Schweizer 380-kV-Wechselstrom-Übertragungsnetzes sinnvoll (n-1-Sicherheit). Für den (aktuell begrenzten) Austausch mit AT erscheint eine 380-kV-Verbindung auch zukünftig ausreichend. Die in der folgenden Abbildung dargestellte Struktur bietet der Schweiz Redundanz auch auf HVDC-Ebene. Die Validierung und Konkretisierung des Netzes der Zukunft erfolgt in einem nächsten Schritt. Dazu muss

Swissgrid eine Methodik und ein Netzmodell entwickeln, die es ermöglichen High-Level Netzsimulationen mit langfristigen Szenarien durchzuführen.

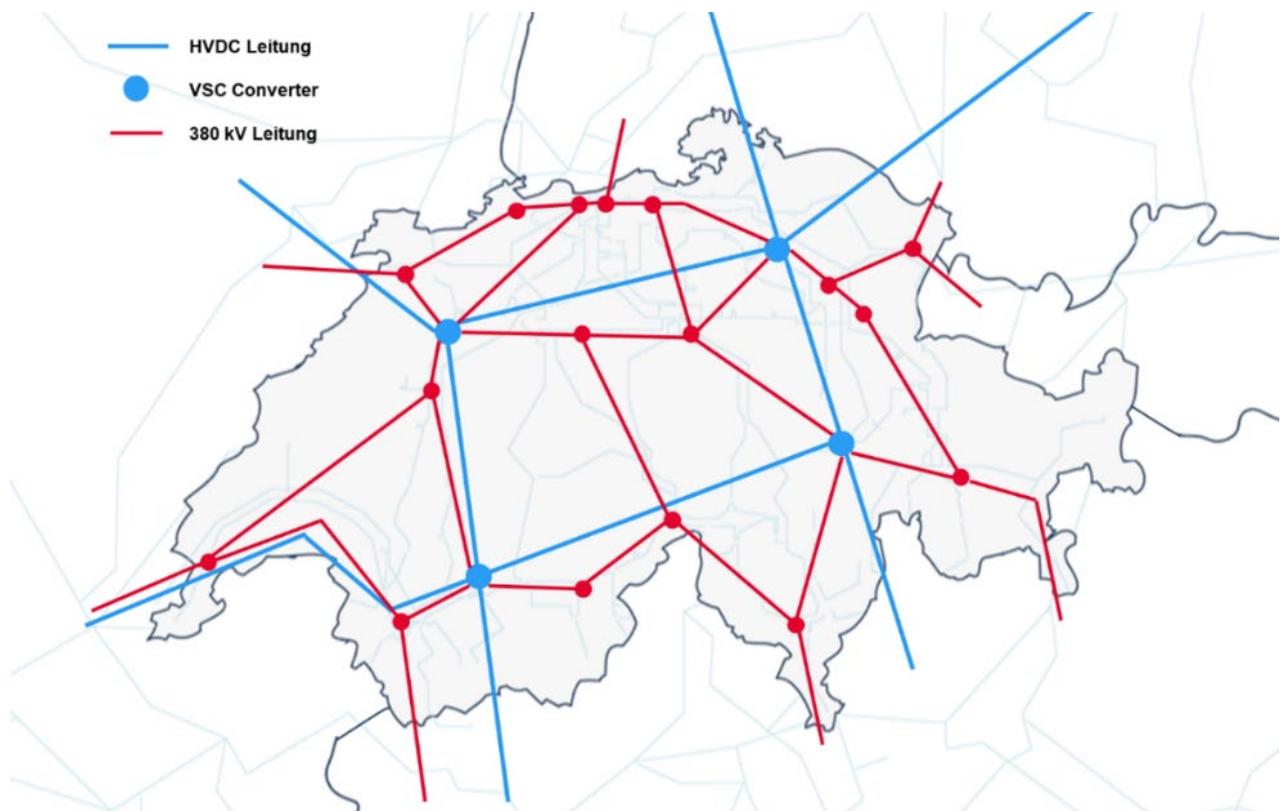


Abbildung 49: Vision des CH-Übertragungsnetzes für die 2. Hälfte des 21. Jahrhunderts (illustrativ)

- Das vermaschte 380-kV-Netz verbindet die Produktions- und Lastzentren in der Schweiz und dem nahen Ausland mit den Anschlusspunkten zum DC-Netz. Die Anzahl der 380-kV-Grenzleitungen kann ggf. reduziert werden, da der internationale Stromaustausch im Wesentlichen gesteuert durch das DC-Netz erfolgen soll. Grosse Verbraucher und Erzeuger sind direkt an das 380-kV-Netz angeschlossen. Das AC-Netz wird möglichst effizient genutzt, indem mit dynamic line rating⁶ die Übertragungsfähigkeit maximiert, mit PSTs und Leistungselektronik (z.B. FACTS) die Steuerbarkeit verbessert und die Flüsse auf den DC-Leitungen optimal eingestellt werden. Heutige 220-kV-Leitungen werden, sofern sie für den weiträumigen Transport nötig sind, in 380-kV-Leitungen umgewandelt oder - sofern sie der Verteilung dienen

⁶ Dynamic Line Rating (DLR) wurde im Projekt Strategisches Netz 2040 noch nicht berücksichtigt.

