



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

23. November 2022

Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung

Aktenzeichen: BFE-471.3-20/10



BFE-D-433E3401/362

Datum:

23. November 2022

Auftragnehmerin:

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Projektverantwortliche Stelle:

Abteilung Energiewirtschaft, Sektion Netze

Hinweise

Der «Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung» beinhaltet drei energiewirtschaftliche Szenarien als Grundlage für die Planung der Stromnetze des Übertragungsnetzes (Netzebene 1, 380/220 kV) und der überregionalen Verteilnetze (Netzebene 3, ab 36 und unter 220 kV).

Nebst der Zusammenfassung führt das vorliegende Dokument in das Thema ein, erläutert den Kontext Netzplanung und Szenariorahmen, beschreibt die Szenarien und zeigt die nationalen Kennzahlen von Stromerzeugung, Stromverbrauch und Flexibilität auf. Mit Blick auf mögliche Risiken ist das Stromnetz zudem einer Risikobetrachtung zu unterziehen.

Wichtige Datengrundlage für den Szenariorahmen sind die im Auftrag des BFE erstellten Energieperspektiven 2050+. Erste Ergebnisse zu den Energieperspektiven 2050+ wurden im November 2020 publiziert; weitere Ergebnisse und ein umfassender technischer Bericht im Dezember 2021 veröffentlicht.

Zum Szenariorahmen hat vom 24. November 2021 bis am 10. März 2022 eine öffentliche Vernehmlassung stattgefunden. Zu Fragen der Elektrizitätsnetze werden die Szenarien und die entsprechenden Kennzahlen mit der Genehmigung durch den Bundesrat für Behörden verbindlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

Der energiewirtschaftliche Szenariorahmen für die Schweiz (SZR CH) stellt für die Netzbetreiber des Übertragungsnetzes (Netzebene 1, 380/220 kV) und des überregionalen Verteilnetzes (Netzebene 3, ab 36 und unter 220 kV) eine wesentliche Grundlage dar, um ihre Netzplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Dieses neue Instrument wurde mit dem Bundesgesetz zum Um- und Ausbau der Stromnetze («Strategie Stromnetze») eingeführt und liegt nun erstmals vor. Der SZR CH wird alle vier Jahre überprüft und nachgeführt, bei Bedarf auch früher. Der SZR CH wird durch den Bundesrat genehmigt und ist für Behörden zu Fragen der Elektrizitätsnetze verbindlich.

Ziel ist es, die Stromnetze möglichst optimal auf die künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Schweiz auszurichten. Angesichts der langen Planungs-, Bewilligungs- und Realisierungsphasen der Übertragungsnetze und der überregionalen Verteilnetze ist dies von wesentlicher Bedeutung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Der SZR CH definiert gemäss Artikel 9a des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) drei Szenarien, welche die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abbilden. Jedes der drei Szenarien stützt sich auf ein energiewirtschaftliches Szenario der Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) des Bundesamts für Energie (BFE) für die Annahmen zur Schweiz und auf ein Szenario der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom und Gas (ENTSO-E und ENTSO-G) für die Annahmen zum Ausland. Zieljahre für den ersten SZR CH sind die Jahre 2030 und 2040. Alle Szenarien haben die Klimaneutralität der Schweiz bis 2050 zum Ziel.

Das Szenario 1 «Referenz» ist das «Referenzszenario» (Leitszenario), welches gemäss Artikel 9d StromVG in der Netzplanung prioritär zu berücksichtigen ist. Das Szenario 2 «Divergenz» und das Szenario 3 «Sektorkopplung» sind demgegenüber aus heutiger Sicht als «Randszenarien» zu betrachten.



Abbildung 1: Übersicht der drei energiewirtschaftlichen Szenarien des SZR CH

Das Szenario 1 «Referenz» basiert für die Kennzahlen zur Schweiz auf dem Szenario «ZERO Basis» der EP2050+ kombiniert mit der Strategievariante Erzeugung «Ausgeglichene Jahresbilanz 2050». Mit dem raschen Ausbau der inländischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht in der Tendenz im Sommerhalbjahr ein Stromüberschuss. Im Winterhalbjahr ist nach wie vor ein Import von Strom erforderlich, doch trägt der verstärkte Ausbau zur Deckung des Stromverbrauchs im Winterhalbjahr bei. Der starke Ausbau der neuen erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, mit dem Ziel, bis 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz in der Schweiz zu erreichen, bringt Herausforderungen bei deren Integration für das Stromnetz. Für die Entwicklung in Europa wird auf das Szenario «Distributed Energy» der ENTSO abgestützt. Die vermehrt dezentrale Erzeugung führt in Europa in der Tendenz zu geringeren weiträumigen Lastflüssen.

Das Szenario 2 «Divergenz» basiert für die Kennzahlen zur Schweiz weitestgehend auf dem Szenario «ZERO A» der EP2050+ mit einer hohen Elektrifizierung des Energiesystems kombiniert mit einer Stromerzeugung gemäss der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen». Die hohe Stromnachfrage in Verbindung mit einem eingeschränkten Ausbau der Stromerzeugung führt zu hohen Anforderungen an die Stromnetze. Für Europa wird auf das Szenario «Global Ambition» der ENTSO referenziert mit vermehrt zentralen grossen Erzeugungsanlagen. Die damit verbundenen erhöhten weiträumigen Lastflüsse führen zu hohen Anforderungen an die Stromnetze, insbesondere an das Übertragungsnetz.

Beim Szenario 3 «Sektorkopplung» wird eine Entwicklung angenommen, wo Biogas und synthetische Gase (z.B. Wasserstoff) eine wichtigere Rolle im Energiesystem übernehmen und zudem der Ausbau der Photovoltaik rasch vorankommt. Dies entspricht weitestgehend dem Szenario «ZERO B» der EP2050+ kombiniert mit der Strategievariante Erzeugung «Ausgeglichene Jahresbilanz 2050». Das Szenario bildet eine moderate Zunahme des inländischen Stromverbrauchs, ein Zubau von Gasturbinen und ein im Vergleich zum Referenzszenario rascherer Ausbau der Photovoltaik ab. Für die Entwicklung in Europa wird auf das Szenario «Distributed Energy» der ENTSO abgestützt. Die vermehrt dezentrale Erzeugung führt in Europa in der Tendenz zu geringeren weiträumigen Lastflüssen.

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten 2040 im Vergleich zu 2019

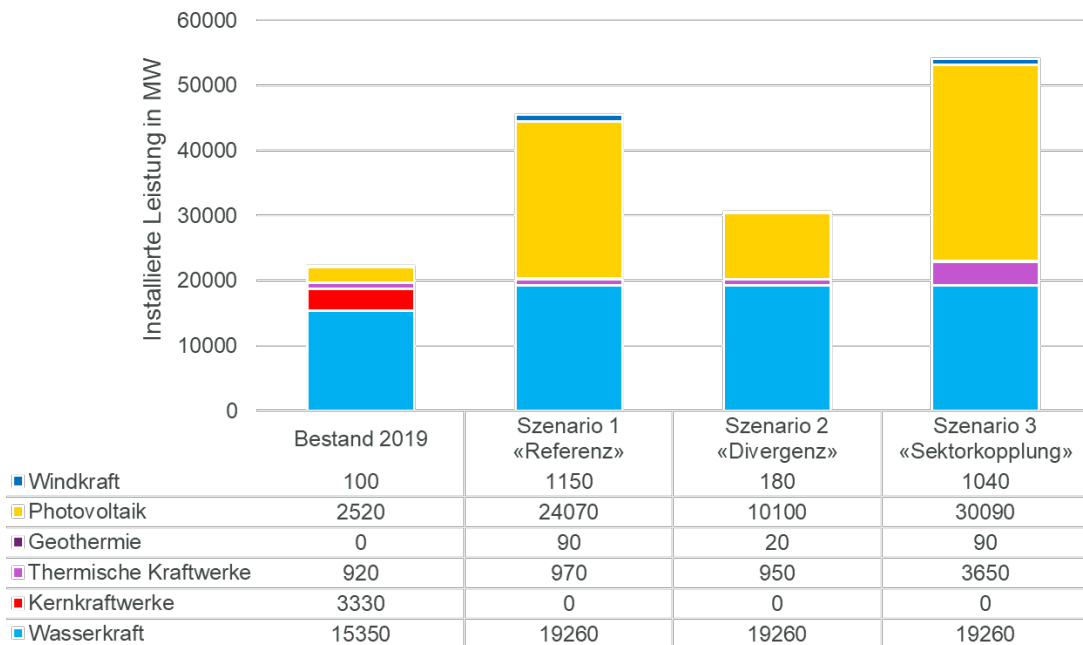


Abbildung 2: Erzeugungskapazitäten in den drei Szenarien des SZR CH für 2040 im Vergleich zu 2019

Kennzahlen der Szenarien

In der folgenden Tabelle 1 ist eine Übersicht der wichtigsten Kennzahlen für die Zieljahre 2030 und 2040 dargelegt. Die drei Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Kennzahlen für das Jahr 2030 kaum. Erst für das Jahr 2040 werden markante Differenzen bezüglich Stromerzeugung und Stromverbrauch ersichtlich.

Jahr Szenario	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

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen 2030/2040 für die Szenarien 1 - 3

* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

Energiewirtschaftliche Rahmendaten

Der SZR CH gibt energiewirtschaftliche Rahmendaten vor, welche in den Simulationen der Netzbetreiber berücksichtigt werden sollen. Dies betrifft Prognosen basierend auf Szenarien in Form des «World Energy Outlook» zur Entwicklung der Rohstoffpreise und CO₂-Preise der internationalen Energieagentur (IEA) sowie Klima- und Wetterdaten, die als Grundlage für die Ermittlung der Einspeiseprofile von Photovoltaik und Windkraft dienen.

Abbildung Ausland

Die Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa erfolgt, indem die Szenarien der ENTSO zum «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) 2020 berücksichtigt werden. Die Szenarien 1 und 3 des SZR CH referenzieren auf das Szenario «Distributed Energy», welches von mehr dezentralen Erzeugungsanlagen und einem starken Wachstum für Photovoltaik, Biogas und «Power-to-Gas» ausgeht. Für das Szenario 2 wird bezüglich der Entwicklung in der EU auf das Szenario «Global Ambition» referenziert, welches vermehrt zentrale Erzeugungsanlagen wie etwa Offshore-Windenergieanlagen im Norden und grosse Photovoltaikanlagen im Süden von Europa vorsieht.

¹ Beinhalten: Kehrlichtverbrennung, Abwasserreinigung, Biogaskraftwerke, Biomassekraftwerke und weitere thermische Kraftwerke

² PSKW = Pumpspeicherkraftwerk

³ Nettostromverbrauch = Bruttostromverbrauch ohne PSKW-Pumpen und Netzverluste, aber inkl. Zubringerpumpen

Grenzkapazitäten

Im SZR CH werden die Grenzkapazitäten 2020 und 2025 bei vollständigem Netz mittels der «Net Transfer Capacity» (NTC)⁴ pro Grenze und Richtung ausgewiesen. Die NTC-Werte für 2025 berücksichtigen dabei das heutige europäische Übertragungsnetz und Netzausbauprojekte, die bis im Jahr 2025 umgesetzt und in Betrieb genommen werden. Die quantitativen Vorgaben für die Auslegung der Stromnetze im Rahmen der Netzplanung müssen unabhängig von möglichen Einschränkungen der Importmöglichkeiten während gewisser Stunden im Jahr festgelegt werden. Andernfalls wäre der Import von Strom permanent reduziert, also auch in Zeiten im Jahr, in denen die Nachbarländer der Schweiz exportieren könnten.

Jahr	2020	2025
Grenzkapazität (NTC) Quelle: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid	Kapazität [MW]	
AT -> CH (Import)	1 200	1 400
DE -> CH (Import)	2 000	3 000
FR -> CH (Import)	3 700	3 700
IT -> CH (Import)	1 910	1 910
CH -> AT (Export)	1 200	1 200
CH -> DE (Export)	4 000	4 200
CH -> FR (Export)	1 400	1 700
CH -> IT (Export)	4 800	5 000

Tabelle 2: NTC-Werte 2020 und NTC-Werte für 2025 bei vollständigem Netz pro Grenze und Richtung

Regionalisierung

Der durch den Bundesrat zu genehmigende SZR CH beschränkt sich auf die Vorgabe von nationalen Kennzahlen. Ergänzend stellt das BFE auf Amtsstufe zur Unterstützung der Netzbetreiber einen Leitfaden zu den Methoden der Regionalisierung zur Verfügung. In diesem Leitfaden werden Methoden vorgeschlagen, wie die Kennzahlen aus dem SZR CH auf die Netzgebiete und danach auf die Netzknoten verteilt werden können. 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. Da die Koordination in «vermaschten» Stromnetzen besonders wichtig ist, besteht seitens der Netzbetreiber die gegenseitige Pflicht zur unentgeltlichen Erteilung von Auskünften bezüglich geplanten Projekten zum Um- oder Ausbau der Stromnetze und Prognosen über Erzeugung und Verbrauch.

Risikobetrachtung

Mit Blick auf mögliche Risiken ist die Zielnetzplanung durch die Netzbetreiber auf ihre Robustheit zu überprüfen. Im Rahmen der Netzplanung soll eine Beurteilung erstellt werden, wie robust das zukünftige, ausgebaute Netz gegenüber denkbaren Risiken und Krisensituationen ist. Dies auch unter dem Gesichtspunkt, wonach die Netzbetreiber für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Stromnetz verantwortlich sind. Risiken sind u.a. ein weiterhin fehlendes Stromabkommen, eine frühzeitige Stilllegung der schweizerischen Kernkraftwerke, die Verzögerung der Netzprojekte in den Nachbarstaaten, eingeschränkte Importmöglichkeiten und fundamentale Änderungen der Stromflüsse. Solche Risiken stellen kein eigenständiges Szenario dar für die Auslegung der Stromnetze, können sich jedoch negativ auf den Systembetrieb der Stromnetze, auf die Importmöglichkeiten der Schweiz und die Volkswirtschaft auswirken. Sollten sich aus der oben genannten Überprüfung erweiterte Anforderungen für die Stromnetze ergeben, haben die Netzbetreiber diese in ihren Mehrjahresplänen zu berücksichtigen.

⁴ «Net Transfer Capacity» (NTC): Maximale Transportkapazität, die pro Grenze kommerziell genutzt werden kann, ohne die Netzsicherheit zu gefährden.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	9
1.1	Das neue Instrument des Szenariorahmens	9
1.2	Auftrag zur erstmaligen Erarbeitung des Szenariorahmens	9
1.3	Auswirkungen der Einführung des Szenariorahmens	10
1.4	Netzplanung Übertragungsnetz	10
1.5	Netzplanung überregionales Verteilnetz	10
1.6	Netzplanung in den Nachbarstaaten	10
1.7	Abgrenzung zu System Adequacy Schweiz	11
1.8	Abgrenzung zum Bahnstromnetz	11
2	Netzplanung und Szenariorahmen	12
2.1	Der Szenariorahmen als erster Schritt der Netzplanung	12
2.2	Berücksichtigung der Szenarien in der Netzplanung	12
2.3	Zeithorizont Szenariorahmen	13
2.4	Periodische Überprüfung und Nachführung Szenariorahmen	13
2.5	Weiterer Bedarf im Kontext der Netzplanung	13
2.6	NOVA-Prinzip und Netzplanungsgrundsätze	13
2.7	Koordination der Netzplanung	14
2.8	Regionalisierung	14
3	Szenarienbeschreibung	16
3.1	Szenario 1: «Referenz»	17
3.2	Szenario 2: «Divergenz»	18
3.3	Szenario 3: «Sektorkopplung»	18
3.4	Szenarien und Varianten der Energieperspektiven 2050+	19
3.5	Szenarien des «Ten-Year Network Development Plan» 2020	20
4	Stromerzeugung	21
4.1	Wasserkraft	21
4.2	Kernkraft	22
4.3	Thermische Kraftwerke	22
4.4	Geothermie	23
4.5	Photovoltaik	23
4.6	Windkraft	24
5	Stromverbrauch	25
5.1	Stromverbrauch konventionell	25
5.2	Elektromobilität	26
5.3	Wärmepumpen	26
5.4	Weiterer Stromverbrauch	27
6	Flexibilität	28
6.1	Abregelung von Erzeugungsanlagen	28
6.2	Speicher	28
6.3	Laststeuerung	29
7	Ausland	31
7.1	Energiewirtschaftliche Entwicklung	31
7.2	Abbildung der Grenzkapazitäten	31
8	Weitere Vorgaben	33

8.1	Rohstoff- und CO ₂ -Preise.....	33
8.2	Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	33
8.3	Klima und Wetterdaten.....	34
9	Risikobetrachtung.....	35
9.1	Auswirkungen des Ukraine-Kriegs auf die Energieversorgung in Europa	35
9.2	Fehlendes Stromabkommen	35
9.3	Fehlende Stromimporte.....	36
9.4	Frühzeitige Stilllegung der schweizerischen Kernkraftwerke.....	36
9.5	Strommangellage	36
9.6	Verzögerung der Netzprojekte in den Nachbarstaaten und in der Schweiz	36
10	Anhang.....	38
10.1	Zusätzliche Angaben Elektromobilität und Wärmepumpen	38
10.2	Kennzahlen zu den Szenarien des «Ten-Year Network Development Plan» 2020	39

1 Einleitung

1.1 Das neue Instrument des Szenariorahmens

Mit dem Bundesgesetz zum Um- und Ausbau der Stromnetze («Strategie Stromnetze») wird neu das Instrument des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens für die Schweiz (SZR CH) eingeführt. Der SZR CH stellt für die Netzplanung des Übertragungsnetzes (380/220 kV, Netzebene 1, NE1) und der überregionalen Verteilnetze (ab 36 und unter 220 kV, Netzebene 3, NE3) eine wesentliche Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und ihre Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren.

