

Strategisches Netz 2040

Netzplanung bei Swissgrid



Inhalt

1	Executive Summary	4
1.1	Strukturierung des Dokuments	7
2	Einführung	8
2.1	Geschichte der strategischen Netzplanung in der Schweiz	10
2.2	Regulatorischer Rahmen	11
2.2.1	Regulatorische Vorgaben Schweiz	11
2.2.2	Regulatorische Vorgaben Europa	12
3	Übersicht über den Netzentwicklungsprozess	14
4	Ziele, Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Strategische Netz	20
4.1	Ziele der strategischen Netzplanung	23
4.2	Rahmenbedingungen für die Netzplanung	24
4.3	Planungsgrundsätze für das Strategische Netz	26
5	Prozess zur Bestimmung des Strategischen Netzes	30
6	Szenarien und Regionalisierung	34
6.1	Szenariorahmen Schweiz	37
6.2	Regionalisierung in der Schweiz	40
6.3	Regionalisierung im Ausland	47
7	Festlegung des Startnetzes	48
8	Bildung Referenznetz	52
8.1	Beschreibung des Prozesses zur Referenznetzbildung	55
9	Festlegung Zielnetz mithilfe der Kosten-Nutzen-Analyse	58
10	Appendix – Glossar und Abkürzungen	66
10.1	Glossar	68
10.2	Abkürzungen	71

1 Executive Summary

1 Executive Summary

Zentrale gesetzliche Aufgaben von Swissgrid¹ sind die stetige Weiterentwicklung des Schweizer Übertragungsnetzes und die Koordination mit anderen Netzbetreibern. Damit leistet sie auch in den nächsten Jahrzehnten ihren Beitrag zur Umsetzung der Energiestrategie und für eine sichere, leistungsfähige und effiziente Stromversorgung.

Im Projekt «Strategisches Netz 2040» (SN2040) erstellt und publiziert Swissgrid bis 2024 eine langfristige Netzplanung mit dem Zieljahr 2040. Die gesetzliche Basis wurde im neuen Bundesgesetz Um- und Ausbau Stromnetz («Strategie Stromnetze») erarbeitet und in Art. 9a–d Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG; SR 734.7) verankert.

Es ist vorgesehen, dass der Bundesrat den vom Bundesamt für Energie (BFE) erarbeiteten Szenariorahmen Schweiz (SZR CH) nach einer öffentlichen Vernehmlassung voraussichtlich im Herbst 2022 genehmigt.

Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber am Übertragungsnetz (Verteilnetz hoher Spannung, Netzebene 3) regionalisieren die nationalen Vorgaben aus dem SZR CH auf die Netzknoten ihrer Netze. Nach der Genehmigung des SZR CH durch den Bundesrat hat Swissgrid gemäss Art. 9d Abs. 1 StromVG neun Monate Zeit, um den Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes – das sogenannte Strategische Netz – zu ermitteln und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ECom) zur Prüfung vorzulegen. Die ECom hat Swissgrid das Ergebnis der Prüfung innerhalb von neun Monaten nach Einreichung schriftlich mitzuteilen (Art. 22 Abs. 2bis StromVG). Danach publiziert Swissgrid ihr Strategisches Netz.

Dieser Prozess wiederholt sich alle vier Jahre.

Das vorliegende Dokument legt fest, wie Swissgrid bei der langfristigen Netzplanung vorgeht. Es werden die Ziele der Netzplanung, die Rahmenbedingungen und die zentralen Grundsätze der Netzplanung, welche die Leitplanken für den Planungsprozess heute und in Zukunft bilden, erläutert.

Swissgrid ist die Planung eines Netzes wichtig, das nachhaltig, ressourcenschonend, umweltverträglich und volkswirtschaftlich effizient ist. Das Netz der Zukunft soll im Betrieb stabil und sicher sein. Der Netzausbau erfolgt nicht auf Vorrat, sondern auf Basis von nachvollziehbaren und transparenten Abwägungen. Swissgrid bezieht alle betroffenen Stakeholder in ihre Netzplanung mit ein und kommuniziert transparent und nachvollziehbar. Hiermit wird eine koordinierte Ausbauplanung erreicht, parallele Investitionen und blinde Flecken werden vermieden.

Das vorliegende Dokument («Netzplanung bei Swissgrid») wird auf der Swissgrid-Website publiziert und bei Bedarf angepasst.

1.1 Strukturierung des Dokuments

Das Dokument gliedert sich in die folgenden Kapitel:

Kapitel 2 dient als **Einführung**. Es umreiss die Ziele dieses Dokuments, fasst die Geschichte der langfristigen Netzplanung in der Schweiz und den Regulierungsrahmen in der Schweiz und Europa zusammen.

Kapitel 3 vermittelt eine Übersicht über den **Netzplanungsprozess**.

Kapitel 4 enthält die **Ziele für den Netzplanungsprozess**, die relevanten **Rahmenbedingungen** und die **Planungsgrundsätze**.

Kapitel 5 gibt einen Überblick über den Ablauf des **Prozesses zur Ermittlung des Strategischen Netzes**. Die Teilschritte werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

Kapitel 6 beschreibt die **Szenarien**, welche die Basis für die langfristige Netzplanung bilden, und den Regionalisierungsprozess, mit dem die für die Schweiz vorgegebenen Werte auf die einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes verteilt werden.

Kapitel 7 beschreibt das **Startnetz**, das die Ausgangsbasis für die Netzplanung von Swissgrid bildet.

Kapitel 8 definiert den Prozess zur Bildung des **Referenznetzes**, bei dem durch das Hinzufügen von Netzprojekten zum Startnetz zukünftige Netzengpässe vermieden werden, die bei Anwendung der Szenarien bzw. bei Stresstests erkannt werden.

Kapitel 9 beschreibt die **Zielnetzbildung**. Mit einer multi-kriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse wird für jedes zusätzliche Netzprojekt geprüft, ob es wirklich notwendig ist. Das Zielnetz umfasst somit ggf. nicht alle zusätzlichen Netzprojekte des Referenznetzes. Die Summe der zusätzlichen Netzprojekte des Zielnetzes bezeichnet Swissgrid als das «Strategische Netz 2040».

Kapitel 10 beinhaltet das Glossar und ein Abkürzungsverzeichnis.

2 Einführung

2.1 Geschichte der strategischen Netzplanung in der Schweiz

Mit dem Strategischen Netz 2040 erfolgt zum dritten Mal ein koordinierter Prozess zur Weiterentwicklung des Schweizer Übertragungsnetzes. Zum ersten Mal basiert dieser auf der in der «Strategie Stromnetze» geschaffenen gesetzlichen Grundlage. Gemäss dieser Grundlage muss die Planung alle vier Jahre vergleichbar wiederholt werden.

Die beiden ersten Projekte zur Erstellung der Strategischen Netze 2015 und 2025 haben sich deutlich von der aktuellen Lösung unterschieden.

- 2008 wurde die Planung des Strategischen Netzes 2015 noch durch die damaligen acht Eigentümer des Übertragungsnetzes getrennt durchgeführt².
- 2015 erfolgte die Planung des Strategischen Netzes 2025 durch Swissgrid in Eigenregie. Swissgrid erstellte damals selbst die Szenarien, was beim Strategischen Netz 2040 erstmals eine Aufgabe des BFE ist³.

Abbildung 1 fasst die Entwicklung des Planungsprozesses für das Übertragungsnetz der Schweiz zusammen.

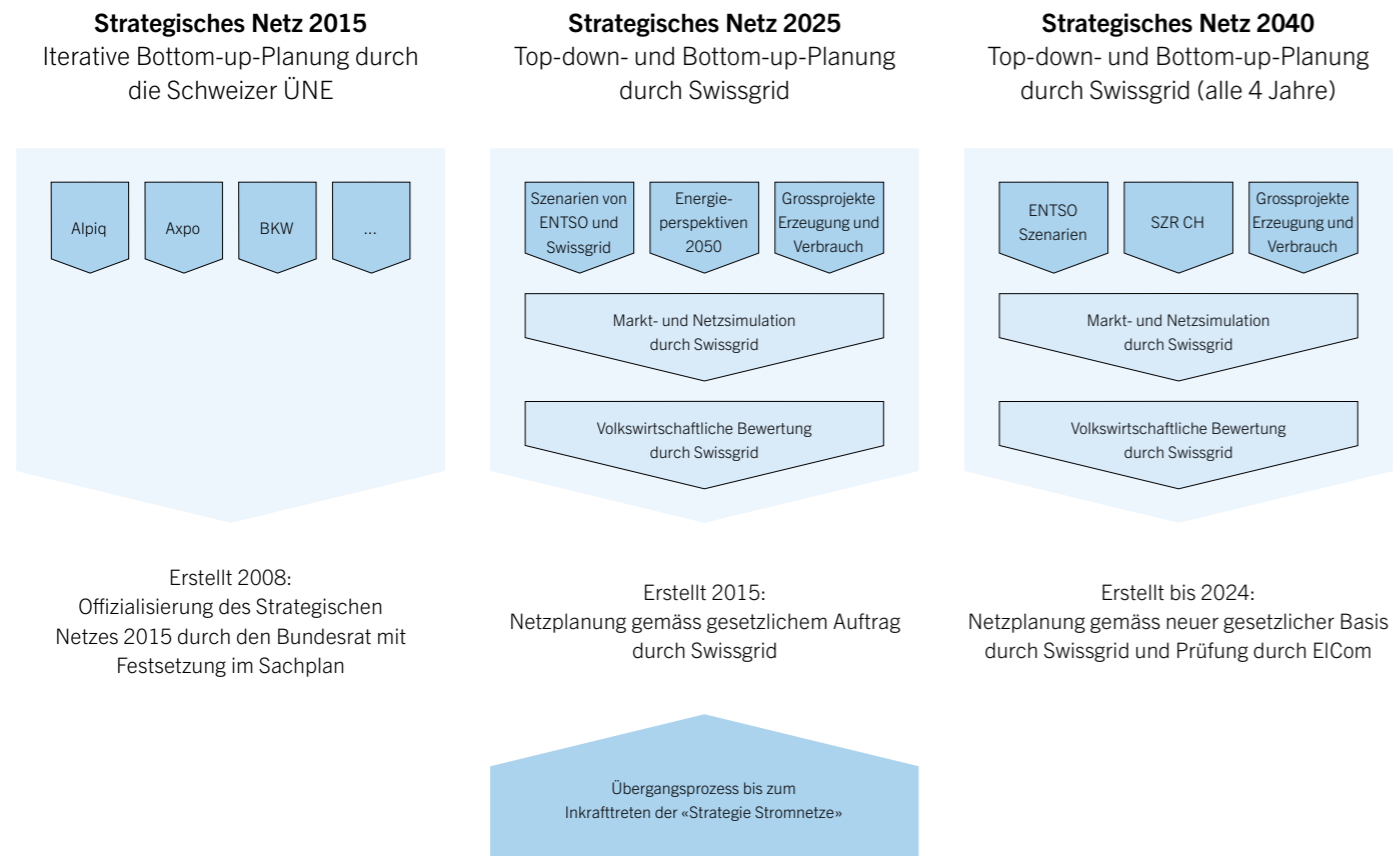


Abbildung 1 – Prozess zur Entwicklung des Übertragungsnetzes im Wandel

2.2 Regulatorischer Rahmen

2.2.1 Regulatorische Vorgaben Schweiz

Gemäss Art. 8 Abs. 1 StromVG sind die Netzbetreiber zuständig für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes.

Mit dem schrittweisen Inkrafttreten (2019–2021) der Bestimmungen des Bundesgesetzes über den Um- und Ausbau der Stromnetze («Strategie Stromnetze») wurde neu zusätzlich der Netzplanungsprozess gesetzlich geregelt (Art. 9a–d StromVG).

Der Szenariorahmen Schweiz (SZR CH) ist nur eine Basis für die Netzplanung der Netzebenen 1 bis 3. Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber am Übertragungsnetz (VNB am ÜN) treffen im Rahmen der Regionalisierung zahlreiche Annahmen zur regionalen Umsetzung der Vorgaben des SZR CH. Weitere Annahmen trifft Swissgrid bei der Modellierung des Kraftwerks-/Speichereinsatzes und bei der Nutzung der Flexibilität (Demand Side Management, Demand Side Response). Zum Zwecke der Netzplanung stützt sich Swissgrid auf die Annahme, dass die zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen gewährleisten, dass Erzeugung und Verbrauch sich in dem vom SZR CH vorgegebenen Rahmen entwickeln.

Swissgrid ist verpflichtet, mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zusammenzuarbeiten. Auch muss sie die Schweiz in den entsprechenden Gremien vertreten (Art. 20 Abs. 2 lit. e StromVG). Die Netzplanung und das Strategische Netz müssen international abgestimmt werden. Diese Koordination wird durch die ENTSO-E-Mitgliedschaft von Swissgrid und durch bilaterale Koordinationen und gemeinsame Netzstudien mit direkt benachbarten ÜNB sichergestellt.

² Bericht AG LVS vom 28.02.2007: https://bhlaw.ch/wp-content/uploads/2018/08/Schlussbericht_AG_LVS_BFE_2007_Merker_d.pdf

³ Bericht von Swissgrid zum Strategischen Netz 2025: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-technical-report-de.pdf>

2.2.2 Regulatorische Vorgaben Europa

Die EU-Verordnung 943/2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt⁴ beauftragt in Art. 30 Abs. 1 lit (b) ENTSO-E «alle zwei Jahre einen nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan zu erarbeiten und zu veröffentlichen»: das ist der TYNDP (Ten-Year Network Development Plan).

Der TYNDP-Prozess ist in acht Teilschritte gegliedert. Er wird in der Abbildung 2 dargestellt.

