



Dezember 2021

Energieperspektiven 2050+

Technischer Bericht

Gesamtdokumentation der Arbeiten



© Prognos AG/TEP Energy GmbH/Infras,AG

Datum: 20. Dezember 2021

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

Andreas Kemmler (Projektleitung), Prognos AG
Almut Kirchner (Projektleitung), Prognos AG
Sven Kreidelmeyer (Projektleitung), Prognos AG

Alexander Piégsa, Prognos AG
Thorsten Spillmann, Prognos AG
Hans Dambeck, Prognos AG
Hanno Falkenberg, Prognos AG
Sebastian Lübbers, Prognos AG
Andreas Brutsche, Prognos AG
Dina Tschumi, Prognos AG
Julia Thurau, Prognos AG
Florian Ess, ehemals Prognos AG
Christoph Thormeyer, ehemals 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
Ulrich Reiter, TEP Energy GmbH
Giacomo Catenazzi, TEP Energy GmbH
Benjamin Sunarjo, TEP Energy GmbH
Lia Weinberg, TEP Energy GmbH
Jonas Müller, TEP Energy GmbH
Larissa Lienhard, TEP Energy GmbH

BFE-Projektleitung: Michael Kost, 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	IX
Abbildungsverzeichnis	XVI
Abkürzungsverzeichnis	XXX
Zusammenfassung	XXXV
1 Aufgabenstellung und Hintergrund	1
2 Definition der Szenarien	2
2.1 Kurze Einführung in die Szenarienmethodik	2
2.1.1 Warum Szenarien und was sind Szenarien für das Energiesystem?	2
2.1.2 Verschiedene Arten von (Energie-)Szenarien	4
2.1.3 Konkrete Methodik bei der Umsetzung und Berechnung der Szenarien	5
2.2 Überblick über die Szenarien	6
2.3 Kriterien für die Auswahl von Technologieoptionen im Szenario ZERO	10
3 Methodisches Vorgehen	13
3.1 Zusammenwirken des Modellverbunds	13
3.2 Systemgrenzen	16
3.3 Sektorale Abgrenzungen	17
3.4 Konventionen	19
3.4.1 Energieträger	19
3.4.2 Verwendungszwecke	20
3.4.3 Begriffe zur Strombilanz	22
3.5 Ausland	23
3.5.1 Modellierung des Auslands	23
3.6 Relevanzanalyse: Vorabklärung von Einflussfaktoren	27
4 Rahmendaten	37

4.1	Bevölkerung und Haushalte	37
4.2	Wirtschaftliche Entwicklung	39
4.3	Energiebezugsflächen (EBF)	40
4.4	Fahrleistungen	42
4.5	Energiepreise	46
4.6	Klima und Wetter	49
5	Potenziale und Potenzialrestriktionen	52
5.1	Biomasse	52
5.2	EE-Strom	52
5.2.1	Wasserkraft	52
5.2.2	Photovoltaik	53
5.2.3	Übrige Erneuerbare Energien	54
5.3	Erneuerbare Energien im Wärmebereich	55
5.3.1	Einleitung und Methodik	55
5.3.2	Potenzielle nachfrageseitige Wärmecluster und Fernwärmegebiete	56
5.3.3	Priorisierung der Nutzung bei den orts-, raum- und leitungsgebundenen thermischen Energiequellen	61
5.3.4	Verfügbares und nutzbares (zugeordnetes) Potenzial	62
5.3.5	Zusammenfassung der erneuerbaren Energie im Wärmebereich	67
5.3.6	Topologie der erneuerbaren Energiepotenziale und Restriktionen im Wärmebereich	68
5.3.7	Hinweise zur möglichen Nutzung der Potenziale der erneuerbaren Energien im Wärmebereich in den verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven	71
5.4	Entwicklungspfade des Abfallaufkommens	72
6	Schlüsselbereiche für eine umfassende THG-Reduktion	74
6.1	Elektromobilität	74
6.2	Gebäudeeffizienz und Gebäudetechnik	76
6.2.1	Raumwärme	76
6.2.2	Ausgewählte Gebäudetechnikanwendungen im Nicht-Wohnbereich	77

6.3	Dezentrale elektrische Wärmepumpen	78
6.4	Stromerzeugung	82
6.5	Thermische Netze	83
6.6	Strombasierte Energieträger (PtX)	84
6.7	Negativemissionstechnologien/CCS	84
6.8	Kreislaufwirtschaft (Kunststoffrecycling)	85
6.9	Infrastruktur	86
7	Annahmen in den Sektoren	88
7.1	Verkehrssektor	91
7.1.1	Strassenverkehr	96
7.1.2	Schienenverkehr	122
7.1.3	Off-Road	122
7.1.4	Luftverkehr	123
7.2	Industriesektor	127
7.2.1	Überblick über die Szenarien und deren Ausprägung	127
7.2.2	Treiber	130
7.2.3	Weitere Aspekte	137
7.3	Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft	139
7.3.1	Überblick über die Szenarien und deren Ausprägung im Sektor Dienstleistungen	139
7.3.2	Beschäftigtenentwicklung (VZÄ)	143
7.3.3	EBF und andere Grössen des Mengengerüsts	144
7.3.4	Entwicklung der Gebäudeeffizienz	146
7.3.5	Entwicklung der Heizsysteme	151
7.3.6	Stromanwendung in Gebäude	158
7.3.7	Ad-hoc-Modell	164
7.3.8	Landwirtschaft	164
7.4	Private Haushalte	166
7.4.1	Überblick über die Szenarien und deren Ausprägung im Sektor Private Haushalte	166

7.4.2	Wohnungen und Wohnflächen	169
7.4.3	Raumwärme	176
7.4.4	Warmwasser	193
7.4.5	Klima, Lüftung, Haustechnik	195
7.4.6	Kochherde, Elektrogeräte und Beleuchtung	198
7.4.7	Szenarienvergleich – Abwandlungen gegenüber dem Hauptszenario	203
7.5	Strom- und Wärmeerzeugung	212
7.5.1	Allgemeine szenarienübergreifende Annahmen	212
8	Ergebnisse der Szenarien und Erkenntnisse	214
8.1	Ergebnisse für das Energiegesamtsystem	214
8.1.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario ZERO Basis	214
8.1.2	Bruttoenergieverbrauch	224
8.1.3	Treibhausgasemissionen	233
8.1.4	Szenarienvergleich	236
8.2	Verkehrssektor	248
8.2.1	Energieverbrauch	248
8.2.2	CO ₂ -Emissionen	250
8.2.3	Energieeffizienzentwicklung der Fahrzeugflotten	252
8.3	Industriesektor	258
8.3.1	Energieverbrauch	258
8.3.2	THG-Emissionen	263
8.3.3	Szenarienvergleich Industriesektor	265
8.4	Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft	275
8.4.1	Endenergieverbrauch nach Branchen und nach Energieträger im Sektor Dienstleistungen	275
8.4.2	Stromverbrauch des Dienstleistungssektors nach Branche und Verwendungszweck	279
8.4.3	Treibhausgasemissionen	281
8.4.4	Landwirtschaftssektor	282
8.4.5	Szenarienvergleich Dienstleistungssektor	285
8.5	Private Haushalte	291

8.5.1	Energieverbrauch im Szenario ZERO Basis	291
8.5.2	Treibhausgasemissionen	302
8.5.3	Szenarienvergleich Private Haushalte	304
8.6	Energieumwandlung	312
8.6.1	Stromerzeugung im Szenario ZERO Basis	312
8.6.2	Stromerzeugung im Szenario Weiter wie bisher (WWB)	329
8.6.3	Stromerzeugung Szenarienvergleich	340
8.6.4	Strompreise	347
8.6.5	Fernwärmeerzeugung im Szenario ZERO Basis	349
8.6.6	Fernwärmeerzeugung im Szenario Weiter wie bisher (WWB)	350
8.6.7	Fernwärmeerzeugung Szenarienvergleich	351
9	Direkte volkswirtschaftliche Kosten	353
9.1	Definition und Herleitung	353
9.2	Ergebnisse	355
9.2.1	ZERO Basis	355
9.2.2	ZERO A	362
9.2.3	ZERO B	366
9.2.4	ZERO C	370
9.2.5	Szenarienvergleich	374
10	Regionalisierung Stromnachfrage und Erzeugung	377
10.1.1	Motivation und gewählte Methodik zur Regionalisierung	377
10.1.2	Rahmendaten und regionale Strukturen	383
10.1.3	Ergebnisse der Regionalisierung – Szenario ZERO Basis	390
11	Sensitivitäten	399
11.1	Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch («BIP-Pop hoch»)	399
11.1.1	Rahmendaten	399
11.1.2	Ergebnisse der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch – ZERO Basis	402
11.1.3	Ergebnisse der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch – Szenario WWB	407
11.2	Sensitivität Energiepreise	411

11.2.1	Beschreibung des Vorgehens und der Annahmen	411
11.2.2	Ergebnisse der Sensitivität Energiepreise	412
12	Anhang	419
12.1	Verkehrssektor	419
12.2	Industriesektor	421
12.2.1	Einleitung	421
12.2.2	Methodik	421
12.2.3	Daten	425
12.2.4	Spezifika	426
12.3	Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft	429
12.3.1	GPM Modell zur Berechnung der Energienachfrage im Dienstleistungssektor	429
12.3.2	Modul Landwirtschaftssektor	436
12.4	Haushaltssektor	438
12.5	Strommarktmodell	444
12.6	Fernwärmeerzeugung	448
	Quellenverzeichnis	451
	Impressum	461

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zentrale Annahmen und Ergebnisse im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Kernenergie-Laufzeit von 50 Jahren	XL
Tabelle 2:	Szenarien und Varianten	10
Tabelle 3:	Übersicht über die Hypothesen der potenziell relevanten Themen mit sektorübergreifenden Effekten	28
Tabelle 4:	Übersicht der Sektoren, welche durch die jeweiligen Entwicklungen beeinflusst werden	31
Tabelle 5:	Übersicht der Themen welche in den Szenariorechnungen auf Grund der Relevanzanalyse berücksichtigt wurden	32
Tabelle 6:	Bevölkerung, Haushalte und Haushaltstruktur	38
Tabelle 7:	Grenzübergangspreise für Energie	48
Tabelle 8:	Unterstellte maximale Grenzkosten der Wärmeverteilung (Rp./kWh) für die Nachfrageclusteranalyse	58
Tabelle 9:	Spezifische Investitionskosten für Verteilungen von Nah- oder Fernwärmenetzen	58
Tabelle 10:	Minimaler Anschlussgrad, der beim Investitionsentscheid vorliegen muss (links) bzw. maximal erreichbarer Anschlussgrad (rechts)	59
Tabelle 11:	Abdeckung der Wärmenachfrage über Wärmenetze	59
Tabelle 12:	Energienachfrage in potenziellen Nah- und Fernwärme-Clustern	60
Tabelle 13:	Priorisierung der Wärmequellen bei der Zuordnung zu den Nachfrageclustern	62
Tabelle 14:	Potenzialübersicht	68
Tabelle 15:	Topologie der Potenziale und Restriktionen über alle Schweizer Gemeinden hinweg	69
Tabelle 16:	Topologie der Potenziale und Restriktionen für Gemeinden mit $\geq 10'000$ Einwohner	70

Tabelle 17:	Topologie der Potenziale und Restriktionen für Gemeinden mit < 10'000 Einwohner	70
Tabelle 18:	Zentrale Ausprägung der Szenarien in den Hauptsektoren	88
Tabelle 19:	Eckwerte der Szenarien	92
Tabelle 20:	Jährliche Effizienzverbesserungen bei PW	97
Tabelle 21:	Jährliche Effizienzverbesserungen bei LNF	98
Tabelle 22:	Jährliche Effizienzverbesserungen bei konventionellen SNF (inkl. HEV), die von den EU-Flottengrenzwerten betroffen sind	99
Tabelle 23:	Jährliche Effizienzverbesserungen bei SNF, die nicht von den EU-Flottengrenzwerten betroffen sind	99
Tabelle 24:	Jährliche Effizienzverbesserungen bei Bussen	100
Tabelle 25:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei PW	115
Tabelle 26:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei LNF	116
Tabelle 27:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei Reisebussen	117
Tabelle 28:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei Linienbussen	118
Tabelle 29:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei Motorrädern	119
Tabelle 30:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei SNF (RigidTruck)	120
Tabelle 31:	Eckwerte der Kostenentwicklung bei SNF (TT/AT)	121
Tabelle 32:	Investitions- und Unterhaltskosten sowie Lebensdauern von Lade-/ Tankinfrastruktur	122
Tabelle 33:	Quellen für Schlüsselparameter der Modellierung von Treibstoffabsatz und Emissionen des Schweizer Flugverkehrs 1990 - 2060	124
Tabelle 34:	Passagieraufkommen, spezifischer Energieverbrauch, und Energieverbrauch von internationalen Flügen ab der Schweiz	125
Tabelle 35:	Zentrale Ausprägung der Szenarien im Industriesektor	127
Tabelle 36:	Produktionsmengen und Produktionsindices in den Industriebranchen	131

