



November 2020

Energieperspektiven 2050+

Kurzbericht



© Prognos AG/TEP Energy GmbH/Infras AG 2020

Datum: 26. November 2020, aktualisiert 12. April 2022

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Prognos AG
INFRAS AG
TEP Energy GmbH
Ecoplan AG

Autoren/-innen:

Prognos AG

Almut Kirchner (Projektleitung), Prognos AG
Andreas Kemmler (Projektleitung), Prognos AG
Florian Ess (Projektleitung), Prognos AG
Alex Auf der Maur, Prognos AG
Andreas Brutsche, Prognos AG
Hans Dambeck, Prognos AG
Hanno Falkenberg, Prognos AG
Sven Kreidelmeyer, Prognos AG
Sebastian Lübbers, Prognos AG
Alexander Piégsa, Prognos AG
Christoph Thormeyer, Prognos AG
Dina Tschumi, Prognos AG
Thorsten Spillmann, Prognos AG
Aurel Wünsch, Prognos AG
Inka Ziegenhagen, Prognos AG

INFRAS AG

Hans-Jörg Althaus, INFRAS AG
Brian Cox, INFRAS AG
Benedikt Notter, INFRAS AG

TEP Energy GmbH

Martin Jakob, TEP Energy GmbH
Giacomo Catenazzi, TEP Energy GmbH
Ulrich Reiter, TEP Energy GmbH
Benjamin Sunarjo, TEP Energy GmbH
Lia Weinberg, TEP Energy GmbH

Ecoplan AG

Andy Müller, Ecoplan AG

BFE-Bereichsleitung: Michael Kost, Bundesamt für Energie BFE, michael.kost@bfe.admin.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	IX
Zusammenfassung	- 1 -
1 Aufgabenstellung, Grundlagen und Methodik	- 7 -
1.1 Hintergrund	- 7 -
1.2 Vorgehen	- 7 -
1.2.1 Szenarien	- 7 -
1.2.2 Kriterien für die Auswahl von technischen Massnahmen im Szenario ZERO	- 11 -
1.2.3 Systemgrenzen und sektorale Abgrenzungen	- 13 -
1.2.4 Modelle und Modellverbund	- 15 -
2 Annahmen und Rahmendaten	- 17 -
2.1 Rahmendaten	- 17 -
2.1.1 Bevölkerung und Haushalte	- 17 -
2.1.2 Wirtschaftliche Entwicklung	- 18 -
2.1.3 Energiebezugsflächen EBF	- 19 -
2.1.4 Fahrleistungen	- 20 -
2.1.5 Energie- und CO ₂ -Preise	- 20 -
2.1.6 Klima und Wetter	- 22 -
2.2 Potenziale und Potenzialrestriktionen	- 23 -
2.2.1 Wasserkraft	- 24 -
2.2.2 Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung	- 25 -
2.2.3 Erneuerbare Energien im Wärmebereich	- 25 -
2.2.4 Wärme- und Kälteverteilung	- 26 -
2.3 Technologien zur Erreichung der Treibhausgasziele	- 27 -
2.3.1 Gebäudeeffizienz	- 27 -

2.3.2	Elektromobilität	- 28 -
2.3.3	Dezentrale elektrische Wärmepumpen	- 29 -
2.3.4	Strom- und zentrale Wärmeerzeugung	- 30 -
2.3.5	Strombasierte Energieträger (PtX)	- 31 -
2.3.6	Negativemissionstechnologien	- 31 -
2.4	Infrastruktur	- 32 -
2.5	Ausland	- 33 -
3	Ergebnisse Endenergieverbrauch	- 34 -
3.1	Szenario ZERO Basis	- 34 -
3.1.1	Endenergieverbrauch	- 34 -
3.1.2	Endenergieverbrauch Elektrizität	- 39 -
3.1.3	Fernwärme	- 41 -
3.1.4	Strombasierte Energieträger	- 42 -
3.1.5	Vergleich mit Verbrauchsrichtwerten	- 44 -
3.2	Szenarienvergleich	- 46 -
3.2.1	Endenergieverbrauch (EEV)	- 46 -
3.2.2	Stromverbrauch	- 47 -
3.2.3	Fernwärme	- 48 -
3.2.4	Strombasierte Energieträger (PtX)	- 49 -
4	Ergebnisse Stromerzeugung und Fernwärme	- 51 -
4.1	Stromerzeugung	- 51 -
4.1.1	Ausgangslage	- 51 -
4.1.2	ZERO Basis	- 51 -
4.1.3	Vergleich Szenarien und Stromangebotsvarianten	- 67 -
4.2	Fernwärmeerzeugung	- 74 -
4.2.1	ZERO Basis	- 74 -
4.2.2	Vergleich Szenarien und Varianten	- 75 -
5	Gesamtsynthese Energie und Treibhausgasemissionen	- 77 -
5.1	Szenario ZERO Basis	- 77 -
5.1.1	Bruttoenergieverbrauch	- 77 -

5.1.2	Biomasse	- 79 -
5.1.3	Treibhausgasemissionen	- 80 -
5.2	Szenarienvergleich	- 83 -
5.2.1	Bruttoenergieverbrauch	- 83 -
5.2.2	Biomasse	- 83 -
5.2.3	Treibhausgasemissionen	- 84 -
6	Direkte volkswirtschaftliche Kosten	- 86 -
6.1	Einordnung, Definition und Herleitung	- 86 -
6.2	Ergebnisse	- 88 -
6.2.1	ZERO Basis	- 88 -
6.2.2	Szenarienvergleich	- 92 -
	Literaturverzeichnis	- 95 -

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zentrale Annahmen und Ergebnisse im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050»	- 6 -
Tabelle 2:	Szenarien und Varianten	- 11 -
Tabelle 3:	Abdeckung der Wärmenachfrage über Wärmenetze	- 27 -
Tabelle 4:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs	- 34 -
Tabelle 5:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern	- 36 -
Tabelle 6:	Passagieraufkommen, Verkehrsleistung, Treibstoffverbrauch und THG-Emissionen von internationalen Flügen	- 38 -
Tabelle 7:	Vergleich mit Zielen zum Endenergieverbrauch	- 45 -
Tabelle 8:	Vergleich mit Zielen zum Elektrizitätsverbrauch	- 46 -
Tabelle 9:	Landesverbrauch für Elektrizität	- 53 -
Tabelle 10:	Stromverbrauch und Stromerzeugung	- 54 -
Tabelle 11:	Installierte Leistung nach Technologien	- 55 -
Tabelle 12:	Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien	- 60 -
Tabelle 13:	Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken	- 61 -
Tabelle 14:	Bruttoenergieverbrauch	- 79 -
Tabelle 15:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO Basis	- 82 -
Tabelle 16:	Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten	- 88 -
Tabelle 17:	Szenarienvergleich: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber WWB	- 93 -

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kriterien Szenario ZERO	- 12 -
Abbildung 2: Kategorien an Treibhausgasemissionen	- 14 -
Abbildung 3: Modellverbund der EPCH 2050+	- 16 -
Abbildung 4: Bevölkerungsentwicklung	- 18 -
Abbildung 5: Wirtschaftsentwicklung	- 19 -
Abbildung 6: Energie- und CO ₂ -Preise	- 22 -
Abbildung 7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern	- 35 -
Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken	- 37 -
Abbildung 9: Elektrizitätsverbrauch nach Verwendungszwecken	- 40 -
Abbildung 10: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren	- 41 -
Abbildung 11: Fernwärmeverbrauch pro Sektor	- 42 -
Abbildung 12: Verbrauch an strombasierten Energieträgern und inländische H ₂ -Produktion	- 44 -
Abbildung 13: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch insgesamt	- 47 -
Abbildung 14: Szenarienvergleich: Elektrizitätsverbrauch	- 48 -
Abbildung 15: Szenarienvergleich: Fernwärmeverbrauch	- 49 -
Abbildung 16: Szenarienvergleich: Strombasierte Energieträger (PtX)	- 50 -
Abbildung 17: Landesverbrauch für Elektrizität	- 52 -
Abbildung 18: Stromerzeugung nach Technologien	- 54 -
Abbildung 19: Installierte Leistung nach Technologien	- 55 -
Abbildung 20: Winter-/Sommerbilanz	- 57 -
Abbildung 21: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien	- 59 -
Abbildung 22: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken	- 61 -
Abbildung 23: Stündliche Stromerzeugung (Winterhalbjahr)	- 64 -

Abbildung 24: Stündliche Stromerzeugung (Sommerhalbjahr)	- 65 -
Abbildung 25: Stromerzeugung Ausland	- 67 -
Abbildung 26: Stromerzeugungsstruktur (Szenarienvergleich)	- 68 -
Abbildung 27: Stromerzeugungsstruktur Winterhalbjahr (Szenarienvergleich)	- 69 -
Abbildung 28: Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Vergleich Strategievarianten)	- 71 -
Abbildung 29: Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Vergleich Szenarien und Varianten)	- 72 -
Abbildung 30: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken (Vergleich Szenarien und Varianten)	- 73 -
Abbildung 31: Importsaldo (Szenarienvergleich)	- 74 -
Abbildung 32: Fernwärme	- 75 -
Abbildung 33: Fernwärmeerzeugung (Szenarienvergleich)	- 76 -
Abbildung 34: Bruttoenergieverbrauch	- 78 -
Abbildung 35: Nettoimporte	- 78 -
Abbildung 36: Biomasseverbrauch	- 80 -
Abbildung 37: Entwicklung der Treibhausgasemissionen	- 81 -
Abbildung 38: Szenarienvergleich: Bruttoenergieverbrauch	- 83 -
Abbildung 39: Szenarienvergleich: Biomasseverbrauch nach Sektoren, in PJ	- 84 -
Abbildung 40: Szenarienvergleich: THG-Emissionen	- 85 -
Abbildung 41: Jährliche Differenzkosten der Basisvariante	- 89 -
Abbildung 42: Jährliche annualisierte Differenzinvestitionen nach Sektoren und kumuliert bis 2050	- 90 -
Abbildung 43: Jährliche eingesparte Energiekosten nach Energieträgern und kumuliert bis 2050	- 91 -
Abbildung 44: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB	- 94 -

Abkürzungsverzeichnis

allgemeine Begriffe

ARA	Abwasserreinigungsanlagen
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BEV	Battery Electric Vehicle (Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge)
BFE	Bundesamt für Energie
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CDD	Cooling Degree Days (Kühlgradtage)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
DAC	Direct Air Capture
DL	Dienstleistungen
EBF	Energiebezugsfläche
EnG	Energiegesetz (SR 730.0)
EP	Energieperspektiven
ES2050	Energiestrategie 2050
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
H ₂	Wasserstoff
HGT	Heizgradtage
I&K	Information und Kommunikation
ICAO	International Civil Aviation Organization
IEA	Internationale Energie Agentur
IND	Industrie

KVA	Kehrichtverwertungsanlagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LULUCF	Land-use, land-use change and forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
MFH	Mehrfamilienhaus
N ₂ O	Lachgas
NET	Negativemissionstechnologien
NOGA	Allgemeine Systematik der Wirtschaftszweige
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Fahrzeug mit hybridem Antrieb aus Elektro- und Verbrennungsmotor)
PHH	Private Haushalte
pkm	Personenkilometer
PtBenzin	Power-to-Benzin; strombasiertes Benzin
PtDiesel	Power-to-Diesel; strombasierter Diesel
PtG	Power-to-Gas; strombasierte, gasförmige Energieträger
PtH ₂	Power-to-Wasserstoff; strombasierter Wasserstoff
PtKerosin	Power-to-Kerosin; strombasiertes Kerosin
PtL	Power-to-Liquid; strombasierte, flüssige Energieträger
PtMethan	Power-to-Methan; strombasiertes Methan
PtX	Power-to-X; strombasierte Energieträger
PV	Photovoltaik
PW	Personenwagen
RCP	Representative Concentration Pathway
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
THG	Treibhausgase (u. a. CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, F-Gase)
tkm	Tonnenkilometer
u. a.	unter anderem
VZÄ	Vollzeitäquivalente

WEO	World Energy Outlook
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpen
WWB	Szenario Weiter wie bisher
ZERO	Szenario Netto-Null

Physikalische Einheiten

k-,M-,G-,T-,P-	Dezimalpräfixe im internationalen Einheitensystem (SI) (Kilo-: 10^3 , Mega-: 10^6 , Giga-: 10^9 , Tera-: 10^{12} , Peta-: 10^{15})
ha	Hektar
J	Joule
m	Meter
m ²	Quadratmeter
t	Tonne
W	Watt
Wh	Watt-Stunde

Zusammenfassung

Die Energieperspektiven 2050+ analysieren im Szenario Netto-Null (Szenario ZERO) eine Entwicklung des Energiesystems, welche mit dem langfristigen Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 kompatibel ist und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Es werden mehrere Varianten dieses Szenarios untersucht, die durch einen unterschiedlichen Mix an Technologien gekennzeichnet sind. Die Technologiepfade werden als Basisvariante (ZERO Basis) und als Varianten A, B und C (ZERO A, ZERO B und ZERO C) bezeichnet. Für das Stromsystem werden darüber hinaus weitere Varianten untersucht, denen unterschiedliche Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor zugrunde liegen.

ZERO Basis ist jene Variante, die aus heutiger Sicht im Hinblick auf eine möglichst hohe Kosteneffizienz, eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz, unter Berücksichtigung von Aspekten der energetischen Versorgungssicherheit und in Bezug auf die Robustheit der Zielerreichung vorteilhaft erscheint. Für die Zielerreichung gibt es jedoch einen gewissen Spielraum. Dieser wird durch die Varianten A, B und C aufgezeigt. In ZERO A erfolgt eine stärkere Elektrifizierung, in ZERO B werden mehr synthetische Gase eingesetzt und in ZERO C erhalten strombasierte flüssige Energieträger und Wärmenetze ein stärkeres Gewicht als in der Basisvariante. Ergänzt wird der untersuchte Szenarienfächer um das Szenario Weiter wie bisher (WWB), welches die Weiterführung der bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen abbildet.

Der vorliegende Kurzbericht umfasst die wesentlichen Annahmen und die zentralen Ergebnisse der Szenarienrechnungen. Dabei wird die Variante ZERO Basis als zentrale Variante zur Erreichung der langfristigen Treibhausgasziele in den Fokus gestellt. Für den Stromsektor werden im Schwerpunkt die Ergebnisse jenes Ausbaupfads erneuerbarer Energien beschrieben, mit welchem im Jahr 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz der Importe und Exporte gewährleistet ist. Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse des Kurzberichts zusammengefasst. Eine umfassende Dokumentation der gesamten Arbeiten und Szenarienrechnungen folgt nach Abschluss aller Arbeiten im Verlauf des Jahres 2021.

Netto-Null Treibhausgasemissionen

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis zum Jahr 2050 ist mit heute bekannten Technologien möglich, der Handlungsdruck ist jedoch hoch.

- Die energiebedingten Treibhausgasemissionen in den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr lassen sich bis 2050 fast vollständig vermeiden.
- Die Treibhausgasemissionen lassen sich durch heute bekannte Technologien senken. Restemissionen von rund 12 Mio. t verbleiben hauptsächlich in der Landwirtschaft, bei der thermischen Verwertung von Abfällen und bei industriellen Prozessen. Diese machen den Einsatz von Carbon-Capture and Storage und Negativemissionstechnologien im In- und Ausland notwendig.
- Aufgrund der langen Investitionszyklen im Energiesystem ist der Handlungsdruck hoch, in allen Sektoren Massnahmen mit grosser Eingriffstiefe rasch zu implementieren, um die Ziele bis zum Jahr 2050 erreichen zu können.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Die Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien in der Schweiz müssen umfassend ausgeschöpft werden.

- Energieeffizienz ist eine zentrale Voraussetzung für die Zielerreichung, erleichtert den Umbau des Energiesystems und reduziert die Abhängigkeit vom Ausland. Durch hohe Energieeffizienz resultieren Rückgänge beim Endenergieverbrauch für Raumwärme, Mobilität und Beleuchtung.
- Fossile Energieträger werden im Jahr 2050 nur noch in Ausnahmefällen eingesetzt. Ein Beispiel dafür ist der nichtenergetische Verbrauch für die Herstellung von Produkten.
- Durch den Rückgang des Verbrauchs an Mineralölprodukten und Erdgas verringern sich die Energieimporte und die Auslandsabhängigkeit nimmt ab. Der Anteil der Nettoimporte am Bruttoenergieverbrauch verringert sich von rund 75 % im Jahr 2019 auf unter 25 % im Jahr 2050.
- Strom wird zum zentralen Energieträger für Wärme (Gebäude) und Mobilität. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sind effiziente und kostengünstige Alternativen zu konventionellen Verbrennungsmotoren und Heizsystemen. Wärmepumpen werden ergänzt durch Nah- und Fernwärmenetze, bei welchen eine Vielzahl von Wärmequellen genutzt werden können.
- Die inländischen Potenziale für Biomasse, erneuerbare Energien zur Stromerzeugung, Umweltwärmequellen und Fernwärme müssen umfassend ausgenutzt werden. Zudem ist es notwendig, gewisse Mengen an nachhaltig produzierten Biomassen zu importieren.
- Strombasierte Energieträger (synthetische flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe sowie Wasserstoff) sind zur Zielerreichung notwendig, aber aus Energie- und Kosteneffizienzgründen nur in jenen Bereichen einzusetzen, in denen es wenige Alternativen gibt. Dazu gehören insbesondere der Schwerverkehr und der internationale Flugverkehr.
- ZERO A weist im Vergleich der Szenarien den höchsten Stromverbrauch auf, während der Stromverbrauch in ZERO B aufgrund des stärkeren Einsatzes von strombasierten Gasen am tiefsten ist. Gleichzeitig weisen die Varianten ZERO B und ZERO C durch den stärkeren Einsatz von strombasierten Energieträgern höhere Energieimporte und damit in Bezug auf die Nettoimporte eine etwas stärkere Auslandsabhängigkeit auf.

Verkehr

Im Verkehrssektor werden aktuell die meisten Treibhausgase emittiert, daher spielt die Senkung der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor eine zentrale Rolle für die Erreichung der Treibhausgasziele.

- Die Anteile der (batterie-)elektrischen Fahrzeuge müssen in allen Fahrzeugkategorien schnell wachsen. Im Jahr 2050 beträgt der Bestand an batterieelektrischen Personenwagen (PW) rund 3.6 Mio. Fahrzeuge.
- Im Schwerverkehr spielt langfristig neben batteriebetriebenen Fahrzeugen auch Wasserstoff eine bedeutende Rolle, der zum Teil inländisch produziert wird. Der Import von Wasserstoff erfordert eine Anbindung an die europäische Netzinfrastruktur.
- Bis 2050 ist für die Integration erneuerbarer Energien im Stromsystem von hoher Bedeutung, dass ein wesentlicher Anteil der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge flexibel an das Angebot erneuerbarer Energien angepasst werden kann.
- Darüber hinaus braucht es langfristig neben Wasserstoff flüssige strombasierte Treibstoffe (auf Basis von Kohlenwasserstoffen), um die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf null reduzieren zu können.
- Im Verkehrssektor ist im Vergleich zum Szenario ZERO Basis in den Varianten ZERO A, B und C ein gewisser Spielraum im Hinblick auf die Zielerreichung gegeben. Eine höhere Elektrifizierung in ZERO A ist vor allem im Güterverkehr möglich. Daraus resultiert ein höherer Stromverbrauch als in der Basisvariante. Der höhere Einsatz von strombasierten Gasen in ZERO B sowie die stärkere Fokussierung auf Plug-in Hybride mit flüssigen synthetischen Treibstoffen in ZERO C sorgen für höhere Importe im Vergleich zur Basisvariante, da kostengünstige Potenziale zur Herstellung strombasierter Energieträger im Inland beschränkt sind.

Strom- und Fernwärmeversorgung

Der Strom- und Wärmesektor der Schweiz spielt eine zentrale Rolle für die inländische Reduktion der Treibhausgasemissionen im Energiesystem.

- Der Anstieg des Stromverbrauchs der Schweiz wird durch Energieeffizienzmassnahmen gedämpft. Der gesamte Stromverbrauch steigt unter Berücksichtigung des Verbrauchs für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen (der sich im Jahr 2050 auf 19 TWh beläuft) sowie des Verbrauchs von Speicherpumpen auf rund 84 TWh im Jahr 2050.
- Die Stromerzeugung der Schweiz kann bis zum Jahr 2050 praktisch vollständig auf Wasserkraftwerke und erneuerbare Energien umgestellt werden. Voraussetzung dafür ist ein umfassender Ausbau erneuerbarer Energien. Importe aus dem europäischen Ausland ergänzen in den Jahren bis 2050 die inländische Stromproduktion zur Deckung des jährlichen Strombedarfs. Der jährliche Importsaldo sinkt nach einem Anstieg aufgrund der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke kontinuierlich und ist im Jahr 2050 ausgeglichen.
- Im Vergleich dazu bleibt der Ausbau erneuerbarer Energien unter aktuellen Rahmenbedingungen deutlich hinter dem notwendigen Ausbau zur Deckung des inländischen Jahresverbrauchs bis zum Jahr 2050 zurück.
- Wärmenetze sind eine kostengünstige Option zur Reduktion der Treibhausgasemissionen des Wärmebedarfs. In manchen Bau- und Siedlungszonen sind sie aufgrund von technischen Restriktionen und mangels lokaler Potenziale neben einer Versorgung mit erneuerbarem Gas die zentrale Möglichkeit zur CO₂-freien Deckung des Wärmebedarfs.
- Die CO₂-freie Fernwärmeversorgung erfolgt durch biomassebetriebene Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung sowie durch die verstärkte Nutzung von Abwärme und Umweltwärme aus der Luft, dem Boden und aus Gewässern mittels Grosswärmepumpen.

- In der Strom- und Wärmeerzeugung verbleiben Treibhausgasemissionen aufgrund der fossilen Anteile des in Kehrlichtverwertungsanlagen eingesetzten Kehrlichts. Diese müssen mittels Carbon-Capture and Storage abgeschieden und gespeichert werden.
- Der höhere Stromverbrauch in Variante ZERO A erfordert durch die Zielsetzung der ausgeglichenen Jahresbilanz im Jahr 2050 einen höheren Ausbau erneuerbarer Energien als in der Basisvariante. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien liegt im Jahr 2050 in ZERO A um rund 4 TWh über ZERO Basis. Im Vergleich dazu ist der Ausbau erneuerbarer Energien in Variante B tiefer. Ein Zubau von mit Wasserstoff betriebenen Gasturbinen in Variante ZERO B sorgt für mehr gesicherte Leistung in der Schweiz. Die Anlagen leisten bei einem marktgeführten Einsatz aber einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Reduktion der Stromimporte.

Der umfassende Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung muss rasch erfolgen und erfordert eine hohe Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch sowie eine gute internationale Einbindung des Stromsystems der Schweiz.

- Der Zubau erneuerbarer Stromproduktion mit hohen Anteilen an Photovoltaik muss rasch und in einem Ausmass erfolgen, welches deutlich über das heutige Niveau hinausgeht. Im Jahr 2050 beträgt die erneuerbare Stromerzeugung (exkl. Wasserkraft) rund 39 TWh. Darin berücksichtigt sind abgeregelte Strommengen im Umfang von rund 3 TWh im Jahr 2050.
- Wasserkraftwerke, zukünftige Flexibilität im Stromverbrauch und Batteriespeicher leisten wesentliche Beiträge zur Integration grosser Mengen erneuerbarer Energien im Stromsystem der Schweiz. Zentrale Voraussetzungen dafür sind die Realisierung der Flexibilitätspotenziale im Stromverbrauch, der Erhalt des Bestandes und der Zubau von flexiblen Wasserkraftwerken, dezentrale Batteriespeicher in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen sowie die Bereitstellung der notwendigen Netzinfrastruktur.
- Die inländische Stromversorgung der Schweiz ist durch den hohen PV-Ausbau und die Wasserkrafterzeugung langfristig durch hohe Sommeranteile und entsprechend tiefe Winteranteile gekennzeichnet. Speicherkraftwerke und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen können ihre Produktion zum Teil in das Winterhalbjahr verschieben. Im Winterhalbjahr bleibt die Schweiz wie in den vergangenen Jahrzehnten jedoch Nettoimporteur.
- Der notwendige Stromimport ist über den gesamten Betrachtungszeitraum gewährleistet, wenn das Stromsystem der Schweiz international gut eingebunden bleibt. Im Winter ergänzen insbesondere Stromimporte aus Windenergie die inländische Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und anderen erneuerbaren Energien.

Kosten

Der für die Erreichung des Netto-Null Ziels erforderliche tiefgreifende Umbau des Energiesystems verursacht moderate direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten.

- Im Vergleich zum Szenario WWB ergeben sich im Szenario ZERO Basis durch den Umbau des Energiesystems bis zum Jahr 2050 kumulierte annualisierte Mehrinvestitionen von rund 109 Milliarden Franken. Die zusätzlichen Betriebskosten betragen total rund 14 Milliarden Franken. Die gesamten gegenüber dem Szenario WWB eingesparten Energiekosten betragen annähernd 50 Milliarden Franken. Daraus ergeben sich direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB von 73 Milliarden Franken bis zum Jahr 2050.
- Bei ohnehin anfallenden Investitionen im Energiesystem von rund 1'400 Milliarden Franken im gleichen Zeitraum sind daher zusätzliche Investitionen von rund 8 % im Vergleich zum Szenario WWB notwendig, um das Energiesystem bis zum Jahr 2050 konform zum Netto-Null-Ziel umzubauen.

- Die zusätzlichen Investitionen nehmen im Zeitverlauf zu, während die Einsparungen bei den Energiekosten bis 2040 ansteigen und danach bis 2050 wieder zurückgehen. Dies liegt in erster Linie an den Importen strombasierter Energieträger zu relativ hohen Kosten, die für die Zielerreichung notwendig sind.
- Die direkten volkswirtschaftlichen Kosten des Szenarios ZERO Basis sind geringer als diejenigen der Varianten ZERO A, B und C. In ZERO A ergeben sich etwas höhere Energiekosteneinsparungen, aber auch ein deutlich höherer Investitionsbedarf als in der Basisvariante. Dieser ergibt sich insbesondere durch den stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsystem. In ZERO B ist der Investitionsbedarf etwas geringer als in der Basisvariante. Aufgrund der zusätzlichen Importe an strombasierten Energieträgern ergeben sich jedoch deutlich höhere Mehrkosten für Energie. In ZERO C sind sowohl die Investitionen als auch die Energiekosten höher als im Szenario ZERO Basis.

Ergebnisübersicht

In der nachfolgenden Tabelle sind die zentralen Annahmen zu den Rahmendaten sowie die wesentlichen Ergebnisse des Szenarios ZERO Basis im Überblick dargestellt.

Tabelle 1: Zentrale Annahmen und Ergebnisse im Szenario ZERO Basis, Strategievvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050»

	Einheit	2000	2019	2035	2050	
Rahmendaten	Bevölkerung	Tsd.	7'184	8'624	9'817	10'257
	Erwerbstätige	Tsd. VZÄ	3'419	4'104	4'380	4'415
	BIP	Mrd. CHF ₂₀₁₇	520	703	851	968
	Rohölpreis	USD ₂₀₁₇ /bbl	39	70	69	45
	Gaspreis	USD ₂₀₁₇ /MWh	13	24	26	18
	CO ₂ -Preis (EU-EHS)	USD ₂₀₁₇ /t CO ₂	0	28	86	397
	EBF	Mio. m ²	621	775	873	910
	Heizgradtage		3'081	3'201	3'076	3'030
	Verkehrsleistung - Personen	Mrd. pkm.	95	128	144	150
	Verkehrsleistung - Güter	Mrd. tkm	24	29	34	37
Energie	Bruttoenergieverbrauch	PJ	1'044	1'030	737	689
	Nettoimporte	PJ	826	751	336	121
	Auslandabhängigkeit	Prozent	80	75	51	24
	Endenergieverbrauch	PJ	783	757	627	523
	Private Haushalte	PJ	236	227	213	193
	Dienstleistungen & LWT	PJ	147	143	112	92
	Industrie	PJ	161	150	123	104
	Verkehr	PJ	239	237	178	133
	Elektrizität: Verbrauch *	TWh	58	66	74	84
	Elektrizität: Wasserkrafterzeugung	TWh	38	41	42	45
	Elektrizität: Kernenergie	TWh	25	25	0	0
	Elektrizität: EE-Erzeugung **	TWh	1	4	17	39
	Elektrizität: WKK-Erzeugung	TWh	3	4	3	5
	Elektrizität: Nettoimporte	TWh	-7	-6	13	0
	Fernwärmeerzeugung	PJ	15	21	36	54
	H ₂ -Produktion (inländisch)	PJ	0	0	3	7
THG	THG-Emissionen	Mt CO ₂ -eq	53.3	46.4	28.5	0.0
	CCS/NET (In- und Ausland)	Mt CO ₂ -eq	0.0	0.0	-0.4	-11.8
Effizienz	Endenergieverbrauch pro Kopf	Index	100	80	59	47
	Stromverbrauch pro Kopf	Index	100	91	88	95

* Endenergieverbrauch zzgl. Eigenverbrauch im Sektor Energieumwandlung, Verluste und Verbrauch der Speicherpumpen

** unter Abzug abgeregelter Strommengen

Werte ohne internationalen Flugverkehr

| eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

1 Aufgabenstellung, Grundlagen und Methodik

1.1 Hintergrund

Die Energieperspektiven bilden seit den 1970er-Jahren eine zentrale quantitative Grundlage der Energiepolitik. Im Jahre 2007 wurden die Energieperspektiven letztmals vollständig aktualisiert und 2012 für die Energiestrategie 2050 (ES2050) aufdatiert und erweitert.

Seither haben sich wichtige gesamtwirtschaftliche Rahmendaten, wie beispielsweise die Bevölkerung oder das Bruttoinlandprodukt, verändert und es liegen aktualisierte Annahmen zu deren zukünftigen Entwicklungen vor. Zudem war das Energiesystem in den letzten Jahren einem grossen Wandel ausgesetzt, und seit Anfang 2018 ist das neue Energiegesetz in Kraft. Darüber hinaus muss die Schweiz bis Ende 2020 beim UNO-Klimasekretariat ihre Klimastrategie 2050 einreichen. Diese Verpflichtung ergibt sich auf der Grundlage des Übereinkommens von Paris, welches die Schweiz 2017 ratifiziert hat. Die langfristige Klimastrategie wird unter der Federführung des BAFU erarbeitet und vom Bundesrat verabschiedet. Die Energieperspektiven bilden eine zentrale Grundlage dieser Klimastrategie. Die Energieperspektiven sind auch eine wichtige Basis für den fünfjährlichen Fortschrittsbericht im Rahmen des Monitorings der ES2050.

Am 28. August 2019 hat der Bundesrat aufgrund der neuen wissenschaftlichen Erkenntnisse des Weltklimarats beschlossen, das Schweizer Reduktionsziel des Treibhausgasausstosses zu verschärfen und 2050 Netto-Null Treibhausgasemissionen anzustreben. Dieses Klimaziel 2050 legt den Grundstein für die Klimastrategie 2050 und gilt somit auch für die Erarbeitung der Energieperspektiven als Zielvorgabe.

1.2 Vorgehen

1.2.1 Szenarien

Die Szenarien umfassen das Szenario Netto-Null (ZERO), für das in mehreren Varianten die Erreichung des Ziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen für die Schweiz bis zum Jahr 2050 analysiert wird und das Szenario Weiter wie bisher (WWB), welches die Weiterführung der bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen abbildet.

Szenario Netto-Null (ZERO)

Das Szenario ZERO beschreibt eine Entwicklung des Schweizer Energiesystems, welche bis 2050 mit dem Klimaziel Netto-Null Treibhausgasemissionen für die Schweiz kompatibel ist und weiterhin eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Zentrale Vorgabe für das Szenario ZERO ist die Zielsetzung des Bundesrates einer klimaneutralen Schweiz: Der Bundesrat hat beschlossen, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können. Dies bedeutet Netto-Null Emissionen bis zum Jahr 2050 (Bundesrat 2019).

Da verschiedene technologische Entwicklungspfade des Energiesystems denkbar sind und heute noch nicht feststeht, welche Technologiekombinationen schliesslich realisiert werden, werden verschiedene Varianten des Szenarios ZERO betrachtet. Die Varianten zum Klimazielszenario sollen somit verschiedene technologischen Optionen im Energiesystem zur Zielerreichung aufzeigen. Im Folgenden werden die Arbeitshypothesen der Varianten dargestellt, welche als erste Vorgaben in der Entwicklung der Varianten des Szenarios ZERO dienen.

- Die **Basisvariante (ZERO Basis)** entwickelt die heutige absehbaren Trends der technologischen Entwicklung in die Zukunft weiter. Sie geht von einer hohen und möglichst frühen Steigerung der Energieeffizienz sowie von einer deutlichen Elektrifizierung aus. Wärmenetze gewinnen in urbanen Gebieten an Bedeutung. Synthetische Brenn- und Treibstoffe sowie Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Bei Kehrrichtverwertungsanlagen und der Zementproduktion wird Carbon Capture and Storage (CCS) eingesetzt, um fossile CO₂-Emissionen zu vermindern. Verbleibende Treibhausgasemissionen werden durch Senken oder durch negative Emissionstechnologien (NET) im In- oder Ausland kompensiert. Bei NET wird CO₂ aus der Atmosphäre entfernt und kurz- bis langfristig gespeichert, wodurch bilanziell negative CO₂-Emissionen generiert werden. Das umfasst technische Entnahmefethoden wie z. B. die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der Atmosphäre oder Biomasse-CCS, aber auch natürliche Entnahmefethoden z. B. die Aufforstung von Wäldern.

Neben der Basisvariante werden drei weitere Varianten des Szenarios ZERO untersucht. Diese unterscheiden sich durch eine unterschiedliche Ausprägung verschiedener Technologietrends wie beispielsweise der Elektrifizierung oder der Rolle von biogenen und synthetischen Brenn- und Treibstoffen sowie Wasserstoff:

- **Variante A (ZERO A)** geht im Unterschied zur Basisvariante von einer umfassenderen Elektrifizierung des Energiesystems aus.
- **Variante B (ZERO B)** geht im Unterschied zur Basisvariante nur von einer moderaten Elektrifizierung des Energiesystems aus. Zur Energieversorgung tragen ausserdem Biogas und synthetische Gase sowie Wasserstoff in erhöhtem Masse bei.
- **Variante C (ZERO C)** geht im Unterschied zur Basisvariante nur von einer moderaten Elektrifizierung des Energiesystems aus. Zur Energieversorgung tragen ausserdem Wärmenetze sowie flüssige biogene und synthetische Brenn- und Treibstoffe in erhöhtem Masse bei.

Für die Erreichung des Ziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 sind neben Massnahmen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen auch die Abscheidung von Treibhausgasemissionen (primär CO₂) und die Speicherung der Emissionen bzw. der Einsatz von Negative-missionstechnologien (NET) nötig. Die letztgenannten Massnahmen sind grundsätzlich im In- und Ausland umsetzbar. Im Szenario ZERO werden aufgrund der mit diesen Massnahmen aus heutiger Perspektive verbundenen Unsicherheiten Massnahmen zur Emissionsvermeidung im Inland grundsätzlich vorgezogen. Für die verbleibenden Treibhausgasemissionen in Bereichen, in denen aus heutiger Sicht Emissionsvermeidung nur schwer umsetzbar ist, können im Szenario ZERO aber auch Negative-missionstechnologien bzw. die CO₂-Abscheidung und -Speicherung umgesetzt werden. Hier wird unter Berücksichtigung der technischen Umsetzbarkeit ein Vorrang für inländische Massnahmen unterstellt.

Im Stromsektor wird für den Ausbau an Wasserkraftwerken ein Entwicklungspfad vorgegeben. Darüber hinaus werden im Szenario ZERO insgesamt drei Strategievarianten für den Ausbau erneuerbarer Energien analysiert:

- **Wasserkraft:** Bei der Wasserkraft wird ein Ausbau angenommen, welcher 2035 den Richtwert EnG Art. 2 von 37.4 TWh und 2050 den Zielwert 2050 gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Bundesrat 2013) von 38.6 TWh erreicht. Dabei werden auch Erkenntnisse der aktuellen Studie zum Ausbaupotenzial der Wasserkraft des BFE (2019) berücksichtigt.
- **Erneuerbare Stromproduktion** (ohne Wasserkraft): Es werden drei unterschiedliche Ausbaupfade der erneuerbaren Stromproduktion (ohne Wasserkraft) betrachtet. In der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» wird ein Ausbau betrachtet, der notwendig ist, um in der Bilanz über das Jahr 2050 den Strombedarf der Schweiz decken zu können. Dies erfolgt im Sinne des Beitrags der Schweiz, dem erhöhten Strombedarf aufgrund der Dekarbonisierung des Energiesystems Rechnung zu tragen. Im vorliegenden Kurzbericht liegt der Fokus auf dieser Strategievariante. Die Variante «Richtwerte/Ausbauziele» orientiert sich an den Ausbaurichtwerten im EnG Art. 2 (2035: 11.4 TWh) bzw. an den bisherigen Zielen gemäss der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Bundesrat 2013) mit einer Erzeugung von 24.2 TWh im Jahr 2050. Die Variante «aktuelle Rahmenbedingungen» basiert auf den heutigen Gesetzes- und Marktbedingungen.
- **Laufzeiten Kernkraftwerke:** Es werden zwei unterschiedliche Ausprägungen der Laufzeiten der Kernkraftwerke betrachtet. Die Schweizer Kernkraftwerke laufen am Ende ihrer technischen Laufzeit aus und es werden keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut. Da die Schweiz keine Laufzeitbeschränkung kennt, sondern die Kernkraftwerke solange am Netz bleiben dürfen, wie sie sicher sind, werden jeweils Varianten mit Laufzeiten von 50 Jahren und 60 Jahren gerechnet (vgl. Box Kernenergie-Laufzeiten).

i

Kernenergie-Laufzeiten

Die Laufzeiten der Kernkraftwerke sind in der Schweiz nicht gesetzlich befristet. Die Kernkraftwerke dürfen weiter betrieben werden, solange die gesetzlichen Sicherheitsanforderungen erfüllt sind. Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) überwacht als Aufsichtsbehörde die Sicherheit der Anlagen. Für die Sicherheit der Anlagen und die Entscheidung über den Weiterbetrieb bei zusätzlichen Sicherheitsanforderungen sind die Betreiber der Anlagen zuständig. In den Szenarien der Energieperspektiven wurden daher Varianten zu Kernenergie-Laufzeiten von 50 Jahren und 60 Jahren¹ als mögliche Bandbreiten der technischen Lebensdauer berechnet. Im vorliegenden Kurzbericht wird nur die Variante mit 50 Jahren Laufzeit dargestellt.

Die Ausgestaltung des Energiesystems zur Erreichung des Ziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 in den Energieperspektiven beruht auf technischen Massnahmen. Beispiele für diese Massnahmen sind energetische Sanierungen von Gebäuden, die Installation von Wärmepumpen, die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Verkehrssektor und der Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sowie Massnahmen zur Flexibilisierung des Strombedarfs. Nicht betrachtet wurden die (neuen) politischen Instrumente, welche zu einer Realisierung

¹ Die erfolgte Ausserbetriebnahme des Kraftwerks Mühleberg zum Ende des Jahres 2019 und der bestehende Weiterbetrieb des KKW Beznau I wird in den Szenarienrechnungen berücksichtigt. In den Varianten wird die geringere Laufzeit der Kernkraftwerks Mühleberg jeweils mit höheren Laufzeiten der Kernkraftwerke Beznau I und II kompensiert.

dieser technischen Massnahmen führen (z.B. Lenkungsabgaben, Fördermechanismen, gesetzliche Vorschriften). Somit können auch keine Aussagen zum notwendigen Mix an Instrumenten gemacht werden.

Die Auswahl der technischen Massnahmen zur Erreichung des Treibhausgasziels erfolgt aus volkswirtschaftlicher Sicht (vgl. Kapitel 1.2.2). Diese unterscheidet sich in der Regel von der einzelwirtschaftlichen Perspektive einzelner Wirtschaftsakteure, wie Haushalte, Investoren und Unternehmen. Um die einzelwirtschaftliche Sicht abzubilden wäre zudem die Annahme expliziter Instrumente notwendig, da diese für die Entscheidungen der jeweiligen Akteure eine wesentliche Rolle spielen.

Szenario Weiter wie bisher (WWB)

Als Vergleichsbasis zu den Varianten des Szenarios ZERO wird ein Szenario WWB betrachtet, um die zusätzlich notwendigen Massnahmen der Varianten zu bewerten und die Mehr- bzw. Minderkosten zu quantifizieren. Dieses Szenario bildet die heute in Kraft gesetzten Instrumente der Energie- und Klimapolitik sowie die heutigen Marktbedingungen und sonstigen Rahmenbedingungen im Strommarkt ab (zum Stand 01.01.2019). Ein autonomer technischer Fortschritt wird unterstellt. Gegenwärtig in Diskussion befindliche, aber noch nicht in Kraft getretene Massnahmen (z. B. die vom Parlament verabschiedete Totalrevision des CO₂-Gesetzes oder die Diskussion zur Revision des EnG und StromVG) sind nicht Bestandteil dieses Szenarios.

Im Stromsektor erfolgt der Ausbau von erneuerbaren Energien, Wasserkraftwerken und sonstigen Kraftwerkskapazitäten ebenfalls unter Berücksichtigung bestehender Rahmenbedingungen. Für die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke werden wie im Szenario ZERO zwei Varianten mit einer Laufzeit von 50 bzw. 60 Jahren untersucht.

Im Szenario WWB wird damit im Unterschied zum Szenario ZERO die Entwicklung des Energiesystems unter Berücksichtigung der individuellen Entscheidungen einzelner Akteure analysiert. In diesem Szenario kann mit den bestehenden Instrumenten auch ein entsprechender regulatorischer Rahmen vorgegeben werden.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die allgemeinen Vorgaben und Arbeitshypothesen in den untersuchten Szenarien und Varianten.

Tabelle 2: Szenarien und Varianten

Übersicht über die Szenarien und Varianten der Energieperspektiven 2050+

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

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2020

1.2.2 Kriterien für die Auswahl von technischen Massnahmen im Szenario ZERO

Im Szenario ZERO ist das Treibhausgasziel für das Jahr 2050 die zentrale Zielgrösse für die Modellierung. Daneben geben die oben beschriebenen Arbeitshypothesen für die verschiedenen Varianten einen Rahmen für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems vor. Die Erreichung der Klimaziele ist jedoch grundsätzlich mit einem unterschiedlichen Mix an technischen Massnahmen im Zeitverlauf und in den verschiedenen Sektoren möglich. Zur Auswahl und Priorisierung der Technologieoptionen im Szenario ZERO gelten neben den oben beschriebenen Vorgaben zur grundsätzlichen Ausprägung der Varianten die folgenden Kriterien als Grundlage für die Modellierung:

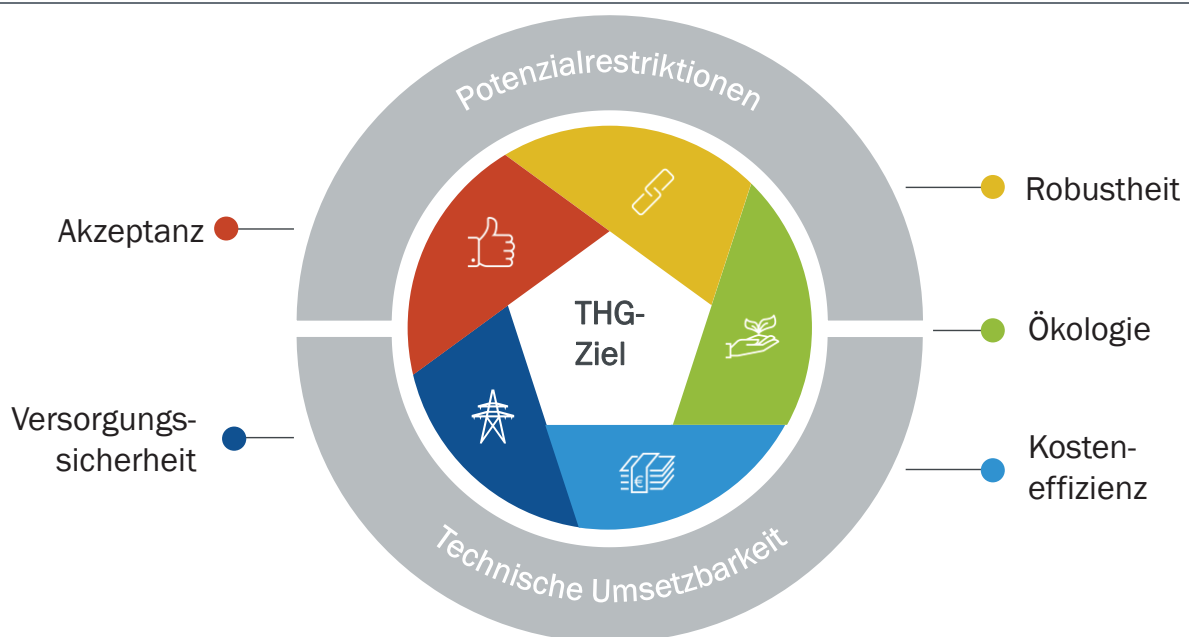
- **Technische Umsetzbarkeit:** Die Technologieoptionen sind aus heutiger Sicht im Zeitverlauf technisch umsetzbar. Das bedeutet beispielsweise, dass realistische Sanierungs- und Instandsetzungszyklen berücksichtigt werden und keine Technologien aus einer heute nicht absehbaren technologischen Entwicklung als „Joker“ angenommen werden. Diese Annahme stellt eine Begrenzung hinsichtlich des Einsatzes verschiedener Technologien in den analysierten Varianten dar.
- **Potenzialrestriktionen:** Für erneuerbare Energien (z. B. Biomasse, Wind, Solar) werden nationale und internationale Potenzialgrenzen berücksichtigt. Diese stellen eine weitere Begrenzung für die technologische Entwicklung in den Varianten dar.