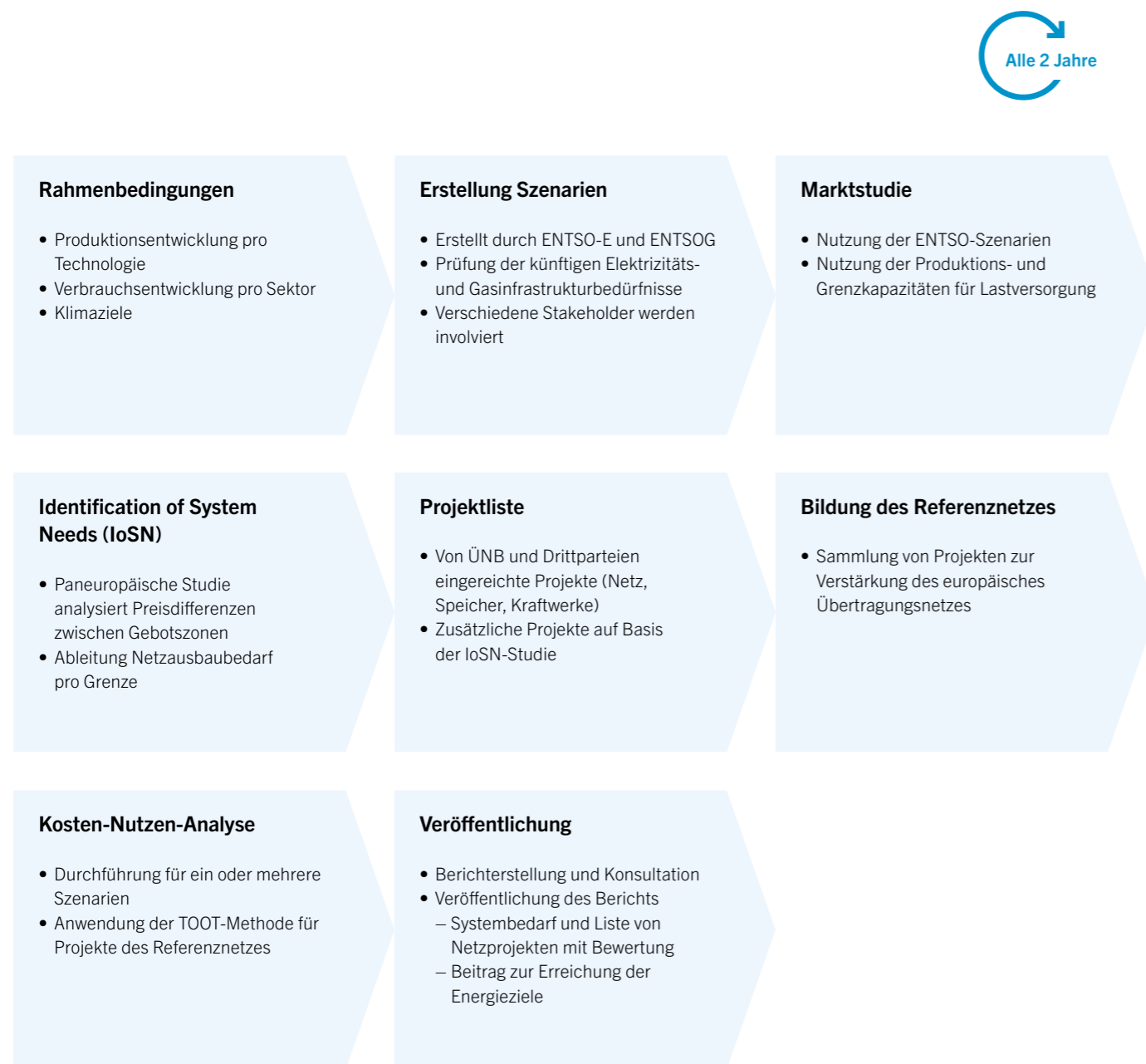


Abbildung 2 – Übersicht über den TYNDP-Prozess

Das Übertragungsnetz ist ein wichtiger Pfeiler der Energiestrategie 2050. Es wird in einem koordinierten Prozess regelmässig weiterentwickelt und optimiert.

⁴ Diese Verordnung aus dem Clean Energy Package ist eine Weiterentwicklung der EU-Verordnung 2009/714.

3 Übersicht über den Netzentwicklungsprozess



Abbildung 3 – Netzentwicklungsprozess

Abbildung 3 zeigt den Netzentwicklungsprozess von der Planung bis zur Realisierung von Netzausbauprojekten. Das Projekt Strategisches Netz ermittelt in der Planungsphase den Netzausbaubedarf auf Basis des vom Bundesrat genehmigten SZR CH und der von den Netzbetreibern am ÜN regionalisierten Daten zur lokalen Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch.

Die Phasen «**Projektierung**» und «**Realisierung**», in denen Netzprojekte konkret geplant, genehmigt und gebaut werden, sind nicht Teil des Projekts Strategisches Netz und daher in diesem Dokument nicht beschrieben.

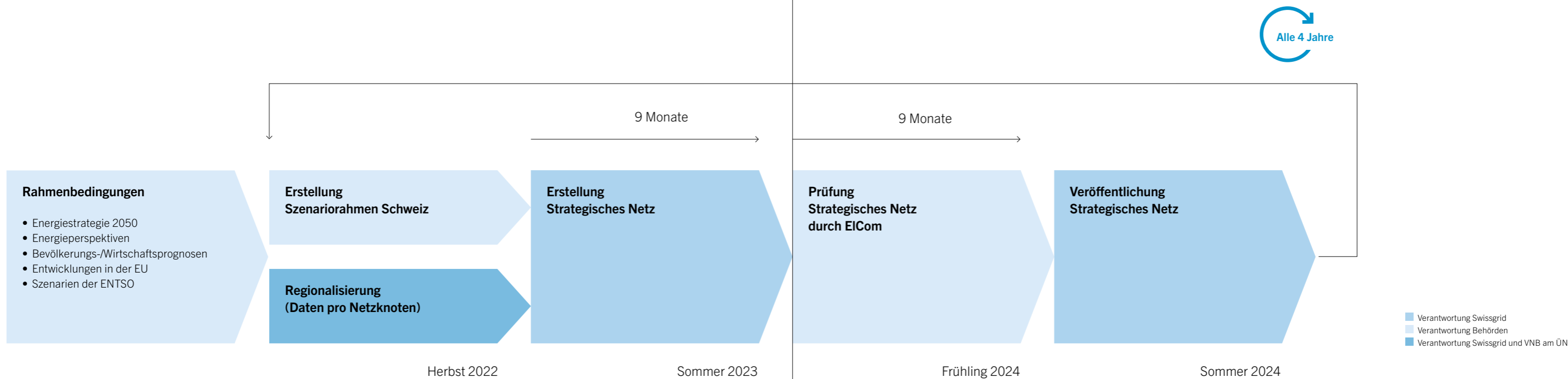


Abbildung 4 – Wiederkehrende Erstellung SZR CH und Strategisches Netz

Abbildung 4 visualisiert den sich alle vier Jahre wiederholenden Prozess zur Erstellung des Strategischen Netzes.

Das BFE erstellt einen **SZR CH** als Grundlage für die Netzplanung des Übertragungsnetzes und der Verteilnetze hoher Spannung (NE1–3). Der SZR CH stützt sich dabei auf die energiepolitischen Ziele des Bundes sowie gesamtwirtschaftliche Rahmendaten und berücksichtigt das internationale Umfeld (insbesondere die Szenarien von ENTSO). Der SZR CH wird vom Bundesrat genehmigt und ist für die Behörden (inkl. EiCom) und Swissgrid für die Planung der Stromnetze eine verbindliche Grundlage (vgl. Kapitel 6).

Die nationalen Vorgaben aus dem SZR CH zur Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs, getrennt nach Technologien bzw. Verbrauchergruppen, werden anschliessend mittels eines durch eine Branchenarbeitsgruppe erarbeiteten **Regionalisierungsprozesses** regionalisiert.

Der Regionalisierungsprozess beschreibt, wie die nationalen Kennzahlen pro Parameter auf die Netzgebiete (Versorgungsgebiete) der Netzbetreiber der Netzebene 3 (NE3) und anschliessend auf die Netzknoten (NE1 und NE3) verteilt werden, wodurch eine für die Netzplanung verwertbare (d. h. knotenscharfe) Datenbasis geschaffen wird.

Die Netzbetreiber aller Netzebenen koordinieren ihre Netzplanung und stellen einander die dafür erforderlichen Informationen unentgeltlich zur Verfügung. Dazu zählen insbesondere Informationen zum bestehenden Netz, zu geplanten Netzprojekten sowie Prognosen zu Produktion und Verbrauch. Swissgrid muss insbesondere die Netzentwicklung auf der NE3 bei der Planung des Strategischen Netzes berücksichtigen.

Basierend auf dem SZR CH und davon abgeleiteten regionalisierten Daten erstellt Swissgrid das **Strategische Netz**. Das Strategische Netz beschreibt und begründet die vorgesehenen Netzprojekte für den untersuchten Zeitraum. Der Mehrjahresplan bzw. der Bericht zum Strategischen Netz ist innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des SZR CH durch den Bundesrat der EiCom vorzulegen.

Die **EiCom prüft** das Strategische Netz innerhalb von neun Monaten darauf, ob die darin enthaltenen Netzprojekte aus technischer und wirtschaftlicher Sicht wirksam und angemessen sind. Sollte die EiCom Beanstandungen haben, kommt es zu Anpassungen am Strategischen Netz.

Anschliessend erfolgt die **Veröffentlichung** des geprüften Strategischen Netzes 2040 mittels geeigneter Kommunikationsmassnahmen durch Swissgrid.

Alle vier Jahre beginnt dieser Prozess mit der Aktualisierung des SZR CH aufs Neue.

4 Ziele, Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Strategische Netz

4 Ziele, Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Strategische Netz

Abbildung 5 gibt einen Überblick über die zentralen Ziele, die zu beachtenden Rahmenbedingungen und die Planungsgrundsätze für das Projekt Strategisches Netz.

Ziele der langfristigen Netzplanung

Ein robustes, volkswirtschaftlich optimiertes Netz gewährleistet die Versorgungssicherheit für verschiedene Szenarien und bildet die Basis für die Energiewende. Bei seiner Planung wird auf Ressourcenschonung und minimale Umweltbeeinflussungen geachtet.

Rahmenbedingungen für die Netzplanung

Die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in Europa und der Schweiz wird im SZR CH vorgegeben.

Das unklare Verhältnis zur EU führt zu Ungewissheit bzgl. Grenzkapazität und Importmöglichkeit der Schweiz.

Die Weiterentwicklung des Netzbetriebs und der Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung erhöht die Robustheit des zukünftigen Übertragungsnetzes.

Planungsgrundsätze für das SN2040

Umweltbeeinflussungen werden minimiert durch das NOVA-Prinzip, die Infrastrukturbündelung, Technologieneutralität (Kabel, Freileitung) und die Reduktion der Anzahl Unterwerke.

Zukünftige Netzengpässe (n-1-Verletzungen und Spannungsverletzungen) werden vermieden.

Flexibilität von Speichern, Erzeugern und Verbrauchern wird nur berücksichtigt, wenn sie nutzbar ist.

Relevante Stakeholder werden in den Netzplanungsprozess einbezogen.

Die dynamische Netzstabilität wird sichergestellt.

Netzprojekte werden umgesetzt, wenn sie ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis haben.

Die Ergebnisse werden transparent und nachvollziehbar kommuniziert.

Abbildung 5 – Ziele, Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Strategische Netz

Damit die Zielerreichung gelingt, sind die Kenntnis und das Beachten der Rahmenbedingungen genauso wichtig wie klar definierte Planungsgrundsätze, welche die Leitplanken für den Netzplanungsprozess bei Swissgrid bilden.

Der Netzplanungsprozess erfolgt auf gesetzlicher Basis wiederkehrend alle vier Jahre. Die Rollenverteilung der involvierten Akteure wird klar festgelegt. Der Prozess wird nachhaltig gestaltet, indem Vorgehen, Annahmen und Ergebnisse detailliert dokumentiert werden. Die Qualität wird hierdurch zyklisch verbessert.

4.1 Ziele der strategischen Netzplanung

Ein robustes, volkswirtschaftlich optimiertes Netz gewährleistet die Versorgungssicherheit für verschiedene Szenarien und bildet die Basis für die Energiewende.

Das bedeutet, dass das Strategische Netz so robust geplant wird, dass es die Herausforderungen der Energiewende meistert und damit auch im Jahr 2040 ein Schweizer Übertragungsnetz zur Verfügung steht, welches die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dieses Ziel wird mit einer möglichst volkswirtschaftlich optimierten Lösung erreicht. Hierfür betrachtet Swissgrid das Stromsystem (Markt und Netz) gesamthaft und findet nachhaltige, optimierte Lösungen zu vertretbaren Kosten.

Die Netzplanung achtet auf Ressourcenschonung und minimale Umweltbeeinflussungen.

Das bedeutet, dass das bestehende Netz möglichst effizient genutzt wird, bevor ein Netzausbau erfolgt (NOVA-Prinzip). Es bedeutet ausserdem, dass eine gewissenhafte, nachhaltige Planung ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist, um die Akzeptanz und damit eine Realisierung des Strategischen Netzes zu ermöglichen. Bei der Realisierung von Netzprojekten achtet Swissgrid darauf, dass Bevölkerung und Umwelt möglichst gering belastet werden. Eine Beurteilung, wie gut dies gelingt, erfolgt im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Nutzen Z4 in Kapitel 9).

4.2 Rahmenbedingungen für die Netzplanung

Die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in Europa und der Schweiz wird im SZR CH vorgegeben.

Um den zukünftigen Entwicklungen und Herausforderungen erfolgreich zu begegnen, ist ein leistungsfähiges und diesen Anforderungen angepasstes Übertragungsnetz notwendig. Folgende Punkte sind zu beachten:

- Mit der Energiestrategie 2050 strebt die Schweiz im Rahmen der Klimaziele (Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050) die Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft an. Der Stromverbrauch wird trotz Effizienzmassnahmen weiter zunehmen. Die Netzausbauplanung basiert auf dem öffentlich vernehmlassierten und vom Bundesrat genehmigten energiewirtschaftlichen SZR CH, woraus sich zukünftige Anforderungen an das Übertragungsnetz ableiten lassen.
- Gemäss SZR CH soll die Stromversorgung in der Schweiz durch einen Mix aus dezentraler, erneuerbarer Produktion, Wasserkraft, Stromimporten und Speichertechnologien langfristig sichergestellt werden⁵. Auch zukünftig ist die Schweiz, insbesondere im Winterhalbjahr, auf Stromimporte angewiesen. Swissgrid berücksichtigt und bewertet die sich laufend verändernden Rahmenbedingungen in Europa (z. B. Dezentralisierung der Stromproduktion, Ausstieg aus der Kernenergie und Kohle, Verhältnis CH-EU, Energiekrisen, internationale Konflikte), welche die Möglichkeiten zum Import aus dem Ausland beeinflussen.
- Die drei Szenarien des SZR CH beinhalten unterschiedliche mögliche Entwicklungen bei Erzeugung und Verbrauch in der Schweiz und Europa. Insbesondere Kohle- und KKW-Ausstieg reduzieren die Exportmöglichkeiten der Nachbarstaaten der Schweiz. Ein Szenario des SZR CH sieht daher den Bau von Gaskraftwerken für die Schweiz vor. Swissgrid nimmt, in Abstimmung mit der ElCom und relevanten Stakeholdern, Standorte für diese Gaskraftwerke an.