Tabelle 37:	Zentrale Ausprägung der Szenarien in den Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft	141
Tabelle 38:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - EBF pro VZÄ im Dienstleistungssektor, nach Branche, in m ² .	144
Tabelle 39:	Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für Neubauten	149
Tabelle 40:	Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für mittlere energetische Erneuerungen	150
Tabelle 41:	Sektor Dienstleistungen - Grundstruktur Investitionskosten für Gebäudesanierungen verschiedener Zustandsveränderungen	150
Tabelle 42:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der JAZ für drei verschiedene Wärmepumpen-Typen	154
Tabelle 43:	Sektor Dienstleistungen - Spezifischer Stromverbrauch für Beleuchtung für ausgewählte Branchen in kWh/m ² /a	159
Tabelle 44:	Sektor Dienstleistungen - Aussenluftvolumenstrom pro Nettogeschossfläche für verschiedene Fälle und Bauperioden	160
Tabelle 45:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der WRG-Effizienz als Funktion des Installationsjahr	160
Tabelle 46:	Zentrale Ausprägung der Szenarien im Sektor Private Haushalte	167
Tabelle 47:	Wohnungen nach Gebäudetyp, 2000 bis 2060, Jahresendwerte in Tsd.	170
Tabelle 48:	Jährlich neugebaute Wohnungen (in Tsd.) und deren mittlere Fläche (in m ² EBF)	172
Tabelle 49:	Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger, Bestandsmittelwerte	183
Tabelle 50:	Beispielhafte U-Werte für Gesamtsanierungen im Sektor Private Haushalte	186
Tabelle 51:	Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger für die Erzeugung von Warmwasser	195
Tabelle 52:	Kühlgradtage, klimatisierte Wohnflächen und Effizienz der Kühlanlagen	196
Tabelle 53:	Kochherde: Ausstattung und spezifischer Verbrauch	199
Tabelle 54:	Bestand an Elektrogeräten nach Gerätekategorie	200

Tabelle 55:	Spezifischer Stromverbrauch neuer Elektrogeräte nach Gerätekategorie	202
Tabelle 56:	Ausgewählte Annahmen zur Entwicklung der Gerätegrösse	202
Tabelle 57:	Kennzahlen zur Entwicklung des Verbrauchs für die Beleuchtung in Wohngebäuden	203
Tabelle 58:	Spezifische Verbrauchswerte für Raumwärme im Szenario WWB	204
Tabelle 59:	Investitionskosten für Stromerzeugungs- und Speichertechnologien	212
Tabelle 60 Fixe	Betriebskosten	213
Tabelle 61:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs	214
Tabelle 62:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern	216
Tabelle 63:	Bruttoenergieverbrauch	227
Tabelle 64:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO Basis	235
Tabelle 65:	Vergleich mit Zielen zum Endenergieverbrauch	241
Tabelle 66:	Vergleich mit Zielen zum Elektrizitätsverbrauch	242
Tabelle 67:	Verbrauch von erneuerbaren und strombasierten Energieträgern im Industriesektor	273
Tabelle 68:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Endenergie für Strom nach Verwendungszweck	281
Tabelle 69:	Sektor Landwirtschaft - Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	284
Tabelle 70:	Stromverbrauch nach Anwendungen und Gerätegruppen	301
Tabelle 71:	THG-Emissionen nach Gebäudetypen im Sektor PHH	303
Tabelle 72:	Landesverbrauch für Elektrizität – Szenario ZERO Basis	313
Tabelle 73:	Stromverbrauch und Stromerzeugung – Szenario ZERO Basis	316
Tabelle 74:	Installierte Leistung nach Technologien Szenario ZERO Basis	318

Tabelle 75:	Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario ZERO Basis	322
Tabelle 76:	Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario ZERO Basis	323
Tabelle 77:	Landesverbrauch für Elektrizität – Szenario WWB	330
Tabelle 78:	Stromverbrauch und Stromerzeugung – Szenario WWB	332
Tabelle 79:	Installierte Leistung nach Technologien – Szenario WWB	334
Tabelle 80:	Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario WWB	336
Tabelle 81:	Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario WWB	337
Tabelle 82:	Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO Basis	355
Tabelle 83:	Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO Basis	358
Tabelle 84:	Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungen	360
Tabelle 85:	Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis	361
Tabelle 86:	Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO A	362
Tabelle 87:	Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO A	364
Tabelle 88:	Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungen	365
Tabelle 89:	Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO A	366
Tabelle 90:	Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO B	366
Tabelle 91:	Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO B	368
Tabelle 92:	Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungen	369

Tabelle 93:	Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO B	370
Tabelle 94:	Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO C	370
Tabelle 95:	Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO C	372
Tabelle 96:	Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungen	373
Tabelle 97:	Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO C	374
Tabelle 98:	Vergleich der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB	375
Tabelle 99:	Unterschiedene Grossregionen und ihre Kantone, nach NUTS-2-Ebene	378
Tabelle 100:	Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Verkehrssektor	380
Tabelle 101:	Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Sektor Private Haushalte	381
Tabelle 102:	Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Sektor Dienstleistungen	382
Tabelle 103:	Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Sektor Energiewirtschaft	383
Tabelle 104:	Topologie der Potenziale und Restriktionen nach Grossregion, Fall Grenzkosten Mittel	387
Tabelle 105:	Verteilungsmatrix für die Aufteilung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor	390
Tabelle 106:	Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch: Energiebezugsflächen und Verkehrsleistung	402
Tabelle 107:	Landesverbrauch für Elektrizität – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch	405
Tabelle 108:	Landesverbrauch für Elektrizität – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch	409
Tabelle 109:	Klassifikation der modellierten Industriebranchen	422
Tabelle 110:	Hierarchie der modellierten Verwendungszwecke	423

Tabelle 111:	Hierarchie der modellierten Energieträger	424
Tabelle 112:	Zuordnungsmatrix zwischen TEP GPM Anwendungen und den Verwendungszwecken	433
Tabelle 113:	Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für Neubauten, WWB-Szenario	435
Tabelle 114:	Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für einfache energetische Erneuerungen	435
Tabelle 115:	Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für mittlere energetische Erneuerungen	435
Tabelle 116:	Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für aufwändige energetische Erneuerungen mit hoher Effizienzverbesserung	436

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Kriterien Szenario ZERO	12
Abbildung 2:	Modellverbund der EP 2050+	16
Abbildung 3:	Kategorien an Treibhausgasemissionen	17
Abbildung 4:	Bevölkerungsentwicklung	38
Abbildung 5:	Wirtschaftsentwicklung	40
Abbildung 6:	Entwicklung der Energiebezugsfläche nach Sektoren	41
Abbildung 7:	Entwicklung Strassenfahrleistung	43
Abbildung 8:	Entwicklung Schienenfahrleistung	43
Abbildung 9:	Entwicklung Off-Road Verkehr	44
Abbildung 10:	Entwicklung Luftverkehr	45
Abbildung 11:	Energie- und CO ₂ -Preise	47
Abbildung 12:	Trendentwicklung klimaszenarischer Indikatoren	50
Abbildung 13:	Ausdehnung möglicher Fernwärmecluster in Abhängigkeit der Durchschnittskosten der Wärmeverteilung für die mittleren Grenzkosten	61
Abbildung 14:	Darstellung unterschiedlicher Aufbaudynamiken, um leitungsgebundene Energiequellen zu erschliessen.	72
Abbildung 15:	Szenarienvergleich: Entwicklung des Abfallaufkommens in KVA	73
Abbildung 16:	Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen für Raumwärme	80
Abbildung 17:	Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen für Warmwasser	81
Abbildung 18:	Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen für Raumwärme	82
Abbildung 19:	Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- PW	102
Abbildung 20:	Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- LNF	102

Abbildung 21:	Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- Motorräder (MR)	103
Abbildung 22:	Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- SNF	104
Abbildung 23:	Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- Linienbusse	105
Abbildung 24:	Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- Reisebusse	106
Abbildung 25:	Spezifische CO ₂ -Emission der Neufahrzeugflotte - PW	107
Abbildung 26:	Spezifische CO ₂ -Emission der Neufahrzeugflotte - LNF	107
Abbildung 27:	Überlebenswahrscheinlichkeiten zur Modellierung der Ausserverkehrssetzung - PW	108
Abbildung 28:	Strassenfahrzeugflottenentwicklung- PW	109
Abbildung 29:	Strassenfahrzeugflottenentwicklung- LNF	110
Abbildung 30:	Strassenfahrzeugflottenentwicklung- MR	110
Abbildung 31:	Strassenfahrzeugflottenentwicklung- SNF	111
Abbildung 32:	Strassenfahrzeugflottenentwicklung- Linienbus	111
Abbildung 33:	Strassenfahrzeugflottenentwicklung- Reisebus	112
Abbildung 34:	Entwicklung Off-Road: Maschinenanteil nach Treibstoff	123
Abbildung 35:	Relative Entwicklung Zivilluftverkehr (National und International): Anzahl Passagiere und Treibstoffverbrauch	126
Abbildung 36:	Entwicklung der Produktionsindices in den Industriebranchen	133
Abbildung 37:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung in den Industriebranchen	134
Abbildung 38:	Entwicklung der Vollzeitäquivalente in den Industriebranchen	134
Abbildung 39:	Entwicklung der Energiebezugsfläche in den Industriebranchen	135
Abbildung 40:	Effizienzpotenziale von Querschnittstechnologien in der Industrie	136
Abbildung 41:	Zementproduktion und Bautätigkeit	138

Abbildung 42:	Sektor Dienstleistungen (inkl. LWT) - Entwicklung der Vollzeitäquivalente (VZÄ)	143
Abbildung 43:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der Energiebezugsflächen (EBF) nach Branchen	145
Abbildung 44:	Sektor Landwirtschaft - Annahmen zur Entwicklung des Nutztierbestandes (Anzahl) und des Flächenbedarfs (ha)	146
Abbildung 45:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des energetischen Originalzustands und der Anteile der Zustandsveränderungen bei Wand und Fenstern (x-Achse) bezogen auf die EBF der vor 1991 errichteten Gebäude (y-Achse) im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2060.	148
Abbildung 46:	Sektor Dienstleistungen - Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme im Fall von Neubauten.	152
Abbildung 47:	Sektor Dienstleistungen - Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme beim Wechsel der Heizungstechnologie.	153
Abbildung 48:	Szenario ZERO Basis - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Heizsystemverteilung bei Neubauten im Dienstleistungssektor	155
Abbildung 49:	Szenario ZERO Basis - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Anteilsverteilung bei Heizsystemerneuerungen	156
Abbildung 50:	Szenario WWB - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Heizsystemverteilung bei Neubauten im Dienstleistungssektor	157
Abbildung 51:	Szenario WWB - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Anteilsverteilung bei Heizsystemerneuerungen	158
Abbildung 52:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Anteils der Flächen mit Lüftungsanlage (total, d. h. mit und ohne WRG)	161
Abbildung 53:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Anteils der Flächen mit Lüftungsanlage welche über eine WRG verfügen	162
Abbildung 54:	Sektor Dienstleistungen - zeitliche Entwicklung der Flächenanteile mit Gebäudekühlung	163
Abbildung 55:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Flächenanteils, welcher mit der Energieeffizienzoption Free cooling ausgerüstet ist	164

Abbildung 56:	Sektor Landwirtschaft - Entwicklung der Energiekennzahlen für die Rinder- und Milchwirtschaft in Abhängigkeit des tierbezogenen Prozesses (TP)	165
Abbildung 57:	Sektor Landwirtschaft - Entwicklung der Energiekennzahlen für die Treibhäuser und Treibtunnel (links) und die Schweinezucht (rechts)	166
Abbildung 58:	Wohnungen nach Gebäudetyp, in Tsd.	171
Abbildung 59:	Mittlere Abrissraten nach Gebäudetyp (in Prozent pro Jahr)	174
Abbildung 60:	Wohnfläche nach Gebäudetyp, in Mio. m ² EBF	175
Abbildung 61:	Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur der neu erstellten EZFH	177
Abbildung 62:	Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur der neu erstellten MFH	178
Abbildung 63:	Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands – alle Wohngebäude	179
Abbildung 64:	Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands – EZFH	179
Abbildung 65:	Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands – MFH	180
Abbildung 66:	Sektor PHH – Nutzungsgrad zur Erzeugung von Raumwärme	183
Abbildung 67:	Heizwärmebedarf neu gebauter Wohngebäude, Szenario ZERO	185
Abbildung 68:	Szenario ZERO, spezifischer Heizwärmebedarf bei Vollsanierungen	187
Abbildung 69:	Energetische Erneuerungsraten nach Bauteilen in Ein- und Zweifamilienhäusern	188
Abbildung 70:	Energetische Erneuerungsraten nach Bauteilen in Mehrfamilienhäusern	189
Abbildung 71:	Energetisch sanierte EBF nach Gebäudetyp und Sanierungsraten	190
Abbildung 72:	Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme im Fall von Neubauten, Segment bis 100 kW	191

