



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,  
Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

**24. November 2021**

---

# **Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung**

---

Aktenzeichen: BFE-471.3-20/10



BFE-D-433E3401/362

**Datum:**

24. November 2021

**Auftragnehmerin:**

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Projektverantwortliche Stelle:**

Abteilung Energiewirtschaft, Sektion Netze

**Hinweise zur Vernehmlassung**

Der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens beinhaltet drei Szenarien als Grundlage für die Planung der Stromnetze des Übertragungsnetzes (380/220 kV, Netzebene 1) und der überregionalen Verteilnetze (ab 36 und unter 220 kV, Netzebene 3).

Nach einer Übersicht mit einer Erläuterung der Szenarien und den wesentlichen Kennzahlen enthält der vorliegende Bericht u.a. eine Darlegung der Ausgangslage, die Einordnung des Szenariorahmens in der Netzplanung, eine Beschreibung der Szenarien und detaillierte Kennzahlen zu den Szenarien.

Die Energieperspektiven 2050+ sind eine wesentliche Datengrundlage für die Szenarien. Erste Ergebnisse zu den Energieperspektiven 2050+ wurden im November 2020 in einem Kurzbericht sowie als Zusammenfassung publiziert. Weitere Ergebnisse und eine umfassende Dokumentation der Arbeiten werden Ende 2021 publiziert.

Zu diesem Entwurf des Szenariorahmens wird eine öffentliche Vernehmlassung durchgeführt. Die Szenarien und die entsprechenden Kennzahlen werden mit der darauffolgenden Genehmigung durch den Bundesrat verbindlich für Behörden zu Fragen der Elektrizitätsnetze.

**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](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

## Zusammenfassung

Der **energiewirtschaftliche Szenariorahmen** (SZR CH) stellt für die Netzbetreiber des Übertragungsnetzes (380/220 kV, Netzebene 1) und des überregionalen Verteilnetzes (ab 36 und unter 220 kV, Netzebene 3) 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. Die Vorgaben des SZR CH fliessen in die anschliessende periodische Mehrjahresplanung der Netzbetreiber ein. Der SZR CH wird **alle vier Jahre** überprüft und nachgeführt.

Bei der Erarbeitung des SZR CH soll sich das Bundesamt für Energie (BFE) auf die **energiepolitischen Ziele des Bundes** und die **gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten** stützen sowie das **internationale Umfeld** berücksichtigen. Der SZR CH wird durch den Bundesrat genehmigt und ist für Behörden zu Fragen der Elektrizitätsnetze verbindlich. Der SZR CH definiert **drei Szenarien**, welche die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abbilden. Jedes der drei Szenarien stützt sich auf ein energiewirtschaftliches Szenario der **Energieperspektiven 2050+** (EP2050+) des 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. Mit Blick auf die langen Planungs-, Bewilligungs- und Realisierungszyklen für Übertragungsnetze und überregionale Verteilnetze ist dabei eine grosse Bandbreite an möglichen Entwicklungen zu berücksichtigen. 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 Stromversorgungsgesetz (StromVG) in der Netzplanung prioritär zu berücksichtigen ist. Das **Szenario 2 «Divergenz»** ist ein Szenario mit hohen Anforderungen an die Stromnetze und kann als «Belastungsszenario» bezeichnet werden. Das **Szenario 3 «Sektorkopplung»** ist demgegenüber ein «Entlastungsszenario» aus Sicht der Stromnetze im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2.



Abbildung 1: Übersicht der 3 Szenarien des SZR CH

Das **Szenario 1 «Referenz»** basiert 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 auf dem Szenario «ZERO A» der EP2050+ mit einer weitgehenden Elektrifizierung des Energiesystems kombiniert mit einer Stromproduktion gemäss der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen». Die hohe Stromnachfrage in Verbindung mit einem eingeschränkten Ausbau der Stromproduktion 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. Dies entspricht dem Szenario «ZERO B» der EP2050+ kombiniert mit der Strategievariante Erzeugung «Ausgeglichene Jahresbilanz 2050». Mit der moderaten Zunahme des inländischen Stromverbrauchs, in Verbindung mit einem Zubau von Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff, wird im Vergleich mit den Szenarien 1 und 2 eine Entlastung der Stromnetze erwartet. 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.

### 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.

Szenario	Jahr	2030			2040		
	2019	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Stromerzeugung – installierte Leistung [MW]</b>							
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 <sup>1</sup>	920	990	980	1 250	970	950	3 650
Geothermie	-	10	10	10	90	20	90
Photovoltaik	2 520	9 770	7 650	9 730	24 070	10 100	18 610
Windkraft	100	310	180	310	1 150	180	1 040
<b>Summe*</b>	<b>22 220</b>	<b>29 400</b>	<b>27 140</b>	<b>29 630</b>	<b>45 540</b>	<b>30 490</b>	<b>42 650</b>
<b>Speicher – Pump- bzw. Ladeleistung [MW]</b>							
Pumpen von PSKW <sup>2</sup>	2 620	3 790	3 790	3 790	5 450	5 450	5 450
Dezentrale Batterien	-	1 220	690	1 220	5 550	2 330	4 290
<b>Stromverbrauch – Energiemenge [TWh]</b>							
Nettostromverbrauch <sup>3</sup>	<b>57,89</b>	<b>60,35</b>	<b>60,79</b>	<b>58,74</b>	<b>67,15</b>	<b>68,59</b>	<b>61,86</b>
<b>Elektrifizierung – Anzahl [Tsd.]</b>							
Elektrofahrzeuge inkl. Plug-in-Hybride*	40	930	930	870	2 940	2 950	2 520
Wärmepumpen inkl. Grosswärmepumpen*	290	680	700	610	1 010	1 090	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 CO<sub>2</sub>-Preise** der internationalen Energieagentur (IEA) sowie Klima- und Wetterdaten, die als Grundlage für die Ermittlung der Einspeiseprofile von Photovoltaik und Wind dienen.

### Abbildung Ausland

Die Berücksichtigung der **energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa** erfolgt, indem neben den EP2050+ die Szenarien der ENTSO zum TYNDP2020 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-Windkraftanlagen im Norden und grosse Photovoltaik-Anlagen im Süden von Europa vorsieht.

<sup>1</sup> Beinhalten: Kehrlichtverbrennung, Abwasserreinigung, Biogaskraftwerke, Biomassekraftwerke und weitere thermische Kraftwerke

<sup>2</sup> PSKW = Pumpspeicherkraftwerk

<sup>3</sup> Nettostromverbrauch = Bruttostromverbrauch ohne PSKW-Pumpen und Netzverluste, aber inkl. Zubringerpumpen

### Stromabkommen

Das fehlende Stromabkommen stellt **kein eigenständiges Szenario** dar, auch wenn sich das bis auf weiteres nicht absehbare Stromabkommen mit der EU ggf. negativ auf den Systembetrieb der Stromnetze, auf die Importmöglichkeiten der Schweiz und die Volkswirtschaft auswirkt. Ohne ein Stromabkommen müssen insbesondere bezüglich der Sicherheit des Betriebs der Stromnetze separate Regelungen der Schweiz mit der EU oder zwischen den Übertragungsnetzbetreibern gefunden werden. Dies kann auch zusätzliche Investitionen im schweizerischen Übertragungsnetz erforderlich machen, zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Schweizer Stromnetzes, dem Schutz vor Überlastung aus dem Ausland und der Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit. Die allfälligen eingeschränkten Exportmöglichkeiten der Nachbarländer und die damit verbundenen eingeschränkten Importmöglichkeiten der Schweiz müssen in die Betrachtungen zur Stromversorgungssicherheit (wie etwa die Analysen zur System Adequacy) einfließen.