Bisher wurde der Bedarf für neue Leitungsprojekte im Sachplanverfahren (Sachplan Übertragungsleitungen – SÜL) beurteilt. Mit der «Strategie Stromnetze» wurde neu eine Vorab-Bedarfsermittlung und Prüfung der Vorhaben der NE1 eingeführt. Dies vor dem Hintergrund, die Bewilligungsverfahren für Stromleitungen von der Frage des Bedarfs zu entlasten. Basis für diese Bedarfsermittlung und -prüfung ist die Erarbeitung eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens. Der SZR CH wird alle vier Jahre überprüft und nachgeführt. Die Vorgaben des SZR CH fliessen in die anschliessende periodische Mehrjahresplanung der Netzbetreiber ein. Die räumliche Koordination erfolgt danach im Rahmen des SÜL-Verfahrens. Dieses stellt sicher, dass die Ausbauvorhaben der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) mit anderen Interessen abgestimmt werden und jeweils der zweckmässigste Korridor festgesetzt wird. Die Bewilligung der Projekte (Plangenehmigungsverfahren, PGV), deren Ausführung sowie die Überprüfung der Kosteneffizienz sind die weiteren Schritte im Netzentwicklungsprozess (vgl. nachfolgende Abbildung 3).

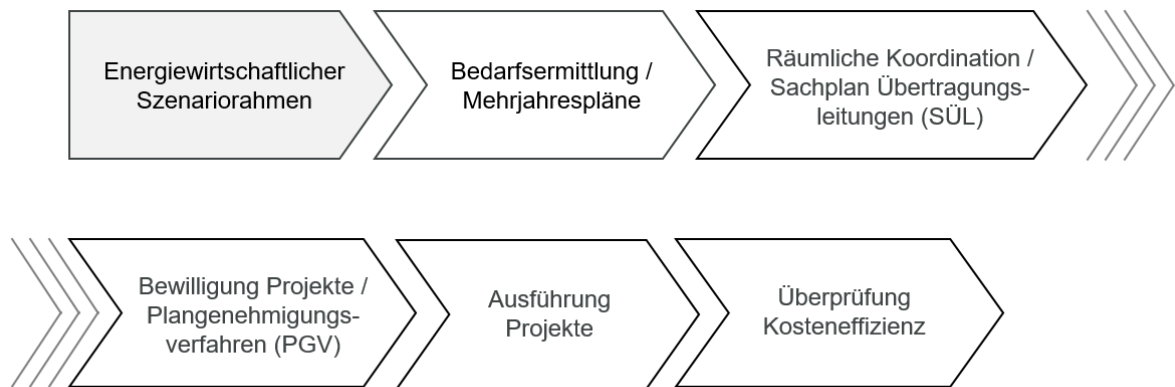


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Netzentwicklungsprozesses

Durch die zentrale geografische Lage und die hohen installierten physikalischen Netzkapazitäten werden die Anforderungen an das schweizerische Übertragungsnetz von der energiewirtschaftlichen Entwicklung in Europa beeinflusst. Somit sind für die Netzplanung neben den Annahmen für das Schweizer Energiesystem auch die energiewirtschaftlichen Entwicklungen bezüglich Stromerzeugung/-verbrauch, die Entwicklung der Regulierung in den Nachbarstaaten und die Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt relevant.

1.2 Auftrag zur erstmaligen Erarbeitung des Szenariorahmens

Nach Artikel 9a des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) hat das Bundesamt für Energie (BFE) die Aufgabe, den SZR CH zu erarbeiten. Dabei soll sich das BFE auf die energiepolitischen Ziele des Bundes und die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten stützen und das internationale Umfeld berücksichtigen. Der SZR CH wird durch den Bundesrat genehmigt und ist für Behörden zu Fragen der Elektrizitätsnetze auf der NE1 und der NE3 verbindlich. Zur Erarbeitung der Vernehmlassungsvorlage hat das BFE eine Begleitgruppe mit Vertretung u.a. der Kantone (Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK), der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid), der übrigen Netzbetreiber (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Swisspower), der Wasserkraftwerkbetreiber (Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV), der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB), der Umweltverbände (Schweizerische Energienstiftung/Umweltallianz), der erneuerbaren Energien (AEE Suisse), der

Gaswirtschaft (Verband der schweizerischen Gasindustrie VSG) und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ECom) gebildet.

1.3 Auswirkungen der Einführung des Szenariorahmens

Bereits in der Botschaft zur «Strategie Stromnetze» (neues Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze) vom 13. April 2016 (BBI 2016 3865) wurden die Auswirkungen der neuen Instrumente auf den Bund, auf Kantone und Gemeinden, auf die Volkswirtschaft und weitere dargelegt. Mit der Einführung des neuen Instruments des SZR CH als Grundlage der Netzplanung ist keine Verlagerung der Planungskompetenzen vorgesehen. Der SZR CH soll zusammen mit der Vorab-Bedarfsermittlung und Prüfung der Mehrjahrespläne der NE1 den Akteuren mehr Planungssicherheit bieten und die nachgelagerten Bewilligungsverfahren von der Frage des Bedarfs entlasten. Die Kosten für den Um- und Ausbau der Stromnetze in der Schweiz werden von den Netzbetreibern getragen. Diese können die Betriebs- und Kapitalkosten, soweit sie gemäss StromVG als anrechenbar gelten, via Netznutzungsentgelte (Netznutzungstarife) auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen. Die ECom überprüft die Netznutzungsentgelte von Amtes wegen und kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen. Der SZR CH kann zusammen mit den neuen Bestimmungen zur Stromnetzplanung gemäss «Strategie Stromnetze» zu Kostensenkungen beitragen: einheitliche Netzplanungsgrundsätze, die verbesserte Koordination zwischen den Netzbetreibern und die Vorab-Bedarfsermittlung und Überprüfung von Vorhaben im Übertragungsnetz können mithelfen, Überkapazitäten im Netz zu vermeiden.

1.4 Netzplanung Übertragungsnetz

Die Swissgrid erarbeitete im Jahr 2015 ihre strategische Netzplanung 2025 für das Übertragungsnetz und dokumentierte dabei energiewirtschaftliche Szenarien mit Zeithorizont 2025/2035. Der «Bericht zum Strategischen Netz 2025» zeigt die erforderlichen Massnahmen zur Netzerweiterung sowie die Investitionsplanung bis ins Jahr 2025 auf [1]. Als Folgeprojekt zur Netzplanung 2025 hat Swissgrid ein Projekt unter dem Namen «Strategisches Netz 2040» (SN2040) lanciert, welches eine Überarbeitung der bestehenden Netzplanung vornehmen wird. Auf Basis der Szenarien des SZR CH und der aktuellen Daten zu Last und Verbrauch für jeden Netzknoten des Übertragungsnetzes wird dabei der zukünftige Netzentwicklungsbedarf berechnet und bewertet. Zur Verbesserung der Koordination der Netzplanung hat die Swissgrid im Jahr 2012 vier Arbeitsgruppen zur regionalen Koordination der Netzentwicklung (AG RKN) etabliert. Zudem hat Swissgrid im Jahr 2020 die Arbeiten im Hinblick auf die Erarbeitung der Prozesse zur Datenbereitstellung und Regionalisierung zusammen mit den Netzbetreibern auf der NE3 initialisiert.

1.5 Netzplanung überregionales Verteilnetz

Das überregionale Verteilnetz mit einer Spannung ab 36 und unter 220 kV wird als NE3 bezeichnet und ist die Verbindung zwischen NE1 und den Verteilnetzen auf NE5 und NE7. Die Planung der NE2 ist in die Planung der NE3 integriert. Die Planung für die NE3 berücksichtigt zudem die Anforderungen gemäss Branchenempfehlung «Distribution Code»⁵, die definierten Netzplanungsgrundsätze der Verteilnetzbetreiber sowie die gesamtheitliche Entwicklung des Verbrauchs und der Erzeugung an den Netzanschlüssen. Eine Informationsquelle für die Erfassung der Energieerzeugungsanlagen bildet die Datenbank der Pronovo AG⁶ sowie Netzanschlussgesuche oder Voranfragen für den Anschluss neuer Verbraucher oder Kraftwerke.

1.6 Netzplanung in den Nachbarstaaten

Das Stromversorgungssystem in Europa ist durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern stark integriert. Mit der EU-Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 wurde die Notwendigkeit einer Koordination der Netzentwicklungsmassnahmen im europäischen Stromverbundnetz festgelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden verpflichtet, den nationalen Regulierungsbehörden jedes Jahr nach Konsultation der Öffentlichkeit einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen («Ten-Year Network Development Plan» [TYNDP]). Grundlage für die europäische Netzplanung im

⁵ Der Distribution Code Schweiz (DC-CH) definiert die technischen Grundsätze und Mindestanforderungen für den Anschluss an ein Verteilnetz sowie den Betrieb und die Nutzung der Verteilnetze in der Schweiz.

⁶ Die Pronovo AG ist die akkreditierte Zertifizierungsstelle für die Erfassung von Herkunftsnachweisen und die Vollzugsstelle für gewisse Förderprogramme für erneuerbare Energien des Bundes.

Rahmen des TYNDP sind angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern. Hierzu erarbeiten die europäischen Netzbetreiber für Strom und Gas (ENTSO-E und ENTSO-G) unter Einbezug von Swissgrid alle zwei Jahre energiewirtschaftliche Szenarien. Die ENTSO veröffentlichte im Juli 2020 die europäischen Szenarien Strom und Gas für den TYNDP2020 [2].

1.7 Abgrenzung zu System Adequacy Schweiz

Die systemische Versorgungssicherheit wird in den Studien zur System Adequacy der Schweiz betrachtet. Diese Studien simulieren Angebot und Nachfrage von Strom in Modellen, um etwaige Strommangellagen in der Zukunft zu identifizieren. Die Studien zur System Adequacy basieren auf ähnlichen Datengrundlagen, haben jedoch eine andere Zielsetzung als der SZR CH. Erstere prüfen die Versorgungslage längerfristig, im Sinne der Fähigkeit des Systems, den nationalen Strombedarf durch nationale und internationale Erzeugung abzudecken. Der SZR CH dagegen bildet die Bandbreite an möglichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen als Grundlage für die Entwicklung der Stromnetze ab.

1.8 Abgrenzung zum Bahnstromnetz

Das Bahnstromnetz⁷ ist Teil der Infrastruktur der Bahnen, weshalb Planung, Erstellung, Betrieb und Unterhalt der Anlagen des Bahnstromnetzes in der Eisenbahngesetzgebung geregelt sind. Die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) haben als Systemführerin 16,7 Hertz (Hz) den Auftrag, alle 16,7 Hz-Bahninfrastrukturbetreiber (mit Ausnahme der Rhätischen Bahn (RhB)) mit Bahnstrom zu versorgen. Nebst dem durch das Parlament beschlossenen Infrastrukturausbau können andere Faktoren, wie z.B. technologische Sprünge oder neue Fahrplankonzepte, zu einem anderen Bedarf führen. Die SBB und die RhB orientieren das Bundesamt für Verkehr (BAV), welche Leitungsbauprojekte für die Sicherstellung der Bahnstromversorgung notwendig sind. Das strategische Bahnstromnetz mit 16,7 Hz wird im Sachplan Infrastruktur Schiene (SIS) aufgezeigt. Die Übertragungsleitungen der Eisenbahnen sind nicht im Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) zu koordinieren. Eine Ausnahme bezüglich der Befreiung von der Sachplanpflicht bilden Gemeinschaftsleitungen von 132 kV-Übertragungsleitungen der SBB mit Leitungen der NE1.

⁷ Parallel zum 50 Hz-Stromnetz besteht in der Schweiz ein 16,7 Hz-Netz für die Bahnstromversorgung mit Übertragungsleitungen mit 132 kV bzw. 66 kV sowie Unterwerken zu den 15 kV- bzw. 11 kV-Fahrleitungen. Die SBB bzw. die RhB betreiben zudem Kraftwerke mit 16,7 Hz und das Bahnstromnetz ist über mehrere Frequenzumrichter mit dem 50 Hz-Stromnetz verbunden.

2 Netzplanung und Szenariorahmen

2.1 Der Szenariorahmen als erster Schritt der Netzplanung

Gestützt auf den SZR CH und entsprechend dem weiteren Bedarf erarbeiten die Netzbetreiber der NE1 und NE3 ihre Netzplanung und ermitteln den zukünftigen Entwicklungsbedarf des Stromnetzes. Unter dem weiteren Bedarf sind Erneuerungs- und Ersatzprojekte sowie dem Netzbetreiber bekannte regionale und lokale Projekte für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und Endverbrauchenden zu verstehen, welche nicht im SZR CH abgebildet werden.

Die Aufteilung der Erzeugung und Last auf die Netzgebiete, Netzregionen und Netzknoten (Regionalisierung) sowie die Abschätzung des spezifischen Erneuerungs- und Ersatzbedarfs bei den bestehenden Netzanlagen liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber.

Die Swissgrid und die Betreiber von Verteilnetzen auf der NE3 sind zusätzlich verpflichtet, ihre Netzplanung anhand von Mehrjahresplänen zu dokumentieren. Die EICom prüft den Mehrjahresplan der Swissgrid anhand der Vorgaben in Gesetz und Verordnung. Mit der Prüfung des Mehrjahresplans bestätigt die EICom den grundsätzlichen Bedarf der Netzvorhaben im Übertragungsnetz.