- **Kosteneffizienz:** Das Treibhausgasziel soll zu möglichst geringen (direkten) volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden. Daher werden einerseits Technologiepfade bevorzugt, welche im Vergleich zu alternativen Pfaden tiefe Kosten aufweisen. Aufgrund langer Investitionszyklen von Energietechnologien und den dafür notwendigen Infrastrukturen im Energiesystem werden in den Analysen auch langfristige Kosteneffekte für die Auswahl der Technologien berücksichtigt.
- **Gesellschaftliche Akzeptanz:** Für den zukünftigen Einsatz von Technologien spielt die Akzeptanz in der Gesellschaft für bestimmte Technologien oder Handlungsoptionen eine wesentliche Rolle. Daher wird auch die Akzeptanz für bestimmte Technologien berücksichtigt. Insbesondere kurz- bis mittelfristig kann die Realisierung bestimmter Technologien aus Akzeptanzgründen deutlich eingeschränkt sein.
- **Versorgungssicherheit:** Entscheidend für das zukünftige Energiesystem ist darüber hinaus, wie sich die Versorgungssicherheit auf der Angebotsseite entwickelt. Im Fokus steht dabei aufgrund beschränkter Speichermöglichkeiten und kritischer Infrastrukturen in der Regel der Stromsektor. Dieses Kriterium kann jedoch auch für andere Energieträger berücksichtigt werden (z.B. hinsichtlich der Importabhängigkeit bei bestimmten Energieträgern).
- **Robustheit der Zielerreichung:** Zudem ist für die Beurteilung der Technologieoptionen wichtig, ob eine Erreichung des Ziels auch unter abweichenden Rahmenbedingungen gesichert ist. Daher ist auch die Robustheit der Zielerreichung ein Kriterium für die Auswahl bestimmter Technologien.
- **Ökologische Verträglichkeit:** Neben dem Ausstoss von Treibhausgasemissionen und der nachhaltigen Nutzung von Biomassepotenzialen sind auch weitere Auswirkungen auf Luft, Böden und Gewässer zu berücksichtigen.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Kriterien, die in der Modellierung des Szenarios ZERO berücksichtigt werden.

Abbildung 1: Kriterien Szenario ZERO

Kriterien für die Auswahl von technischen Massnahmen im Szenario ZERO



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, 2020

Die Analyse der möglichen technischen Massnahmen zur Zielerreichung wird mit den energiewirtschaftlichen Sektormodellen der beteiligten Unternehmen durchgeführt. Mit den eingesetzten Modellen können Simulationen durchgeführt werden. Die Simulation der Szenarien erfolgt iterativ in mehreren Überarbeitungsschritten unter Einbezug einer externen Begleitgruppe und unter Berücksichtigung von aktuellen Erkenntnissen aus der Forschung durch Einbezug entsprechender Experten aus der Wissenschaft. Die Modelle sind miteinander verknüpft, wodurch eine integrierte Abbildung des gesamten Energiesystems im Detail möglich ist. Die Modelle verfügen jedoch in der Regel nicht über standardmässige Optimierungsroutinen. Es wird daher keine pauschale endogene Optimierung in den Modellen durchgeführt. Eine Ausnahme stellt das Strommarktmodell dar: Durch die Abbildung des bestehenden Marktdesigns im europäischen Grosshandelsmarkt mit der grenzkosten-basierten Merit-Order als Grundlage für den Dispatch der Kraftwerke wird pro Stunde automatisch nach den tiefsten Kosten im Stromsystem gesucht.

1.2.3 Systemgrenzen und sektorale Abgrenzungen

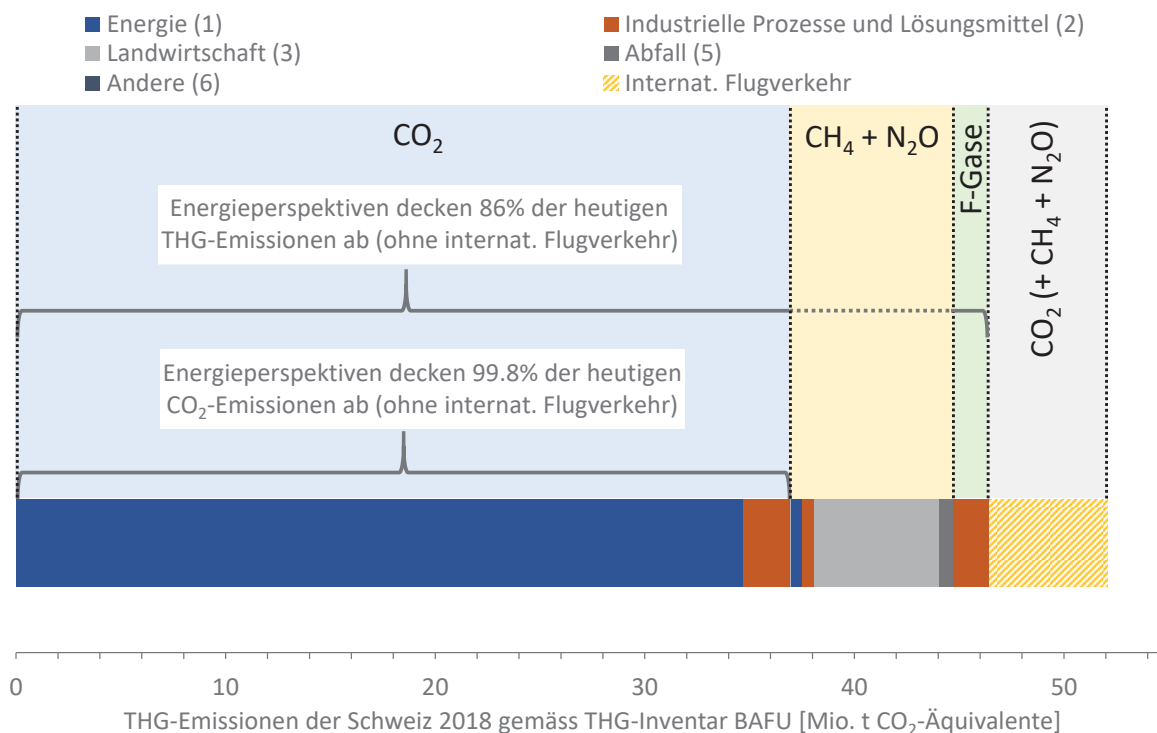
Systemgrenzen

In den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ wird im Schwerpunkt die Energienachfrage und das Angebot an Energieträgern für die Schweiz betrachtet. Im Stromsektor wird aufgrund der starken internationalen Vernetzung der Schweiz und der Abhängigkeit vom Ausland der Strombedarf und die Stromerzeugung im europäischen Ausland mitbetrachtet. Die Energiebilanz der Schweiz stellt somit den wesentlichen Rahmen für die Modellrechnungen dar.

Aufgrund der Zielsetzung der Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen auf Netto-Null im Jahr 2050 werden in den Energieperspektiven 2050+ sämtliche Kategorien an Treibhausgasemissionen mitbetrachtet (siehe Abbildung 2). Die Modelle der Energieperspektiven bilden die Bereiche (1) *Energie* und (2) *Industrielle Prozesse und Lösungsmittel* gemäss Treibhausgasinventar (THGI) direkt ab. Nicht direkt in den Energieperspektiven 2050+ modelliert, aber unter Verwendung von externen Quellen berücksichtigt, sind die nicht-energiebedingten THG-Emissionen der Landwirtschaft (Bereich (3) *Landwirtschaft*), die Quellen und Senken aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Bereich (4) *LULUCF*), die nicht-energetische Abfallverwertung (Bereich (5) *Abfall*) und die übrigen THG-Emissionen (Bereich (6) *Übrige*). In der Modellierung berücksichtigt, aber im Klimaziel Netto-Null nicht enthalten, ist der Internationale Luftverkehr.

Abbildung 2: Kategorien an Treibhausgasemissionen

Abgrenzung der Energieperspektiven 2050+ bezüglich der gesamten THG-Emissionen. Berücksichtigt werden sämtliche Treibhausgase (CO₂, CH₄, N₂O und die sog. F-Gase). Nicht abgebildet der Bereich LULUCF (4).



Quelle, BFE 2020

Sektorale Abgrenzungen

Auch für die Abgrenzungen zwischen den Sektoren des Energiesystems gibt die Energiebilanz und die Gesamtenergiestatistik (GEST) bzw. die Elektrizitätsstatistik (EiStat) den wesentlichen Rahmen vor. Die Abgrenzung der Nachfragesektoren erfolgt grundsätzlich identisch zur Abgrenzung der jährlich durchgeführten Ex-Post-Analysen (z.B. Prognos, INFRAS, TEP 2020). Dabei sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Der Verkehrssektor ist ein Querschnittssektor, in dem der gesamte verkehrsbedingte Traktionsenergieverbrauch subsumiert wird, inklusive des motorisierten Individualverkehrs, des internen Werkverkehrs und des Gasverbrauchs für Kompressoren der Transitgasleitungen. Der internationale Flugverkehr wird mitgeführt, bei den Ergebnissen jeweils gesondert aufgeführt (vergleiche dazu Infobox zum internationalen Flugverkehr in Kapitel 3.1.1). Der Energieverbrauch für die Verkehrsinfrastruktur (u. a. Strassenbeleuchtung) wird hingegen im Dienstleistungssektor ausgewiesen.
- In der Energiestatistik wird der Sektor Landwirtschaft zusammen mit der statistischen Differenz ausgewiesen. In den hier verwendeten Modellen wird der Verbrauch des Landwirtschaftssektors zusammen mit demjenigen des Dienstleistungssektors berechnet (als eigenständige «Branche»), jedoch als eigenständiger Sektor ausgewiesen.

- Die verwendeten Modelle im Dienstleistungs- und im Industriesektor orientieren sich grundsätzlich am Branchenschlüssel der NOGA, eine vollständige Vergleichbarkeit mit den offiziellen Branchenstatistiken ist jedoch nicht in jedem Fall gewährleistet.
- Der Energieverbrauch der Zweit- und Ferienwohnungen sowie gemeinschaftlich genutzten Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern wird zusammen mit den Wohngebäuden modelliert, jedoch im Dienstleistungssektor ausgewiesen.

Für den Stromsektor gelten die folgenden Abgrenzungen:

- Die Stromerzeugung und die installierte Leistung an Wasserkraftwerken werden unter Bereinigung der Anteile des Auslands an Kraftwerken in der Schweiz bzw. der Anteile der Schweiz an Kraftwerken im benachbarten Ausland ausgewiesen. Grundlage dafür sind die jeweiligen Inlandsanteile der Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA).
- Wasserkraftwerke werden nicht unter dem Posten «Erneuerbare Energien» geführt. Erneuerbare Energien beinhalten für die Kehrichtverwertungsanlagen nur die erneuerbaren Anteile des Mülls (gegenwärtig rund 50 %).
- Als «gekoppelte Anlagen» werden sämtliche Kraftwerke geführt, bei denen grundsätzliche eine Wärmeauskopplung erfolgt bzw. möglich ist. Eine Ausnahme davon stellen Kernkraftwerke dar, diese werden als eigener Posten geführt.

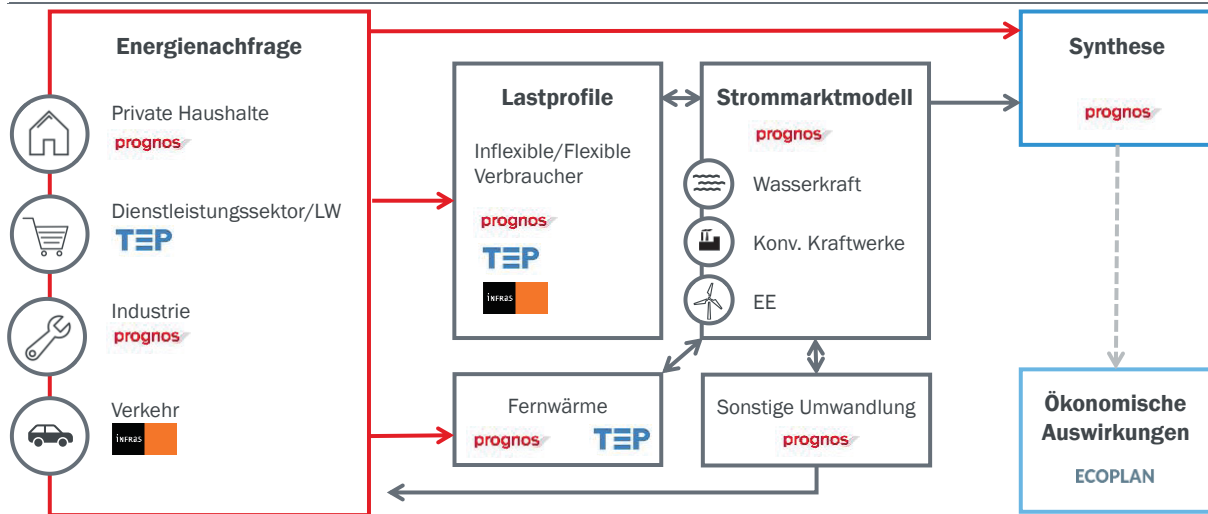
1.2.4 Modelle und Modellverbund

Die Szenarien der Energieperspektiven 2050+ werden mit den Energiesystemmodellen der Prognos AG, der TEP Energy GmbH, der INFRAS AG und dem Volkswirtschaftlichen Modell der Ecoplan AG berechnet (siehe Abbildung 3). Der Zeithorizont der Modellierung ist 2060, der Fokus liegt aber auf dem Jahr 2050, für welches das Treibhausgasziel für die Schweiz spezifiziert ist. Die Modellierung erfolgt integriert für das gesamte Energiesystem, Ergebnisse aus den einzelnen Sektormodellen fliessen somit direkt in die Modellierung der anderen Sektoren ein. Dies ist insbesondere für die Schnittstelle der Energienachfragesektoren mit der Modellierung des Stromsektors, der Fernwärmeerzeugung und der sonstigen Energieumwandlung von hoher Bedeutung. Die Gesamtergebnisse aus den verschiedenen Modellen gehen in eine Ergebnissynthese ein. Die Ergebnisse aus den Energiesystemmodellen gehen in die Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen mit dem rekursiv-dynamischen Gleichgewichtsmodell der Ecoplan AG ein.

Grundsätzlich beträgt die zeitliche Auflösung der Modelle ein Jahr, mit Ausnahme des Strommarktmodells, in dem über den gesamten Zeitraum in Stundenaufösung modelliert wird. Geografisch wird die Schweiz als Ganzes abgebildet. Für die Strommarktmodellierung wird das europäische Ausland in die Modellierung einbezogen, da der Stromaustausch mit dem Ausland ein wesentlicher Bestandteil des Schweizer Stromsystems ist. Für nachfolgende Arbeiten werden die Ergebnisse des Stromsektors für die Schweiz regionalisiert bzw. es werden regional vorliegende Ergebnisse (beispielsweise für die Stromerzeugung erneuerbarer Energien) entsprechend aufbereitet.

Abbildung 3: Modellverbund der EPCH 2050+

Zusammenwirken der Modelle für die verschiedenen Sektoren im Rahmen der Modellierung der EPCH 2050+



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, 2020

2 Annahmen und Rahmendaten

2.1 Rahmendaten

Rahmendaten sind wichtige Treiber des Schweizer Energiesystems, werden von diesem aber selber nicht oder nur sehr wenig beeinflusst. Beispielsweise hat die Entwicklung der Bevölkerung einen grossen Einfluss auf die Energienachfrage, die Entwicklung des Energiesystems beeinflusst die Bevölkerungsentwicklung hingegen nicht. Deshalb werden diese Rahmendaten exogen den Modellen vorgegeben. Grundsätzlich werden in allen Szenarien die identischen Rahmendaten verwendet, das Reduktionsziel soll mit dem gleichen Mengengerüst bezüglich Bevölkerung, Wirtschafts- und Verkehrsleistung erreicht werden, welches auch im Szenario WWB angesetzt wird. Unterschiede zwischen dem Szenario WWB und den ZERO-Szenarien bei den Rahmendaten bestehen bei den unterstellten Energiepreisen und der Klimaerwärmung.

Die langfristigen Auswirkungen der Corona-Pandemie sind noch schwer abschätzbar, sie konnten deshalb in den laufenden Arbeiten nicht berücksichtigt werden. Die Herausforderungen des Netto-Null-Ziels bleiben unabhängig von der Pandemie bestehen.

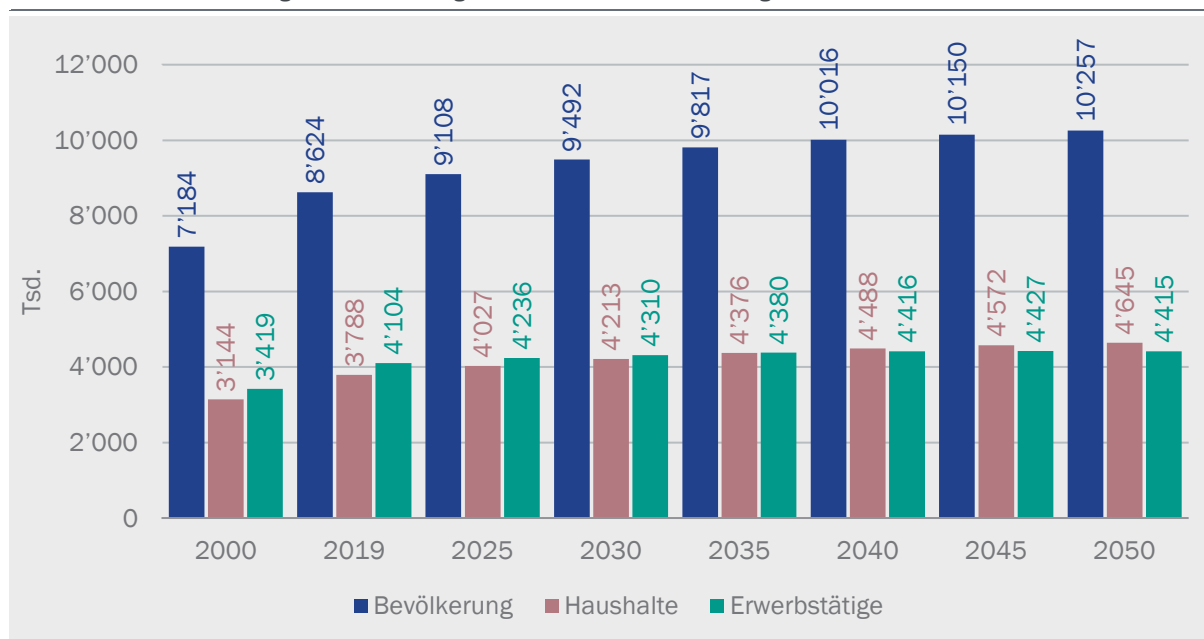
Im nachfolgenden werden die Entwicklungen der zentralen Rahmendaten bis zum Jahr 2050 kurz beschrieben. Ergänzende Angaben dazu finden sich auch in Tabelle 1.

2.1.1 Bevölkerung und Haushalte

Für die Energieperspektiven 2050+ werden die Ergebnisse aus dem Referenzszenario A-00-2015 der im Jahr 2015 publizierten Bevölkerungsszenarien der Schweiz 2015 bis 2065 des Bundesamtes für Statistik (BFS 2015) verwendet. Weitere wichtige Indikatoren für die Demographie sind die Zahl der privaten Haushalte und die Struktur der Haushaltsgrösse, welche vom BFS beruhend auf den Ergebnissen der Bevölkerungsszenarien der Schweiz 2015-2045 erarbeitet wurde (BFS 2017). Die Trendfortschreibung bis 2050 beruht auf eigenen Berechnungen.

Abbildung 4: Bevölkerungsentwicklung

Annahmen zur Entwicklung von Bevölkerung, Haushalten und Erwerbstätigen, 2000 bis 2050.



eigene Darstellung, Entwicklung gemäss BFS (2017 bzw. 2018a)

2.1.2 Wirtschaftliche Entwicklung

Vom Staatssekretariat für Wirtschaft SECO wurden zuhanden des BFE BIP-Prognosen bis 2060 erstellt (SECO 2018). Die BIP-Entwicklungen beruhen auf den Resultaten der Erwerbsbevölkerungsentwicklung in Vollzeitäquivalenten aus den Bevölkerungsszenarien der Schweiz 2015-2045 (BFS 2015) und einer Schätzung des Wachstums der Arbeitsproduktivität von 1 % pro Jahr ab 2020.²

Als Input für die Modelle der Sektoren Dienstleistung und Industrie werden Wertschöpfungsszenarien benötigt, welche die schweizerische Wirtschaftsstruktur in einzelnen Branchen abbilden. Ecoplan (2011) hat im Jahr 2011 für die Bundeskanzlei und das Bundesamt für Raumentwicklung ARE Szenarien für die Branchenentwicklung von 2008 bis 2030 erstellt. Für die Energieperspektiven 2050+ wurde diese Studie mit dem Zeithorizont 2060 aktualisiert (Ecoplan, 2018). Es wurde keine neue historische Strukturanalyse durchgeführt: Die Aktualisierungen stützen sich auf die in den Branchenszenarien 2008 bis 2030 erarbeitete Strukturanalyse für die Zeiträume 1990 bis 2001 und 2001 bis 2008. Es wurden jedoch die aktuellsten Szenarien und Prognosen zur Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung verwendet. Als Startpunkt dient jeweils die auf NOGA 2008 basierende Input-Output-Tabelle 2014 des Bundesamts für Statistik (BFS 2018). Als Resultat der Branchenszenarien ergibt sich die sektorale Entwicklung für den Bruttoproduktionswert, die Wertschöpfung und die Beschäftigten (Vollzeitäquivalente) von 20 differenzierten Branchen.

² Dieses Produktivitätswachstum wird um die sinkende tatsächliche Jahresarbeitszeit pro Vollzeitstelle korrigiert. Es resultiert ein angepasstes Wachstum der Arbeitsproduktivität von ca. 0.8 % pro Jahr. Der verwendete Berechnungsansatz geht davon aus, dass das Produktivitätswachstum unabhängig vom Bevölkerungswachstum verläuft und diese beiden Grössen einander langfristig gegenseitig nicht beeinflussen. Tatsächlich bestimmt die Entwicklung der Erwerbsbevölkerung in Vollzeitäquivalenten das BIP-Wachstum, da das Produktivitätswachstum über die betrachtete Periode als konstant angenommen wird.

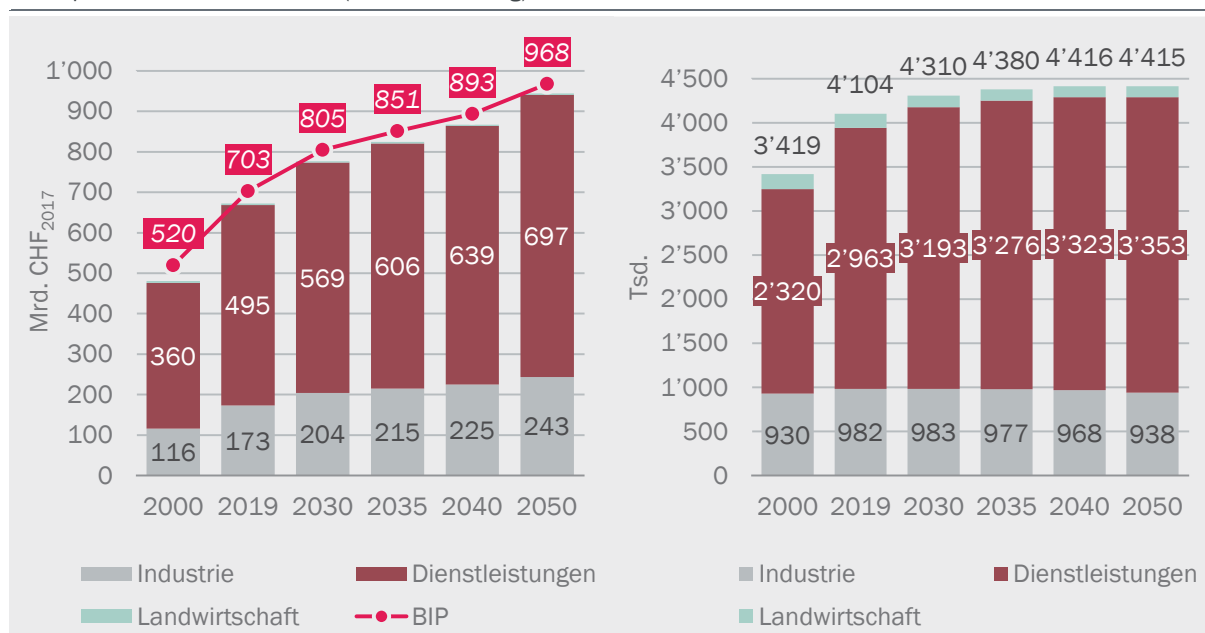
Die in Ecoplan (2011) publizierte Branchenstruktur und deren Entwicklung wurden leicht angepasst, um die spezifische Branchenstruktur der Industrie- und Dienstleistungs-Modelle der EP2050+ zu berücksichtigen.

Das Wachstum der realen Bruttowertschöpfung (exklusive Subventionen und Steuern) für die Periode 2020 bis 2050 beträgt für den Industriesektor +38 % und für den Dienstleistungssektor +39 % (exkl. Landwirtschaft). Ganz anders ist die Entwicklung der Vollzeitäquivalente (Beschäftigung): Das Wachstum beträgt hier -5 % im Industriesektor und +10 % im Dienstleistungssektor (Wachstum bezogen auf der Zeitperiode 2020-2050).

Abbildung 5 zeigt die Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+.

Abbildung 5: Wirtschaftsentwicklung

Annahmen zur Entwicklung von BIP, Bruttowertschöpfung nach Sektoren (linke Abbildung) und Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten nach Sektoren (rechte Abbildung), 2000 bis 2050.



Quellen: BIP-Entwicklung gemäss SECO (2018), BWS- und VZÄ-Entwicklung gemäss Ecoplan (2018) und eigene Annahmen.

2.1.3 Energiebezugsflächen EBF

Die Entwicklung der Energiebezugsfläche (EBF) wird konsistent auf Basis der Bevölkerungs-, BIP- und Branchenentwicklungen mit den Modellen der Sektoren Haushalte, Industrie, Dienstleistungen und Landwirtschaft berechnet.

Die EBF der Wohngebäude werden nach verschiedenen Gebäudetypen differenziert: Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Wohnungen in Nichtwohngebäuden, kleine Zweitwohnungen und Ferienhäuser (1 bis 2 Wohnungen) und grosse Zweitwohnungen und Ferienhäuser (3+ Wohnungen). Wichtige spezifische Einflussfaktoren für die Entwicklung der EBF in Wohngebäuden sind die künftige Entwicklung der Bevölkerung, die Haushaltsstruktur, die damit verbun-

dene Anzahl an Wohnungen und die Leerstandquote. Für den Industriesektor werden die EBF differenziert nach den beiden Gebäudetypen Verwaltung und Produktion und nach 13 Industriebranchen bestimmt. Zentrale Treiber der jeweiligen EBF-Entwicklung sind die branchenspezifischen Grössen Bruttowertschöpfung, Vollzeitäquivalente sowie Beschäftigte. Die EBF im Dienstleistungssektor werden ebenfalls für verschiedenen Gebäudetypen und Branchen berechnet. Deren Entwicklung wird durch die Beschäftigten nach Branchen (in Vollzeitäquivalenten) und die Annahmen zur spezifischen Fläche je Beschäftigten beeinflusst. Für den Sektor Landwirtschaft werden die Landwirtschaftsflächen mit dem Gebäudetyp Wohnen sowie weitere Dienstleistungsflächen (z.B. Lager) als Energiebezugsflächen interpretiert, wobei die Wohnflächen bei den Haushalten berücksichtigt werden. Weitere Landwirtschafts-Gebäudeflächen finden sich in Treibhäusern und Ställen. Teile dieser Flächen werden ebenfalls beheizt. Als Vereinfachung werden diese Flächen im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ jedoch nicht als EBF behandelt, da deren Wärmebedarf unter Prozesswärme berücksichtigt wird.

Insgesamt erhöht sich die EBF von 744 Mio. m² im Jahr 2015 auf 910 Mio. m² im Jahr 2050 (+22 %). Am grössten ist die Zunahme im Sektor Private Haushalte (+30 %), im Dienstleistungssektor (inkl. Zweit- und Ferienwohnungen) wächst die EBF um 14 %. Hingegen ist die EBF im Industriesektor (minus 4 %) rückläufig.

2.1.4 Fahrleistungen

Eine zentrale Grundlage für den Verkehrssektor in den Energieperspektiven 2050+ bilden die Ergebnisse der Verkehrsperspektiven 2040 des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE 2016). Die Verkehrsperspektiven beschreiben mögliche Entwicklungen des Personen- und Güterverkehrs in der Schweiz in Form von Szenarien und werden alle fünf Jahre aktualisiert. In den Verkehrsperspektiven 2040 wurden vier Szenarien untersucht: Referenz, Balance (Nachhaltigkeit), Sprawl (Zersiedelung) und Fokus (akzentuierte Urbanisierung). Den aktuellen Energieperspektiven werden in allen Szenarien die Fahrleistungen des Szenarios Referenz der Verkehrsperspektiven 2040 zugrunde gelegt, welche leicht an die aktuelle statistische Ausgangslage des BFS angepasst wurden. Die Verkehrsperspektiven 2040 zeigen, dass die Fahrleistungen sowohl auf der Strasse als auch auf der Schiene zukünftig weiter beachtlich wachsen, jedoch weniger dynamisch als in der jüngsten Vergangenheit. Die höchste Zunahme im Personenverkehr weist der öffentliche Verkehr aus, die geringste der motorisierte Individualverkehr. Im Güterverkehr wächst der Anteil der Schiene stärker als jener auf der Strasse. Die in den Szenarien unterstellte Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr ist in der Zusammenfassung in Tabelle 1 beschrieben.

2.1.5 Energie- und CO₂-Preise

Für die (Weltmarkt-)Energie- und CO₂-Preise wird davon ausgegangen, dass diese Annahmen vom Schweizer Energiesystem nicht beeinflusst werden. Es wird also angenommen, dass die Schweiz, als Importeur von fossilen Brennstoffen mit einem geringen Weltmarktanteil, keinen Einfluss auf die Weltmarktpreise dieser Güter hat. Bei der Auswahl der internationalen Preisvorgaben ist jedoch wichtig, dass die zugrundeliegenden Annahmen konsistent mit der Schweizer Entwicklung sind.

Energiepreise

Die Szenarien für die Weltmarkt-Energiepreise fossiler Energie basieren auf Grundlagen des World Energy Outlook 2018 (WEO) der internationalen Energie Agentur (IEA, 2018):

- Dem **Szenario ZERO** werden grundsätzlich die Preisentwicklungen des IEA-Szenarios *Sustainable Development (SDS)* zugrunde gelegt. Im SDS wird die Erreichung des Pariser Klimaabkommens und eine starke Reduktion des Ausstosses von energiebedingten Schadstoffen angestrebt. Mit der Einbettung des Zielszenarios in eine internationale Harmonisierung ist sichergestellt, dass keine komparativen Nachteile für die Schweiz entstehen. Für die Preisentwicklung ab 2040 wird die sinkende Nachfrage nach fossilen Energieträgern, die sich unter Berücksichtigung einer global konsistenten Klimapolitik ergibt, berücksichtigt. Daraus folgt ein Rückgang der Energiepreise im Szenario ZERO ab 2040. Die Entwicklung der Energiepreise ab dem Jahr 2040 wird auf Basis eigener Annahmen unter Berücksichtigung der weiter sinkenden globalen Nachfrage fortgeschrieben.
- Für das **Szenario WWB** kommt die Preisentwicklung des IEA-Szenarios *New Policy (NPS)* zur Anwendung. Die Annahmen unter diesem Szenario sind konsistent mit den Annahmen des Szenarios WWB der Energieperspektiven 2050+. Zudem haben die berücksichtigten Ziele im NPS einen ähnlichen Zeithorizont (2030) wie die Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien und Verbrauchsrichtwerte im Energiegesetz (2035).

Unter Verwendung der Weltmarktenergiepreise können inländische Verbraucherpreise abgeleitet werden. Diese sind insbesondere im Szenario WWB relevant, um die Investitionsentscheidungen einzelner Wirtschaftsakteure abbilden zu können. Im Szenario ZERO ist die Ableitung von Verbraucherpreisen hingegen nicht ohne weiteres möglich, da keine Annahmen zur Entwicklung von Instrumenten und damit keine Aussagen zur Entwicklung von Preisbestandteilen wie Abgaben und Umlagen gemacht werden.

Die Preise der WEO-Szenarien basieren in der Regel auf Angaben in US-Dollar. Für die Umrechnung von US-Dollar in Schweizer Franken wird ein Wechselkurs von 0.98 Franken je Dollar unterstellt, gegenüber dem Euro wird ein Wechselkurs von 1.16 Franken je Euro angenommen.

CO₂-Preise (EU-ETS)

Die Annahmen zur Entwicklung der CO₂-Preise im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS)³ stammen aus verschiedenen Quellen. Hauptquelle ist, wie für die fossilen Energieträger, der WEO (IEA, 2018). Des Weiteren werden Annahmen der Europäischen Union (Nationale Energie- und Klimapläne (EUC 2019)) sowie die langfristige strategische Vision der Europäischen Kommission vom November 2018 (EUC 2018) herangezogen. Konkret werden folgenden Annahmen für die Entwicklung der CO₂-Preise getroffen:

- Für das **Szenario WWB** kommt die Preisentwicklung des Szenarios *New Policy (NPS)* des WEO 2018 zur Anwendung.
- Dem **Szenario ZERO** werden die Preisentwicklungen des Szenarios *Sustainable Development Szenario SDS* des WEO 2018 zugrunde gelegt.

Diese Entwicklungen mussten leicht angepasst werden. In den Anfangsjahren (2018 bis 2019) wurden in beiden Szenarien beobachtete Werte eingesetzt, um mit den jeweils neuesten verfügbaren Informationen zu arbeiten und insbesondere den 2018 beobachteten Anstieg der ETS-Preise zu berücksichtigen. Ausserdem wird in den Energieperspektiven für das Szenario ZERO in den Anfangsjahren von einem flacheren Anstieg der CO₂-Preise ausgegangen als im SDS des WEO

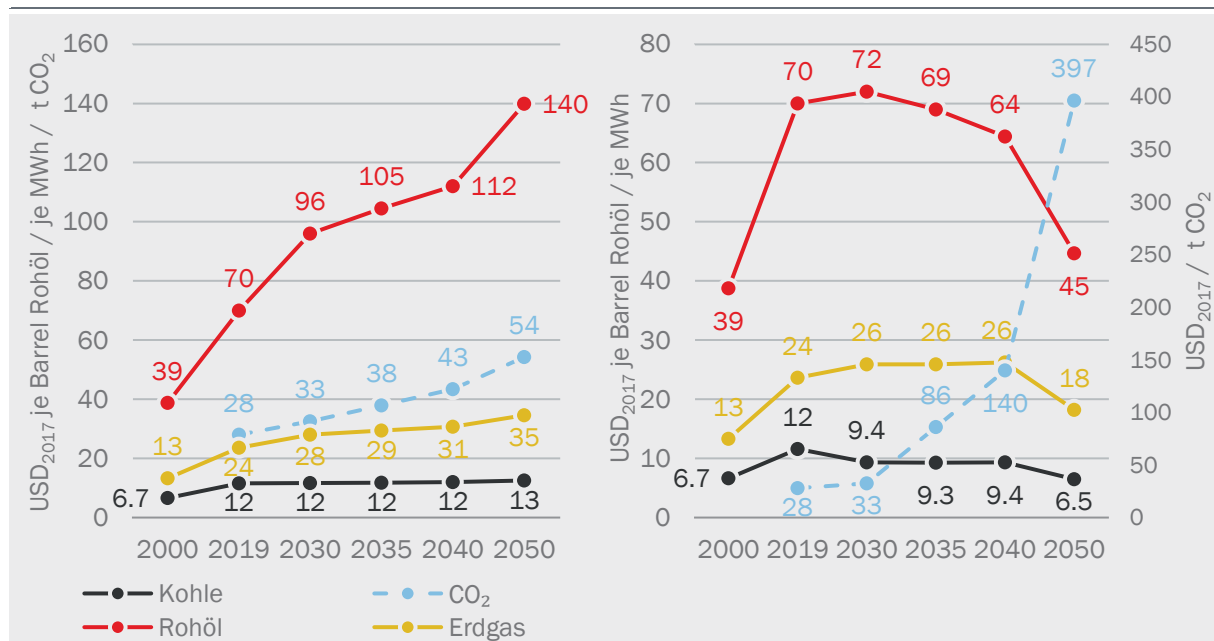
³ Das europäische Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System, EU ETS) ist ein Instrument der EU-Klimapolitik. Durch die Ausgabe einer begrenzten Zahl an Emissionsrechten sollen die Treibhausgasemissionen unter möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten gesenkt werden. Das EU ETS trat am 1. Januar 2005 in Kraft.

2018. So wird bis 2030 auch im Szenario ZERO auf das NPS des WEO 2018 abgestellt. Diese Anpassung wird vorgenommen, um die EU-Politik bis 2030 im Klimazielszenario konkret zu berücksichtigen und Inkonsistenzen zwischen den Energieperspektiven 2050+ und aktuellen Strategien der EU in den Nationalen Energie- und Klimaplänen (European Commission, 2019) zu vermeiden. Bis 2040 kommt es in diesem Szenario anschliessend zu einem Anstieg des CO₂-Preises auf das Niveau des Szenario SDS des WEO. Da der WEO 2018 Angaben zur Preisentwicklung nur bis 2040 ausweist, wird für die Zeit nach 2040 auf Angaben der langfristigen strategischen Vision der Europäischen Kommission vom November 2018 abgestützt. Diese geht für 2050 in den Netto-Null-Szenarien von einem CO₂-Preis von 350 EUR/tCO₂ in den ETS-Sektoren aus. Zwischen 2040 und 2050 wird von einem linearen Anstieg des CO₂-Preises ausgegangen.

Abbildung 6 zeigt die Annahmen zur Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+.

Abbildung 6: Energie- und CO₂-Preise

Annahmen zur Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise, 2000 bis 2050 (links: Szenario WWB, rechts: Szenario ZERO)



| eigene Darstellung, Entwicklung gemäss eigenen Schätzungen basierend auf WEO (IEA 2018) und European Commission (2019)

2.1.6 Klima und Wetter

Die Energienachfrage, insbesondere die Nachfrage nach Raumwärme und -kälte, wird durch die Klimaerwärmung beeinflusst. Um die künftige Entwicklung dieses Einflussfaktors zu berücksichtigen, werden die Schweizer *Klimaszenarien CH2018* herangezogen (CH2018 2018). Dabei wurden drei Pfade von globalen Emissionsentwicklungen zugrunde gelegt: kein Klimaschutz (RCP 8.5), konsequenter Klimaschutz (RCP 2.6) und eine mittlere Entwicklung mit begrenztem Klimaschutz (RCP 4.5).⁴ Dem Szenario RCP 8.5 werden keine Klimaschutzmassnahmen unterstellt und trotz (autonomen) technischem Fortschritt nehmen die weltweiten Emissionen – und mit ihnen

⁴ RCP: Representative Concentration Pathways: „Repräsentative Konzentrationspfade“. Die Zahlen 2.6, 4.5 und 8.5 stehen für den in den Szenarien hinterlegten Strahlungsauftrieb in Watt/m² bis zum Jahr 2100 gegenüber 1850.

die Erwärmung – stetig zu. Im Szenario RCP 2.6 wird hingegen angenommen, dass die Senkung der Emissionen «auf praktisch null» den Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre stoppt. Dieses Szenario ist kompatibel mit der Erreichung der Ziele des Pariser Abkommens und einer mittleren globalen Erwärmung von weniger als zwei Grad Celsius (gegenüber der vorindustriellen Zeit). Das mittlere Szenario RCP 4.5 geht von einer Senkung der Emissionen erst nach 2050 und von einem mittleren globalen Temperaturanstieg von circa 2.5 Grad aus (bis zum Jahr 2100 gegenüber 1850). Basierend auf diesen verschiedenen Szenarien zum CO₂-Ausstoss wurde die Entwicklung verschiedener Indikatoren (mittlere Tagestemperatur, Niederschlag, Feuchtigkeit etc.) für verschiedene Schweizer Wetterstationen durch MeteoSchweiz abgeleitet, bzw. modelliert. Angesichts der verschiedenen Entwicklungen des CO₂-Ausstosses in den Szenarien WWB und ZERO der Energieperspektiven 2050+ werden den beiden Szenarien jeweils unterschiedliche Entwicklungen der Klimaerwärmung unterstellt: die Entwicklung der mittleren Tagestemperatur aus dem Szenario RCP 4.5 wird im Szenario WWB angewendet und die aus Szenario RCP 2.6 hingegen dem Szenario ZERO unterstellt.

Für die Entwicklung der Energienachfrage sind Entwicklungen der Heizgradtage (HGT) und Cooling Degree Days (CDD) entscheidend. Diese wurden anhand der mittleren Tagestemperaturen von 53 Messstationen aus den Szenarien RCP 4.5 und RCP 2.6 bis 2060 bestimmt.

Neben der unterstellten Klimaentwicklung spielt auch das gewählte Wetterjahr eine wichtige Rolle für die Szenarienrechnungen. Die Wetterbedingungen sind für die witterungsabhängigen Komponenten des Energiesystems von Bedeutung. Dazu gehören der Bedarf nach Raumwärme und Klimatisierung sowie auf der Seite des Stromangebots die Stromerzeugung aus Wasserkraft und erneuerbaren Energien. Für die Berechnung der Jahreswerte des Verbrauchs und der Erzeugung werden langjährige Erwartungswerte für Temperatur, Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit und hydrologische Bedingungen unterstellt. Für die Berechnung der Struktur der stündlichen Werte des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung wird das Wetterjahr 2012 als repräsentatives Jahr herangezogen. Das Jahr 2012 war insbesondere durch sehr kalte Perioden im Winterhalbjahr charakterisiert, wodurch in der Modellierung ein tendenziell schwieriges Wetterjahr Einfluss gefunden hat.