Abbildung 73:	Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme beim Ersatz mit gleicher Heizungstechnologie, Segment bis 100 kW	192
Abbildung 74:	Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme beim Wechsel der Heizungstechnologie, Segment bis 100 kW	192
Abbildung 75:	Szenario ZERO Basis, Struktur der Warmwasserversorgung im Sektor PHH	194
Abbildung 76:	Szenario ZERO Basis, Wohnfläche mit mechanischer Lüftung mit Wärmerückgewinnung	197
Abbildung 77:	Relative Veränderung der Gerätebestände	201
Abbildung 78:	Energetisch sanierte EBF nach Gebäudetyp im Szenario WWB	205
Abbildung 79:	Szenarienvergleich Beheizungsstruktur in EZFH	206
Abbildung 80:	Szenarienvergleich Beheizungsstruktur in MFH	206
Abbildung 81:	Anteile der elektrischen Wärmepumpe an der Beheizungsstruktur	207
Abbildung 82:	Anteile der Nah- und Fernwärmenetze an der Beheizungsstruktur	208
Abbildung 83:	Anteile der Holzheizungen an der Beheizungsstruktur	209
Abbildung 84:	Anteile der Gasheizungen an der Beheizungsstruktur	210
Abbildung 85:	Anteile der Heizölheizungen an der Beheizungsstruktur	211
Abbildung 86:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern	215
Abbildung 87:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren	217
Abbildung 88:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken	218
Abbildung 89:	Elektrizitätsverbrauch nach Verwendungszwecken	219
Abbildung 90:	Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren	221
Abbildung 91:	Fernwärmeverbrauch nach Sektoren	222
Abbildung 92:	Verbrauch an strombasierten Energieträgern und inländische H ₂ -Produktion	224

Abbildung 93:	Bruttoenergieverbrauch	225
Abbildung 94:	Nettoimporte	226
Abbildung 95:	Energieflüsse in der Schweiz im Jahr 2019	228
Abbildung 96:	Energieflüsse in der Schweiz im Jahr 2030	229
Abbildung 97:	Energieflüsse in der Schweiz im Jahr 2050	230
Abbildung 98:	Biomasseverbrauch	231
Abbildung 99:	Biomasseverbrauch im Jahr 2019	232
Abbildung 100:	Biomasseverbrauch im Jahr 2050	232
Abbildung 101:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen	234
Abbildung 102:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch insgesamt	236
Abbildung 103:	Szenarienvergleich: Elektrizitätsverbrauch	237
Abbildung 104:	Szenarienvergleich: Fernwärmeverbrauch	238
Abbildung 105:	Szenarienvergleich: Strombasierte Energieträger (PtX)	239
Abbildung 106:	Szenarienvergleich: Bruttoenergieverbrauch	243
Abbildung 107:	Importquoten	244
Abbildung 108:	Szenarienvergleich: Biomasseverbrauch im Zeitverlauf, in PJ	245
Abbildung 109:	Szenarienvergleich: Biomasseverbrauch nach Sektoren, in PJ	245
Abbildung 110:	Szenarienvergleich: THG-Emissionen	247
Abbildung 111:	Szenarienvergleich: THG-Emissionen – ohne Einsatz von CCS und NET	247
Abbildung 112:	Energieverbrauch nach Verkehrsträger: ZERO Basis	249
Abbildung 113:	Energieverbrauch nach Energieträger: ZERO Basis	249
Abbildung 114:	Energieverbrauch nach Energieträger: Szenarienvergleich	250
Abbildung 115:	CO ₂ -Ausstoss: ZERO Basis	251
Abbildung 116:	CO ₂ -Ausstoss: Szenarienvergleich	251

Abbildung 117:	CO ₂ Ausstoss: Szenarienvergleich	252
Abbildung 118:	Effizienzentwicklung PW: Szenarienvergleich	253
Abbildung 119:	Effizienzentwicklung LNF: Szenarienvergleich	254
Abbildung 120:	Effizienzentwicklung SNF: Szenarienvergleich	254
Abbildung 121:	Effizienzentwicklung MR: Szenarienvergleich	255
Abbildung 122:	Effizienzentwicklung Reisebus: Szenarienvergleich	255
Abbildung 123:	Effizienzentwicklung Linienbus: Szenarienvergleich	256
Abbildung 124:	Effizienzentwicklung Baumaschinen: Szenarienvergleich	257
Abbildung 125:	Effizienzentwicklung Landwirtschaft: Szenarienvergleich	257
Abbildung 126:	Effizienzentwicklung Gartenpflege / Hobby: Szenarienvergleich	258
Abbildung 127:	Szenario ZERO Basis: Energieverbrauch im Industriesektor nach Verwendungszwecken	259
Abbildung 128:	Szenario ZERO Basis: Energieträgerstruktur im Industriesektor	260
Abbildung 129:	Szenario ZERO Basis: Energieverbrauch für Prozesswärme nach Temperaturniveaus	261
Abbildung 130:	Szenario ZERO Basis: Energieverbrauchsstruktur im Industriesektor im Jahr 2050	262
Abbildung 131:	Szenario ZERO Basis: Energieverbrauch im Industriesektor nach Branchen	262
Abbildung 132:	Szenario ZERO Basis: Treibhausgasemissionen im Industriesektor nach Art und Quelle	264
Abbildung 133:	Szenario ZERO Basis: Entwicklung der Branchenemissionen nach Emissionskategorie	264
Abbildung 134:	Szenarienvergleich: Energieträgerstruktur für thermische Prozesse je Industriebranche	266
Abbildung 135:	Szenarienvergleich: Energieverbrauch in der Industrie nach Energieträger	267
Abbildung 136:	Szenarienvergleich: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor	268

Abbildung 137:	Szenarienvergleich: Kumulierte Effizienzeinsparungen im Industriesektor	269
Abbildung 138:	Szenarienvergleich: Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs im Industriesektor	270
Abbildung 139:	Szenarienvergleich: Entwicklung des fossilen Brennstoffverbrauchs im Industriesektor	271
Abbildung 140:	Szenarienvergleich: Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs im Industriesektor	272
Abbildung 141:	Szenarienvergleich: Treibhausgasentwicklung im Industriesektor	274
Abbildung 142:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger	275
Abbildung 143:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Branchen	276
Abbildung 144:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - mittlerer spezifischer Wärmebedarf für Raumwärme	277
Abbildung 145:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumheizung	278
Abbildung 146:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) – Strombedarf nach Branchen	279
Abbildung 147:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) – Strombedarf nach Verwendungszwecken	280
Abbildung 148:	Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) – Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Energieträgern	282
Abbildung 149:	Sektor Landwirtschaft – Endenergieverbrauch nach Energieträgern	283
Abbildung 150:	Sektor Landwirtschaft – Energieverbrauch nach Verwendungszweck	284
Abbildung 151:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Endenergieverbrauchs	285
Abbildung 152:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der Stromnachfrage	286
Abbildung 153:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Gasverbrauchs	287
Abbildung 154:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs	288

Abbildung 155:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Heizölverbrauchs	289
Abbildung 156:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Biomasseverbrauchs	290
Abbildung 157:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der THG-Emissionen	291
Abbildung 158:	Sektor PHH - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern	292
Abbildung 159:	Sektor PHH - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken	293
Abbildung 160:	Sektor PHH - Entwicklung des Raumwärmeverbrauchs nach Energieträgern	295
Abbildung 161:	Sektor PHH – mittlerer spezifischer Verbrauch für Raumwärme nach Gebäudetyp	296
Abbildung 162:	Sektor PHH – Struktur der Warmwassererzeugung im Szenario ZERO	298
Abbildung 163:	Sektor PHH - Entwicklung des Verbrauchs für das Kochen und für Küchengeräte	299
Abbildung 164:	Sektor PHH - Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verwendungszwecken	300
Abbildung 165:	Sektor PHH - Entwicklung der (direkten) THG-Emissionen nach Energieträgern	302
Abbildung 166:	Sektor PHH - Entwicklung des Endenergieverbrauchs	304
Abbildung 167:	Sektor PHH - Entwicklung des Stromverbrauchs	305
Abbildung 168:	Sektor PHH - Entwicklung des Gasverbrauchs	306
Abbildung 169:	Sektor PHH - Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs	307
Abbildung 170:	Sektor PHH - Entwicklung des Verbrauchs an Mineralölprodukten	308
Abbildung 171:	Sektor PHH - Entwicklung des Holzverbrauchs	309
Abbildung 172:	Sektor PHH - Entwicklung des Verbrauchs an strombasierten Energieträgern	310
Abbildung 173:	Sektor PHH - Entwicklung der THG-Emissionen	311
Abbildung 174:	Landesverbrauch Elektrizität – Szenario ZERO Basis	313

Abbildung 175:	Stromerzeugung nach Technologien – Szenario ZERO Basis	315
Abbildung 176:	Installierte Leistung nach Technologien Szenario ZERO Basis	317
Abbildung 177:	Winter-/Sommerbilanz – Szenario ZERO Basis	319
Abbildung 178:	Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario ZERO Basis	321
Abbildung 179:	Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario ZERO Basis	323
Abbildung 180:	Stündliche Stromerzeugung (Winterhalbjahr) - Szenario ZERO Basis	326
Abbildung 181:	Stündliche Stromerzeugung (Sommerhalbjahr) – Szenario ZERO Basis	327
Abbildung 182:	Stromerzeugung Ausland – Szenario ZERO Basis	328
Abbildung 183:	Landesverbrauch Elektrizität – Szenario WWB	330
Abbildung 184:	Stromerzeugung nach Technologien – Szenario WWB	331
Abbildung 185:	Installierte Leistung nach Technologien – Szenario WWB	333
Abbildung 186:	Winter-/Sommerbilanz – Szenario WWB	335
Abbildung 187:	Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario WWB	336
Abbildung 188:	Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario WWB	337
Abbildung 189:	Stündliche Stromerzeugung (Winterhalbjahr) – Szenario WWB	338
Abbildung 190:	Stündliche Stromerzeugung (Sommerhalbjahr) – Szenario WWB	339
Abbildung 191:	Stromerzeugung Ausland – Szenario WWB	340
Abbildung 192:	Stromerzeugungsstruktur (Szenarienvergleich)	341
Abbildung 193:	Stromerzeugungsstruktur Winterhalbjahr (Szenarienvergleich)	342
Abbildung 194:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Vergleich Strategievarianten)	344

Abbildung 195:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Vergleich Szenarien und Varianten)	345
Abbildung 196:	Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken (Vergleich Szenarien und Varianten)	346
Abbildung 197:	Importsaldo (Szenarienvergleich)	347
Abbildung 198:	Strompreise (Szenarienvergleich)	348
Abbildung 199:	Strompreise (Ländervergleich)	349
Abbildung 200:	Fernwärme – Szenario ZERO Basis	350
Abbildung 201:	Fernwärme – Szenario WWB	351
Abbildung 202:	Fernwärmeerzeugung (Szenarienvergleich)	352
Abbildung 203:	Jährliche Differenzkosten der Basisvariante	356
Abbildung 204:	Jährliche annualisierte Differenzinvestitionen nach Sektoren	357
Abbildung 205:	Jährliche eingesparte Energiekosten nach Energieträgern	362
Abbildung 206:	Jährliche Differenzkosten im Szenario ZERO A	363
Abbildung 207:	Jährliche Differenzkosten im Szenario ZERO B	367
Abbildung 208:	Jährliche Differenzkosten im Szenario ZERO C	371
Abbildung 209:	Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB	376
Abbildung 210:	Grossregionen und Kantone der Schweiz	379
Abbildung 211:	Bevölkerungsentwicklung – Anteile der Grossregionen an der Gesamtbevölkerung	384
Abbildung 212:	Haushaltsentwicklung – Anteile der Grossregionen am Total der Haushalte	384
Abbildung 213:	Sektor Dienstleistungen – Entwicklung der Vollzeitäquivalente nach Grossregion	385
Abbildung 214:	Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der Vollzeitäquivalente nach Grossregion für die Branche Finanzwesen	386
Abbildung 215:	Entwicklung der erwarteten mittleren jährlichen Zahl an Heizgradtagen	388