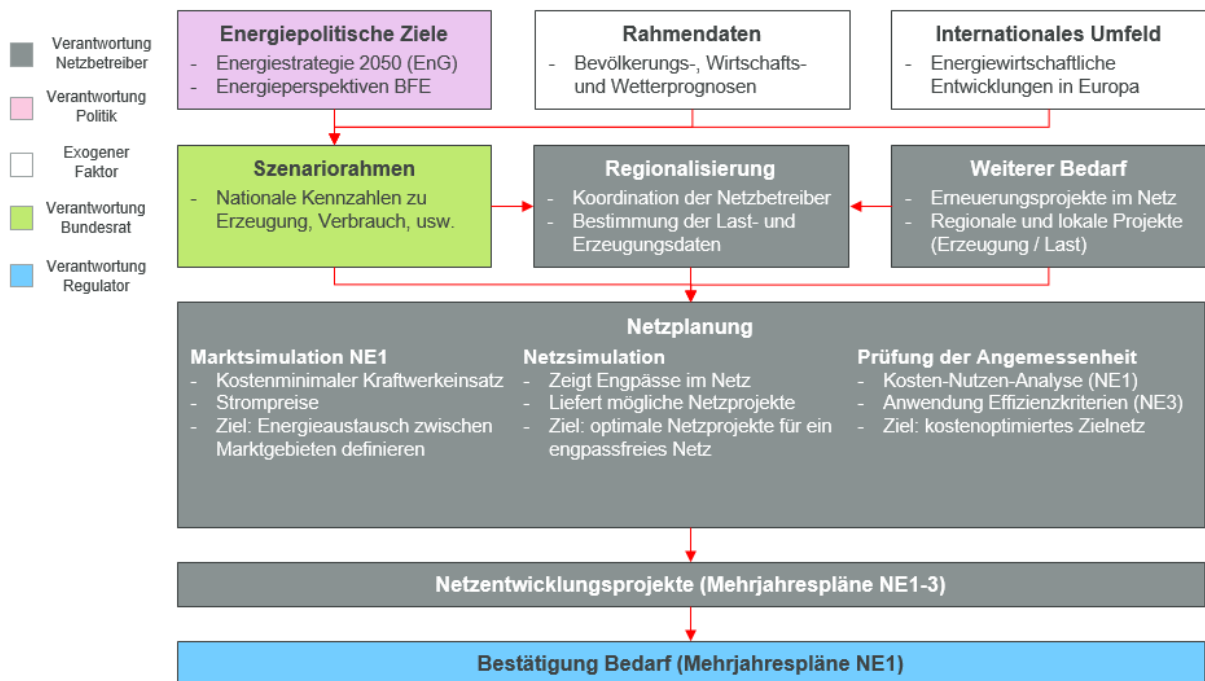


Abbildung 4: Der Szenariorahmen in der Netzplanung

2.2 Berücksichtigung der Szenarien in der Netzplanung

Gemäss Artikel 9d Absatz 1 StromVG⁸ ist der SZR CH als Ganzes bei der Netzplanung zu berücksichtigen, das heisst, alle vorgegebenen Szenarien müssen angemessen in die Planungen einfließen, wobei der Schwerpunkt auf das Leitszenario zu legen ist. In der Umsetzung sind die Bestimmungen nach Artikel 9d Absatz 2 Buchstabe a StromVG von Bedeutung: Der Mehrjahresplan muss darlegen, inwiefern die vorgesehenen Projekte aus wirtschaftlicher und technischer Sicht wirksam und angemessen sind. Dementsprechend werden nicht alle Projekte, die nötig sind, um in allen Szenarien einen engpassfreien Betrieb zu gewährleisten, automatisch in den Mehrjahresplan aufgenommen. Es handelt sich vielmehr um Projekte, welche aus technischer und wirtschaftlicher Sicht tatsächlich erforderlich sind. Für Projekte der NE1 ist deshalb eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse vorgesehen.

⁸ Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes) vom 13. April 2016, BBl 2016 3923.

Gemäss der Botschaft zur «Strategie Stromnetze» (BBI 2016 3865) kann zur Prüfung der Notwendigkeit der Projekte die EICom zusätzlich einfache Kriterien festlegen, z.B. gewisse Mindestauslastungskriterien. Bei finanziell sehr bedeutsamen Projekten ist auch auf der NE3 eine Kosten-Nutzen-Analyse möglich, soweit diese aufgrund der zu erwartenden nicht beeinflussbaren Rahmenbedingungen (insbesondere zwingende Massnahmen gemäss Heimat- und Umweltschutz- sowie Raumplanungsrecht) erstellt werden kann. Die weitere Interpretation und Auslegung der gesetzlichen Bestimmungen zu Artikel 9d StromVG wird im Rahmen des Vollzugs des StromVG Sache der EICom sein.

2.3 Zeithorizont Szenariorahmen

Der SZR CH verwendet die Zieljahre (Zeithorizont) 2030 und 2040. Die Zieljahre in Schritten von Zehnerjahren entspricht der Vorgabe des StromVG und ist die gängige Praxis in den Nachbarstaaten (ENTSO), was die Abstimmung der Netzplanung und die Vergleichbarkeit der Szenarien erleichtert. Mit Bezug auf die Energiestrategie 2050 wurde erwogen, das Zieljahr 2035 und davon ausgehend (+10 Jahre) das Jahr 2045 festzulegen. Dies wäre jedoch fünf Jahre versetzt zu den Planungen der ENTSO, was aufgrund der hohen «Vermaschung» mit dem europäischen Stromnetz und dem zwingenden Abstimmungsbedarf der Netzplanung wenig Sinn ergibt. Zudem erscheint eine verlässliche Extrapolation der ENTSO-Daten schwierig und die Vergleichbarkeit der Kennzahlen wäre eingeschränkt. Dies würde insgesamt die Abstimmung der Netzplanung mit den Nachbarstaaten erschweren.

Gemäss den gesetzlichen Vorgaben sind für das erste Zieljahr maximal drei Szenarien zu erstellen und das wahrscheinlichste Szenario (Leitszenario) soll um zehn Jahre erweitert werden. Da zum Zeitpunkt der Genehmigung des SZR CH durch den Bundesrat das erste Zieljahr 2030 weniger als zehn Jahre in der Zukunft liegt, werden für alle drei Szenarien des SZR CH die Kennzahlen für das Jahr 2040 ebenfalls ausgewiesen.

2.4 Periodische Überprüfung und Nachführung Szenariorahmen

Gemäss Artikel 9a Absatz 5 StromVG muss der SZR CH periodisch überprüft und nachgeführt werden. Der Bundesrat bestimmt die Periodizität und er kann bei ausserordentlichen Entwicklungen eine vorgezogene Nachführung des SZR CH anordnen. Gemäss Artikel 5a der Stromversorgungsverordnung (StromVV) soll der SZR CH alle vier Jahre überprüft und gegebenenfalls nachgeführt werden. Sollten sich massgebliche Veränderungen abzeichnen, wird der SZR CH innert nützlicher Frist überprüft und angepasst. Der Gesetzgeber hat dies mit der oben genannten Bestimmung im StromVG bereits festgelegt.

2.5 Weiterer Bedarf im Kontext der Netzplanung

Unter dem weiteren Bedarf sind Erneuerungs- und Ersatzprojekte sowie dem Netzbetreiber bekannte regionale und lokale Projekte für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und Endverbrauchenden zu verstehen, welche nicht im SZR CH abgebildet werden. Dies betrifft auf der Verbraucherseite u.a. die Stilllegung von Industrieanlagen (z.B. Kartonfabriken) oder den Ausbau von Industrieanlagen (z.B. Chemieanlagen) oder Rechenzentren. Auf der Erzeugerseite sind dies z.B. der Um- oder Ausbau von bestehenden Wasserkraftwerken oder Neuanlagen zur Erzeugung von Strom. In der Folge kann in der Praxis der regionale Bedarf die Annahmen aus dem SZR CH «übersteuern», d.h. der Netzbetreiber hat diese konkreten Treiber der regionalen Netzentwicklung höher zu gewichten als die aus dem SZR CH abgeleiteten Kennzahlen.

Weiter kann eine Vielzahl kleiner Projekte - etwa neue Wärmepumpen oder der Zubau von kleineren Photovoltaikanlagen - durch strategische Vorgaben einer Stadt oder Gemeinde in Summe einem Grossprojekt gleichwertig sein und die regional zu erwartenden Werte auf Basis der nationalen Kennzahlen übersteuern.

2.6 NOVA-Prinzip und Netzplanungsgrundsätze

Das in Artikel 9b Absatz 2 StromVG festgelegte NOVA-Prinzip beinhaltet den Aspekt einer wirtschaftlichen Rangordnung für die Bewertung netztechnischer Einzelmassnahmen. Nach dieser Rangordnung sind Massnahmen im Bereich der Optimierung in der Regel kostengünstiger als Massnahmen im

Bereich der Verstärkung und diese wiederum kostengünstiger als Massnahmen im Bereich des Ausbaus. Die Abgrenzung zwischen Verstärkung und Ausbau berücksichtigt zusätzlich das Kriterium eines möglichst haushälterischen Umgangs mit Raum und Boden. Es wird somit geregelt, dass ein Ausbau erst vorgenommen werden darf, wenn während des gesamten Planungshorizontes durch eine Optimierung und Verstärkung das angestrebte Resultat nicht erreicht werden kann. Die durch die Netzbetreiber festzulegenden Netzplanungsgrundsätze können sich für das Übertragungs- und für die Verteilnetze unterscheiden. Dies liegt daran, dass sich die Netze einerseits strukturell und andererseits betrieblich stark voneinander unterscheiden. Ebenso kann die konkrete Ausgestaltung von den lokalen Gegebenheiten eines Versorgungsgebietes geprägt sein.

2.7 Koordination der Netzplanung

Da die Koordination in «vermaschten» Stromnetzen besonders wichtig ist, hat der Gesetzgeber den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen mit Artikel 9c StromVG geregelt. Damit besteht die gegenseitige Pflicht zur unentgeltlichen Erteilung von Auskünften. Dieser Informationsaustausch betrifft geplante Projekte zum Um- oder Ausbau der Stromnetze und Prognosen über Erzeugung und Verbrauch. Für die Netzentwicklung sind insbesondere die Koordination und der Datenaustausch zwischen NE1 und NE3 von Bedeutung.

Nachfolgend eine vereinfachte Darstellung der Aspekte und Zusammenhänge bezüglich der Datenbeschaffung in der Netzplanung.

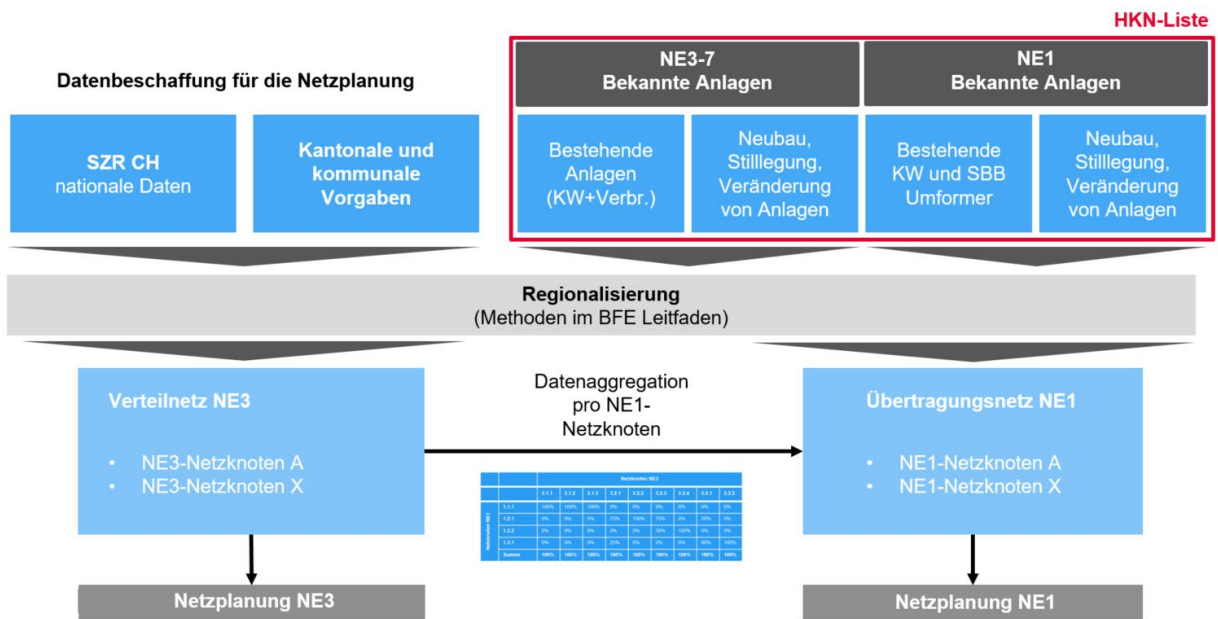


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Datenbeschaffung für die Netzplanung (Quelle Swissgrid; Stand Januar 2022)

2.8 Regionalisierung

Die Kennzahlen des SZR CH zu Erzeugung, Speicherung und Verbrauch in der Schweiz müssen für eine nachfolgende Netzberechnung auf die einzelnen Netzknoten der zu untersuchenden Spannungsebenen zugeordnet werden. Dies ist für die Lastflussberechnung bzw. die Netzmodellierung notwendig, weil nur so eine Berechnung der Flüsse zwischen den einzelnen Netzknoten erfolgen kann.

Der durch den Bundesrat zu genehmigende SZR CH fokussiert auf die Vorgabe von nationalen Kennzahlen pro Szenario und Zieljahr. Ergänzend zum SZR CH stellt das BFE auf Amtsstufe zur Unterstützung der Netzbetreiber einen Leitfaden zu den Methoden der Regionalisierung zur Verfügung. In diesem Leitfaden werden Methoden vorgeschlagen, wie die Kennzahlen auf die Netzgebiete und danach auf die Netzknoten verteilt werden können. 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. Die Branchenarbeitsgruppe der Netzbetreiber hat in den Jahren 2020 – 2022 die Methoden und Prozesse zur Regionalisierung weiterentwickelt. Basierend auf diesen Arbeiten wurden Anforderungen an den Datenaustausch für die Netzknoten definiert.

Gemäss Artikel 9c Absatz 2 StromVG ist der Einbezug der Kantone durch die Netzbetreiber bei der Netzplanung vorgesehen. Dabei ist durch die Netzbetreiber eine Plausibilisierung der regionalen Annahmen zu Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage mit den betroffenen Kantonen vorzunehmen. Der Einbezug der Kantone ist auch im Hinblick auf mögliche Konflikte im Bereich der Raumplanung und die Abstimmung der Netzprojekte mit dem kantonalen Richtplan zu sehen. Wird der regionale Bedarf und die Netzplanung vorab mit den betroffenen kantonalen Stellen vordiskutiert, können vorhandene Spielräume und Planungsabsichten aus Sicht der Kantone eruiert und in die Planung der Netzprojekte miteinbezogen werden.

3 Szenarienbeschreibung

Der SZR CH bildet für einen zukünftigen Zeitraum die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen ab. Szenarien stellen eine vereinfachte Version der Wirklichkeit dar und sind keine Prognosen der Zukunft. Mit Blick auf die langen Investitionszyklen für Stromnetze, insbesondere für Übertragungsnetze, ist eine grosse Bandbreite an möglichen Entwicklungen zu berücksichtigen. Eine ausreichende Unterscheidung der Szenarien ist zudem wesentlich, damit eine möglichst robuste Planungsgrundlage geschaffen wird.

Inwiefern die Annahmen der Szenarien in der Zukunft eintreten, ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Nebst den Unsicherheiten bezüglich der Geschwindigkeit der technologischen Entwicklungen sind politische Massnahmen erforderlich, beispielsweise gesetzliche Regelungen, die es für die Umsetzung von geeigneten technischen Massnahmen braucht. Solche politischen Massnahmen werden in den jeweiligen Gesetzgebungen festgelegt. Über sie muss also in den demokratischen Prozessen der Schweiz diskutiert und entschieden werden. Dennoch benötigen die Netzbetreiber bereits heute verlässliche Grundlagen, um die künftigen Stromnetze zu planen. Das ist gerade mit Blick auf die langen Planungs-, Bewilligungs- und Realisierungsphasen für Übertragungsnetze und überregionale Verteilnetze wesentlich.

Die drei Szenarien des SZR CH berücksichtigen die Zielsetzung der EP2050+, die Schweizer Energieversorgung bis 2050 klimaneutral («Netto-Null»⁹) umzubauen und gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten. Weiter wird die Laufzeit der Kernkraftwerke in der Schweiz mit 50 Jahren angenommen, damit allfällige erforderliche Netzmassnahmen rechtzeitig geplant und realisiert werden. Gemäss der nachfolgenden Abbildung stützt sich jedes der drei Szenarien des SZR CH auf ein Szenario der EP2050+ [3] für die Annahmen zur Schweiz und auf ein Szenario des TYNDP2020 [2] für die Annahmen zum Ausland.