Swissgrid beschäftigt sich mit dieser Technologie. Sie wird bereits auf einzelnen Leitungen mit physischen und virtuellen Sensoren getestet. Im neuen Leitsystem, welches Swissgrid gerade beschafft, wird die Möglichkeit DLR zu nutzen integriert sein und vom System unterstützt werden.

Die Effizienz des Netzbetriebs kann gesteigert, indem zum Beispiel Echtzeitdaten von den Leitungen (Temperatur, Windgeschwindigkeit, Durchhang, etc.) im Rahmen eines dynamic line rating ausgewertet werden oder kurative Massnahmen z.B. Remedial Actions oder die Nutzung von Flexibilität von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern zur Anwendung kommen. Für die Netzplanung sind diese betrieblichen Möglichkeiten, im Hinblick auf die langen Planungszyklen und unter Berücksichtigung der dauerhaften, garantierten Verfügbarkeit der Flexibilität nur von untergeordneter Bedeutung.

Aktuell sieht Swissgrid in DLR ein Mittel zur Steigerung der Betriebssicherheit des bestehenden Netzes, um auf stetige Veränderungen des Wetters reagieren zu können. DLR ist aber (noch) kein Mittel, um auf dessen Basis auf einen relevanten Netzausbau verzichten zu können.

- als Teil des überregionalen Verteilnetzes mit tieferer Spannung betrieben. Punktuell können einzelne 220-kV-Leitungen z.B. zum Anschluss bestehender Grosskraftwerke oder Verteilnetze mit einer hohen Last weiterbetrieben werden.

- Die NE3 wird idealerweise weitgehend mit der gleichen Spannung betrieben (z.B. 110 oder 150 kV) und damit eine Standardisierung auf hohem Leistungsniveau erreicht.

11 Nächste Schritte zum Netz der Zukunft

- **Weiterentwicklung Methodik zur Bestimmung des Strategisches Netzes**
Zukünftig sollen die Möglichkeiten zur Systemsteuerung, zur Flexibilitätsnutzung und zur Sektorkopplung auf Basis des dann bekannten Wissens berücksichtigt werden. Aktuell bestehen hier noch sehr grosse Unsicherheiten.
- **Etablierung der Methodik «Regionale Netzkoordination» zum schnelleren Durchlaufen von Genehmigungsprozessen**
Projekte, welche mehrere Kantone betreffen, die Bündelungspotential mit Stromleitungen von VNB, der SBB oder mit Infrastrukturprojekten von Strasse und Schiene haben, die Siedlungsgebiete oder Schutzgebiete tangieren, sollten frühzeitig mit allen betroffenen Betreibern und Behörden koordiniert werden (Infrastrukturbetreiber, Bundesämter, kantonalen Stellen zur Raum-, Umwelt-, Energie- und Landschaftsplanung). Ausserdem ist ein frühzeitiger Einbezug von Gemeinden und Umweltverbänden sinnvoll. Swissgrid, SBB und AET wenden die Methodik bereits im Tessin an (Studio Generale) und bei der Planung des Strassen- und Schienennetzes ist sie bereits gelebte Praxis. Swissgrid wird sich dafür einsetzen, dass die regionale Netzkoordination schweizweit zum Standard für die Stromnetzplanung wird.
- **Vision für das Netz der Zukunft**
Mit langfristigen Extremszenarien soll der Nachweis der Sinnhaftigkeit eines HVDC-Supergrids erbracht werden. Die Vision wird mit nationalen und internationalen Experten aus der Branche, der Forschung und von Behörden validiert und weiterentwickelt. Ressourcen bzgl. Gleichstromtechnik und innovativer Technologien zur Systemsteuerbarkeit sollen bei Swissgrid aufgebaut werden. Als nächsten Schritt wird Swissgrid einen quantitativen Nachweis der Vision zum Netz der Zukunft anstreben sowie einen möglichen Transformationsplan vom heutigen Netz zum langfristigen Zielnetz erstellen. Hierfür ist ein noch zu startendes Projekt notwendig, in welches Vertreter von Behörden und der Forschung involviert werden.