### Grenzkapazitäten

Im SZR CH werden die **Grenzkapazitäten** 2020 und 2025 bei vollständigem Netz mittels der «Net Transfer Capacity» (NTC)<sup>4</sup> pro Grenze und Richtung ausgewiesen (siehe Tabelle 2). Sie sind für die Auslegung der Netze im Rahmen der Stromnetzplanung relevant. 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
<b>Grenzkapazität (NTC)</b> <b>Quelle: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid</b>	<b>Kapazität [MW]</b>	
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

### Koordination der Netzplanung

Da die Koordination in «vermaschten» Stromnetzen besonders wichtig ist, hat der Gesetzgeber den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen mit Artikel 9 c 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 Produktion und Verbrauch. Für die Netzentwicklung sind insbesondere die Koordination und der Datenaustausch zwischen Netzebene 1 und Netzebene 3 von Bedeutung.

### Regionalisierung

Der durch den Bundesrat zu genehmigende SZR CH beschränkt sich auf die Vorgabe von nationalen Kennzahlen. 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 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.

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

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>7</b>
1.1	Das neue Instrument des Szenariorahmens.....	7
1.2	Auftrag zur Erarbeitung des Szenariorahmens.....	8
1.3	Auswirkungen der Einführung des Szenariorahmens.....	8
1.4	Studie Szenariorahmen.....	8
1.5	Netzplanung Übertragungsnetz.....	8
1.6	Netzentwicklung überregionales Verteilnetz.....	9
1.7	Netzplanung in den Nachbarstaaten.....	9
1.8	Studien zur System Adequacy.....	9
1.9	Abgrenzung zum Bahnstromnetz.....	9
<b>2</b>	<b>Netzplanung und Szenariorahmen</b> .....	<b>10</b>
2.1	Der Szenariorahmen als erster Schritt der Netzplanung.....	10
2.2	Berücksichtigung der Szenarien in der Netzplanung.....	11
2.3	Zeithorizont Szenariorahmen.....	11
<b>3</b>	<b>Szenarienbeschreibung</b> .....	<b>12</b>
3.1	Szenario 1: «Referenz».....	13
3.2	Szenario 2: «Divergenz».....	14
3.3	Szenario 3: «Sektorkopplung».....	14
3.4	Szenarien und Varianten der Energieperspektiven 2050+.....	15
3.5	Szenarien des «Ten-Year Network Development Plan» 2020.....	16
<b>4</b>	<b>Stromerzeugung</b> .....	<b>17</b>
4.1	Wasserkraft.....	17
4.2	Kernkraft.....	18
4.3	Thermische Kraftwerke.....	18
4.4	Geothermie.....	18
4.5	Photovoltaik.....	19
4.6	Windkraft.....	19
<b>5</b>	<b>Stromverbrauch</b> .....	<b>20</b>
5.1	Stromverbrauch konventionell.....	20
5.2	Elektromobilität.....	21
5.3	Wärmepumpen.....	21
5.4	Weiterer Stromverbrauch.....	21
<b>6</b>	<b>Flexibilität</b> .....	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>Ausland</b> .....	<b>25</b>
7.1	Energiewirtschaftliche Entwicklung.....	25
7.2	Abbildung der Grenzkapazitäten.....	25
7.3	Auswirkungen fehlendes Stromabkommen auf die Stromnetze.....	26
<b>8</b>	<b>Weitere Vorgaben</b> .....	<b>27</b>
8.1	Rohstoff- und CO <sub>2</sub> Preise.....	27
8.2	Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten.....	27
8.3	Klima und Wetterdaten.....	27
<b>9</b>	<b>Regionalisierung</b> .....	<b>28</b>
<b>10</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>29</b>
10.1	Zusätzliche Angaben Elektromobilität und Wärmepumpen.....	29
10.2	Kennzahlen zu den Szenarien des «Ten-Year Network Development Plan» 2020.....	30

## 1 Ausgangslage

### 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 (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 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 2).

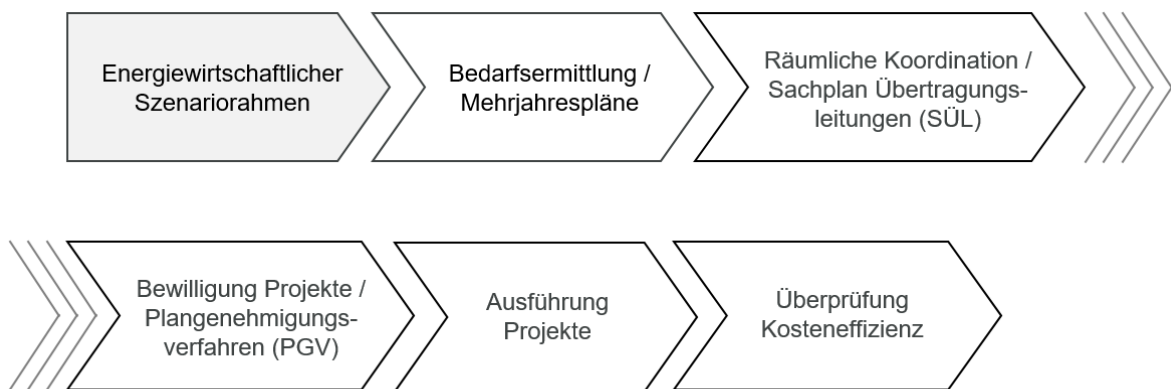


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Netzentwicklungsprozesses

Mit Blick auf den Umbau des Energiesystems in Europa ist es wichtig, die Stromnetze in der Schweiz auf die veränderten Gegebenheiten auszurichten. 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). Zudem muss mit der Abschaltung der schweizerischen Kernkraftwerke die Netzinfrastruktur den Transport des Stroms innerhalb der Schweiz in ausreichendem Mass von Süden nach Norden sicherstellen können. Diesbezüglich soll der Szenariorahmen Hinweise für eine zukünftige Netzentwicklung liefern, welche den Transport des Stroms in unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Szenarien gewährleisten kann.

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 und der Entwicklung der Regulierung in den Nachbarstaaten und der Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt relevant.

## **1.2 Auftrag zur Erarbeitung des Szenariorahmens**

Nach Artikel 9a des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) hat das Bundesamt für Energie (BFE) die Aufgabe, einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen (SZR) für die Schweiz (SZR CH) zu erarbeiten. Bei der Erarbeitung des SZR CH 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 Wasserversorgungsverband SWV), der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB), der Umweltverbände (Schweizerische Energiestiftung/Umweltallianz), der erneuerbaren Energien (AEE Suisse), der Gaswirtschaft (Verband der schweizerischen Gasindustrie VSG) und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) 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 Instrumentes des Szenariorahmens als Grundlage der Netzplanung ist keine Verlagerung der Planungskompetenzen vorgesehen. Der Szenariorahmen soll zusammen mit der Vorab-Bedarfsermittlung und Prüfung der Mehrjahrespläne NE 1 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 EiCom überprüft die Netznutzungsentgelte von Amtes wegen und kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen. Der Szenariorahmen 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 kann mithelfen, Überkapazitäten im Netz zu vermeiden.

## **1.4 Studie Szenariorahmen**

Das BFE beauftragte im Jahr 2013 im Rahmen der Erarbeitung der Strategie Stromnetze die Deutsche Energie-Agentur (Dena), die Anforderungen an einen SZR für die Netzplanung in der Schweiz zu dokumentieren [1]. Die Erkenntnisse der Studie sind in das Detailkonzept zur Strategie Stromnetze eingeflossen. Im Vordergrund stand die Definition eines klar strukturierten Prozesses und Empfehlungen zur Festlegung der Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen SZR.

## **1.5 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 [2]. 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.



## 1.6 Netzentwicklung 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»<sup>5</sup>, die definierten Netzplanungsgrundsätze der Verteilnetzbetreiber sowie die gesamtheitliche Entwicklung des Verbrauchs und der Erzeugung an den Netzanschlüssen. Eine Informationsquelle für die Erfassung der Energieerzeugungsanlagen (EEA) bildet die Datenbank der Pronovo AG<sup>6</sup> sowie Netzanschlussgesuche oder Voranfragen für den Anschluss neuer Verbraucher oder Kraftwerke.