Der Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung definiert die folgenden Szenarien:

- **Szenario 1 «Referenz»**
- **Szenario 2 «Divergenz»**
- **Szenario 3 «Sektorkopplung»**



Abbildung 6: Übersicht der Datengrundlagen zu den drei Szenarien des SZR CH

In der folgenden Abbildung ist die Ausprägung der drei Szenarien des SZR CH unter den Gesichtspunkten Ausbau der Photovoltaik und Wind, Ausbau der Wasserkraft, Ausbau thermische Kraftwerke, Stromverbrauch und Importsaldo (Ergebnis Modellierung EP2050+) bezugnehmend auf die Kennzahlen für das Jahr 2040 qualitativ dargestellt.

⁹ Netto-Null ist erreicht, wenn die Bilanz zwischen der Menge an ausgestossenen und der Atmosphäre entnommenen Treibhausgasen genau ausgeglichen ist. Dabei werden nebst Kohlenstoffdioxid (CO₂) auch Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) sowie bestimmte synthetische Treibhausgase berücksichtigt.

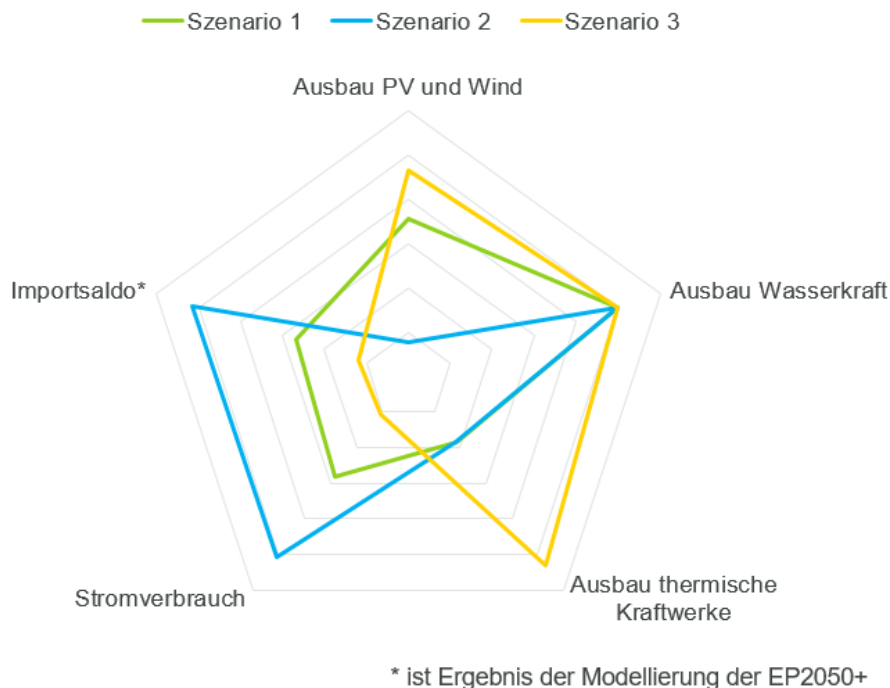


Abbildung 7: Ausprägungen der drei Szenarien des SZR CH für das Jahr 2040 (schematische Darstellung; Skalen normiert)

3.1 Szenario 1: «Referenz»

Das Leitszenario für den SZR CH ist das Szenario «Referenz», welches sich für die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Schweiz auf das Szenario «ZERO Basisvariante» und die Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz bis 2050» der EP2050+ abstützt.

Die «ZERO Basisvariante» und alle anderen «ZERO»-Szenarien entwickeln die heute absehbaren technologischen Trends in die Zukunft weiter. Sie gehen von einer hohen und möglichst frühen Steigerung der Energieeffizienz sowie von einer deutlichen Elektrifizierung aus. Der Nettostromverbrauch steigt im Szenario «Referenz» auf ca. 60 TWh im 2030 und ca. 67 TWh im 2040. Wärmenetze gewinnen in urbanen Gebieten an Bedeutung. Bei Kehrlichtverbrennungsanlagen und der Zementproduktion wird «Carbon Capture and Storage» (CCS) eingesetzt, um fossile CO₂-Emissionen zu vermindern. Dies hat einen höheren Strom- und Wärmeverbrauch zur Folge, wobei dieser Aspekt bis 2040 für das Stromnetz noch von ungeordneter Bedeutung ist. Verbleibende Treibhausgasemissionen werden durch Senken oder durch negative Emissionstechnologien (NET) im In- oder Ausland kompensiert, um insgesamt bis im Jahr 2050 «Netto-Null» zu erreichen. Die angestrebte Elektrifizierung in Verkehr und Wärmeerzeugung wird ergänzt durch Einsatz von Biogas und synthetischen Gasen (z.B. Wasserstoff).

Der Zubau erneuerbarer Stromerzeugung erfolgt rasch und mit hohen Anteilen an Photovoltaik (2030 ca. 10 GW und 2040 ca. 24 GW). Für die inländische Stromerzeugung wird ein Ausbaupfad für erneuerbare Energien angenommen, mit welchem im Jahr 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz des Importsaldos für Strom gewährleistet ist (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz bis 2050» gemäss EP2050+). Bis 2040 ist diese ausgeglichene Jahresbilanz jedoch noch nicht erreicht.

Hinsichtlich der Entwicklung in der EU wird im Szenario 1 auf das Szenario «Distributed Energy» des TYNDP2020 der ENTSO referenziert, welches von mehr dezentralen Erzeugungsanlagen und einem starken Wachstum für Photovoltaik, Biogas und «Power-to-Gas» ausgeht, wobei die Photovoltaik im Jahr 2030 14 % und im Jahr 2040 18 % und Windkraft 29 % bzw. 42 % im Stromerzeugungsmix ausmacht. Die «Prosumer» stehen im Zentrum und nehmen aktiv am Energiemarkt teil und der Stromverbrauch in der EU steigt von 3086 TWh im 2015 auf 3422 TWh im 2030 und auf 4029 TWh im 2040.

Durch die vermehrt dezentrale Erzeugung in Europa kann davon ausgegangen werden, dass die weiträumigen Lastflüsse im europäischen Übertragungsnetz geringer sein werden als bei Szenario 2, welches mit dem Szenario «Global Ambition» verknüpft ist. Genaueres hierzu werden die dem SZR CH nachfolgenden Markt- und Netzsimulationen der Swissgrid zeigen. Das Szenario «ZERO Basis» der EP2050+ mit einem raschen Ausbau der Photovoltaik passt gut zu einer Entwicklung in Europa gemäss dem Szenario «Distributed Energy». Beide Szenarien weisen eine hohe Dekarbonisierung und Dezentralisierung der Stromerzeugung auf.

3.2 Szenario 2: «Divergenz»

Das Szenario «Divergenz» basiert fast vollständig auf dem Szenario «ZERO-Variante A» der EP2050+ mit einer weitestgehenden Elektrifizierung des Energiesystems, kombiniert mit der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen», in welcher sich der Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung verzögert. Die Divergenz zwischen Stromverbrauch und -erzeugung nimmt zu und führt in der Tendenz zu hohen Anforderungen an die Stromnetze.

Die Elektrifizierung des Verkehrs und der Gebäude wird stärker vorangetrieben als im Szenario 1. Die vermehrte Elektrifizierung und ein erwarteter Zubau an Rechenzentren in der Schweiz erhöht die Stromnachfrage. Dementsprechend resultiert eine Zunahme des Nettostromverbrauchs (2030 ca. 63 TWh und 2040 ca. 74 TWh). Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung richtet sich nach den aktuellen Rahmenbedingungen (Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen» der EP2050+), d.h. die Entwicklung der Stromerzeugung geht von den heute in Kraft gesetzten Instrumenten der Energie- und Klimapolitik sowie den heutigen Marktbedingungen und sonstigen Rahmenbedingungen im Strommarkt aus (Stand 1. Januar 2019). In der Folge ist der Ausbau der inländischen Stromerzeugung sowie der Ausbau der Photovoltaik wesentlich tiefer als im Szenario 1 (2030 ca. 7,6 GW und 2040 ca. 10,1 GW). Mit diesen Annahmen zu Verbrauch und Erzeugung wird mehr Import von Strom erforderlich sein. Genaueres hierzu werden die dem SZR CH nachfolgenden Markt- und Netzsimulationen der Swissgrid zeigen.

Bezüglich der Entwicklung in der EU wird im Szenario 2 auf das Szenario «Global Ambition» des TYNDP2020 der ENTSO referenziert. «Global Ambition» ist ein Top-Down-Szenario, welches mit dem 1.5 °C-Ziel durch vermehrte zentrale Erzeugungsanlagen kompatibel ist, die durch den Skaleneffekt günstiger werden. Dies sind zum Beispiel Offshore-Windenergieanlagen im Norden und grosse Photovoltaikanlagen im Süden von Europa, wobei die Photovoltaik im Jahr 2030 10 % und im Jahr 2040 13 % und die Windkraft 32 % bzw. 45 % im Stromerzeugungsmix ausmacht. Dies führt insgesamt zu erhöhten Transitmengen zwischen den europäischen Ländern und der Stromverbrauch in der EU steigt im Jahr 2030 auf 3213 TWh und im Jahr 2040 auf 3426 TWh. Eine Entwicklung gemäss «ZERO-Variante A» der EP2050+ mit einer hohen inländischen Stromnachfrage in Kombination mit einem geringeren Ausbau der Stromerzeugung in der Schweiz steht im Zusammenspiel mit dem europäischen Szenario «Global Ambition», welches zu erhöhten Transitmengen innerhalb Europas führt und aus Sicht der Übertragungsnetze als auslegungsrelevant zu betrachten ist (hohe Anforderungen).

3.3 Szenario 3: «Sektorkopplung»

Das Szenario «Sektorkopplung» basiert weitestgehend auf dem Szenario «ZERO-Variante B» und der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz bis 2050» der EP2050+. Zur Energieversorgung tragen Biogas und synthetische Gase sowie Wasserstoff in erhöhtem Masse bei und bilden somit einen anderen Pfad zur Klimaneutralität der Schweiz bis 2050 ab.

Viele Entwicklungen sind identisch mit dem Szenario 1, aber mit einer schwächeren Elektrifizierung des Energiesystems. Der Nettostromverbrauch steigt nur moderat auf ca. 59 TWh im 2030 und ca. 62 TWh im 2040. Ein Zubau von Gasturbinen mit ca. 2'500 MW bis 2040 in «ZERO-Variante B» sorgt für mehr gesicherte Leistung in der Schweiz. Die Anlagen leisten gemäss den EP2050+ jedoch einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Energieerzeugung. Der höhere Einsatz von strombasierten Gasen in der «ZERO-Variante B» sorgt für höhere Energieimporte im Vergleich zur Basisvariante, da kostengünstige Potenziale zur Herstellung strombasierter Energieträger im Inland beschränkt sind.

Der Zubau erneuerbarer Stromerzeugung erfolgt mit einem starken Ausbau der Photovoltaik (2030 ca. 12 GW und 2040 ca. 30 GW). Damit ist der Ausbau der Photovoltaik im Szenario 3 rund 25 % höher als im Referenzszenario 1. Es wird ein Ausbaupfad der inländischen Stromerzeugung für erneuerbare Energien angenommen, mit welchem schon vor 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz des Importsaldos für Strom erreicht wird.

Hinsichtlich der Entwicklung in der EU wird wie in Szenario 1 auf das Szenario «Distributed Energy» des TYNDP2020 der ENTSO referenziert (vgl. hierzu Ausführungen in Kapitel 3.1).

Mit der moderaten Zunahme des Stromverbrauchs in der Schweiz in Kombination mit einem hohen Ausbau an Photovoltaik und einem Zubau von Gasturbinen wird im Vergleich mit den Szenarien 1 und 2 in der Tendenz eine Entlastung des Übertragungsnetzes erwartet. Diese Entwicklung in der Schweiz passt am ehesten zu einer Entwicklung in Europa gemäss dem Szenario «Distributed Energy».

3.4 Szenarien und Varianten der Energieperspektiven 2050+

Die EP2050+ haben mit dem Szenario «Netto-Null» und dessen Varianten Entwicklungspfade des Schweizer Energiesystems untersucht [3], welche das langfristige Klimaziel von «Netto-Null» Treibhausgas-Emissionen bis 2050 erreichen. Das Szenario «Weiter wie bisher» verfehlt dieses Ziel. Die nachfolgende Abbildung 8 zeigt die jeweiligen Szenarien, Varianten und Varianten der Stromerzeugung (Strategievarianten), welche als Datengrundlage Schweiz für die Szenarien 1 bis 3 des SZR CH dienen.

In der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz bis 2050» der EP2050+ wird ein Ausbau betrachtet, der notwendig ist, um in der Jahresbilanz den Strombedarf der Schweiz decken zu können. Mit dem raschen Ausbau der inländischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht in der Tendenz im Sommerhalbjahr ein Stromüberschuss. Im Winterhalbjahr ist nach wie vor ein Import von Strom erforderlich, doch trägt der verstärkte Ausbau zur Deckung des Stromverbrauchs im Winterhalbjahr bei. Die Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen» basiert auf den heutigen Gesetzes- und Marktbedingungen, in welchen sich der Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung verzögert, was in der Tendenz zu einem erhöhten Importsaldo im Winterhalbjahr führt.

Szenarien	Varianten	Varianten Stromproduktion (Strategievarianten)	
Szenario Netto-Null (ZERO) Bildet mögliche Entwicklungspfade des Schweizer Energiesystems ab, welche im Jahr 2050 kompatibel mit dem Ziel von Netto-Null Treibhausgas-Emission sind	Basisvariante (ZERO Basis) Nimmt die heute beobachteten Trends der technologischen Entwicklung auf und entwickelt diese in die Zukunft weiter	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sz. 1
	Variante A (ZERO A) Weitestgehende Elektrifizierung des Energiesystems	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sz. 2
	Variante B (ZERO B) Biogas und strombasierte Gase übernehmen neben der Elektrizität eine wichtige Rolle als Energieträger im Energiesystem	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sz. 3
	Variante C (ZERO C) Wärmenetze und biogene bzw. strombasierte flüssige Brenn- und Treibstoffe übernehmen neben der Elektrizität eine wichtige Rolle als Energieträger im Energiesystem	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	
	Szenario Weiter wie bisher (WWB) Bildet die in Kraft befindlichen Massnahmen der Energie- und Klimapolitik ab und führt die beobachtete Technologieentwicklung weiter	Aktuelle Rahmenbedingungen	

| eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2020

Abbildung 8: Wahl der Szenarien und Varianten der EP 2050+ für die drei Szenarien des SZR CH

3.5 Szenarien des «Ten-Year Network Development Plan» 2020

Die europäischen Netzbetreiber für Strom und Gas (ENTSO-E und ENTSO-G) veröffentlichten im Juli 2020 die europäischen Szenarien [2] Strom und Gas für den «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) 2020.

Die ENTSO nennt als die zwei wesentlichen Treiber für die Entwicklung ihrer Szenarien die Dekarbonisierung und die Dezentralität oder Zentralität, d.h. wie dezentral oder zentral die Stromerzeugung sich in den Szenarien gestaltet.