12 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Startnetz 2040 und die noch notwendigen Projekte für dessen Vervollständigung	4
Abbildung 2: Gegenüberstellung der Swissgrid Szenarien SN2025 und des SZR CH SN2040	5
Abbildung 3: Treiber für die Netzentwicklung und abgeleitete Projekte des SN2040	6
Abbildung 4: Ergebnisse Strategisches Netz 2040	8
Abbildung 5: Fundamentale Veränderung im Schweizer Kraftwerkspark	10
Abbildung 6: Prozess zur Bestimmung des Strategischen Netzes	11
Abbildung 7: Kennzahlen des SZR CH (Quelle: SZR CH, BFE)	13
Abbildung 8: Szenarien des SZR CH	13
Abbildung 9: Schematische Visualisierung des Szenariorahmens	14
Abbildung 10: NE 1-Netzknotten in der Schweiz	15
Abbildung 11: Zunahme der installierten Leistung bei Lauf-/Speicherwasserkraftwerken	17
Abbildung 12: Zunahme der installierten Leistung bei Pumpspeicherkraftwerken	18
Abbildung 13: Zunahme der installierten Leistung bei thermischen Kraftwerken	20
Abbildung 14: Verbrauchsprofil der Schweiz im Winter und Sommer	22
Abbildung 15: Startnetz 2040	24
Abbildung 16: Erfolgter Netzausbau zw. 2015 bis 2023	24
Abbildung 17: Netzprojekte die bis 2040 noch realisiert werden	26
Abbildung 18: Methodik zur Ermittlung des Referenznetzes	28
Abbildung 19: Analyse der Klimajahre für die Schweiz	29
Abbildung 20: Jahresergebnisse der Marktsimulation pro Szenario für die Schweiz	30
Abbildung 21: Szenario 1 (2040): Wöchentliche Werte für Erzeugung, Verbrauch, Import/Export	31
Abbildung 22: Szenario 2 (2040): Wöchentliche Werte für Erzeugung, Verbrauch, Import/Export	31
Abbildung 23: Szenario 3 (2040): Wöchentliche Werte für Erzeugung, Verbrauch, Import/Export	32
Abbildung 24: Geordnete Jahreslinie – Strompreise CH (2040) für die Szenarien des SZR CH	33
Abbildung 25: Geordnete Jahreslinie der Strompreise im Jahr 2040 – teuerste 3300 Stunden	34
Abbildung 26: Marginale Grenzkosten pro Kraftwerkstyp	35
Abbildung 27: Saldo der Im-/Exporte pro Gebotszone im Szenario 1 im Jahr 2040 (Oben: Winterhalbjahr, unten: Sommerhalbjahr)	36
Abbildung 28: Geordnete Jahreskurven der Preisspreads (CH - benachbarten Gebotszonen)	37
Abbildung 29: Netto-Position der Schweiz pro Szenario im Jahr 2040	38
Abbildung 42 – Begrenzende Netzelemente mit Relevanz für die Schweiz	39
Abbildung 30: Begrenzende Netzelemente im Szenario 1 im CH-ÜN (Energiebetrachtung)	40
Abbildung 31: Begrenzende Netzelemente im Szenario 1 im CH-ÜN (Leistungsbetrachtung)	41
Abbildung 32: Begrenzende Netzelemente im Szenario 2 im CH-ÜN (Energiebetrachtung)	42
Abbildung 33: Begrenzende Netzelemente im Szenario 2 im CH-ÜN (Leistungsbetrachtung)	42
Abbildung 34: Begrenzende Netzelement im Szenario 3 im CH-ÜN (Energiebetrachtung)	43
Abbildung 35: Begrenzende Netzelemente im Szenario 3 im CH-ÜN (Leistungsbetrachtung)	43
Abbildung 36: Netzengpässe im Raum Laufenburg in 2040 (KKL und KKG noch in Betrieb)	44
Abbildung 37: Steigerung der Versorgungssicherheit von VNB und KWB am ÜN	45
Abbildung 38: Bestehende Bündelungen mit SBB- (oben) und VNB-Leitungen (unten)	47
Abbildung 39: Bündelungskandidaten Trasse	48
Abbildung 40: Bündelungskandidaten UW	48
Abbildung 41: Referenznetz 2040	49
Abbildung 42: Strategisches Netz 2040	50
Abbildung 43: Projekte die noch Netzstudien bedürfen	51
Abbildung 44: Bündelungskandidaten	51
Abbildung 45: Kosten-/Nutzenkategorien des Projekts «Strategisches Netz 2040»	53
Abbildung 46: Szenarien, Planungshorizonte als Basis für die langfristige Netzentwicklung	70
Abbildung 47: Existierende und geplante HVDC-Verbindungen in Europa. Dieses «Supergrid» verbindet neue Erzeugungsanlagen mit Speichern und Lastschwertpunkten.	72