Das unklare Verhältnis zur EU führt zu Ungewissheit bzgl. Grenzkapazitäten und Importkapazitäten der Schweiz.

Folgende Punkte sind zu beachten:

- Mit Blick auf das Jahr 2040 besteht die Hoffnung, dass die Schweiz und die EU einen Weg für eine gute Zusammenarbeit zum beiderseitigen Nutzen finden. Die EU profitiert von der Schweiz, die in der Mitte von Europa liegt, als Transitland. Kein anderes Land in Europa hat vergleichbar viele Grenzleitungen und Transitflüsse. Für die Schweiz ist Europa wichtig, sowohl im Hinblick auf die Vermarktung der Schweizer Wasserkraft als auch für die Versorgungssicherheit im Winter.
- Swissgrid ist ENTSO-E-Mitglied⁶ und hierdurch in den europäischen Netzentwicklungsprozess integriert. Die Schweiz verwendet die ENTSO-Szenarien für die Modellierung der Entwicklung im europäischen Ausland.
- Die Umsetzung des «Clean Energy Package» der EU, welches das 70 % minRAM-Kriterium und das Flow Based Market Coupling (FBMC) vorsieht, könnte negative Auswirkungen auf die nutzbare Grenzkapazität an den Schweizer Grenzen haben. Deswegen ist es wichtig, dass die Schweiz möglichst rasch wieder vollständig in die europäischen Prozesse integriert wird⁷. Für die Übergangszeit müssen Swissgrid und die benachbarten ÜNB einen Weg finden, wie die Schweiz sachgerecht in den Prozess der Kapazitätsermittlung einbezogen werden kann (z. B. mittels privatrechtlicher Verträge wie etwa SAFA).
- Es ist unsicher, wie und wann die Schweizer Grenzen in die Kapazitätsallokation des FBMC integriert werden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, nimmt Swissgrid für die Netzplanung für das Jahr 2030 eine minimale garantierte Übertragungskapazität an, während für 2040 von einer vollständigen Integration ins FBMC ausgegangen wird.
- Es ist ausserdem unsicher, welche Beschlüsse der Bundesrat in den nächsten Jahren in Folge des unklaren Verhältnisses zur EU treffen wird. Die Auswirkungen dieser Beschlüsse auf die Netzplanung müssen analysiert und ggf. Massnahmen ergriffen werden.

Die Weiterentwicklung des Netzbetriebs und der Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung erhöht die Robustheit des zukünftigen Übertragungsnetzes.

Der Netzbetrieb wird durch Weiterentwicklungen hinsichtlich Prognosen, Koordination, Sensorik, Analysetechnik, Nutzung neuer Flexibilitätsprodukte und die Steuerbarkeit der Stromflüsse noch effizienter und sicherer, allerdings auch komplexer und anspruchsvoller. Folgende Punkte sind zu beachten:

- Um die Stromflüsse und mögliche Netzengpässe frühzeitig erkennen zu können, sind Prognosen der dargebotsabhängigen Stromproduktion (PV, Wind) und des Verbrauchs notwendig. Hierfür müssen die Wetterprognosen, die bereits heute in sehr guter Auflösung zur Verfügung stehen, mit Informationen zum Anlagenbestand (Leistung, Lage, Ausrichtung etc.) verknüpft werden.
- Swissgrid definiert bis 2023 gemeinsam mit ausländischen ÜNB und Schweizer VNB ihr Beobachtungsgebiet («Observability Area»). Ausserbetriebnahmen und Schalthandlungen werden für die Betriebsmittel der Observability Area abgestimmt und Echtzeitmesswerte ausgetauscht.
- Stromflüsse, Temperaturen, Leitungsdurchhang etc. werden zukünftig bei stark belasteten Leitungen gemessen. Die Leitungskapazität und allfällige Redispatchkosten können hierdurch optimiert werden.
- Flexibilitätsprodukte für Verbraucher, Erzeuger und Speicher werden geschaffen (integrierter Markt, Equigy etc.) und gezielt eingesetzt.
- Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung und Spannungshaltung (z. B. FACTS, PST, längs- und querrregelbare Transformatoren) ermöglichen eine optimierte Nutzung des bestehenden Netzes, indem z. B. parallele Leitungen möglichst gleichmässig belastet werden. Hierdurch können auch Wirkverluste reduziert werden. Über weite Entfernungen können grosse Strommengen gezielt mit HGÜ-Leitungen transportiert werden. Diese Technologie wäre z. B. geeignet, um grosse PV-/Windparks im Ausland mit Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz zu verbinden.

Ganz grundsätzlich ist zu beachten, dass die Marktgestaltung und die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht als konstant angenommen werden können. Es gibt z. B. aktuell keine marktbasierenden Anreize dafür, dass die Systemsicherheit mit einer volkswirtschaftlich optimalen Lösung angestrebt wird (z. B. Flexibilitätsprodukte). Das kann sich in den nächsten Jahren ändern, was wiederum einen geringeren Netzausbaubedarf zur Folge haben kann.

Paradigmenwechsel durch einen sprunghaften Anstieg der E-Mobility oder den plötzlichen Ausstieg aus der Kernenergie etc. sind denkbar. Sie müssen sofort beherrscht werden. Die Genehmigung von Netzausbauprojekten dauert mindestens 10 bis 15 Jahre. Bei der Planung eines robusten Netzes müssen diese unterschiedlichen zeitlichen Dimensionen berücksichtigt werden.

⁵ Für die Kernkraftwerke in der Schweiz wird im SZR CH eine Laufzeit von 50 Jahren angenommen, sodass sie langfristig keinen Beitrag mehr zur Stromproduktion leisten.

⁶ Ein Ausschluss von Swissgrid bei ENTSO-E ist nicht ausgeschlossen. In einem solchen Fall müssten in beiderseitigem Interesse analoge vertragliche Lösungen im Hinblick auf die Planung des gemeinsamen Verbundnetzes gefunden werden. Daher wird diese Unsicherheit hier nicht weiter vertieft.

⁷ Die vollständige Integration erfordert ein Stromabkommen mit der EU, das wiederum ein Rahmenabkommen oder etwas Vergleichbares erfordert. Der Abschluss dieser Abkommen könnte gut zehn Jahre dauern.

4.3 Planungsgrundsätze für das Strategische Netz

Umweltbeeinflussungen werden minimiert durch das NOVA-Prinzip, die Infrastrukturbündelung, Technologie-neutralität (Kabel, Freileitung) und die Reduktion der Anzahl Unterwerke.

- Swissgrid baut das Netz nicht auf Vorrat aus. Swissgrid nutzt zuerst das bestehende Netz möglichst effizient (Remedial Actions), verstärkt es bei Bedarf und baut neue Leitungen erst, wenn dies unbedingt notwendig ist. Dauerhaft nicht benötigte Leitungen werden, wo immer möglich, zurückgebaut (NOVA-Prinzip⁸).
- Swissgrid baut grundsätzlich das Netz nicht zu dem Zweck aus, dass beliebige Ausserbetriebnahmen für Instandhaltungs- und Netzausbauarbeiten jederzeit möglich sind. Von diesem Grundsatz darf nur in begründeten Fällen abgewichen werden, wenn z. B. der sichere Netzbetrieb mithilfe von provisorischen Netzelementen oder Redispatchmassnahmen nicht gewährleistet werden kann.
- Durch die Bündelung von Übertragungsleitungen mit Nationalstrassen und Eisenbahnstrecken⁹ soll langfristig die Anzahl paralleler Trassen reduziert werden. Swissgrid berücksichtigt die Resultate der Raumordnungskonferenz (ROK) und koordiniert sich mit den zuständigen Bundesämtern (ASTRA, BAV), den SBB und betroffenen Projektpartnern (z. B. zweite Gotthardröhre, Grimseltunnel).

- Swissgrid berücksichtigt auf der Suche nach dem besten Leitungskorridor und bei der Wahl der anzuwendenden Übertragungstechnologie die Auswirkung auf den Raum und die Umwelt, die technischen Aspekte und die Wirtschaftlichkeit. Swissgrid prüft bei jedem Netzprojekt sowohl Freileitungs- als auch Verkabelungsvarianten¹⁰. Bei der Projektierung, dem Bau sowie dem Betrieb und der Instandhaltung haben beide Technologien Vor- und Nachteile. Das Projekt Strategisches Netz macht Annahmen zur Umsetzungsvariante, um eine Kostenabschätzung erstellen zu können. Die Festlegung von Leitungskorridor und Übertragungstechnologie erfolgt erst im Rahmen der später folgenden räumlichen Koordination im nationalen Sachplanverfahren.
- In der Schweiz gibt es, im internationalen Vergleich, sehr viele Unterwerke auf engem Raum. Eine Ursache hierfür sind z. B. mehrere grosse Wasserkraftwerke auf engem Raum. Im Rahmen von Ersatzinvestitionen wird in Abstimmung mit den lokalen VNB geprüft, welche Unterwerke ggf. zusammengelegt oder rückgebaut werden können. Hierdurch können langfristig Kosteneinsparungen erreicht werden
- Ein aktuell falscher finanzieller Anreiz bei den Netznutzungsentgelten (Grundtarif) führt dazu, dass VNB die Zahl ihrer ÜN-Anschlusspunkte möglichst reduzieren. Das vermindert die Versorgungs- und die Netzsicherheit der VNB und erschwert den Netz-betrieb und die Netzinzstandhaltung bei Swissgrid. Der Bund beabsichtigt, die entsprechende Bestimmung in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) zu streichen. Dies könnte gemäss Botschaft zum Mantelerlass¹¹ ca. 2025 erfolgen.

Zukünftige Netzengpässe und Spannungsverletzungen werden vermieden.

- Mithilfe der Netzsimulation erkennt Swissgrid, bei welchen Netzelementen es zukünftig immer wieder zu n-1- bzw. zu Spannungsverletzungen kommen wird.
- Es wird ausserdem geprüft, ob es im heutigen Netzbetrieb Engpässe gibt, welche die Netzsimulation nicht aufgezeigt hat. Diese Fälle werden bei Bedarf ebenfalls berücksichtigt.
- Bestehende und zukünftige Engpässe werden durch Netzausbaumassnahmen gelöst, sofern Remedial Actions nicht möglich, ausreichend oder teurer als der Netzausbau sind.
- Da das grenzüberschreitende Netz der Schweiz sehr gut ausgebaut ist, werden die meisten Projekte voraussichtlich der Erweiterung des Netzes in der Schweiz dienen. Ein national robustes Netz bildet eine gute Basis für den internationalen Stromaustausch.
- Der Netzausbau ist bedarfsgetrieben und dient der Beseitigung von Netzengpässen, unabhängig davon, wo sie liegen. Damit wird eine zuverlässige Stromversorgung in allen Landesteilen der Schweiz sichergestellt.

Die dynamische Netzstabilität wird sichergestellt.

- Infolge des Rückbaus von grossen thermischen Kraftwerken in Europa reduziert sich die rotierende Masse am Übertragungsnetz, wodurch die Sicherstellung der dynamischen Netzstabilität an Bedeutung gewinnt.
- Daher wird das Referenznetz im Rahmen von Stresstests auf seine dynamische Stabilität geprüft.

Netzprojekte werden umgesetzt, wenn sie ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis haben.

- Für jedes Netzprojekt, dessen Kosten über CHF 1,0 Mio. liegen, führt Swissgrid einen einheitlichen Kosten-Nutzen-Vergleich durch und dokumentiert ihn.
- Nutzen-Kategorien sind u. a.: volkswirtschaftlicher Mehrwert, verminderter CO₂-Ausstoss, verbesserte Integration der Erneuerbaren, Reduktion der Kosten von Netzverlusten und Redispatch, Steigerung der Netz-/Versorgungssicherheit, Reduktion der Umweltauswirkungen, Resilienz¹².
- Je nach Kriterium wird der Nutzen monetär, quantitativ oder qualitativ ausgewiesen.

⁸ Die Botschaft zur «Strategie Stromnetze» führt Folgendes aus: «Die verschiedenen Einzelmassnahmen eines Netzprojekts müssen immer gesamthaft betrachtet werden. Das NOVA-Prinzip muss also in konkreten Netzprojekten mit vielen Einzelmassnahmen so angewandt werden, dass eine insgesamt vorausschauende und dadurch effiziente Lösung resultiert. Die das NOVA-Prinzip reflektierenden Netzplanungsgrundsätze führen also nicht zwingend zuerst zu einer Optimierung, dann zu einer Verstärkung und schliesslich zu einem Ausbau. Insbesondere kann eine umweltrelevante Schutzgesetzgebung der Netzoptimierung oder Netzverstärkung Grenzen setzen in Form von Grenzwerten, beispielsweise bezüglich nichtionisierender Strahlung oder Lärm, die auf jeden Fall eingehalten werden müssen.»

⁹ Vgl. Bündelung von Übertragungsleitungen mit Nationalstrassen und Eisenbahnstrecken (admin.ch).

¹⁰ Das vom Bundesamt für Umwelt publizierte Bewertungsschema und das Handbuch Übertragungsleitungen bildet die Basis für den Technologieentscheid.

¹¹ Botschaft zum Mantelerlass (vgl. Seite 49): «Die Wälzung der Kosten aus dem Übertragungsnetz (Netzebene 1) in das Verteilnetz (Netzebenen 2–7) soll nicht mehr im Verhältnis 30 Prozent Arbeits-, 60 Prozent Leistungs- und 10 Prozent Grundtarif, sondern neu im Verhältnis 10 Prozent Arbeits- und 90 Prozent Leistungstarif erfolgen.»