## 1.7 Netzplanung in den Nachbarstaaten

Das Stromversorgungssystem in Europa ist durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern eng miteinander verknüpft. 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, der Regulierungsbehörde jedes Jahr nach Konsultation einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen. Grundlage für die europäische Netzplanung im Rahmen des «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) sind angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, des Verbrauchs und des Strom-austauschs 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 [3] Strom und Gas für den TYNDP2020.

## 1.8 Studien zur System Adequacy

In den Studien zur System Adequacy Schweiz (SACH) des BFE und der EICom werden Angebot und Nachfrage von Strom in Modellen simuliert und etwaige Strommangellagen in der Zukunft identifiziert. Die SACH 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 Produktion abzudecken. Der SZR CH dagegen bildet die Bandbreite an möglichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen als Grundlage für die Entwicklung der Stromnetze ab.

## 1.9 Abgrenzung zum Bahnstromnetz

Das Bahnstromnetz<sup>7</sup> 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 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.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> Die Pronovo AG ist die akkreditierte Zertifizierungsstelle für die Erfassung von Herkunftsnachweisen und die Abwicklung der Förderprogramme für erneuerbare Energien des Bundes.

<sup>7</sup> Parallel zum 50-Hz-Stromnetz besteht in der Schweiz ein 16,7-Hz-Netz für die Bahnstromversorgung mit Übertragungsleitungen 132 kV bzw. 66 kV sowie Unterwerken zu den 15-kV bzw. 11 kV-Fahrleitungen. Die SBB bzw. die RhB betreiben zudem Kraftwerke 16,7 Hz und das Bahnstromnetz ist über mehrere Frequenzumrichter mit dem Stromnetz 50 Hz 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 Produktionsanlagen 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. Rechenzentren oder Chemieanlagen). 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 Netzentwicklung höher zu gewichten.

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.

Da die Koordination in «vermaschten» Stromnetzen besonders wichtig ist, hat der Gesetzgeber den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen mit Artikel 9 c 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 Produktion und Verbrauch. Für die Netzentwicklung sind insbesondere die Koordination und der Datenaustausch zwischen Netzebene 1 und Netzebene 3 von Bedeutung.

Die Swissgrid und die Betreiber von Verteilnetzen 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.

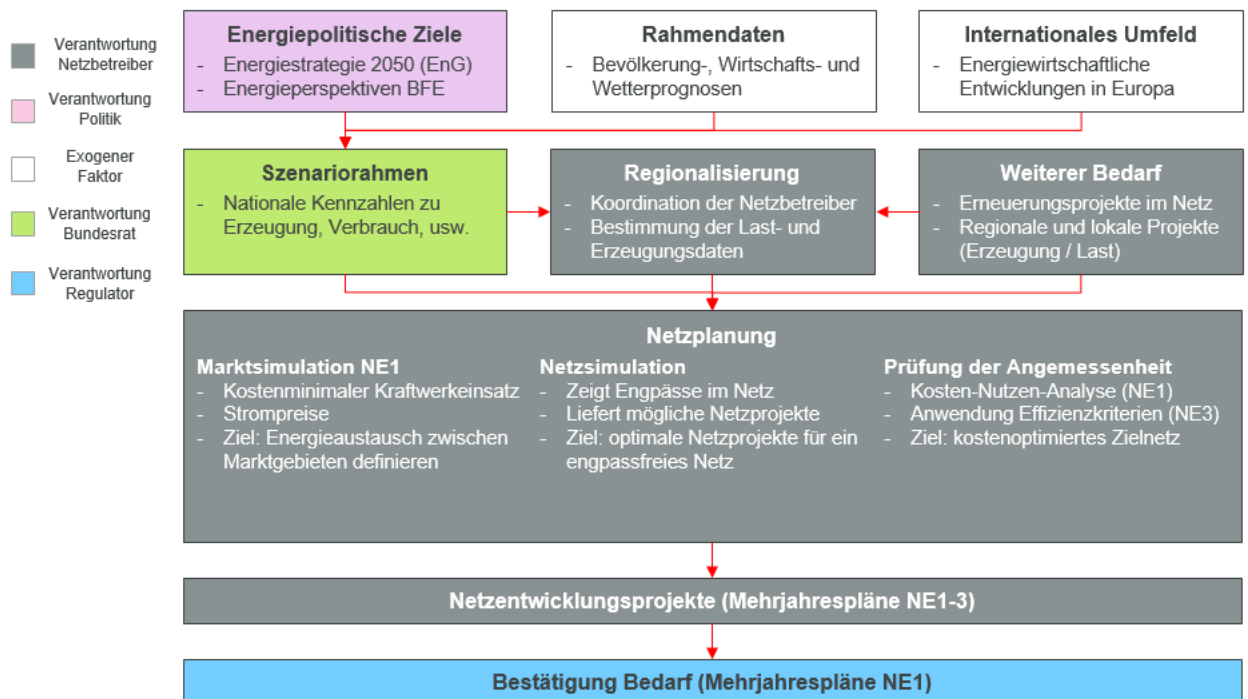


Abbildung 3: Der Szenariorahmen in der Netzplanung

## 2.2 Berücksichtigung der Szenarien in der Netzplanung

Gemäss Art. 9d Abs. 1 StromVG<sup>8</sup> ist der Szenariorahmen 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 Art. 9d Abs. 2 Bst. 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 eine umfassende Kosten-Nutzenanalyse vorgesehen. Die weitere Interpretation und Auslegung der gesetzlichen Bestimmungen zu Art. 9d StromVG wird Sache der ECom im Rahmen des Vollzugs des StromVG sein.

## 2.3 Zeithorizont Szenariorahmen

Der SZR CH verwendet die Zieljahre (Zeithorizont) 2030 und 2040. Die Zieljahre in Schritten von Zehnerjahren entspricht der Vorgabe gemäss 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 Abstimmbedarf 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.

---

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

### 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 Szenarien in der Zukunft eintreten, ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Nebst den Unsicherheiten bez. der Geschwindigkeit der technologischen Entwicklungen sind politische Massnahmen erforderlich, beispielsweise gesetzliche Regelungen, die es für die Umsetzung von geeigneten technischen Massnahmen braucht. Solche politische 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»<sup>9</sup>) umbauen und gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit zu Gewährleisten. Weiter wird die Laufzeit der Kernkraftwerke (KKW) in der Schweiz wird 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+ für die Annahmen zur Schweiz und auf ein Szenario des TYNDP 2020 für die Annahmen zum Ausland.

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

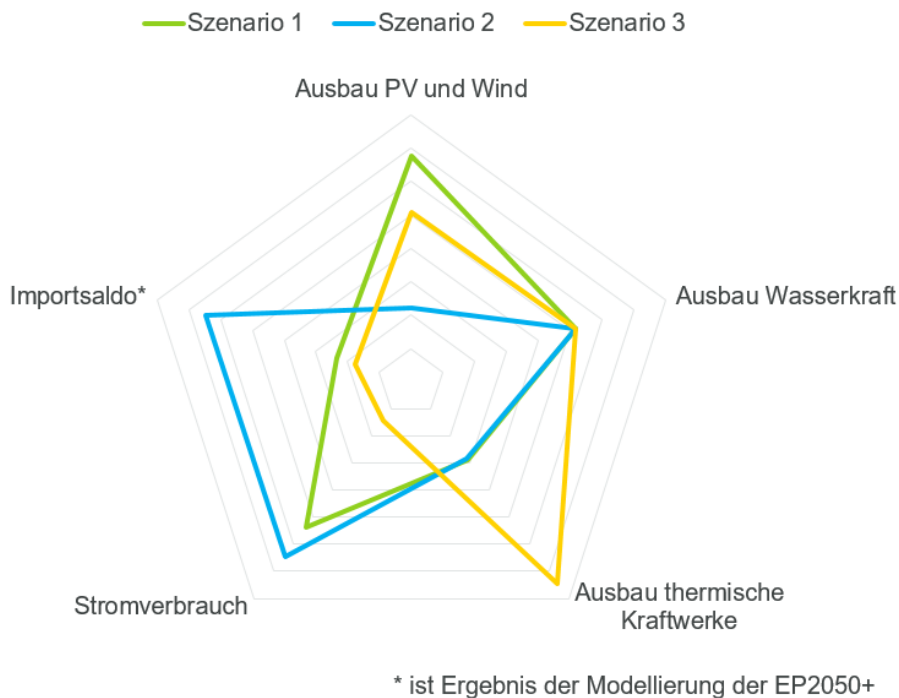
- **Szenario 1 «Referenz»** (Referenzszenario)
- **Szenario 2 «Divergenz»** (Belastungsszenario)
- **Szenario 3 «Sektorkopplung»** (Entlastungsszenario)



Abbildung 4: Übersicht der 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+) beziehend auf die Kennzahlen für das Jahr 2040 qualitativ dargestellt.