2.2 Potenziale und Potenzialrestriktionen

Potenziale von Energieträgern und Technologien geben wichtige Grenzen für das Energiesystem vor. Beispielsweise kann Biomasse nur im Rahmen der verfügbaren (nachhaltig nutzbaren) Potenziale eingesetzt werden. Es existieren mehrere Potenzialbegriffe, daher ist es wesentlich, jeweils zu klären, welcher im konkreten Fall Anwendung findet. Das theoretische Potenzial stellt den umfassendsten Potenzialbegriff dar und beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot. Das technische Potenzial ist derjenige Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen (z.B. verfügbare Flächen für Photovoltaik-Anlagen) nutzbar ist. Das ökologische Potenzial ist derjenige Anteil des technischen Potenzials, der zu keiner zusätzlichen permanenten (das heisst irreversiblen) Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt führt. Das wirtschaftliche Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials, den man erhält, wenn die Gesamtkosten oder Gestehungskosten einer Technologie und ihrer Nutzung in der gleichen Bandbreite liegen wie die Gesamtkosten konkurrierender Systeme. Das wirtschaftliche Potenzial wird erweitert, wenn z.B. Förder- oder Subventionsmechanismen oder Veränderungen der Rahmenbedingungen für entsprechende Märkte berücksichtigt werden. Als ausschöpfbares Potenzial wird die Schnittmenge

des ökologischen und (erweitert) wirtschaftlichen Potenzials definiert. Das ausschöpfbare Potenzial kann darüber hinaus durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz vermindert werden. Das erwartete Potenzial ergibt sich schliesslich im Kontext der Rahmenbedingungen eines bestimmten Szenarios aus der Schnittmenge des erweitert wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlich akzeptierten Potenzials (BFE 2007).

Für die Szenarien der Energieperspektiven dient in erster Linie das technisch-ökologische Potenzial als wesentliche exogene Restriktion für den Einsatz von Technologien in den Szenarien. In der Ausgestaltung der technischen Massnahmen in den Szenarien spielen jedoch die Kosteneffizienz, die gesellschaftliche Akzeptanz und weitere Kriterien (wie z.B. Versorgungssicherheit) eine wesentliche Rolle. Teilweise wird abweichend davon aber auch die Entwicklung des erwarteten Potenzials im Kontext der jeweiligen Szenarien aufgrund von externen Analysen und Einschätzungen (z.B. zum Ausbau der Wasserkraft) herangezogen. Die Annahmen und zentralen Quellen zur Entwicklung der Potenziale werden im folgenden Kapitel kurz dargestellt.

2.2.1 Wasserkraft

Für den Ausbau von Wasserkraftwerken werden für die Szenarien ZERO und WWB die folgenden Annahmen verwendet:

- Der Ausbau von Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken im Szenario ZERO erfolgt unter optimierten Rahmenbedingungen mit dem Ziel, die Richtwerte des EnG bzw. die Ausbauziele gemäss der Botschaft des Bundesrats zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Dabei wird ein Ausbau sowie die Erneuerung und Erweiterung von Grosskraftwerken und ein Ausbau von Kleinwasserkraftwerken bis zum Jahr 2050 unterstellt. Ebenfalls berücksichtigt ist ein Rückgang der Stromerzeugung durch verschärfte Restwasserbestimmungen und der Wegfall bestehender Kleinwasserkraftwerke bis zum Jahr 2050. Insgesamt steigt die Stromproduktion aus Wasserkraft auf 38.6 TWh. Daneben erfolgt ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken. Neben den sich in Bau bzw. in Planung befindlichen Kraftwerken Nant-de-Drance und Ritom II werden im Zeitraum bis zum Jahr 2050 die Projekte Grimsel 1E, Grimsel 3 und Lagobianco berücksichtigt. Damit steigt die installierte Turbinenleistung an Pumpspeicherkraftwerken um rund 2.8 GW.
- Der Ausbau von Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken im Szenario WWB erfolgt unter aktuellen Rahmenbedingungen auf Basis der aktuellen Wasserkraftpotenzialstudie des BFE (2019). Dabei wird ein Ausbau von Grosswasserkraftwerken und Kleinwasserkraftwerken sowie die Erneuerung und Erweiterung von Grosskraftwerken im Umfang von insgesamt 2.2 TWh bis zum Jahr 2050 angenommen. Der Rückgang der Stromerzeugung durch verschärfte Restwasserbestimmungen und den Wegfall bestehender Kleinwasserkraftwerke beträgt insgesamt 1.7 TWh bis zum Jahr 2050. Der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken beschränkt sich auf die in Bau bzw. in Planung befindlichen Kraftwerke Nant-de-Drance und Ritom II.

Im Betrachtungszeitraum wird auf Basis von vorhandenen Studien (z.B. Uni Bern 2012) kein Einfluss des Klimawandels auf die Jahressumme der Wasserkrafterzeugung unterstellt. Allerdings wird angenommen, dass sich das Maximum des Wasserabflusses aufgrund der höheren Temperaturen bis zum Jahr 2050 um ungefähr zwei Wochen in Richtung des Winterhalbjahres verschiebt. Diese Veränderung im Wasserabfluss wird in der Modellierung der Speicherkraftwerke berücksichtigt.

2.2.2 Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung

Die Potenziale für die erneuerbare Stromerzeugung sind eine wesentliche Grundlage für die Modellierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Als Grundlage für die Potenziale dienen die Studien des PSI (2017 bzw. 2019) und für die Potenziale für die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen primär die Sonnendach-Daten (BFE, swisstopo, MeteoSchweiz 2017) sowie Daten des EPFL (2020).

Das Potenzial für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen liegt gemäss der Studie des PSI (2019) bei 4.3 TWh im Jahr 2050. Das technische Potenzial für die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen wird gemäss PSI (2019) für eine Bandbreite von Gestehungskosten von 10 bis 15 Rp/kWh mit 22 bis 54 TWh angegeben. Gemäss der Sonnendach-Daten (BFE, swisstopo, MeteoSchweiz 2017) liegt das Potenzial für die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen (Dachanlagen und Fassaden-PV) bei 65 TWh. Dieses technische Potenzial wird als primäre Datengrundlage in den Szenarien der Energieperspektiven verwendet. Daneben kommt das EPFL (2020) vor allem aufgrund höherer Anteile der nicht für Photovoltaik nutzbaren Dachflächen auf eine Potenzi alschätzung für die gesamte Schweiz von 24 TWh (mit einer Bandbreite von +/- 9 TWh. Für die Stromerzeugung aus Geothermiekraftwerken wurde aufgrund hoher Unsicherheiten hinsichtlich der Erschliessung der notwendigen Erdwärmepotenziale in Abstimmung mit dem BFE ein realisierbares Potenzial von 2 TWh herangezogen.

Das Biomasse-Potenzial der Schweiz wird auf Basis einer aktuellen Studie des WSL (2017) berücksichtigt. Ein Grossteil des zusätzlich verfügbaren inländischen Potenzials besteht aus Biogas (v.a. auf Basis von Hofdüngern) und fester Biomasse (v.a. Waldholz und Restholz). Daneben werden Potenziale fester Biomasse in den Szenarien aufgrund des rückläufigen Einsatzes im Sektor Private Haushalte und im Dienstleistungssektor für andere Sektoren frei. Das nachhaltig nutzbare inländische Potenzial beträgt insgesamt rund 100 PJ Primärbiomasse. Daraus können rund 75 PJ nutzbare Sekundärbiomasse erzeugt werden. Daneben wird ein Importpotenzial (im Schwerpunkt gasförmige Biomasse) unter Berücksichtigung eines globalen Nachhaltigkeitsansatzes auf Basis einer Studie von IINAS (2017) angenommen. Das Importpotenzial für die Schweiz beträgt insgesamt 60 PJ, davon sind 48 PJ gasförmige Biomassen.

2.2.3 Erneuerbare Energien im Wärmebereich

Die Potenzialausnutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich hängt von der Entwicklung der Wärmenachfrage ab, d.h. die Potenziale lassen sich nur iterativ bestimmen. Eine solche Bestimmung der Potenzialausnutzung erfolgt im Rahmen der Energieperspektiven mittels einer GIS-gestützten räumlichen Energieanalyse (REA), bei welcher die Nachfrageentwicklung räumlich hoch aufgelöst alloziert wird und mit den georeferenzierten Potenzialen verglichen wird. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich ein substanzieller Anteil der Potenziale räumlich überschneidet und dass entsprechend die Potenziale nicht ohne weiteres addiert werden können (vgl. TEP 2020a).

Aufgrund der räumlichen Überschneidungen ergeben sich bei Seen, Flüssen, Grundwasser und mitteltiefer Geothermie grosse Bandbreiten und das nutzbare Potenzial hängt von der Reihenfolge der Erschliessung ab.

- Die gebäudegebundenen Potenziale von Solarthermie, Luft und Erdwärmesonden machen bei einer unterstellten Nachfrage von etwa 55 TWh (im Jahr 2050) bis 80 TWh (im Jahr 2020) rund 50 bis 75 TWh aus (inkl. Regeneration der Erdwärmesonden).

- Die Potenziale aus Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA), Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Gewässern, mitteltiefer Geothermie, die mit thermischen Netzen zu erschliessen sind, betragen 18 TWh bei tiefen, 38 TWh bei mittleren und 44 TWh bei hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung.
- Zusätzlich zu berücksichtigen ist zudem die tiefe Geothermie, welche ebenfalls thermische Netze bedingt und das leitungsgebundene Potenzial zusätzlich erhöht. Bei einer Stromerzeugung von 2 TWh (vgl. Kapitel 2.2.2) ergibt sich ein Wärmepotenzial von ca. 10 TWh.
- Die gebäudeungebundenen Potenziale für Holz und Biogas summieren sich auf rund 20 TWh.

Unter Berücksichtigung von Doppelzählungen können mindestens 100 TWh Wärme mittels erneuerbarer Energie gedeckt werden. In diesen 100 TWh enthalten ist der Stromanteil, der für den Antrieb der Wärmepumpen erforderlich ist, um die Potenziale nutzen zu können. Ein Grossteil der thermischen Potenziale, insbesondere Umweltenergie aus Luft, Gewässern, Abwasserreinigungsanlagen, oberflächennaher und mitteltiefer Geothermie befindet sich auf einem tiefen bis mittleren Temperaturniveau. Diese Potenziale können nur mit Wärmepumpen genutzt werden (vgl. Kapitel 2.4.3). Zudem muss ein Teil der Potenziale über Nah- oder Fernwärmenetze integriert werden; darauf wird nachfolgend eingegangen.

2.2.4 Wärme- und Kälteverteilung

Ein Grossteil der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen ist räumlich gebunden oder ortsfest. Letzteres betrifft zum einen Abwärme aus Industrie und Infrastruktur wie Kehrlichtverwertungs- und Abwasserreinigungsanlagen und zum anderen Umgebungswärme aus Boden und Wasser. In welchem Ausmass diese Potenziale genutzt werden können, hängt sowohl von der Wärme- (und Kälte-)nachfrage als auch von der Möglichkeit ab, diese Potenziale über thermische Netze nutzen zu können. Entscheidende Einflussfaktoren dafür sind zum einen die räumliche Struktur und zum anderen die Kosten für die Verteilung der Wärme über die thermischen Netze.

Rein technisch betrachtet, könnten (beinahe) alle Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen werden. Die effektiv nutzbaren Potenziale werden über das Konzept von ansteigenden Grenzkosten der Wärmeverteilung charakterisiert. Wenn höhere Grenzkosten für den Ausbau und Anschluss an die Wärmeverteilung zugelassen werden, erhöht sich der nutzbare Anteil der Potenziale, weil ein zunehmend höherer Anteil des Siedlungsgebiets mit den Potenzialen verbunden werden kann. Über alle Nachfragesektoren ergibt sich bei tiefen Grenzkosten eine Abdeckung von 26 % der Wärmenachfrage. Bei mittleren und hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung erhöht sich dieser Anteil auf über 50% bzw. auf zwei Drittel (vgl. Tabelle 3).

Ein beachtlicher Teil der Nachfrage kann mit Wärmeverteilungskosten von 2 bis 4 Rp/kWh bzw. 4 bis 6 Rp/kWh erschlossen werden. Nur ein kleiner Teil der Gebäude liegt so weit auseinander, dass die unterstellten Grenzkosten tatsächlich in Anspruch genommen werden müssten; die meisten Gebäude liegen in kürzerer Distanz beieinander.

Tabelle 3: Abdeckung der Wärmenachfrage über Wärmenetze

Potenzielle Anteile der Wärmeenergienachfrage innerhalb eines Nah- oder Fernwärmenetzes, nach Segment

Segment	Unterstellte Grenzkosten der Wärmeverteilung		
	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	5 %	28 %	42 %
Mehrfamilienhäuser	26 %	67 %	75 %
Dienstleistung	58 %	82 %	86 %
Industriegebäude	67 %	83 %	85 %
Alle Sektoren	26 %	56 %	65 %

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

2.3 Technologien zur Erreichung der Treibhausgasziele

Die Erreichung der Zielsetzung von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 und der Energieeffizienzfortschritte sind durch einen unterschiedlichen Mix von Technologien möglich. In den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ werden heute bekannte Technologien und keine grundsätzlich neuen Technologien (bzw. Game Changer) unterstellt, um die Robustheit der Zielerreichung zu gewährleisten. Für den Einsatz von bestimmten Technologien ergeben sich neben den oben beschriebenen Potenzialgrenzen (z.B. für erneuerbare Energien) auch Einschränkungen für die Entwicklung des Einsatzes dieser Technologien. Beispielsweise sind der Entwicklung der Wärmedämmung von Gebäuden sowie der Durchdringung von Fahrzeugen mit innovativen Antrieben durch Ersatz- und Sanierungszyklen Grenzen gesetzt, die nicht oder nur unter Inkaufnahme zusätzlicher Kosten beliebig verkürzt werden können. Darüber hinaus spielen Technologiekosten (neben den unter Kapitel 2.1 beschriebenen Energiepreisen) für den Einsatz der Technologien im Hinblick auf möglichst geringe direkte volkswirtschaftliche Kosten im zukünftigen Energiesystem eine zentrale Rolle. Im Folgenden werden die Annahmen zur technologischen Entwicklung und zu den Kosten der für die Erreichung des Treibhausgasziels zentralen Technologien kurz beschrieben.

2.3.1 Gebäudeeffizienz

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme lag im Mittel der Jahre 2015 bis 2019 bei rund 230 PJ, das sind 30 % des gesamten Inlandverbrauchs (Prognos, TEP, Infrac 2020). Aufgrund der wachsenden Bevölkerung (BFS, 2015) und steigenden Zahl an Erwerbstätigen (Ecoplan 2018) nimmt die Wohn- und Nutzfläche weiter zu. Im Zeitraum 2020 bis 2050 wird in den Szenarien eine Zunahme der Energiebezugsfläche von 16 % berechnet. Dennoch kann der Raumwärmeverbrauch wie bereits in den vergangenen Jahren zukünftig weiter reduziert werden. Dies ist im Wesentlichen auf folgende verbrauchsmindernde Faktoren zurückzuführen:

- jährlich werden rund 0.2 % des Bestands abgerissen, Altbauten haben einen vergleichsweise hohen Energieverbrauch,
- die neugebauten Gebäude sind energieeffizienter als Bestandsgebäude und tragen unterproportional zum Verbrauchsanstieg bei,
- die Wärmeerzeuger werden effizienter und reduzieren die Umwandlungsverluste,

- das wärmer werdenden Klima reduziert den Raumwärmebedarf, langfristig um über 10 % (Prognos basierend auf CH2018 2018),⁵
- energetische Sanierungen reduzieren den Wärmebedarf im Gebäudebestand.

Die jährlichen Raten mit welchen die Bauteile Fenster, Aussenwände, Dächer und Böden energetisch saniert werden unterscheiden sich deutlich. Vergleichsweise oft werden Fenster energetisch verbessert (ca. 3 % p. a.), bei Aussenwänden und Böden liegen die energetischen Modernisierungsraten hingegen deutlich unter 1 % p. a. (TEP 2014, 2020b). Aufgrund der tiefen jährlichen Modernisierungsraten, die auch auf die lange Lebensdauer der Bauteile zurückzuführen sind, verringert sich der Wärmebedarf nur langsam. Trotz Förderung und Informationskampagnen konnte die Sanierungsaktivität in den vergangenen Jahren nicht wesentlich angehoben werden, es zeigen sich jedoch gewisse kantonale Unterschiede (TEP 2020b). Bei einer Orientierung an den erfolgreichsten Kantonen und mittels geeigneter energiepolitischer Instrumente könnte die jährlich sanierte Wohnfläche um rund 50 % oder höher angehoben werden.

Ein Grund für die geringe Sanierungsaktivität sind die hohen Investitionskosten und die langen Amortisationszeiten. Um energetische Sanierungen wirtschaftlich zu tätigen, müssen sie im Rahmen ohnehin anfallender Modernisierungszyklen getätigt werden. Bei kleinen Gebäuden sind aufgrund des ungünstigen Verhältnisses von Aussenfläche zu Nutzfläche sowie aufgrund von Fixkosten und Skaleneffekten (Mengenrabatte) die spezifischen Sanierungskosten in der Regel höher als bei grossen kompakten Gebäuden. Die in den Szenarien verwendeten Kostenannahmen beruhen auf einer aktuellen Arbeit von TEP (2020c).

2.3.2 Elektromobilität

Elektromobilität umfasst Mobilität mit batterieelektrischen Fahrzeugen (battery electric vehicles, BEV), Brennstoffzellenfahrzeugen (fuel cell electric vehicles FCEV) und Plug-in-Hybriden (plug-in hybrid electric vehicles PHEV). Bei den neuzugelassenen Personenwagen (PW) steigt der Anteil an BEV seit einigen Jahren stark an. Auch bei den leichten Nutzfahrzeugen (LNF) gibt es bereits einige BEV-Modelle, die mehr und mehr gekauft werden. Bei den schweren Nutzfahrzeugen (SNF) spielen BEV hingegen noch eine kleine Rolle. Einzig bei Stadtbussen und bei Lastkraftwagen (Lkw) für die Feinverteilung steigt die Nachfrage langsam an.

Da pro Jahr weniger als 10 % der gesamten Fahrzeugflotte erneuert wird, dauert es rund 10 Jahre, bis die Anteile an Elektrofahrzeugen in der Neuwagenflotte auch im Bestand beobachtet werden können. Darum muss der Anteil der Elektrofahrzeuge bei den Neufahrzeugen im Szenario ZERO sehr schnell weiter steigen, um im Verkehrsbereich bis 2050 klimaneutral zu werden.

Da viele andere Länder ebenfalls bis 2050 klimaneutral werden wollen, wird aber zumindest bis etwa 2030 die Produktionskapazität für Fahrzeugbatterien dieses Wachstum begrenzen (Benchmark Minerals 2019). Aufgrund der hohen Kaufkraft in der Schweiz gehen wir davon aus, dass die Einführung von BEV und PHEV bei den PW und den LNF deutlich steiler verläuft als die globale Entwicklung der Marktanteile dieser Fahrzeuge an der Neuwagenflotte: Bei PW steigt der Anteil auf rund 28 % im Jahr 2025, 60 % im Jahr 2030 und 100 % ab 2040 (Anteile inkl. FCEV). Bei den

⁵ Wie unter Kapitel 2.2 beschrieben, wird im Szenario WWB eine etwas stärkere Klimaerwärmung unterstellt als im Szenario ZERO. Die Klimaerwärmung im Szenario WWB basiert auf dem Klimaszenario mit begrenzten Klimaschutz (RCP 4.5). Hier verringert sich der Raumwärmebedarf klimabedingt um rund 14 % bis zum Jahr 2050 (ggü. dem Zeitraum 1984 bis 2002). Im Szenario ZERO wird das Klimaszenario mit konsequentem Klimaschutz (RCP 2.6) unterstellt, der Raumwärmebedarf nimmt bis zum Jahr 2050 klimabedingt um rund 11 % ab.

LNF ergeben sich für diese Stichjahre Anteile von 18 %, 42 % und 99 % (Anteile ebenfalls inkl. FCEV). Ab 2050 werden bei PW und LNF nur noch neue BEV und FCEV verkauft.

Bei den SNF sollen in den nächsten 5 Jahren vermehrt FCEV in den Markt kommen. BEV werden sich in diesem Segment langsamer entwickeln als bei den PW, weil die schwere Batterie und die limitierte Reichweite dieser Fahrzeuge bei SNF ein relevanteres Problem darstellen. So sollen 2030 je rund 4 % der Neufahrzeuge BEV und PHEV sein. Hingegen sollen bereits 2025 8 % der neuen SNF FCEV sein. Bis 2050 steigt der Anteil der FCEV auf 19 %, die BEV tragen dann 28 % der Neufahrzeuge bei.

Elektrofahrzeuge sind heute in der Anschaffung etwa um die Batteriekosten teurer als vergleichbare Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Da bei Batteriekosten eine immer noch starke Reduktion durch Skalen- und Lerneffekte erwartet wird (IEA 2020) und da auch die Produktion von Elektrofahrzeugen noch stark von diesen Effekten profitieren kann, erwarten wir, dass bei PW und LNF ab Mitte bis Ende der 20er Jahre die Fahrzeugpreise für BEV günstiger sein werden als für vergleichbare Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Bei SNF dürfte das noch etwa 10 Jahre länger dauern. PHEV und FCEV werden in der Anschaffung hingegen teurer bleiben als Verbrenner.

Für Betrieb und Unterhalt fallen bei Elektrofahrzeugen hingegen geringere Kosten an als für konventionelle Fahrzeuge. In Bezug auf die Lebenszykluskosten sind die BEV-PW heute in der Regel noch teurer als konventionellen PW.⁶ Durch die oben beschriebene Kostendegression bei den Batterien werden die Lebenszykluskosten von BEV-PW aber schon bald tiefer liegen als diejenigen von PW mit Verbrennungsmotoren. Ähnliches gilt bei den SNF.

2.3.3 Dezentrale elektrische Wärmepumpen

Im Jahr 2019 waren knapp 300 Tsd. Wärmepumpen-Heizungen in Betrieb (Werte ohne reine Warmwassererzeuger; BFE 2020a). Seit ein paar Jahren übertreffen die jährlichen Absatzzahlen von Wärmepumpen diejenigen von Gas- und Heizölheizungen. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 23.9 Tsd Wärmepumpenheizungen verkauft und knapp 7 Tsd. Wärmepumpen zur Warmwassererzeugung (GebäudeKlima Schweiz 2020). Der Anteil von Wärmepumpen ist insbesondere bei Neubauten sehr hoch. Bei neuen Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) lag 2019 der Anteil bei über 85%, aber auch bei Mehrfamilienhäusern (MFH) bei rund 65 % (Wüest & Partner 2020). Mit zunehmender Zahl an betriebenen Wärmepumpen steigt die Bedeutung an der Wärmeversorgung. Im Szenario ZERO wird die Wärmepumpe bis zum Jahr 2050 zum wichtigsten Heizsystem in Gebäuden.

Es gibt verschiedene Wärmepumpentechnologien, die sich u. a. in der genutzten Wärmequelle (Aussenluft, Boden bzw. Geothermie, Wasser), des Kältemittels, der Art der Aufstellung des Wärmetauschers und die Betriebsweise (mit oder ohne Heizstab) unterscheiden. Die Effizienz ist hauptsächlich abhängig von der technischen Güte der Anlage (Gütegrad) und der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke. Entsprechend ist die Effizienz grundsätzlich höher in Neubauten, da hier tiefere Vorlauftemperaturen benötigt werden als in (unsanierten) Bestandsbauten. Aktuelle Feldmessungen des BFE zeigen, dass im Gebäudebestand in Anhängigkeit des Sanierungszustands (saniert, unsaniert) und der genutzten Wärmequelle (Luft, Boden) im Mittel

⁶ Je nachdem welche Fahrzeuge, bzw. Fahrzeugkategorien verglichen werden und welche Energiepreise unterstellt werden, können bereits heute (2020) bei BEV-PW teilweise tiefere Lebenszykluskosten ausgewiesen werden. Da die BEV-PW insbesondere tiefere Betriebskosten aufweisen, sind sie in Bezug auf die Lebenszyklus dann vorteilhaft, wenn die Fahrleistung hoch ist.

Jahresarbeitszahlen zwischen 2.8 bis 4.6 erreicht werden (EnergieSchweiz 2019).⁷ Bei Neubauten werden bei Luftwärmepumpen im Mittel Jahresarbeitszahlen (JAZ) von rund 3.5 erreicht, bei Sole-Wärmepumpen lag die durchschnittliche JAZ bei annähernd 5 (jeweils für Raumwärme und Warmwasser). Zukünftig können noch deutlich höhere Effizienzwerte erwartet werden, zum einen, weil die technische Güte der Anlagen weiter ansteigt (Gütegrad), zum anderen aufgrund des zusehends höheren Effizienzstandards der Gebäude, welcher einen Betrieb mit tieferen Vorlauftemperaturen ermöglicht. Bis zum Jahr 2050 können bei Neubau im Mittel JAZ-Werte von etwa 5.5 bis 7.5 und im Altbau von etwa 4 bis 6 erreicht werden (NTB 2019; HSLU 2019). Der für den Verbrauch relevante Wärmenutzungsgrad, welcher auch die Zusatzverbraucher berücksichtigt (Pumpen, Heizstab), ist in der Regel 10-15 % tiefer als die JAZ. In den Szenarien wird langfristig ein bedeutender Anteil der elektrischen Wärmepumpen „flexibel“ gesteuert: Der Betrieb der Wärmepumpen wird dem Angebot an fluktuierender Stromerzeugung aus PV und Wind angepasst.

Wärmepumpen sind bei der Anschaffung je nach Anwendungsfall teurer als Öl- oder Gasheizungen. Vor allem bei Substitutionen und bei grossen Gebäuden ergeben sich durch Umrüstkosten zusätzliche Kosten. Die Mehrkosten für Luft-Wasser-Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen liegen bei Einfamilienhäusern bei rund 10 Tsd. CHF, bei Mehrfamilienhäusern im Mittel bei rund 30–60 Tsd CHF (abgeleitet aus TEP 2020c). Aufgrund der erwarteten stärkeren Kostendegression bei Wärmepumpen (Lernkurveneffekte) verringern sich die Mehrkosten bis 2050 um rund 60 %. Den höheren Anschaffungskosten stehen geringere laufende Energie- und Unterhaltskosten gegenüber. Diese Kosten sind bei Wärmepumpen u. a. in Abhängigkeit der unterstellten Energiepreise 40 % bis 60 % tiefer als bei Öl- oder Gasheizungen. Sole-Wasser-Wärmepumpen haben aufgrund der Bohrkosten höhere Investitionskosten als Luft-Wasser-Wärmepumpen. Dies wird (teilweise) kompensiert durch die tieferen Energiekosten (aufgrund der höheren Effizienz).

2.3.4 Strom- und zentrale Wärmeerzeugung

Die herangezogenen Informationen zu den relevanten Technologien der Stromerzeugung beruhen auf mehreren Quellen.

Für die Informationen zu Wasserkraftwerken wird einerseits auf Informationen aus der Statistik der Wasserkraftanlagen WASTA (BFE 2018) und andererseits auf weitere öffentlich verfügbare Informationen zu Kraftwerksdaten (z.B. zu den Speichervolumina und Anlagenschemata) zurückgegriffen. Daten zum Wasserabfluss in die Speicher beruhen auf verfügbaren Studien zu Wasserregimen der Schweiz (BAFU 2010) bzw. öffentlich verfügbaren Wasserabflussdaten des BAFU (2018). Die Kostendaten zu Wasserkraftwerken beruhen im Wesentlichen auf den Datengrundlagen der Energieperspektiven 2050 (BFE 2012) sowie öffentlichen Informationen von Kraftwerksbetreibern. Auch Informationen zu Kernkraftwerken beruhen auf statistischen Daten bzw. öffentlich verfügbaren Daten der Kraftwerksbetreiber. Die Kostengrundlagen wurden auch hier auf Basis der Datengrundlagen der Energieperspektiven 2050 (BFE 2012) abgeleitet.

Informationen zur Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der erneuerbaren Stromerzeugung beruhen grösstenteils auf Studien des PSI (2017 bzw. 2019). Datengrundlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung unter Einsatz von fester und gasförmiger Biomasse wurden auf Basis der Daten aus den Energieperspektiven 2050 aktualisiert und mit dem BFE abgestimmt. Energiekosten für Biomasse wurden im Wesentlichen aufgrund der Studie des WSL (2017) abgeleitet. Für die Fortschreibung der Kosten wurden eigene Annahmen getroffen. Die

⁷ Die Jahresarbeitszahl kann bei Wärmepumpen als Mass für die Effizienz verwendet werden, sie gibt das Verhältnis der über ein Jahr erzeugten Wärmemenge zur eingesetzten Strommenge an.

Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der reinen Wärmeerzeugung durch Grosswärmepumpen und Geothermieanlagen beruht auf Daten aus internationalen Studien (z.B. EU 2019), welche für die Schweiz adaptiert wurden.

2.3.5 Strombasierte Energieträger (PtX)

Die Annahmen zu strombasierten Energieträgern (u. a. Power-to-Liquid (PtL), Power-to-Methan (PtMethan) und strombasiertem Wasserstoff (PtH₂)⁸) beruhen auf einer aktuellen Studie zur Technologie- und Kostenentwicklung von strombasierten Energieträgern (Prognos 2020), welcher eine breite Analyse der verfügbaren Literatur zugrunde liegt. Im Rahmen der Studie wurden unterschiedliche Herstellungspfade für Wasserstoff und weitere strombasierte Energieträger untersucht und die relevanten Annahmen dargelegt.

Die Ermittlung der inländischen Wasserstoffpreise erfolgt auf Basis der Herstellungspotenziale an Standorten grosser Laufwasserkraftwerken. Bestimmt wird das Herstellungspotenzial durch Heranziehung der stündlichen Grosshandelsstrompreise. Für die Wasserstoffproduktion wurde ein Strombezugspreis von 4 Rp./kWh, der in etwa den Stromgestehungskosten dieser Laufwasserkraftwerke entspricht, unterstellt. Das Potenzial zur inländischen Wasserstoffproduktion ergibt sich dem Einspeiseprofil der Laufwasserkraft und aus den Zeiten, wenn der Grosshandelsstrompreis unterhalb dieser 4 Rp/kWh liegt. Hieraus ergeben sich Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure, die wiederum den inländischen Herstellungspreis von Wasserstoff bestimmen.

Für die Importmengen an Wasserstoff und weiteren strombasierten Energieträgern wie Methan oder flüssiger Kohlenwasserstoffe wurde unterstellt, dass ein Import dieser Energieträger geographisch aus der MENA Region erfolgt. Hierbei wurde sowohl die Transportentfernung berücksichtigt, als auch aktuelle Preisunterschiede zwischen dem europäischen und Schweizer Markt. Basis für diese Preisunterschiede bilden die historischen Daten der Eidgenössischen Zollverwaltung.

2.3.6 Negativemissionstechnologien

Für die Annahmen zu Negativemissionstechnologien wird einerseits auf eine umfassende Literaturrecherche und andererseits auf Experteninterviews zurückgegriffen. Bei der Literaturrecherche wurde insbesondere auf die internationalen Kostenentwicklungen und auf Potenziale der unterschiedlichen Technologien fokussiert (stellvertretend Fuss et al. 2018 und Stiftung Risikodialog 2019). Insgesamt fanden darüber hinaus Gespräche mit Experten aus der Forschung und der Industrie zum Einsatz von CCS bei Kehrrechtverwertungsanlagen (KVA) und in der Zementindustrie sowie zum Einsatz von Pflanzkohle statt.

Die Annahmen sind so getroffen, dass ein realistischer Hochlauf der Negativemissionstechnologien bis zum Jahr 2050 möglich ist. Dafür werden ab dem Jahr 2033 erste CO₂-Punktquellen mit CO₂-Abscheideanlagen ausgestattet. Insgesamt werden bis 2050 ein Grossteil der Kehrrechtverwertungsanlagen und grössere Biomassekraftwerke sowie in der Industrie alle Zementwerke sowie grosse Chemie- und Stahlwerke mit CO₂-Abscheideanlagen ausgestattet. Dazu wird im Inland eine Transportinfrastruktur zuerst per Zug und später per Pipeline sowie perspektivisch auch eine Pipelineinfrastruktur im Ausland unterstellt. Für die unterirdische Speicherung des CO₂ wird ab 2040 eine Speicherkapazität in der Schweiz angenommen, die bis 2050 auf 3 Mt CO₂ pro Jahr

⁸ Power-to-Gas (PtG) kann sowohl synthetisches Methan als auch strombasierten Wasserstoff umfassen. Um dies eindeutig unterscheiden zu können, wird der Wasserstoff jeweils separat ausgewiesen.

ausgebaut wird. Im Ausland wird eine wesentlich grössere Speicherkapazität offshore und on-shore angenommen, wobei die Offshorepotenziale mit erster Priorität genutzt werden. Im Ausland wird zusätzlich CO₂ Abscheidung aus der Atmosphäre mittels Direct Air Capture angenommen, um die inländischen Restemissionen zu kompensieren. Als Ergänzung zu CCS werden auch Negative-missionen durch Pflanzenkohle betrachtet, wobei die unterirdische Lagerung entfällt. Allerdings fallen die Mengen an Pflanzenkohle aufgrund des limitierten Biomassepotenzials bis 2050 noch sehr begrenzt aus.

Die Kostenentwicklungen der einzelnen Technologien beruhen auf den Ergebnissen von Literatur-recherchen und eigenen Berechnungen. Für Abscheidetechnologien wird dabei langfristig von etwa einer Halbierung der Kosten ausgegangen. Für die CO₂-Abscheidung ergeben sich im Jahr 2050 je nach Technologie (Oxyfuel oder Post Combustion) leicht unterschiedliche spezifische Kosten, die jeweils knapp unter 100 CHF/t CO₂ liegen. Bei dem CO₂ Transport unterscheiden sich die Kosten vor allem nach den Transportmodi (Zug oder Pipeline). Für den Transport mit dem Zug, der für die Schweiz angenommen wurde, liegen die Kosten im Jahr 2050 bei rund 34 CHF/t CO₂. Bei der Speicherung von CO₂ in der Schweiz werden Kostenreduktionen um rund einem Drittel auf rund 30 CHF/t CO₂ angenommen. Für alternative Kompensationsmassnahmen wie Pflanzenkohle im Inland werden Kosten von 150 CHF/t CO₂ in 2050 im Jahr 2050 angenommen. Die Kosten für Direct Air Capture (DAC) im Ausland sinken von über 900 CHF/t CO₂ im Jahr 2020 auf rund 270 CHF/t CO₂ im Jahr 2050.

2.4 Infrastruktur

Für die Energieinfrastruktur (Gasnetze, Stromnetze, Fernwärmenetze und Mineralölinfrastruktur) werden in den Energieperspektiven 2050+ die sich zukünftig ergebenden Kapitalkosten und Betriebskosten berücksichtigt. Es erfolgt jedoch keine detaillierte Modellierung des Transports der Energieträger und möglicher Einschränkungen im Transport. Dies ist insbesondere für den Stromsektor relevant. Bei der Fernwärme wurde die Verteilung der Wärme zu den Gebäuden und die damit verbundenen Kosten explizit auf Basis der räumlichen Energieanalysen modelliert (Kapitel 2.2.4).

In der Strommarktmodellierung werden grenzüberschreitende Netzrestriktionen zwischen den modellierten Ländern abgebildet. Diese werden über einen NTC-Ansatz auf Basis vorliegender Daten der ENTSO-E (TYNDP 2018) exogen vorgegeben. Landesinterne Netzrestriktionen werden jedoch nicht betrachtet. Für Analysen zu den Effekten auf den verschiedenen Ebenen des Übertragungs- und Verteilnetzes sind weiterführende Studien geplant (z.B. Aktualisierung der System Adequacy-Studie für die Schweiz), die auf den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ beruhen.

Für die Bewertung der Kosten der Energieinfrastruktur werden Inputs aus vorliegenden Studien verwendet. Für die Bewertung der Kosten des Stromnetzes wird eine Studie von Consentec (2015 bzw. Aktualisierung 2017) zur Entwicklung der Netzkosten unter Berücksichtigung der Energie-strategie 2050 und der Strategie Stromnetze verwendet. Daraus werden spezifische Kosten in Bezug auf die installierte Leistung an erneuerbaren Energien und die (inflexible) Spitzenlast gebildet. Auf Basis dieser spezifischen Kosten werden die Kosten für die Stromnetzinfrastruktur in den verschiedenen Szenarien abgeschätzt. Dabei werden sowohl die Kosten für das Übertragungs-netz, als auch für das Verteilnetz abgebildet.

2.5 Ausland

Abgesehen vom Stromsektor erfolgt im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ keine explizite Modellierung des (europäischen) Auslands. In den Szenarien wird jedoch unterstellt, dass insbesondere im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO kein Alleingang der Schweiz erfolgt, sondern global eine ambitionierte Reduktion der Treibhausgasemissionen angestrebt und erreicht wird. Dies äussert sich in den Annahmen zu den internationalen Energiepreisen, aber auch zur unterstellten Klimaentwicklung in den Szenarien. Entsprechend wird auch im Szenario WWB global eine konsistente Entwicklung unterstellt.

Dies zeigt sich auch in den Annahmen zur Entwicklung des europäischen Auslands im Stromsektor. Im Szenario ZERO werden für den Stromsektor Annahmen getroffen, die sich kurz- bis mittelfristig an den Nationalen Energie- und Klimaplänen der EU (European Commission 2020) orientieren, im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto Null im Jahr 2050 aber darüber hinausgehen. Entsprechend sind die Entwicklungen auch ambitionierter als die (zum Start der Szenarienrechnungen) vorliegenden Szenarien der ENTSO-E (TYNDP 2018⁹). Davon betroffen sind insbesondere Annahmen zur Entwicklung des Strombedarfs, zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten.

Im Vergleich zu den vorhandenen Szenarien der ENTSO-E (2018) wird ein höherer Anstieg des Stromverbrauchs durch eine stärkere Elektrifizierung des Gebäudesektors, des Verkehrs, des Industriesektors und der Erzeugung von strombasierten Energieträgern unterstellt. Damit ist auch ein höherer Ausbau erneuerbarer Energien zur Deckung des Strombedarfs notwendig.

Gleichzeitig kommt es zu einem beschleunigten Kohleausstieg, der in den Nachbarländern der Schweiz bereits bis Mitte der 2030er Jahre vollständig umgesetzt ist. Darüber hinaus kommt es in den Nachbarländern der Schweiz zu einem kontinuierlichen Rückgang der Kapazitäten an Kernkraftwerken. In Frankreich werden diesbezüglich die kommunizierten Ziele für die Reduktion der Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2035 in Betracht gezogen.

Für die Import- und Exportbeziehungen mit den Nachbarländern im Stromsektor wird die Umsetzung des Stromabkommens oder eines vergleichbaren Abkommens unterstellt, sodass der Stromaustausch weiterhin gewährleistet ist und das Stromsystem der Schweiz international gut eingebunden bleibt. Die Annahmen zum Netzausbau für die grenzüberschreitenden Stromleitungen resultieren aus dem TYNDP 2018 der ENTSO-E (2018).

⁹ Der aktuell in Arbeit befindliche TYNDP 2020 der ENTSO-E konnte für die Szenarienrechnungen nicht mehr berücksichtigt werden. Die im Szenario ZERO Basis unterstellte Entwicklung im europäischen Ausland weist im Vergleich dazu insbesondere einen höheren Ausbau an Photovoltaik-Anlagen, einen leicht tieferen Ausbau an Windkraftanlagen und einen höheren Anstieg des Stromverbrauchs auf.

3 Ergebnisse Endenergieverbrauch

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Energienachfragesektoren zusammengefasst. Dabei wird zuerst das Szenario ZERO Basis dargestellt. Anschliessend erfolgt ein Vergleich mit den weiteren Varianten des Szenarios ZERO.

3.1 Szenario ZERO Basis

3.1.1 Endenergieverbrauch

Endenergieverbrauch gesamt

Der gesamte inländische Endenergieverbrauch¹⁰ wird in der Basisvariante des Szenarios ZERO bis 2050 auf rund 523 PJ reduziert, was einer Reduktion um 31 % gegenüber dem Jahr 2019 entspricht. Der Endenergieverbrauch pro Kopf sinkt damit auf 51 GJ/Einwohner. Im Vergleich liegt der Endenergieverbrauch im Szenario WWB im Jahr 2050 bei 615 PJ (minus 19 % ggü. 2019) und rund 60 GJ/Einwohner.

Tabelle 4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Szenarien ZERO Basis und WWB

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Summe Inland in PJ	783	757	718	672	627	583	549	523
	pro Kopf in GJ/Einwohner	109	88	79	71	64	58	54	51
	pro BIP in MJ/CHF	1.5	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5
WWB	Summe Inland in PJ	783	757	737	710	683	657	634	615
	pro Kopf in GJ/Einwohner	109	88	81	75	70	66	62	60
	pro BIP in MJ/CHF	1.5	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6

ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

| eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Verwendungszwecken und Sektoren

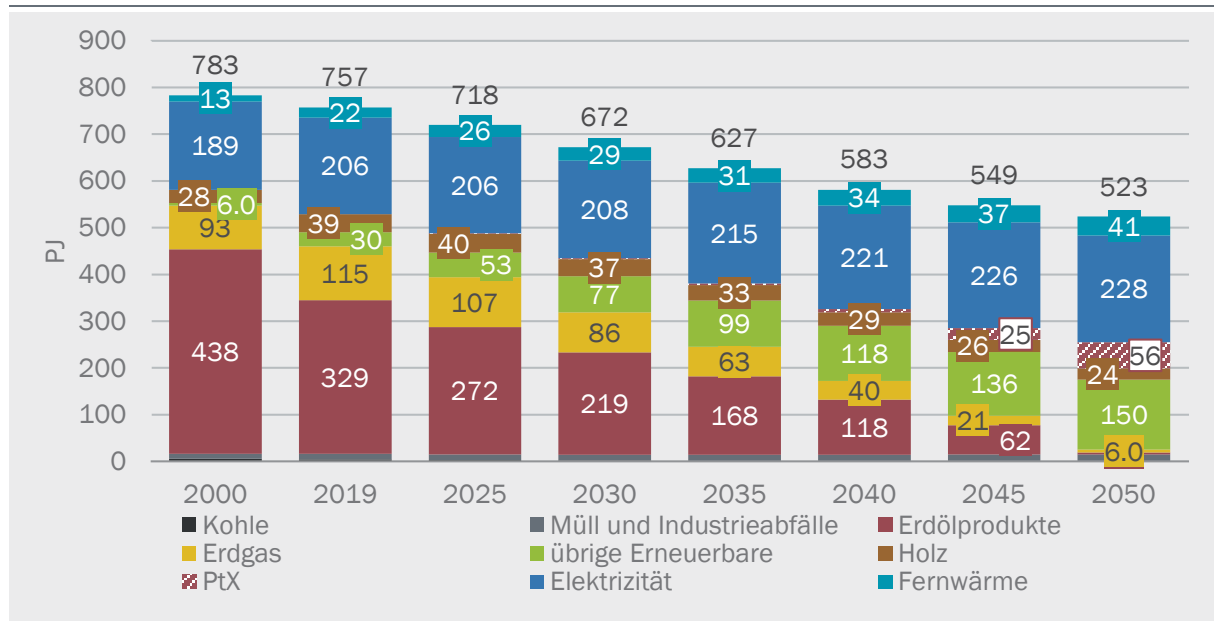
Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 7 dargestellt. Der Verbrauch fossiler Energieträger sinkt bis 2050 deutlich, während sowohl der Elektrizitätsverbrauch als auch der Verbrauch von Fernwärme deutlich ansteigt. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil von Elektrizität am gesamten Endenergieverbrauch rund 43 %. Daneben

¹⁰ ohne int. Flugverkehr, inkl. Landwirtschaft

steigt der Verbrauch erneuerbarer Energieträger (insb. Umweltwärme und Biomasse) und es kommt langfristig zu einer stärkeren Durchdringung von strombasierten Energieträgern (PtX). Diese werden im Szenario ZERO Basis ausschliesslich im Verkehrssektor eingesetzt.