¹² Ein Netzprojekt hat eine höhere Resilienz, wenn mehrere Szenarien seine Notwendigkeit nachweisen.

Im Zentrum des Strategischen Netzes steht eine sichere, effiziente und nachhaltige Energieversorgung.

Flexibilität von Speichern, Erzeugern und Verbrauchern wird nur berücksichtigt, wenn sie nutzbar ist.

- Mit künstlicher Intelligenz, dezentraler Verbrauchssteuerung und smartem Peak Shaving bei PV-/Windproduktion kann eine Entlastung sowohl der lokalen Netze als auch des Übertragungsnetzes gelingen.
- In der Netzplanung werden diese Potenziale erst berücksichtigt, wenn Swissgrid sie tatsächlich jederzeit und dauerhaft nutzen kann. Hierfür müssen regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen und Verträge abgeschlossen werden, was heute noch nicht ausreichend der Fall ist. Aus heutiger Sicht dienen diese Möglichkeiten vor allem der Steigerung der Betriebssicherheit, aber kaum der Reduktion des Netzausbaubedarfs.
- Die Netzplanung zeigt auf, welche Flexibilität von Verbrauchern, Kraftwerken oder Speichern nötig wäre, um ein konkretes Leitungsprojekt zu vermeiden. Auf dieser Basis kann geprüft werden, ob und zu welchen Kosten die notwendige Flexibilität verlässlich vertraglich beschafft und damit der Netzausbau vermieden werden kann.

Relevante Stakeholder werden in den Netzplanungsprozess einbezogen, und die Ergebnisse werden transparent und nachvollziehbar kommuniziert.

- Swissgrid koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes mit der Planung der Übertragungsnetze der Nachbarländer, der Planung der Verteilnetze und Kraftwerke am Schweizer Übertragungsnetz und der Planung des SBB-Hochspannungsnetzes.
- Swissgrid arbeitet mit Partnern aus der Branche und den Behörden bei der Definition des notwendigen Datenbedarfs, bei der Regionalisierung der nationalen Vorgaben und beim Umsetzungsprozess eng zusammen.
- Swissgrid kommuniziert das Strategische Netz und das Vorgehen zu dessen Ermittlung transparent und nachvollziehbar.

5 Prozess zur Bestimmung des Strategischen Netzes

5 Prozess zur Bestimmung des Strategischen Netzes

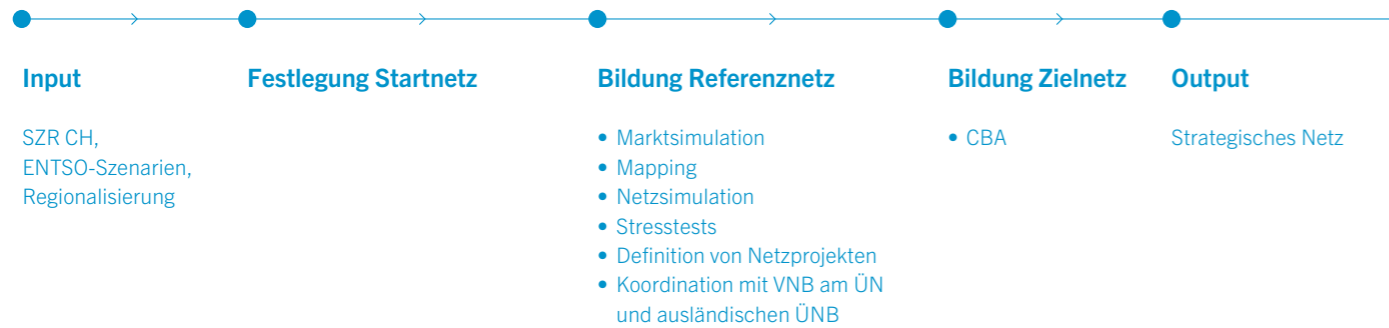


Abbildung 6 – Schritte des Netzplanungsprozesses

Abbildung 6 zeigt die Teilschritte des Netzplanungsprozesses bei Swissgrid.

Der SZR CH¹³ und die darin zugewiesenen ENTSO-Szenarien¹⁴ sind die wesentlichen **Eingangsgrossen** für den Netzplanungsprozess. Zusätzlich erhält Swissgrid Informationen zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Schweiz aus dem Regionalisierungsprozess von den VNB und KWB, die direkt am ÜN angeschlossen sind, sowie von den SBB.

Ausgangspunkt für den Netzplanungsprozess ist das sogenannte **Startnetz**. Dieses europäische Netzmodell beinhaltet alle Netzelemente, die heute in Betrieb sind und die bis 2030 in Betrieb bleiben bzw. noch in Betrieb genommen werden¹⁵.

Anschliessend wird mithilfe von Markt- und Netzsimulationen sowie Stresstests das sogenannte **Referenznetz** gebildet, indem zum Startnetz neue Netzprojekte hinzugefügt und diese mit VNB am ÜN und ausländischen ÜNB koordiniert werden¹⁶.

Nach Finalisierung des Referenznetzes folgt die **Bildung des Zielnetzes**. Mithilfe der **Kosten-Nutzen-Analyse**¹⁷ werden alle zusätzlichen Netzprojekte im Referenznetz bewertet. Prinzipiell werden nur die Projekte Teil des Zielnetzes, bei denen der Nutzen überwiegt. Die Gesamtheit der zusätzlichen Netzprojekte im Zielnetz im Vergleich zum Startnetz ist das **Strategische Netz**.

Der Ausgangspunkt für den Netzplanungsprozess ist das Startnetz. Dieses europäische Netzmodell beinhaltet alle Netzelemente, die heute in Betrieb sind und die bis 2030 noch in Betrieb genommen werden.

¹³ Der SZR CH wird vom Bundesrat genehmigt und ist für die Planung des Strategischen Netzes verbindlich. In diesem werden auch ausgewählte ENTSO-Szenarien zu der verbindlichen Planungsgrundlage für die Entwicklungen im Ausland erklärt.

¹⁴ ENTSO-E und ENTSO-G entwickeln gemeinsam alle zwei Jahre den ENTSO-Szenariorahmen für Strom und Gas für Europa.

¹⁵ Aufgrund von laufenden Gerichtsverfahren besteht eine gewisse Unsicherheit bei dieser Annahme.

¹⁶ Innerhalb von neun Monaten kann diese Koordination nicht abgeschlossen werden, insbesondere wenn gemeinsame Studien notwendig werden.

¹⁷ Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert auf der ENTSO-E-«Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects».

6 Szenarien und Regionalisierung

6 Szenarien und Regionalisierung



Dieses Kapitel beschreibt die nationalen und europäischen Szenarien und deren Regionalisierung, welche die externen Inputgrößen für den anschliessenden Netzplanungsprozess bei Swissgrid bilden.

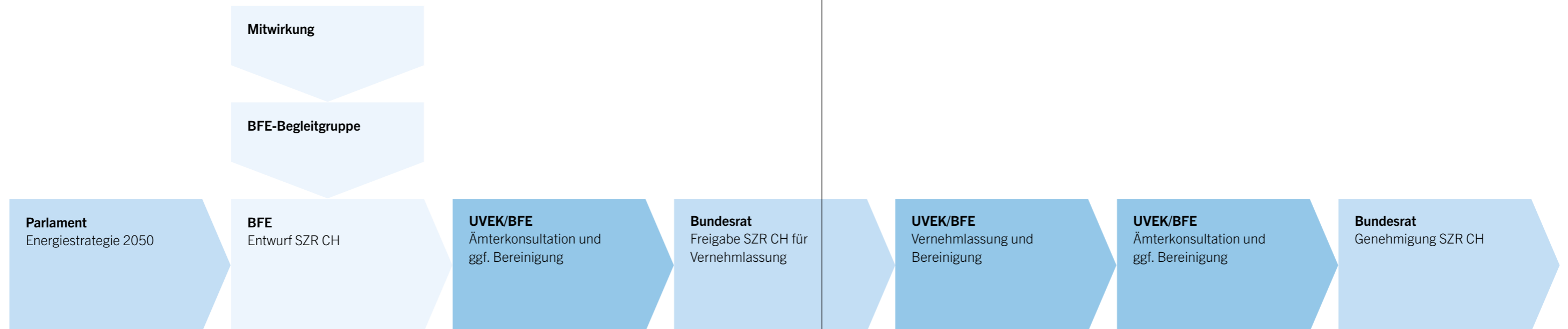


Abbildung 7 – Erstellungs- und Freigabeprozess des SZR CH

6.1 Szenariorahmen Schweiz

Das BFE erstellt einen SZR CH als Grundlage für die Netzplanung des Übertragungsnetzes und der Verteilnetze hoher Spannung (NE1–3). Der SZR CH stützt sich dabei auf die energiepolitischen Ziele des Bundes sowie gesamtwirtschaftliche Rahmendaten und berücksichtigt das internationale Umfeld (insbesondere die Szenarien von ENTSO). Der SZR CH wird vom Bundesrat genehmigt und ist für die Behörden (inkl. ElCom) und Swissgrid für die Planung der Stromnetze eine verbindliche Grundlage.

Bei der Erstellung des SZR CH zieht das BFE die nationale Netzgesellschaft, Vertreter der Verteilnetzbetreiber, die Kantone und weitere Betroffene (u. a. KWB, die SBB sowie Wirtschafts- und Umweltverbände) mit ein (sogenannte Begleitgruppe). Der SZR CH zeigt die Bandbreite möglicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen auf (Zeitraum 10 und 20 Jahre). Abbildung 7 illustriert den Erstellungs- und Freigabeprozess des SZR CH.

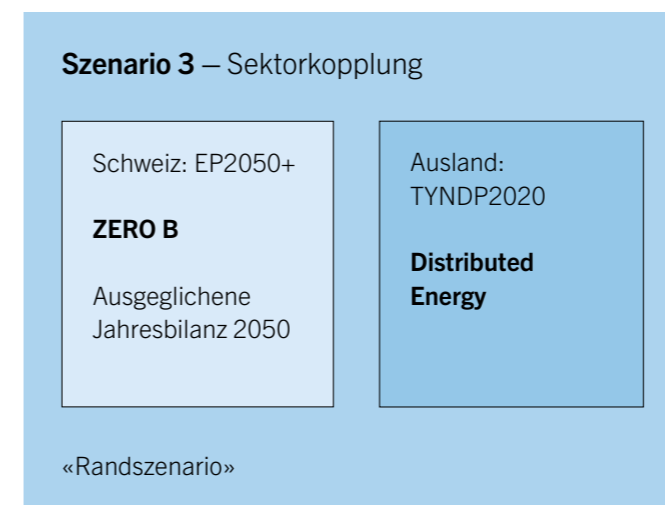
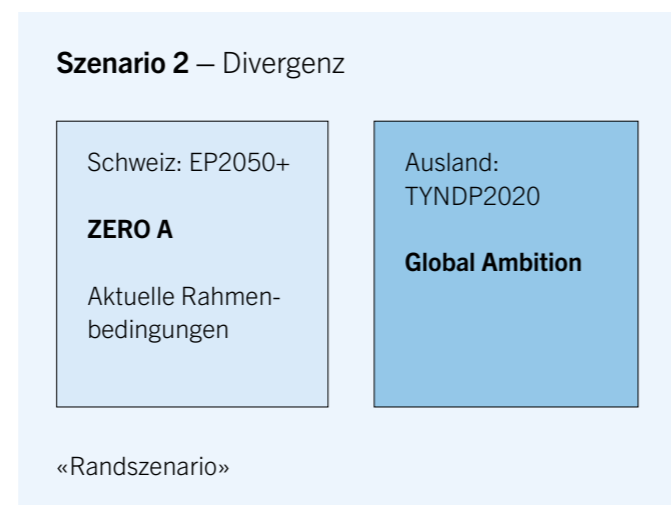
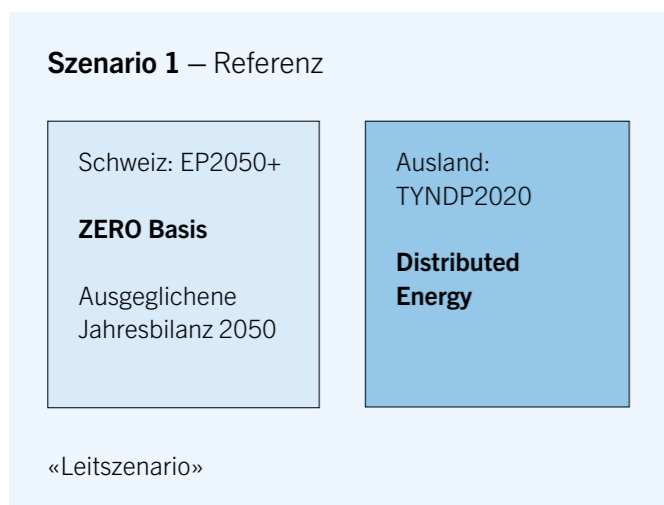
Ein Szenario beschreibt eine mögliche Entwicklung des Stromerzeugungsmix und des Stromverbrauchs in der Schweiz.

Der SZR CH besteht aus einer Anzahl von Szenarien, gemäss Art. 9a Abs. 3 StromVG sind es maximal drei.

Ein Szenario ist keine Zukunftsprognose. Jedes Szenario beschreibt eine denkbare, in sich schlüssige und mögliche Zukunftsentwicklung. Die von der Politik angestrebte, wahrscheinliche Zukunftsentwicklung muss sich im vom Szenariorahmen aufgespannten Raum befinden. Das Strategische Netz ist umso robuster geplant, je mehr Herausforderungen der unterschiedlichen Szenarien es beherrscht.

Der SZR CH, der die Basis für das Strategische Netz 2040 bildet, umfasst drei Szenarien (vgl. Abbildung 8). Alle drei Szenarien basieren auf den im November 2020 vom BFE publizierten Energieperspektiven 2050+ (EP2050+)¹⁸ und dem Netto-Null-Treibhausgas-Emissionsziel bis 2050. Zieljahre des ersten Szenariorahmens sind 2030 und 2040. Basis für die Entwicklungen im Ausland bilden die Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom und Gas (ENTSO-E und ENTSG).

Die Szenarien unterscheiden sich im Kraftwerkspark und im Verbrauch. Die Szenarien des SZR CH wurden 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 europäischen Staaten den jeweils zugewiesenen Szenarien der ENTSO.