<sup>9</sup> Netto-Null ist erreicht, wenn die Bilanz zwischen ausgestossenen und der Atmosphäre entnommenen Emissionen genau ausgeglichen ist. Dabei werden neben Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) auch Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) sowie bestimmte synthetische Treibhausgase berücksichtigt.



**Abbildung 5:** Ausprägungen der drei Szenarien des SZR CH für das Jahr 2040 (schematische Darstellung; Skalen nicht 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 Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz bis 2050» der EP2050+ abstützt.

Die «ZERO Basisvariante» und alle anderen «ZERO» Szenarien entwickeln die heutig absehbaren Trends der technologischen Entwicklung 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 CO<sub>2</sub>-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 Wärmezeugung wird ergänzt durch Einsatz von Biogas und synthetischen Gasen (z.B. Wasserstoff).

Der Zubau erneuerbarer Stromproduktion erfolgt rasch und mit hohen Anteilen an Photovoltaik (2030: ca. 10 GW und 2040: ca. 24 GW). Für die inländische Stromproduktion wird ein Ausbaupfad für erneuerbarer 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 Produktionsmix ausmacht

[3]. 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 [3]. Durch die vermehrt dezentrale Erzeugung in Europa kann davon ausgegangen werden, dass die weiträumigen Lastflüsse im europäischen Übertragungsnetz geringer sein werden als bei den anderen Szenarien. Genauer hierzu werden die dem Szenariorahmen 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 auf dem Szenario «ZERO-Variante A» der EP2050+ mit einer weitest gehenden Elektrifizierung des Energiesystems, kombiniert mit der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen», in welcher sich der Ausbau von erneuerbarer Stromproduktion 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 in Szenario 1. Die vermehrte Elektrifizierung erhöht die Stromnachfrage. Dementsprechend resultiert eine Zunahme des Nettostromverbrauchs (2030: ca. 61 TWh und 2040: ca. 69 TWh). Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion richtet sich nach den aktuellen Rahmenbedingungen (Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen» der EP2050+), d.h. die Entwicklung der Stromproduktion geht von den heute in Kraft gesetzten Instrumenten der Energie- und Klimapolitik sowie den heutigen Marktbedingungen und sonstigen Rahmenbedingungen im Strommarkt aus (Stand 01. Januar 2019). In der Folge ist der Ausbau der inländischen Stromproduktion 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. Genauer hierzu werden die dem Szenariorahmen 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-Windkraft-Anlagen im Norden und grosse Photovoltaik-Anlagen im Süden von Europa, wobei die Photovoltaik im Jahr 2030 10 % und im Jahr 2040 13 % und die Windkraft 32 % bzw. 45 % im Produktionsmix ausmacht [3]. 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 [3]. Eine Entwicklung gemäss «ZERO-Variante A» der EP2050+ mit einer hohen inländischen Stromnachfrage in Kombination mit einem geringeren Ausbau der Stromproduktion in der Schweiz ist im Zusammenspiel mit dem europäischen Szenario «Global Ambition», welches zu erhöhten Transitmengen innerhalb Europas führt und aus Sicht der Netze der Netzebenen 1 und 3 als auslegungrelevant zu betrachten ist (hohe Anforderungen).

### 3.3 Szenario 3: «Sektorkopplung»

Beim Szenario «Sektorkopplung» wird das Szenario «ZERO-Variante B» und Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz bis 2050» der EP2050+ angenommen. 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 unter Einsatz von Wasserstoff 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 Stromproduktion erfolgt mit ebenfalls hohen Anteilen an Photovoltaik (2030: ca. 9.7 GW und 2040: ca. 18.6 GW). Für die inländische Stromproduktion 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 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 Zubau von Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff wird im Vergleich mit Szenario 1 und 2 eine Entlastung der Stromnetze 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 [4], welche das langfristige Klimaziel von «Netto-Null» Treibhausgas-Emissionen bis 2050 erreichen. Das Szenario «Weiter wie bisher» verfehlt dieses Ziel. Die nachfolgende Abbildung 6 zeigt die jeweiligen Szenarien, Varianten und Varianten der Stromproduktion (Strategievarianten), welche als Datengrundlage Schweiz für die Szenarien 1 – 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 Stromproduktion verzögert, was in der Tendenz zu einem erhöhten Importsaldo im Winterhalbjahr führt.

Szenarien	Varianten	Varianten Stromproduktion (Strategievarianten)	
<b>Szenario Netto-Null (ZERO)</b> Bildet mögliche Entwicklungspfade des Schweizer Energiesystems ab, welche im Jahr 2050 kompatibel mit dem Ziel von Netto-Null Treibhausgas-Emission sind	<b>Basisvariante (ZERO Basis)</b> 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
	<b>Variante A (ZERO A)</b> Weitestgehende Elektrifizierung des Energiesystems	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sz. 2
	<b>Variante B (ZERO B)</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
	<b>Variante C (ZERO C)</b> 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	
	<b>Szenario Weiter wie bisher (WWB)</b> 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 6: 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 [3] Strom und Gas für den «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) 2020.

Die ENTSO nennt zwei wesentliche 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.