Abbildung 216:	Entwicklung der erwarteten mittleren jährlichen Zahl an Kühlgradtagen (CDD)	388
Abbildung 217:	Wohngebäude – Regionale Verteilung der mit Strom beheizten Flächen	389
Abbildung 218:	Stromverbrauch (Endenergie) nach Grossregionen	391
Abbildung 219:	Anteile der Grossregionen am Stromverbrauch (Endenergie)	392
Abbildung 220:	Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Grossregionen	393
Abbildung 221:	Anteile der Grossregionen am Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser	394
Abbildung 222:	Stromverbrauch für Mobilität nach Grossregionen	395
Abbildung 223:	Anteile der Grossregionen am Stromverbrauch für Mobilität	395
Abbildung 224:	Stromerzeugung nach Grossregionen	396
Abbildung 225:	Anteile der Grossregionen an der Bruttostromerzeugung	397
Abbildung 226:	Stromerzeugung aus neuen Erneuerbaren nach Grossregionen	398
Abbildung 227:	Anteile der Grossregionen an der Bruttostromerzeugung	398
Abbildung 228:	Bevölkerungsentwicklung in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch	400
Abbildung 229:	Wirtschaftsentwicklung in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch	401
Abbildung 230:	Endenergieverbrauch in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario ZERO Basis	403
Abbildung 231:	Elektrizitätsverbrauch in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario ZERO Basis	404
Abbildung 232:	Landesverbrauch Elektrizität – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch	405
Abbildung 233:	Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Sensitivität «BIP-Pop hoch»	406
Abbildung 234:	THG-Emissionen nach Sektoren – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch	407

Abbildung 235:	Endenergieverbrauch in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario WWB	408
Abbildung 236:	Stromerzeugung in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario WWB	409
Abbildung 237:	THG-Emissionen nach Sektoren – Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario WWB	410
Abbildung 238:	Schematische Darstellung der Preis Zu- und Aufschläge in der Sensitivität Energiepreise	412
Abbildung 239:	Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO Basis	413
Abbildung 240:	Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO A	414
Abbildung 241:	Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO B	414
Abbildung 242:	Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO C	415
Abbildung 243:	Sensitivität Energiepreise – Vergleich der direkten volkswirtschaftlichen Kosten in 2050	416
Abbildung 244:	Sensitivität Energiepreise – Vergleich der direkten volkswirtschaftlichen Kosten in 2060	417
Abbildung 245:	Sensitivität Energiepreise – relative Veränderung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten	418
Abbildung 246:	Strassenverkehrsmodell EP 2050+	420
Abbildung 247:	Sektor Dienstleistungen - Schematische Darstellung Modellansatz	430
Abbildung 248:	Schematische Darstellung des Wohngebäudemodells	441
Abbildung 249:	Schematische Darstellung des Einzelgebäudesimulation-Tools	443
Abbildung 250:	Prognos Strommarktmodell	446
Abbildung 251:	Modellierung des stündlichen Stromverbrauchs	447
Abbildung 252:	Veränderung der Höchstlast des inflexiblen Stromverbrauchs im Zeitverlauf	448
Abbildung 253:	Fernwärmemodul	449

Abkürzungsverzeichnis

Allgemeine Begriffe

3D-Modell	Digitales 3D-Gebäudemodell der Schweiz
ARA	Abwasserreinigungsanlagen
ASTAG	Schweizerischer Nutzfahrzeugverband
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BAU	business as usual
BECCS	Biomasse-Brennstoffe in Kombination mit CCS
BEV	Battery Electric Vehicle (Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge)
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BWS	Bruttowertschöpfung
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CDD	Cooling Degree Days (Kühlgradtage)
CH ₄	Methan
CHF	Schweizer Franken
CNG	Compressed natural Gas (komprimiertes Erdgas)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CRF	Common Reporting Format (Systematik der internationalen Klimaberichterstattung)
DAC	Direct Air Capture
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung aus der Atmosphäre und -Speicherung)
DL	Dienstleistungen
Eawag	Wasserforschungsinstitut des ETH-Bereichs

EBF	Energiebezugsfläche
EE	erneuerbare Energien
EFH	Einfamilienhaus
EFH-ZFW	Ein- und Zweifamilienhäuser als Zweit- und Ferienwohnungen
EKZ	Energiekennzahl
EIStat	Elektrizitätsstatistik Schweiz
EnG	Energiegesetz (SR 730.0)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EP	Energieperspektiven
EPFL	École Polytechnique Fédérale de Lausanne
ES2050	Energiestrategie 2050
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FAME	Fettsäurenmethylester (fatty acid methyl ester): heute gängigste Art von Biodiesel. Darf gemäss Dieselnorm zu max. 7% dem Diesel beigemischt werden.
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
FW	Fernwärme
Fzkm	Fahrzeugkilometer
GEST	Gesamtenergiestatistik Schweiz
GIS	Geoinformationssystem
GPM	Gebäudeparkmodell
GR	Grossregion
GWR	Gebäude- und Wohnungsregister Schweiz
H ₂	Wasserstoff
HBEFA	Handbuch Emissionsfaktoren (Modell zur Berechnung von Emissionen des Verkehrssektors)
HEV	Hybrid Electric Vehicle Hybrid-Fahrzeuge

HFKW	teilfluorierten Kohlenwasserstoffen
HGT	Heizgradtage
HVO	Hydrogeniertes Pflanzenöl (hydrogenated vegetable oil): Variante von Biodiesel, die chemisch näher bei Diesel liegt als FAME und darum in beliebiger Menge dem Diesel beigemischt werden kann.
I&K	Information und Kommunikation
ICAO	International Civil Aviation Organization
IEA	Internationale Energie Agentur
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IND	Industrie
Kd	Kelvin days
KVA	Kehrichtverwertungsanlagen
L/W	Luft – Wasser (Wärmepumpe)
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquified natural Gas (Flüssiggas)
LULUCF	Land-use, land-use change and forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
LWT	Landwirtschaft
MFH	Mehrfamilienhaus
MFH – ZFW	Mehrfamilienhäuser als Zweit- und Ferienwohnungen
MR	Motorrad
MuKE n	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
N ₂ O	Lachgas
NECP	National energy & climate plan (Nationaler Energie- und Klimaplan der EU-Staaten)
NET	Negativemissionstechnologien
NOGA	Allgemeine Systematik der Wirtschaftszweige
NPS	New Policy Szenario der IEA
NTB	Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs

NTC	Net transfer capacity
NW	Nahwärme
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Fahrzeug mit hybridem Antrieb aus Elektro- und Verbrennungsmotor)
PHH	Private Haushalte
pkm	Personenkilometer
PSI	Paul Scherrer Institut
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
REA	Räumliche Energieanalyse
RPG	Raumplanungsgesetz
S/W	Sole – Wasser (Wärmepumpe)
SDS	Sustainable Development Szenario der IEA
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
STATENT	Statistik der Unternehmensstruktur Schweiz
THG	Treibhausgase (u. a. CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, F-Gase)

THGI	Treibhausgas-Inventar
tkm	Tonnenkilometer
TYNDP	Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E
u. a.	unter anderem
VP	Verkehrsperspektiven
VZÄ	Vollzeitäquivalente
WASTA	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz
WEO	World Energy Outlook
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpen
WRG	Wärmerückgewinnung
WSL	Eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft
WWB	Szenario Weiter wie bisher
ZERO	Szenario Netto-Null
ZugKm	Zugkilometer

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. ZERO Basis bildet dabei den grundlegenden Technologiepfad, davon abgeleitete Varianten werden als Varianten 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), das die Weiterführung der bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen abbildet.

Der vorliegende technische Bericht umfasst eine detaillierte Beschreibung der Annahmen und die 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 schwerpunktmässig die Ergebnisse jenes Ausbaupfades erneuerbarer Energien beschrieben, mit dem im Jahr 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz der Importe und Exporte gewährleistet ist. Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Szenarienberechnungen beschrieben.

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.
- Nach 2050 verringern sich die verbleibenden Restemissionen nicht mehr wesentlich, die Notwendigkeit zur Erzeugung erheblicher Mengen an negativen THG-Emissionen bleibt bestehen.
- Aufgrund der langen Investitionszyklen im Energiesystem ist der Handlungsdruck hoch. Um die Ziele bis zum Jahr 2050 erreichen zu können, müssen in allen Sektoren Massnahmen mit grosser Eingriffstiefe rasch implementiert werden.

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 Wärme, Kälte, Mobilität, Beleuchtung und zahlreiche weitere Stromanwendungen.
- 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 Auslandabhängigkeit 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 denen eine Vielzahl von Wärmequellen genutzt werden können.
- Die inländischen Potenziale für Biomasse, erneuerbare Energien zur Stromerzeugung, Umweltwärmequellen sowie Abwärme aus Kehrriichtverwertungsanlagen, ARA industriellen Betrieben 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.
- Bei der Endenergie weist Szenario ZERO A 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 am meisten Treibhausgase emittiert, daher spielt die Senkung der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor eine zentrale Rolle für die Erreichung der Treibhausgasziele.

- Die Anteile der batterieelektrischen Fahrzeuge müssen in allen Fahrzeugkategorien schnell wachsen. Im Jahr 2050 beträgt der Bestand an batterieelektrischen Personenwagen (PW) rund 3.6 Millionen 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 in das Stromsystem von hoher Bedeutung, dass ein wesentlicher Anteil der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen 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 zu erkennen. 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 zusammen auf 22 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 neue erneuerbare Energien umgestellt werden. Voraussetzung dafür ist ein umfassender Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen (vor allem Sonne und Wasser, ergänzt durch Wind, Geothermie und Biomasse). 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.
- 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 dezentraler Potenziale neben einer Versorgung mit erneuerbarem Gas die zentrale Möglichkeit zur CO₂-freien Deckung Wärme- und Kältebedarfs, zumal ein Teil der erneuerbaren Wärmequellen nur durch solche thermische Netze genutzt werden kann.
- Der Ausbau bestehender und der Aufbau neuer thermischer Netze müssen rasch erfolgen, damit bei den anstehenden Heizungserneuerungen fossile-freie Alternativen rechtzeitig zur Verfügung stehen.
- Die CO₂-freie Nah- und Fernwärmeversorgung erfolgt durch die verstärkte Nutzung von Abwärme und erneuerbarer thermischer Energie in der Form von Umweltwärme aus der Luft, dem Boden und aus Gewässern mittels Grosswärmepumpen, ergänzt durch biomassebetriebene Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung und/oder als Spitzenlastanlage.
- In der Strom- und Wärmeerzeugung verbleiben Treibhausgasemissionen aufgrund der fossilen Anteile des in Kehrriktverwertungsanlagen eingesetzten Kehrrichts. 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 geringer. 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 muss rasch 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 abge-regelte 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 Bestands 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 insgesamt 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 relativ hohen Kosten für den Import strombasierter Energieträger, 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, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Kernenergie-Laufzeit von 50 Jahren

	Einheit	2000	2019	2035	2050	2060	
Rahmendaten	Bevölkerung	Tsd.	7'184	8'624	9'817	10'257	10'394
	Erwerbstätige	Tsd. VZÄ	3'419	4'104	4'380	4'415	4'368
	BIP	Mrd. CHF ₂₀₁₇	520	703	851	968	1'038
	Rohölpreis	USD ₂₀₁₇ /bbl	39	70	69	45	25
	Gaspreis	USD ₂₀₁₇ /MWh	13	24	26	18	10
	CO ₂ -Preis (EU-EHS)	USD ₂₀₁₇ /t CO ₂	0	28	86	397	397
	EBF	Mio. m ²	621	775	873	910	921
	Heizgradtage		3'081	3'201	3'076	3'030	3'025
	Verkehrsleistung – Pers.	Mrd. pkm.	95	128	144	150	151
	Verkehrsleistung - Güter	Mrd. tkm	24	29	34	37	38
	Energie	Bruttoenergieverbrauch	PJ	1'044	1'030	737	689
Nettoimporte		PJ	826	751	336	121	67
Auslandabhängigkeit		Prozent	80	75	51	24	17
Endenergieverbrauch		PJ	783	757	627	523	486
Private Haushalte		PJ	236	227	213	193	185
DL & LWT		PJ	147	143	112	92	86
Industrie		PJ	161	150	123	104	94
Verkehr		PJ	239	237	178	133	121
Elektrizität: Verbrauch*		TWh	58	66	74	84	84
Elektrizität: Wasserkraft		TWh	38	41	42	45	44
Elektrizität: Kernenergie		TWh	25	25	0	0	0
Elektrizität: EE-Erzeugung**		TWh	1	4	17	36	41
Elektrizität: WKK-Erzeugung		TWh	3	4	3	5	5
Elektrizität: Nettoimporte		TWh	-7	-6	13	0	-5
Fernwärmeerzeugung		PJ	15	21	36	54	55
H ₂ -Produktion (inländisch)		PJ	0	0	3	7	9
THG-Emissionen		THG-Emiss. ohne CCS/NET	Mt CO ₂ eq	53.3	46.4	28.9	11.8
	CCS/NET (In- und Ausland)	Mt CO ₂ eq	0.0	0.0	-0.4	-11.8	-10.7
	THG-Emiss. inkl. CCS/NET	Mt CO ₂ eq	53.3	46.4	28.5	0.0	0.0
Effizienz	Endenergie pro Kopf	Index	100	80	59	47	43
	Stromverbrauch pro Kopf	Index	100	91	88	95	97

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

** unter Abzug abgeregelter Strommengen
Werte ohne internationalen Flugverkehr

1 Aufgabenstellung und 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, 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 musste die Schweiz bis Ende 2020 beim UN-Klimasekretariat ihre Klimastrategie 2050 einreichen. Diese Verpflichtung ergibt sich auf der Grundlage des Übereinkommens von Paris, das die Schweiz 2017 ratifiziert hat. Die langfristige Klimastrategie wurde unter der Federführung des BAFU erarbeitet und vom Bundesrat am 27. Januar 2021 verabschiedet. Die Energieperspektiven bildeten 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.