Alle drei Szenarien sind kompatibel zum Netto-Null-Ziel, das bis zum Jahr 2050 erreicht sein soll.

Abbildung 8 – SZR CH

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

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 aus durch eine noch stärkere Elektrifizierung des Energiesystems als im Szenario «ZERO Basis», 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 «Belastungsszenario».

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

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

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

Im SZR CH werden die mit den Nachbarstaaten für das Jahr 2025 abgestimmten Grenzkapazitäten (NTC-Werte) für alle Szenarien einheitlich angenommen. Sollte Swissgrid im Rahmen ihrer Analysen erkennen, dass eine Erhöhung der Grenzkapazitäten notwendig ist, so würde Swissgrid die damit verbundenen Projekte mit den ausländischen ÜNB besprechen und deren Notwendigkeit gegenüber der ElCom begründen.

Für die Erstellung des Referenznetzes werden alle drei Szenarien verwendet. Die Bewertung der Projekte mittels der CBA-Methodik (vgl. Kapitel 9) wird hingegen nur für das Leitszenario «Referenz» durchgeführt, da dieses als wahrscheinlichstes Szenario im SZR CH angenommen wird.

6.2 Regionalisierung in der Schweiz

Der SZR CH beinhaltet für die verschiedenen Typen von Kraftwerken, Speichern und Verbrauchern aggregierte Daten auf nationaler Ebene für drei Szenarien für die Jahre 2030/40. Ziel der Regionalisierung ist es, die Veränderung pro Parameter, pro Netzknoten von NE1 und NE3 zu ermitteln. Hiermit wird die für die Netzplanung notwendige Datengrundlage geschaffen.

Mögliche Methoden der Regionalisierung sind im BFE-Dokument «Leitfaden Regionalisierung» beschrieben. Der Leitfaden des BFE ist nicht Bestandteil des SZR CH und rechtlich nicht bindend. Die Ausgestaltung der konkreten Regionalisierung bleibt in der Kompetenz und Zuständigkeit der jeweiligen Netzbetreiber.

Swissgrid und die VNB am ÜN haben sich bezüglich des Umsetzungsprozesses der Regionalisierung in einer Branchenarbeitsgruppe koordiniert. Im gemeinsam erarbeiteten Dokument «Netzplanungsdaten für das Strategische Netz 2040» wird die Regionalisierung beschrieben, wie sie im Jahr 2022 durchgeführt wird bzw. wurde.

Der BFE-Leitfaden unterscheidet vier Grundsätze für die Regionalisierung. Die Beschreibung dieser Grundsätze kann der Abbildung 9 entnommen werden.

Installierte Leistung	Grundsätze	Beschreibung
≥ 10 MW	A Keine Regionalisierung	<ul style="list-style-type: none"> • Standort und Leistung sind bekannt. • Leistungsstilllegungen/-erhöhungen und Leistung von Neuanlagen pro Netzknoten können nur mit Einhaltung folgender Grundsätze durch Stromproduzenten, Speicherbetreiber und Grossverbraucher erfolgen: <ul style="list-style-type: none"> – Meldung an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist/wird. – Ohne Meldung und Baubewilligung erfolgt keine Berücksichtigung in der Netzplanung. – Baubewilligungen und Netzanschlussgesuche müssen bis zu einer vom Netzbetreiber publizierten Frist vorliegen.
< 10 MW	B Bestehende Standorte	<ul style="list-style-type: none"> • Regionale Kennzahl für die Leistungsentwicklung kann auf die bestehenden Anlagenstandorte proportional zur bereits installierten Leistung verteilt werden.
	C Potenzialgebiete	<ul style="list-style-type: none"> • Die regionale Kennzahl betreffend Leistungsentwicklung kann nicht an konkrete bestehende Anlagenstandorte gebunden werden, da noch zu wenig bzw. ungleichmässig verteilte oder keine Standorte vorhanden sind. • Potenzialgebiete werden anhand zusätzlicher Informationen identifiziert. Die Verteilung der Leistungssteigerung erfolgt auf die Netzknoten, die in den Potenzialgebieten liegen.
	D Flächendeckende Entwicklung	<ul style="list-style-type: none"> • Regionale Entwicklung erfolgt pro Netzregion bzw. Netzknoten proportional z. B. zur Bevölkerungs- oder Wirtschaftsentwicklung. • Eignet sich auch für flächendeckende Neubauten, für die keine spezifischen Standorte/Potenzialgebiete vorliegen.

Abbildung 9 – Grundsätze für die Regionalisierung gemäss BFE-Leitfaden

Abbildung 10 enthält die verschiedenen Parameter des SZR CH und die im BFE-Leitfaden pro Parameter empfohlenen Grundsätze für die Regionalisierung. Bei der Photovoltaik hält der BFE-Leitfaden im Text auch eine Kombination der Grundsätze C und D für sinnvoll.

Stromerzeugung	Grundsatz	Speicher	Grundsatz
Laufwasserkraftwerke	A	Pumpspeicherkraftwerke	A
Speicherkraftwerke	A	Dezentrale Batterien	D
Pumpspeicherkraftwerke	A		
Kleinwasserkraftwerke	B bzw. C	Stromverbrauch	
Kernkraftwerke	A	Konventioneller Verbrauch	D
Kombikraftwerke	A	• Sektor Haushalt	
Kehrichtverbrennung	A und B bzw. D	• Sektor Industrie	
Weitere thermische Kraftwerke	A und B bzw. D	• Sektor Dienstleistungen	
Biomasse (Holz)	A und B bzw. D	• Sektor Verkehr	
Biogaskraftwerke	A und B bzw. D	Elektromobilität	D
Abwasserreinigung	B bzw. D	Wärmepumpen	D
Geothermie	A	Power-to-X-Anlagen	A
Photovoltaik	D	Carbon-Capture-Anlagen	B
Windkraft	C	Zubringerpumpen	–

Abbildung 10 – Regionalisierungsmethoden pro Parameter gemäss BFE-Leitfaden

Die nebenstehende Abbildung 11 gibt einen groben Überblick, wie auf Basis der Daten im SZR CH, der Daten im BFE-Leitfaden, allfälliger kantonaler Vorgaben und erhobener Daten zu bestehenden und geplanten Anlagen die Zielwerte pro Netzknoten und damit die Basis für die Netzplanung geschaffen werden.

Datenbeschaffung für die Netzplanung

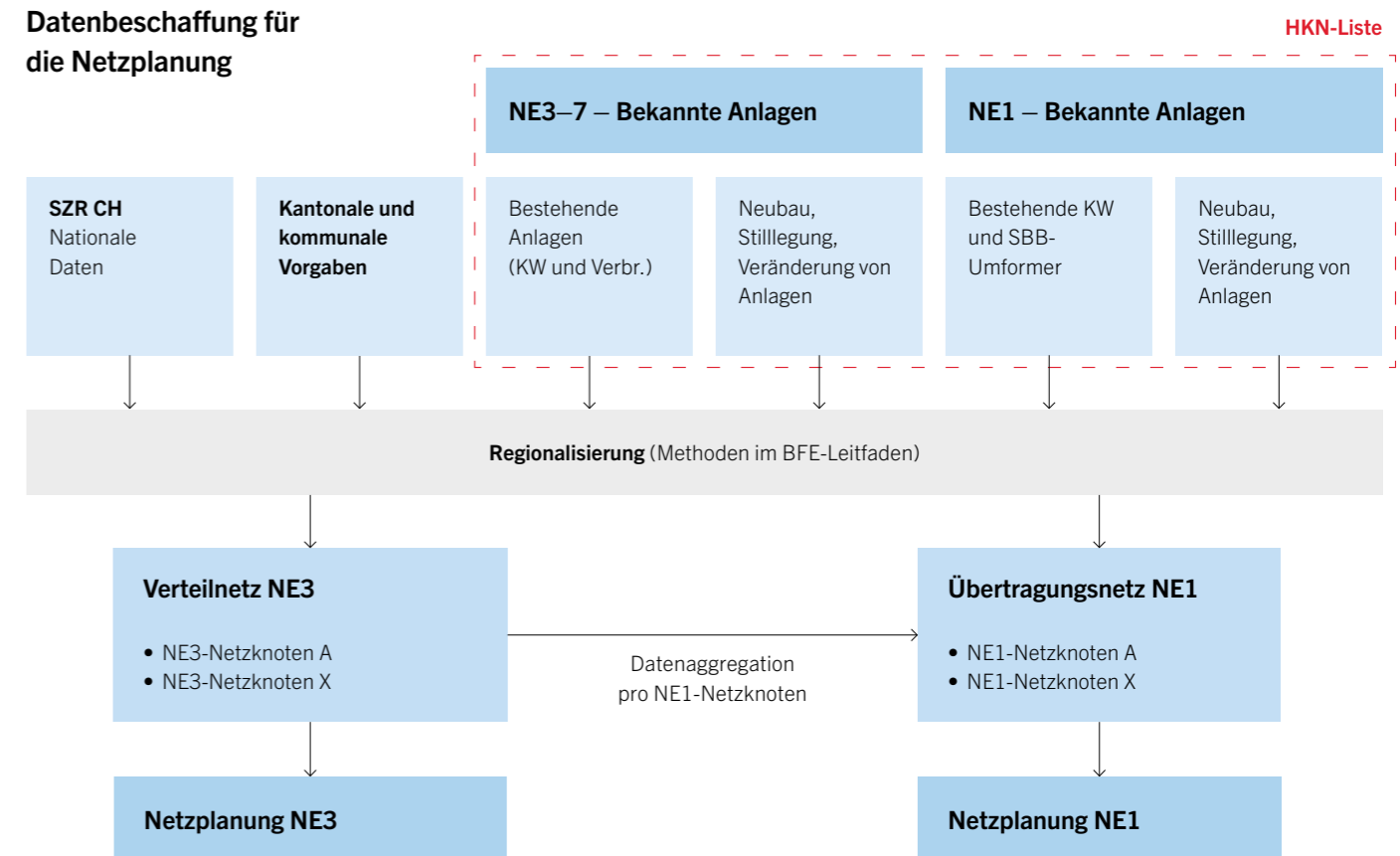


Abbildung 11 – Gesamtprozess zur Datenbereitstellung für die Netzplanung inkl. Prozess der Regionalisierung

Im Regionalisierungsprozess werden von Swissgrid und den VNB am ÜN die nationalen Zielwerte aus dem SZR CH auf die Netzknoten verteilt. Der zu regionalisierende Wert ist pro Parameter und Szenario jeweils die Differenz zwischen dem Zielwert im SZR CH und dem Total des heutigen Anlagenbestands plus Anlagen, die aus heutiger Sicht sicher realisiert werden.

Die VNB am ÜN koordinieren sich untereinander und mit nachgelagerten VNB beim Erfassen von Bestandsanlagen, beim Identifizieren von geplanten Anlagen sowie im Rahmen der Regionalisierung beim Erkennen des verbliebenen Ausbaubedarfs, für den heute noch keine konkreten Projekte vorliegen.

Die VNB am ÜN übermitteln an Swissgrid pro Netzknoten der NE1 die Daten für den heutigen Anlagenbestand pro Typ und die Daten für den angenommenen Anlagenbestand in den Zieljahren 2030/40¹⁹. Die an Swissgrid übermittelten Daten verwenden die VNB am ÜN auch für ihre eigene Netzplanung der NE2–3. Es ist zentral, dass die NE1–3 auf Basis der gleichen Annahmen geplant werden.

¹⁹ Der Anlagenbestand in den Zieljahren ergibt sich, indem zum heutigen Anlagenbestand geplante Projekte und regionalisierte Mengen addiert und Anlagenstilllegungen subtrahiert werden.

Generell zu beachten ist, dass Swissgrid und die VNB am ÜN im Rahmen der Regionalisierung Annahmen treffen bzgl. der Standorte, an denen die gemäss SZR CH zusätzlich zu bauenden Kraftwerke vermutlich erstellt werden. Für jeden Kraftwerkstyp gibt es eine spezifische Methodik bei der Regionalisierung, die sich an den Vorschlägen im BFE-Leitfaden (vgl. Abbildung 10) orientiert. Besonders relevant sind die Annahmen für grosse Kraftwerke, die nach dem Grundsatz A regionalisiert werden sollen. Die Ausgangssituation stellt sich wie folgt dar:

Der SZR CH sieht den Ausbau der grossen Wasserkraft in allen drei Szenarien sowie den Bau von grossen Gasturbinen in Szenario 3 mit Anschluss am ÜN vor, ohne konkrete Standorte und Leistungen der Kraftwerke zu nennen.

- **Speicherkraftwerke (+750 MW):** Es sollen gemäss SZR CH 750 MW in neuen Speicherkraftwerken installiert werden. In der Wasserkraftpotenzialanalyse werden Speicherkraftwerke mit einer Umsetzungswahrscheinlichkeit und ohne eine elektrische Leistung aufgelistet. Bundesrätin Simonetta Sommaruga hat am 18. August 2020 den «Runden Tisch Wasserkraft» einberufen, der am 13. Dezember 2021 eine Erklärung unterzeichnet hat, in der 15 Wasserkraftprojekte in fünf Kantonen genannt werden, die prioritär umgesetzt werden sollen, um bis 2040 eine zusätzliche Stromproduktion von 2 TWh zu realisieren²⁰. Anmerkung: Die zusätzliche Energie wird gewonnen, indem die Entwässerung von weiteren Regionen der Stromerzeugung zugeführt wird. Nur teilweise ist der Bau von neuer Kraftwerksleistung damit verbunden, teilweise werden bestehende Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt, teilweise wird das Speichervolumen durch Staumauererhöhungen gesteigert – Angaben für eine allfällige Leistungserhöhung werden von den Netzbetreibern pro Anschlusspunkt im Rahmen der Projektierung erhoben.
- **Pumpspeicherkraftwerke (+3000 MW):** Hier stehen fünf Projekte konkret im Fokus. Nant de Drance und Ritom II sind in der Inbetriebnahme. Die Umsetzungsdaten von Grimsel 1E, Grimsel 3 und Lago Bianco stehen noch nicht definitiv fest.
- **Gaskraftwerke (+2500 MW):** Die Leistung der Gaskraftwerke könnte pro Anlage zwischen 250 MW und 500 MW liegen. Konkrete Standorte sind bisher unklar.