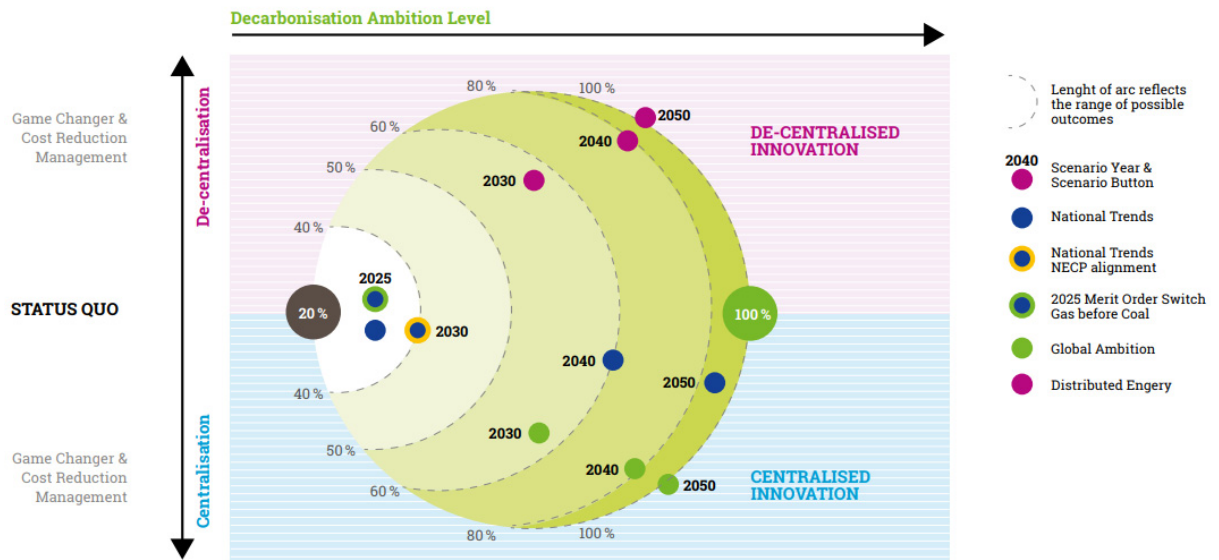


Abbildung 7: Ausrichtung der europäischen Szenarien im TYNDP2020



#### 4 Stromerzeugung

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

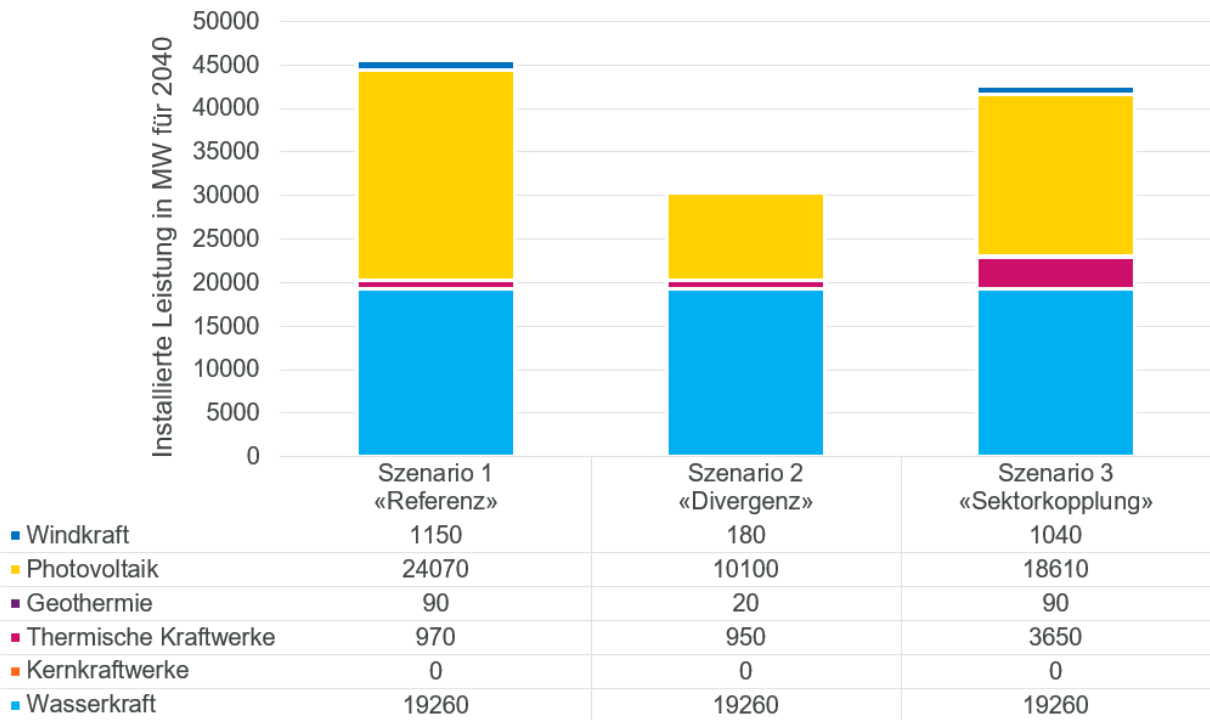


Abbildung 8: Übersicht der Erzeugungskapazitäten in den drei Szenarien des SZR CH für 2040

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 den 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 ( $\leq 10$  MW) zählt technologisch zu den Laufwasserkraftwerken, ist jedoch in der nachfolgenden Tabelle separat aufgeführt. Es wird jeweils die Nennleistung des Stromgenerators angegeben. 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
<b>Stromerzeugung Quelle: EP2050+</b>		<b>Installierte Leistung [MW]</b>					
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
<b>Summe*</b>	<b>15 350</b>	<b>17 110</b>	<b>17 110</b>	<b>17 110</b>	<b>19 260</b>	<b>19 260</b>	<b>19 260</b>

Tabelle 3: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten der Wasserkraft

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (nur Summe)

\* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

Der Ausbau der Wasserkraft erfolgt in den Szenarien 1–3 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»<sup>10</sup> zu erreichen. Angaben zur angestrebten Realisierung von Wasserkraftprojekten können aus der BFE Studie «Wasserkraftpotential der Schweiz 2019» [5] entnommen werden. Für die Abschätzung der Leistungen der Wasserkraftanlagen, wird eine durchschnittliche Realisierungswahrscheinlichkeit verschiedenster Projekte angenommen. Es wird zusätzlich gemäss dieser Studie angenommen, dass sich das Maximum des Wasserabflusses aufgrund der höheren Temperaturen bis zum Jahr 2050 um ungefähr zwei Wochen in Richtung des Winterhalbjahres vorverschiebt, was in der Modellierung der Wasserkraftwerke berücksichtigt werden sollte.

#### 4.2 Kernkraft

Für den Szenariorahmen 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
<b>Stromerzeugung Quelle: EP2050+</b>		<b>Installierte Leistung [MW]</b>					
Kernkraftwerke	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-

Tabelle 4: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten Kernkraft

Quelle: [4] 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 Kehrichtverbrennungsanlagen (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
<b>Stromerzeugung Quelle: EP2050+</b>		<b>Installierte Leistung [MW]</b>					
Kehrichtverbrennung	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
<b>Summe*</b>	<b>920</b>	<b>990</b>	<b>980</b>	<b>1 250</b>	<b>970</b>	<b>950</b>	<b>3 650</b>

Tabelle 5: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten thermischer Kraftwerke

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Kehrichtverbrennung 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 Geothermie Kraftwerke installiert werden. Im Szenario 2 ist die Entwicklung, aufgrund der unterstellten aktuellen Rahmenbedingungen, geringer.

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

Tabelle 6: Entwicklung der Erzeugungskapazität Geothermie

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Sz. 2 nach aktuellen Rahmenbedingungen)

#### 4.5 Photovoltaik

In allen der Szenarien wird von einem grossen Ausbau der Photovoltaik ausgegangen, wobei im Szenario 1 der Ausbau am grössten ist, gefolgt von Szenario 3. Der Ausbau in Szenario 1 bedeutet zwischen den Jahren 2019 und 2030 einen jährlichen Zubau von durchschnittlich ca. 690 MWp<sup>11</sup> PV-Leistung und dieser beschleunigt sich ab 2030 auf durchschnittlich 1430 MWp pro Jahr. Im Szenario 2 erfolgt der Zubau (aufgrund der unterstellten aktuellen Rahmenbedingungen) ab dem Jahr 2030 sehr viel langsamer mit durchschnittlich ca. 245 MWp pro Jahr. 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 Winterproduktion ausgerichtet, was Auswirkungen auf die Volllaststunden hat. Der Anteil der Winterproduktion steigert sich von 25 % im Jahr 2019 auf 26 % im Jahr 2030 und auf 29 % im Jahr 2040. Dies bedeutet, dass PV-Module zukünftig so ausgerichtet werden, dass mehr Produktion im Winterhalbjahr stattfindet. Damit leistet die Photovoltaik-Stromerzeugung einen kontinuierlich steigenden Anteil zur Winterstromerzeugung.