Abbildung 7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern

Inlandverbrauch ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, Szenario ZERO Basis, in PJ



PtX: strombasierte Energieträger

übrige Erneuerbare: Biogas/Biomethan, Biotreibstoffe, Solarwärme, Umweltwärme und Abwärme

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

In allen Sektoren kommt es langfristig im Szenario ZERO Basis zu einem Rückgang des Endenergieverbrauchs im Vergleich zum Jahr 2000. Besonders deutlich ist der Rückgang im Verkehrssektor, der Rückgang beträgt im Zeitraum 2019 bis 2050 mehr als 40 %. Dies ist vor allem auf die Durchdringung von Elektrofahrzeugen und die höhere Effizienz der elektrischen Antriebe zurückzuführen. Neben der Durchdringung von Elektrofahrzeugen sinkt der Endenergieverbrauch auch durch Effizienzmassnahmen bei Gebäuden, Prozessen, Anlagen und Geräten. Effizienzsteigerungen sind von hoher Bedeutung für das Gesamtsystem, da damit der Anstieg des Verbrauchs von Elektrizität und Biomasse beschränkt werden kann. Dies ist hinsichtlich der Versorgungssicherheit im Stromsektor und der Einhaltung der Potenzialgrenzen des Biomasse-Einsatzes von hoher Bedeutung.

Tabelle 5: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis, in PJ

Szenario	Energieträger	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Kohle	6	4	3	2	1	0	0	0
	Erdölprodukte	438	329	272	219	168	118	62	4
	davon Erdöltreibstoffe	230	217	195	167	133	96	50	0
	Erdgas	93	115	107	86	63	40	21	6
	Müll und Industrieabfälle	10	12	12	12	13	14	15	15
	Holz	28	39	40	37	33	29	26	24
	übrige Erneuerbare	6	30	53	77	99	118	136	150
	Elektrizität	189	206	206	208	215	221	226	228
	Fernwärme	13	22	26	29	31	34	37	41
	PtX	0	0	1	2	4	7	25	56
	davon PtL	0	0	0	0	0	0	13	40
	Summe Inland	783	757	718	672	627	583	549	523
WWB	Summe Inland	783	757	737	710	683	657	634	615

PtL: strombasierte flüssige Energieträger

ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

übrige Erneuerbare: Biogas, Biomethan, Biotreibstoffe, Solarwärme, Umweltwärme und Abwärme

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

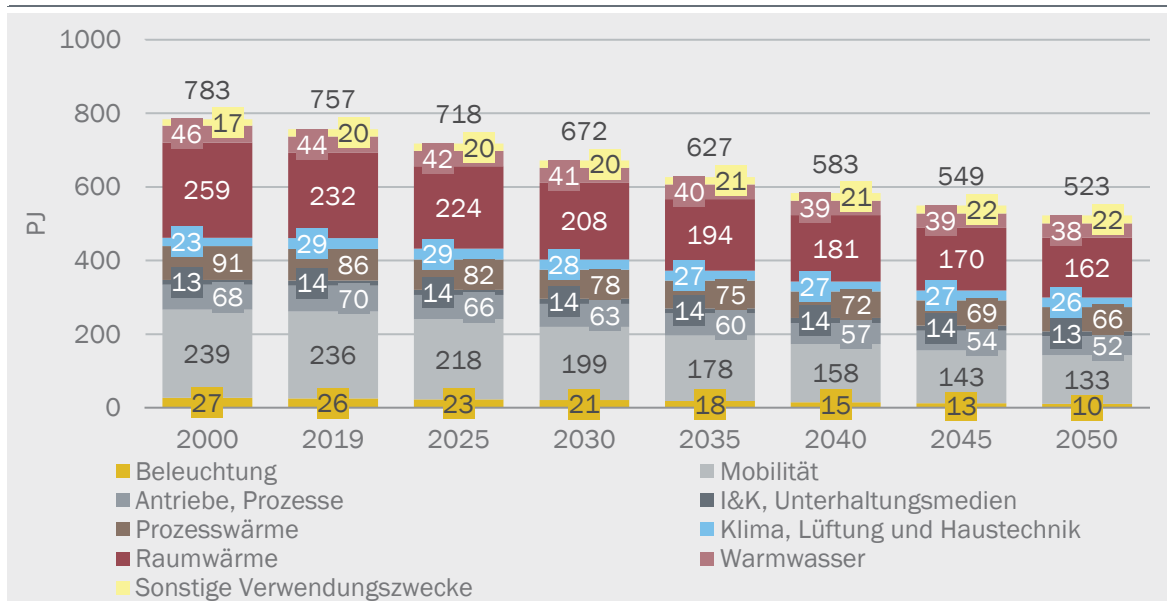
Zu begründen sind diese Entwicklungen wie folgt: Elektrofahrzeuge weisen langfristig tiefere Gesamtkosten auf als Fahrzeuge mit konventionellen Antrieben. Aufgrund auch langfristig hoher Energiepreise für strombasierte Energieträger (wie Wasserstoff oder PtL) dominieren im PW-Bereich batterieelektrische Fahrzeuge die Fahrzeugflotte im Jahr 2050. Daneben kommt es im Verkehrssektor in einzelnen Anwendungsbereichen (z.B. im schweren Güterverkehr) zu einem Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen. Wärmepumpen sind effizient, emittieren keine (direkten) THG-Emissionen und die Investitionskosten gehen im Zeitverlauf deutlich zurück. Sie sind daher für die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gebäudebereich von hoher Bedeutung. Daneben kommt es aufgrund von ortsfesten und ortsgebundenen Potenzialen erneuerbarer Energie, die zu relativ tiefen Kosten in die Wärmenetze integriert werden können, auch zu einem Ausbau der Wärmenetze und damit einhergehend zu einem Anstieg des Einsatzes von Nah- und Fernwärme für die Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser. Im Industriesektor ist vor allem bei der Prozesswärme mit hohen Temperaturniveaus ein deutlicher Anstieg des Einsatzes von Biomasse (insb. Biogas) notwendig, um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Für die Bereitstellung dieser hohen Temperaturniveaus sind nur wenige Alternativen vorhanden.

Am meisten Energie wird im Jahr 2019 für die Verwendungszwecke Raumwärme und Mobilität aufgewendet (Abbildung 8). Die Steigerung der Energieeffizienz durch energetische Sanierungen und den Umstieg auf Wärmepumpen und Elektro-PW senken den Energieverbrauch für Raumwärme und Mobilität im Zeitraum 2019 bis 2050 deutlich ab: Raumwärme minus 30 %, Mobilität

minus 44 %. Dennoch wird auch im Jahre 2050 für diese beiden Verwendungszwecke am meisten Energie verbraucht. Am stärksten rückläufig ist der Verbrauch für die Beleuchtung (minus 60 %). Nur eine geringe Abnahme zeigt sich im Zeitraum 2019 bis 2050 bei I&K, Unterhaltungsmedien (minus 5 %) und im Bereich Klima, Lüftung und Haustechnik (minus 10 %).

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken

Inlandverbrauch ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, Szenario ZERO Basis, in PJ



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

i

Internationaler Flugverkehr

Die dargestellten Ergebnisse beinhalten den Energieverbrauch der nationalen Flüge und der Flüge des Militärs, nicht aber des internationalen Flugverkehrs. Letzterer wurden mitberechnet, ist aber bezüglich der Systemgrenze nicht direkt vergleichbar mit dem Verbrauch und den Emissionen der übrigen Verkehrsträger. Generell werden in den Energieperspektiven die inländischen Energieverbräuche und Emissionen ausgewiesen. Bei den internationalen Flügen wird hingegen vom inländischen Treibstoffabsatz ausgegangen. Konkret betrachten wir den Kerosinabsatz auf den Flughäfen Zürich und Genf – also auf den Landesflughäfen der Schweiz ohne Basel-Mulhouse, der zu Frankreich gezählt wird – als den Energiebedarf des Internationalen Flugverkehrs aus Schweizer Sicht.

Für die Jahre bis (und mit) 2017 werden die ex-post bestimmten Energieverbräuche verwendet. Danach wird die Entwicklung des Energieverbrauchs anhand einer Prognose der Passagierzahlen (bis 2030 gemäss intraplan 2015, danach parallel zur Entwicklung der Bevölkerung), unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung der Flüge in Bezug auf die Passagierzahlen, fortgeschrieben. Die Effizienzsteigerung kommt zustande

durch technische Verbesserungen an den Flugzeugen aber auch durch eine Erhöhung der Auslastung und durch den Einsatz von grösseren Flugzeugen. Zwischen 2017 und 2020 wurde für alle Szenarien ein Wert von 0.57 % pro Jahr angesetzt (tiefer Wert im Umweltreport der International Civil Aviation Organization (ICAO)). Dieser Wert wird im Szenario WWB auch bis 2050 weiterverwendet. In den ZERO-Szenarien wird ab 2020 bis 2050 von einer jährlichen Effizienzsteigerung von 2 % ausgegangen. Dieser Wert entspricht dem sehr ambitionierten «aspirational Goal» der ICAO.

Tabelle 6: Passagieraufkommen, Verkehrsleistung, Treibstoffverbrauch und THG-Emissionen von internationalen Flügen

	Einheit	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
abfliegende Passagiere	Mio.	n.a.	58	71	81	85	87	88	89
Verkehrsleistung*	Mrd. pkm	n.a.	62	75	86	91	93	94	95
ZERO									
Basis									
Treibstoffe	PJ	64	78	80	83	79	73	67	61
davon Kerosin	PJ	64	78	80	83	78	71	65	0
Biotreibstoffe	PJ	0	0	0	0	1	1	2	2
PtKerosin	PJ	0	0	0	0	0	0	0	59
THG-Emissionen	Mt CO ₂ eq	4.7	5.7	5.9	6.1	5.7	5.2	4.8	0.0
WWB									
Treibstoffe	PJ	64	78	87	97	100	99	97	96
davon Kerosin	PJ	64	78	87	97	99	97	94	93
Biotreibstoffe	PJ	0	0	0	0	1	2	3	3
PtKerosin	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
THG-Emissionen	Mt CO ₂ eq	4.7	5.7	6.4	7.1	7.2	7.1	6.9	6.8

* Die Verkehrsleistung ist abgeschätzt über den Energieverbrauch und einen spezifischen Emissionsfaktor aus ecoinvent 3.5

eigene Darstellung

Zum Anteil an Biotreibstoffen im internationalen Luftverkehr ab der Schweiz wird im Szenario WWB angenommen, dass er zwischen 2030 und 2045 kontinuierlich auf 3 % steigt und dann konstant bleibt. PtKerosin wird im Szenario WWB nicht eingesetzt. Im den ZERO-Szenarien entwickelt sich der Biotreibstoffanteil gleich wie in WWB. Hier kommen aber ab 2045 PtKerosin zu Einsatz. Ihr Anteil wird bis 2050 auf 97% gesteigert, so dass kein fossiles Kerosin mehr benötigt wird.

Tabelle 6 stellt die Entwicklungen des unterstellten Passagieraufkommens, des Energiebedarfs sowie der THG-Emission zusammen. Bei den THG-Emissionen ist zu beachten, dass sämtliche «nicht-CO₂-Effekte» des Fliegens, die sich auf den Klimawandel auswirken, nicht berücksichtigt sind. Gemäss aktuellem Forschungsstand liegen die nicht-CO₂-bedingten Effekte in derselben Grössenordnung wie die Wirkung der CO₂-Emissionen (Cox und Althaus 2019). Ebenfalls anzumerken ist, dass die Schweiz sich im Rahmen der CORSIA-Vereinbarung (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) zu einem klimaneutralen Wachstum der internationalen Luftfahrt ab dem Jahr 2020 verpflichtet hat. In diesem Rahmen werden ab 2021 die Emissionen, die über dem Wert von 2019¹¹ liegen, kompensiert. Auch ist der Aviatik Bereich neu Teil des Europäischen Emissionshandelssystems. Da es sich bei beiden Systemen aber um Kompensationen ausserhalb des Sektors und möglicherweise auch ausserhalb der Schweiz handelt, können sie in der Logik der Energieperspektive nicht mit den Emissionen verrechnet werden.

3.1.2 Endenergieverbrauch Elektrizität

Elektrizitätsverbrauch gesamt und nach Verwendungszwecken

Der gesamte Elektrizitätsverbrauch in den Nachfragesektoren¹² steigt im Szenario ZERO Basis bis 2050 auf 228 PJ (63.2 TWh), was einem Anstieg um knapp 11 % gegenüber dem Jahr 2019 entspricht. Die Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs ist hauptsächlich auf die Zunahme beim Verwendungszweck Mobilität zurückzuführen. Dieser Verbrauch erhöht sich im Zeitraum 2019 bis 2050 um rund 50 PJ (13.8 TWh; Abbildung 9). Der Bestand an Batterieelektrischen-PW beträgt dabei im Jahr 2050 rund 3.6 Mio. Fahrzeuge.

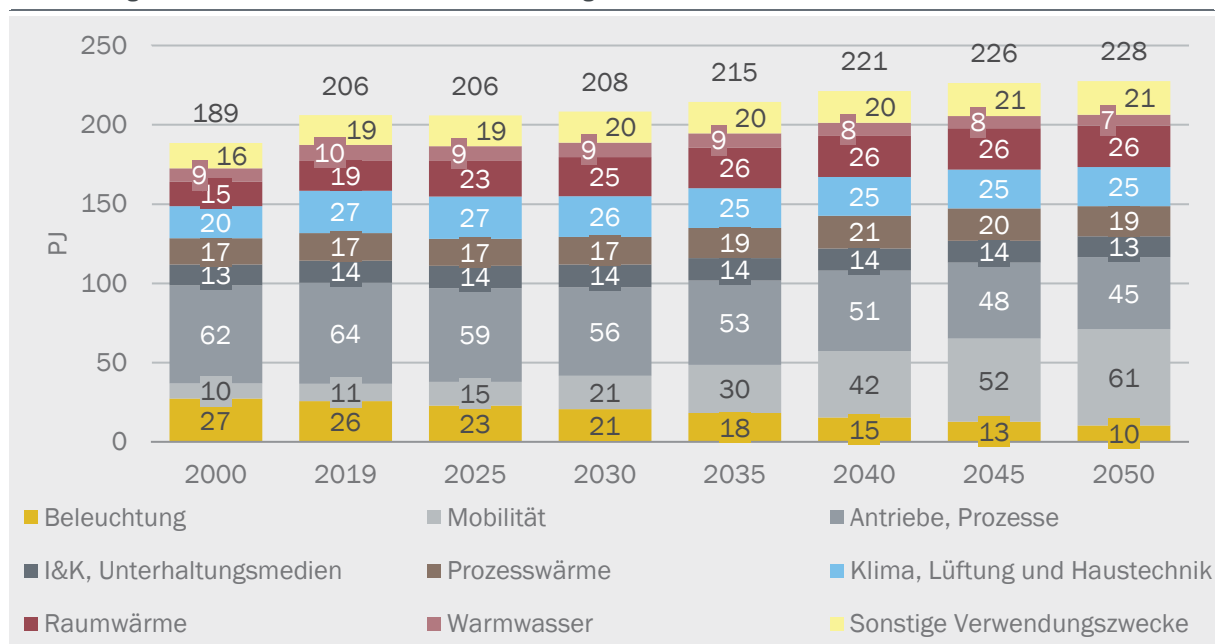
Trotz des starken Anstiegs der elektrischen Wärmepumpen, im Jahr 2050 sind rund 1.5 Mio. Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme im Einsatz, erhöht sich der Stromverbrauch für Raumwärme im Zeitraum 2019 bis 2050 lediglich um 7.2 PJ (2 TWh). Dies ist neben Effizienzmassnahmen an den Gebäudehüllen und den effizienter werdenden Wärmepumpen insbesondere auch auf den Ersatz konventioneller Stromdirektheizungen und Elektroboiler zurückzuführen.

¹¹ Geplant war die Verwendung des Durchschnitts der Jahre 2019 und 2020 als Baseline. Aufgrund des Einbruchs in 2020, der durch die Corona-Pandemie verursacht wurde, wurde das Bezugsjahr auf 2019 geändert.

¹² Darin nicht enthalten ist der Elektrizitätsverbrauch, der sich darüber hinaus im Sektor Energieumwandlung ergibt. Im letzteren enthalten sind der Elektrizitätsbedarf der Speicherpumpen der Wasserkraftwerke, der Grosswärmepumpen im Fernwärmenetz, der Elektrolyseure zur inländischen Erzeugung von Wasserstoff und der Strom Einsatz in den CCS-Anlagen.

Abbildung 9: Elektrizitätsverbrauch nach Verwendungszwecken

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauch nach Verwendungszwecken im Szenario ZERO Basis, in PJ



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Die grössten Verbrauchsrückgänge zeigen sich bei der Beleuchtung (minus 15.3 PJ; minus 4.3 TWh) und bei Antrieben und Prozessen (minus 18.2 PJ; minus 5 TWh; darin enthalten sind u. a. Haushaltsgrossgeräte wie Kühlschränke und Waschmaschinen). Aufgrund des wärmer werdenden Klimas steigen der Kühlbedarf und der damit verbundene Elektrizitätsbedarf für Klimakälte an. Hingegen nehmen die Verbräuche für die Lüftung und für die Hilfsenergie von Heizungen aufgrund von Effizienzmassnahmen ab, so dass sich der Verbrauch der Kategorie Klima, Lüftung und Haustechnik im Szenariozeitraum insgesamt nur wenig verändert (minus 2.3 PJ; minus 0.6 TWh). Bei den übrigen Verwendungszwecken verändert sich der Elektrizitätsverbrauch ebenfalls nur geringfügig (<3.1 PJ;<1 TWh). Der Stromverbrauch für die Digitalisierung ist bei den ausgewiesenen Verbräuchen mitberücksichtigt. Durch die zunehmende Digitalisierung steigt zwar die Menge an stromverbrauchenden Geräten, die Digitalisierung erlaubt jedoch auch eine verbesserte Steuerung und passgenaue Nutzung von Geräten und Anlagen, wodurch deren Stromverbrauch reduziert werden kann.

Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren

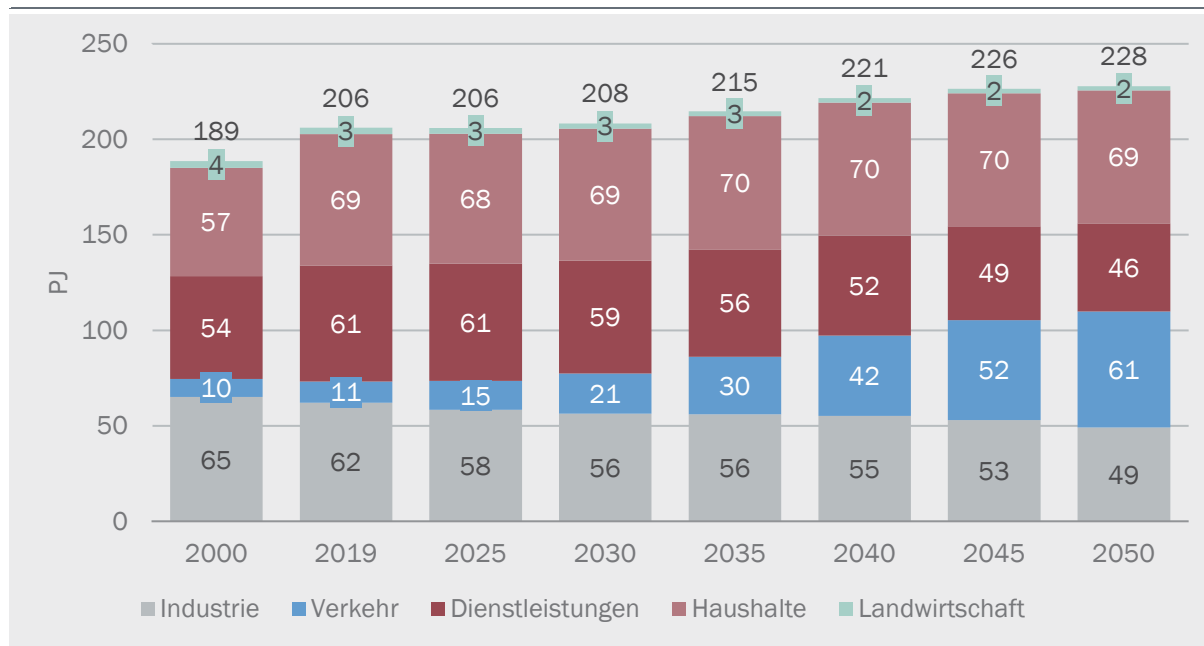
Die Bedeutung der Endverbrauchssektoren am Elektrizitätsverbrauch verschiebt sich bis zum Jahr 2050 deutlich. Aufgrund der steigenden Elektromobilität erhöht sich im Szenario ZERO Basis der Elektrizitätsverbrauch im Verkehrssektor von 11 PJ (3.0 TWh) im Jahr 2019 auf 61 PJ (16.9 TWh) im Jahr 2050 (Abbildung 10). Der Anteil des Verkehrssektors am gesamten Elektrizitäts-Endverbrauch steigt im gleichen Zeitraum von 5.3 % auf 26.7 %.

Der Elektrizitätsverbrauch im Sektor Private Haushalte verändert sich zwischen 2019 und 2050 nicht wesentlich. Der Mehrverbrauch für die Wärmepumpen wird kompensiert durch Effizienzgewinne bei Beleuchtung, Elektrogeräten und Gebäudetechnik sowie durch den Ersatz konventioneller Stromdirektheizungen und Elektroboiler. Der Anteil der Privaten Haushalte am Elektrizitäts-

Endverbrauch verringert sich im Zeitraum 2019 bis 2050 nur geringfügig (minus 2.9 %-Punkte). Die Anteile der Industrie (minus 8.6 %-Punkte) sowie der Dienstleistungen (minus 9.2 %-Punkte) sind hingegen deutlich rückläufig. Ursache für diesen Rückgang sind die gesteigerte Effizienz und die geringere Bedeutung des Einsatzes von Strom zur Reduktion der THG-Emissionen im Industriesektor.

Abbildung 10: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren

Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Elektrizität nach Sektoren im Szenario ZERO Basis, in PJ



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

3.1.3 Fernwärme

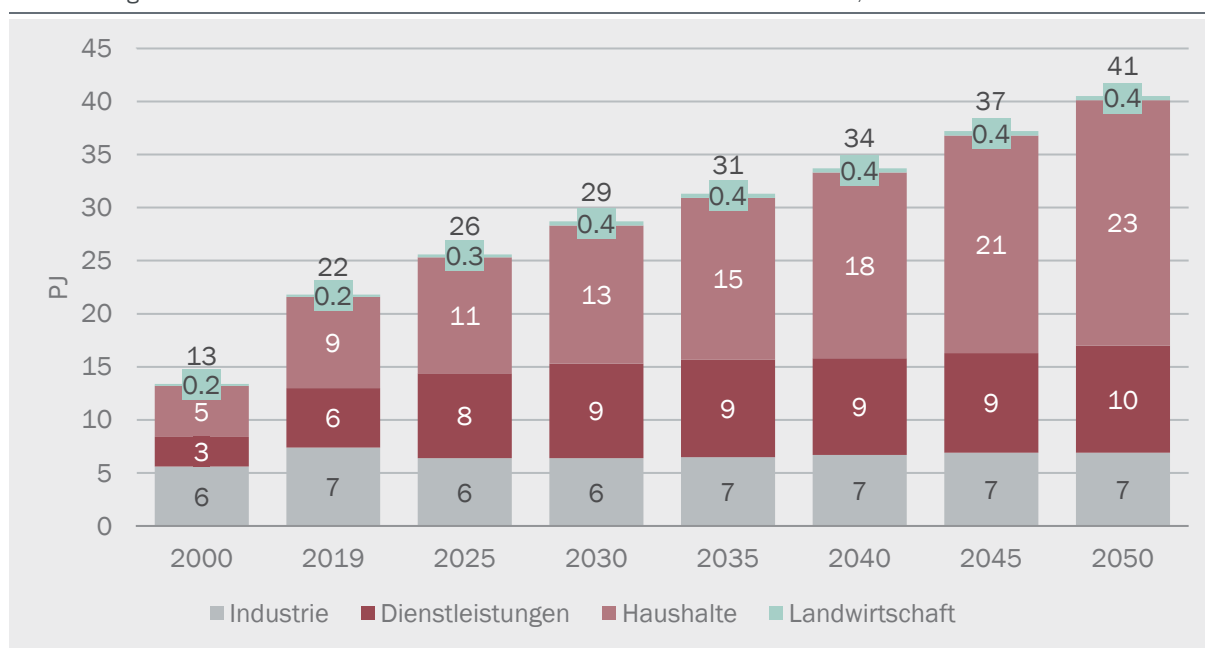
Der Einsatz von Fernwärme für die Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser, aber auch für die Bereitstellung von Prozesswärme auf niedrigen Temperaturniveaus, stellt eine weitere mögliche Option zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den Energienachfragesektoren dar. Voraussetzung dafür ist ein CO₂-freier bzw. CO₂-neutraler Mix in der Fernwärmeerzeugung (vgl. Kapitel 4).

In der Schweiz bestehen grundsätzlich umfassende Wärmepotenziale aus KVA, Abwasseranlagen, mitteltiefe Geothermie, industriellen Prozessen sowie aus Gewässern und dem Grundwasser zur Verfügung, die zu relativ tiefen Kosten in Nah- und Fernwärmenetze integriert werden können. Damit kann der Strombedarf für dezentrale Wärmepumpen etwas gedämpft werden, was im Hinblick auf die Stromversorgung wichtig ist. Zudem ist damit auch in urbanen Regionen mit technischen Restriktionen und möglichen Akzeptanzproblemen beim Einsatz von gebäudebezogenen Wärmepumpen zu rechnen. Durch den Einsatz von Umwelt- und Abwärme kann auch der Einsatz von Biomasse gedämpft werden, was im Hinblick auf die Potenzialgrenzen von Biomasse wichtig ist. Zudem kann der Einsatz von strombasierten Energieträgern mit perspektivisch hohen Energiekosten vermieden werden, wodurch die Gesamtkosten gesenkt werden können.

Der Fernwärmeverbrauch steigt im Szenario ZERO Basis insbesondere in den Privaten Haushalten deutlich an und beträgt im Jahr 2050 rund 23 PJ (im Vergleich zu 9 PJ im Jahr 2019). Auch im Dienstleistungssektor verdoppelt sich der Fernwärmeverbrauch annähernd gegenüber heute und beträgt im Jahr 2050 rund 10 PJ. Im Industriesektor verbleibt der Verbrauch in etwa auf dem Niveau des Jahres 2019 von rund 7 PJ. Die Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs im Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 11 dargestellt.

Abbildung 11: Fernwärmeverbrauch pro Sektor

Entwicklung des Verbrauchs für Fernwärme nach Sektoren im Szenario ZERO Basis, in PJ



ohne Verbrauch für CCS

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Der Umwandlungseinsatz zur Erzeugung der Nahwärme (thermische Netze mit weniger als 20 GWh) wird im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ den Endverbrauchssektoren zugerechnet, er ist den Verbrauchswerten in Abbildung 11 nicht enthalten.

3.1.4 Strombasierte Energieträger

Der Einsatz strombasierter Energieträger wie Wasserstoff und strombasierte flüssige Treibstoffe ist im Verkehrssektor notwendig, um das Ziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 zu erreichen. In den weiteren Energienachfragesektoren spielen im Szenario ZERO Basis strombasierte Energieträger auch langfristig keine Rolle. In diesen Sektoren sind Effizienzmaßnahmen, der direkte Einsatz von Strom und der Ausbau von Wärmenetzen von zentraler Bedeutung für die Erreichung des Treibhausgasziels. Dies ergibt sich aus Kostengründen, aber auch aus Überlegungen zur Abhängigkeit vom Ausland im Ausbau der entsprechenden Erzeugungskapazitäten für strombasierte Energieträger.

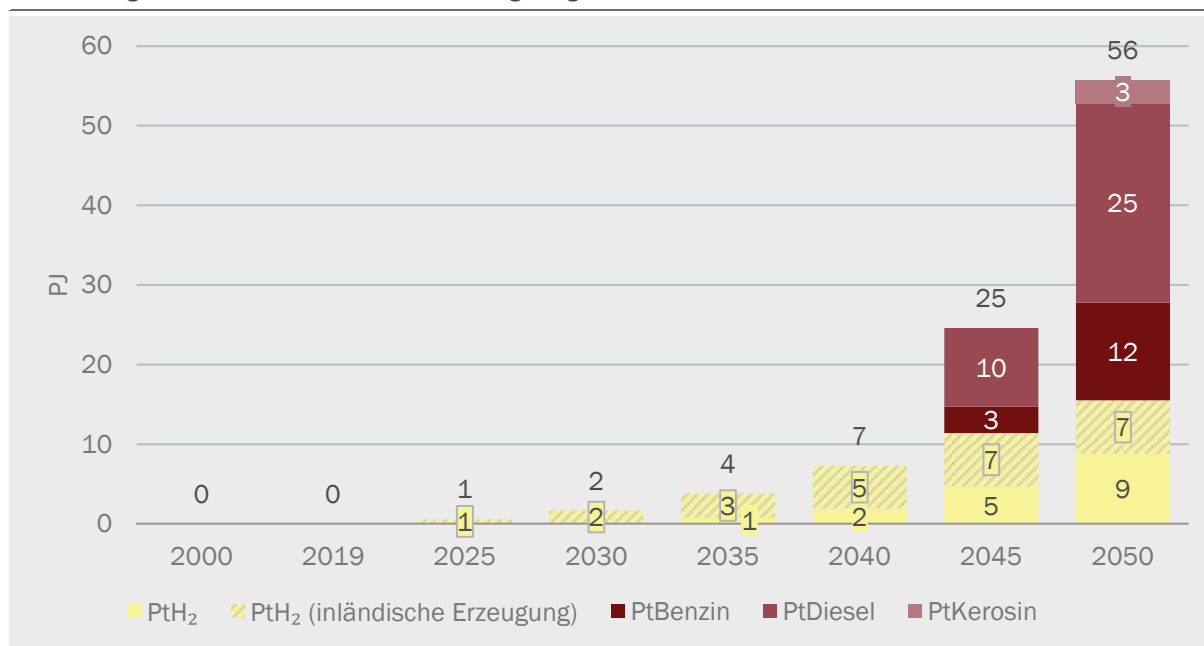
Da in der Schweiz aus Kostengründen, aber auch aus Gründen der Priorität für die Verlagerung auf die Schiene, keine Umsetzung einer Oberleitungsinfrastruktur für Lkw unterstellt wird, ist im Strassengüterverkehr ein Einsatz von strombasierten Energieträgern notwendig. Daneben ergibt sich auch im Strassenpersonenverkehr ein Restbestand an konventionellen Fahrzeugen und Plug-in Hybriden, die mit flüssigen strombasierten Treibstoffen betrieben werden müssen und ein gewisser Anteil von Brennstoffzellen-Fahrzeugen unter Einsatz von Wasserstoff.¹³ Insbesondere im Zeitraum 2040 bis 2050 ist ein Hochlauf des Imports von strombasierten flüssigen Energieträgern notwendig, um das Treibhausgasziel zu erreichen. Nach dem Jahr 2050 geht der Einsatz von flüssigen Energieträgern insbesondere aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung des Verkehrssektors und dem zunehmenden Einsatz von Wasserstoff wieder zurück. Der Einsatz von Wasserstoff setzt eine entsprechende Transport- und Speicherinfrastruktur voraus. Für den Transport von inländisch produziertem Wasserstoff wird ein Transport mit Lkw zu den Tankstellen unterstellt. Für den Import von Wasserstoff wird langfristig die Entwicklung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur angenommen. Abbildung 12 zeigt die Entwicklung des Einsatzes von strombasierten Energieträgern im Szenario ZERO Basis.

Ein Teil der benötigten Mengen an Wasserstoff wird in der Schweiz hergestellt. Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt an Standorten bestehender Niederdruck-Laufwasserkraftwerke und ist zu diesen Kosten bis zum Jahr 2050 konkurrenzfähig gegenüber von Wasserstoffimporten. Dabei wird ein flexibler Betrieb der Anlagen unterstellt. Der Schwerpunkt des Strombedarfs dieser Anlagen liegt damit im Sommerhalbjahr bzw. in Perioden mit hoher Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen. Damit wird Wasserstoff langfristig zu einem Anteil von rund 80 % inländisch erzeugt. Abbildung 12 zeigt die inländische Erzeugung von Wasserstoff im Szenario ZERO Basis. Die strombasierten Treibstoffe (PtL) werden hingegen vollständig importiert. Die Herstellung erfolgt aufgrund hoher Potenziale, Kostenvorteilen und des Bedarfs an hohen Volllaststunden im Ausland.

¹³ Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEV) sind teurer und weniger effizient als Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und werden das auch in Zukunft bleiben. Entsprechend kommen sie nur dort zum Einsatz, wo BEV relevante Nachteile haben. Bei den PW wird das in einem kleinen Segment der Fall sein (10% ab 2040), wo die Reichweiten von Batteriefahrzeugen auch in Zukunft nicht ausreichen werden, bzw. wo zu schwere Batterien mitgeführt werden müssten. Bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF) sind bereits 2025 etwa 8% Brennstoffzellenfahrzeuge in der Neuwagenflotte, der Anteil steigt bis 2060 auf rund 50% (der neuen SNF).

Abbildung 12: Verbrauch an strombasierten Energieträgern und inländische H₂-Produktion

Entwicklung des Verbrauchs strombasierter Energieträger im Szenario ZERO Basis, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

3.1.5 Vergleich mit Verbrauchsrichtwerten

Im Energiegesetz (EnG) sind Verbrauchsrichtwerte für den Energieverbrauch und Elektrizitätsverbrauch pro Kopf festgelegt. So soll gegenüber dem Jahr 2000 der Endenergieverbrauch pro Kopf und Jahr bis 2035 um 43 %, der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf und Jahr um 13 % reduziert werden (EnG Art. 3). Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurden auch Ziele für das Jahr 2050 formuliert: Der Endenergieverbrauch pro Kopf soll bis 2050 um 54 %, der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf um 13 % gegenüber dem Stand von 2000 reduziert werden (Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013, Bundesrat 2013).

Es stellt sich die Fragen, ob diese Verbrauchsrichtwerte bzw. -ziele der Energiestrategie 2050 mit der neuen Zielvorgabe, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 auf Netto-Null zu reduzieren, kompatibel sind.

Endenergieverbrauch (pro Kopf)

Im Szenario ZERO Basis wird bis 2035 eine Reduktion des pro Kopf Endenergieverbrauchs um rund 41 % ggü. dem Jahr 2000 und bis 2050 um rund 53 % erreicht (Tabelle 7). Im Vergleich dazu beträgt die Reduktion im Szenario WWB rund 45 % bis zum Jahr 2050. Bezüglich dem Energieverbrauch pro Kopf sind die bisherigen Richt- bzw. Zielwerte somit mit dem Netto-Null Ziel kompatibel. Beim Vergleich gilt es zu berücksichtigen, dass im Gegensatz zum Richtwert des EnG bei den in der Tabelle dargestellten Verbrauchswerten der Energieverbrauch der Landwirtschaft

und der Verbrauch der Kompressoren für die Gas-Transitleitungen (Pipelinetransport) mit enthalten sind. Dadurch ergibt sich eine vom Richtwert aus dem EnG leicht abweichende Abgrenzung, diese hat jedoch nur einen marginalen Einfluss auf die berechneten Verbrauchsänderung.¹⁴

Tabelle 7: Vergleich mit Zielen zum Endenergieverbrauch

Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Summe pro Kopf [GJ/Einwohner]	109	88	79	71	64	58	54	51
	Veränderung (Referenzindex 2000)	100	80	72	65	59	53	50	47
	erreichte Reduktion ggü. 2000	0%	-20%	-28%	-35%	-41%	-47%	-50%	-53%
WWB	Summe pro Kopf [GJ/Einwohner]	109	88	81	75	70	66	62	60
	Veränderung (Referenzindex 2000)	100	80	74	69	64	60	57	55
	erreichte Reduktion ggü. 2000	0%	-20%	-26%	-31%	-36%	-40%	-43%	-45%

inkl. Verbrauch der Landwirtschaft und des Gasverbrauchs der Kompressoren für die Transitleitungen, ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Elektrizitätsverbrauch (pro Kopf)

Den Netto-Null zielkonformen Umbau des Energiesystems und die damit verbundene Dekarbonisierung geht mit einer starken Elektrifizierung einher. Längerfristig ist somit mit einem erhöhten Elektrizitätsverbrauch zu rechnen. Für den Vergleich mit den Richt- bzw. Zielwerten zum Elektrizitätsverbrauch pro Kopf, muss dieser zusätzliche Elektrizitätsverbrauch einbezogen werden. So wird neben dem Endverbrauch Elektrizität auch der Elektrizitätsverbrauch für die Fernwärmeproduktion (Grosswärmepumpen), die Wasserstoffproduktion (Power-to-H₂) sowie die CCS-Technologien, welche im Umwandlungssektor anfallen, einbezogen (siehe auch Abbildung 17).

Im Szenario ZERO Basis wird bis 2035 der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf um rund 12 % gegenüber dem Jahr 2000 reduziert. Somit liegt die Verbrauchsentwicklung im Bereich des entsprechenden Richtwerts im EnG. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung für die Dekarbonisierung des Energiesystems nimmt der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf längerfristig wieder zu und liegt 2050 noch 5 % unter dem Verbrauch von 2000 (Tabelle 8). Der Zielwert 2050 aus der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 ist mit dem Netto-Null Ziel 2050 nicht mehr kompatibel. Die Durchdringung von Elektrofahrzeugen (und Wärmepumpen) sowie die neuen Stromverbraucher im Umwandlungssektor erschweren im Szenario ZERO Basis langfristig die Zielerreichung. Die Reduktion im Szenario WWB beträgt im Jahr 2050 12 %. Die stärkere Reduktion im Szenario WWB ist nicht auf die höhere Effizienz, sondern auf den geringeren Einsatz von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Elektrowärme, CCS und die tiefere Wasserstoffproduktion zurückzuführen. Damit einher geht eine deutlich schwächere Dekarbonisierung des Energiesystems.

¹⁴ Unter Berücksichtigung der Verbräuche der Landwirtschaft und der Transitleitungen ergibt sich im Jahr 2035 im Szenario ZERO Basis gegenüber dem Basisjahr 2000 eine Reduktion des Verbrauchs pro Kopf um 41.4 %. Ohne diese Verbräuche ergibt sich eine Reduktion um 41.5 %.

Tabelle 8: Vergleich mit Zielen zum Elektrizitätsverbrauch

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis								
Summe pro Kopf [GJ/Einwohner]	26.2	24.0	23.0	22.6	23.0	23.9	24.6	24.8
Veränderung (Referenzindex 2000)	100	91	88	86	88	91	94	95
erreichte Reduktion	0%	-9%	-12%	-14%	-12%	-9%	-6%	-5%
WWB								
Summe pro Kopf [GJ/Einwohner]	26.2	24.0	23.3	22.8	22.6	22.6	22.7	22.9
Veränderung (Referenzindex 2000)	100	91	89	87	86	86	86	87
erreichte Reduktion	0%	-9%	-11%	-13%	-14%	-14%	-14%	-13%

Berücksichtigt ist der Endverbrauch an Elektrizität sowie der Verbrauch für Grosswärmepumpen, die H₂-Synthese und von CCS

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

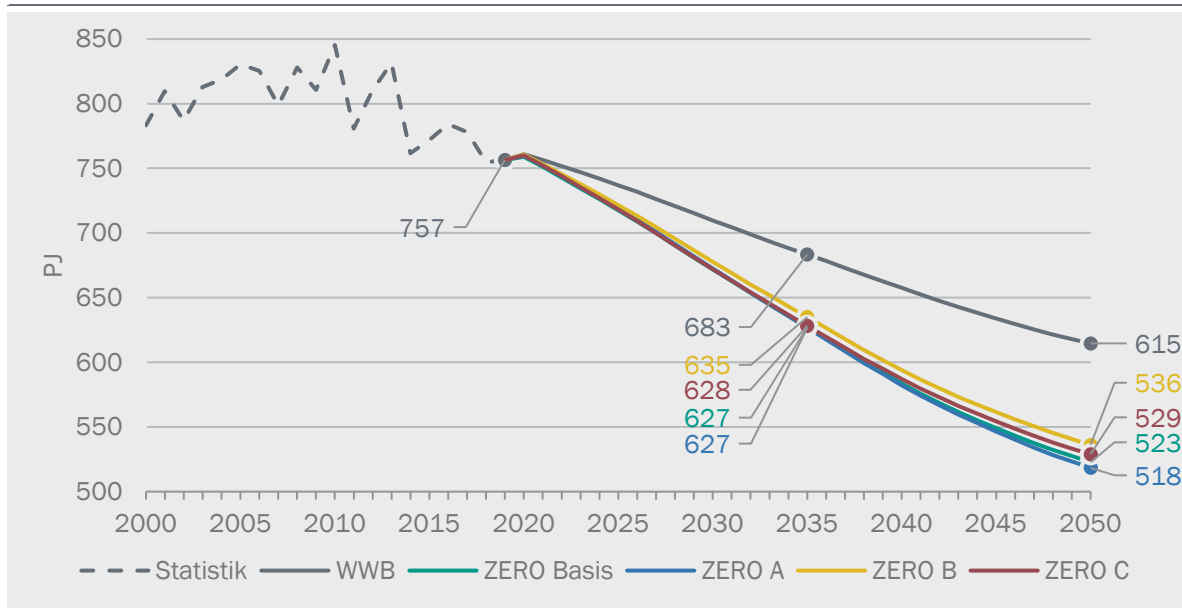
3.2 Szenarienvergleich

3.2.1 Endenergieverbrauch (EEV)

In Bezug auf die Höhe des Endenergieverbrauchs unterschieden sich die untersuchten Netto-Null-Szenarienvarianten nicht wesentlich (Abbildung 13). In den Varianten mit stärkerer Elektrifizierung (ZERO Basis, ZERO A) fällt der Rückgang leicht höher aus. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Endenergieverbrauch in den ZERO-Szenarien im Vergleich zum Jahr 2019 um 29 % bis 31 %. Im Szenario WWB ist der Rückgang deutlich geringer (minus 19 %).