Swissgrid nimmt Folgendes an:

- Die Netzplanung basiert nur auf den konkreten Gas-/Speicherwasserkraftwerken, deren Umsetzung als wahrscheinlich gilt. Das bedeutet, dass die Zielleistungen für diese beiden Technologien gemäss SZR CH nicht erreicht werden. Hintergrund ist, dass die Regionalisierung bei Kleinkraftwerken (PV, Wind etc.) sinnvoll ist, sie birgt dagegen bei Grosskraftwerken die Gefahr von Stranded Investments.

Swissgrid führt mit potenziellen Kraftwerksinvestoren Gespräche darüber, ob sie an die Umsetzung der jeweiligen Kraftwerksprojekte glauben und welche Leistungssteigerungen an welchen Netzknoten sie dabei planen.

Swissgrid wird die Annahmen zu den Kraftwerksstandorten mit dem BFE und der ECom abstimmen.

Für den Netzausbau bedeutet dies Folgendes:

- **Kraftwerksanschluss:** Ein Netzprojekt, das nur für den Netzanschluss eines neuen Kraftwerks notwendig ist, wird gemäss Grundsatz A erst in das Strategische Netz aufgenommen, wenn der Bauteilscheid für das Kraftwerk vorliegt.
- **Netzverstärkungsbedarf im vorgelagerten Netz:** Dieser basiert i. d. R. auf der Summe mehrerer Treiber (Kraftwerks-, Speicher- und/oder Verbraucherprojekte). Sofern definitiv beschlossene und bewilligte Kraftwerksprojekte einen Netzausbau im vorgelagerten Netz erfordern, wird dieser ausgeführt. Die Erhöhung der Übertragungsleistung wird aber bereits so gewählt, dass auch der spätere Anschluss der bekannten wahrscheinlichen Projekte möglich ist, ohne das Netz nochmals ausbauen zu müssen. Hiermit sollen Zeitverzug und zusätzliche Kosten vermieden werden.

Swissgrid erhebt bei Kraftwerken am ÜN, bei den SBB und bei den VNB am ÜN Daten zum geplanten Aus-/Neubau und zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen und zum Bau von Grossverbraucheranlagen.

Abbildung 12 veranschaulicht die Daten, die Swissgrid von den Partnern erhält, und die bei Swissgrid angewandte Netzmodellierung. Die ganze NE1 (380 kV [rot], 220 kV [grün], 380/220 kV-Trafos) ist abgebildet. Die direkt in NE1 einspeisenden Kraftwerke werden explizit abgebildet. Ausserdem zeigt die Abbildung die Netzkupplungen 50/16,7 Hz (Frequenz-Umformer und statische Frequenz-Umrichteranlagen), über welche die SBB mit dem ÜN Energie austauscht. Die NE2–7 sind nicht detailliert dargestellt. Sie werden, wie nachfolgend beschrieben, durch Ersatzelemente pro Netzknoten modelliert. Die Gesamtheit aller Kraftwerke, die in einen Netzknoten einspeisen, wird durch ein virtuelles Ersatzkraftwerk pro Kraftwerkstyp (Anmerkung: Die Abbildung zeigt nicht alle denkbaren Kraftwerkstypen), die Last durch einen Summenlastgang und die Flexibilität durch ein Potenzial dargestellt.

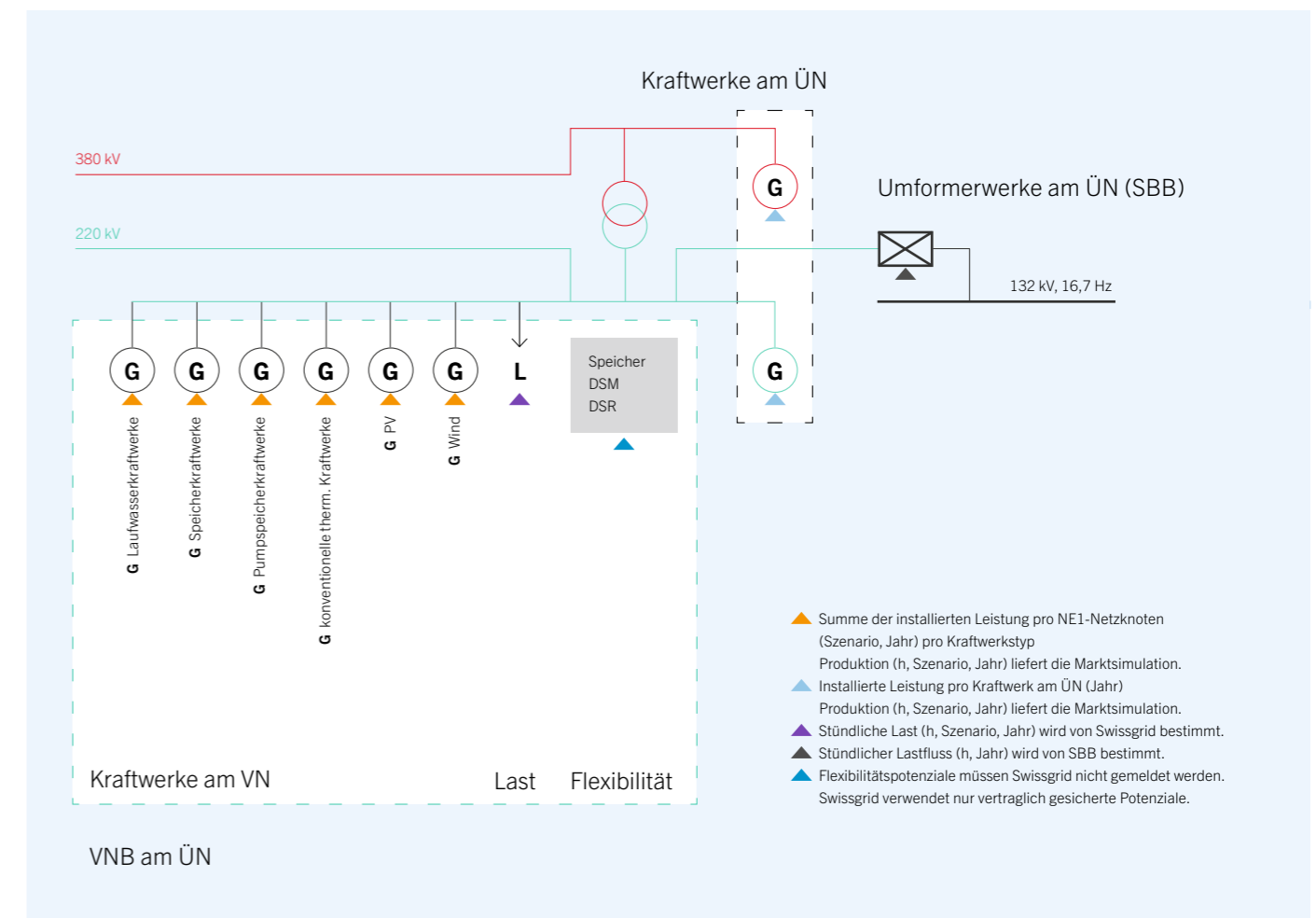


Abbildung 12 – Visualisierung der Daten, die pro Netzknoten erfasst werden

Die Kraftwerke am ÜN übermitteln ihre Angaben zur geplanten Veränderung der installierten Leistung direkt an Swissgrid.

Die SBB melden Swissgrid geplante Anpassungen der Transformationsleistung in den Umformerwerken sowie ein Austauschprofil für die Zieljahre.

Die VNB am ÜN übermitteln Swissgrid Daten zur installierten Leistung pro Kraftwerkstyp, aggregiert auf die NE1-Netz-knoten. Dies sowohl für den heutigen Anlagenbestand als auch für die Zieljahre 2030/40.

Die VNB am ÜN liefern ausserdem Informationen zu geplanten Grossprojekten (z. B. Grossverbraucher, Rechenzentren) in ihrem Zuständigkeitsgebiet und das Potenzial an Blindleistung, das sie pro Netzknoten bzw. pro Netzregion zur Verfügung stellen können.

Die Netzplanung berücksichtigt nur die Flexibilität, die durch Swissgrid selbst zu jedem Zeitpunkt aktiviert werden kann (z. B. Redispatchverträge, integrierter Markt, zeitweise Lastreduktion, Rundsteueranlagen). Die Netzplanung berücksichtigt das Potenzial von allfälliger zukünftig aktivierbarer Flexibilität von Verbrauchern/Kraftwerken/Speichern im Verteilnetz nicht. Die Netzplanung zeigt hingegen auf, welche Flexibilitäten (regelbare Erzeuger, Speicher und Verbraucher) notwendig wären, um ggf. Leitungsprojekte zu vermeiden.

Die Last pro NE1-Netzknoten pro Szenario ermittelt Swissgrid, indem der Gesamtverbrauch Schweiz pro Szenario im Zieljahr mithilfe eines ENTSO-E-Standard-Lastprofils²¹ in einen stündlichen Jahreslastgang umgewandelt wird. Dieser wird dann auf die NE1-Netzknoten²² aufgeteilt. Hierbei wird die heutige Verbrauchsaufteilung (Berücksichtigung von heutigen Verbrauchsschwerpunkten) als Basis verwendet. Verbrauchsveränderungen durch bekannte Grossprojekte können direkt Netzknoten zugeordnet werden. Die verbliebene Verbrauchszunahme zwischen heute und dem Zieljahr wird proportional zur lokalen Bevölkerungsentwicklung auf die Netzknoten aufgeteilt. Anmerkung: Langfristig wäre die Anwendung von kundengruppenspezifischen Lastprofilen denkbar. Aktuell liegen hierzu aber keine ausreichend guten Daten vor.

6.3 Regionalisierung im Ausland

ENTSO-E stellte seinen Mitgliedern im Rahmen des TYNDP-Prozesses Netzmodelle mit bereits regionalisierten Daten zur Verfügung, die Swissgrid bei ihrer Netzplanung verwendet.

²¹ Das ENTSO-E-Lastprofil wird pro Gebotszone erzeugt, indem die Anzahl von Wärmepumpen, E-Mobility-Fahrzeugen, Rechenzentren etc. aus dem SZR CH entnommen und in das ENTSO-E-Tool eingegeben wird.

²² Jede Gemeinde wurde anteilig den NE1-Netzknoten durch die VNB am ÜN zugeordnet.

7 Festlegung des Startnetzes

7 Festlegung des Startnetzes



Input
SZR CH,
ENTSO-Szenarien,
Regionalisierung

Festlegung Startnetz

Bildung Referenznetz

- Marktsimulation
- Mapping
- Netzsimulation
- Stresstests
- Definition von Netzprojekten
- Koordination mit VNB am ÜN und ausländischen ÜNB

Bildung Zielnetz

- CBA

Output

Strategisches Netz

Swissgrid benötigt neben den externen Eingangsdaten aus den Szenarien und der Regionalisierung auch ein Netzmodell, das sogenannte Startnetz, als Ausgangssituation für den Netzplanungsprozess. Das Strategische Netz 2040 umfasst als Ergebnis der Netzplanung alle Netzprojekte, die zum Startnetz hinzugefügt werden müssen, um auch im Jahr 2040 einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Das Startnetz beinhaltet folgende Schweizer Netzelemente:

- Netzelemente, die heute in Betrieb sind und deren Ausserbetriebnahme bis 2030 nicht geplant ist
- Netzelemente, die vor 2030 in Betrieb genommen werden (sind im Bau oder Baubewilligung liegt vor)

Die Entscheidung, welche der Netzprojekte, die noch nicht in Betrieb gesetzt sind, in das Startnetz aufgenommen werden, basiert auf der technischen Mehrjahresplanung von Swissgrid.

Netzprojekte aus dem Strategischen Netz 2025, die nicht Teil des Startnetzes sind, werden nur weiterverfolgt, sofern sich deren Notwendigkeit im Projekt Strategisches Netz 2040 bestätigt.

Für das kontinentaleuropäische Ausland verwendet Swissgrid ein Netzmodell von ENTSO-E. Das heutige Netzmodell wird um weitere Netzprojekte erweitert, um den wahrscheinlichen Zustand im Jahr 2030/40 abzubilden. Im TYNDP sind alle Netzprojekte aufgelistet mit dem jeweils angestrebten Jahr der Inbetriebnahme und dem aktuellen Projektstatus. Auf dieser Basis entscheidet Swissgrid, ob das Projekt im Netzmodell für 2030 bzw. 2040 berücksichtigt wird. Die Entscheidungsmatrix kann nebenstehender Tabelle entnommen werden.

Berücksichtigung von TYNDP-Projekten

Inbetriebnahmejahr

Projektstatus	2030-Szenarien		2040-Szenarien	
	≤ 2030	2030–2040	≤ 2030	2030–2040
Under Consideration	Nein	Nein	Ja	Nein
Planned But Not Yet in Permitting	Nein	Nein	Ja	Ja
In Permitting	Ja	Nein	Ja	Ja
Under Construction	Ja	Nein	Ja	Ja

8 Bildung Referenznetz

8 Bildung Referenznetz



Dieses Kapitel beschreibt, wie Swissgrid vom Startnetz zum Referenznetz kommt. Dazu werden dem Startnetz so lange Netzprojekte hinzugefügt, bis es bei Netzsimulationen mit den Szenarien aus dem SZR CH weitgehend keine Netzengpässe mehr gibt und das Referenznetz auch die Stresstests (z. B. Mehrfachausfälle, Kurzschlüsse, dynamische Berechnungen, Spannungsanalyse etc.) besteht.

8.1 Beschreibung des Prozesses zur Referenznetzbildung

Der Gesamtprozess ist in Abbildung 13 vereinfacht dargestellt und im folgenden Text beschrieben.