Die durchschnittliche Grösse einer PV-Anlage vergrössert sich von 22 kWp im Jahr 2019 auf 24 kWp im Jahr 2030 und auf 26 kWp im Jahr 2040, da bestehende Dachflächen besser ausgenutzt werden.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Stromerzeugung Quelle: EP2050+</b>		<b>Installierte Gleichstrom-Spitzenleistung [MWp]</b>					
Photovoltaik	2 520	9 770	7 650	9 730	24 070	10 100	18 610

Tabelle 7: Entwicklung der Erzeugungskapazität Photovoltaik

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Sz. 2 nach aktuellen Rahmenbedingungen)

#### 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 rund 1000 MW bis im Jahr 2040 ausgegangen. In Szenario 2 kommen, aufgrund der unterstellten aktuellen Rahmenbedingungen, nur wenige Windkraftwerke 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 Windkraft-Anlage 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
<b>Stromerzeugung Quelle: EP2050+</b>		<b>Installierte Leistung [MW]</b>					
Windkraft	100	310	180	310	1 150	180	1 040

Tabelle 8: Entwicklung der Erzeugungskapazität Windkraft

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 03 installierte Leistung (Sz. 2 nach aktuellen Rahmenbedingungen)

<sup>11</sup> 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.

## 5 Stromverbrauch

Die nachfolgende Tabelle weist die Energiemengen des Stromverbrauchs aus. Um von den Energiemengen auf die Lastkurven zu kommen, können die Netzbetreiber ihre Erfahrungen in ihrem Netzgebiet bez. typischer Lastprofile je Verbrauchergruppe anwenden. Die Netzbetreiber können ihren heutigen Bruttolastgang gemäss der Veränderung im SZR CH anpassen/skalieren. Der konventionelle Verbrauch wird sich gemäss EP2050+ insgesamt reduzieren. Dafür kommen neue Stromverbraucher mit der Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-X, und Carbon Capture dazu. 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.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Stromverbrauch - Energiemenge [TWh]</b>								
Konventionell*		54,66	49,85	50,06	49,66	45,70	46,30	44,34
Elektromobilität inkl. Plug-in-Hybride*		0,10	2,28	2,39	2,10	7,94	8,32	6,83
Wärmepumpen inkl. Grosswärmepump.*		2,44	6,73	6,86	5,50	9,79	10,23	6,96
Power-to-X		0	0,79	0,79	0,79	2,43	2,43	2,43
Carbon Capture		0	0	0	0	0,60	0,60	0,60
Zubringerpumpen		0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
<b>Nettostromverbrauch*</b>		<b>57,89</b>	<b>60,35</b>	<b>60,79</b>	<b>58,74</b>	<b>67,15</b>	<b>68,59</b>	<b>61,86</b>
<b>Elektrifizierung - Anzahl [Tsd.]</b>								
Elektrofahrzeuge inkl. Plug-in-Hybride		40	930	930	870	2 940	2 950	2 520
Wärmepumpen inkl. Grosswärmepump.		290	680	700	610	1 010	1 090	860

Tabelle 9: Übersicht der Entwicklung Stromverbrauch und Elektrifizierung

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Wärmepumpen und Grosswärmepumpen separat; Power-to-X entspricht Elektrolyse; Carbon Capture entspricht Sonstige inkl. CCS) Elektrifizierung - Anzahl: Zahlen intern

\* ist die gerundete Summe der exakten Einzelwerte

### 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 allen Szenarien um ca. 15-18 % bis 2040. Dank Effizienzmassnahmen bei Beleuchtung, Elektrogeräten und Gebäudetechnik sowie durch den Ersatz von Stromdirektheizungen und Elektroboilern wird in allen Sektoren Strom eingespart. Alle Sektoren werden ohne den Verbrauch von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen angegeben.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Stromverbrauch – Energiemenge [TWh]</b>								
Sektor Haushalt		17,25	14,60	14,63	14,66	12,99	13,04	13,08
Sektor Industrie		17,12	15,56	15,66	15,27	15,03	15,40	13,57
Sektor Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft		17,35	16,13	16,15	16,18	13,99	14,00	14,07
Sektor Verkehr		2,94	3,56	3,61	3,54	3,70	3,87	3,63
<b>Summe*</b>		<b>54,66</b>	<b>49,85</b>	<b>50,06</b>	<b>49,66</b>	<b>45,70</b>	<b>46,30</b>	<b>44,34</b>

Tabelle 10: Entwicklung des konventionellen Stromverbrauchs

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Summe); Excel: Ergebnissynthese Blatt: 05 Elektrizität (Aufteilung Sektoren; Verbrauch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge abgezogen)

\* 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.

Die Entwicklung der Elektrofahrzeuge unterscheidet sich bei den Szenarien 1 und 2 nur im Bereich E-LKW und E-Busse. Das Szenario 2 geht von mehr E-Bussen und auch mehr E-LKW aus. Im Szenario 3 ist die gesamte Entwicklung 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
<b>Energiemenge [GWh]</b>								
E-PKW		70	1 380	1 380	1 290	5 600	5 600	4 790
E-LNF		0	140	140	100	650	650	530
E-LKW		0	60	100	60	250	400	240
E-Busse		0	80	130	50	280	440	200
Plug-in Hybride		20	620	640	610	1 160	1 250	1 070
<b>Summe*</b>		<b>100</b>	<b>2 280</b>	<b>2 390</b>	<b>2 100</b>	<b>7 940</b>	<b>8 340</b>	<b>6 830</b>

Tabelle 11: Entwicklung des Stromverbrauchs Elektromobilität

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Summe; Aufteilung gemäss Zahlen intern)

\* 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 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
<b>Energiemenge [GWh]</b>								
WP Haushalte		1 840	4 610	4 770	4 060	6 920	6 840	5 150
WP Industrie		150	130	130	120	250	280	160
WP Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft		450	1 020	1 010	910	1 210	1 220	1 020
Grosswärmepumpen Fernwärme		0	980	950	400	2 010	1 910	630
<b>Summe*</b>		<b>2 440</b>	<b>6 730</b>	<b>6 860</b>	<b>5 500</b>	<b>9 790</b>	<b>10 230</b>	<b>6 960</b>

Tabelle 12: Entwicklung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Summe und Grosswärmepumpen separat); Excel: Ergebnissynthese Blatt: 12 Wärmepumpen (Aufteilung gemäss Zahlen intern)

\* 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 (H<sub>2</sub>) 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 aus Abgasen von Verbrennungsanlagen (z.B. bei Zementwerken) oder Umgebungsluft Treibhausgase (meistens CO<sub>2</sub>) und speichern diese. Im SZR CH werden die CCS-Anlagen von KVA bzw. von grossen Biomasse-Kraftwerken und bei der Zement- und anderen CO<sub>2</sub>-intensiven Industrie separat ausgewiesen. In den Szenarien 1–3 wird ein Ausbau von PtX-Anlagen und CCS im selben Umfang angenommen. 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
<b>Energiemenge [GWh]</b>								
Power-to-X Anlagen		0	790	790	790	2 430	2 430	2 430
Carbon Capture bei KVA / Biomasse		0	0	0	0	510	510	510
Carbon Capture bei Industrie / Zement		0	0	0	0	90	90	90
Zubringerpumpen		690	690	690	690	690	690	690

Tabelle 13: Entwicklung der Energiemenge des weiteren Stromverbrauchs

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 01 Stromverbrauch (Power-to-X entspricht Elektrolyse; Carbon Capture entspricht Sonstige inkl. CCS; Aufteilung Carbon Capture gemäss Zahlen intern)

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 vereinzelte 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 wird es nur vereinzelte Anlagen in der Industrie geben, aber etwa ein Dutzend der KVA und der grossen Biomassekraftwerke werden mit CCS-Anlagen ausgestattet sein.

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

Tabelle 14: Entwicklung der installierten Leistungen des weiteren Stromverbrauchs

Quelle: [4] Excel: Umwandlungssynthese Blatt: 08 Power-to-X (weitere Zahlen intern)

## 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. Steuerbare Erzeugungsanlagen wie Speicher- oder Gaskraftwerke, Speicher bei Endkunden, Endkundinnen und flexible Verbraucher können kurzfristig ihre Leistung anpassen, um die Balance im Stromnetz zu gewährleisten und Netzengpässe zu beseitigen. Auf der Angebotsseite kann durch «Peak-Shaving» bzw. «Curtailement» eingegriffen werden, wodurch ein kleiner Teil der produzierten Energie verloren geht, da hierzu dargebotsabhängig produzierende Erzeugungsanlagen «abgeregelt» werden. Damit kann ein überdimensionierter Netzausbau vermieden und gleichwohl eine gute Nutzung der erneuerbaren Energie 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»<sup>12</sup> enthält Vorschläge für neue gesetzliche Bestimmungen, damit Endverbraucher und Speicherbetreiber ihre Flexibilität systemdienlich nutzen können.

Bezüglich der Speicherung 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 PV-Anlagen 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 PV-Anlagen mit einer Batterie ausgerüstet werden. Im Jahr 2030 werden 30 % und im Jahr 2040 etwa 60 % der PV-Anlagen 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 1–3 identisch. Dezentrale Batterien verbreiten sich parallel zu den PV-Anlagen, deshalb ist der Anstieg vor allem im Szenario 1 stark mit über 500 000 und im Szenario 3 mit 400 000 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
<b>Speicher Quelle: EP2050+</b>	<b>Pump- bzw. Ladeleistung [MW]</b>			<b>Speicherkapazität [GWh]</b>		
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)

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
<b>Speicher Quelle: EP2050+</b>	<b>Pump- bzw. Ladeleistung [MW]</b>			<b>Speicherkapazität [GWh]</b>		
Pumpen von PSKW	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Dezentrale Batterien	-	690	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
<b>Speicher Quelle: EP2050+</b>	<b>Pump- bzw. Ladeleistung [MW]</b>			<b>Speicherkapazität [GWh]</b>		
Pumpen von PSKW	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Dezentrale Batterien	-	1 220	4 290	-	0,61	2,15

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

<sup>12</sup> 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>

Die Laststeuerung der Endkunden und Endkundinnen 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 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
<b>Flexibilität</b> <b>Quelle: EP2050+</b>	<b>Anzahl [n]</b>			<b>davon Anteil Flexibel [%]</b>		
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
<b>Flexibilität</b> <b>Quelle: EP2050+</b>	<b>Anzahl [n]</b>			<b>davon Anteil Flexibel [%]</b>		
E-PKW	27 000	498 000	1 962 000	-	17	33
E-LNF	700	45 000	203 000	-	17	33
Wärmepumpen Haushalte	287 000	685 000	1 067 000	-	77	70
Wärmepumpen Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft	4 300	10 500	17 300	-	52	44
Power-to-X Anlagen	0	5	28	-	100	100

Tabelle 19: Annahmen zur Flexibilität im Szenario 2 gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
<b>Flexibilität</b> <b>Quelle: EP2050+</b>	<b>Anzahl [n]</b>			<b>davon Anteil Flexibel [%]</b>		
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 Vorgaben bzgl. der energiewirtschaftlichen Entwicklung in Europa und der Höhe der Grenzkapazitäten, 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 [3].

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 erreicht, die durch den Skaleneffekt günstiger werden. Dies sind zum Beispiel Offshore-Windkraftanlagen im Norden und grosse Photovoltaik-Anlagen im Süden von Europa. Dies führt insgesamt zu erhöhten Transitmengen 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 ob 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 Netzsicherheit definiert. NTC-Werte weichen daher von den physikalisch installierten Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen ab. Im operativen Netzbetrieb werden die NTC-Werte für jede Schweizer Grenze und Stunde für Import und Export mit dem benachbarten «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 Netzplanung wurden in Europa bisher NTC-Werte verwendet, zukünftig ist die Verwendung des «Flow-Based»-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 ausgewiesen. 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 benachbarten TSO abgestimmt.

Jahr	2020	2025
<b>Grenzkapazität (NTC)</b>	<b>Kapazität [MW]</b>	
<b>Quelle: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid</b>		
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 Kraftwerksparkes, erwarteter Produktion 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 können NTC-Werte für 2030 und 2040 durch Swissgrid im Rahmen der Erarbeitung der Mehrjahrespläne und Prüfung derselben durch die ECom ausgewiesen werden.

### **7.3 Auswirkungen fehlendes Stromabkommen auf die Stromnetze**

Das fehlende Stromabkommen stellt kein eigenständiges energiewirtschaftliches Szenario dar, auch wenn sich das bis auf weiteres nicht absehbare Stromabkommen mit der EU in allen Szenarien des SZR CH auswirkt. Ein Stromabkommen der Schweiz mit der EU würde im Wesentlichen die weitgehende Übernahme der EU-Acquis<sup>13</sup> beinhalten und den Zugang zu den europäischen Marktplattformen sowie der damit verbundenen Marktkopplung<sup>14</sup> 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. Themen sind hierbei ungeplante Lastflüsse und die höhere Belastung kritischer Netzelemente, vermehrter Einsatz von «Redispatch», usw. Dies kann auch zusätzliche Investitionen im schweizerischen Übertragungsnetz erforderlich machen, zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Schweizer Stromnetzes, dem Schutz vor Überlastung aus dem Ausland und der Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit. Wie im Kapitel 7.2 erwähnt können Regeln aus dem «Clean Energy Package» der EU 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 Stromproduktion 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.

Sollte sich die Situation bezüglich Einschränkung der Importe akzentuieren, kann der Bundesrat bereits heute gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG wettbewerbliche Ausschreibungen für die Beschaffung von Elektrizität durchführen. Sollten sich daraus erweiterte Anforderungen für die Stromnetze u.a. infolge des Netzanschlusses von neuen Kraftwerken ergeben, dann haben die Netzbetreiber der NE1 und NE3 diese in ihren Mehrjahresplänen gemäss Artikel 9d Absatz 1 StromVG (Inkraftsetzung per 01.06.2021) zu berücksichtigen.

<sup>13</sup> Unter den europäischen EU-Acquis sind alle Rechtsbestimmungen der EU im Elektrizitätsbereich zu verstehen.

<sup>14</sup> Kopplung Strom- und Kapazitätsvergabe zur effizienteren Nutzung der beschränkt verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Ländern resp. Gebotszonen.

## 8 Weitere Vorgaben

Dieses Kapitel beinhaltet energiewirtschaftliche Rahmendaten, welche in den Simulationen der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Durch die Höhe der Rohstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise wird u.a. der Einsatz der Kraftwerke und der Grosshandelspreis von Strom beeinflusst. Weitere zusätzliche Rahmendaten können direkt aus den EP2050+ Dokumenten und falls dort nicht vorhanden aus den aktuellen ENTSO-Dokumenten zum TYNDP2020 entnommen werden.

Jahr Szenario	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Rohstoffpreise</b> 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
<b>CO<sub>2</sub> Preise</b> Quelle: WEO 2018, EP2050+							
CO <sub>2</sub> [USD je t]	28	33	33	33	140	140	140
<b>Wirtschaft</b> 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
<b>Klima</b> 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: [4] Ergebnissynthese Blatt: 01 Annahmen und Rahmendaten

### 8.1 Rohstoff- und CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-Preise enthalten, wobei für den SZR CH die Preisentwicklung nach dem IEA-Szenario «Sustainable Development» (SDS) zugrunde gelegt wurde. Für die Entwicklung der CO<sub>2</sub> Preise werden grundsätzlich dieselben Szenarien wie bei den Rohstoffpreisen der IEA verwendet, wobei für 2030 auch die Preise des Szenarios «New Policy» (NPS) entnommen werden können (33 USD pro t CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub>). Im Szenario NPS wäre der Preis bei 38 USD pro t CO<sub>2</sub>.

### 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 genutzt<sup>15</sup>. Als Wetterjahr für die Modellierungen wurde dabei in den EP2050+ das Jahr 2012 ausgewählt. Die Wahl fiel auf das Jahr

<sup>15</sup> NASA MERRA 2 reanalysis data: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

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.

## **9 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.

Bei der Regionalisierung der nationalen Kennzahlen des SZR CH durch die Netzbetreiber ist eine Abstimmung der regionalen Annahmen zu Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage mit den betroffenen Kantonen vorzunehmen (gemäss Artikel 9c Absatz 2 StromVG).