Abbildung 13: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch insgesamt

Entwicklung des Endenergieverbrauchs 2000 bis 2050, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

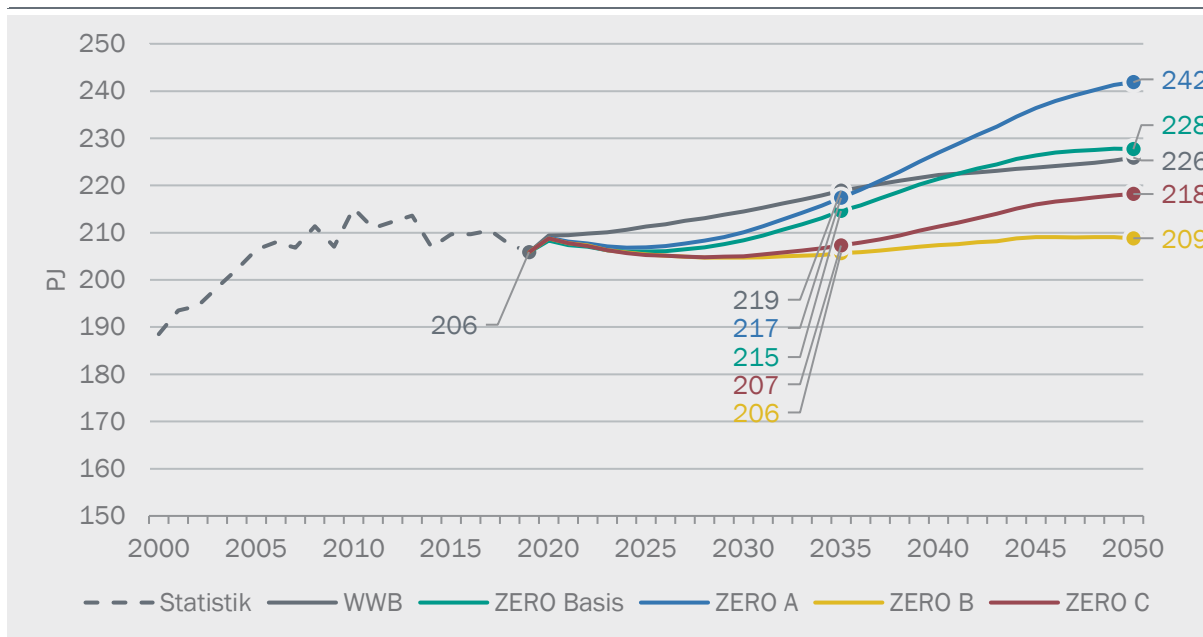
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

3.2.2 Stromverbrauch

In Bezug auf den Stromverbrauch in den Endverbrauchssektoren zeigen sich zwischen den Szenarien deutliche Unterschiede. Im Szenario WWB steigt der Stromverbrauch im Zeitverlauf mehr oder weniger kontinuierlich an, im Mittel der Jahre 2019 bis 2050 um 0.3 % pro Jahr. In den ZERO-Szenarien nimmt der Stromverbrauch aufgrund der gesteigerten Effizienz im Zeitraum bis etwa 2025 vorerst ab. In den Szenarien mit geringerer Elektrifizierung (ZERO B und ZERO C) steigt der Stromverbrauch nach 2030/2035 wieder an, bleibt jedoch dauerhaft unter dem Verbrauchsniveau des Szenarios WWB. In den ZERO-Szenarien mit stärkerer Elektrifizierung (ZERO Basis, ZERO A) steigt der Stromverbrauch bereits vor 2030 wieder an. In ZERO Basis erhöht er sich bis zum Jahr 2050 in etwa auf das Verbrauchsniveau des Szenarios WWB (+11 % zwischen 2019 bis 2050). Am stärksten steigt der Verbrauch im Szenario ZERO A (+18 % zwischen 2019 bis 2050). In allen ZERO Szenarien sinkt der Verbrauch nach 2050 wieder leicht ab, im Szenario WWB steigt der Verbrauch hingegen weiter leicht an.

Abbildung 14: Szenarienvergleich: Elektrizitätsverbrauch

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs der Endverbrauchssektoren, 2000 bis 2050, in PJ



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

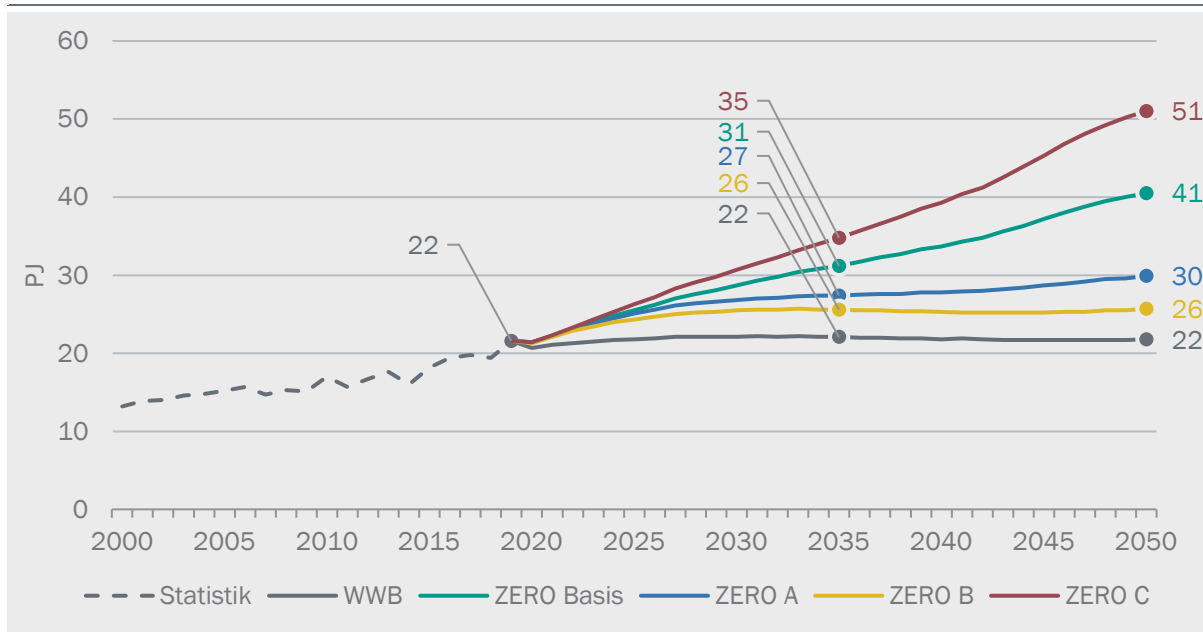
3.2.3 Fernwärme

Auch bei der Nutzung der Fernwärme spannen die Szenarien einen weiten Fächer auf. Die Unterseite des Fächers bildet das Szenario WWB, hier verändert sich der Verbrauch gegenüber 2019 nicht wesentlich. Einerseits werden die Wärmenetze noch erweitert, andererseits reduzieren Effizienzmassnahmen den Wärmeverbrauch an den Abnahmestellen. Die obere Seite des Fächers bildet das Szenario ZERO C, hier erhöht sich der Verbrauch bis zum Jahr 2050 um rund 135 % (ggü. 2019) auf über 50 PJ. Auch im Szenario ZERO Basis hat die Fernwärme einen hohen Stellenwert, bis zum Jahr 2050 steigt der Verbrauch gegenüber 2019 um annähernd 90 % auf 41 PJ. In den Szenarien ZERO A (+39 %) und ZERO B (+19 %) fällt der Anstieg im gleichen Zeitraum deutlich geringer aus.

Nicht berücksichtigt bei diesen Werten ist der Nahwärmeverbrauch. Im Gegensatz zur Fernwärme wird der Energieverbrauch zur Erzeugung der Nahwärme nicht dem Umwandlungssektor, sondern den Endverbrauchssektoren zugerechnet und dort ausgewiesen. Auch der Nahwärmeverbrauch steigt am stärksten in den Szenarien ZERO C und ZERO Basis. Das absolut gesehen grösste Potenzial für Nahwärme ergibt sich bei den Wohngebäuden.

Abbildung 15: Szenarienvergleich: Fernwärmeverbrauch

Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs in den Endverbrauchssektoren, 2000 bis 2050, in PJ



ohne Energieverbrauch für CCS

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

3.2.4 Strombasierte Energieträger (PtX)

Strombasierte Energieträger umfassen einerseits grünen Wasserstoff, synthetische Gase sowie flüssige synthetische Brenn- und Treibstoffe. Strombasierte Energieträger werden in allen Szenarien eingesetzt. Am kleinsten ist der Verbrauch im Szenario WWB. Hier handelt es sich ausschließlich um grünen Wasserstoff, welcher im Verkehrssektor eingesetzt wird.

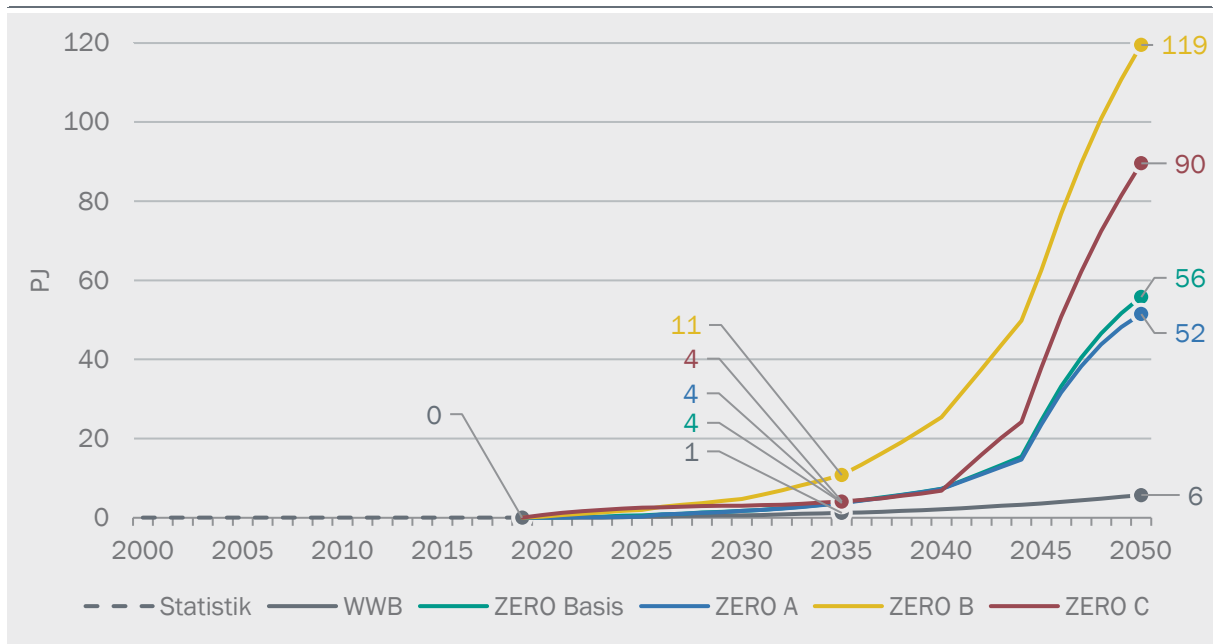
In den ZERO-Szenarien werden deutlich mehr strombasierte Energieträger eingesetzt, zudem beschränkt sich der Einsatz nicht ausschliesslich auf Wasserstoff. Bis 2040/2045 verläuft die Zunahme in allen ZERO-Szenarien langsam, dann steigt der Verbrauch stark an und nimmt nach 2050 wieder ab. Ursache für die Verbrauchsspitze um 2050 ist die angestrebte vollständige Vermeidung der THG-Emissionen im Jahr 2050. Nach 2050 nimmt der Einsatz insbesondere aufgrund weiterer Effizienzfortschritte und der fortschreitenden Elektrifizierung des Verkehrssektors wieder ab.

Am meisten PtX werden im Szenario ZERO B eingesetzt. Dies ist auch die einzige Szenariovariante, in der synthetisches Methan (PtMethan) eingesetzt wird. Genutzt wird das PtMethan für die Erzeugung von Wärme (Gebäude, Wärmenetze, Prozesse) sowie im Verkehrssektor. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Verbrauch an PtX in ZERO B auf annähernd 120 PJ. Auch im Szenario ZERO C werden vergleichsweise hohe Mengen an PtX eingesetzt, hier liegt der Schwerpunkt auf flüssigen Brenn- und Treibstoffen. In den Szenarien ZERO Basis und ZERO A ist der Bedarf an PtX etwa halb so gross wie im Szenario ZERO B; das PtX wird in ZERO Basis und ZERO A ausschliesslich im Verkehrssektor eingesetzt.

Nicht berücksichtigt bei dieser Darstellung ist das synthetische Kerosin für den internationalen Flugverkehr. Im Jahr 2020 beträgt dieser Bedarf rund 60 PJ.

Abbildung 16: Szenarienvergleich: Strombasierte Energieträger (PtX)

Entwicklung des Verbrauchs strombasierter Energieträger in den Endverbrauchssektoren, 2020 bis 2050, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

4 Ergebnisse Stromerzeugung und Fernwärme

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse zur Strom und Fernwärmeerzeugung zusammengefasst. Dabei wird zuerst das Szenario ZERO Basis mit der Strategievvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» beschrieben. Anschliessend erfolgt ein Vergleich mit den weiteren Varianten des Szenarios ZERO.

4.1 Stromerzeugung

4.1.1 Ausgangslage

Die Stromerzeugung der Schweiz betrug im Kalenderjahr 2019 rund 71.9 TWh und lag damit insbesondere aufgrund der hohen Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken über den Werten der vergangenen Jahre. Die Stromerzeugung wurde im Jahr 2019 mit einem Anteil von 56 % (bzw. 40.6 TWh) an der Landeserzeugung durch Wasserkraftwerke dominiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken aufgrund unterschiedlicher hydrologischer Bedingungen Schwankungen unterliegt. Kernkraftwerke trugen im Jahr 2019 rund 35 % (bzw. 25.3 TWh) zur Landeserzeugung bei. Die Anteile von thermischen Kraftwerken (3 %) und sonstigen erneuerbaren Energien (6 %), welche jeweils auch Anteile gekoppelter Anlagen enthalten, waren im Vergleich dazu im Jahr 2019 noch relativ gering. Die Schweiz ist im Stromsektor über die bestehenden Netztransferkapazitäten stark mit dem Ausland vernetzt. Dies zeigt sich in einem hohen Stromtransport über die Schweiz in die Nachbarländer und im Beitrag von Stromimporten zur Deckung des Verbrauchs in der Schweiz. In Jahren mit geringem Niederschlag und Wasserabfluss ist die Schweiz Nettoimporteur von Strom, während die Schweiz in Jahren mit guten hydrologischen Bedingungen tendenziell Nettoexporteur ist. Der Exportsaldo betrug im Jahr 2019 rund 6.3 TWh und lag damit insbesondere aufgrund der vorteilhaften hydrologischen Bedingungen deutlich über dem Niveau der vergangenen Jahre (BFE 2020c).

4.1.2 ZERO Basis

Landesverbrauch

Der Landesverbrauch an Elektrizität ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch für Elektrizität unter zusätzlicher Berücksichtigung der auftretenden Verluste und des im Betrachtungszeitraum steigenden Eigenverbrauchs im Sektor Energieumwandlung. Darin enthalten ist der Stromverbrauch für Grosswärmepumpen in Fernwärmenetzen, für die inländische Produktion von Wasserstoff und für die Abscheidung und Speicherung von CO₂. Nicht enthalten ist der Stromverbrauch für Speicherpumpen. Dieser ergibt sich aus dem (strommarktabhängigen) Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke.

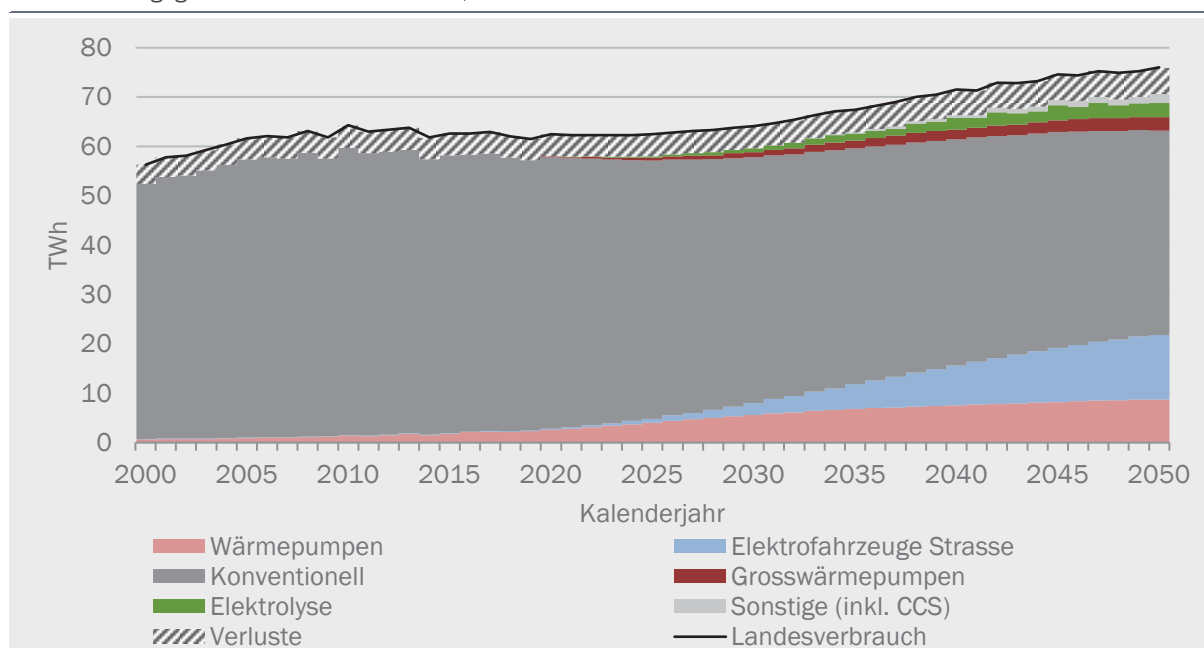
Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Elektrizität im Szenario ZERO Basis wird in Kapitel 3 beschrieben. Die hohe Effizienz in den Nachfragesektoren dämpft den Effekt des steigenden

Strombedarfs von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen auf den Landesverbrauch an Elektrizität. Im Jahr 2050 beträgt der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Gebäuden rund 9 TWh und der Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen im Strassenverkehr rund 13 TWh. Grosswärmepumpen stellen darüber hinaus eine zentrale Technologie für die Bereitstellung von Fernwärme unter Vermeidung direkter CO₂-Emissionen dar (vgl. Kapitel 4.2). Grosswärmepumpen für die Fernwärmeversorgung verursachen einen zusätzlichen Stromverbrauch von rund 2.7 TWh im Jahr 2050. Die inländische Produktion von Wasserstoff verursacht einen Stromverbrauch von rund 3 TWh im Jahr 2050. Der Stromverbrauch für die inländische Abscheidung und Speicherung von CO₂ steigt bis zum Jahr 2050 auf rund 1.7 TWh. Damit steigt der Landesverbrauch für Elektrizität insgesamt um mehr als 24 % (ggü. 2019) auf rund 76 TWh im Jahr 2050.

Abbildung 17 und Tabelle 9 zeigen die Entwicklung des Landesverbrauchs im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 17: Landesverbrauch für Elektrizität

Entwicklung des jährlichen Landesverbrauchs für Elektrizität nach Anwendungen im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Tabelle 9: Landesverbrauch für Elektrizität

Entwicklung des Landesverbrauchs für Elektrizität in den Szenarien ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» und Vergleich mit WWB, in TWh

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
ZERO Basis	Endenergieverbrauch	52.4	57.2	57.2	57.9	59.6	61.5	62.9	63.2
	davon Elektrofahrzeuge (Strasse)	0.1	0.2	0.8	2.4	5.0	8.1	11.0	13.1
	davon Wärmepumpen (Gebäude)	0.6	2.4	4.2	5.8	6.9	7.8	8.5	9.0
	Elektrolyse, Gross-WP und CCS	0.0	0.0	0.9	1.8	3.1	5.0	6.5	7.4
	Verluste	3.9	4.3	4.4	4.5	4.7	5.0	5.2	5.3
	Landesverbrauch*	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0
WWB	Landesverbrauch*	56.3	61.5	63.5	64.7	66.3	67.7	68.9	70.5

* Landesverbrauch = Endverbrauch + Verluste + sonstiger Verbrauch Umwandlungssektor (CCS, Elektrolyse, Grosswärmepumpen), ohne Verbrauch der Speicherpumpen

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung der Schweiz beruht langfristig fast vollständig auf der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und erneuerbaren Energien (inkl. der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in WKK-Anlagen unter Einsatz von Biomasse). Im Jahr 2050 beträgt der Anteil neuer erneuerbarer Energien an der Landeserzeugung der Schweiz im Szenario ZERO Basis rund 46 %, was eine Stromerzeugung von 39 TWh bedeutet. Der Anteil von Wasserkraftwerken an der Landeserzeugung beträgt im Jahr 2050 rund 53 %, was eine Stromerzeugung von 45 TWh und einen Anstieg um rund 10 % gegenüber der Erzeugung im Jahr 2019 bedeutet. In der Stromerzeugung verbleiben geringfügige Anteile an fossiler Stromerzeugung durch die fossilen Anteile des eingesetzten Mülls in Kehrichtverwertungsanlagen.

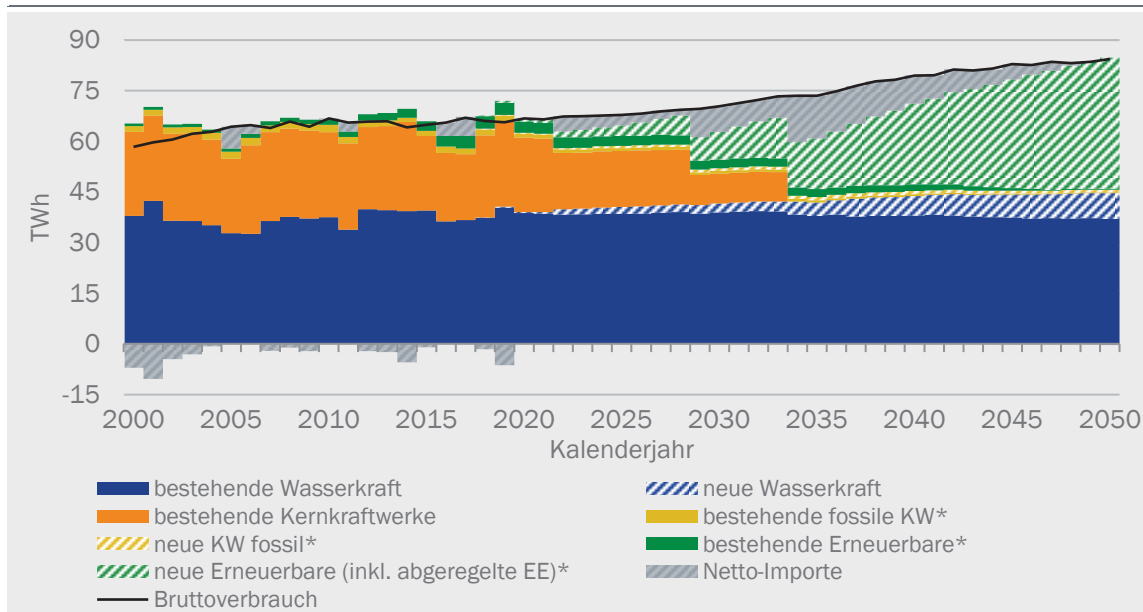
Temporär entsteht nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt im Jahr 2034 ein Importsaldo von rund 14 TWh. Der Importsaldo wird im Szenario ZERO Basis mit der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» bis 2050 durch Effizienzmassnahmen, den Ausbau von erneuerbaren Energien und den Ausbau von Wasserkraftwerken in der Schweiz abgebaut, sodass sich für die Schweiz im Jahr 2050 in der Jahresbilanz ein ausgeglichener Importsaldo ergibt.

Abbildung 18 und Tabelle 10 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung und des Bruttoverbrauchs an Elektrizität in der Schweiz. Der gesamte Verbrauch an Elektrizität berücksichtigt den Landesverbrauch zuzüglich des sich aus dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ergebenden Verbrauchs der Speicherpumpen und beträgt im Jahr 2050 rund 84 TWh.

Zur Erreichung der ausgeglichenen Jahresbilanz ist ein umfassender Ausbau erneuerbarer Energien und Wasserkraftanlagen in der Schweiz notwendig. Die installierte Leistung neuer erneuerbarer Energien beträgt im Jahr 2050 rund 41 GW. Im Jahr 2050 beträgt zudem die installierte Leistung an Wasserkraftanlagen rund 20 GW, was einem Anstieg um etwas weniger als 5 GW gegenüber dem Jahr 2019 entspricht. Abbildung 19 und Tabelle 11 zeigen die Entwicklung der installierten Leistung des Kraftwerkparks der Schweiz.

Abbildung 18: Stromerzeugung nach Technologien

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Tabelle 10: Stromverbrauch und Stromerzeugung

Entwicklung im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis								
Wasserkraftwerke	37.9	40.6	40.4	41.7	41.9	43.8	44.2	44.7
Kernkraftwerke	24.9	25.3	16.6	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile KW*	1.7	1.9	1.5	1.6	1.6	1.4	1.2	1.0
Erneuerbare*/**	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.8	32.9	39.1
Landeserzeugung (brutto)	65.3	71.9	64.6	63.0	60.9	71.0	78.4	84.8
Verbrauch Speicherpumpen	-2.0	-4.1	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5
Landeserzeugung (netto)	63.4	67.8	59.4	56.7	54.8	63.0	70.0	76.3
Importsaldo	-7.1	-6.3	3.2	7.5	12.7	8.5	4.5	-0.4
Landesverbrauch	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0
Gesamter Verbrauch inkl. Speicherpumpen	58.3	65.6	67.8	70.4	73.5	79.5	82.9	84.4

* gekoppelt und ungekoppelt

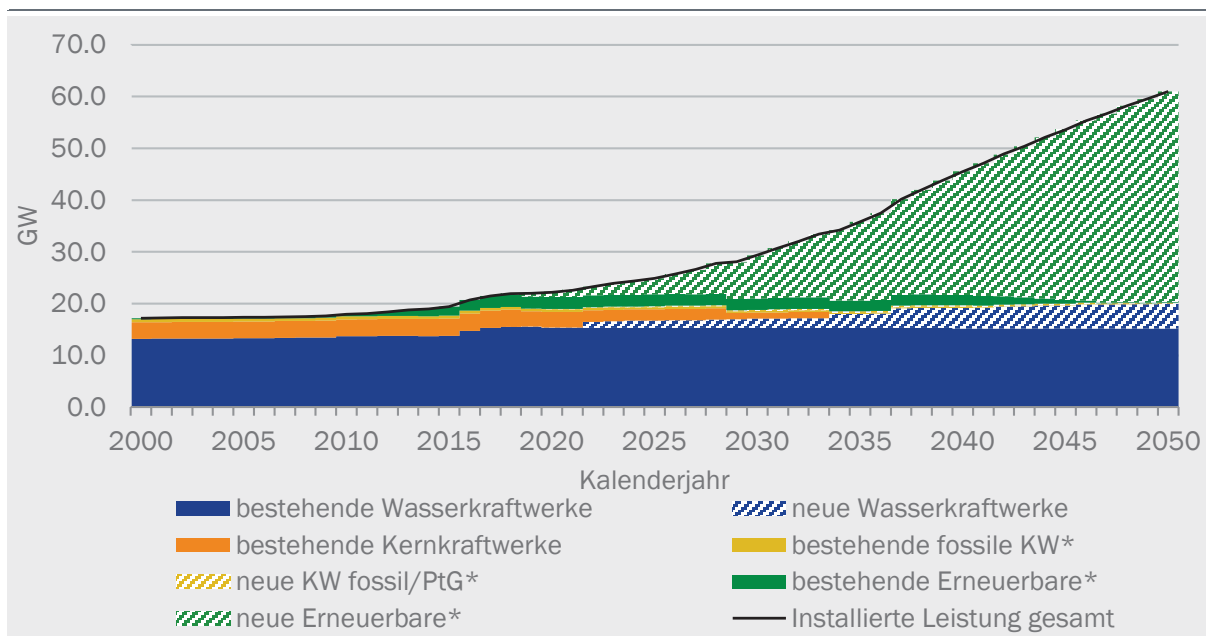
** unter Abzug abgeregelter Strommengen

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Abbildung 19: Installierte Leistung nach Technologien

Entwicklung der installierten Leistung nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Tabelle 11: Installierte Leistung nach Technologien

im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Wasserkraftwerke	13.2	15.5	16.7	17.1	18.0	19.3	19.7	20.0
	Kernkraftwerke	3.2	3.0	2.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fossile KW*	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3
	Erneuerbare*	0.2	3.0	5.4	10.5	17.3	25.8	33.6	40.7
	davon Photovoltaik	0.0	2.5	4.8	9.8	16.2	24.1	31.0	37.5
	davon Windenergie	0.0	0.1	0.2	0.3	0.6	1.2	1.7	2.2
	davon gekoppelte Erzeugung	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.6	0.8	1.0
	Installierte Leistung gesamt	17.2	22.0	24.9	29.4	35.8	45.5	53.6	61.0
WWB	Installierte Leistung gesamt	17.2	22.0	24.5	26.8	26.4	27.4	28.9	30.8

* gekoppelt und ungekoppelt

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Kernenergie-Laufzeiten

Die hier beschriebenen Ergebnisse gelten für eine vorgegebene Kernenergie-Laufzeit von 50 Jahren. In den Energieperspektiven wurden für alle Varianten des Szenarios ZERO und für das Szenario WWB auch Varianten mit einer Kernenergie-Laufzeit von 60 Jahren berechnet. Dies hat vor allem Effekte auf die Importbilanz der Schweiz. Bei einer Laufzeit von 60 Jahren resultieren im Betrachtungszeitraum bis zur Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerks (d.h. Kernkraftwerk Leibstadt im Jahr 2044) grundsätzlich geringere Stromimporte durch die höhere inländische Erzeugung. Der Importsaldo beträgt bei einer Kernenergie-Laufzeit von 60 Jahren im Jahr 2044 rund 5 TWh. Zudem hat eine längere Laufzeit der Kernkraftwerke Effekte auf die Strompreise im Zeitraum 2034 bis 2043, was wiederum den Kraftwerkseinsatz beeinflusst. Diese Effekte sind jedoch gering, da die Strompreise der Schweiz stark durch das Ausland geprägt werden.

Im Hinblick auf das Jahr 2050, das für die Erreichung des Treibhausgasziels im Vordergrund steht, unterscheiden sich die Varianten mit unterschiedlichen Laufzeiten für die Kernkraftwerke in der Schweiz nicht.

Winter-/Sommerbilanz

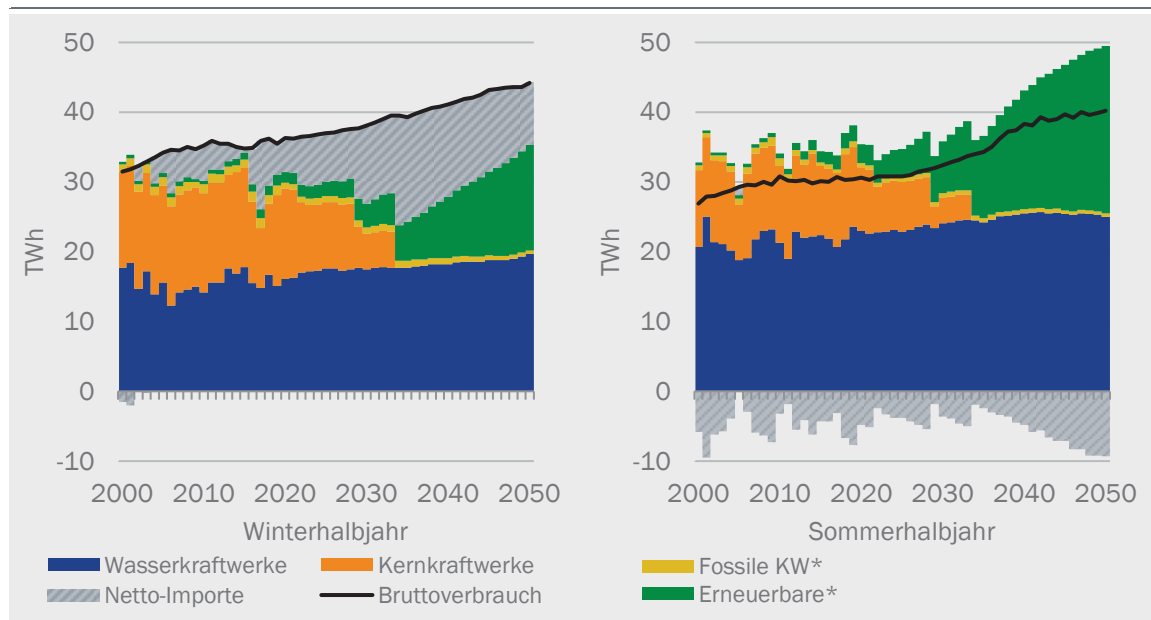
Durch den hohen Anteil von Wasserkraftwerken an der Stromerzeugung weist die Schweiz bereits heute im Winterhalbjahr in der Regel einen Importsaldo auf und ist im Sommer Nettoexporteur. Diese Situation verstärkt sich durch die Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke und den steigenden Strombedarf. Langfristig sinkt jedoch der Importsaldo im Winterhalbjahr durch den Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Abbildung 17). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen mit einem im Zeitverlauf steigenden Winteranteil implementiert wurde. Die Erhöhung des Winteranteils der Photovoltaik-Erzeugung ist durch eine Reihe von Massnahmen möglich (z.B. steiler inklinierte Dachanlagen und höhere Anteile von Anlagen an Fassaden). Der Winteranteil der Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen liegt langfristig bei rund 32 %.

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und durch die zusätzliche Erzeugung aus Wasserkraftwerken, kommt es langfristig zu einem Anstieg der inländischen Winterstromerzeugung. Trotzdem verbleibt im Jahr 2050 ein Importsaldo von rund 9 TWh im Winterhalbjahr. Der Stromimport im Winter ist über den gesamten Betrachtungszeitraum gewährleistet und besteht vor allem aus Windenergie-Erzeugung im europäischen Ausland. Im Sommerhalbjahr ist die Schweiz über den gesamten Betrachtungszeitraum Nettoexporteur. Der Export besteht vor allem aus flexibler Wasserkrafterzeugung in Zeiten geringer Wind- und Photovoltaik-Erzeugung in den Nachbarländern.

Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung und des gesamten Verbrauchs an Elektrizität (inkl. Speicherpumpen) in der Schweiz für das Winter- und Sommerhalbjahr.

Abbildung 20: Winter-/Sommerbilanz

Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Erneuerbare Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird durch Photovoltaik-Anlagen geprägt. Es erfolgt eine deutliche Steigerung der jährlichen Zubauraten auf langfristig rund 1.5 GW (im Vergleich zu aktuell rund 0.3 GW). Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen verfügt aufgrund von hoher gesellschaftlicher Akzeptanz, umfangreichen inländischen Potenzialen und weiter sinkenden Gesteungskosten über Vorteile gegenüber anderen Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung. Aufgrund sinkender Batteriekosten werden langfristig rund 70 % der Photovoltaik-Anlagen mit Batteriespeichern kombiniert. Dies glättet die Stromerzeugung der Photovoltaik-Anlagen im Tagesverlauf. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen beträgt im Szenario ZERO Basis in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» im Jahr 2050 rund 34 TWh¹⁵ (im Vergleich zu 2.2 TWh im Jahr 2019).

Der Zubau von Windkraftanlagen erfolgt aufgrund von Herausforderungen hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz und Verzögerungen in der Bewilligung im Schwerpunkt nach 2035. Die Gesteungskosten von Windkraftanlagen sind jedoch an guten Standorten im Vergleich mit anderen Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung tief und liegen langfristig in der Größenord-

¹⁵ Die Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen wird hier ohne Abzug von abgeregelten Strommengen dargestellt. Abgeregelte Strommengen werden jeweils nur bei der Summe der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Abzug gebracht. Praktisch ist noch nicht klar, welche Technologie bei einer „Überdeckung“ des Stromverbrauchs durch z.B. Erzeugungsspitzen aus Photovoltaik-Anlagen abgeregelt wird. Daher wird hier auf eine technologiespezifische Zuweisung der Abregelung verzichtet.

nung von Photovoltaik-Anlagen. Daher erfolgt nach 2035 ein deutlicher Ausbau von Windkraftanlagen auf ein Niveau von mehr als 4 TWh im Jahr 2050. Der Anlagenpark wird langfristig mehr und mehr durch Schwachwindanlagen dominiert.

Bei Geothermiekraftwerken bestehen Unsicherheiten hinsichtlich des Erfolgs der Bohrung und damit der Realisierung der Projekte. Im Hinblick auf die Gesamtenergieeffizienz und unter Versorgungssicherheitsaspekten gibt es jedoch Vorteile durch Stromproduktion aus Geothermie aufgrund der möglichen Auskopplung von Abwärme für die Fernwärmeversorgung und des hohen Winteranteils der Erzeugung. Zudem existieren in der Schweiz umfassende Wärmepotenziale für Tiefengeothermie-Projekte. Bis 2035 wird aufgrund der bestehenden Unsicherheiten lediglich ein Ausbau aktuell geplanter Projekte unterstellt. Danach erfolgt ein Hochlauf auf eine Stromerzeugung von rund 2 TWh im Jahr 2050.

Die Biomasse-Potenziale für den Einsatz in der Strom- und Wärmeerzeugung sind aufgrund des gleichzeitigen Einsatzes von Biomasse in den Nachfragesektoren (insb. im Industrie-Sektor zur Bereitstellung von Prozesswärme) beschränkt. Daher findet kein weiterer Zubau von WKK-Anlagen unter Verwendung von fester Biomasse statt. Da Potenziale von Biogas verfügbar sind, findet jedoch ein Ausbau von biogasbetriebenen WKK-Anlagen statt. Dezentrale Biogas-WKK werden dabei in der Regel stromgeführt betrieben, die Auskopplung von Wärme steht nicht im Fokus. Biogasbetriebene Anlagen in Fernwärmenetzen ersetzen hingegen bestehende Gaskraftwerke. Diese werden langfristig mit Biomethan befeuert und zu einem grossen Teil auch wärmegeführt betrieben. Auch beim Einsatz von Biogas bestehen Potenzialrestriktionen, welche einen weiteren Einsatz von Biogas (unter Berücksichtigung des Einsatzes in den Nachfragesektoren) einschränken. Zudem weisen Biogasanlagen hohe Gestehungskosten im Vergleich zu anderen Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung auf.

Die Entwicklung der Kapazitäten und der Stromerzeugung von Kehrichtverwertungsanlagen erfolgt in Abhängigkeit der verfügbaren Müllmengen. Aufgrund leicht sinkender Müllmengen kommt es zu keinem zusätzlichen Ausbau von Kehrichtverwertungsanlagen. Durch die fossilen Anteile des Mülls verbleiben langfristig CO₂-Emissionen in der Strom- und Wärmeerzeugung, welche im Hinblick auf das Ziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen soweit möglich durch CCS abgetrennt und gespeichert werden müssen.

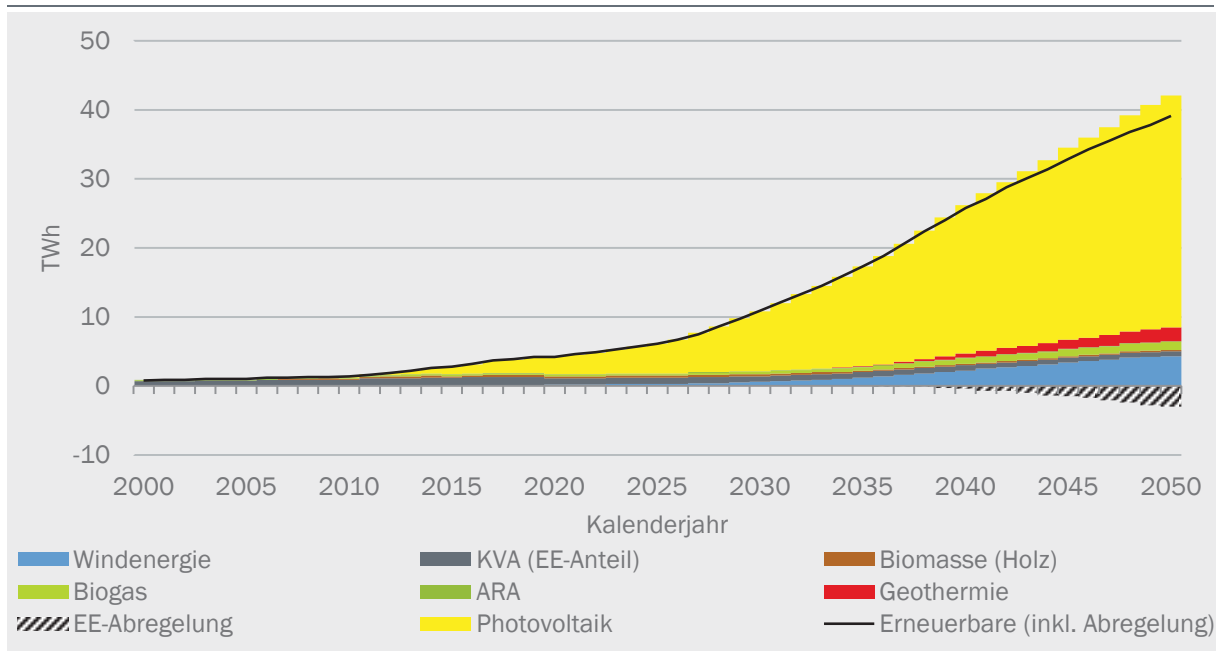
Durch den steigenden Winteranteil der Photovoltaik-Anlagen und die hohe Flexibilität im Stromsystem der Schweiz belaufen sich die abgeregelten Strommengen trotz des umfassenden Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2050 auf Basis der durchgeführten Analysen auf rund 7 % (bzw. 3 TWh) der erneuerbaren Stromerzeugung.

Die gesamte Stromerzeugung erneuerbarer Energien beträgt im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») im Jahr 2035 rund 17 TWh. Der bestehende Richtwert zum Ausbau erneuerbarer Energien von 11.4 TWh bis 2035 aus dem EnG wird damit erreicht. Deutlich übererfüllt wird das Ausbauziel für erneuerbare Energien gem. Botschaft des Bundesrats zum Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 von 24.2 TWh im Jahr 2050. Der Richtwert aus dem EnG und die Ausbauziele gem. Botschaft des Bundesrats reichen somit aus heutiger Perspektive nicht aus, um das Ziel einer ausgeglichenen Jahresbilanz bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien beträgt im Jahr 2050 rund 42 TWh (ohne Abzug der Abregelung von überschüssigen Strommengen). Unter Berücksichtigung des Abzugs der Abregelung überschüssiger Strommengen von rund 3 TWh beträgt die Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 rund 39 TWh.

Abbildung 21 und Tabelle 12 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien im Szenario ZERO Basis für die Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050».

Abbildung 21: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Tabelle 12: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Photovoltaik	0.0	2.2	4.3	8.7	14.4	21.5	27.8	33.6
	Windenergie	0.0	0.1	0.3	0.6	1.2	2.2	3.4	4.3
	Biomasse (Holz)	0.0	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
	Biogas	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.8	1.0	1.2
	ARA	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	KVA (EE-Anteil)	0.7	1.2	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7
	Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.3	2.0
	EE-Abregelung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	-1.5	-3.0
	Erneuerbare Energien*	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.8	32.9	39.1
WWB	Erneuerbare Energien*	0.8	4.2	5.9	8.7	9.5	10.3	11.6	13.3

* unter Abzug abgeregelter Strommengen

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Wasserkraft

Die Zunahme der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken beträgt bis 2050 rund 10 % ggü. der Erzeugung im Jahr 2019. Dies ist insbesondere auf den Zubau neuer Wasserkraftwerke zurückzuführen. Die Stromerzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke steigt insbesondere durch den Zubau einzelner Anlagen an. Damit verbunden ist jedoch auch ein steigender Stromverbrauch durch die Speicherpumpen der Kraftwerke.