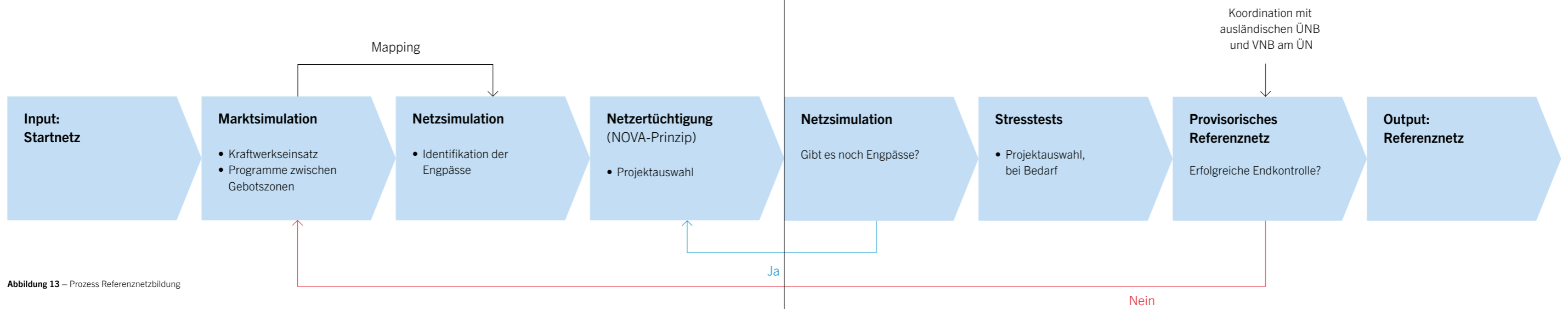


Abbildung 13 – Prozess Referenznetzbildung

Eingangsgrößen: Das Startnetz gemäss Kapitel 7 und die Daten aus dem SZR CH, aus den ENTSO-Szenarien und dem Regionalisierungsprozess gemäss Kapitel 6 bilden den Ausgangspunkt für die Bildung des Referenznetzes.

Marktsimulation mit FBMC: Die Marktsimulation kennt auf Basis der Szenarien pro Gebotszone den stündlichen Verbrauch, die verfügbare Kraftwerksleistung pro Kraftwerkstyp, die aktuelle Grenzkapazität zwischen den Gebotszonen und ebenso stündliche Klimadaten als Basis für die dargebotsabhängige Erzeugung (z. B. PV, Wind). Für die verschiedenen Szenarien des SZR CH werden Marktsimulationen durchgeführt. Die Marktsimulation liefert als Resultat den stündlichen Kraftwerkseinsatz pro Gebotszone und den resultierenden grenzüberschreitenden Stromaustausch. Die Zielfunktion ist die Deckung der Last in jeder Gebotszone, zu minimalen Erzeugungskosten unter Berücksichtigung der maximalen Grenzkapazität zwischen den Gebotszonen.

In der Vergangenheit wurden als Grenzkapazität die bilateral abgestimmten, fixen NTC-Werte verwendet. Neu kommt der sogenannte FBMC-Algorithmus für die Ermittlung der Grenzkapazität zum Einsatz.

Hierbei wird die 70 %-minRAM-Regel für die kritischen Netzelemente (CNECs) angewandt. 70% minRAM bedeutet, dass gemäss EU-Vorgabe (Clean Energy Package) mindestens 70% der Übertragungskapazität jedes CNEC (Critical Network Element and Contingency) dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Damit dies gelingt, müssen die Übertragungsnetzbetreiber Redispatch einsetzen, was zu hohen Kosten führen kann. Ziel der EU ist, hiermit einen Anreiz zu schaffen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Grenzkapazitäten zwischen den Gebotszonen ausbauen, um Redispatchkosten zu vermeiden. Hiermit wird die Basis für eine erfolgreiche Energiewende geschaffen.

Damit die noch verbliebenen Langfristverträge an den Schweizer Grenzen berücksichtigt sind, werden die Grenzkapazitäten entsprechend justiert.

Mapping: Die Ergebnisse pro Gebotszone aus der Marktsimulation werden mithilfe des sogenannten Mappings auf die Knoten des europäischen Netzmodells aufgeteilt. Hierdurch sind die stündliche Erzeugung²³ und der Verbrauch pro Netzknoten als Eingangsgrößen für die Netzsimulation bekannt.

Netzsimulation: Für jedes Szenario werden mit dem europäischen Netzmodell Netzsimulationen gerechnet und allfällige Engpässe (n-1-Verletzungen)²⁴ erkannt. Daraus wird die Auslastung der Netzelemente pro Szenario erstellt, und es wird deutlich, an welchen Stellen noch Netzausbaubedarf besteht.

Netzertüchtigung gemäss NOVA-Prinzip: Bei der Netzertüchtigung wird stets das NOVA-Prinzip angewandt. 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 (z. B. topologische Massnahmen, Redispatch oder Nutzung von Flexibilitäten) nicht ausreichen, um einen erkannten Engpass zu beherrschen, dann wird zuerst die Netzoptimierung vorgenommen und, wenn das nicht zielführend ist, eine Netzverstärkung (z. B. leistungsfähigere Leiterseile, höhere Spannung) sowie als letztes Mittel der Netzausbau (neue Trasse) angestrebt. Abbildung 14 visualisiert, wie aus dem Startnetz schrittweise das Referenznetz gebildet wird.

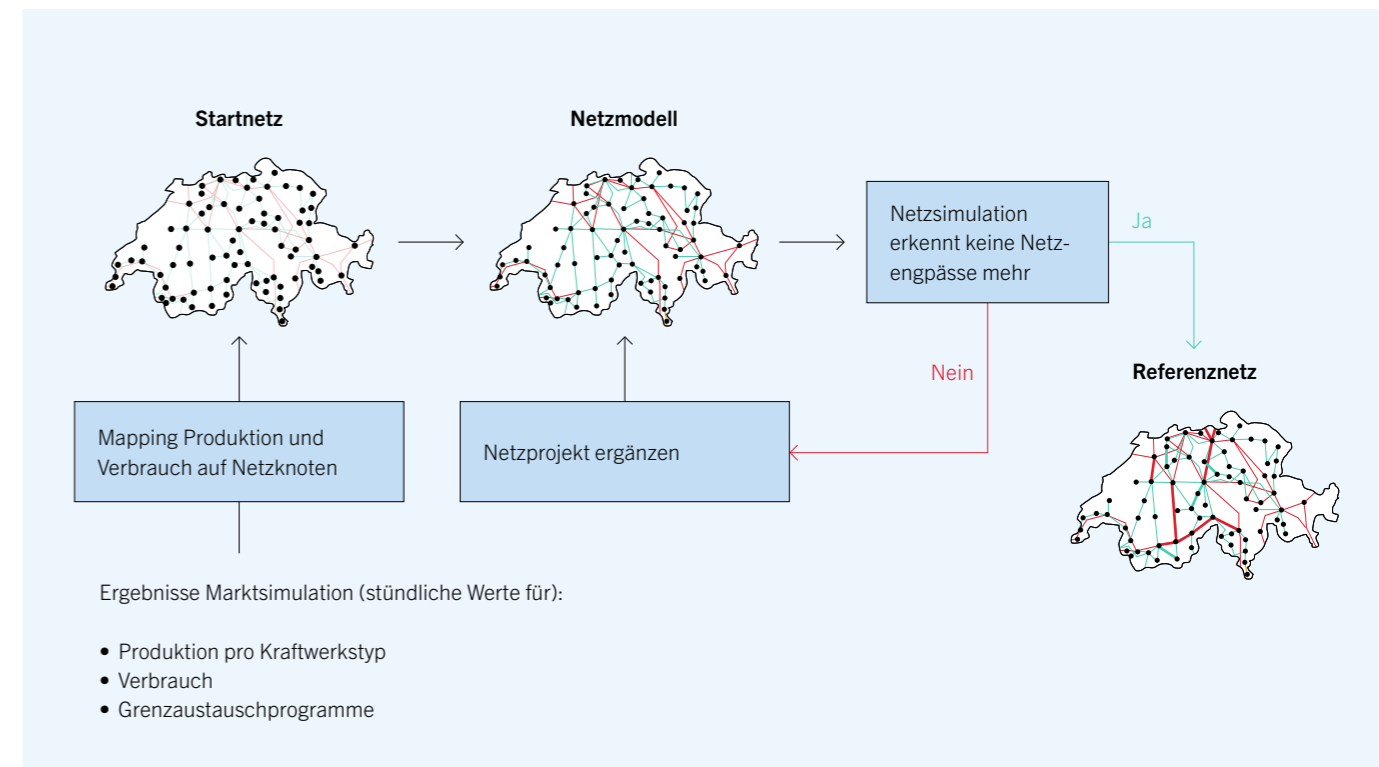


Abbildung 14 – Referenznetzbildung (Anmerkung: Bestimmung erfolgt mit europäischem Netzmodell)

Erneute Netzsimulation zur Feststellung, ob noch Engpässe bestehen: Die Netzsimulation wird für die Szenarien des SZR CH mit dem ertüchtigten Netz erneut durchgeführt. Wenn die signifikanten Engpässe noch nicht alle beseitigt wurden, dann müssen weitere Netzertüchtigungsmassnahmen ergriffen werden (entweder werden neue Projekte eingeführt, oder die bereits kreierte Projekte werden auf eine günstigere Weise kombiniert).

Stresstests: Das um zusätzliche Netzprojekte ergänzte Startnetz wird nun diversen Stresstests (z. B. Mehrfachausfälle, Kurzschlüsse, Frequenz-/Spannungsschwankungen etc.) unterzogen. Sollten die Stresstests einen weiteren Netzertüchtigungsbedarf ergeben, dann werden in diesem Schritt weitere Netzprojekte ergänzt, die das Netz ausreichend robust gegen die denkbaren Extremsituationen machen. Als Ergebnis liegt das provisorische Referenznetz vor.

Koordination mit ausländischen ÜNB und der Arbeitsgruppe «Regionale Koordination der Netzplanung» (AG RKN): Die zusätzlichen Netzprojekte, die von Relevanz für andere Netzbetreiber sind, werden diesen vorgestellt. Hierfür findet ein bilateraler Austausch mit den benachbarten ÜNB und in der Schweiz eine Koordination in der AG RKN (VNB, KWB und SBB) statt. Negative Einflüsse auf benachbarte Netze, Doppelinvestitionen durch parallele Infrastrukturprojekte und blinde Flecken sollen dadurch vermieden werden.

Endkontrolle des provisorischen Referenznetzes: Die neuen Netzprojekte verändern die Sensitivitätsfaktoren (PTDF-Matrix) und die Flüsse auf den CNECs (RAM). Daher müssen zur Kontrolle die Markt- und die Netzsimulation noch einmal durchgeführt werden. Theoretisch könnten hierbei nochmals Engpässe erkannt werden, die wiederum mithilfe einer Netzertüchtigung gemäss NOVA-Prinzip gelöst werden.

Output Referenznetz: Nun liegt als Ergebnis das Referenznetz vor.

²³ Das Mapping liefert pro Netzknoten die prozentuale Auslastung der dort installierten Kraftwerkskapazität pro Kraftwerkstyp und damit in Summe die lokale Einspeisung.

²⁴ Zukünftige Spannungsverletzungen werden mit dem provisorischen Referenznetz im Rahmen von Stresstests ermittelt.

9 Festlegung Zielnetz mithilfe der Kosten-Nutzen-Analyse

9 Festlegung Zielnetz mithilfe der Kosten-Nutzen-Analyse



Dieses Kapitel beschreibt, wie die zusätzlichen Projekte des Referenznetzes mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit Analysis, CBA) bewertet werden und wie entschieden wird, welche dieser Projekte aus dem Referenznetz tatsächlich in das Zielnetz, das sogenannte Strategische Netz, aufgenommen werden.

Die CBA liefert die Bewertung jeder einzelnen Netzerweiterungsmassnahme aus wirtschaftlicher, Umwelt- sowie technischer Perspektive und dient somit als Bedarfsnachweis.

Die Basis für die CBA bildet das von ENTSO-E erarbeitete Dokument «CBA 3» in der Version vom 28. Januar 2020. Verglichen mit den vorherigen Versionen weist die CBA 3 neue Nutzenkategorien auf (z. B. B4, B8 etc.), bei denen noch keine Praxiserfahrungen vorliegen. Alle anderen Nutzenkategorien waren bereits Bestandteil vorangehender CBA-Versionen und wurden bereits im Projekt Strategisches Netz 2025 berücksichtigt.

Die CBA wird nur für das Leitszenario des SZR CH durchgeführt und damit der Bedarfsnachweis pro Projekt erbracht. Sofern sinnvoll, können bis zu drei verschiedene Klimajahre zur Anwendung kommen, um die Auswirkungen von unterschiedlichen klimatischen Entwicklungen auf die Nutzenkategorien sichtbar zu machen. Die Auswahl der Klimajahre orientiert sich dabei am jeweils aktuellen TYNDP. Aktuell im TYNDP 2022 sind das die Klimajahre 1995 (Gewichtungsfaktor: 0,233), 2008 (0,367) und 2009 (0,4). Da bei der Referenznetzbildung alle Szenarien berücksichtigt werden, ist das Netz technisch bedarfsgerecht geplant.

Für jedes zusätzliche Netzprojekt X²⁵ wird die CBA wie folgt durchgeführt: Kosten und Nutzen werden zuerst für das Referenznetz bestimmt. Anschliessend werden Kosten und Nutzen für das Referenznetz ohne das Projekt X bestimmt. Indem die Ergebnisse einmal für das Referenznetz mit dem Projekt X und einmal für das Referenznetz ohne das Projekt X verglichen werden, wird der Nutzen des Projekts X deutlich. Auf dieser Basis wird entschieden, ob der Nutzen ausreichend relevant ist, damit das Projekt X in das Zielnetz (Strategisches Netz) aufgenommen wird. Diese Methode der Kosten-Nutzen-Analyse heisst auch TOOT – «Take Out One at the Time». Abbildung 15 visualisiert die Methodik.