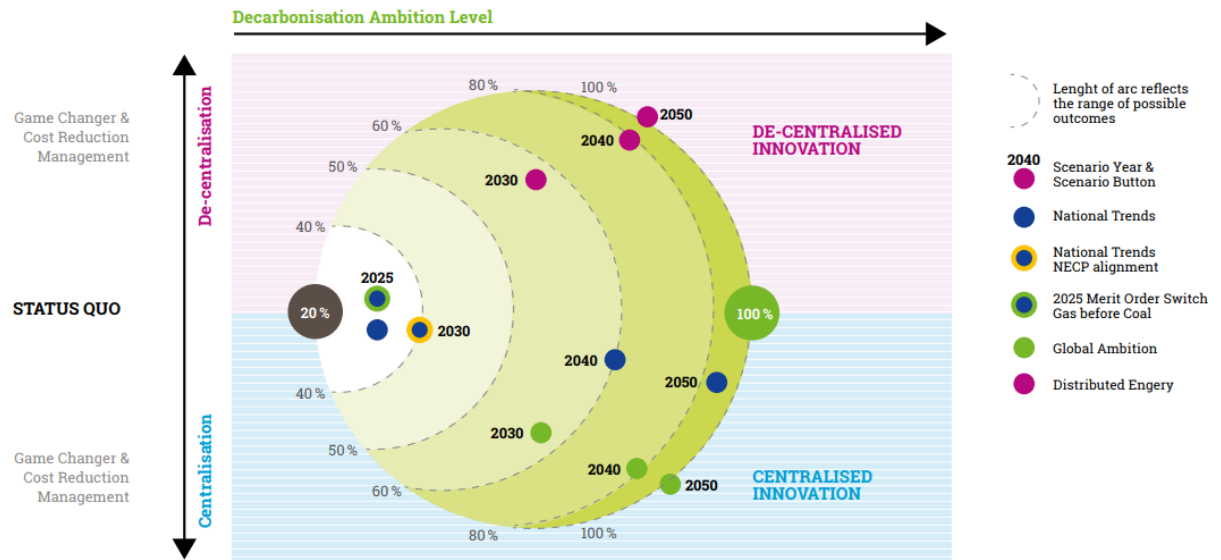


Abbildung 9: Ausrichtung der europäischen Szenarien im TYNDP2020

4 Stromerzeugung

In der folgenden Abbildung sind die inländischen Erzeugungskapazitäten der drei Szenarien des SZR CH für das Jahr 2040 im Vergleich zum Jahr 2019 gegenübergestellt. Zu beachten ist, dass die Qualität und Menge der Stromerzeugung in Abhängigkeit von der Technologie unterschiedlich ist.

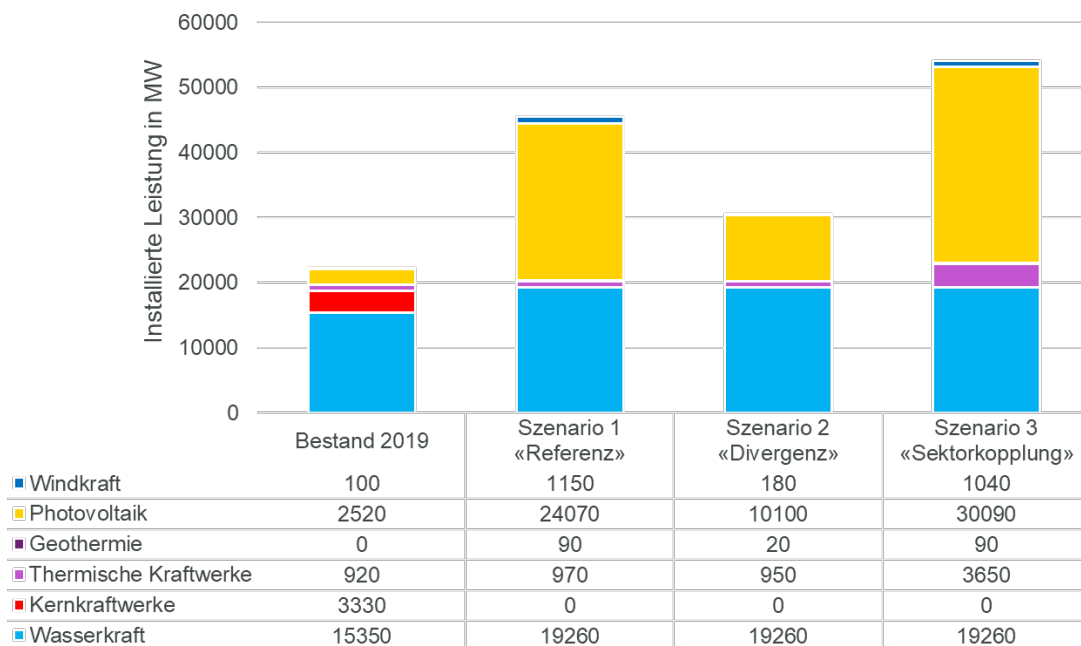


Abbildung 10: Erzeugungskapazitäten in den drei Szenarien des SZR CH für 2040 im Vergleich zu 2019

Als installierte Leistung wird die ans Stromnetz angeschlossene Leistung verstanden, welche mittels Anschlussgesuch zwischen Erzeuger und Netzbetreiber festgelegt wird. Die Leistung einer Photovoltaikanlage bemisst sich nach der normierten Gleichstrom-Spitzenleistung des Solarstromgenerators. Die Leistung von Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen bemisst sich nach der Nennleistung des Stromgenerators. Bei Wasserkraftanlagen und thermischen Kraftwerken wird generell ebenfalls die Nennleistung des Generators angegeben.

4.1 Wasserkraft

Die Stromerzeugung durch Wasserkraft wird in Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke aufgeteilt. Die Kleinwasserkraft (≤ 10 MW) zählt technologisch zu den Laufwasserkraftwerken, ist jedoch in der nachfolgenden Tabelle separat aufgeführt. Es wird jeweils die Nennleistung des Stromgenerators angegeben.

Der Ausbau der Wasserkraft erfolgt in den Szenarien 1 bis 3 unter optimierten Nutzungsbedingungen mit dem Ziel, die Richtwerte des Energiegesetzes (EnG) bzw. die Ausbauziele gemäss Botschaft des Bundesrates zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 respektive der Botschaft zum «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien»¹⁰ zu erreichen. Angaben zur angestrebten Realisierung von Wasserkraftprojekten können der BFE-Studie «Wasserkraftpotential der Schweiz 2019» [4] entnommen werden. Für die Abschätzung der Leistungen der Wasserkraftanlagen wird eine durchschnittliche Realisierungswahrscheinlichkeit verschiedenster Projekte angenommen. Am 13. Dezember 2021 hat der Runde Tisch Wasserkraft¹¹ eine Erklärung verabschiedet [5], in der 15 Projekte der Speicherkraft identifiziert wurden, welche energiewirtschaftlich am

¹⁰ Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, 2021, <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html>

¹¹ Die Vorsteherin UVEK hat am 18. August 2020 einen Runden Tisch Wasserkraft einberufen, mit dem Ziel, ein gemeinsames Grundverständnis für die Herausforderungen der Wasserkraft vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050, dem Klimaziel Netto Null, der Versorgungssicherheit und dem Erhalt der Biodiversität zu finden.

meistversprechenden sind und gleichzeitig mit im Verhältnis geringsten Auswirkungen auf die Biodiversität und Landschaft umgesetzt werden können. Ihre Realisierung würde eine saisonale Speicherproduktion im Umfang von 2 TWh bis ins Jahr 2040 sicherstellen. Die Ergebnisse des Runden Tisches Wasserkraft sind in der Netzplanung entsprechend zu berücksichtigen.

Die Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke wird im Kapitel 6 ausgewiesen.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung Quelle: EP2050+	Installierte Leistung [MW]						
Laufwasserkraftwerke	3 300	3 340	3 340	3 340	3 350	3 350	3 350
Speicherkraftwerke	8 180	8 530	8 530	8 530	8 930	8 930	8 930
Pumpspeicherkraftwerke	3 090	4 360	4 360	4 360	6 020	6 020	6 020
Kleinwasserkraftwerke	780	870	870	870	960	960	960
Summe*	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260

Tabelle 3: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten der Wasserkraft
Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (nur Summe)
* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

4.2 Kernkraft

Für den SZR CH wurde die Laufzeit der Kernkraftwerke (KKW) in der Schweiz mit 50 Jahren angenommen, damit allfällige erforderliche Netzmassnahmen rechtzeitig geplant und realisiert werden und die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien bestehen bleibt. Somit wird im Zieljahr 2030 noch das KKW Leibstadt und im Jahr 2040 kein Kernkraftwerk mehr in Betrieb sein.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung Quelle: EP2050+	Installierte Leistung [MW]						
Kernkraftwerke	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-

Tabelle 4: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten Kernkraft
Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung

4.3 Thermische Kraftwerke

Die heute fossil betriebenen Anlagen werden in Zukunft vermehrt mit biogenen bzw. erneuerbaren oder klimaneutralen Kraftstoffen betrieben. Im Szenario 3 kommen ca. 2500 MW installierte Leistung von grossen Gaskraftwerken hinzu, welche gemäss EP2050+ langfristig mit mehrheitlich importiertem Wasserstoff betrieben werden. Bei Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA), Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und Biomasse-(Holz-)Kraftwerken sind keine wesentlichen Veränderungen abzusehen.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung Quelle: EP2050+	Installierte Leistung [MW]						
Kehrlichtverbrennung	420	420	420	420	420	420	420
weitere thermische Kraftwerke	360	340	340	600	200	180	2 830
Biomasse (Holz)	70	70	70	70	70	70	70
Biogas Kraftwerke	30	120	120	130	250	280	300
Abwasserreinigung	30	30	30	30	30	30	30
Summe*	920	990	980	1 250	970	950	3 650

Tabelle 5: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten thermischer Kraftwerke
Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Kehrlichtverbrennung aufgeteilt erneuerbar/nicht-erneuerbar; «weitere thermische Kraftwerke» unter «neue KW fossil/PtG») * ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

4.4 Geothermie

Bisher gibt es keine Geothermie-Kraftwerke in der Schweiz, welche Strom erzeugen. Im Szenario 1 und 3 wird davon ausgegangen, dass bis 2040 etwa 90 MW in Geothermie-Kraftwerken installiert werden. Im Szenario 2 ist die Entwicklung, aufgrund der unterstellten aktuellen Rahmenbedingungen, geringer.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung Quelle: EP2050+		Installierte Leistung [MW]					
Geothermie	-	10	10	10	90	20	90

Tabelle 6: Entwicklung der Erzeugungskapazität Geothermie
Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Sz. 2 nach aktuellen Rahmenbedingungen)

4.5 Photovoltaik

In allen Szenarien wird von einem grossen Ausbau der Photovoltaik ausgegangen, wobei im Szenario 3 der Ausbau am grössten ist, gefolgt von Szenario 1.

Der Ausbau im Referenzszenario (Szenario 1) bedeutet zwischen den Jahren 2019 und 2030 einen jährlichen Zubau von durchschnittlich ca. 660 MWp¹² Photovoltaik-Leistung. Dieser beschleunigt sich ab 2030 auf durchschnittlich 1430 MWp pro Jahr. Im Szenario 2 erfolgt der Ausbau (aufgrund der unterstellten aktuellen Rahmenbedingungen) ab dem Jahr 2030 sehr viel langsamer mit durchschnittlich ca. 245 MWp pro Jahr. Im Szenario 3 hingegen wird bis 2030 ein jährlicher Zubau von durchschnittlich ca. 880 MWp PV-Leistung angenommen. Dieser beschleunigt sich ab 2030 auf durchschnittlich rund 1800 MWp pro Jahr. Damit wird der Ausbau der Photovoltaik im Szenario 3 um rund 25 % höher als im Referenzszenario 1 angenommen.

Die Leistung einer Photovoltaikanlage bemisst sich nach der normierten Gleichstrom-Spitzenleistung des Solarstromgenerators [Wp]. Um im Winterhalbjahr (Oktober–März) mehr Strom zu erzeugen, wird durch entsprechende Anreize die Photovoltaik vermehrt auf Wintererzeugung ausgerichtet, was Auswirkungen auf die Volllaststunden hat. Der Anteil der Wintererzeugung steigert sich von 25 % im Jahr 2019 auf 26 % im Jahr 2030 und auf 29 % im Jahr 2040. Dies bedeutet, dass Photovoltaik-Module zukünftig so ausgerichtet werden, dass mehr Erzeugung im Winterhalbjahr stattfindet. Damit leistet die Photovoltaik-Stromerzeugung einen kontinuierlich steigenden Anteil an die Winterstromerzeugung.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung Quelle: EP2050+		Installierte Gleichstrom-Spitzenleistung [MWp]					
Photovoltaik	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090

Tabelle 7: Entwicklung der Erzeugungskapazität Photovoltaik
Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Sz. 2 nach aktuellen Rahmenbedingungen, Sz. 3 eigene Annahmen)

¹² Die in der Photovoltaik gebräuchliche Abkürzung kWp steht für das Leistungsmass Kilowatt-Peak. Es gibt an, welche normierte Gleichstrom-Spitzenleistung in Watt (W) eine Photovoltaikanlage erbringen kann.

4.6 Windkraft

Das erwartete Potential für den Ausbau von Windkraft in der Schweiz ist wesentlich kleiner als bei der Photovoltaik.

In den Szenarien 1 und 3 wird von einer Zunahme von ca. 1000 MW bis im Jahr 2040 ausgegangen. In Szenario 2 kommen, aufgrund der unterstellten aktuellen Rahmenbedingungen, nur wenige Windenergieanlagen hinzu. Der Ausbau der Windkraft ist für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr besonders hilfreich, da der Winteranteil der Erzeugung mit rund 60 % hoch ist.

Die durchschnittliche Grösse einer Windenergieanlage vergrössert sich von 2,5 MW im Jahr 2019 auf rund 2,7 MW im Jahr 2030 und auf 3,0 MW im Jahr 2040.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung Quelle: EP2050+	Installierte Leistung [MW]						
Windkraft	100	310	180	310	1 150	180	1 040

Tabelle 8: Entwicklung der Erzeugungskapazität Windkraft
Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Sz. 2 nach aktuellen Rahmenbedingungen)

5 Stromverbrauch

Die nachfolgende Tabelle weist die angenommenen Mengen des verbrauchten Stroms aus. Um vom Stromverbrauch (Energienmenge) auf die Lastkurven zu kommen, können die Netzbetreiber ihre Erfahrungen in ihrem Netzgebiet bezüglich typischer Lastprofile je Verbrauchergruppe anwenden. Die Netzbetreiber können ihren heutigen Bruttolastgang gemäss der Veränderung im SZR CH anpassen/skalieren. Der konventionelle Stromverbrauch wird sich gemäss den EP2050+ reduzieren. Dafür kommen neue Stromverbraucher mit der Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-X und Carbon Capture dazu. Insgesamt erhöht sich der Stromverbrauch in allen Szenarien bis 2040: im Szenario 1 um 16 %, im Szenario 2 um 28 % und im Szenario 3 um 7 %.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromverbrauch - Energiemenge [TWh]								
Konventionell*		54,66	49,85	52,34	49,66	45,70	50,27	44,34
Elektromobilität inkl. Plug-in-Hybride*		0,10	2,28	2,39	2,10	7,94	8,73	6,83
Wärmepumpen inkl. Grosswärmepump.*		2,44	6,81	7,15	5,53	9,79	10,77	6,96
Power-to-X		0	0,79	0,83	0,79	2,43	2,68	2,43
Carbon Capture		0	0	0	0	0,60	0,66	0,60
Zubringerpumpen		0,69	0,69	0,72	0,69	0,69	0,75	0,69
Nettostromverbrauch*		57,89	60,42	63,44	58,77	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. Grosswärmepump.		290	680	710	610	1 010	1 120	860

Tabelle 9: Übersicht der Entwicklung Stromverbrauch und Elektrifizierung

Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Wärmepumpen und Grosswärmepumpen separat; Power-to-X entspricht Elektrolyse; Carbon Capture entspricht Sonstige inkl. CCS) Elektrifizierung - Anzahl: Zahlen intern; Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%. * ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

Unterstützend liefert der SZR CH Detailangaben der verschiedenen Verbrauchsarten zum Stromverbrauch für die Modellierung. Im SZR CH wird jeweils nur der Nettostromverbrauch angegeben. Nicht darin enthalten sind die Netzverluste und der Verbrauch der Pumpen der Pumpspeicherkraftwerke, welche in der Netzplanung der Netzbetreiber berechnet werden.