Der vorliegende technische Bericht umfasst eine detaillierte Beschreibung der Grundlagen, Annahmen und Ergebnisse der Szenarienrechnungen der Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+). Dabei wird die Variante ZERO Basis als zentrale Variante zur Erreichung der langfristigen Treibhausgasziele in den Fokus gestellt. Für den Stromsektor werden vor allem die Ergebnisse des Ausbaupfads erneuerbarer Energien beschrieben, mit dem im Jahr 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz der Stromimporte und -exporte gewährleistet ist.

Die berechneten Ergebnisse zu Energieverbrauch, Treibhausgasemissionen und direkten volkswirtschaftlichen Kosten für die untersuchten Szenarien sind zu umfangreich, um vollständig im Bericht abgebildet werden zu können. Hier ausgewiesen sind die aus Sicht der Autoren und Autorinnen wichtigsten Ergebnisse, mit Fokus auf das Hauptszenario. Eine umfassende Darstellung der Ergebnisse aller Szenarien in Excel-Dateien ist auf der [Webseite](#) des BFE publiziert.

2 Definition der Szenarien

2.1 Kurze Einführung in die Szenarienmethodik

2.1.1 Warum Szenarien und was sind Szenarien für das Energiesystem?

Technisch umgewandelte Energie unterstützt heute in einem entwickelten Industrieland wie der Schweiz nahezu jede menschliche und gesellschaftliche Aktivität (die Aufzählung ist weder vollständig noch abschliessend):

- Wohnen:
 - Heizen im Winter
 - Kühlen im Sommer
 - Betrieb von Haushaltsgeräten
 - Betrieb von Geräten zur Kommunikation und Mediennutzung
- Verkehr:
 - Fortbewegung mit verschiedenen Verkehrsmitteln
 - Transport von Gütern
- Industrie, Dienstleistungen und Landwirtschaft:
 - Produktion und Verarbeitung von Gütern
 - Erbringung von Dienstleistungen
 - Geldverkehr, Finanzen und Versicherungen
 - Handel
 - Bildungs- und Gesundheitswesen
 - Tourismus und Verpflegung

Sowohl die Energienutzung als auch die Bereitstellung der verschiedenen eingesetzten Energieträger sind mit langlebigen technischen Investitionsgütern verknüpft: Gebäude haben Lebensdauern von mehreren Jahrzehnten bis Jahrhunderten, Heizungsanlagen von 2 bis 3 Jahrzehnten, Fahrzeuge von 1 bis 2 Jahrzehnten (abhängig von Nutzungsart und -intensität), Produktionsanlagen von bis zu mehreren Jahrzehnten, insbesondere bei energieintensiven Produkten, Kraftwerke von mehreren Jahrzehnten, bei Wasserkraft bis über ein Jahrhundert. Infrastruktur wie Strassen und Schienen, Wasserver- und entsorgung, Energieinfrastrukturen wie Strom-, Gas- und Fernwärmenetze sind ebenfalls langlebige Investitionen, die regelmässige Wartung und Ersatzinvestitionen erfordern.

Die zukünftige Entwicklung dieser Investitionsgüter, Gebäude, Anlagen und Fahrzeuge hängt von verschiedenen Einflussfaktoren und deren Zusammenwirken ab, und beeinflusst diese wiederum. Zentrale Trends sind u. a.:

- die technologische Entwicklung,
- politische Entscheidungen (z. B. Zielsetzungen, Strategien, Instrumente, Prozessorganisation, Rahmenbedingungen für Märkte),
- die wirtschaftliche Entwicklung (Wachstum aber auch Branchenstruktur),
- die internationale (wirtschaftliche) Entwicklung, Verschiebung und Verlagerung von Wertschöpfungsnetzwerken,

- internationale Energieträgermärkte und -preise,
- die demographische Entwicklung,
- gesellschaftliche Werte, Normen, Konsumpräferenzen sowie
- die Entwicklung des (globalen und lokalen) Klimas.

Die Dynamik der o. g. Trends hängt wiederum von politischen, gesellschaftlichen und individuellen Entscheidungen ab.

Im Energiesystem ist ein Blick in die längerfristige Zukunft wichtig, um notwendige künftige Investitionen in Art und Höhe einzuschätzen und abzusichern – ohne ein Umfeld mit klaren Rahmenbedingungen und Vorstellungen über die Eigenschaften der Märkte können notwendige Investitionen nicht finanziert und umgesetzt werden. Die Frage, welche Technologien, Anlagen, Energieträger etc. benötigt werden, hängt stark von politischen Entscheidungen und Strategien ab. Daher ist es – gerade angesichts der tragenden Rolle, die das Energiesystem bei der Transformation zur Klimafreundlichkeit bzw. zur Klimaneutralität der Gesellschaft einnimmt – kaum möglich, «die eine wahrscheinliche Zukunft» abzuschätzen. Vielmehr geht es darum, die Auswirkungen verschiedener möglicher Strategien und politischer Entscheidungen auf das Energiesystem in seinen komplexen Zusammenhängen zu analysieren.

Politik muss unter Unsicherheit entscheiden und Rahmenbedingungen schaffen, manchmal mit Konsequenzen, die weit in die Zukunft reichen, z. B. für den Ausbau und Umbau der Infrastruktur. Dafür eignet sich die Szenarienmethode: Qualitative und quantitative Szenarien helfen, belastbare Einschätzungen zu gewinnen und Entscheidungen zu begründen.

Mit Szenarien werden – ausgehend vom heutigen Zustand – verschiedene Entwicklungsoptionen komplexer Systeme, ihre Reaktionen auf Eingriffe, politische Strategien und Instrumente oder Ziele untersucht.

Wesentlich ist die jeweilige Konsistenz der Wechselwirkungen zwischen den o. g. Einflussfaktoren mit dem zu untersuchenden komplexen Teilsystem. Dies erfordert die systematische Analyse der einzelnen Komponenten sowohl der «Aussenwelt» als auch des untersuchten Systems und seiner Ziele und Rahmensetzungen. Die verschiedenen möglichen Ausprägungen der Voraussetzungen und ihre Auswirkungen auf die einzelnen Aspekte z. B. des Energiesystems werden systematisch untersucht und in Dynamiken übersetzt (Stärke, Intensität, Richtung von Veränderungen). Das dadurch entstehende System wird dann in seinen neuen Ausprägungen beschrieben. In einer quantitativen Szenarienarbeit werden im Allgemeinen mehrere verschiedene Szenarien miteinander verglichen, um Auswirkungen verschiedener Strategien oder Richtungsentscheidungen einschätzen zu können. Szenarien sind immer bedingte «Wenn-dann»-Aussagen – und sie treten selten einzeln auf. Die konkrete Ausgestaltung eines «Szenarienfächers» hängt immer von der zu untersuchenden Fragestellung ab.

i

Szenarien, Prognosen und Prophezeiungen

Häufig werden Szenarien und Prognosen nicht trennscharf voneinander abgegrenzt. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird häufig von **Prognose** gesprochen, wenn es allgemein um die Zukunft geht. Im wissenschaftlichen Sinne ist eine «Prognose» ein besonderes

Szenario, das einen Pfad oder Korridor mit besonders hoher Eintrittswahrscheinlichkeit aufzeigt. Auch Prognosen sind bedingte Aussagen.

Jede Prognose ist ein Szenario, aber nicht jedes Szenario ist eine Prognose.

Unbedingte und deshalb nicht nachvollziehbare **Prophezeiungen** («so wird es kommen») stehen auf einem anderen Blatt, sie sind nicht Gegenstand wissenschaftlicher Aussagen über komplexe Systeme. Wissenschaftlich basierte Zukunftsforschung wird keine unbedingten Aussagen über die Zukunft menschlich beeinflusster komplexer Systeme machen.

2.1.2 Verschiedene Arten von (Energie-)Szenarien

Unterschiedliche Fragestellungen erfordern unterschiedliche Arten von Szenarien:

Indikative Szenarien untersuchen, wie sich politische Strategien oder Instrumente auf Energienachfrage und -angebot im Zeitablauf auswirken und in welchem Tempo bestimmte Technologien (z. B. Elektrofahrzeuge) oder Energieträger (z. B. Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff) in das System eingeführt werden. So genannte «Business-as-usual-Szenarien» (BAU-Szenarien) sind eine typische Art von indikativen Szenarien. Mit ihrer Hilfe wird untersucht, wie sich z. B. Energieträgerverbrauch und Treibhausgas-Emissionen entwickeln, wenn die aktuellen politischen Strategien bei stetiger Wirtschafts-, Branchen- und Konsumententwicklung beibehalten werden. BAU-Szenarien dienen häufig als Referenzentwicklung in einem Szenarienfeld. Aus ihnen können Ziellücken und ggf. ein Handlungsbedarf abgeleitet werden. Das Szenario WWB in dieser Arbeit ist ein klassisches «Business-as-usual-Szenario».

Zielszenarien dagegen analysieren, ausgehend von einer in der Zukunft liegenden Zielvorgabe (z. B. Das Ziel «Netto-null-Treibhausgasemissionen bis 2050 oder 2045»), mit welchen Technologien und ggf. veränderten Nachfragemustern diese Ziele erreicht werden können. Je nach Szenarienambition und Verwendungszweck kann auch nach der Ausprägung politischer Instrumente gefragt werden. In den EP 2050+ werden vier Zielszenarien untersucht, bei denen das Ziel jeweils übereinstimmt: Netto-null-Treibhausgasemissionen im Gesamtsystem bis 2050. Es werden jedoch unterschiedliche Strategien unterstellt und untersucht, mit denen das Ziel erreicht werden soll.

Mit der Fragestellung eng verbunden sind die Wahl des eingesetzten Analyseinstrumentariums (z. B. Modelle zur Abbildung des Energiesystems oder ökonomischer Hypothesen) und die Differenzierungstiefe des abgebildeten Systems. Beide Punkte hängen wiederum wesentlich von der Verfügbarkeit geeigneter und abgesicherter Daten ab.

2.1.3 Konkrete Methodik bei der Umsetzung und Berechnung der Szenarien

Die heute für die Gestaltung und Erarbeitung quantitativer Szenarien für das Energiesystem üblicherweise verwendeten Energiesystemmodelle bilden Mengengerüste wie Gebäudekohorten, Heizanlagen, Fahrzeugparks, Wirtschafts- und Branchenstrukturen detailliert ab und werden ständig aktualisiert und ausdifferenziert. Diese Modelle erlauben es, die Auswirkungen aktueller sowie für die Zukunft erwarteter Technologien und die damit verbundenen Veränderungen von Energieverbrauch, Energieträgerstrukturen und Emissionen tiefgreifend zu analysieren – und das sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite. Die in den EP 2050+ eingesetzten Modelle sind Bottom-up-Simulationsmodelle. Ihr Einsatz wird in Kapitel 3 und im Anhang mittelbar und unmittelbar beschrieben.

Für die konkrete Szenariendarstellung und -umsetzung werden zunächst **Rahmendaten** für die sozio-demographische Entwicklung mit Bevölkerung, Altersstruktur, Haushaltsgrössen etc., sowie wirtschaftliche Entwicklung mit BIP, Branchenstruktur u. ä, festgelegt. Diese Grössen sind exogen, d. h. sie werden nicht mit den Modellen ermittelt. Sie definieren die Gesellschaft, die mit Energie versorgt werden soll. Gegebenenfalls können in einem weiteren Schritt die Rückwirkungen der Ergebnisse, insbesondere von Zielszenarien, auf diese Strukturen untersucht werden. Da in einem hochentwickelten Industrieland der monetäre Anteil des Energiesystems am BIP klein ist (in der Schweiz 2020 zwischen drei und vier Prozent), sind diese Auswirkungen insgesamt gering. Es können jedoch Verteilungseffekte zwischen Bevölkerungsgruppen, Sektoren und Branchen entstehen, die Gegenstand politischer Aushandlungsprozesse werden können – etwa dann, wenn es um die Ausgestaltung von energie-, sozial- oder industriepolitischen Instrumenten geht.

Diese Rahmendaten werden anschliessend modellgestützt in **Mengengrössen** wie Haushaltszahlen, Gebäudeflächen, Verkehrs- und Fahrzeugmengen und Produktionsmengen übersetzt.

Die Szenarien werden durch ihre grundsätzlichen Fragestellungen und ggf. Durch strategische Vorgaben definiert. Beispiele sind die Fortschreibung der aktuellen Energiepolitik oder die (fixe) Reduktionszielsetzung bis zu einem bestimmten Zeitpunkt, aber auch die Vorgabe eines Absenkpfad mit Eckpunkten oder des Treibhausgas-)Budgets. Die Szenariendefinition bestimmt sehr stark die in die Berechnungen eingehenden Technologieentwicklungen und zugleich die möglichen Optionen, die jeweils gezogen werden können oder müssen. Die konkrete Technologieentwicklung kann z. T. innerhalb der Modellrechnungen über Lernraten, die mit der Diffusion zusammenhängen, rückgekoppelt werden.

Grundsätzlich wird bei den klimabezogenen Zielszenarien in dieser Arbeit folgendes gestufte Vorgehen angewendet:

- In einem ersten Schritt werden die aktuell beobachtbaren Entwicklungsraten fortgeschrieben (falls dies nicht bereits mit einem BAU-Szenario erfolgt ist).
- In der Regel ist das nicht hinreichend, um das Ziel zu erreichen, sodass die jeweils besten marktverfügbaren Technologien verstärkt eingesetzt und somit die Lernraten erhöht werden.
- Weiterhin werden vielversprechende Technologien, die ihre Funktionsfähigkeit bereits ausserhalb des Labors, aber noch nicht in Gross-Serie bewiesen haben, eingesetzt.
- Wenn mit dem Einsatz dieser Technologien die Ziele noch nicht erreicht werden, können durch explizite Reduktionen bei Mengentreibern wie Wohnflächen, Verkehrsmengen, Konsum oder Produktionsmengen weitere Einsparungen erzielt werden. Diese Massnahme wird allerdings im Rahmen der EP 2050+ nicht berücksichtigt. Die hier betrachteten Zielszenarien gehen von identischen Mengen wie im BAU-Szenario (WWB) aus.

Mit diesem Vorgehen wird systematisch und nachvollziehbar gezeigt, wie weit das Ziel technologiebasiert und unter Einsatz der jeweiligen Strategie für die Technologie- bzw. Energieträgerpräferenz erreichbar ist – und ab wann eine Veränderung von Konsumgrössen («Suffizienz») unabdingbar wird. In der realen Entwicklung ist es wahrscheinlich, dass sich beide Vorgehensweisen vermischen. Das heisst konkret: Es werden Anpassungen z. B. im Flugverhalten, im Lebensmittelkonsum oder längerfristig in Entscheidungen bei der Wohnort- oder Wohnungswahl ebenso erfolgen wie bei Modernisierung des Technologieeinsatzes (z. B. bei Fahrzeugen oder Heizsystemen). Es gibt jedoch keine objektivierbaren Anhaltspunkte dafür, wie die jeweiligen Ausprägungen sein werden. Daher wäre eine entsprechende Szenariendefinition beliebig und wenig aussagefähig und für die rahmensetzende Politik nicht nutzbar.

Explizit wurde hier für die Szenarien entschieden, dass (derzeit noch) spekulative Technologien oder Technologien, die bisher nur im Labor erprobt wurden, nicht berücksichtigt werden. Szenarien, die sich auf noch nicht ausgereifte Technologien stützen, wären wissenschaftlich nicht solide genug, um aus ihnen Pfade für Strategieentwicklungen ableiten zu können. Es müsste dann stets mit einem Plan-B-Szenario gearbeitet werden. Das hier angewandte Vorgehen ist damit technologisch gesehen vielleicht etwas langweiliger, aber dafür umso robuster.

Aus den Szenarienvorgaben werden in einem iterativen Verfahren mit den Modellrechnungen sogenannte Storylines entwickelt. Diese berücksichtigen die wichtigen bestimmenden Faktoren in den Sektoren der Energienachfrage und des Energieangebots. Diese Storylines sind jeweils in den Kapiteln eingefügt, die die Annahmen in den Sektoren beschreiben (s. Kapitel 7).

Die im nachfolgenden Kapitel 2.2 beschriebenen Strategieszzenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C beschreiben die mögliche Zielerreichung und ihre Implikationen unter der Voraussetzung, dass jeweils Strategien umgesetzt werden, die eindeutige Energieträgerpräferenzen haben (Strom, Gas und flüssige Energieträger verknüpft mit verstärktem Fernwärmeausbau). Diese Szenarien sind als «Eckpunkte einer Strategielandschaft» zu verstehen. Im Vergleich zeigen sich die jeweiligen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Strategien, aus denen Schlussfolgerungen für die Bildung einer robusten gemischten Strategie gezogen werden können. Mit dem Szenario «ZERO Basis» wird eine solche gemischte Strategie abgebildet.

Wie empfindlich ein Energiesystem auf äussere Veränderungen reagiert, wird zumeist mit so genannten Sensitivitätsrechnungen untersucht. Dabei werden typischerweise definierte Veränderungen an den Rahmendaten (Bevölkerung, Wirtschaftsleistung, Energiepreise) vorgenommen werden. Die gewonnenen Ergebnisse zeigen für das Energiesystem die Stärke der Abhängigkeiten und die Reaktionen auf einen definierten Veränderungsimpuls bei ansonsten gleichbleibenden Rahmenbedingungen und unterstellten Strategien. In dieser Arbeit werden solche Sensitivitätsrechnungen für die Bevölkerungs- und BIP-Entwicklung sowie die Weltmarktenergiepreise durchgeführt.

2.2 Überblick über die Szenarien

Im Rahmen der EP 2050+ werden fünf Szenarien zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen erstellt. Die Szenarien umfassen das Szenario Netto-Null (ZERO), für das in vier 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), das die Weiterführung der bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen abbildet.

Szenario Netto-Null (ZERO)

Das Szenario ZERO beschreibt eine Entwicklung des Schweizer Energiesystems, die 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 technologische Optionen im Energiesystem zur Zielerreichung aufzeigen. Im Folgenden werden die Arbeitshypothesen der Varianten dargestellt, die als erste Vorgaben in der Entwicklung der Varianten des Szenarios ZERO dienen.

- Die **Basisvariante (ZERO Basis)** entwickelt die heutigen absehbaren Trends der technologischen Entwicklung in die Zukunft weiter. Sie geht von einer hohen und möglichst frühen Steigerung der Energieeffizienz und einer deutlichen Elektrifizierung aus. Wärmenetze gewinnen in urbanen Gebieten an Bedeutung. Synthetische Brenn- und Treibstoffe sowie Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Bei Kehrrechtverwertungsanlagen 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 und 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 auch Negativemissionstechnologien 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. Zudem werden für alle Szenarien zwei verschiedene Laufzeiten der Kernkraftwerke berücksichtigt (50 und 60 Jahre).

- **Wasserkraft:** Bei der Wasserkraft wird ein Ausbau angenommen, der 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 (2019a) 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. 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 so lange am Netz bleiben dürfen, wie sie sicher sind, werden jeweils Varianten mit mittleren 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.

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 der Variante mit einer mittleren Kernkraftwerkslaufzeit von 50 Jahren wird die geringere Laufzeit der Kernkraftwerks Mühleberg jeweils mit höheren Laufzeiten der Kernkraftwerke Beznau I kompensiert.

Die Ausgestaltung des Energiesystems zur Erreichung des Ziels von netto null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 in den Energieperspektiven 2050+ 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. Die (neuen) politischen Instrumente, die zu einer Realisierung dieser technischen Massnahmen führen (z. B. Lenkungsabgaben, Fördermechanismen, gesetzliche Vorschriften), werden in den hier vorgestellten Arbeiten nicht betrachtet. Somit können auch keine Aussagen zum notwendigen Mix an Instrumenten gemacht werden. Daher werden die hier vorgelegten Arbeiten ergänzt durch eine Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der THG-Reduktion auf Basis eines Gleichgewichtsmodells, die ebenfalls im Rahmen der EP 2050+ durchgeführt werden (Ecoplan, Veröffentlichung erfolgt voraussichtlich in der ersten Jahreshälfte 2022). In der Analyse von Ecoplan werden exemplarische Instrumentensets unterstellt und verglichen.

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 die 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. So können die zusätzlich notwendigen Massnahmen der Varianten bewertet und die Mehr- bzw. Minderkosten quantifiziert werden. 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 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-Emissionen 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 2021

2.3 Kriterien für die Auswahl von Technologieoptionen 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, Umweltwärme) und deren Nutzung werden lokale nationale und internationale Potenzialgrenzen

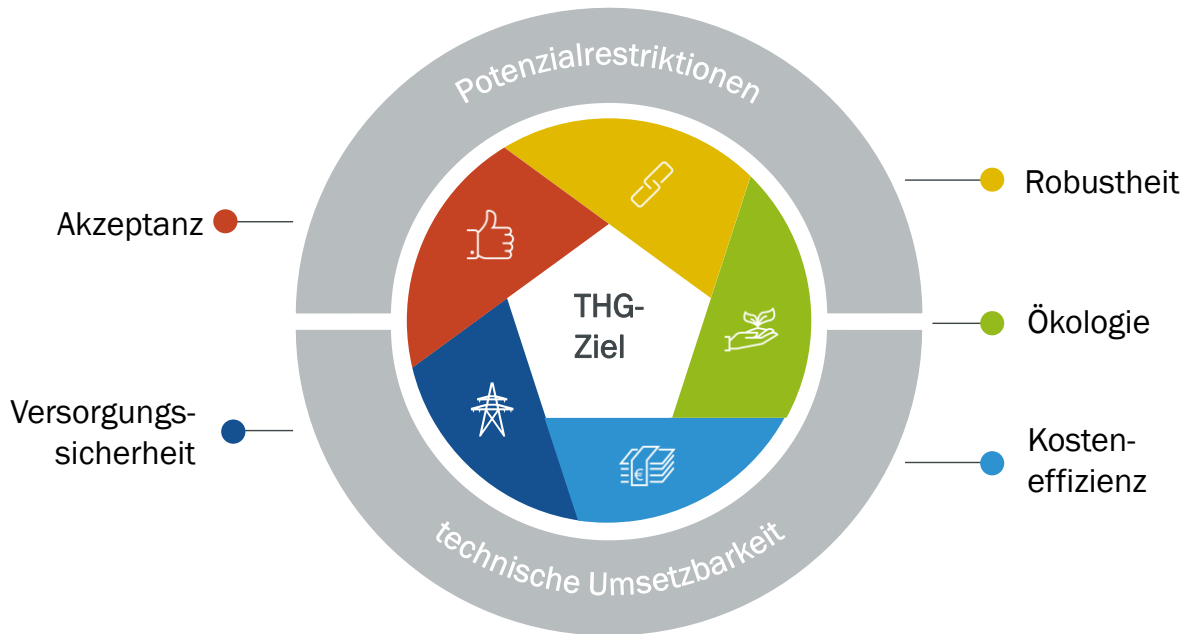
berücksichtigt. Diese stellen eine weitere Begrenzung für die technologische Entwicklung in den Varianten dar.

- **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 (inkl. Grundwasser) 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,2021

Die Analyse der möglichen technischen Massnahmen, die notwendig sind, um das Ziel zu erreichen, 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 Beteiligung einer externen Gruppe von Expertinnen und Experten. Auch aktuelle Erkenntnisse aus der Forschung werden berücksichtigt und entsprechend Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler einbezogen. Die Modelle sind miteinander verknüpft, wodurch eine integrierte Abbildung des gesamten Energiesystems im Detail möglich ist. Allerdings verfügen sie 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 (Erzeugungs-)Kosten im Stromsystem gesucht.

3 Methodisches Vorgehen

3.1 Zusammenwirken des Modellverbunds

Die Szenarien der Energieperspektiven 2050+ werden mit den Bottom-up-Energiesystemmodellen der Prognos AG, der TEP Energy GmbH, der INFRAS AG und dem Volkswirtschaftlichen Modell der Ecoplan AG berechnet (vgl. Abb. 2). Der Zeithorizont der Modellierung ist 2060, der Fokus liegt aber auf dem Jahr 2050, für das das Treibhausgasziel für die Schweiz spezifiziert ist. Die Modellierung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2060 ermöglicht einen Ausblick auf die Weiterentwicklung nach dem Erreichen des Netto-null-Ziels. Dies ermöglicht unter anderem eine Abschätzung des längerfristigen Bedarfs an Negativemissionen, der Entwicklung der Nachfrage nach Strom und nach strombasierten Energieträgern sowie der benötigten Differenzinvestitionen gegenüber einer Entwicklung mit geringem Klimaschutz.

Die Modellierung erfolgt integriert für das gesamte Energiesystem, Ergebnisse aus den einzelnen Sektormodellen fliessen somit direkt in die Modellierung der anderen Sektoren ein. Das 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 in der Regel die Schweiz als Ganzes abgebildet; davon abgewichen wird bei den Potenzialanalysen der thermischen erneuerbaren Energien und der Strommarktmodellierung. Bei Ersteren erfolgt eine gebäude- und standortspezifische Betrachtung von Nachfrage, potenziellen thermischen Netzen und damit erschliessbaren Energiequellen (siehe Kap 5.3). Für die Strommarktmodellierung wird das europäische Ausland in die Modellierung einbezogen, da der Stromaus-tausch 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.

Ausgangspunkt bildet die Berechnung der **Endenergienachfrage** mit den vier Modellen für die Sektoren Privaten Haushalte, Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft), Industrie und Verkehr:

- Private Haushalte

Zentrale Bausteine des Sektormodells Private Haushalte sind das Gebäudemodell zur Berechnung des mit den Wohnflächen verbundenen Energieverbrauchs- für Raumwärme, Warmwasser und Haustechnik sowie Kohortenmodelle zur Berechnung des Verbrauchs von Elektrogeräten und der Beleuchtung. Es handelt sich um ein Bottom-up-Simulationsmodell. Dies erlaubt eine detaillierte Abbildung einer Vielzahl von einzelnen Technologien. Bei der Fortschreibung der Effizienzentwicklung wird die Lebensdauer der Gebäude, Bauteile, Wärmeerzeuger und Geräte berücksichtigt. Zentrale Treiber für die Fortschreibung sind die Bevölkerung und die Haushaltsstruktur (Zahl und Grösse der Haushalte). Der künftige Energieträgermix ergibt sich durch die Entwicklung der Marktanteile bei Neubauten und bei Heizungs-

Erneuerungen, Als Hauptergebnis wird der sektorale Energieverbrauch nach Verwendungszwecken, Anwendungen und Energieträgern erzeugt.

■ Dienstleistungen (Gebäude)

Die Berechnung der Energienachfrage im Dienstleistungssektor wird mit dem Gebäudeparkmodell (GPM) durchgeführt. Das GPM ist ein bottom-up Simulationsmodell, das hier für Dienstleistungsgebäude und den mit den Branchen verknüpften, spezifischen Anwendungen den Energieverbrauch verschiedener Energieträger berechnet. In die Simulationen fließen Daten zum Mengengerüst (Gebäude und ihre Nutzung durch Beschäftigte) aus verschiedenen Quellen (z. B. GWR, STATENT, 3D-Modell Schweiz etc.) ein, welche der Ermittlung der Flächenentwicklung (EBF) dienen. Das Mengengerüst wird mit techno-ökonomischen Kennzahlen verknüpft (z. B. spez. Energieverbrauch pro Fläche oder pro Mitarbeitenden, Investitionskosten, etc.), um über Normen-basierte Berechnungen (z. B. SIA 380/1, SIA 2024), den jährlichen Energieverbrauch zu ermitteln. Hierbei werden ca. fünfzehn gebäudetechnische und gerätespezifische Anwendungen unterschieden. Die wichtigsten nebst Raumwärme sind Beleuchtung, Lüftung, Klimatisierung und Kälte, Information und Kommunikation (IKT) sowie Personen- und Medienförderung (Rolltreppen, Lifte, Pumpen). Des Weiteren werden branchenspezifische Prozesse und Anwendungen wie Kochen, Waschen und Grossgeräte des Gesundheitssektors berücksichtigt. Als Daten- und Berechnungsgrundlagen dienen nebst den erwähnten SIA-Materialien zahlreiche Studien und Forschungsberichte. Die Modellierung des Energieträgermixes erfolgt analog zum Vorgehen im Sektor PHH, wobei die Restriktionen bei der thermischen Infrastruktur und der Potenziale der erneuerbaren thermischen Energiequellen berücksichtigt wird. Als Ergebnisse wird der Energieverbrauch nach Branchen, Verwendungszwecken, Energieträger, Anwendungen, Gebäudealtersklassen und weiteren Kenngrößen ausgewiesen.

■ Landwirtschaft und übrige Bereiche des Dienstleistungssektors

Die Energienachfrage aus dem Landwirtschaftssektor wird über ein Ad-hoc Modell ermittelt, basierend auf sektorspezifischen Annahmen zu Energiekennzahlen und der zukünftigen Agrarleistung. Auch der Verbrauch von Strassenbeleuchtung, Verkehrs-Infrastruktur (Bahnhöfe, Tunnelbelüftungen, Bergbahnen, etc.) und weiteren Outdoor-Anwendungen (z. B. Pistenbeschneigungen) wird über Ad-hoc-Modelle berechnet.

■ Industrie:

Die Modellierung des industriellen Energieverbrauchs erfolgt ebenfalls mittels des sogenannten Bottom-up-Ansatzes. Hiermit werden die industriellen Verbraucher möglichst kleinteilig in ihre jeweiligen Prozessschritte aufgeteilt und diese dann separat modelliert. Schliesslich werden alle einzelnen Verbraucher zum gesamten Energieverbrauch des Sektors aggregiert. Dabei wird angenommen, dass der Verlauf des Endenergiebedarfs bei Kenntnis der jährlichen Produktionsmengen und der technischen Entwicklung des Anlagenparks gut abzuschätzen ist. Beim gewählten Ansatz entwickeln sich die einzelnen Branchen unter Einfluss der Rahmendaten autonom voneinander fort und behalten somit implizit die strukturelle Entwicklung des Industriesektors bei.

Zur Herstellung einer Produktgruppe durchläuft der Rohstoff oder das Ausgangsmaterial üblicherweise mehrere unterschiedliche, sequenziell ausgeführte Bearbeitungsschritte, an deren Ende je ein Zwischenprodukt steht. Diese Bearbeitungsschritte (Prozesse) werden zu einer abgeschlossenen Prozesskette zusammengefasst und jeweils von einer oder mehreren Anlagen ausgeführt. Die einzelnen Anlagen stellen in der vorliegenden Modellierungsmethodik die nicht weiter unterteilbaren Endverbraucher dar. Jede einzelne Anlage ist zu verstehen als die für ihre Produktgruppe und ihren Prozess repräsentative Anlage. Für diese müssen durchschnittliche Kennzahlen wie z. B. der spezifische Endenergieverbrauch und die Nutzungsdauer vorliegen. Eine solche Aufteilung der industriellen Produktfertigung in Prozesse und Anlagen wurde so weit wie möglich der Verfahrenstechnik angelehnt. So lassen sich die einzelnen Komponenten klar voneinander abgrenzen, hierarchisieren und separat modellieren.

■ Verkehr

Das Verkehrsmodell basiert auf der Entwicklung der Fahrleistungen der verschiedenen Verkehrsträger und auf der Effizienzentwicklung der Flotten sowie auf der Entwicklung der Treibstoffzusammensetzung (Anteil Bio- oder strombasierte Treibstoffe).

Die Fahrleistungen im Strassen- und Schienenverkehr sowie die Maschinenstunden für den Off-Road-Bereich und die Anzahl abfliegender Passagiere auf Schweizer Flughäfen wurden aus bestehenden Prognosen übernommen.

Die Effizienzentwicklung der Flotte im Strassenverkehr wird bottom-up modelliert aufgrund der jährlich neu zur Flotte kommenden Fahrzeuge sowie der Fahrzeuge, die ausser Verkehr gesetzt werden. Dabei werden sowohl die Veränderungen bei Antriebssystemen (z. B. Elektrifizierung) als auch Effizienzentwicklungen berücksichtigt. Beides wird in ad-hoc Modellen quantifiziert. Bei den Off-Road-Maschinen wird eine analoge, aber etwas weniger detaillierte Modellierung angesetzt. Bei Schienen- und Luftverkehr werden Effizienzentwicklungen top-down vorgegeben.

Bezüglich Treibstoffzusammensetzung wird den fossilen Treibstoffen eine aufgrund der Szenariologik und der Verfügbarkeit bestimmte Menge beigemischt. In den ZERO-Szenarien wird gegen das Jahr 2050 die gesamte Menge an dann noch benötigten fossilen Energieträgern durch strombasierte Kohlenwasserstoffe ersetzt.

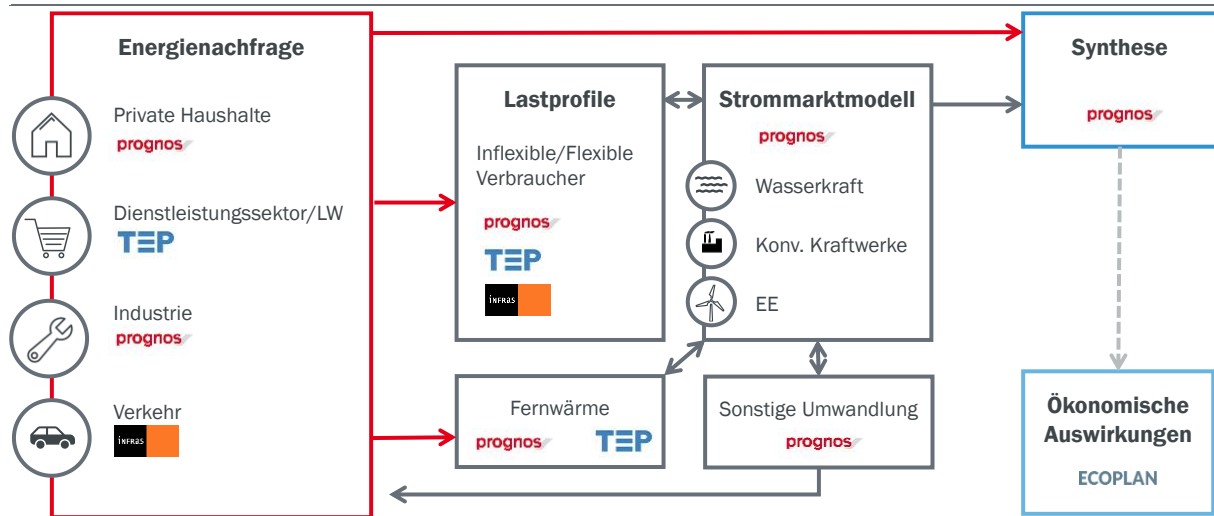
Nach der Berechnung des Endenergieverbrauchs werden die Ergebnisse der vier Nachfragesektoren in einem ersten Syntheseschritt zur Gesamtenergienachfrage summiert. Diese bildet einen zentralen Input für die Modellierung des **Energieangebots**: Die Nachfragen nach Strom, Fernwärme, Mineralölprodukten und synthetischen Energieträgern sind die Vorgabe für das zu erzeugende Stromangebot, die Fernwärmeerzeugung, die Aktivität der Raffinerie sowie der inländischen Erzeugung von strombasierten Energieträgern (Abbildung 2). Dabei wird die jährliche Stromnachfrage vorgängig in Abhängigkeit des Sektors und Verwendungszwecks in stündliches Lastprofil umgewandelt. Dabei werden zudem flexible und inflexible Verbraucher unterschieden. Der Einsatz der flexiblen Verbraucher (u. a. Batterie-elektrische Fahrzeuge, Wärmepumpe) kann in einem gewissen Ausmass gesteuert und dem Angebot der erneuerbaren Erzeugung aus Photovoltaik und Wind angepasst werden. Da Strom auch zur Erzeugung von Fernwärme oder für strombasierte Energieträger eingesetzt wird, bestehen auch zwischen den Modulen des Umwandlungssektors Abhängigkeiten.

■ Strommarktmodell:

Im Strommarktmodell wird der Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke zur Deckung der Stromnachfrage modelliert. Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt dabei anhand der Grenzkostenlogik, es kommen also stets die Kraftwerke zum Einsatz, die die niedrigsten variablen Kosten bei der Stromproduktion aufweisen. Hierbei wird über die vorhanden und zukünftig ausgebauten Grenzkuppelstellen auch das Ausland mit einbezogen. Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Grosshandelspreise in einem iterativen Verfahren abgebildet. Wie am realen Strommarkt sorgen Im- und Exporte im Modell für eine kostengünstige Deckung der Stromnachfrage.

Abbildung 2: Modellverbund der EP 2050+

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



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, 2021

Nach der Berechnung des Energieangebots werden die Ergebnisse von Nachfrage und Angebot in der Gesamtsynthese vereint. In der Synthese werden unter anderem der **Bruttoenergieverbrauch**, Importbilanzen sowie die energiebedingten **THG-Emissionen** berechnet. Durch die Additionen der nichtenergetischen THG-Emissionen aus den industriellen Prozessen, der Landwirtschaft und der Abfälle werden die gesamten THG-Emissionen bestimmt.