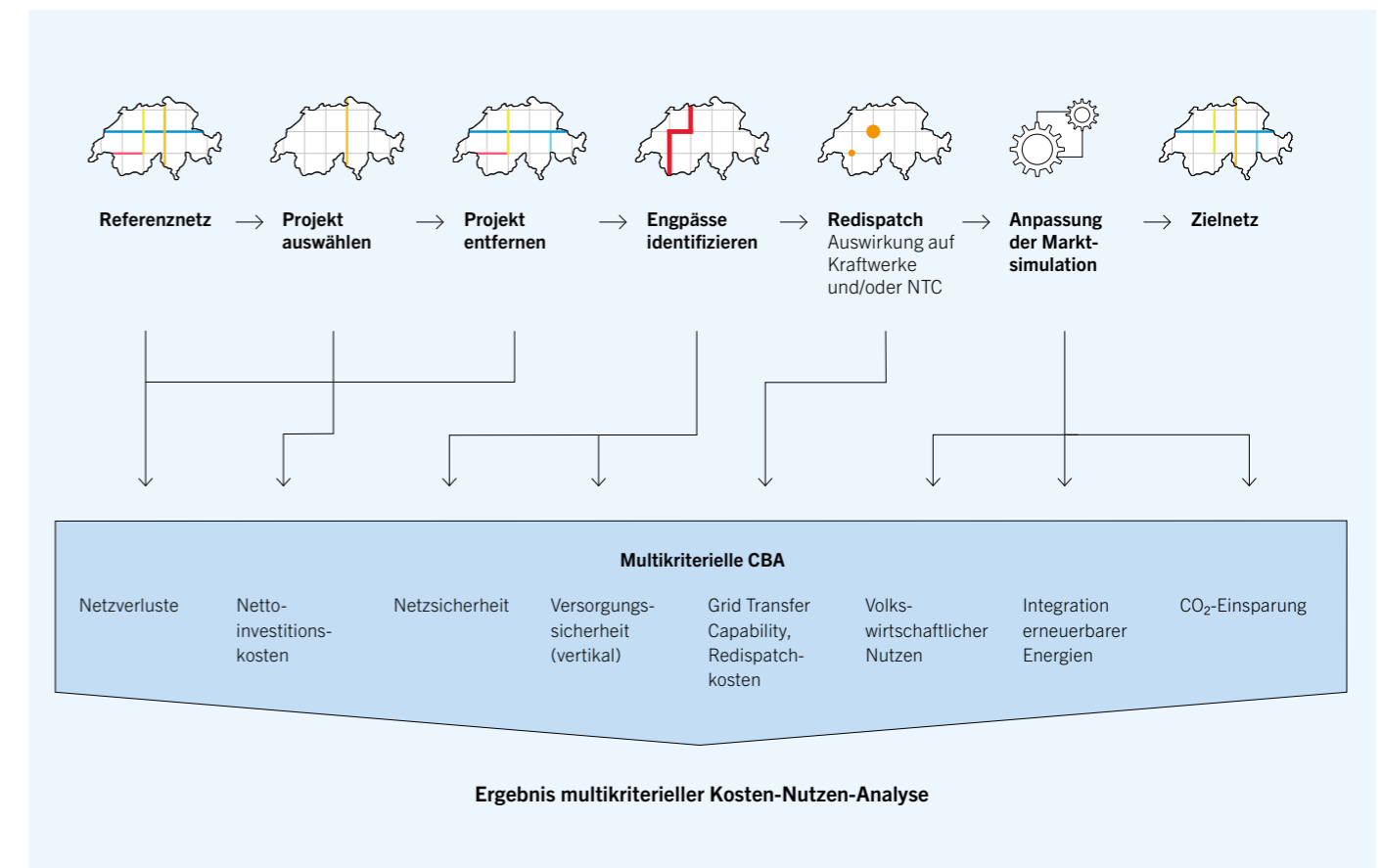


Abbildung 15 – Anwendung der Kosten-Nutzen-Analyse zur Ermittlung des Zielnetzes

²⁵ Für kleinere Netzprojekte, die weniger als CHF 1,0 Mio. kosten, wird keine CBA durchgeführt.

Nur Netzprojekte, deren Nutzen die Kosten übersteigt, werden in das Strategische Netz aufgenommen.

Um den aktuellen monetären Nutzen von Projekten zu bestimmen, wird die Methode Net Present Value (NPV) angewandt. Dabei werden alle Kosten und die monetarisierten Nutzen, die in [CHF/a] angegeben sind und in direktem Zusammenhang mit dem Projekt X stehen, verwendet; hingegen können die Nutzenkategorien, die in physischen Einheiten (z. B. [t/a]) oder qualitativ (z. B. 0 / + / ++)) angegeben sind, nicht in die NPV-Berechnung integriert werden.

Wenn ein Netzprojekt einen negativen NPV hat, ist seine Umsetzung nicht automatisch ausgeschlossen. Im Einzelfall können die nicht monetären Kriterien den Ausschlag geben, wenn z. B. die Versorgungs-/Netzsicherheit massgeblich gesteigert wird. In einem solchen Fall erfolgt eine projektspezifische, nachvollziehbare Begründung auf Basis der qualitativen Indikatoren.

Für Netzprojekte, die durch die vertragliche Erschliessung von bestehenden oder noch zu bauenden Flexibilitäten von Kraftwerken, Verbrauchern und/oder Speichern ersetzt werden könnten, wird aufgezeigt, welche Redispatchmengen jährlich notwendig sind und was deren abgeschätzte Kosten wären (Nutzen B10).

Abbildung 16 basiert auf der CBA 3 von ENTSO-E und gibt eine Übersicht, welche verschiedenen Kategorien von Nutzen (Bi), Kosten (Ci), Residual Benefits (Si) und zusätzlichen Nutzen (Zi) beurteilt werden. Es wird auch deutlich, welche in der CBA 3 enthaltenen Kategorien methodisch auch in der Schweiz angewendet werden und welche nicht. Ausserdem gibt es zusätzliche Nutzenkategorien, die es nur in der Schweiz gibt. Es wird auch visualisiert, welche Nutzenkategorien monetarisiert werden.

Nutzen-Kategorien	Kosten-Kategorien	Übrige Auswirkungen	Schweiz spezifische Nutzen-Kategorien und Auswirkungen
B1: Sozio-ökonomische Wohlfahrt	C1: CAPEX	S1: Umwelt	Z1: Netzsicherheit (horizontal)
• Brennstoffersparnisse dank RES-Integration	C1: OPEX	S2: Gesellschaft	Z2: Versorgungssicherheit (vertikal)
• Vermiedene CO ₂ -Ausstosskosten		S3: Andere	Z3: Resilienz des Projekts
B2: Veränderung CO ₂ -Ausstoss			Z4: Umweltauswirkungen
B3: Integration Erneuerbare			Z5: ITC-Nettoerlöse
B4: Veränderung Nicht-CO ₂ -Ausstoss			
B5: Netzverluste			
B6: Adequacy			
B7: Flexibilität			
• Ausgleichsenergie			
• Ausgleichskapazitäten			
B8: Stabilität			
• Frequenzstabilität			
• Schwarzstart			
• Spannung/Blindleistung			
B9: Vermeidung von Infrastrukturerneuerung/-ersatz			
B10: Redispatch			

System Adequacy (B6, B7)

Systemicherheit (B7, B8, B9)

Legende:
 Teil der Schweizer CBA
 Nicht Teil der Schweizer CBA
 Monetarisiert
 Neu (verglichen mit dem Strategischen Netz 2025)

Abbildung 16 – Kosten- und Nutzenkategorien der CBA

Die Kosten für ein Schweizer Netzprojekt fallen in der Schweiz an (Ausnahme: Grenzleitung mit Kostenaufteilung), der Nutzen durch ein Schweizer Netzprojekt kann in der Schweiz aber auch im Ausland wirksam werden. Swissgrid berücksichtigt im Rahmen der CBA nur die Kosten und Nutzen, die in der Schweiz anfallen. Die Kosten- und die Nutzenkategorien sind wie folgt definiert:

B1 Sozio-ökonomische Wohlfahrt	Die Steigerung der sozio-ökonomischen Wohlfahrt oder Socio-Economic-Welfare (SEW) durch das Projekt ist die Differenz der Summen der Gewinne der Konsumenten, der Produzenten und der Übertragungsnetzeigentümer, die mit und ohne das Projekt entstehen, in [CHF/a].
B3 Integration Erneuerbare	Dieser Nutzen besteht aus zwei Komponenten: <ul style="list-style-type: none"> • Der Leistungsteil [MW/a] entspricht der dank dem Projekt neu ins Netz integrierbaren Leistung von PV-/Windkraftwerken • Der Energieteil [MWh/a] entspricht der vermiedenen Abregelung von PV- und Windkraftwerken (z. B. Peak Shaving)
B5 Netzverluste	Dieser Nutzen ermittelt die durch das Projekt entstehende Veränderung der Netzverluste [MWh/a] und monetarisiert diese in [CHF/a].
B10 Redispatch	Dieser Nutzen weist aus, wie viel Redispatchenergie [MWh/a] und Redispatchkosten [CHF/a] durch das Projekt vermieden werden können.
C1 CAPEX	Hierbei handelt es sich um die aufsummierten Investitionskosten des Projekts [CHF].
C2 OPEX	Hierbei handelt es sich um die jährlichen Betriebskosten in [CHF/a].
Z1 Netzsicherheit (horizontal)	Dieser Nutzen beschreibt qualitativ, wie stark das Projekt die Betriebssicherheit im Übertragungsnetz steigert, indem die Anzahl bzw. die Höhe von n–1/n–k-Verletzungen bzw. von Spannungsverletzungen reduziert werden und damit das Risiko von Netzausfällen bzw. Kaskaden verringert wird.
Z2 Versorgungssicherheit (vertikal)	Dieser Nutzen beschreibt qualitativ, wie stark das Projekt die Versorgungssicherheit der Endverbraucher steigert, indem z. B. die Anzahl der Netzanschlüsse des Verteilnetzes an das Übertragungsnetz erhöht wird oder indem Sticheleitungen im Übertragungsnetz durch eine parallele Leitung verstärkt werden.

Z3 Resilienz des Projekts	Der Nutzen eines Projekts ist umso grösser, umso mehr Szenarien dessen Notwendigkeit nachweisen.
Z4 Umweltauswirkungen	Die Nutzen S1 und S2 der CBA 3 von ENTSO-E sind nicht auf die Schweiz anwendbar. Der Nutzen Z4 bewertet qualitativ, inwiefern das Projekt die Schweizer Umweltauflagen einhält. Die vier möglichen Bewertungen sind: <ul style="list-style-type: none"> • Positiv: Es sind positive Umweltauswirkungen zu erwarten, da beispielsweise bei einer Trassenverlegung die neue Trassenführung weiter von einer Ortschaft entfernt ist oder ein Natur-/Landschaftsschutzgebiet nicht mehr tangiert wird. • Neutral: Das Projekt besteht entweder hauptsächlich aus Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen, die zu keiner wesentlichen Änderung des Trassenverlaufs oder sichtbaren Änderung des Mastbilds führen. • Eher negativ: Die Umweltbeeinflussungen durch das Projekt sind vertretbar, weil z. B. der Trassenverlauf nur auf kurzen Strecken oder das Mastbild nur durch eine moderate Erhöhung geändert wird. • Negativ: Das Projekt besteht im Wesentlichen aus einem Netzausbau auf einer neuen Trasse.
Z5 ITS-Nettoerlöse	Dieser Nutzen beinhaltet die Zunahme der ITC-Nettoerlöse für die Schweiz, die durch das Projekt entstehen in [CHF/a].

Für jedes Projekt wird ein Projektsteckbrief mit der gleichen Struktur erstellt. Dieser beinhaltet die Kosten, die Nutzen pro Kategorie, einen Umsetzungsvorschlag sowie eine Aussage zu Priorität und Dringlichkeit.

Der Netzplanungsprozess endet damit, dass das Strategische Netz der ECom zur Prüfung vorgelegt und nach deren Freigabe publiziert wird.

10 Appendix – Glossar und Abkürzungen

10.1 Glossar

Folgende Begriffe und Abkürzungen sind für das Verständnis des Dokuments wichtig.

CNEC	Critical Network Element and Contingency: Netzelemente, die eine limitierende Wirkung auf die Grenzkapazität zwischen Gebotszonen haben.
ENTSO-Szenarien	ENTSO-E und ENTSO-G 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 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	Herkunftsnachweisliste: 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 CNEC dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss.
Netzknoten	Ein Netzknoten im ÜN ist ein Unterwerk, in dem Kraftwerke und/oder Verteilnetze 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.
SAFA	Mit dem «Synchronous Area Framework Agreement» haben sich die Übertragungsnetzbetreiber Kontinentaleuropas einschliesslich Swissgrid im Jahr 2019 vertraglich verpflichtet, die für die betriebliche Netzsicherheit notwendigen Network Codes einschliesslich der gemeinsam erarbeiteten Ausführungsbestimmungen umzusetzen.
SEW	Socio-Economic Welfare: Der SEW-Index 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. ENTSO-E erlaubt zwei Methoden für die Ermittlung des SEW-Index: 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 2030 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 Szenariorahmen wird für das Zieljahr (2040) und das Stützjahr (2030) erstellt.

TOOT

«Take Out One at the Time» ist eine Methode, die Swissgrid und ENTSO-E anwenden, um den Mehrwert jedes zusätzlichen Projekts X des Referenznetzes zu ermitteln. Um die CBA-Kosten und -Nutzen ermitteln zu können, wird die Analyse zuerst für das vollständige Referenznetz durchgeführt. Danach lässt man das Projekt X wegfallen und führt die Analyse nochmals durch. Indem für beide Fälle die Kosten und Nutzen bestimmt und gegenübergestellt werden, können die Kosten und die Nutzen des Projekts X ermittelt werden. Dies wird mit jedem Projekt analog durchgeführt, und die Kosten und die Nutzen jedes einzelnen Projekts werden deutlich. Auf dieser Grundlage entscheidet Swissgrid, welche zusätzlichen Projekte des Referenznetzes Teil des Zielnetzes werden. Als Analysemethoden kommen die Markt- und die Netzsimulation zum Einsatz.

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.

10.2 Abkürzungen

AG RKN	Arbeitsgruppe «Regionale Koordination der Netzplanung»
ASTRA	Bundesamt für Strassen
BAV	Bundesamt für Verkehr
BFE	Bundesamt für Energie
CBA	Cost-Benefit Analysis, Kosten-Nutzen-Analyse
DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ENTSO-G	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EP	Energieperspektiven
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
FACTS	Flexible AC Transmission System
FBMC	Flow Based Market Coupling
HGÜ	Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KWB	Kraftwerksbetreiber
MW	Megawatt
NE	Netzebene
NTC	Net Transfer Capacity

PTDF-Matrix	Power Transfer Distribution Function Matrix
PST	Phase-Shift-Transformer (Phasenschieber-Transformator)
PV	Photovoltaik
ROK	Raumordnungskonferenz
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SZR CH	Szenariorahmen Schweiz
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜNE	Übertragungsnetzeigentümer
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber