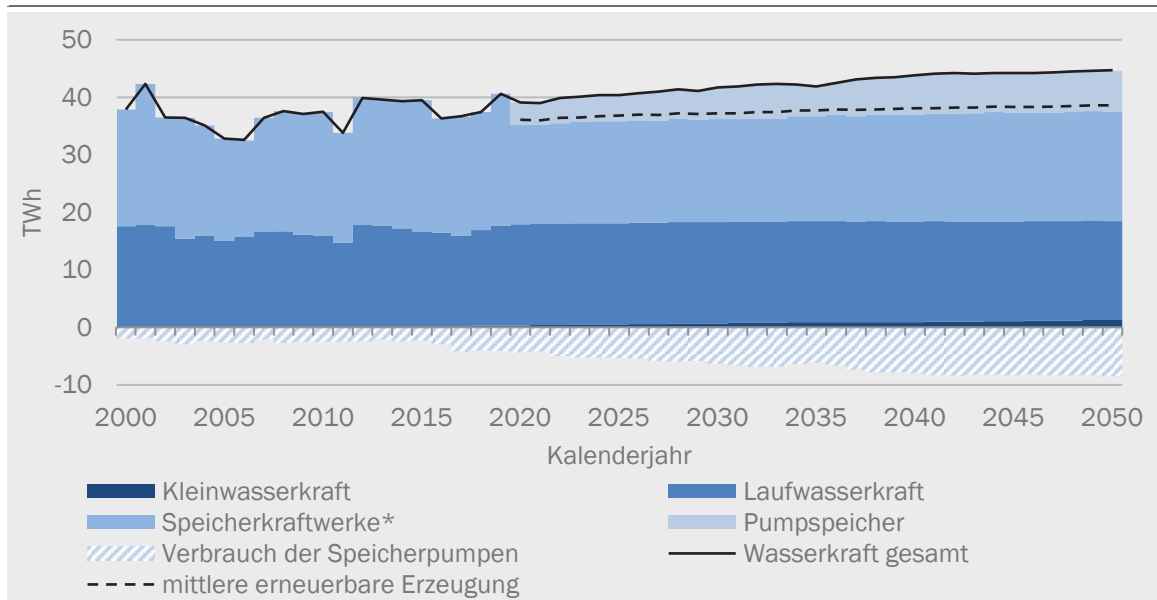
Der Richtwert zum Ausbau der Wasserkraft (mittlere erneuerbare Stromproduktion) von 37.4 TWh im Jahr 2035 aus dem EnG wird knapp erreicht. Knapp erreicht wird auch das Ausbauziel für die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken aus der Botschaft des Bundesrats zur ES 2050 von 38.6 TWh im Jahr 2050.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz sind ein zentrales Element für die Integration der steigenden Mengen erneuerbarer Stromerzeugung. Diese Anlagen können aufgrund ihrer hohen Flexibilität ihre Stromerzeugung in Perioden geringer erneuerbarer Erzeugung (und hoher Strompreise) verschieben. Neben den Kapazitäten bestehender Kraftwerke leisten auch neue Wasserkraftwerke einen zusätzlichen Beitrag zur Bereitstellung der notwendigen Flexibilität im Stromsystem.

Abbildung 22 und Tabelle 13 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und des Verbrauchs der Speicherpumpen in der Schweiz.

Abbildung 22: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



* bis 2019 inkl. Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Tabelle 13: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken

Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken in der Schweiz im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Kleinwasserkraft	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	0.9	1.1	1.3
	Speicherkraftwerke*	20.3	22.9	17.7	17.9	18.2	18.6	18.9	19
	Laufwasserkraft	17.4	17.4	17.6	17.6	17.6	17.5	17.3	17.2
	Pumpspeicher			4.6	5.5	5.3	6.7	6.9	7.1
	Wasserkraft gesamt	37.9	40.6	40.4	41.7	41.9	43.8	44.2	44.7
	Verbrauch Speicherpumpen	-2.0	-4.1	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5
	nachrichtl.: mittlere erneuerbare Stromerz.			36.8	37.2	37.7	38.1	38.3	38.6
WWB	Wasserkraft gesamt	37.9	40.6	39.9	40.4	39.6	39.3	39	38.9

* bis 2019 inkl. Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Flexibilität: Stromerzeugung und Stromverbrauch

Neben Energieeffizienzmassnahmen sind Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch sowie das Zusammenspiel des Stromsystems der Schweiz mit dem europäischen Ausland von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Stromversorgung der Schweiz.

Speicherkraftwerke stellen bereits heute mit ihrer Speicherkapazität von rund 9 TWh Flexibilität für den saisonalen Ausgleich zur Verfügung. Gleichzeitig können diese Kraftwerke ihre Erzeugung auch kurzfristig anpassen. Pumpspeicherkraftwerke können in den Oberseen gespeicherte Energie je nach Speichergrösse über Tage bis Wochen verschieben. Die installierte Leistung an Speicherkraftwerken beträgt im Jahr 2050 rund 9 GW. Die installierte Turbinenleistung von Pumpspeicherkraftwerken beläuft sich langfristig auf rund 6 GW. Ein Grossteil dieser flexiblen Leistung von Wasserkraftwerken ist bereits heute vorhanden.

Unter zusätzlicher Berücksichtigung biomassebetriebener WKK-Anlagen verfügt die Schweiz im Jahr 2050 über eine flexible Erzeugungskapazität von rund 16 GW. Im Vergleich dazu liegt die inflexible Spitzenlast des Stromverbrauchs im Jahr 2050 bei rund 11 GW. Im Gegensatz zu ihren Nachbarländern ist in der Schweiz aufgrund dieser Leistungsüberschüsse grundsätzlich kein Zubau von weiteren Backup-Kraftwerken zur Absicherung der Spitzenlast notwendig.

Neben der Stromerzeugung spielt die Flexibilisierung des Stromverbrauchs eine zentrale Rolle für die Integration des Stromsystems der Schweiz. Durch die Batteriespeicherkapazitäten von Elektrofahrzeugen kann der Stromverbrauch zukünftig über mehrere Tage verschoben werden. Diese Verschiebung des Stromverbrauchs ist ohne Einschränkung der Fahrzyklen der Autos möglich. Bis zum Jahr 2050 wird unterstellt, dass die Hälfte der Ladevorgänge flexibel erfolgen kann. Wärmepumpen können ihren Stromverbrauch durch die thermische Speicherkapazität der Gebäude und Pufferspeicher im Winterhalbjahr über einige Stunden verschieben. Daneben kann die inländische Erzeugung von Wasserstoff flexibel erfolgen. Dezentrale Batteriespeicher als Heimspeicher in Gebäuden sorgen zudem für eine Glättung des Erzeugungsprofils von Photovoltaik-Anlagen. In weiteren Anwendungen (z.B. Klimatisierung, Prozesswärme und Grosswärmepumpen) ist ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial zu sehen, das in den hier durchgeführten Analysen jedoch nicht betrachtet wurde.

Darüber hinaus ist das Zusammenspiel mit dem europäischen Ausland heute und auch in Zukunft entscheidend für das Stromsystem der Schweiz und ergänzt die inländische Stromerzeugung. Während die Schweiz langfristig hohe Anteile von Photovoltaik-Erzeugung aufweist, sind im europäischen Ausland die Anteile der Stromerzeugung aus Windenergie deutlich höher. Damit bestehen für die Schweiz insbesondere im Winterhalbjahr Importmöglichkeiten aus Windenergie. Wasserkraftwerke stellen im Gegenzug nicht nur Flexibilität in der Schweiz, sondern auch für das Ausland zur Verfügung. Dasselbe gilt für flexible Kraftwerkskapazitäten im Ausland. Voraussetzung für dieses Zusammenspiel mit dem Ausland ist, dass die Schweiz weiterhin gut in das europäische Ausland eingebunden bleibt und die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten gemäss den aktuellen Planungen ausgebaut werden (vgl. Kapitel 2).

Die beschriebenen Effekte im Stromsystem werden anhand von Modellergebnissen zu zwei typischen Nachfrage- und Erzeugungssituationen im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») im Jahr 2050 weiter erläutert:

- Im **Winterhalbjahr** können in Perioden mit geringer Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen (und hoher Strompreise) flexible Wasserkraftwerke und WKK-Anlagen sowie Stromim-

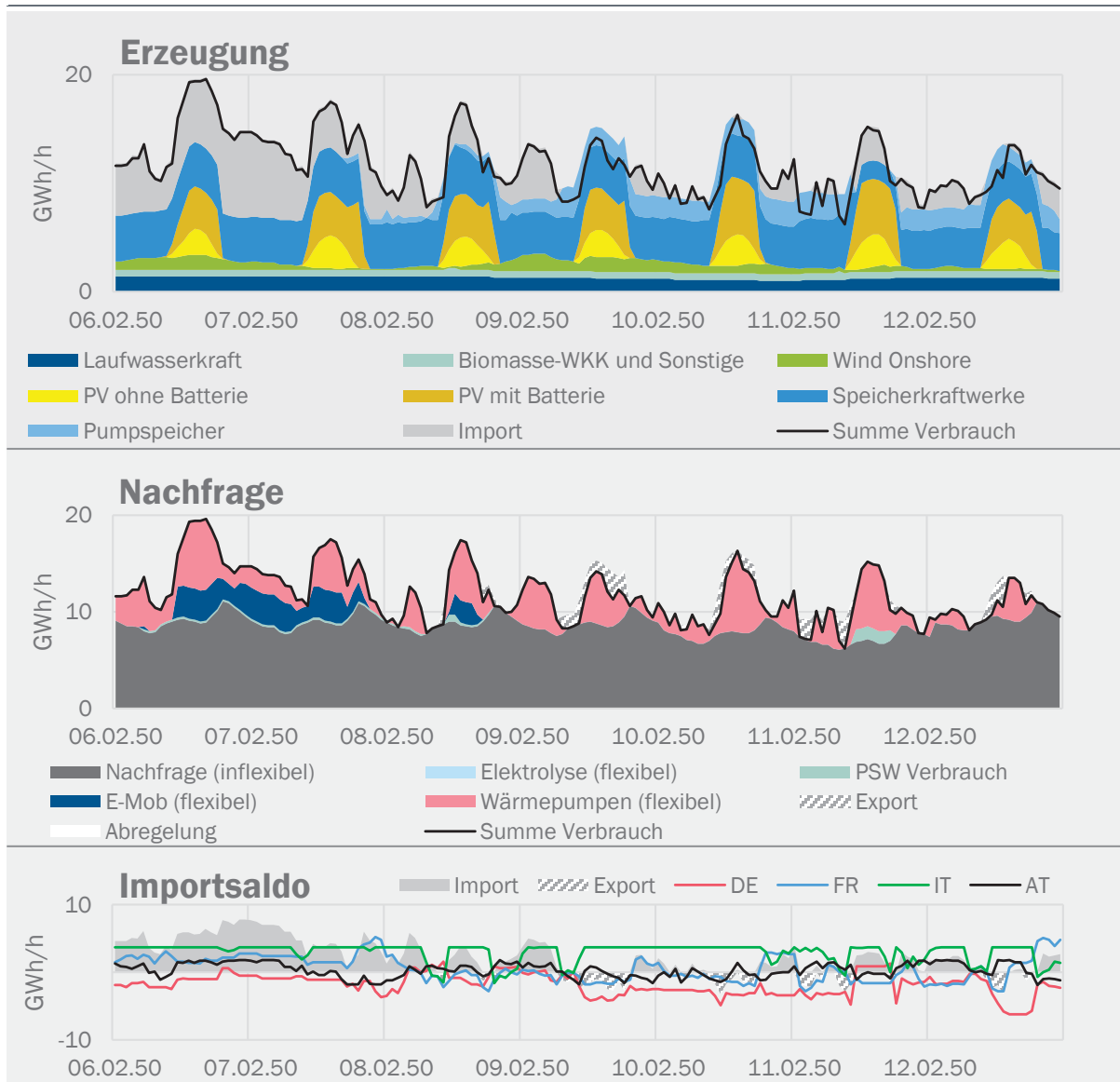
porte die fehlende Erzeugung im Inland kompensieren. Flexible Stromverbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie Pumpspeicherkraftwerke verschieben ihren Bedarf in Perioden mit hohem Dargebot erneuerbarer Energien (und relativ tiefen Strompreisen). Abbildung 23 zeigt diese Effekte für eine Woche im Winter des Jahres 2050 im Szenario ZERO Basis. Flexible Verbraucher verschieben ihren Strombedarf soweit möglich an den Beginn der Periode (mit hoher Wind-Erzeugung im Ausland). Die Auslastung der Speicherkraftwerke ist durchgehend hoch und steigt durch das geringe Dargebot erneuerbarer Energien zum Ende der Periode weiter an. Importe, primär aus Windenergie und flexiblen Kraftwerken im Ausland, ergänzen die inländische Erzeugung vor allem zu Beginn der Periode, sodass der Strombedarf zu jeder Stunde gedeckt werden kann.

- Im **Sommerhalbjahr** kann ein grosser Teil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz integriert werden. Grundlegend dafür ist die Flexibilität im Stromverbrauch von Elektroautos, Wärmepumpen und Pumpspeicherkraftwerken sowie die Flexibilität in der Stromerzeugung von Wasserkraftwerken. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke verschieben ihre Erzeugung insbesondere in Perioden mit geringer Photovoltaik-Erzeugung (und entsprechend hohen Strompreisen).

Abbildung 24 zeigt diese Effekte beispielhaft für eine Woche im Sommer des Jahres 2050 im Szenario ZERO Basis. Grosse Teile der Erzeugungsspitzen aus Photovoltaik-Anlagen können integriert werden. Wasserkraftwerke erzeugen vor allem in Stunden geringer Photovoltaik-Erzeugung und stellen für die Schweiz, aber auch für das Ausland flexible Erzeugung bereit, was sich in hohen Stromexporten in den Nachtstunden und Tagesrandstunden zeigt.

Abbildung 23: Stündliche Stromerzeugung (Winterhalbjahr)

Stündliche Stromerzeugung und Stromverbrauch der Schweiz für eine ausgewählte Winterwoche im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GWh/h

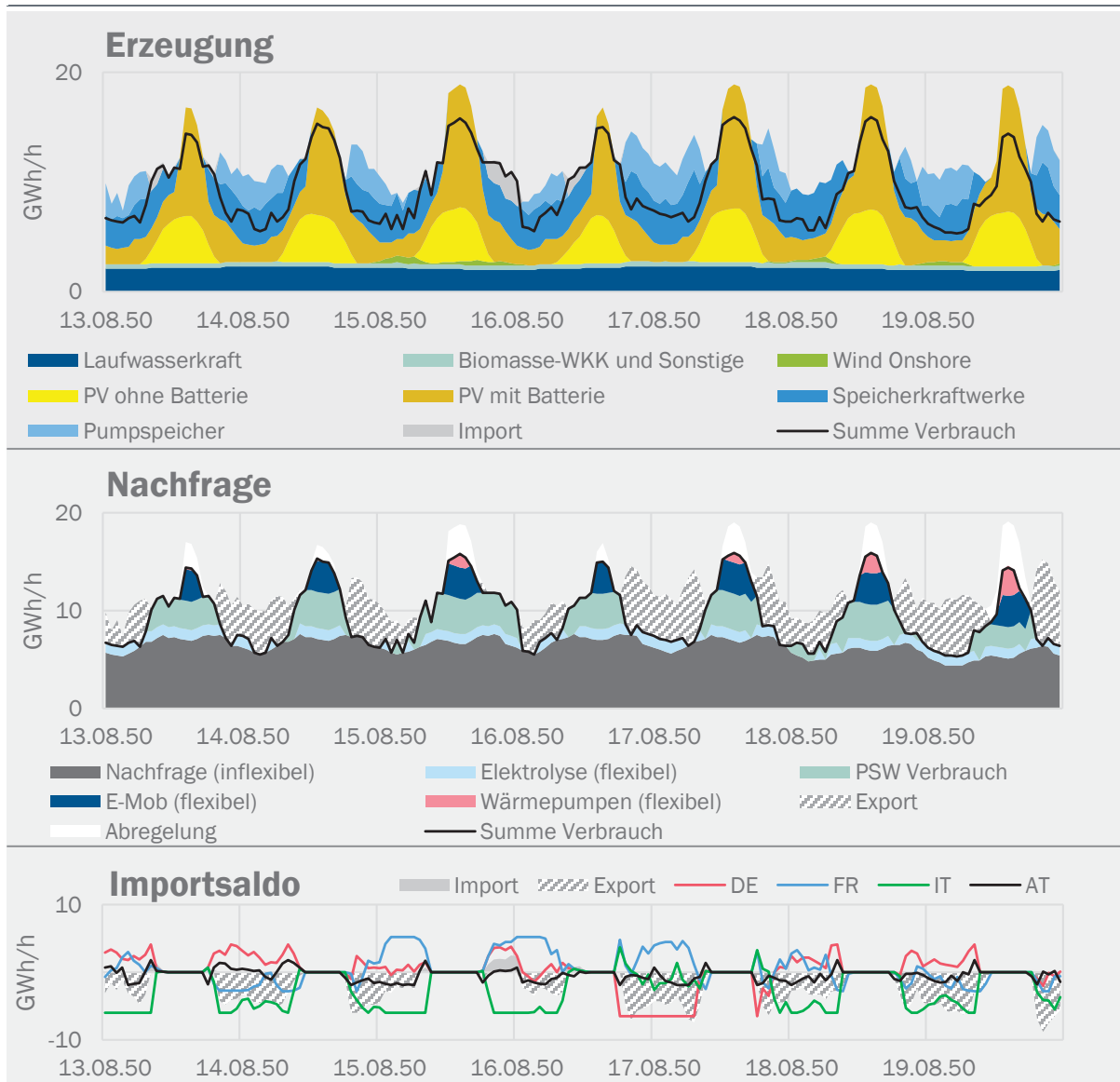


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Abbildung 24: Stündliche Stromerzeugung (Sommerhalbjahr)

Stündliche Stromerzeugung und Stromverbrauch der Schweiz für eine ausgewählte Sommerwoche im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GWh/h



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Ausland

Das Stromsystem der Schweiz ist stark mit dem europäischen Stromsystem vernetzt. Dies zeigt sich in den grenzüberschreitenden Netzkapazitäten (NTC-Werte) von aktuell rund 10 GW (Export) bzw. rund 7 GW (Import) sowie in den hohen Stromimport- und exportflüssen der Schweiz. Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer zentralen Lage in Europa eine wichtige Funktion als Drehscheibe im europäischen Stromsystem war.

Für das europäische Ausland wurde eine Dekarbonisierung des Energiesystems und der Stromerzeugung im Einklang mit den Annahmen im Szenario ZERO Basis für die Schweiz angenommen (vgl. Kapitel 2.5).

Im Szenario ZERO steigt der Stromverbrauch in den Nachbarländern der Schweiz aufgrund des zusätzlichen Verbrauchs durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen in Gebäuden und die Elektrifizierung des Industriesektors sowie die Herstellung von strombasierten Energieträgern um rund 50 % bis zum Jahr 2050 (ggü. dem Jahr 2019). Damit kommt es, insbesondere durch die höhere Elektrifizierung des Industriesektors, zu einem stärkeren Anstieg des Stromverbrauchs im Vergleich zur Schweiz.

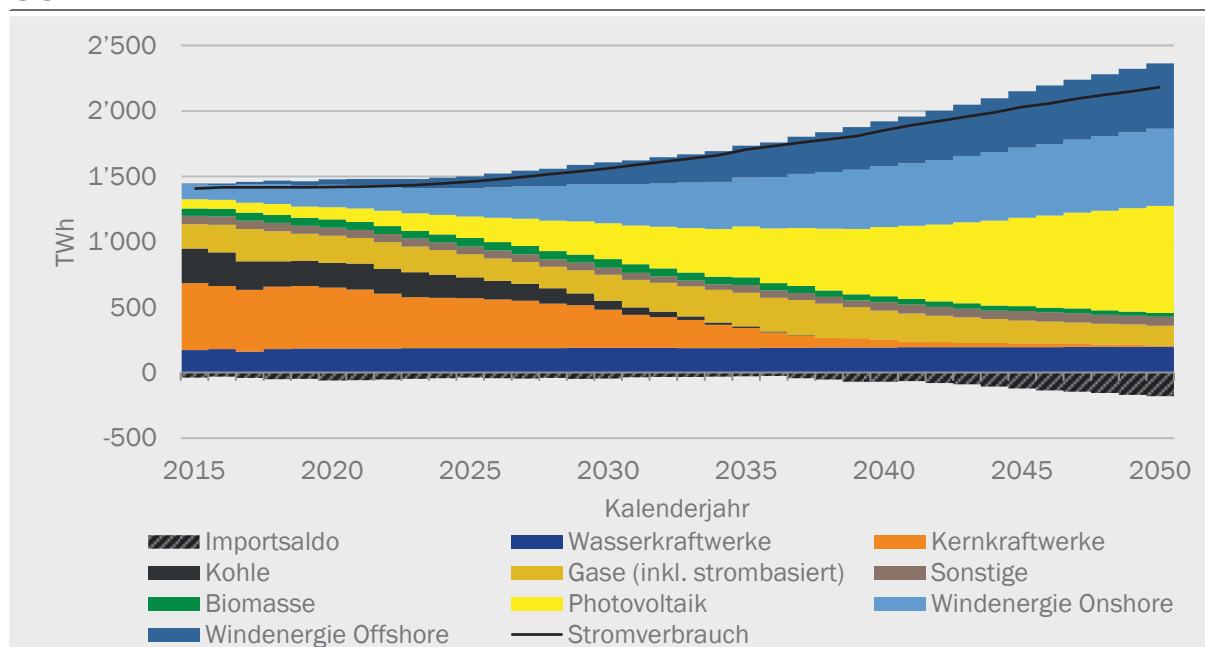
Gleichzeitig kommt es im europäischen Ausland zu einem deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis hin zu einer vollständigen Dekarbonisierung der Stromerzeugung im Jahr 2050. Der Schwerpunkt der Stromerzeugung erneuerbarer Energien liegt dabei stärker als in der Schweiz bei Windkraftanlagen. In den Nachbarländern der Schweiz beträgt der Anteil von Windenergie (onshore und offshore) an der Stromerzeugung langfristig fast 50 %. In der Schweiz sind aufgrund von knappen Flächen für Windenergie und höherer gesellschaftlichen Akzeptanz die Zubauraten von Photovoltaik-Anlagen langfristig höher als bei Windkraftwerken. Der Beitrag der Photovoltaik liegt in den Nachbarländern der Schweiz im Jahr 2050 bei einem Anteil von rund 40 % an der Stromerzeugung.

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken sinkt bis Mitte der 2030er Jahre gegen Null. Daneben kommt es in den Nachbarländern der Schweiz zu einem deutlichen Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie. Zudem kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken aufgrund sinkender Volllaststunden dieser Anlagen. In den Nachbarländern der Schweiz ist aber ein Zubau von Backup-Kraftwerken (im Schwerpunkt Gasturbinen) notwendig, um genügend gesicherte Leistung zur Deckung der (inflexiblen) Spitzenlast in diesen Ländern bereitstellen zu können. Bis 2050 werden diese Kraftwerke mit strombasierten Energieträgern wie Wasserstoff oder Biogas betrieben.

Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 25: Stromerzeugung Ausland

Entwicklung der Stromerzeugung in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

4.1.3 Vergleich Szenarien und Stromangebotsvarianten

Stromsystem

In den Varianten A, B und C des Szenarios ZERO ergeben sich insbesondere durch die unterschiedliche Entwicklung des Stromverbrauchs in den Nachfragesektoren (vgl. Kapitel 3) unterschiedliche Entwicklungspfade für die Stromerzeugung der Schweiz. Durch das Ziel eines ausgeglichenen Importsaldos im Jahr 2050 in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» unterscheidet sich der Ausbau erneuerbarer Energien in den Varianten A, B und C von der Basisvariante. Im Folgenden werden die Entwicklungen in der Basisvariante kurz zusammengefasst und den Grundzügen der Varianten A, B und C gegenübergestellt.

- **ZERO Basis:** durch die Elektrifizierung der Nachfragesektoren ist ein hoher Ausbau erneuerbarer Energien notwendig. Der Ausbau beruht vor allem auf Photovoltaik-Anlagen, ergänzt durch Windkraftanlagen, Biogas-Anlagen und Geothermie-Kraftwerke. Der Zubau an Wasserkraftwerken erfolgt unter optimierten Rahmenbedingungen, daneben erfolgt ein Zubau von Pumpspeicherkraftwerken. Die Flexibilität im Stromverbrauch steigt kontinuierlich an. Aufgrund der hohen Flexibilität in der Stromerzeugung der Schweiz ist kein Zubau von Back-up-Kraftwerken notwendig.
- **ZERO A:** die umfassende Elektrifizierung erfordert einen noch stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien. Aufgrund verfügbarer Potenziale (allerdings mit abnehmenden Volllaststunden) beruht dieser zusätzliche Ausbau auf Photovoltaik-Anlagen. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen ist damit höher als im Szenario ZERO Basis. Die Annahmen zur Flexibilität des Stromverbrauchs und zum Wasserkraft-Ausbau entsprechen dem Szenario ZERO Basis.

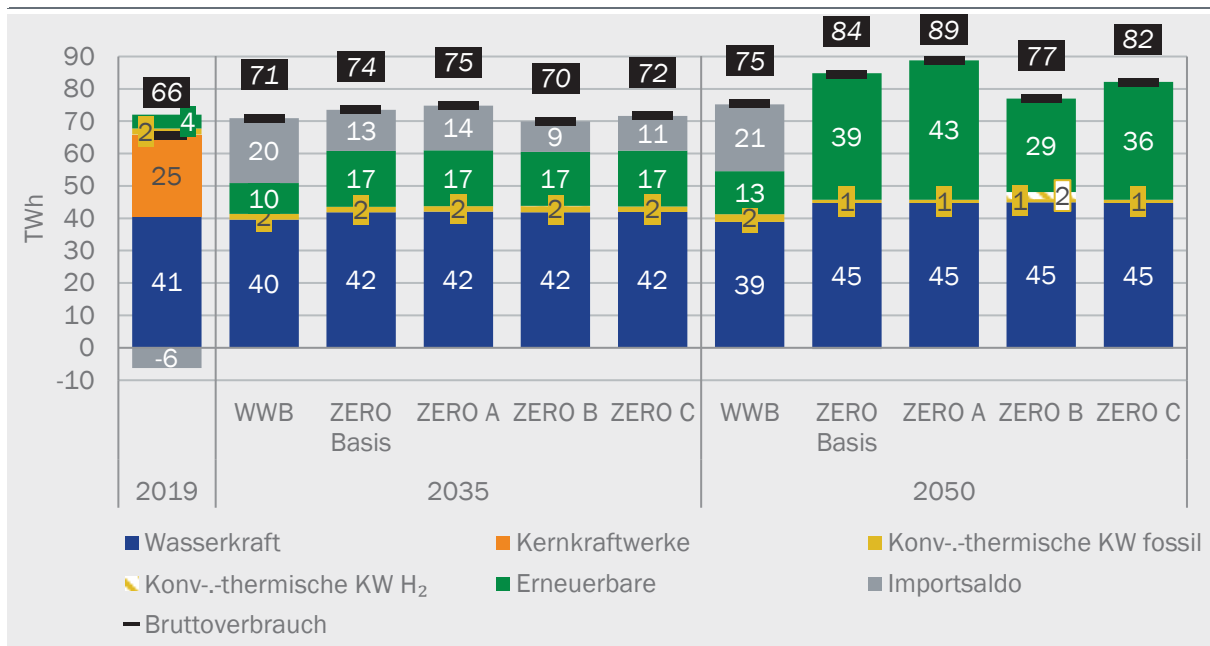
- **ZERO B:** durch die weniger hohe Elektrifizierung ist ein geringerer Ausbau an erneuerbaren Energien notwendig. Der Ausbau an Photovoltaik-Anlagen und Windkraftanlagen ist tiefer als im Szenario ZERO Basis. Für die Flexibilität im Stromverbrauch wird ein etwas geringerer Anteil an flexiblen Stromverbrauchern (bei Elektrofahrzeugen) unterstellt. Der Ausbau an Wasserkraftwerken entspricht dem Szenario ZERO Basis. Darüber hinaus werden in Variante B dezentrale inländische WKK-Anlagen und Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff zugebaut. Gasturbinen werden zwischen 2030 und 2040 im Umfang von rund 2.5 GW zugebaut und dienen primär der zusätzlichen Spitzenlastabdeckung.
- **ZERO C:** durch die geringere Elektrifizierung im Vergleich zum Szenario ZERO Basis ist ein etwas tieferer Ausbau an erneuerbaren Energien notwendig. Der Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen ist daher etwas tiefer als im Szenario ZERO Basis. Die Annahmen zur Flexibilität des Stromverbrauchs entsprechen den Annahmen in Variante B, die sonstigen Annahmen entsprechen dem Szenario ZERO Basis.

Im Vergleich dazu erfolgt der Ausbau erneuerbarer Energien und der Ausbau an Wasserkraftwerken im Szenario WWB unter aktuellen Rahmenbedingungen. Bestehende energie- und klimapolitische Instrumente (zum Stand Ende 2018) werden beibehalten und fortgeschrieben. Das bedeutet, dass der Ausbau erneuerbarer Energien dann erfolgt, wenn er aus Sicht der Endverbraucher bzw. Investoren unter Berücksichtigung der unterstellten Rahmenbedingungen und Förderkonditionen wirtschaftlich ist. Der Ausbau neuer erneuerbarer Energien (und Wasserkraftwerken) ist unter diesen Rahmenbedingungen tiefer als in den Varianten des Szenarios ZERO. Zudem wird im Szenario WWB von einer tieferen Flexibilität im Stromverbrauch ausgegangen.

In Abbildung 26 erfolgt ein Vergleich der Erzeugungsstruktur im Szenario ZERO Basis mit den Varianten A, B und C sowie dem Szenario WWB für die Stichjahre 2019, 2035 und 2050.

Abbildung 26: Stromerzeugungsstruktur (Szenarienvergleich)

Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» und des Szenarios WWB, in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

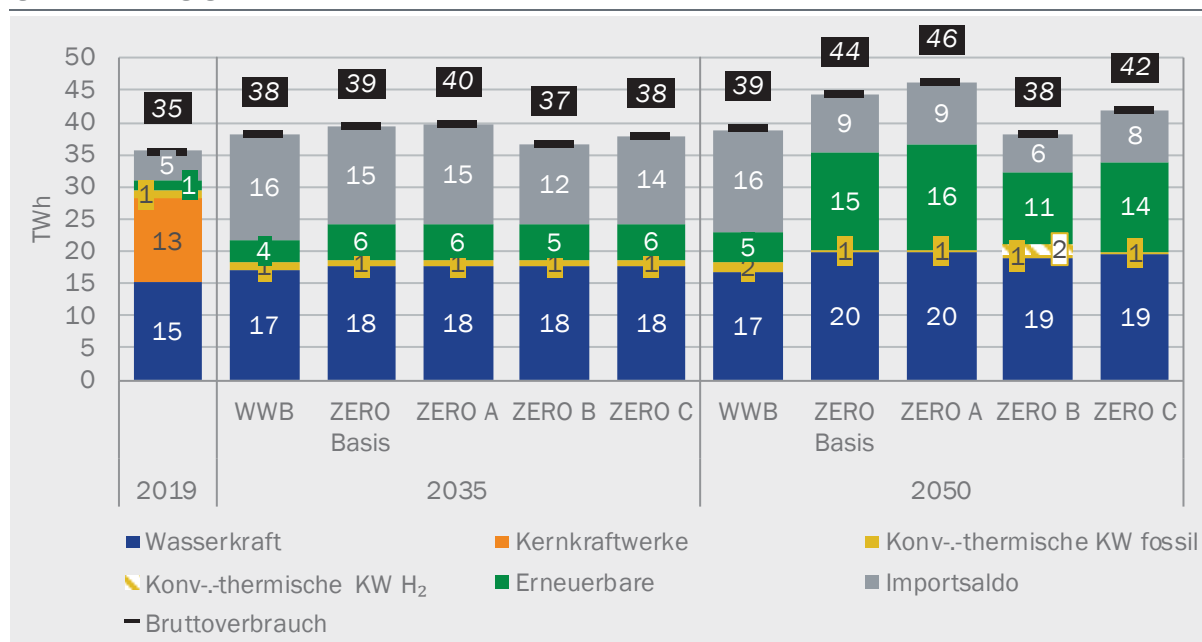
Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien zur Erreichung der ausgeglichenen Jahresbilanz liegt in den Varianten des Szenarios ZERO im Jahr 2050 zwischen 29 TWh in Variante B und 43 TWh in Variante A. Der Strombedarf der Schweiz kann mit diesem Ausbau erneuerbarer Energien in allen Varianten des Szenarios ZERO in der Jahresbilanz durch inländische Erzeugung gedeckt werden. Während der Stromimportsaldo im Szenario WWB bis zum Jahr 2050 auf mehr als 20 TWh ansteigt, ist der Importsaldo im Jahr 2050 somit in allen Varianten des Szenarios ZERO ausgeglichen. Temporär besteht nach dem Kernenergieausstieg im Jahr 2035 in den Varianten des Szenarios ZERO Basis allerdings ein Importsaldo von 9 bis 14 TWh.

Der Ausbau an Kraftwerken unter Einsatz von Wasserstoff in wärmegeführten WKK-Anlagen und Gaskraftwerken leistet in Variante B einen gewissen Beitrag zur Erreichung der ausgeglichenen Jahresbilanz bis zum Jahr 2050. Da die Gasturbinen am Strommarkt primär zur Spitzenlastabdeckung in wenigen Stunden eingesetzt werden, ist der Beitrag der mit Wasserstoff betriebenen Anlagen mit ca. 2 TWh im Jahr 2050 aber eher gering.

Abbildung 27 zeigt die Erzeugungsstruktur im Szenario ZERO Basis im Vergleich zu den Varianten A, B und C sowie dem Szenario WWB im Winterhalbjahr.

Abbildung 27: Stromerzeugungsstruktur Winterhalbjahr (Szenarienvergleich)

Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur im Winterhalbjahr im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» und des Szenarios WWB, in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Im Unterschied zur Jahresbilanz verbleibt in allen Varianten des Szenarios ZERO im Winterhalbjahr ein positiver Importsaldo. Der Importsaldo ist jedoch aufgrund von Effizienzmassnahmen und aufgrund des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Wasserkraftwerken deutlich tiefer als im Szenario WWB. Die Deckung des Strombedarfs der Schweiz ist auch im Winterhalbjahr in allen Varianten des Szenarios ZERO zu jeder Stunde gewährleistet. Die Bandbreite in der Importbilanz im Winterhalbjahr im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO liegt im Jahr 2050 im Bereich

von 4 TWh. Erneuerbare Energien leisten durch die steigenden Anteile von Windkraftanlagen, Biomasse und Geothermie sowie die steigenden Winteranteile von Photovoltaik-Anlagen in allen Varianten einen steigenden Beitrag zur Bereitstellung von Stromerzeugung im Winterhalbjahr. In Variante B werden WKK-Anlagen unter Einsatz von Wasserstoff primär im Winterhalbjahr eingesetzt.

Im Folgenden erfolgt für einige zentrale Ergebnisse des Stromsystems ein Vergleich der Entwicklung in den verschiedenen Varianten des Szenarios ZERO.

Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien und Wasserkraft

Neben dem sich in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» ergebenden Ausbaus zur Erreichung des ausgeglichenen Importsaldos im Jahr 2050 wird der Ausbau erneuerbarer Energien weiter variiert: In den Strategievarianten «aktuelle Rahmenbedingungen» bzw. «Richtwerte/Ausbauziele» ergeben sich Ausbaupfade für erneuerbare Energien aufgrund des Ausbaus bei positiver Eigenwirtschaftlichkeit unter aktuellen Rahmenbedingungen der Förderung bzw. bei Erfüllung der bestehenden Ausbauziele für erneuerbare Energien.

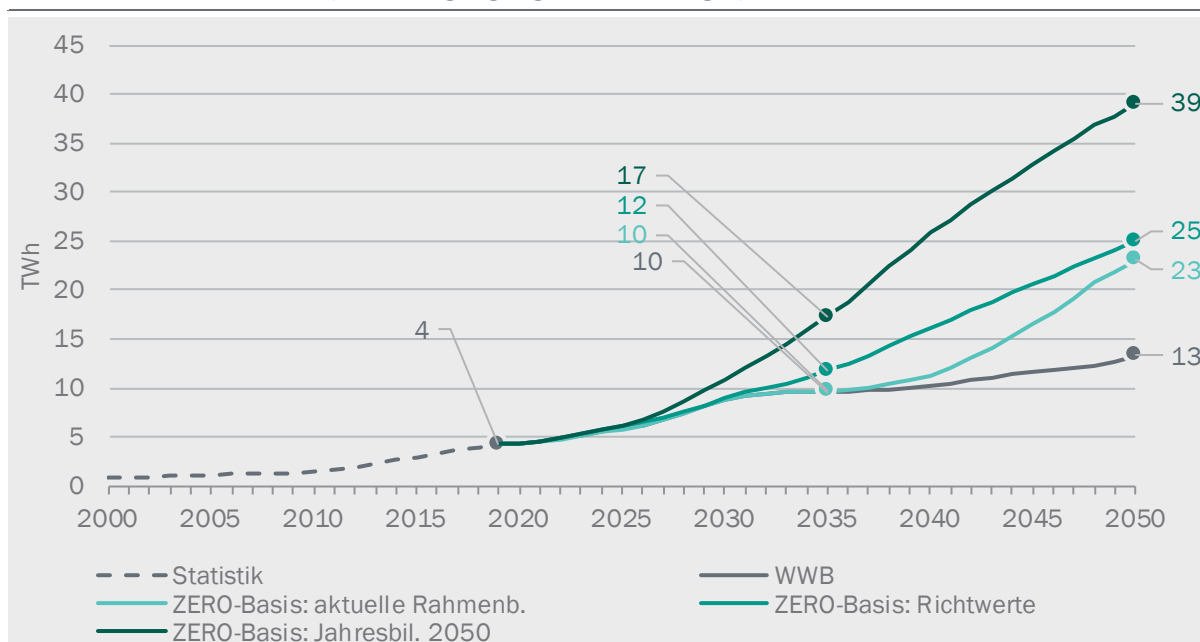
Abbildung 28 zeigt einen Vergleich der Stromerzeugung erneuerbarer Energien für die verschiedenen Strategievarianten in der Basisvariante des Szenarios ZERO. In der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» werden der Richtwert zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2035 und die Ausbauziele gemäss der Botschaft des Bundesrats zur ES 2050 deutlich übererfüllt. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien beträgt im Jahr 2050 rund 39 TWh (unter Abzug abgeregelter Strommengen).

Der Ausbau erneuerbarer Energien in der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen», welcher sich bei auslaufender Förderung insbesondere aufgrund von positiver Eigenwirtschaftlichkeit ergibt, reicht hingegen nicht aus, um die ausgeglichene Jahresbilanz im Jahr 2050 zu erreichen. Im Jahr 2050 beträgt die Stromerzeugung erneuerbarer Energien in dieser Variante 23 TWh. Der jährliche Ausbau in der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen» ist insbesondere in den Jahren 2030 bis 2040 nach dem Auslaufen der bestehenden Förderung tief. Erst in den Jahren ab 2040 kommt es insbesondere bei Photovoltaik-Anlagen durch tiefe Investitionskosten für Photovoltaik-Module sowie Batterien und gleichzeitig steigende Endverbraucherpreise für Elektrizität zu einem deutlichen Anstieg der jährlichen Zubauraten.

In der Strategievariante «Richtwerte/Ausbauziele» werden die Richtwerte gemäss EnG bzw. die Ausbauziele gemäss der Botschaft des Bundesrats erreicht. Der Ausbau erneuerbarer Energien liegt in dieser Strategievariante jedoch deutlich unter dem Ausbau in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», der für eine ausgeglichene Jahresbilanz im Jahr 2050 notwendig ist.

Abbildung 28: Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Vergleich Strategievarianten)

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich der Strategievarianten des Szenarios ZERO Basis und des Szenarios WWB (unter Abzug abgeregelter Strommengen), in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

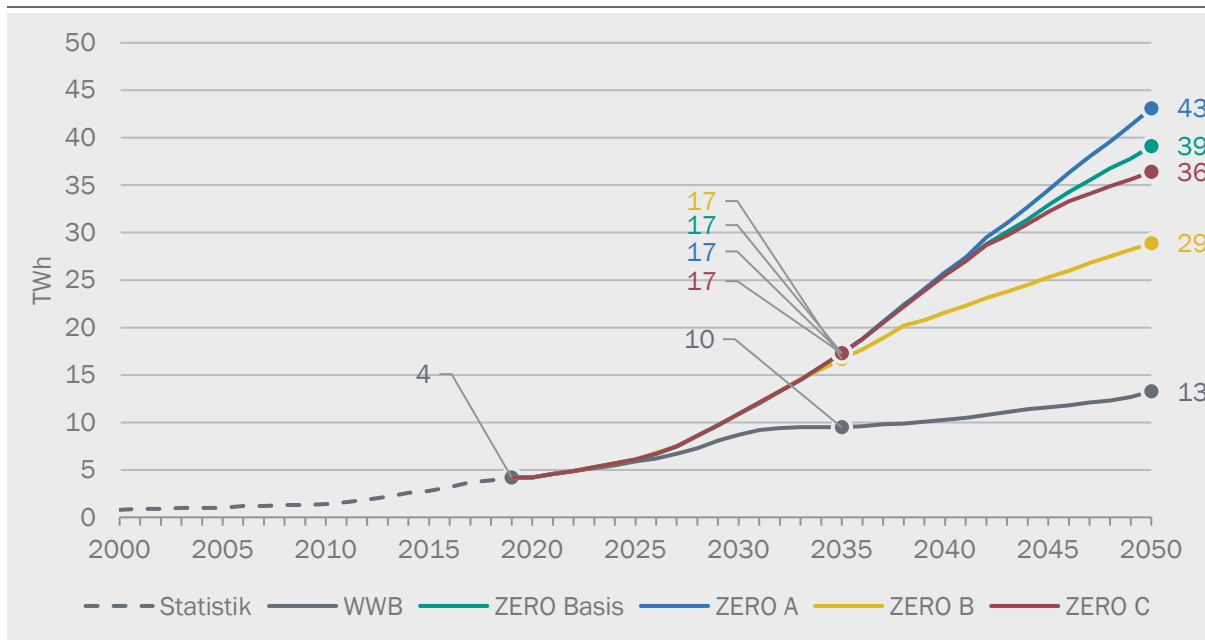
Abbildung 29 zeigt den Ausbau erneuerbarer Energien in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» des Szenarios ZERO für die Basisvariante und die Varianten A, B und C im Vergleich zum Ausbau erneuerbarer Energien im Szenario WWB.

In allen Varianten des Szenarios ZERO muss der Ausbau erneuerbarer Energien deutlich höher sein als im Szenario WWB, um eine ausgeglichene Jahresbilanz im Jahr 2050 zu erreichen. Durch die geringere Elektrifizierung und den stärkeren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis von strombasierten Energieträgern ist der notwendige Ausbau erneuerbarer Energien in der Variante B am tiefsten.

Die Abregelung überschüssiger Strommengen ist in diesen Zahlen bereits abgezogen. Die abgeregelten Strommengen steigen in den Varianten A, C und im Szenario ZERO Basis insbesondere ab dem Jahr 2035 aufgrund der steigenden jährlichen Ausbauraten deutlich an. Insgesamt liegen die abgeregelten Strommengen in Variante A bei rund 4 TWh im Jahr 2050 und betragen damit etwas weniger als 10 % der erneuerbaren Stromerzeugung. Im Vergleich dazu liegt die Abregelung erneuerbarer Energien in der Basisvariante bei etwas weniger als 3 TWh im Jahr 2050. Die Flexibilität in der Stromerzeugung und mittel- bis langfristig auch die Flexibilität auf der Stromverbrauchsseite leisten einen wesentlichen Beitrag dazu, die steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu grossen Teilen zu integrieren.

Abbildung 29: Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Vergleich Szenarien und Varianten)

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» und des Szenarios WWB (unter Abzug abgeregelter Strommengen), in TWh



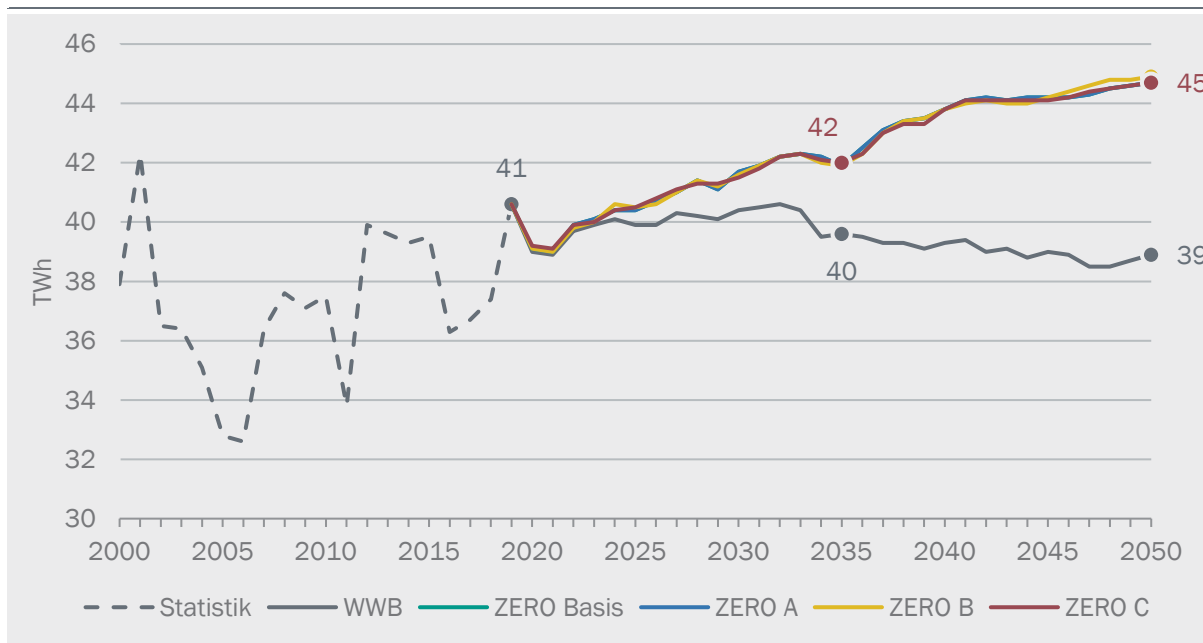
eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken ist im Szenario ZERO unter optimierten Rahmenbedingungen durch den stärkeren Ausbau an Kleinwasserkraftwerken und Laufwasserkraftwerken, aber auch an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken höher als im Szenario WWB. Während im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken im Jahr 2050 rund 45 TWh beträgt, liegt die Stromerzeugung im Szenario WWB im Jahr 2050 bei 39 TWh. Der Ausbau an Wasserkraftwerken in den verschiedenen Varianten des Szenarios ZERO ist gleich hoch. Durch individuelle Gebotsstrategien der Wasserkraftwerke und die unterschiedliche Strompreisstruktur ergeben sich jedoch leicht abweichende Werte für die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken. Durch den höheren Ausbau und steigende Volllaststunden für Pumpspeicherkraftwerke in den Varianten des Szenarios ZERO ergibt sich auch ein steigender Stromverbrauch der Speicherpumpen.

Abbildung 30: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken (Vergleich Szenarien und Varianten)

Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») und des Szenarios WWB, in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Stromimporte

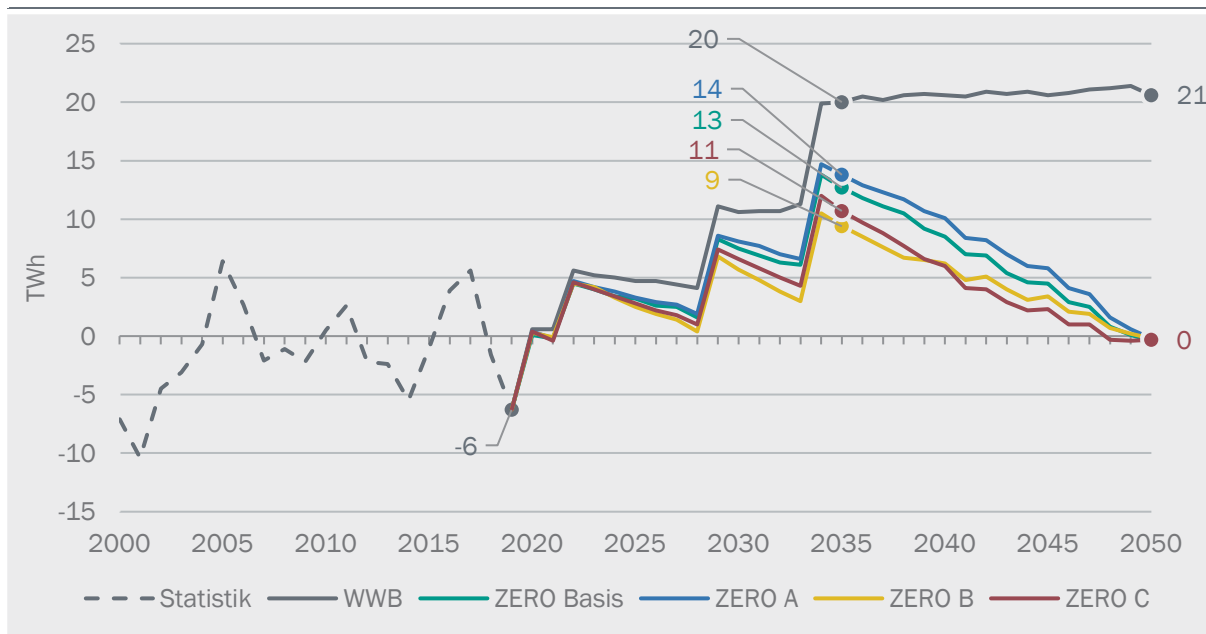
In der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» zielt der Ausbau erneuerbarer Energien darauf ab, die Jahresbilanz des Stromimportsaldo im Jahr 2050 auszugleichen. Im Zeitverlauf weicht der Importsaldo im Vergleich der verschiedenen Varianten jedoch leicht ab, insbesondere da der Strombedarf aufgrund der Ergebnisse der Nachfragesektoren unterschiedlich hoch ist und der Ausbau erneuerbarer Energien sich erst ab dem Jahr 2035 wesentlich unterscheidet. In allen Varianten des Szenarios ZERO beträgt der jährliche Stromimportsaldo zwischenzeitlich (nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt) mehr als 10 TWh. Die Bandbreite reicht von Variante B mit 11 TWh im Jahr 2034 bis zu 15 TWh im Jahr 2034 in Variante A.

Im Vergleich dazu bleibt der Importsaldo im Szenario WWB auch langfristig auf deutlich höherem Niveau und steigt aufgrund der tieferen Effizienz und aufgrund des geringeren Ausbaus erneuerbarer Energien nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt bis zum Jahr 2050 sogar leicht an. Im Jahr 2050 beträgt der Importsaldo im Szenario WWB rund 21 TWh.

Die Entwicklung des Importsaldos im Szenarienvergleich ist in Abbildung 31 dargestellt.

Abbildung 31: Importsaldo (Szenarienvergleich)

Entwicklung des jährlichen Importsaldos im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») und des Szenarios WWB, in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

4.2 Fernwärmeerzeugung

4.2.1 ZERO Basis

Im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis 2050 müssen die CO₂-Emissionen der Fernwärmeerzeugung deutlich reduziert bzw. abgeschieden und gespeichert werden. Gleichzeitig stellt die Bereitstellung von Fernwärme eine zentrale Option zur CO₂-freien Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser da, da die Potenziale (erneuerbarer) Wärmequellen zur Fernwärmeerzeugung in der Schweiz grundsätzlich umfangreich sind.

Für die CO₂-freie Fernwärmeerzeugung in bestehenden Anlagen wird Erdgas im Zeitverlauf durch Biogas (bzw. Biomethan) ersetzt. Bei wärmegeführtem Betrieb decken diese Anlagen insbesondere die Spitzenlast im Fernwärmenetz ab und stellen damit Flexibilität auf der Wärmeseite zur Verfügung. Aufgrund auch langfristig hoher Kosten wird im Szenario ZERO Basis auf den Einsatz von strombasierten Energieträgern wie Wasserstoff verzichtet.

Darüber hinaus werden die Abwärmepotenziale von Kehrrechtverwertungsanlagen stärker ausgenutzt. In der Fernwärmeerzeugung von Kehrrechtverwertungsanlagen verbleiben aufgrund der fossilen Anteile des Mülls CO₂-Emissionen. Die Abwärme aus der Stromerzeugung von Kehrrechtverwertungsanlagen wird daher aufgrund des notwendigen Temperaturniveaus von über 100 °C primär für den internen Einsatz im CCS-Prozess der Kehrrechtverwertungsanlagen verwendet.

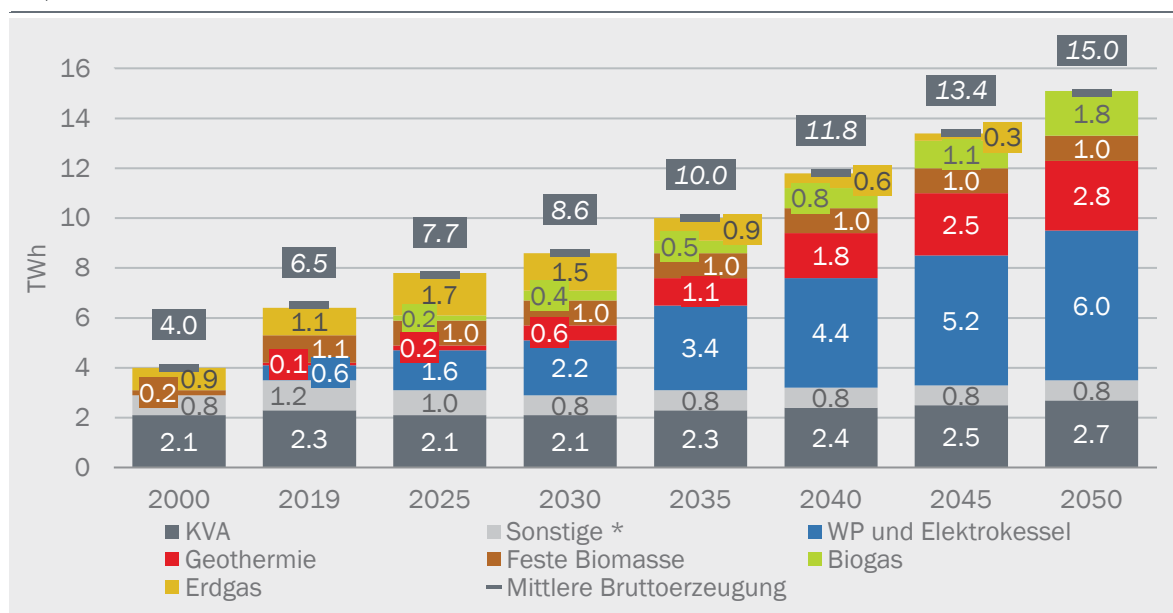
Die Abwärme aus neuen Geothermie-Kraftwerken wird im Szenario ZERO Basis im Umfang von rund 1.5 TWh genutzt. Damit wird nur ein Teil des vorhandenen Abwärmepotenzials genutzt, da noch unklar ist, an welchen Standorten die Kraftwerke errichtet werden und ob diese Standorte

sich in ausreichender Nähe zu Wärmenetzen befinden. Daneben werden Geothermie-Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung realisiert (rund 2 TWh), bei denen die Wärme zum Teil über Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gebracht wird. In der Schweiz bestehen darüber hinaus umfassende Potenziale von Wärmequellen welche mittels Wärmepumpen zur Wärmeversorgung genutzt werden können. Dazu gehören Seen, Flüsse aber insbesondere auch das Abwasser von Abwasserreinigungsanlagen, welches aufgrund des hohen Temperaturniveaus besonders interessant für die Nutzung zur Wärmeversorgung ist. Für diese Wärmequellen sind Grosswärmepumpen notwendig, um das erforderliche Temperaturniveau für die Fernwärmeversorgung zu erreichen. Der damit resultierende Stromverbrauch wird in der Modellierung des Stromsystems mitberücksichtigt (vgl. Kapitel 4.1). Grosswärmepumpen stellen langfristig im Szenario ZERO Basis rund 6 TWh an Wärme bereit.

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der Fernwärmeerzeugung im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 32: Fernwärme

Entwicklung des Verbrauchs (inkl. Prozesswärme für CCS) und der Erzeugung von Fernwärme im Szenario ZERO Basis, in TWh



* Kernenergie, Abwärme, sonstige erneuerbare Energien

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

4.2.2 Vergleich Szenarien und Varianten

Im Vergleich zum Szenario WWB sind alle Varianten des Szenarios ZERO einerseits durch einen steigenden Verbrauch an Fernwärme und andererseits durch eine Zunahme von CO₂-freien Erzeugungstechnologien gekennzeichnet. Für die Fernwärmeerzeugung ist ein breites Portfolio von Erzeugungstechnologien vorhanden.

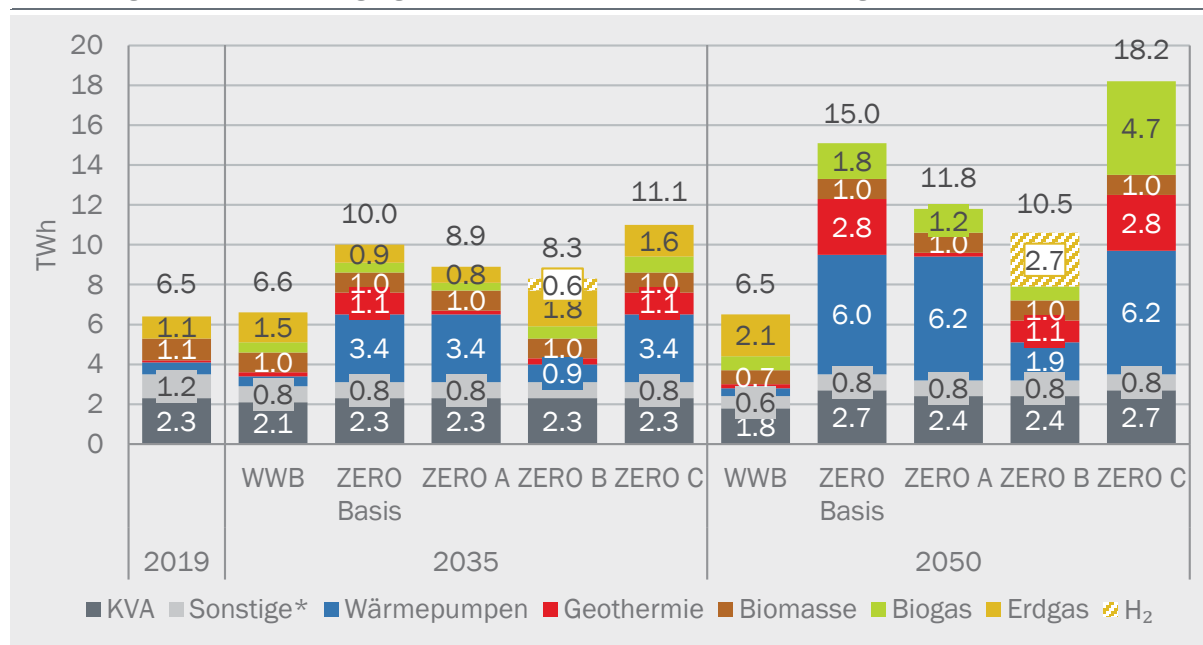
Im Vergleich zur Basisvariante erfolgt die CO₂-freie Bereitstellung von Fernwärme in Variante A bis zum Jahr 2050 zu einem höheren Anteil mit strombetriebenen Grosswärmepumpen. Der Beitrag

aus Abwärme von Geothermiekraftwerken und der reinen Wärmeerzeugung aus Geothermie bleibt hingegen auch langfristig tief. In Variante B ist der Fernwärmeverbrauch tiefer als in den anderen Varianten. Entsprechend ist ein geringerer Beitrag von Geothermie-Anlagen und Wärmepumpen notwendig. In Variante C ist durch den hohen Fernwärmeverbrauch ein deutlicher Beitrag von allen CO₂-freien Optionen zur Fernwärmeerzeugung notwendig. In allen Varianten ist zur Abdeckung der Spitzenlast im Wärmebedarf ein Ersatz von Erdgas durch Biogas bzw. Biomethan und der Einsatz von fester Biomasse notwendig.

Abbildung 33 zeigt einen Vergleich der Fernwärmeerzeugungsstruktur für die Stichjahre 2019, 2035 und 2050.

Abbildung 33: Fernwärmeerzeugung (Szenarienvergleich)

Entwicklung der Fernwärmeerzeugung in den Varianten des Szenarios ZERO im Vergleich zum Szenario WWB, in TWh



* Kernenergie, Abwärme, sonstige erneuerbare Energien

5 Gesamtsynthese Energie und Treibhausgasemissionen

Die Ergebnisse aus den Nachfragesektoren und dem Sektor Energieumwandlung werden in einer Gesamtsynthese zusammengefasst. Darin werden einerseits der Bruttoenergieverbrauch und andererseits unter Verwendung von energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren die Treibhausgasemissionen berechnet. Für jene Sektoren des Treibhausgasinventars, die in den Energieperspektiven 2050+ nicht explizit modelliert werden, wird eine Fortschreibung der Emissionen auf Basis externer Quellen herangezogen (vgl. Kapitel 2). Dies betrifft insbesondere die nicht-energetischen Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallverwertung.

5.1 Szenario ZERO Basis

5.1.1 Bruttoenergieverbrauch

Durch die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen im Hinblick auf das Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 wird der Bruttoenergieverbrauch mehr und mehr durch erneuerbare Energien dominiert. Dies beinhaltet erneuerbare Energien zur Strom- und Fernwärmeerzeugung, aber auch den Einsatz von Biomasse, Umweltwärme und Elektrizität in den Energienachfragesektoren. Fossile Energieträger und Kernbrennstoffe verlieren hingegen deutlich an Bedeutung und sind bis zum Jahr 2050 nur noch in geringen Mengen vorhanden.¹⁶

Gleichzeitig sinkt der Bruttoenergieverbrauch insgesamt deutlich, was einerseits auf Energieeffizienzmassnahmen sowie die höhere Effizienz von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Verbrennungsmotoren und andererseits auf den Beitrag von Photovoltaik und Windenergie im Stromsektor (unter Annahmen eines Wirkungsgrades von 100 %¹⁷) zurückzuführen ist. Im Szenario ZERO Basis sinkt der Bruttoenergieverbrauch von 1'030 PJ im Jahr 2019 bis zum Jahr 2050 auf 689 PJ (Verbrauchswerte ohne internationalen Flugverkehr). Der Anteil erneuerbarer Energien und der Wasserkraft am gesamten Bruttoenergieverbrauch beträgt 554 PJ im Jahr 2050 bzw. rund 80 %. Langfristig steigt auch die Bedeutung strombasierter Energieträger wie synthetische Treibstoffe und Wasserstoff. Der Verbrauch beträgt 49 PJ im Jahr 2050, was einen Anteil von 7 % am gesamten Bruttoenergieverbrauch ausmacht. Darin nicht enthalten sind rund 60 PJ an strombasiertem Kerosin für den internationalen Flugverkehr.

Abbildung 34 und Tabelle 14 zeigen die Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs in der Basisvariante des Szenarios ZERO. Die Entwicklung der Nettoimporte an Energie im Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 35 beschrieben. Die jährlich importierte Energiemenge geht im Zeitverlauf deutlich zurück. Ansteigende Importe ergeben sich bei der Bioenergie (insbesondere Biomethan) und bei den strombasierten Energieträgern (Wasserstoff und synthetische Treibstoffe). Der Rückgang der Importe verringert die Auslandabhängigkeit. Die Auslandabhängigkeit¹⁸ nimmt ab von 75 % im Jahr 2019 auf rund 24 % im Jahr 2050.

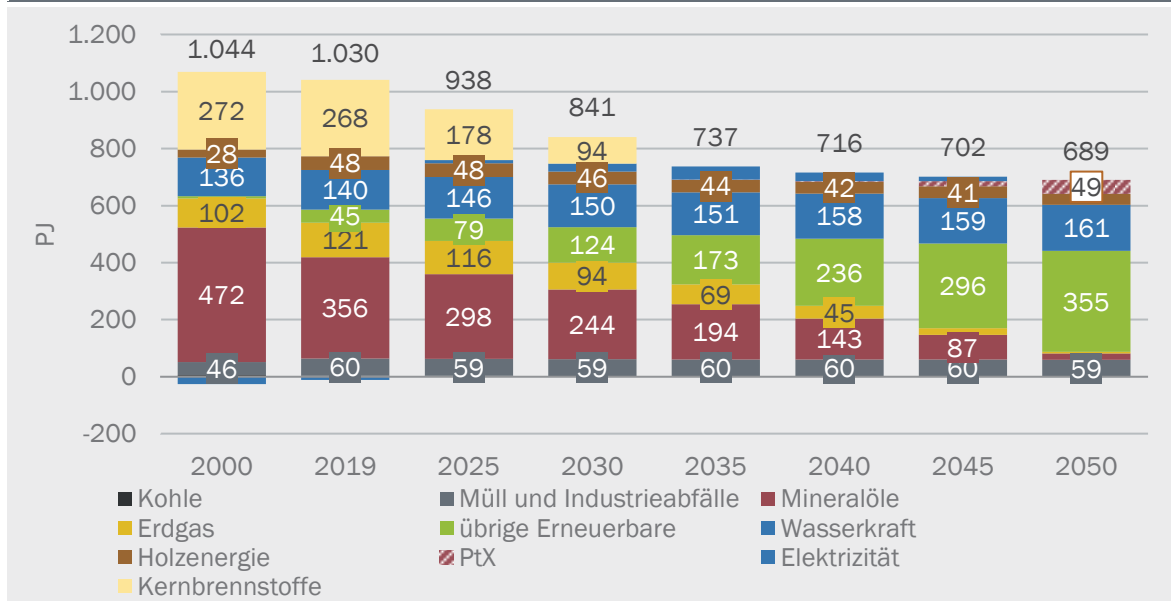
¹⁶ In der Variante mit KKW-Laufzeit 50 Jahre werden nach 2033 keine Kernbrennstoffe mehr eingesetzt.

¹⁷ Die Annahme eines Wirkungsgrades von 100 % für erneuerbare Energieträger wie Solarenergie und Wind entspricht einer statistischen Konvention in der Energiebilanzierung.

¹⁸ Auslandabhängigkeit in der Definition der Gesamtenergiestatistik: $1 - \text{Inlandproduktion} / (\text{Inlandproduktion} + \text{Nettoimporte})$

Abbildung 34: Bruttoenergieverbrauch

Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis, in PJ



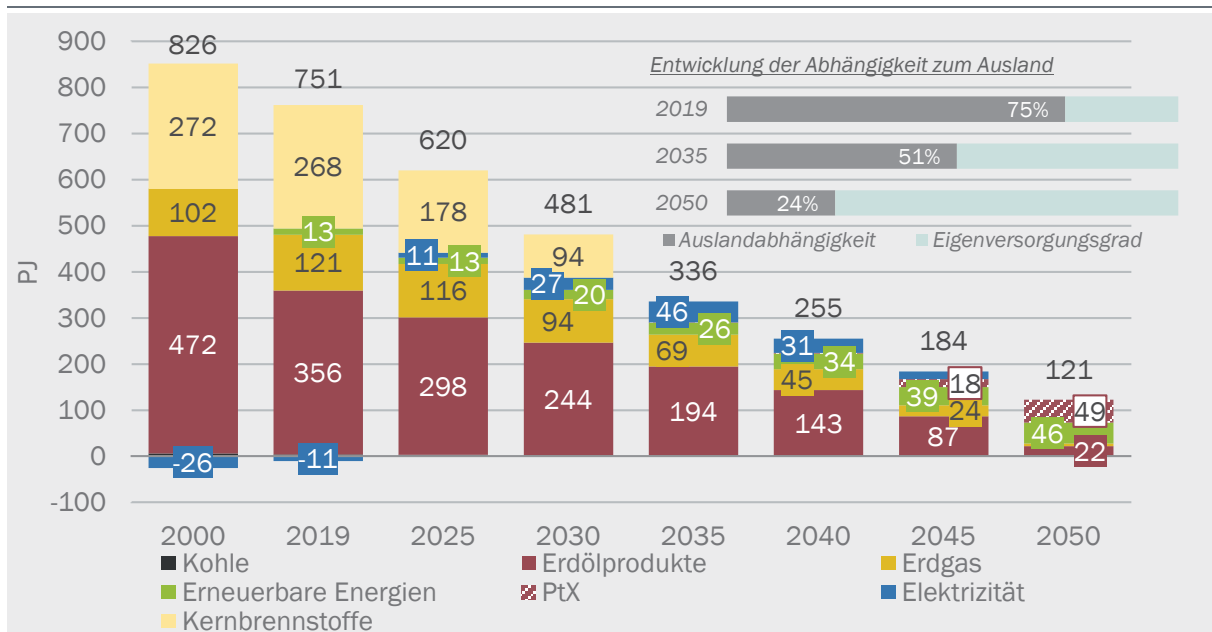
Ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, Stromvariante ausgeglichene Jahresbilanz 2050

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Abbildung 35: Nettoimporte

Entwicklung der Nettoimporte nach Energieträgergruppen und Auslandabhängigkeit im Szenario ZERO Basis, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Tabelle 14: Bruttoenergieverbrauch

Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis, in PJ

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZERO Basis	Holzenergie	28	47	48	45	44	42	41	39
	Kohle	6	4	3	2	1	0	0	0
	Müll und Industrieabfälle	46	60	59	59	60	60	60	59
	Mineralöle	472	356	298	244	194	143	87	22
	Erdgas	102	121	116	94	69	45	24	6
	Wasserkraft	136	140	146	150	151	158	159	161
	Kernbrennstoffe	272	268	178	94	0	0	0	0
	übrige Erneuerbare	7	45	79	124	173	236	296	355
	Elektrizität	-25	-11	11	27	46	31	16	-1
	Fernwärme	0	0	0	0	0	0	0	0
	PtX	0	0	0	0	1	2	18	49
	Summe	1'044	1'030	938	841	737	716	702	689
WWB	Summe	1'044	1'030	956	875	786	764	744	730

ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

5.1.2 Biomasse

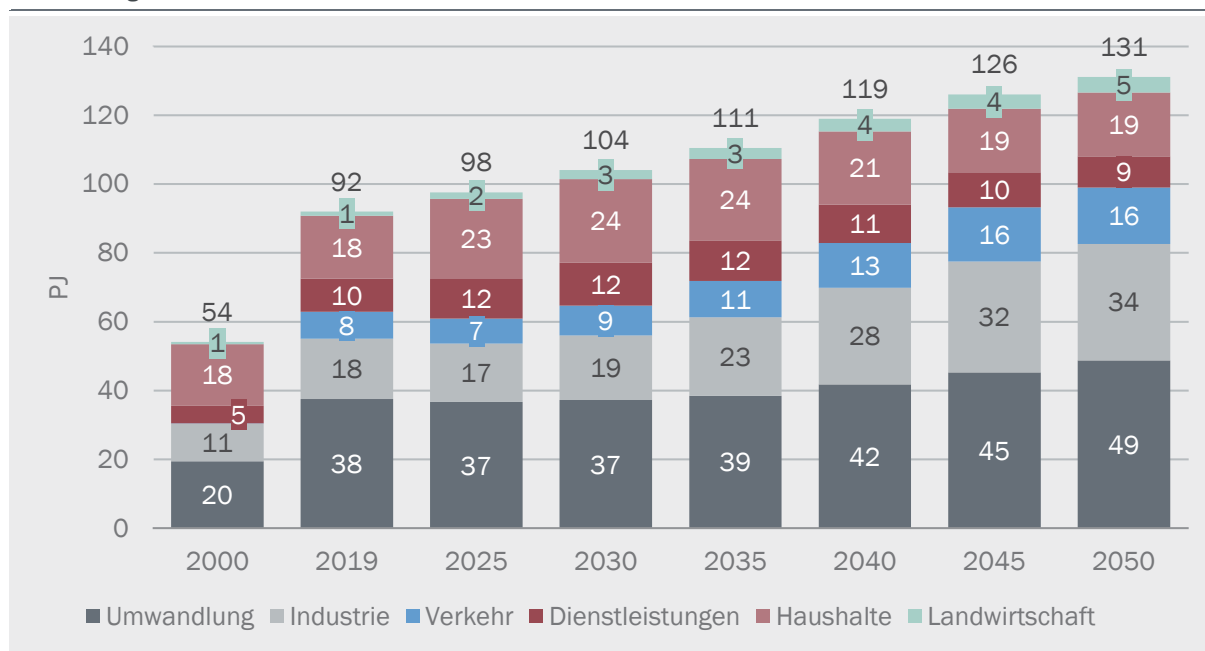
Aufgrund der Bereitstellung von Hochtemperaturwärme und der Speicherbarkeit, aber auch begrenzter Potenziale, kommt der Biomasse eine besondere Rolle im Szenario ZERO Basis zu. Der Biomassebedarf in den Nachfragesektoren und im Umwandlungssektor steigt im Szenario ZERO Basis kontinuierlich an und erreicht im Jahr 2050 mit 131 PJ seinen Höhepunkt. Dies setzt die Nutzung von Biomasseimporte voraus, unterstellt wird ein nachhaltiges Importpotenzial von maximal 56 PJ (Kapitel 2.3.2). Nach 2050 nimmt der Verbrauch wieder leicht ab.

Insbesondere im Industriesektor, aber auch im Sektor Energieumwandlung steigt der Einsatz von Biomasse im Zeitverlauf deutlich an. Im Industriesektor kann durch den Einsatz von Biomethan Hochtemperatur-Prozesswärme bereitgestellt werden. Im Sektor Energieumwandlung ist durch den Einsatz von fester Biomasse und Biogas in WKK-Anlagen die Bereitstellung von Strom und Fernwärme mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad möglich. Im Vergleich dazu ist der Biomasseinsatz im Sektor Private Haushalte, aber auch im Dienstleistungssektor rückläufig. Dies ist einerseits auf die steigende Energieeffizienz zurückzuführen. Andererseits stehen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser mit Wärmepumpen und Wärmenetzen kostengünstige Alternativen, die auch über eine hohe Gesamtenergieeffizienz verfügen.

Abbildung 36 zeigt die Entwicklung des Einsatzes von Biomasse in den Sektoren im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 36: Biomasseverbrauch

Entwicklung des Verbrauchs von Biomasse nach Sektoren im Szenario ZERO Basis, in PJ



inkl. biogenem Anteil des Mülls und der Industrieabfälle, ohne Biotreibstoffe des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

5.1.3 Treibhausgasemissionen

Die gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz betragen im Jahr 2018 46.4 Mt CO₂-eq¹⁹. Im Szenario ZERO Basis zeigt sich über alle Sektoren ein kontinuierlicher Rückgang der Treibhausgasemissionen. Im Jahr 2050 verbleibt ein Sockel von 11.8 Mt CO₂-eq, der durch CCS gesenkt bzw. durch Negativemissionstechnologien im In- und Ausland kompensiert werden muss (Tabelle 15).

Die grössten Beiträge für die inländische Emissionsreduktion sind im Verkehrssektor und im Sektor Private Haushalte notwendig. Die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors sinken von 14.9 Mt CO₂-eq im Jahr 2018 und die Treibhausgasemissionen des Sektors Private Haushalte von 7.7 Mt CO₂-eq im Jahr 2018 auf jeweils nahezu null im Jahr 2050. Wesentliche Massnahmen sind die steigende Energieeffizienz, die Elektrifizierung der Mobilität, die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser mit Wärmepumpen und Wärmenetze, der direkte Einsatz von Biomasse und weiterer erneuerbarer Energien sowie zwischenzeitlich der Einsatz strombasierter Energieträger im Strassenverkehr. Auch die Treibhausgasemissionen des Dienstleistungssektors betragen im Jahr 2050 nahezu null. Im Industriesektor verbleiben neben Prozessemissionen der chemischen Industrie und der Zementherstellung noch Restemissionen durch die energetische Verwertung fossiler Abfälle und geringer Mengen an fossilen Gasen.

Die CO₂-Intensität der Stromerzeugung ist durch die hohen Anteile von Wasserkraftwerken und Kernkraftwerken in der Schweiz bereits heute gering. Gewisse Anteile von Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung können durch Biomasse ersetzt werden. Im Sektor Energieumwandlung

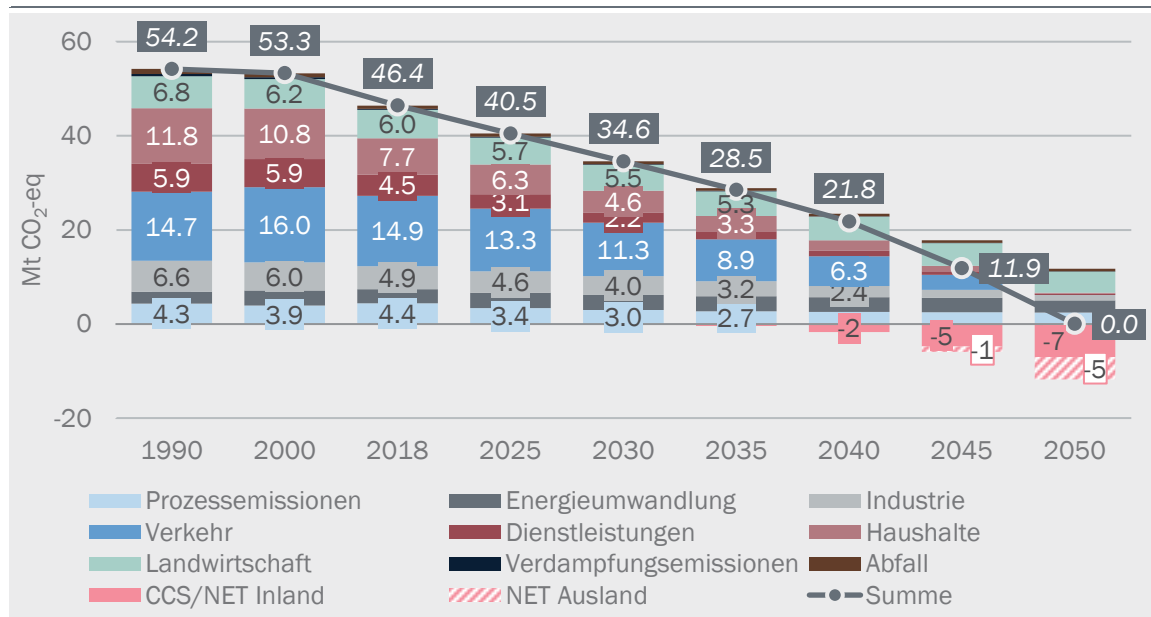
¹⁹ Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Kurzberichts liegt das THG-Inventar bis und mit dem Jahr 2018 vor.

verbleiben jedoch auch langfristig die fossilen Anteile des Abfalls in Kehrlichtverwertungsanlagen und damit Treibhausgasemissionen in einer Höhe von 2.6 Mt CO₂-eq. Die nichtenergetischen Emissionen der Landwirtschaft sinken auf Basis des verwendeten Szenarios zwar im Zeitverlauf, im Jahr 2050 verbleiben allerdings Restemissionen von 4.6 Mt CO₂-eq (BAFU 2020).

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren und den Einsatz von CCS bzw. Negativemissionstechnologien im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 37: Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Und des Einsatzes von Negativemissionstechnologien im Szenario ZERO Basis, in Mio. t CO₂-eq



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Aufgrund der verbleibenden Treibhausgasemissionen aus Prozessemissionen der Industrie, der energetischen Abfallverwertung sowie der Landwirtschaft ist bis zum Jahr 2050 CO₂-Abscheidung im In- und Ausland notwendig. Im Inland wird die Abscheidung von CO₂ in der Zementherstellung, an Standorten von Grosse mittlen der chemischen Industrie, bei Kehrlichtverwertungsanlagen und bei grossen Biomassekraftwerken implementiert. Durch erneuerbare Anteile der Brennstoffe von Kehrlichtverwertungsanlagen und Biomassekraftwerken werden Negativemissionen im Inland erzeugt. Diese Mengen reichen noch nicht aus, um die gesamten verbleibenden Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 zu kompensieren. Daher wird zusätzlich der Einsatz von Negativemissionstechnologien im Ausland benötigt. Dafür wird die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und Einlagerung in geologische Schichten angenommen.

Tabelle 15: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO Basis

in der Abgrenzung des THG-Inventars in Mio. t CO₂-eq

Szenario		1990	2000	2018	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
ZERO Basis	Energie (Verbrennung; 1A)	41.5	41.9	35.0	30.5	25.3	20.2	15.2	9.9	4.2	
	Energieumwandlung (1A1)	2.5	3.2	3.4	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	2.6	
	Industrie (1A2)	6.6	6.0	4.8	4.6	4.0	3.2	2.4	1.7	1.2	
	Verkehr (1A3)	14.7	16.0	14.9	13.3	11.3	8.9	6.3	3.2	0.0	
	Dienstleistungen (1A4a & 1A5)	5.1	5.1	3.6	2.4	1.6	1.2	0.8	0.6	0.2	
	Haushalte (1A4b)	11.8	10.8	7.7	6.3	4.6	3.3	2.2	1.2	0.1	
	Landwirtschaft (Energie, 1A4C)	0.8	0.8	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	0.2	0.1	
	Verdampfungsemissionen (1 B)	0.4	0.4	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	
	ind. Prozesse und Lösungsmittel (2)	4.3	3.9	4.5	3.4	3.0	2.7	2.6	2.5	2.4	
	Landwirtschaft (3)	6.8	6.2	6.0	5.7	5.5	5.3	5.0	4.8	4.6	
	Abfall (5)	1.1	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	
	Andere (6)	<0.1	<0.1	0.0	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
	Summe (Inland)	54.2	53.3	46.4	40.5	34.6	28.9	23.5	17.8	11.8	
	NET im Ausland					0.0	0.0	0.0	-1.2	-4.7	
CCS / NET im Inland					0.0	-0.4	-1.7	-4.8	-7.0		
Zementklinkerherstellung					0.0	0.0	-0.2	-1.8	-2.4		
Chemie, Pharma					0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.5		
Kehrichtverwertungsanlagen					0.0	-0.4	-1.1	-2.3	-3.6		
Biomasseanlagen					0.0	0.0	-0.3	-0.4	-0.4		
übrige					0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1		
Summe (Inland, inkl. CCS/NET)	54.2	53.3	46.4	40.5	34.6	28.5	21.8	11.9	0.0		
WWB	Summe (Inland)	54.2	53.3	46.4	43.5	40.3	37.7	35.6	33.5	31.7	

Die indirekten CO₂-Emissionen der Kategorie 1A sind in der Summe enthalten, werden jedoch in der Tabelle aufgrund der geringen Mengen (<0,1 Mt CO₂-eq) nicht eigenständig ausgewiesen. Die land use and land-use change and forestry (LULUCF) Emissionen der Kategorie 4 werden im Klimaziel der Energieperspektiven grundsätzlich berücksichtigt, aufgrund der grossen Unsicherheit bezüglich deren Entwicklung als Null angenommen (vgl. Kapitel 1.2) und hier nicht mit ausgewiesen.

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Der Einsatz von Negativemissionstechnologien im In- und Ausland muss Mitte der 2030er Jahre starten, um einen entsprechenden Hochlauf im Hinblick auf das Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 erreichen zu können. Die abgeschiedenen CO₂-Mengen müssen zudem permanent gespeichert werden. Hier wird ein CO₂-Transport zu den Lagerspeicherstätten (primär saline Aquifere in Nordeuropa) und ab 2040 auch ein Hochlauf der CO₂-Speicherung in der Schweiz auf ein Niveau von 3 Mt CO₂-eq pro Jahr angenommen.

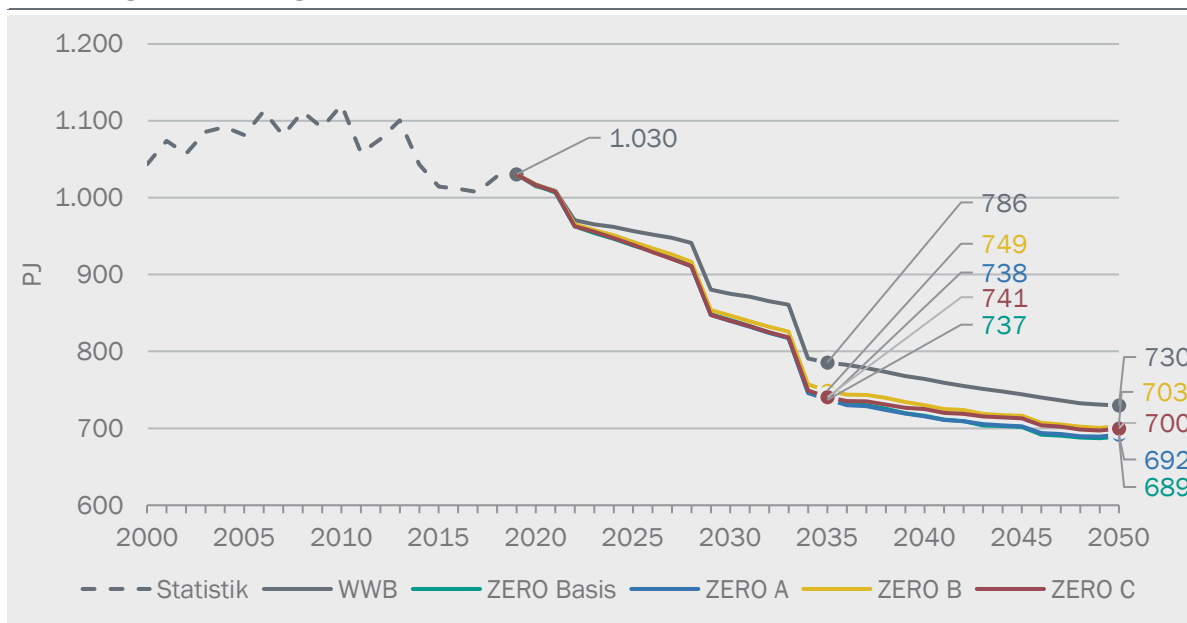
5.2 Szenarienvergleich

5.2.1 Bruttoenergieverbrauch

Wie beim Endenergieverbrauch so fällt auch beim Bruttoenergieverbrauch der Rückgang in allen Netto-Nullszenarien annähernd gleich hoch aus (Abbildung 38). Am stärksten ist der Verbrauchsrückgang im Szenario ZERO Basis (2019 bis 2050: minus 33 %), am geringsten in ZERO B (minus 32 %). Im Szenario WWB geht der Bruttoenergieverbrauch im gleichen Zeitraum um rund 29 % zurück. Das Szenario ZERO B weist zudem eine etwas geringere inländische Energieproduktion und gleichzeitig höhere Energieimporte auf als die anderen Netto-Null-Szenarien. Die zusätzlichen Importe bestehen hauptsächlich aus strombasierten Energieträgern. Im Szenario ZERO Basis liegt die mittlere jährliche Verbrauchsreduktion im Zeitraum 2019 bis 2050 bei 1.3 %, im Szenario ZERO B bei 1.2 % (jeweils ohne Berücksichtigung des Verbrauchs des internationalen Flugverkehrs). Die «gestufte» Verbrauchsentwicklung ist auf die Verbrauchsentwicklung bei der Kernenergie zurückzuführen (Stilllegung von Kraftwerken nach 50 Jahren Betriebszeit).

Abbildung 38: Szenarienvergleich: Bruttoenergieverbrauch

Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs in den Jahren 2000 bis 2050, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

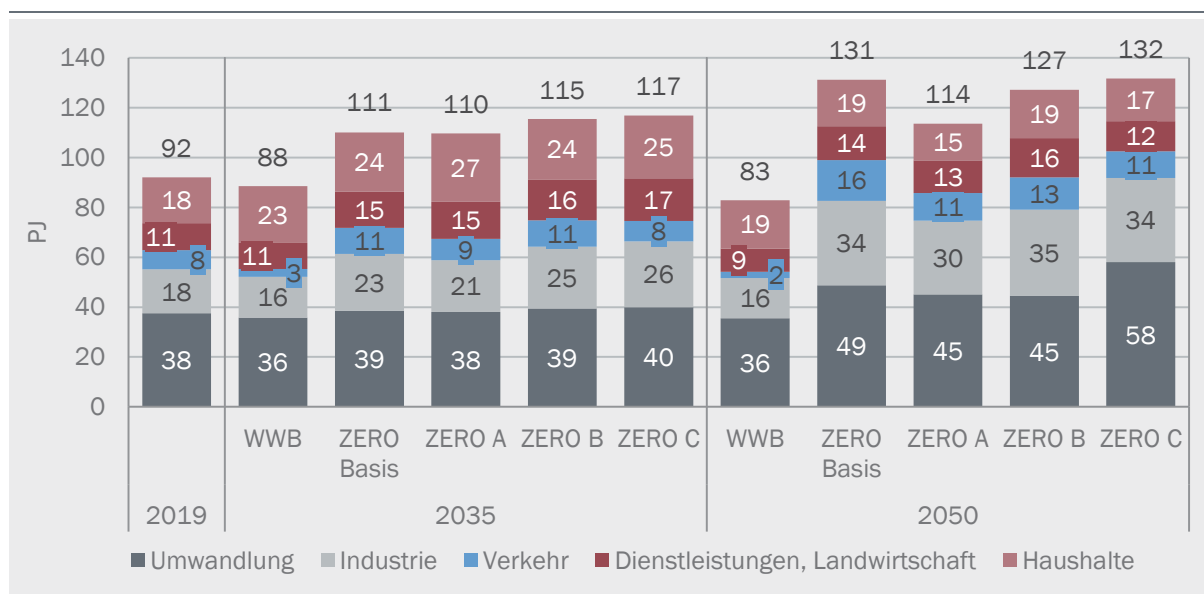
5.2.2 Biomasse

Das in den Szenarien nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial unter Berücksichtigung der Importpotenziale liegt bei rund 135 PJ, davon rund 65 PJ feste Biomasse, 60 PJ Biogas und Biomechan, der Rest entfällt auf flüssige Bioenergieträger. In den Netto-Null-Szenarien wird das vorhan-

dene Potenzial weitgehend ausgenutzt, mit Ausnahme von ZERO A. In ZERO A wird zwar das Potenzial an fester und flüssiger Biomasse stark ausgenutzt, das Potenzial an importiertem Biome than wird jedoch nur teilweise genutzt.

Die wichtigsten Abnehmer der Bioenergie sind der Umwandlungssektor und die Industrie (Abbildung 39). Diese beiden Sektoren verwerten auch die in den Abfällen enthaltene Biomasse im Umfang von rund 25 PJ. Im Szenario WWB verändert sich die Höhe und Struktur des Verbrauchs gegenüber 2019 nicht wesentlich, beziehungsweise ist leicht rückläufig.

Abbildung 39: Szenarienvergleich: Biomasseverbrauch nach Sektoren, in PJ



inkl. biogenem Anteil des Mülls und der Industrieabfälle, ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

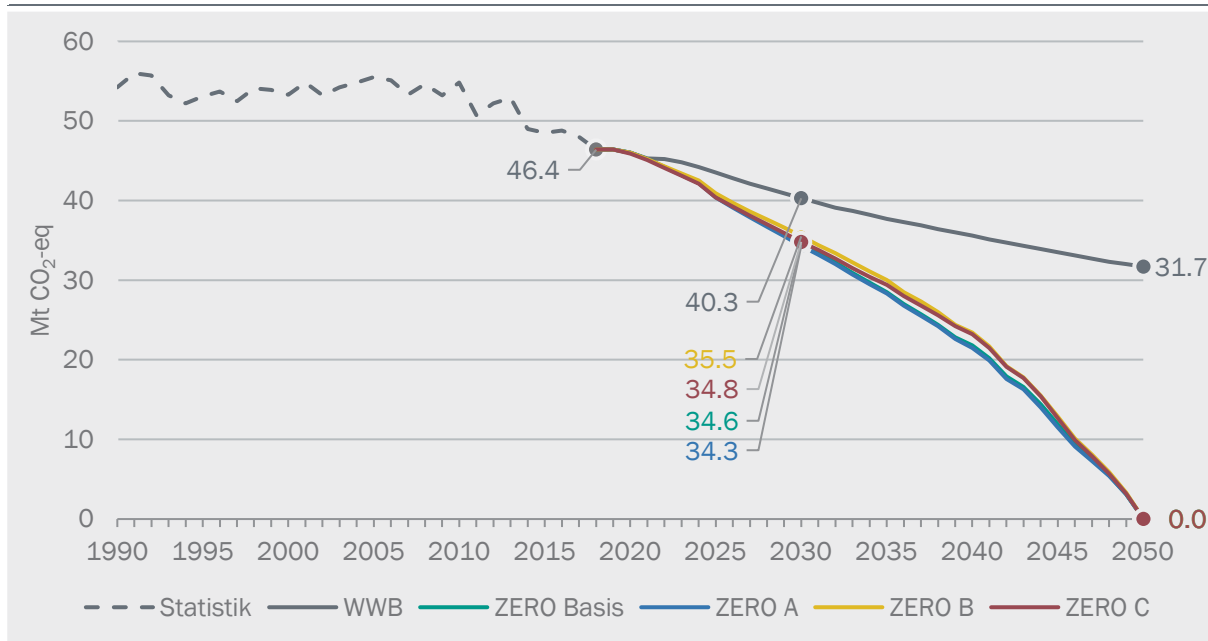
5.2.3 Treibhausgasemissionen

Das vorgegebene THG-Reduktionsziel für das Jahr 2050 ist in allen Netto-Null-Szenarien identisch. Entsprechend unterscheidet sich die Entwicklung der THG-Emissionen zwischen den Netto-Null-Szenarien nicht wesentlich (Abbildung 40). Bis zum Jahr 2030 verringern sich die THG-Emissionen in den Netto-Null-Szenarien um rund 36 % gegenüber 1990 auf rund 34–35 Mt CO₂-eq. Das Reduktionsziel Netto-Null in 2050 wird in allen Zielszenarien erreicht.

Im Szenario WWB verringern sich die THG-Emissionen über 40 Mt CO₂-eq im Jahr 2030 auf 31.7 Mt CO₂-eq im Jahr 2050. Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies im Jahr 2050 einer Reduktion um 41 % (2030: minus 26 %).

Abbildung 40: Szenarienvergleich: THG-Emissionen

Entwicklung der THG-Emissionen in den Jahren 1990 bis 2050, in Mt CO₂-eq



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

6 Direkte volkswirtschaftliche Kosten

6.1 Einordnung, Definition und Herleitung

Der erweiterte Umbau des Energiesystems Richtung Netto-Null ist nicht gratis. Dafür erhält die Schweiz ein nahezu emissionsfreies Energiesystem. Dies ist unerlässlich, um die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf Netto-Null zu reduzieren und somit in Kooperation mit der weltweiten Staatengemeinschaft die Klimaerwärmung gemäss dem Übereinkommen von Paris auf unter 1,5 Grad Celsius zu beschränken. So können die Kosten einer ungebremsen Klimaerwärmung vermieden werden (vgl. Infobox am Ende des Kapitels).

Der Umbau des Energiesystems, welcher für die Erreichung des Netto-Null Ziels nötig ist, bedingt zusätzliche Investitionen in Anlagen und Infrastrukturen sowie in emissionsreduzierende und effizienzsteigernde Massnahmen, welche über die ohnehin anfallenden Investitionen hinausgehen. Dazu kommen zusätzliche Kosten für den Betrieb und den Unterhalt dieser Anlagen. Gleichzeitig führt die Abkehr von den fossilen Brenn- und Treibstoffen sowie zunehmende Energieeffizienz zu Einsparungen bei den Energiekosten. In einem ersten Schritt wird bei der Kostenbetrachtung auf das Energiesystem fokussiert und die direkten volkswirtschaftlichen Kosten ermittelt (Kapitel 6). Bei den direkten volkswirtschaftlichen Kosten werden keine Rückkoppelungen innerhalb der Volkswirtschaft und auch keine Wechselwirkungen mit dem Ausland berücksichtigt. Diese Effekte sowie die Auswirkungen auf Wohlfahrt und BIP werden im Rahmen der Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen durch Ecoplan untersucht. Diese Arbeiten sind noch nicht abgeschlossen, die Ergebnisse werden im Verlauf des Jahres 2021 veröffentlicht.

Die hier betrachteten direkten volkswirtschaftlichen Kosten im Szenario ZERO gegenüber dem Szenario WWB ergeben sich aus

- den annualisierten Differenzinvestitionen,
- Differenzen in den Betriebs- und Unterhaltskosten und
- den eingesparten Kosten bzw. Mehrkosten für Energie.

Dabei werden die Kosten für die Energieinfrastruktur, d.h. Differenzinvestitionen und Differenzen bei den Betriebskosten für die Stromnetzinfrastuktur, Wärmenetze, die Infrastruktur der Mineralölwirtschaft und die Gasnetzinfrastuktur mitberücksichtigt. Die hier ausgewiesenen Mehrinvestitionen sind annualisiert. Das heisst, die Differenzinvestitionskosten werden mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz über die technische Lebensdauer der Investitionsgüter annuitätisch in jährliche Kosten bzw. Differenzkosten umgesetzt, die sich aus den Teilen Zins und Tilgung zusammensetzen. Dadurch werden die Kosten der Investition gleichmässig über die Lebensdauer der Investition verteilt. Dies ermöglicht eine Gegenüberstellung mit den durch die Massnahmen jährlich eingesparten Energieträgerkosten. Der verwendete volkswirtschaftliche (reale) Zinssatz beträgt 1.6 %, analog der Annahmen im Legislaturfinanzplan 2021-2023 der Eidgenössischen Finanzverwaltung (EFV 2020). Diese Betrachtungsweise schliesst sekundäre Effekte aus, wie sie aus der einzelwirtschaftlichen (oder betriebswirtschaftlichen) Betrachtungsweise unter anderem durch kürzere Abschreibungsdauern und interne Verzinsungsanforderungen resultieren.

Die Betriebs- und Unterhaltskosten beinhalten unter anderen den Fahrzeugunterhalt, den Betrieb und Unterhalt der Wärmeerzeugung in Gebäuden (ohne Energiekosten), Haustechnikanlagen,

Strom- und Fernwärmeerzeugungsanlagen sowie den Unterhalt der Stromnetze. Die Energiekosten zum Betrieb der Anlagen und Fahrzeuge sind nicht Teil der Betriebs- und Unterhaltskosten.

Die Energiekosten werden auf Basis des Bruttoenergieverbrauchs berechnet. Dabei werden die einzelnen Energieträger mit ihren jeweiligen Preisen bewertet. Bei der Elektrizität und den synthetischen Energieträgern werden nur die Energiekosten für die Nettoimporte berücksichtigt. Die Kosten für die inländische Produktion werden über die Investitionen für die Anlagen sowie allfälliger Importe für Primärenergie erfasst. Eine Doppelzählung der inländischen Produktion wird dadurch vermieden.

Alle Kosten werden ohne Steuern und Abgaben bzw. Subventionen berechnet, da diese volkswirtschaftlich zunächst nur eine Umverteilung zwischen Verbrauchern und Staat (Steuerzahlern) bewirken. Entsprechend werden die Energieträgerkosten auf Basis von Importpreisen, respektive Grenzübergangspreisen berechnet.²⁰

i

Kosten einer ungebremsen Klimaerwärmung

Nicht berücksichtigt bei den hier vorliegenden Kostenbetrachtungen sind die Kosten des «Nichts tun», respektive einer ungebremsen Klimaerwärmung. Das Bundesamt für Umwelt (BAFU) hat den Stand der Erkenntnisse zu den Kosten eines ungebremsen Klimawandels bzw. des Nutzens der Eindämmung des Klimawandels zusammengestellt: Aus wissenschaftlicher Sicht ist die Absenkung der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null zwingend, um die globale Erwärmung auf ein erträgliches Mass einzudämmen und um die Ziele des Übereinkommens von Paris zu erreichen. Nicht oder nur ungenügend zu handeln wäre zudem bereits bis 2050 mit sehr hohen Kosten verbunden. Das gilt für die Schweiz, die vom Klimawandel überdurchschnittlich betroffen ist, in besonderem Ausmass. Steigt die Klimaerwärmung ungebremsen an, so liegen die Kosten für die Schweiz 2050 bei bis zu 4 % des jährlichen BIP. Gelingt es hingegen, die weltweiten Emissionen umfassend zu senken und die globale Erwärmung auf maximal 1.5 Grad Celsius zu beschränken, so fallen 2050 noch Kosten von maximal 1.5 % des BIP an (Kahn et al., 2018). Damit läge der Nutzen einer Absenkung der Emissionen auf Netto-Null für die Schweiz im Jahr 2050 bei 2.5 % des BIP. Dies entspricht grob geschätzt 20-30 Milliarden Franken. Längerfristig nimmt dieser Nutzen stark zu, weil die Kosten einer ungebremsen Klimaerwärmung exponentiell wachsen. Die Kosten des Klimawandels sind aus verschiedenen Gründen jedoch nur schwer quantifizierbar, unter anderem aufgrund der Vielzahl möglicher Auswirkungen und der Tatsache, dass sich viele dieser Auswirkungen (z. B. auf Ökosysteme oder die Biodiversität) praktisch nicht in Geldwerten ausdrücken lassen. Die verfügbaren Studien betrachten daher allesamt nur Teilbereiche. Die resultierenden Kosten sind stark von den hinterlegten Annahmen und Szenarien und den berücksichtigten Teilbereichen abhängig und können sich deshalb je nach Studie stark unterscheiden (Vöhringer et al., 2019; EPFL, 2017 Ecoplan, 2007).

²⁰ Die Grenzübergangspreise leiten sich aus der Entwicklung der Weltmarktpreise, der Verarbeitungskosten sowie der Transportkosten ab. Die Grenzübergangspreise beinhalten weder Steuern noch Abgaben. Durch die weltweit sinkende Nachfrage nach Erdölprodukten und Erdgas in einer Netto-Null Welt ist mittel- bis langfristig mit sinkenden Preisen für fossile Energieträger zu rechnen.

6.2 Ergebnisse

6.2.1 ZERO Basis

Im Szenario ZERO Basis (Stromvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») sind gegenüber der Entwicklung im Szenario WWB bis zum Jahr 2050 direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten in der Höhe von 73 Milliarden Franken notwendig. Die resultierenden direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten setzen sich zusammen aus zusätzlichen Differenzinvestitionen (+109 Milliarden Franken), den Mehrkosten für Betrieb und Unterhalt (+14 Milliarden Franken) sowie den eingesparten Energiekosten (minus 50 Milliarden; Tabelle 16).

Tabelle 16: Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten

ZERO Basis gegenüber dem Szenario WWB für den Betrachtungszeitraum 2020-2050, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2020 bis 2050
annualisierte Investitionen	+109 Mrd. CHF
Betriebs- und Unterhaltskosten	+14 Mrd. CHF
eingesparte Energiekosten	-50 Mrd. CHF
Total Mehrkosten	73 Mrd. CHF

Angebotsvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050»

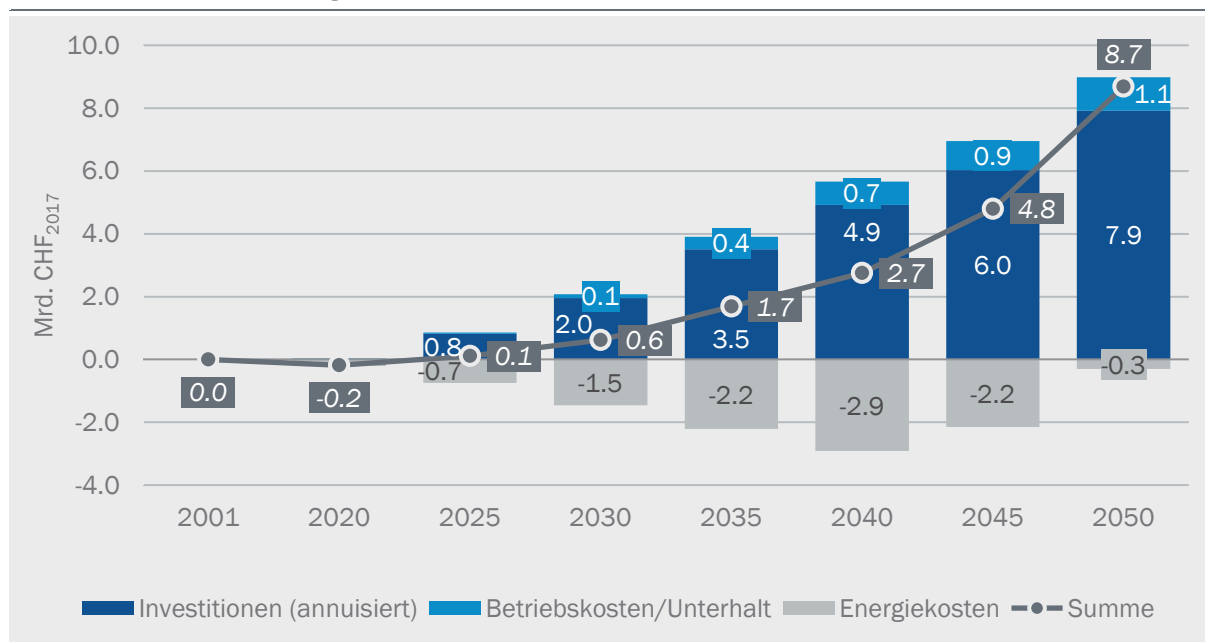
eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Im Durchschnitt belaufen sich die jährlichen direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten bis 2050 auf rund 2.4 Milliarden Franken. Die jährlichen Kosten sind über den Betrachtungszeitraum jedoch nicht gleich verteilt (Abbildung 41). Die jährlichen direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten steigen bis 2050 zwischenzeitlich auf knapp 9 Milliarden Franken an. Ursache für den Anstieg sind die im Vergleich teureren Massnahmen (Investitionen) zur weitgehenden Reduktion der letzten Treibhausgasemissionen und die notwendigen Technologien zur Abscheidung und Kompensation der Restemissionen (CCS/NET). Zudem werden ab 2045 zunehmend Importe von strombasierten Energieträgern notwendig, dadurch verringern sich die jährlich eingesparten Energiekosten. Der Anstieg der jährlichen Kosten im Zeitverlauf ist auch auf die gewählte Methode mit der Ausweisung der Investitionen durch Annuitäten zurückzuführen. Durch die Annualisierung der Investitionen und den langen Lebenszyklen der Investitionen kumulieren sich Kostenbestandteile früherer Investitionen gegen Ende des Betrachtungszeitraums.

Abbildung 41: Jährliche Differenzkosten der Basisvariante

Entwicklung der Differenzen der direkten volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems nach Kostenkomponenten im Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB, Jahreswerte in Mrd. CHF₂₀₁₇



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Im Folgenden werden die drei Kostenbestandteile etwas detaillierter beschrieben.

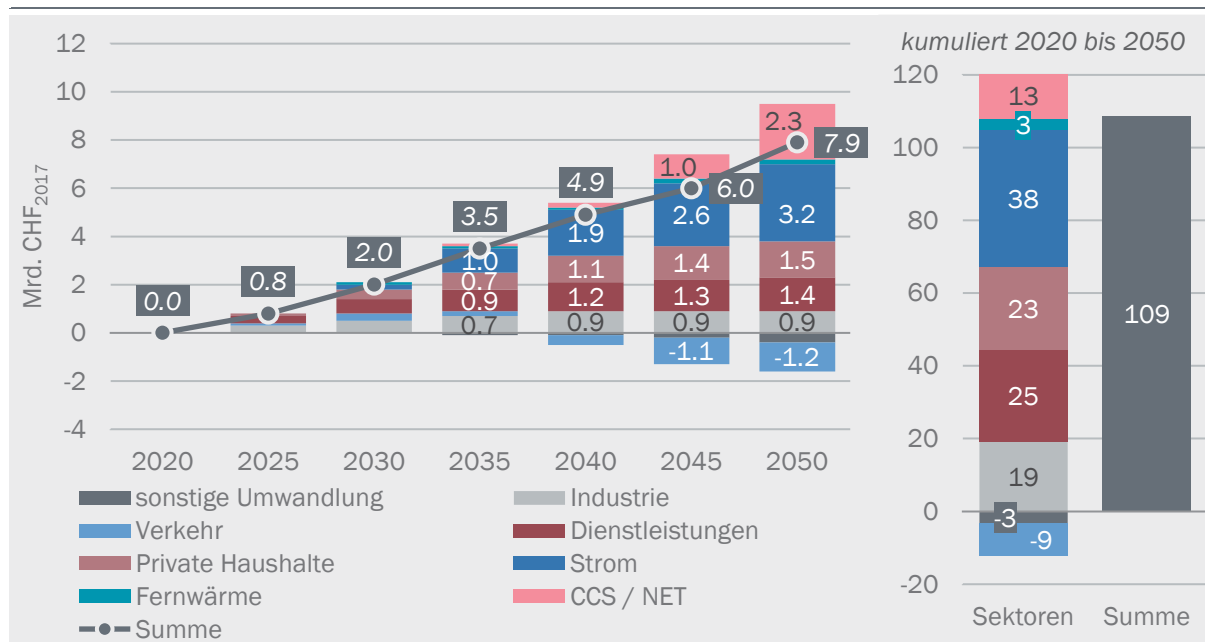
a) Annualisierte Differenzinvestitionen bzw. Mehrinvestitionen

Der zielkonforme Umbau des Energiesystems im Szenario ZERO Basis erfordert im Vergleich zum Szenario WWB zusätzliche Investitionen (Mehrinvestitionen). Insgesamt belaufen sich die annualisierten Mehrinvestitionen im Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB bis 2050 auf 109 Milliarden Franken. Bei ohnehin Investitionen im Energiesystem von rund 1'400 Milliarden Franken im gleichen Zeitraum bedeutet das eine Erhöhung der Investitionen um rund 8% gegenüber dem Szenario WWB, um das Energiesystem bis zum Jahr 2050 Netto-Null-Ziel konform umzubauen.

Der Ausbau der erneuerbaren Nah- und Fernwärme und vor allem der Stromproduktion erfolgt deutlich stärker als im Szenario WWB. Ein Grossteil der Mehrinvestitionen fällt mit rund 38 Milliarden Franken im Stromsystem an (Abbildung 42). Darin berücksichtigt sind auch die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur. Die Mehrinvestitionen in den Privaten Haushalten und im Dienstleistungssektor betragen rund 23 respektive 25 Milliarden Franken (Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft). Diese Mehrinvestitionen sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass Gebäude früher und besser energetisch saniert werden und auch bei den Neubauten eine höhere energetische Qualität erforderlich ist. Zudem folgt ein schnellerer und konsequenterer Einsatz erneuerbarer Energie und Wärmepumpen für Heizung und Warmwasseraufbereitung.

Abbildung 42: Jährliche annualisierte Differenzinvestitionen nach Sektoren und kumuliert bis 2050

Zeitraum 2020 bis 2050, Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Im Verkehrsbereich erfolgt die Durchdringung der Elektrofahrzeuge deutlich schneller und weitgehender. Aufgrund der sinkenden Kosten für Elektrofahrzeuge ergeben sich im Verkehrssektor Minderinvestitionen gegenüber dem Szenario WWB in Höhe von rund 9 Milliarden Franken (inkl. der Mehrinvestitionen für die Verkehrsinfrastruktur im Umfang von 3 Milliarden Franken). Im Industriesektor belaufen sich die Mehrinvestitionen auf rund 19 Milliarden Franken. Sie sind auf die Effizienzsteigerung der industriellen Prozesse und die schnellere und stärkere Substitution fossiler Energieträger zurückzuführen. Zudem sind Investitionen zur Abscheidung und Kompensation der Restemissionen (CCS/NET) notwendig, welche im Szenario WWB keine Rolle spielen. Die Mehrinvestitionen für CCS und Negativemissionstechnologien kumulieren sich bis zum Jahr 2050 auf rund 13 Milliarden Franken. Im Bereich sonstige Umwandlung gehen die Investitionen insgesamt zurück (-3 Mrd. Franken). Zusätzliche Investitionen sind notwendig für Anlagen zur Produktion von Wasserstoff. Demgegenüber steht ein reduzierter Investitionsbedarf in den Bereichen Gasnetz und Mineralölinfrastruktur.

b) Mehrkosten für den Betrieb und den Unterhalt

Die zusätzlichen Betriebs- und Unterhaltskosten im Szenario ZERO Basis betragen für alle Sektoren aggregiert bis 2050 rund 14 Milliarden Franken. Die Mehrkosten werden hauptsächlich durch die Mengenausweitungen bei der Fernwärme- und vor allem der erneuerbaren Stromerzeugung verursacht. Eine Reduktion der Betriebs- und Unterhaltskosten ergibt sich in den Sektoren Private Haushalte und Verkehr. Dies ist im Wesentlichen auf die tieferen Betriebs- und Unterhaltskosten der Wärmepumpen im Vergleich zu Öl- und Gasheizungen bzw. der Elektrofahrzeuge im Vergleich zu den konventionellen Fahrzeugen zurückzuführen. Im Dienstleistungssektor führt die Ausweitung der Haustechnikanlagen trotz Einsparungen durch Heizungsersatz (Wärmepumpen statt Heizungen auf Basis von Gas oder Öl) insgesamt zu höheren Betriebs- und Unterhaltskosten. Für den

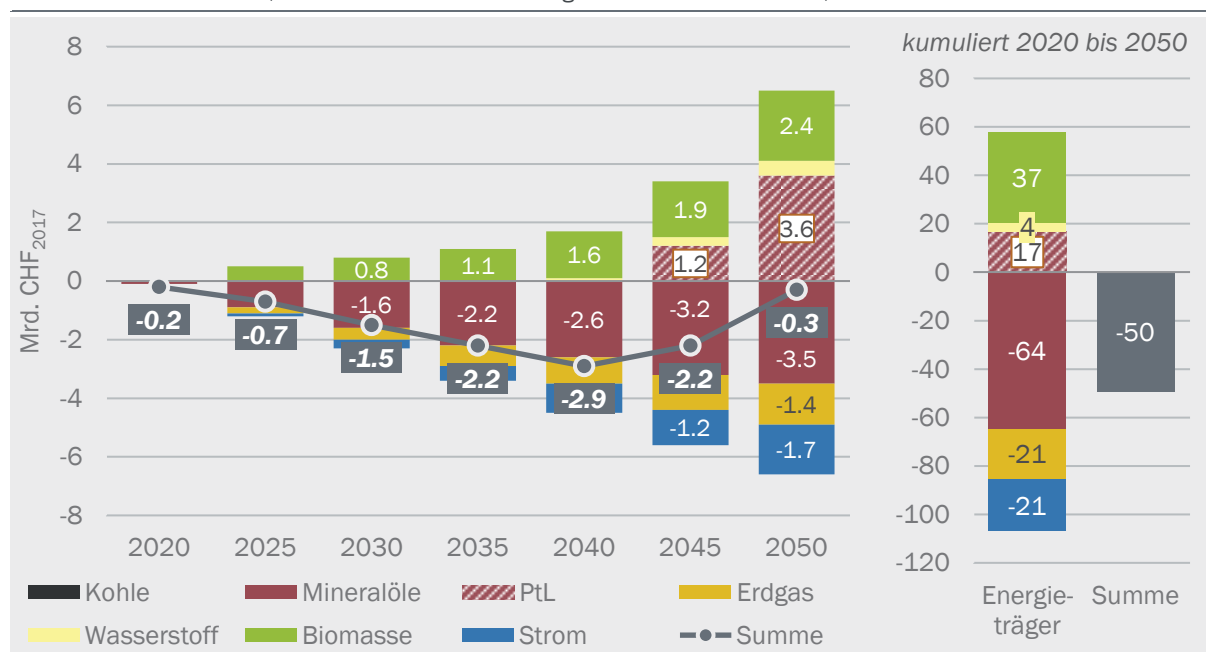
Industriesektor wurden aufgrund fehlender Grundlagen keine Betriebs- und Unterhaltskosten abgebildet.

c) Eingesparte Energiekosten

Den Mehrinvestitionen und höheren Betriebs- und Unterhaltskosten stehen eingesparte Energieträgerkosten gegenüber, welche hauptsächlich durch verminderte Energieträgerimporte zu Stande kommen. Aktuell werden jährlich Energieträger für rund 8 Mrd. Franken in die Schweiz importiert (Mittelwert über den Zeitraum 2009-2019; BFE 2020b). Rund 98% dieser Importausgaben sind für Erdölprodukte und Erdgas. Mit dem Umbau des Energiesystems sinkt die Nachfrage und somit auch der Import von fossilen Energieträgern wie Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas und Kohle. Das resultiert in Minderkosten gegenüber dem Szenario WWB. Gleichzeitig steigt die Nachfrage nach biomassebasierten Energieträgern (Biogas, Biomethan, Biotreibstoffe und feste Biomasse) und es gibt längerfristig neu eine Nachfrage nach strombasierten Energieträgern (Power-to-Gas/Liquid/H₂), welche hauptsächlich importiert werden müssen. Für diese Energieträger fallen Mehrkosten im Vergleich zum Szenario WWB an.

Abbildung 43: Jährliche eingesparte Energiekosten nach Energieträgern und kumuliert bis 2050

Zeitraum 2020 bis 2050, Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



nicht dargestellt sind die geringen Einsparungen bei der Kohle

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Insgesamt belaufen sich die im Szenario ZERO Basis gegenüber dem Szenario WWB eingesparten Energieträgerkosten bis zum Jahr 2050 auf annähernd 50 Milliarden Franken (Abbildung 43). Dies entspricht einer Reduktion der Energiekosten von rund 19 % im Vergleich zum Szenario WWB. Die Einsparungen an Energieträgerkosten steigen zunächst im Betrachtungszeitraum deutlich an (Abbildung 43). Ursache hierfür ist im Wesentlichen der Ersatz von Anlagen, Fahrzeugen

und Geräten auf Basis fossiler Energien (z. B. Öl- und Gasheizungen) durch Anlagen mit hoher Kapitalintensität (z. B. Wärmepumpen, Wärmenetze sowie Photovoltaik- und Windkraftanlagen). Bis 2050 sinken die Einsparungen jedoch, da im Hinblick auf die Erreichung des Treibhausgasziels Importe an Bioenergie und im Verkehrssektor ein zusätzlicher Import strombasierter Energieträger notwendig sind. Nach 2050 werden diese Energieträger einerseits verstärkt durch den Umstieg auf strombasierte Anlagen und Antriebe ersetzt. Andererseits werden die strombasierten Energieträger günstiger, wodurch wiederum steigende Einsparungen resultieren.

6.2.2 Szenarienvergleich

In Tabelle 17 und Abbildung 44 werden die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten der Netto-Null-Szenarien verglichen. Bis zum Jahr 2035 erhöhen sich die jährlichen Mehrkosten auf rund 1.7 bis 2.8 Milliarden Franken. Nach 2045 steigen die Mehrkosten deutlich an, im Jahr 2050 betragen sie rund 9 bis 13 Milliarden Franken. Das Szenario ZERO Basis weist von den untersuchten Netto-Null-Szenarien die geringsten direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB auf. Bis zum Jahr 2050 kumulieren sich die Mehrkosten im Szenario ZERO Basis auf 73 Milliarden Franken, in der Variante ZERO A auf 79 Milliarden Franken. Die Varianten ZERO B (115 Milliarden Franken) und ZERO C (121 Milliarden Franken) weisen deutlich höhere Mehrkosten auf.

Die Variante ZERO A weist unter den Zielszenarien die höchste Einsparung der Energiekosten auf. Gegenüber der Basisvariante fällt insbesondere der geringere Importbedarf an Biomethan ins Gewicht. Demgegenüber stehen höhere Investitionskosten, u. a. in den Bereichen Gebäude (Wärmepumpen) und Stromerzeugung. Insgesamt sind die kumulierten direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten bis 2050 in ZERO A 8 % höher als in der Basisvariante.

Die ZERO-Variante mit dem geringsten zusätzlichen Investitionsbedarf ist Variante ZERO B. Gegenüber der Variante ZERO Basis fällt der zusätzliche Investitionsbedarf um 20 % geringer aus. Es ergeben sich in der Variante B jedoch keine Einsparungen der Energiekosten, die Energiekosten sind höher als im Szenario WWB. Zurückzuführen ist dies hauptsächlich auf den hohen Bedarf an Biogas/Biomethan und synthetischen Energieträgern (PtG für Wärme und PtL für den Verkehr). Diese Importkosten nehmen nach 2050 etwas ab, bleiben aber vergleichsweise hoch. Insgesamt fallen die kumulierten direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten in der Variante B bis zum Jahr 2050 um 57 % höher aus als in der Basisvariante.

Die Variante ZERO C weist vergleichsweise hohe Investitionen, aber nur eine geringe Einsparung der Energiekosten auf. Dies hängt sehr stark mit der Entwicklung im Verkehrssektor zusammen. Während im Basisszenario durch den frühen und umfassenden Umstieg auf die Elektromobilität die Investitionen gegenüber dem Szenario WWB reduziert werden können, ergeben sich in der Variante C höhere Investitionen als in WWB. Zudem ergeben sich durch die Nutzung synthetischer Treibstoffe sehr hohe Energiekosten. Insgesamt sind die kumulierten direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten in der Variante ZERO C im Jahr 2050 65 % höher als in der Basisvariante. Die Variante C weist unter den untersuchten ZERO-Szenarien die höchsten Kosten auf.

Tabelle 17: Szenarienvergleich: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber WWBnach zentralen Kostenkomponenten, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050, in Mrd. CHF₂₀₁₇

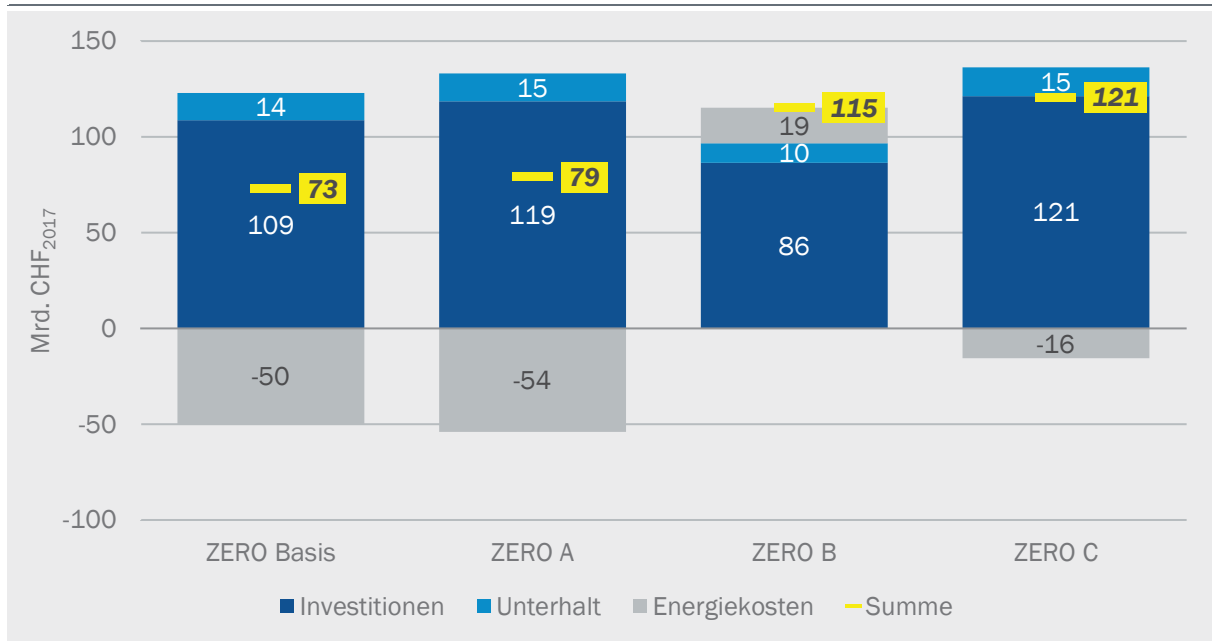
Szenario	Kostenkomponente	2025	2030	2035	2040	2045	2050	bis 2050
ZERO Basis	Investitionen	0.8	2.0	3.5	4.9	6.0	7.9	109
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.1	14
	Energiekosten	-0.7	-1.5	-2.2	-2.9	-2.2	-0.3	-50
	Summe	0.1	0.6	1.7	2.7	4.8	8.7	73
ZERO A	Investitionen	0.9	2.1	3.7	5.2	6.7	9.2	119
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.2	15
	Energiekosten	-0.8	-1.5	-2.3	-3.0	-2.3	-1.4	-54
	Summe	0.1	0.8	1.8	2.9	5.3	9.0	79
ZERO B	Investitionen	0.8	1.8	3.2	4.0	4.4	5.6	86
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.1	0.4	0.6	0.5	0.5	10
	Energiekosten	-0.4	-0.9	-0.9	-0.3	2.5	6.5	19
	Summe	0.4	1.0	2.7	4.3	7.4	12.6	115
ZERO C	Investitionen	0.9	2.1	3.9	5.6	6.9	8.1	121
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.2	0.4	0.8	1.0	1.0	15
	Energiekosten	-0.4	-1.0	-1.6	-2.0	0.0	3.5	-16
	Summe	0.5	1.3	2.8	4.5	7.8	12.7	121

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Abbildung 44: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB

kumulierte Jahreswerte 2020 bis 2050, Vergleich der Szenarien, in Mrd. CHF₂₀₁₇



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Literaturverzeichnis

ARE 2016	Verkehrsperspektiven 2040: Perspektiven des Schweizerischen Personen- und Güterverkehrs bis 2040, Bundesamt für Raumentwicklung, 2016
BAFU 2010	Typisierung von Grundwasserregimen in der Schweiz, Bundesamt für Umwelt in Zusammenarbeit mit dem Geotechnischen Institut und dem Geographischen Institut der Universität Bern, Bern, 2010
BAFU 2018	Hydrologische Daten und Vorhersagen des BAFU, Bundesamt für Umwelt, 2016, https://www.hydrodaten.admin.ch
BAFU 2020	Szenarien zur THG-Emissionsentwicklung der Bereiche Landwirtschaft (3), LULUCF (4), Abfall (5) und Andere (6) gemäss Bundesamt für Umwelt, 2020
Benchmark Mineral 2019	Benchmark Mineral Intelligence, Outlook for energy and minerals markets for the US Senate Committee on Energy and Natural Resources Committee, 2019
BFE 2007	Die Energieperspektiven für die Schweiz (5. Exkurs: Potenzialbegriffe), Bundesamt für Energie, 2007
BFE 2012	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050. Prognos und Infras im Auftrag des Bundesamts für Energie, 2012
BFE et al. 2017	Sonnendach-Daten, Bundesamt für Energie, MeteoSchweiz, swisstopo (Solarpotenzialanalyse durchgeführt von Meteotest), 2017
BFE 2018	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Bundesamt für Energie, 2018
BFE 2019	Wasserkraftpotenzial der Schweiz: Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie, 2019
BFE 2020a	Schweizerische Wärmepumpenstatistik 2019, Bundesamt für Energie, 2020
BFE 2020b	Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019, Bundesamt für Energie, 2020
BFE 2020c	Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019, Bundesamt für Energie, 2020

BFS 2017	Szenarien zur Entwicklung der Haushalte 2017–2045, Bundesamt für Statistik, 2015
BFS 2018a	Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2015–2065, Bundesamt für Statistik, 2018
BFS 2018b	Schätzung einer schweizerischen Input-Output-Tabelle für das Jahr 2014; Korrigierte Version 31.08.2018
Bundesrat 2013	Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, September 2013; https://www.admin.ch/opc/de/federal-gazette/2013/7561.pdf
Bundesrat 2019	Medienmitteilung: Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz, 28.08.2019, https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-76206.html
CH2018 2018	CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland, National Centre for Climate Services, Zurich
Consentec 2015 & 2017	Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze, Consentec 2015 & Aktualisierung 2017
Cox und Althaus 2019	How to include non-CO ₂ climate change contributions of fair travel at ETH Zurich. INFRAS Report on behalf of ETH Zurich. June 2019 https://ethz.ch/content/dam/ethz/associates/services/organisation/Schulleitung/mobilitaetsplattform/ETH%20Zurich%20flight%20reduction_calculation%20of%20non-CO₂ contribution_final.pdf
Ecoplan 2007	Auswirkungen der Klimaänderung auf die Schweizer Volkswirtschaft (nationale Einflüsse). Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt und des Bundesamtes für Energie
Ecoplan 2011	Branchenszenarien 2008–2030, Ecoplan, 2011
Ecoplan, 2018	Branchenszenarien 2014 bis 2030/2060, Ecoplan, 2018
EFV 2020	Legislaturfinanzplan 2021–2023. Anhang zur Botschaft über die Legislaturplanung 2019–2023
EnergieSchweiz 2019	«WP-Feldmessungen Jahresbericht 2018» Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018. Auswertung verlängert bis Dez. 2019) NTB Buchs im Auftrag von EnergieSchweiz
ENTSO-E 2018	Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ENTSO-E, 2018
EPFL 2017	Assessing the impacts of climate change for Switzerland. Im Auftrag des BAFU

EUC 2018	Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, European Commission, 2018
EUC 2019	Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU, ILF and AIT on behalf of the EC (DG JRC), 2019
EU 2020	National Energy and Climate Plans (NECP), European Commission, 2020
Flemming und Ziegler 2018	Environmental Trends in Aviation to 2050. ICAO Environmental Report 2018
Fuss et al. 2018	Negative emissions - Part 2: Costs, potentials and side effects, Environmental Research Letters 13 063002
GebäudeKlima Schweiz 2020	Absatzstatistiken 2002 bis 2019. Produktsegmente Öl, Gas, Holz, Wärmepumpen, Solar und Wassererwärmer. GebäudeKlima Schweiz
HSLU 2019	Aktualisierung Energieperspektiven: Stellungnahme Prof. Beat Wellig (HSLU) zu Wärmenutzungsgrad / Jahresarbeitszahl, im Auftrag des BFE
ICAO 2016	On Board: A sustainable Future. Environmental Report, ICAO 2016
IEA 2018	World Energy Outlook 2018, International Energy Agency (IEA), 2018
IEA 2020	Global EV Outlook, International Energy Agency (IEA), 2020
IINAS 2017	Ergebnispapier Biomasse, in Zusammenarbeit mit dem DBFZ im Rahmen der Erstellung des Deutschen NECP, unveröffentlicht
Intraplan 2015	Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz – Nachfrageprognose. Intraplan Bericht im Auftrag des Bundesamtes für Zivilluftfahrt (BAZL), München, Juni 2015
Kahn M. et al. 2019	Long-Term Macroeconomic Effects of Climate Change: A Cross-Country Analysis. Kahn M. / Mohaddes K. / Ng R. / Hashem Pesaran M. / Raissi M. / Yang J.-C. (2019): IMF Working Paper 19/215
NTB 2019	Ausblick auf mögliche Entwicklungen von Wärmepumpen-Anlagen bis 2050, im Auftrag des BFE, Bericht vom 30. November 2019
Prognos 2020	Transformationspfade strombasierter Energieträger, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Deutschland, 2020

Prognos, TEP, INFRAS 2020	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Verwendungszwecken, im Auftrag des Bundesamts für Energie, 2020
PSI 2017	Potenziale und Kosten erneuerbarer Energien, im Auftrag des Bundesamts für Energie, 2017
PSI 2019	Aktualisierung der Potenziale und Kosten erneuerbarer Energien, im Auftrag des Bundesamts für Energie, 2019
SECO 2018	BIP-Prognosen
Stiftung Risikodialog 2019	The Role of Atmospheric Carbon Dioxide Removal in Swiss Climate Policy: Fundamentals and Recommended Actions, Stiftung Risikodialog, 2019
TEP 2014	Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich - Synthesebericht zu Gebäudehülle und Heizanlagen; TEP Energy; Bundesamt für Energie; Bern; Februar.
TEP 2020a	Jakob M. et al. (2020b). Erneuerbare- und CO ₂ -freie Wärmeversorgung Schweiz – Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen. TEP Energy und Ecoplan i.A. Wärmeinitiative Schweiz (WIS) c/o AEE Suisse.
TEP 2020b	Kantonale Energiekennzahlen und CO ₂ Emissionen im Gebäudebereich. Zwischenbericht zuhanden BAFU, EnDK, KVV sowie kantonale Energie- und Umweltfachstellen. TEP Energy, April 2020.
TEP 2020c	Kostenerhebungen, durchgeführt im Rahmen des laufenden BFE-Forschungsprojekts „Low Invest Cost Solutions (LICS)“
Vöhringer F. et al. 2019	Costs and benefits of climate change in Switzerland, Vöhringer F., Vielle M., Thalmann P., Frehner A. (2019): Climate Change Economics 10 (2), 1-34
WSL 2017	Thees, O.; Burg, V.; Erni, M.; Bowman, G.; Lemm, R.: Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET . WSL Berichte, 57. Birmensdorf, Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL, 2017
Wüest & Partner 2020	Heizsysteme - Entwicklung der Marktanteile 2006-2019