## 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 zum besseren Verständnis der Stromverbrauchsangaben in den Kapiteln 5.2 und 5.3. Die Zusammensetzung des gesamten Fahrzeugparks kann aus den EP2050+ entnommen werden.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Anzahl [n]</b>								
E-PKW		27 000	498 000	498 000	460 000	1 962 000	1 962 000	1 666 000
E-LNF		700	45 000	45 000	33 000	203 000	203 000	164 000
E-LKW		28	900	1 900	800	4 400	8 400	4 100
E-Busse		23	700	1 200	400	2 600	4 400	1 700
Plug-in-Hybride		16 000	387 000	388 000	379 000	769 000	775 000	692 000

Tabelle 23: Entwicklung des Fahrzeugparks Elektromobilität gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

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

Quelle: EP2050+	Jahr	2019	2030	2040	2019	2030	2040
	Ladeleistung [kW]			Batteriekapazität [kWh]			
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 von Wärmepumpen angegeben. Die Zusammensetzung der gesamten Wärmeerzeugung kann aus den EP2050+ entnommen werden.

Quelle: EP2050+	Jahr Szenario	2019	2030			2040		
			Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
<b>Anzahl [n]</b>								
WP Haushalte		287 000	669 000	685 000	601 000	997 000	1 067 000	845 000
WP Industrie		1 400	1 000	1 400	900	2 400	3 900	1 400
WP Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft		4 300	7 700	10 500	6 900	11 500	17 300	8 700
Grosswärmepumpen Fernwärme		-	1 600	1 600	700	3 300	3 200	1 000

Tabelle 25: Entwicklung der Anzahl Wärmepumpen gemäss Modellabschätzung EP2050+ (nicht veröffentlicht)

## 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 [3]. Die Photovoltaik, Biogas und «Power-to-Gas» entwickelt sich im Szenario «Distributed Energy» am stärksten. Die Windkraft hat im Szenario «Global Ambition» die grösste Entwicklung.

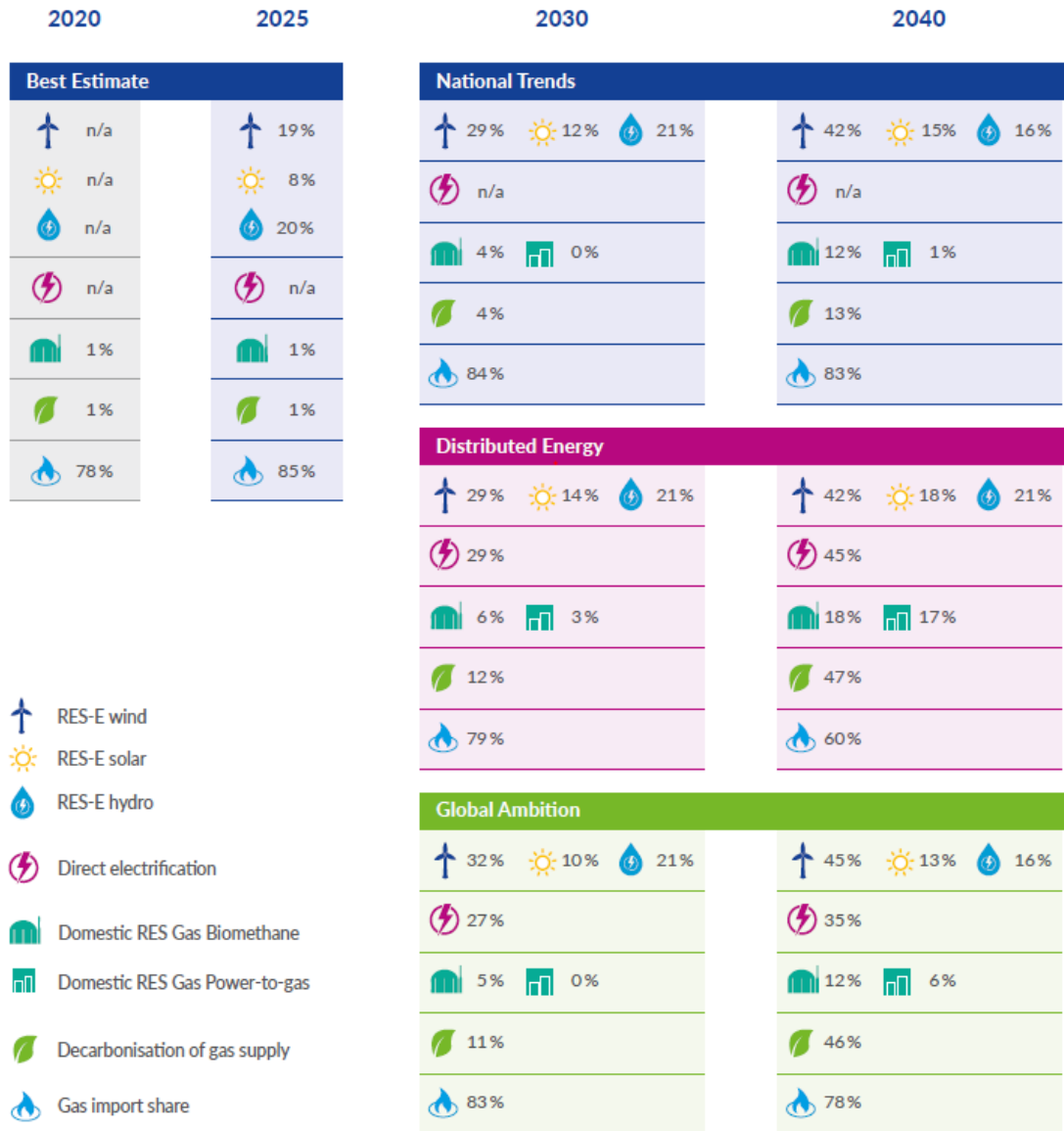


Abbildung 9: Entwicklung der Kennzahlen der Szenarien der EU-28 gemäss TYNDP2020 der ENTSO

## 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 <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DC	Distribution Code
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DE	Szenario «Distributed Energy» des TYNDP 2020
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EEA	Energieerzeugungsanlagen
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnG	Energiegesetz
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 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
MW	Megawatt
NCCS	National Centre for Climate Service
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 (Netztransferkapazität)
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)
WWB	Szenario «Weiter wie bisher» aus den EP2050 und EP2050+



## Literatur

1	<p>Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz, Deutsche Energie Agentur GmbH, 2013</p> <p><a href="https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZ-mUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNzMwMg==.html">https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZ-mUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNzMwMg==.html</a></p>
2	<p>Strategisches Netz 2025, Swissgrid 2015</p> <p><a href="https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-technical-report-de.pdf">https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-technical-report-de.pdf</a></p>
3	<p>TYNDP 2020 Szenario Report, ENTSO, 2020</p> <p><a href="https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf">https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf</a></p>
4	<p>Energieperspektiven 2050+, BFE, 2020</p> <p><a href="https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html">https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html</a></p>
5	<p>Studie Wasserkraftpotenzial der Schweiz, BFE, 2019</p> <p><a href="https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html">https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html</a></p>
6	<p>World Energy Outlook, IEA, 2019</p> <p><a href="https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019">https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019</a></p>
7	<p>Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2015 –2045, BFS, 2015</p> <p><a href="https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/350324/master">https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/350324/master</a></p>
8	<p>Szenarien zur BIP-Entwicklung der Schweiz, SECO, 2019</p> <p><a href="https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumpolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html">https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumpolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html</a></p>
9	<p>Verkehrsperspektiven 2040, ARE, 2016</p> <p><a href="https://www.are.admin.ch/are/de/home/verkehr-und-infrastruktur/grundlagen-und-daten/verkehrsperspektiven.html">https://www.are.admin.ch/are/de/home/verkehr-und-infrastruktur/grundlagen-und-daten/verkehrsperspektiven.html</a></p>