5.1 Stromverbrauch konventionell

Der konventionelle Stromverbrauch wird im SZR CH je Sektor und Jahr ausgewiesen und betrifft die vier Sektoren Haushalt, Industrie, Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft) und Verkehr. Der konventionelle Stromverbrauch reduziert sich in den Szenarien 1 und 3 um ca. 15-18 %, in Szenario 2 um ca. 8% bis 2040. Dank Effizienzmassnahmen bei Beleuchtung, Elektrogeräten und Gebäudetechnik sowie durch den Ersatz von Stromdirektheizungen und Elektroboilern wird Strom eingespart. Alle Sektoren werden ohne den Verbrauch von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen angegeben, was den Rückgang des Stromverbrauchs in den einzelnen Sektoren gross erscheinen lässt. Der zusätzliche Stromverbrauch von Wärmepumpen, welche die Stromdirektheizungen und Elektroboiler ersetzen, wird in Kapitel 5.3 ausgewiesen.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromverbrauch – Energiemenge [TWh]								
Sektor Haushalt ohne Wärmepumpen		17,25	14,60	15,33	14,66	12,99	14,28	13,08
Sektor Industrie ohne Wärmepumpen		17,12	15,56	16,34	15,27	15,03	16,53	13,57
Sektor Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft ohne Wärmepumpen		17,35	16,13	16,94	16,18	13,99	15,38	14,07
Sektor Verkehr ohne Elektromobilität		2,94	3,56	3,74	3,54	3,70	4,07	3,63
Summe*		54,66	49,85	52,34	49,66	45,70	50,27	44,34

Tabelle 10: Entwicklung des konventionellen Stromverbrauchs

Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Summe); Excel: Ergebnissyn-

these Blatt: 05 Elektrizität (Aufteilung Sektoren; Verbrauch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge abgezogen), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

5.2 Elektromobilität

Der Verbrauch der Elektromobilität kann pro Zieljahr aufgeteilt nach Kategorien PKW, LNF (leichte Nutzfahrzeuge), LKW, Busse und Plug-in-Hybride (PHEV) angegeben werden.

Im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 erfolgt die Entwicklung im Szenario 3 etwas verzögert. Zusätzlich zu den reinen Elektrofahrzeugen und PHEV kommen Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) und weitere Fahrzeuge hinzu, welche in Zukunft vermehrt mit synthetischen Treibstoffen betrieben werden.

In der folgenden Tabelle wird der Stromverbrauch der reinen batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) und PHEV aufgelistet.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Energiemenge [GWh]								
E-PKW		70	1 380	1 450	1 290	5 600	6 150	4 790
E-LNF		0	140	150	100	650	710	530
E-LKW		0	60	60	60	250	280	240
E-Busse		0	80	80	50	280	310	200
Plug-in Hybride		20	620	650	610	1 160	1 280	1 070
Summe*		100	2 280	2 390	2 100	7 940	8 730	6 830

Tabelle 11: Entwicklung des Stromverbrauchs Elektromobilität

Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Summe; Aufteilung gemäss Zahlen intern), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

Annahmen zur Anzahl Elektrofahrzeuge, den durchschnittlichen Ladeleistungen und der Batteriekapazität sind im Anhang 10.1 zu finden.

5.3 Wärmepumpen

In der nachfolgenden Tabelle wird der Verbrauch von Wärmepumpen (WP) in den verschiedenen Sektoren sowie für Fernwärme ausgewiesen. In den Szenarien 1 und 2 werden in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen und bei der Fernwärme vermehrt Wärmepumpen eingesetzt, anstatt biogene und synthetische Gase wie im Szenario 3.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Energiemenge [GWh]								
WP Haushalte		1 840	4 610	4 840	4 060	6 920	6 950	5 150
WP Industrie		150	200	220	160	250	280	160
WP Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft		450	1 020	1 070	910	1 210	1 330	1 020
Grosswärmepumpen Fernwärme		0	980	1 030	400	2 010	2 210	630
Summe*		2 440	6 810	7 150	5 530	9 790	10 770	6 960

Tabelle 12: Entwicklung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen (WP)

Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Summe und Grosswärmepumpen separat); Excel: Ergebnissynthese Blatt: 12 Wärmepumpen (Aufteilung gemäss Zahlen intern, sowie Anpassung Werte WP Industrie nach Abstimmung mit Prognos, April 2022), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

Annahmen zur Anzahl von Wärmepumpen sind im Anhang 10.1 zu finden.

5.4 Weiterer Stromverbrauch

Der weitere Stromverbrauch fügt sich zusammen aus dem Verbrauch von «Power-to-X» (PtX)-Anlagen, «Carbon Capture and Storage» (CCS)-Anlagen und Zubringerpumpen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken.

PtX-Anlagen sind im SZR CH Anlagen, welche Wasser mittels Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff (H₂) umwandeln, welcher in anderen Sektoren (z.B. im Verkehr) benutzt werden kann (Sektorkopplung). Zukünftig kann der Wasserstoff in entsprechenden Lagerstätten gespeichert oder ins Gasnetz eingespeist und dort zeitlich entkoppelt zur Betankung von Fahrzeugen, zur Wärmeerzeugung oder zur Stromerzeugung verwendet werden. Im SZR CH wird diese Rückverstromung im Parameter «weitere thermische Kraftwerke» berücksichtigt («X-to-Power»). Für das Stromnetz werden PtX-Anlagen in erster Linie als zusätzlicher Stromverbrauch betrachtet, welcher teilweise flexibel ist. In der Tendenz führt die Integration von PtX zu einer Netzentlastung, da durch deren Einsatz die Leistung der Erzeugungsanlagen, bei denen diese Anlagen installiert werden, reduziert wird.

Für die Realisierung des Klimaziels «Netto-Null» ist der Einsatz von CCS erforderlich. Technische Anlagen filtern CO₂ aus Abgasen von industriellen Anlagen (z.B. bei Zementwerken), so dass dieses anschliessend in geeigneten Lagerstätten gespeichert werden kann. Im SZR CH werden die CCS-Anlagen von KVA bzw. von grossen Biomasse-Kraftwerken und bei der Zement- und anderen CO₂-intensiven Industrieanlagen separat ausgewiesen. Als zusätzlicher Stromverbrauch gelten auch Zubringerpumpen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Energiemenge [GWh]								
Power-to-X Anlagen		0	790	830	790	2 430	2 680	2 430
Carbon Capture bei KVA / Biomasse		0	0	0	0	510	560	510
Carbon Capture bei Industrie / Zement		0	0	0	0	90	100	90
Zubringerpumpen		690	690	720	690	690	750	690

Tabelle 13: Entwicklung der Energiemenge des weiteren Stromverbrauchs

Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Power-to-X entspricht Elektrolyse; Carbon Capture entspricht Sonstige inkl. CCS; Aufteilung Carbon Capture gemäss Zahlen intern), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

Für die PtX-Anlagen wird angenommen, dass es sich um Anlagen mit 50 MW Leistung pro Standort handelt. Im Jahr 2030 werden es also nur vereinzelt Anlagen sein und im Jahr 2040 etwa zwei Dutzend. Die CCS-Anlagen bei KVA und Biomassekraftwerken haben eine durchschnittliche Leistung von 5 MW; dies in Abhängigkeit der Grösse der Anlage. Die CCS-Anlagen in der Industrie haben durchschnittlich 1,5 MW Leistung in Abhängigkeit der Menge der Abgase. Im Jahr 2040 werden nur vereinzelt Anlagen in der Industrie, und etwa ein Dutzend KVA und grosse Biomassekraftwerke mit CCS-Anlagen ausgestattet sein.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Installierte Leistung [MW]								
Power-to-X Anlagen		0	260	280	260	1 290	1 420	1 290
Carbon Capture bei KVA / Biomasse		0	0	0	0	60	70	60
Carbon Capture bei Industrie / Zement		0	0	0	0	10	10	10
Zubringerpumpen		170	170	180	170	170	190	170

Tabelle 14: Entwicklung der installierten Leistungen des weiteren Stromverbrauchs

Quelle: [3] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 08 Power-to-X (weitere Zahlen intern), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

6 Flexibilität

Im Stromnetz gibt es verschiedene Arten von Flexibilität, welche genutzt werden können, um die Erzeugung und den Verbrauch stets im Gleichgewicht zu halten und Netzengpässe zu vermeiden. Der SZR CH weist basierend auf den Annahmen der EP2050+ die nationalen Potentiale bezüglich Speicher und Flexibilität aus.

6.1 Abregelung von Erzeugungsanlagen

Auf der Angebotsseite kann durch Abregelung von Erzeugungsanlagen (dem sog. «Peak-Shaving» bzw. «Curtailement») eingegriffen werden, wodurch ein kleiner Teil der produzierten Energie verloren geht. Damit kann ein überdimensionierter Netzausbau vermieden und gleichwohl eine gute Nutzung der erneuerbaren Energien erzielt werden.

Der vorliegende SZR CH macht keine Vorgaben zum Umfang des «Peak-Shaving», da es diesbezüglich noch keine regulatorischen Vorgaben gibt. Die am 18. Juni 2021 durch den Bundesrat verabschiedete Botschaft zum «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien»¹³ enthält Vorschläge für diesbezüglich neue gesetzliche Bestimmungen, damit Endverbraucher und Speicherbetreiber ihre Flexibilität systemdienlich nutzen können.

6.2 Speicher

Bezüglich der Speicher ist zwischen dezentralen Batterien bei den «Prosumern» und Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) zu unterscheiden. In den folgenden Tabellen wird bei den Speichern die gesamte installierte Leistung der Pumpen bzw. Ladegeräte ausgewiesen sowie die gesamte Speicherkapazität.

Die Kapazität der PSKW ist jeweils so definiert, dass das limitierende Becken (Ober- oder Untersee) den Wert bestimmt. Von Netzbetreibern eingesetzte Grossbatterien werden nicht betrachtet, da diese sehr unterschiedlich zum Einsatz kommen. Für dezentrale Batterien wird angenommen, dass sie meistens bei Photovoltaikanlagen installiert werden. Die Batterien verfügen über eine durchschnittliche Speicherkapazität von 5 kWh pro Batterie, bei einer Ladeleistung von durchschnittlich 10 kW. Es wird angenommen, dass langfristig 70 % der Photovoltaikanlagen mit einer Batterie ausgerüstet werden. Im Jahr 2030 werden 30 % und im Jahr 2040 etwa 60 % der Photovoltaikanlagen mit einer Batterie ausgerüstet sein. Ebenfalls werden Batterien von Elektrofahrzeugen nur als flexibler Verbrauch angesehen, indem die Ladeleistung gesteuert werden kann, jedoch ist kein bidirektionales Laden vorgesehen.

Die Entwicklung von PSKW ist in den Szenarien 1 bis 3 identisch. Dezentrale Batterien verbreiten sich parallel zu den Photovoltaikanlagen. Deshalb ist der Anstieg vor allem im Szenario 1 stark mit über 500 000 und im Szenario 3 mit 700 000 dezentralen Batterien im Jahr 2040. In Szenario 2 wird für das Jahr 2040 derweil von etwa 200 000 Batterien ausgegangen.

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Speicher	Pump- bzw. Ladeleistung [MW]			Speicherkapazität [GWh]		
Quelle: EP2050+						
Pumpen von PSKW	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Dezentrale Batterien	-	1 220	5 550	-	0,61	2,78

Tabelle 15: Entwicklung von Speichern im Szenario 1 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

¹³ Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, 2021, <https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html>

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Speicher Quelle: EP2050+	Pump- bzw. Ladeleistung [MW]			Speicherkapazität [GWh]		
Pumpen von PSKW	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Dezentrale Batterien	-	960	2 330	-	0,48	1,16

Tabelle 16: Entwicklung von Speichern im Szenario 2 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Speicher Quelle: EP2050+	Pump- bzw. Ladeleistung [MW]			Speicherkapazität [GWh]		
Pumpen von PSKW	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Dezentrale Batterien	-	1 530	6 940	-	0,76	3,47

Tabelle 17: Entwicklung von Speichern im Szenario 3 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

6.3 Laststeuerung

Die Laststeuerung der Endkundinnen und Endkunden wird als «Demand Side Management» (DSM) oder - falls mittels Preissignalen der Verbrauch gesteuert - als «Demand Side Response» (DSR) bezeichnet. Auf der Nachfrageseite wurde in der Vergangenheit mit Rundsteuerungsanlagen und der Tarifierung (u.a. Doppeltarif) der Verbrauch gesteuert resp. beeinflusst. Dies waren zumeist starre Lösungen, da die Tarife und Zeiten nicht dem Angebot angepasst wurden. Zukünftig soll beispielsweise die Ladung der Batterien der Elektrofahrzeuge, die Verwendung der Wärmepumpen und der Einsatz von PtX-Anlagen teilweise flexibel sein.

Im SZR CH wird der flexible Anteil der Elektrofahrzeuge, der Wärmepumpen und PtX-Anlagen ausgewiesen. Dieser Leistungsbezug des flexiblen Anteils von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und PtX-Anlagen kann im Rahmen der Modellierung zeitlich verschoben werden. Der flexible Anteil kann gemäss Ladeleistung der Fahrzeuge bzw. elektrische Leistung der Wärmepumpen und der Batteriekapazität bzw. Wärmespeicherkapazität der Gebäude verschoben werden. Dieser Anteil macht bspw. 71 bis 84 % des Verbrauchs von Wärmepumpen in Haushalten im Jahr 2030 aus. Der nicht flexible Anteil des Verbrauchs wird nach typischen Lastprofilen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bezogen. Es wird bspw. 67 bis 70 % der Energie für Elektrofahrzeuge nach einem nicht flexiblen Lastprofil im Jahr 2040 bezogen. Die PtX-Anlagen werden als 100 % flexibel angenommen und befinden sich in der Regel direkt bei Laufwasserkraftwerken. Grundsätzlich werden die PtX-Anlagen im Dauerbetrieb betrieben, aber bei kritischen Versorgungslagen (z.B. am Ende des Winters bei tiefen Füllständen der Speicherseen) kann der Betrieb eingestellt werden.

Unter Elektrofahrzeugen werden in den folgenden Tabellen ausschliesslich batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) angegeben ohne Plug-in-Hybride (PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV). Es fehlen auch die E-LKW und E-Busse, welche als nicht flexibel angenommen wurden und in Kapitel 5.2 beschrieben wurden. Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen ist in den Szenarien 1 und 2 identisch mit etwa 2 Mio. E-PKW und 200 000 E-LNF (leichte Nutzfahrzeuge) bis im Jahr 2040.

Die Anzahl von Wärmepumpen in privaten Haushalten und im Dienstleistungssektor ist etwas höher in Szenario 2 als in Szenario 1. In Szenario 3 ist die gesamte Entwicklung etwas langsamer. Weitere Annahmen zur Anzahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sind im Anhang 10.1 zu finden.

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flexibilität Quelle: EP2050+	Anzahl [n]			davon Anteil Flexibel [%]		
E-PKW	27 000	498 000	1 962 000	-	17	33
E-LNF	700	45 000	203 000	-	17	33
Wärmepumpen Haushalte	287 000	669 000	997 000	-	80	76
Wärmepumpen Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft	4 300	7 700	11 500	-	51	44
Power-to-X Anlagen	0	5	28	-	100	100

Tabelle 18: Annahmen zur Flexibilität im Szenario 1 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flexibilität Quelle: EP2050+	Anzahl [n]			davon Anteil Flexibel [%]		
E-PKW	27 000	522 000	2 158 000	-	17	33
E-LNF	700	48 000	223 000	-	17	33
Wärmepumpen Haushalte	287 000	703 000	1 097 000	-	77	70
Wärmepumpen Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft	4 300	8 000	12 700	-	52	44
Power-to-X Anlagen	0	5	29	-	100	100

Tabelle 19: Annahmen zur Flexibilität im Szenario 2 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flexibilität Quelle: EP2050+	Anzahl [n]			davon Anteil Flexibel [%]		
E-PKW	27 000	460 000	1 656 000	-	15	30
E-LNF	700	33 000	164 000	-	15	30
Wärmepumpen Haushalte	287 000	601 000	845 000	-	91	93
Wärmepumpen Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft	4 300	6 900	8 700	-	57	52
Power-to-X Anlagen	0	5	28	-	100	100

Tabelle 20: Annahmen zur Flexibilität im Szenario 3 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

7 Ausland

Das Schweizer Übertragungsnetz hängt stark von den energiewirtschaftlichen Entwicklungen und der Energiepolitik der EU sowie der Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt ab. Der SZR CH macht deshalb bezüglich der energiewirtschaftlichen Entwicklung in Europa und der Höhe der Grenzkapazitäten Vorgaben für die Berücksichtigung bei der Marktsimulation.

7.1 Energiewirtschaftliche Entwicklung

Die Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa erfolgt, indem neben den EP2050+ auch die Szenarien der ENTSO berücksichtigt werden. Die ENTSO veröffentlichte im Juli 2020 die europäischen Szenarien Strom und Gas für den TYNDP2020 [2].

Für die Szenarien 1 und 3 wird hinsichtlich der Entwicklung in der EU das Szenario «Distributed Energy» angenommen (vgl. Ausführungen hierzu im Kapitel 3). Das Szenario «Distributed Energy» geht von mehr dezentralen Erzeugungsanlagen und einem starken Wachstum für Photovoltaik, Biogas und «Power-to-Gas» aus. Die «Prosumer» stehen im Zentrum und nehmen aktiv am Energiemarkt teil. Für das Szenario 2 wird bezüglich der Entwicklung in der EU auf das Szenario «Global Ambition» referenziert. «Global Ambition» ist ein Szenario mit vermehrten zentralen Erzeugungsanlagen, die durch den Skaleneffekt günstiger werden. Dies sind zum Beispiel Offshore-Windenergieanlagen im Norden und grosse Photovoltaikanlagen im Süden von Europa. Dies führt insgesamt zu erhöhten Transitmen- gen zwischen den europäischen Ländern.

Die Swissgrid erkennt bei der Marktsimulation im Rahmen der Netzplanung, unter Verwendung der Kennzahlen des SZR CH für die Schweiz und der oben genannten Szenarien für die EU, welche Stromflüsse sich in Zukunft einstellen, und kann diese bei der Netzplanung entsprechend berücksichtigen.

7.2 Abbildung der Grenzkapazitäten

Die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern und zwischen den einzelnen Marktgebieten bilden die Basis für den Stromhandel und -austausch. Bezüglich der Festlegung der Grenzkapazitäten hat sich die «Net Transfer Capacity» (NTC) als zuverlässige Grösse an den Schweizer Grenzen etabliert, welche die Höhe der kommerziell nutzbaren Grenzkapazitäten unter Berücksichtigung der Netzsi- cherheit definiert. NTC-Werte weichen daher von den physikalisch installierten Kapazitäten der grenz- überschreitenden Leitungen ab.

Im operativen Netzbetrieb werden die NTC-Werte für jede Schweizer Grenze und Stunde für Import und Export mit dem benachbarten Übertragungsnetzbetreiber («Transmission System Operator» [TSO]) abgestimmt und schrittweise dem Markt mit Jahres-/Monats-/Tages-Auktionen sowie «Intraday-Allokationen» zur Verfügung gestellt. Abweichend zu den Grenzen der Schweiz wurde in weiten Teilen von Europa zur Kapazitätsbestimmung und Vergabe im täglichen Betrieb der Übertragungsnetze bereits das automatisierte «Flow-Based Market Coupling» (FBMC) eingeführt. Für die langfristige Netz- planung wurden in Europa bisher NTC-Werte verwendet, zukünftig ist die Verwendung des «Flow-Ba- sed»-Verfahrens ebenfalls möglich.

In der nachfolgenden Tabelle werden die im Jahr 2020 vergebenen maximalen NTC-Werte und die maximalen NTC-Werte für das Jahr 2025 bei vollständigem Netz pro Grenze und Richtung ausgewie- sen. Die NTC-Werte für 2025 berücksichtigen das heute bestehende europäische Übertragungsnetz und Netzausbauprojekte, die bis im Jahr 2025 umgesetzt und in Betrieb genommen werden. Diese Projekte sind bereits in Umsetzung bzw. weit fortgeschritten und die NTC-Zunahmen sind mit den be- nachbarten TSO abgestimmt.

Jahr	2020	2025
Grenzkapazität (NTC) Quelle: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid	Kapazität [MW]	
AT -> CH (Import)	1 200	1 200
DE -> CH (Import)	2 000	3 000
FR -> CH (Import)	3 700	3 700
IT -> CH (Import)	1 910	1 910
CH -> AT (Export)	1 200	1 200
CH -> DE (Export)	4 000	4 200
CH -> FR (Export)	1 400	1 700
CH -> IT (Export)	4 800	5 000

Tabelle 21: NTC-Werte 2020 und NTC-Werte 2025 bei vollständigem Netz pro Grenze und Richtung

Darüber hinaus können aktuelle Regeln aus dem «Clean Energy Package» der EU, die eine Optimierung der Handelskapazitäten zwischen den EU-Staaten vorsehen, Auswirkungen auf die Importkapazitäten der Schweiz haben. Dies betrifft insbesondere Vorgaben bezüglich der Mindesthandelskapazität: Danach müssen spätestens ab Ende 2025 europäische Länder mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Kapazitäten für den Handel zwischen EU-Mitgliedstaaten reservieren.

Die tatsächlich für die Stromversorgung verfügbaren Grenzkapazitäten werden in der täglichen Praxis geringer sein, als die in Tabelle 21 dargestellten Maximalwerte bei vollständigem Netz. Dies je nach Verfügbarkeit des Netzes und des Kraftwerksparks, erwarteter Erzeugung und Verbrauch sowie der Netzbelastung in den Nachbarländern. Die absehbar eingeschränkten Exportmöglichkeiten der Nachbarländer und die damit verbundenen eingeschränkten Importmöglichkeiten der Schweiz müssen in den Betrachtungen zur Stromversorgungssicherheit wie etwa den Analysen zur System Adequacy (verbunden mit Risikobetrachtungen) erfolgen.

Die quantitativen Vorgaben für die Auslegung der Stromnetze im Rahmen der Netzplanung müssen unabhängig von möglichen Einschränkungen der Importmöglichkeiten während gewisser Stunden im Jahr festgelegt werden. Andernfalls wäre der Import von Strom permanent reduziert, also auch in Zeiten im Jahr, in denen die Nachbarländer der Schweiz exportieren könnten. Zudem kann Swissgrid im Rahmen der Erarbeitung der Mehrjahrespläne und Prüfung derselben durch die EICOM NTC-Werte für 2030 und 2040 ausweisen.

8 Weitere Vorgaben

Dieses Kapitel beinhaltet energiewirtschaftliche Rahmendaten, welche in den Simulationen der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Durch die Höhe der Rohstoff- und CO₂-Preise wird u.a. der Einsatz der Kraftwerke und der Grosshandelspreis von Strom beeinflusst.

Im SZR CH werden die gleichen Rahmendaten wie in den EP2050+ genutzt. Damit wird sichergestellt, dass die Szenarien in sich konsistent sind. Weitere zusätzliche Rahmendaten können direkt den Dokumenten der EP2050+ und - falls dort nicht vorhanden - den aktuellen ENTSO-Dokumenten zum TY-NDP2020 entnommen werden.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Rohstoffpreise Quelle: WEO 2018, EP2050+							
Kohle [USD je MWh]	12	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Rohöl [USD je Barrel]	70	72	72	72	64	64	64
Erdgas [USD je MWh]	24	26	26	26	26	26	26
CO₂ Preise Quelle: WEO 2018, EP2050+							
CO ₂ [USD je t]	28	33	33	33	140	140	140
Wirtschaft Quelle: BFS 2015, Seco 2019							
Bevölkerung [Tsd.]	8 624	9 492	9 492	9 492	10 016	10 016	10 016
Bruttoinlandprodukt [Mrd. CHF]	703	805	805	805	893	893	893
Klima Quelle: Meteoschweiz							
Heizgradtage	3 191	3 105	3 105	3 105	3 054	3 054	3 054
Kühlgradtage	175	193	193	193	198	198	198

Tabelle 22: Weitere Vorgaben für die Netzplanung

Quelle: [3] Ergebnissynthese Blatt: 01 Annahmen und Rahmendaten

8.1 Rohstoff- und CO₂-Preise

Die Internationale Energieagentur (IEA) veröffentlicht jährlich eine mittel- und längerfristige Prognose basierend auf Szenarien in Form des «World Energy Outlook» [6]. Darin ist die Entwicklung der Rohstoffpreise und CO₂-Preise enthalten, wobei dem SZR CH die Preisentwicklung nach dem IEA-Szenario «Sustainable Development» (SDS) zugrunde gelegt wurde. Für die Entwicklung der CO₂-Preise werden grundsätzlich dieselben Szenarien wie bei den Rohstoffpreisen der IEA verwendet, wobei für 2030 auch die Preise des Szenarios «New Policy» (NPS) verwendet werden können (33 USD pro t CO₂), um die EU-Politik bis 2030 zu berücksichtigen. Für das Zieljahr 2040 können die Preise des Szenarios SDS des «World Energy Outlook» verwendet werden (140 USD pro t CO₂). Im Szenario NPS wäre der Preis bei 38 USD pro t CO₂.

8.2 Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

Grundsätzlich werden in allen Szenarien dieselben gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten bezüglich Bevölkerung, Wirtschafts- und Verkehrsleistung angenommen. Für die Bevölkerung werden die Ergebnisse aus dem Referenzszenario A-00-2015 der im Jahr 2015 publizierten Studie des Bundesamtes für Statistik (BFS) verwendet [7]. Für die Entwicklung der Wirtschaftsleistung wurden die Bruttoinlandprodukt (BIP)-Prognosen des Staatssekretariats für Wirtschaft (SECO) verwendet [8]. Für die Fahrleistung bilden die Ergebnisse der Verkehrsperspektiven 2040 des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE) die Grundlage [9]. Der SZR CH verwendet in allen Szenarien das Szenario Referenz aus den Verkehrsperspektiven 2040.

8.3 Klima und Wetterdaten

Als Grundlage für die Ermittlung der Einspeiseprofile von Photovoltaik und Wind wurden in den EP2050+ die Wetterdaten aus den «NASA MERRA 2» reanalysis data genutzt¹⁴. Als Wetterjahr für die Modellierungen wurde dabei in den EP2050+ das Jahr 2012 ausgewählt. Die Wahl fiel auf das Jahr 2012, da das Stromsystem damals vor gewisse Herausforderungen gestellt wurde (niedrige Temperaturen im Februar in Kombination mit geringen Windgeschwindigkeiten und geringer Solarstrahlung [sog. «kalte Dunkel-Flaute»]).

Die ENTSO referenziert in ihren Szenarien auf die Wetterdaten aus der «Pan European Climate Data-bank» (PECD) der ENTSO. Aus diesen Daten können ebenfalls Einspeiseprofile für Photovoltaik und Wind abgeleitet werden.

¹⁴ NASA MERRA 2 reanalysis data: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

9 Risikobetrachtung

Der SZR CH ist ein energiewirtschaftlicher Szenariorahmen, welcher mögliche Entwicklungen der Treiber der Netzentwicklung wie etwa Erzeugungskapazitäten, Stromverbrauch und Speicher aufzeigt. Dies als Grundlage für die Auslegung der Stromnetze. Mit Blick auf mögliche Risiken ist die Zielnetzplanung durch die Netzbetreiber auf ihre Robustheit zu überprüfen. Im Rahmen der Netzplanung soll eine Beurteilung erstellt werden, wie robust das zukünftige, ausgebaute Netz gegenüber denkbaren Risiken und Krisensituationen ist. Dies auch unter dem Gesichtspunkt von Artikel 8 Absatz 1 StromVG, wonach die Netzbetreiber für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Stromnetz verantwortlich sind. Sollten sich aus der oben genannten Überprüfung erweiterte Anforderungen für die Stromnetze ergeben, dann haben die Netzbetreiber der NE1 und NE3 diese in ihren Mehrjahresplänen gemäss Artikel 9d Absatz 1 StromVG zu berücksichtigen. Dies kann zusätzliche Investitionen im Stromnetz erforderlich machen zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Schweizer Stromnetzes, seiner Leistungsfähigkeit und der Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit.

Ergänzend zu den drei energiewirtschaftlichen Szenarien «Referenz», «Divergenz» und «Sektorkuppung» des SZR CH sind insbesondere die folgenden Risiken und Entwicklungen für eine Risikobetrachtung der Zielnetzplanung zu berücksichtigen:

9.1 Auswirkungen des Ukraine-Kriegs auf die Energieversorgung in Europa

Der Krieg in der Ukraine, die wirtschaftlichen Sanktionen der EU bezüglich Kohle und Öl und ein möglicher Lieferstopp von russischem Gas nach Europa drohen die Versorgungssicherheit in Europa zu schwächen. Gaskraftwerke setzten zeitweise (z.B. bei geringer Photovoltaik-/Windproduktion und hoher Stromnachfrage) in etlichen Strommärkten den Grenzpreis an den Strombörsen (Merit Order), was aktuell zu hohen Strompreisen in Europa führt. Fehlt das Gas, werden möglicherweise viele Gaskraftwerke in Europa nicht oder nur noch eingeschränkt zur Verfügung stehen bzw. sie müssen auf andere Treibstoffe (z.B. Biogas, Wasserstoff, Öl) umgerüstet werden. Weiter sinkt die Stromexportbereitschaft der Nachbarstaaten tendenziell, insbesondere in den Wintermonaten.

Angesichts des Ukraine-Kriegs hat die Europäische Kommission einen Plan vorgestellt, mit dem Europa deutlich vor 2030 von fossilen Brennstoffen aus Russland, zunächst von Gas, unabhängig gemacht werden soll. Durch «REPowerEU» sollen die Gasversorgung diversifiziert und die Einführung von Gas aus erneuerbaren Quellen für Heizung und Stromerzeugung beschleunigt werden. Dies wird die Änderung des Energiemixes in den Mitgliedstaaten der EU beschleunigen und gegebenenfalls zu veränderten Stromflüssen in Europa und der Schweiz führen. Dies betrifft veränderte Lastflüsse im Übertragungsnetz und Rückspeisungen aus den Verteilnetzen, welche gegenüber heute eine abweichende Verteilung der Importe/Exporte über die verschiedenen Landesgrenzen verursachen (z.B. Exportsituation nach Norden).

9.2 Fehlendes Stromabkommen

Das vorläufige Ausbleiben eines Stromabkommens der Schweiz mit der EU kann sich auf alle Szenarien des SZR CH auswirken. Ein Stromabkommen würde im Wesentlichen die weitgehende Übernahme des EU-Acquis¹⁵ beinhalten und den Zugang zu den europäischen Marktplattformen sowie der damit verbundenen Marktkopplung¹⁶ regeln.

Ohne ein Stromabkommen müssen insbesondere zur Einbindung der Swissgrid in die technischen Prozesse separate Regelungen gefunden werden, damit die Sicherheit des Betriebs des schweizerischen Übertragungsnetzes gewährleistet ist.¹⁷ Themen sind hierbei u.a. ungeplante Lastflüsse, die höhere Belastung kritischer Netzelemente und der vermehrte Einsatz von «Redispatch». Regeln aus

¹⁵ Der "Acquis communautaire" ist das gemeinsame Fundament aus Rechten und Pflichten, die für alle Mitgliedstaaten der EU verbindlich sind. Der Rechtsbestand der EU wird vereinfachend als der "Acquis" bezeichnet.

¹⁶ Kopplung Strom- und Kapazitätsvergabe zur effizienteren Nutzung der beschränkt verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Ländern resp. Gebotszonen.

¹⁷ Ende 2021 konnte Swissgrid an der Südgrenze einen Vertrag mit der Kapazitätsberechnungsregion Italy North unterzeichnen. Diese umfasst die Grenzkapazitäten zwischen Italien, Österreich, Slowenien und Frankreich. Damit wird die Schweiz neu vollständig in die grenzüberschreitenden Kapazitätsberechnungsmethoden und Sicherheitskoordinationsprozesse miteinbezogen. Mit dem vorliegenden Vertrag ist die Situation an der Schweizer Südgrenze vorläufig ent-

dem «Clean Energy Package» der EU können Auswirkungen auf die Importkapazitäten der Schweiz haben. Weiter hat der fehlende Marktzugang volkswirtschaftliche Auswirkungen wie etwa in der Tendenz höhere Preise im Grosshandel und eingeschränkte Vermarktungsmöglichkeiten der Schweizer Stromerzeugung im Ausland, namentlich der Schweizer Wasserkraft. Insgesamt wirkt sich das fehlende Stromabkommen negativ auf den Systembetrieb der Stromnetze, auf die Importmöglichkeiten und die Volkswirtschaft aus.

9.3 Fehlende Stromimporte

Der Ukraine-Krieg und das fehlende Stromabkommen können sich negativ auf die Importmöglichkeiten der Schweiz auswirken. Ein mögliches Stressszenario skizziert der Bericht von Frontier Economics [10], welcher die Auswirkungen der fehlenden Kooperation mit der EU untersucht hat. Der Bericht legt die Möglichkeit eines kurzzeitigen Strommangels im Jahr 2025 dar. Dies basierend auf einem «Stressszenario», in dem die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 sowie ein Drittel der französischen Kernkraftwerkskapazität nicht verfügbar sind. Mit dem Ukraine-Krieg sind die Risiken in der Stromversorgung und die Wahrscheinlichkeit eingeschränkter Stromimporte bspw. aufgrund der Sanktionen der EU oder einer Einstellung der Gaslieferungen weiter gestiegen.

9.4 Frühzeitige Stilllegung der schweizerischen Kernkraftwerke

Für den SZR CH wurde für die Kernkraftwerke in der Schweiz eine Laufzeit von 50 Jahren angenommen, um die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien zu gewährleisten. Unabhängig vom energiewirtschaftlichen Szenario ist eine unmittelbare oder frühzeitige Abschaltung und Stilllegung der schweizerischen Kernkraftwerke ein mögliches Risiko. Gründe hierzu könnten u.a. fehlender Brennstoff (Uran), Auflagen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorats (ENSI) bezüglich Nachrüstungen und / oder Betriebseinschränkungen oder betriebswirtschaftliche Entscheidungen der Betreiber sein. Die Stromnetzinfrastruktur der Schweiz muss auch bei einer unmittelbaren und längerfristigen Abschaltung der schweizerischen Kernkraftwerke den Transport des Stroms innerhalb der Schweiz in ausreichendem Mass - insbesondere von Süden nach Norden - sicherstellen können.

9.5 Strommangellage

Im «Bericht zur nationalen Risikoanalyse. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020» [11] des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz (BABS) vom 26. November 2020 wird die Eintretenswahrscheinlichkeit einer schwerwiegenden Strommangellage¹⁸ mit einmal in 30 Jahren angegeben. Mit dem Ukraine-Krieg sind die Risiken in der Stromversorgung und die Wahrscheinlichkeit einer schwerwiegenden Strommangellage weiter gestiegen. Im Falle einer schweren Strommangellage gibt das Landesversorgungsgesetz (LVG) dem Bundesrat die Kompetenz, Bewirtschaftungsmassnahmen zu ergreifen, um das Stromangebot und die Stromnachfrage im Gleichgewicht zu halten. Die vorgesehenen Bewirtschaftungsmassnahmen wie etwa Kontingentierung, zentrale Angebotslenkung, Netzabschaltungen und Ausfuhrbeschränkungen können Auswirkungen auf den Systembetrieb und die Lastflüsse haben.

9.6 Verzögerung der Netzprojekte in den Nachbarstaaten und in der Schweiz

Die verzögerte Realisierung von Netzvorhaben in den Nachbarstaaten und in der Schweiz stellt ein Risiko dar. Geplante Netzausbaumassnahmen in den Nachbarstaaten, welche in den kommenden Jahren entsprechend dem TYNDP und der Planung der sog. «Projects of Common Interest» (PCI-Projekte, Vorhaben von gemeinsamem Interesse) vorgesehen sind, werden möglicherweise nicht oder

schärft. Für die Nordgrenze sind die Arbeiten mit der Kapazitätsberechnungsregion CORE noch am Laufen. Diese umfasst Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande, Luxemburg, Polen, Tschechien, Österreich, Ungarn, Slowenien, Slowakei, Kroatien und Rumänien.

¹⁸ Gemäss dem Gefährdungsdossier «Strommangellage» des BABS definiert sich eine schwerwiegende Strommangellage wie folgt: grosse Intensität (d.h. Stromunterversorgung von -30 %), Sparappelle an Bevölkerung und Wirtschaft, Verbrauchseinschränkungen für gewisse Anwendungen während zwölf Wochen, Kontingentierung Grossverbraucher während zwölf Wochen, zentrale Bewirtschaftung von steuerbaren Kraftwerken während zwölf Wochen, mit Nachbarländern koordinierte Einschränkungen des grenzüberschreitenden Energieaustausches während zwölf Wochen, temporäre Netzabschaltungen nötig (während zweier Wochen) und unkontrollierte Stromausfälle nicht auszuschliessen.

nicht rechtzeitig realisiert. In der Folge würden die angestrebten Erhöhungen der kommerziell nutzbaren Grenzkapazitäten letztlich nicht zur Verfügung stehen, was sich wiederum auf die Importfähigkeit der Schweiz auswirken dürfte.

Auch im Schweizer Stromnetz kann die Realisierung von Netzausbauvorhaben verzögert erfolgen. Insbesondere könnten Projekte der strategischen Netzplanung 2025 für das Übertragungsnetz (SN2025), [1] bis 2030 bzw. 2040 noch nicht oder nicht vollständig umgesetzt sein. Diesem Umstand sollte beim Strategischen Netz 2040 (SN2040) Rechnung getragen werden.

10 Anhang

10.1 Zusätzliche Angaben Elektromobilität und Wärmepumpen

In den folgenden Tabellen sind weitere Detailangaben zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen gemäss Modellabschätzungen in den EP2050+ angegeben. Diese dienen dem besseren Verständnis der Stromverbrauchsangaben in den Kapiteln 5.2 und 5.3. Die Zusammensetzung des gesamten Fahrzeugparks kann den EP2050+ entnommen werden [3].

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Anzahl [n]								
E-PKW		27 000	498 000	522 000	460 000	1 962 000	2 158 000	1 666 000
E-LNF		700	45 000	48 000	33 000	203 000	223 000	164 000
E-LKW		28	900	900	800	4 400	4 800	4 100
E-Busse		23	700	800	400	2 600	2 800	1 700
Plug-in-Hybride		16 000	387 000	406 000	379 000	769 000	846 000	692 000

Tabelle 23: Entwicklung des Fahrzeugparks Elektromobilität gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

Die durchschnittliche Ladeleistung, welche in der folgenden Tabelle angegeben wird, entspricht der Leistung der Ladestationen in den Haushalten und am Arbeitsplatz. Grössere Leistungen bestehen an öffentlichen Ladestationen. In den EP2050+ wird angenommen, dass 10 % der Ladevorgänge an öffentlichen Ladestationen stattfinden.

Quelle: EP2050+	Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
E-PKW und E-LNF		4,9	6,0	7,0	72,1	97,8	109,0
E-LKW und E-Busse		9,8	12,0	14,0	637,8	832,3	916,7

Tabelle 24: Annahmen zu den durchschnittliche Ladeleistungen und der Batteriekapazität der Elektromobilität gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

In der folgenden Tabelle wird die Anzahl der Wärmepumpen (WP) angegeben. Die Zusammensetzung der gesamten Wärmeezeugung kann den EP2050+ entnommen werden.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Anzahl [n]								
WP Haushalte		287 000	669 000	703 000	601 000	997 000	1 097 000	845 000
WP Industrie		1 400	1 900	2 000	1 400	2 400	2 600	1 400
WP Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft		4 300	7 700	8 000	6 900	11 500	13 300	8 700
Grosswärmepumpen Fernwärme		-	1 600	1 700	700	3 300	3 700	1 000

Tabelle 25: Entwicklung der Anzahl Wärmepumpen (WP) gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht), Stromverbrauch Sz. 2 mit Sicherheitszuschlag 2030 + 5% und 2040 + 10%.

10.2 Kennzahlen zu den Szenarien des «Ten-Year Network Development Plan» 2020

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung einiger Kennzahlen der EU-28 gemäss den Szenarien des TYNDP2020 der ENTSO dargestellt [2]. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Biogas und «Power-to-Gas» entwickelt sich im Szenario «Distributed Energy» am stärksten. Die Windkraft hat im Szenario «Global Ambition» die grösste Entwicklung.

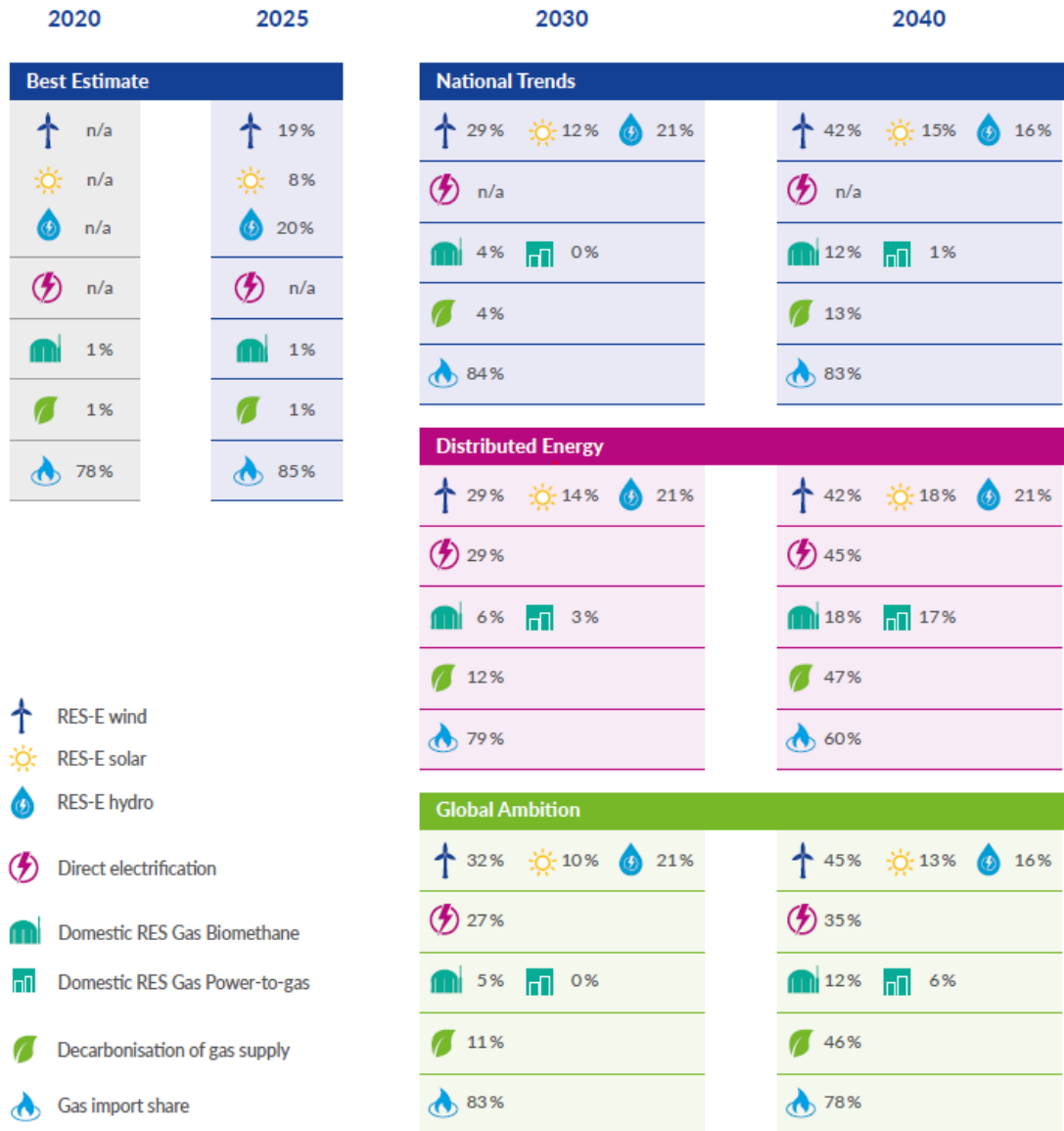


Abbildung 11: Entwicklung der Kennzahlen der Szenarien der EU-28 gemäss TYNDP2020 der ENTSO

Abkürzungsverzeichnis

AEE	Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz
AG RKN	Arbeitsgruppe Regionale Koordination Netzentwicklung
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BAV	Bundesamt für Verkehr
BEV	Battery electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
CBA	Cost-Benefit-Analysis
CH	Confoederatio Helvetica
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Distribution Code
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DE	Szenario «Distributed Energy» des TYNDP 2020
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnG	Energiegesetz
ENSI	Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat
EP	Energieperspektiven
ES 2050	Energiestrategie 2050
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCEV	Fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellen Elektrofahrzeug)
FBMC	Flow-Based Market Coupling
GA	Szenario «Global Ambition» des TYNDP 2020
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk (Kombikraftwerk)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
Hz	Hertz
IEA	International Energy Agency (Internationale Energie Agentur)
KKW	Kernkraftwerk
kV	Kilovolt
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
LKW	Lastkraftwagen
LNF	leichte Nutzfahrzeuge
LVG	Landesversorgungsgesetz
MW	Megawatt
NCCS	National Centre for Climate Services
NE	Netzebene
NECP	National Energy and Climate Plan aller EU-Mitgliedstaaten

NEP	Szenario «neue Energiepolitik» aus den EP2050
NET	Negativ-Emissions-Technologien
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau
NT	Szenario «National Trends» des TYNDP 2020
NTC	Net Transfer Capacity (Transportkapazität)
PCI	Projects of Common Interest (Vorhaben von gemeinsamem Interesse)
PECD	Pan European Climate Databank
PHEV	Plug-in-Hybrid electric vehicle (Plug-in-Hybrid Elektrofahrzeug)
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PKW	Personenkraftwagen
RCP	Representative Concentration Pathway
RhB	Rhätische Bahn
RPG	Raumplanungsgesetz
RPV	Raumplanungsverordnung
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SES	Schweizerische Energie-Stiftung
SN2025	Strategisches Netz 2025 der Swissgrid
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SWV	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
SZR	Szenariorahmen
SZR CH	Szenariorahmen Schweiz
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TSO	Transmission System Operator (= ÜNB)
TWh	Terawattstunde
TYNDP	ten year network development plan (Netzentwicklungsplan) der ENTSO
USD	United States Dollar
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (NE1)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NE3-7)
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WEO	World Energy Outlook
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung (Deutschland Kraft-Wärme-Kopplung)
WP	Wärmepumpe
WWB	Szenario «Weiter wie bisher» aus den EP2050 und EP2050+

Literatur

1	Strategisches Netz 2025, Swissgrid, 2015 https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-technical-report-de.pdf
2	TYNDP 2020 Szenario Report, ENTSO, 2020 https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf
3	Energieperspektiven 2050+, BFE, 2021 https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html
4	Studie Wasserkraftpotenzial der Schweiz, BFE, 2019 https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html
5	Erklärung Runder Tisch Wasserkraft, UVEK, 2021 https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-86432.html
6	World Energy Outlook, IEA, 2019 https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019
7	Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2015 –2045, BFS, 2015 https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/350324/master
8	Szenarien zur BIP-Entwicklung der Schweiz, SECO, 2019 https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumpolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html
9	Verkehrsperspektiven 2040, ARE, 2016 https://www.aren.admin.ch/aren/de/home/verkehr-und-infrastruktur/grundlagen-und-daten/verkehrsperspektiven.html
10	Bericht «Analyse Stromzusammenarbeit CH–EU», Frontier Economics, 2021 https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf
11	Bericht zur nationalen Risikoanalyse. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020. BABS 2020 https://www.babs.admin.ch/content/babs-internet/de/aufgabenbabs/gefaehrdrisiken/natgefaehrdanalyse/_jcr_content/contentPar/tabs/items/fachunterlagen/tabPar/downloadlist/downloadlists/109_1604480153059.download/KNSRisikobericht2020-de.pdf