Anhand der eingesetzten Technologien, deren spezifischen Kosten sowie der Kosten für die eingesetzte Energie können die direkten volkswirtschaftlichen Kosten für die untersuchten Zielszenarien bestimmt werden. Diese Analyse betrachtet das Energiesystem im engeren Sinne, ohne Rückkopplungen innerhalb der Volkswirtschaft.

Eine solche weitergehende Analyse erfolgt im Rahmen der nachgelagerten Analyse der **volkswirtschaftlichen Auswirkungen** mit einem Mehrländer-Gleichgewichtsmodell (Teil EcoPlan). Die mit den Energiemodellen berechnete Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen nach Sektoren und Technologien sowie die unterstellten spezifischen Kosten bilden einen Input für diese ökonomische Betrachtung.

Eine detailliertere Beschreibung der verwendeten Sektormodelle findet sich im Anhang.

3.2 Systemgrenzen

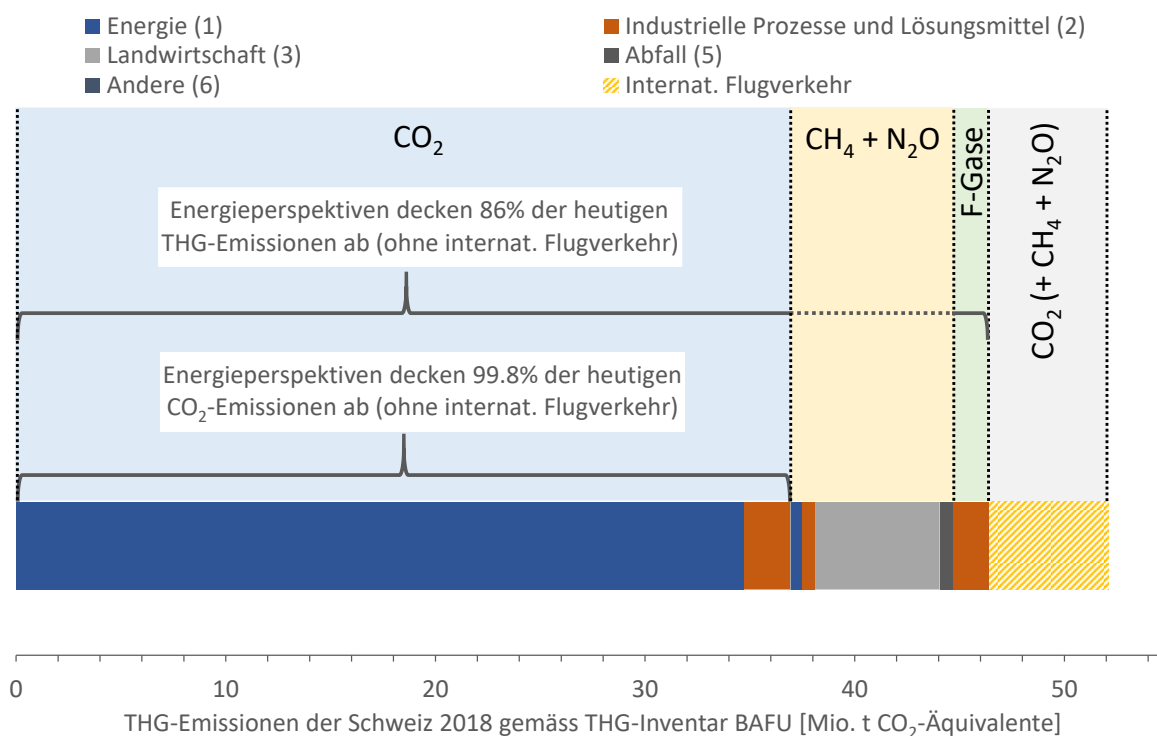
In den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ wird im Schwerpunkt die Energienachfrage und das Angebot an Energieträgern für die Schweiz betrachtet. Im Stromsektor wird aufgrund der starken internationalen Vernetzung der Schweiz und der Abhängigkeit vom Ausland der Strombedarf und die Stromerzeugung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

Ziel ist es, die gesamten Treibhausgasemissionen auf netto null im Jahr 2050 zu senken. Deshalb werden in den Energieperspektiven 2050+ sämtliche Kategorien an

Treibhausgasemissionen betrachtet (s. Abbildung 3). 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 3: 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 ist der Bereich LULUCF (4).



Quelle: BFE 2020

3.3 Sektorale Abgrenzungen

Bezüglich der Abgrenzungen zwischen den Sektoren des Energiesystems geben die Energiebilanz und die Gesamtenergiestatistik (GEST) bzw. die Elektrizitätsstatistik (EiStat) den wesentlichen Rahmen vor. Die dort angewandte Gliederung des Endenergieverbrauchs verwendet die national und international üblichen Wirtschaftssektoren.

Die Abgrenzung der Nachfragesektoren erfolgt grundsätzlich identisch zur Abgrenzung der jährlich durchgeführten Ex-Post-Analysen (z. B. (Prognos et al., 2020)). Dabei sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- **Private Haushalte:** Umfasst den Energieverbrauch der privaten Haushalte, ohne den Energieverbrauch von Zweit- und Ferienwohnungen und ohne den Verbrauch für die gemeinschaftlich genutzte Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern (u. a. Pumpen und Steuerung der Heizungs- und Warmwasseranlagen). Die gebäudebezogene Erzeugung von Strom aus PV-Dachflächen wird im Umwandlungssektor ausgewiesen.
- **Dienstleistungen:** Beinhaltet den Energieverbrauch der Dienstleistungsbranchen (NOGA 2008 G-U). Darin enthalten sind auch der Energieverbrauch der Zweit- und Ferienwohnungen, der gemeinschaftlich genutzten Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern und der Verbrauch für den Betrieb der Verkehrsinfrastruktur (Strassenbeleuchtung, Beleuchtung von Bahnhöfen, Tunnelbelüftung).
- **Industrie:** Umfasst den Energieverbrauch der Industriebranchen, inkl. des Verbrauchsanteils für die Wärmeerzeugung (*nicht* der Stromerzeugung) mittels industrieller WWK (NOGA 2008 B – F, ohne D und ohne C-19). Die Branchen D Energieversorgung sowie C-19 Raffinerien werden im Sektor Energiewirtschaft berücksichtigt.
- **Verkehr:** Der Verkehrssektor ist ein Querschnittssektor, in dem hier der gesamte verkehrsbedingte Traktionsenergieverbrauch subsumiert wird. Darin enthalten ist der Strassenverkehr (Personen- und Güterverkehr) sowie der Non-Road-Verkehr. Der Non-Road-Verkehr umfasst den Schienen-, Luft- und Schifffahrtsverkehr, aber auch den Verbrauch der Land- und Forstwirtschaft, von Baumaschinen, des industriellen Werkverkehrs sowie den Verbrauch von Militärfahrzeugen. Auch der Energieverbrauch für den Gas-Pipelinetransport wird im Verkehrssektor bilanziert. Der internationale Flugverkehr wird mitgeführt, bei den Ergebnissen jeweils gesondert aufgeführt (vgl. Kapitel 7.1.4). Der Energieverbrauch für die Verkehrsinfrastruktur (u. a. Strassenbeleuchtung) wird hingegen im Dienstleistungssektor ausgewiesen.
Der in den EP 2050+ und in der Gesamtenergiestatistik ausgewiesene Treibstoffverbrauch berücksichtigt die im Inland abgesetzten Treibstoffe, inklusive des Absatzes für den internationalen Flugverkehr. Damit ist in diesen Daten, v. a. im Strassen- und Flugverkehr, auch der in der Schweiz getankte, aber im Ausland verbrauchte Treibstoff («graue Exporte») mit enthalten. Die «grauen Importe», also der im Ausland getankte, aber in der Schweiz verbrauchte Treibstoff, sind in den Gesamtenergiestatistiken anderer Länder enthalten – in der Schweiz verringert sich dadurch der Absatz. Graue Importe und Exporte von Treibstoffen sind unter Tanktourismus zusammengefasst. Der in der Schweiz getankte und im Ausland verbrauchte Treibstoff leistet einen positiven Beitrag zum Tanktourismus, der im Ausland getankte und in der Schweiz verbrauchte Treibstoff einen negativen Beitrag.
- **Landwirtschaft:** In der Energiestatistik wird der Energieverbrauch des Sektors Landwirtschaft zusammen mit der statistischen Differenz ausgewiesen. Im Rahmen der EP 2050+ wird der Verbrauch des Landwirtschaftssektors separat modelliert und ausgewiesen. Die Entwicklung der statistischen Differenzen können mit den Energiemodellen nicht berechnet werden, für den Szenarienzeitraum werden sie mit Null angenommen.
Die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft werden im Treibhausgasinventar zusammen mit den THG-Emissionen der Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen unter dem Sektor mit der Bezeichnung Andere Sektoren ausgewiesen. Die nicht energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft wie Methanausstösse landwirtschaftlicher Nutzflächen werden im Treibhausgasinventar separat ausgewiesen; die Darstellung der THG-Emissionen in den EP 2050+ übernimmt diese Abgrenzung.

Das Energieangebot wird im **Umwandlungssektor** ausgewiesen, dieser umfasst die Teilbereiche:

- **Stromerzeugung:** inkl. der PV-Erzeugung aus gewerblichen und privaten Dach- und Fassadenflächen. Bei Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) wird der Energieinput nach Wärme- und Stromerzeugung aufgeteilt. Der Anteil für die Erzeugung von Strom wird im Sektor Stromerzeugung bilanziert, der Anteil zur Erzeugung von Fernwärme wird dort bilanziert. Wird die

Wärme, wie im Falle von Industriekraftwerken, werksintern verwendet, so wird diese dem Endenergieverbrauch des jeweiligen Sektors zugerechnet. Des Weiteren sind folgende Aspekte zu beachten:

- Die Stromerzeugung und die installierte Leistung an Wasserkraftwerken werden für Grenzkraftwerke 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).
- Wasserkraft liefert erneuerbare Energie. Für die Darstellung werden die Wasserkraftwerke in der Regel jedoch getrennt von den übrigen Erneuerbare Energien aufgeführt.
- Die Erneuerbare Energien beinhalten für die Kehrrichtverwertungsanlagen nur die erneuerbaren Anteile des Mülls (gegenwärtig rund 50 %).
- Als gekoppelte Anlagen werden sämtliche Kraftwerke geführt, bei denen grundsätzlich eine Wärmeauskopplung erfolgt bzw. möglich ist. Eine Ausnahme davon stellen Kernkraftwerke dar, diese werden als eigener Posten geführt.
- Die **Fernwärmeerzeugung** beinhaltet die Wärmeerzeugung für Wärmenetze ohne die Nahwärme. Die Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme richtet sich in den EP 2050+ nach dem Jahresverbrauch: Wärmenetze mit einer jährlichen Wärmemenge > 20 GWh werden der Fernwärme zugerechnet. Der Energieeinsatz zur Wärmeproduktion in Nahwärmenetzen wird in den EP 2050+ als Endverbrauch der jeweiligen Verbrauchssektoren ausgewiesen. In der Fernwärmestatistik werden Nah- und Fernwärme zusammen ausgewiesen, ohne explizite Unterscheidung.
- Die **Raffinerien** beinhalten die Erzeugung von Erdölprodukten aus Rohöl.
- Die inländische **Erzeugung strombasierter Energieträger** umfasst im Rahmen der EP 2050+ ausschliesslich die Erzeugung von Elektrolyse-Wasserstoff.

3.4 Konventionen

3.4.1 Energieträger

Im Rahmen der EP 2050+ werden folgenden Energieträger und Energieträgergruppen unterschieden:

- Rohöl
- Erdölprodukte
 - Treibstoffe
 - Benzin
 - Diesel
 - Flugtreibstoffe
 - übrige fossile Treibstoffe
 - Brennstoffe
 - Heizöl extra-leicht
 - Heizöl mittel + schwer
 - übrige fossile Brennstoffe (Petrolkoks, Flüssiggas)
- Erdgas inkl. komprimiertem Erdgas (CNG) und Flüssigerdgas (LNG)
- Kohle (Stein- und Braunkohle)
- Kernbrennstoffe
- Elektrizität

- Fernwärme
- Erneuerbare Energien
 - Wasserkraft
 - Laufwasserkraft
 - Speicher- und Pumpwasserkraft
 - Holz und Holzkohlen
 - Holz: Brennholz, Pellets
 - Holzkohle
 - Übrige erneuerbare Energien
 - flüssige biogene Treibstoffe (biogene Benzin-, Diesel- und Flugtreibstoffe)
 - Biogas / Biomethan und Klärgas
 - Solarthermie
 - Photovoltaik
 - Wind
 - Umweltwärme (aus Luft, Boden, Gewässern)
 - Geothermie
 - Abwärme
- Müll und Industrieabfälle
 - Müll / Siedlungsanfälle
 - Siedlungsabfälle für die Zementherstellung (25 % biogen²)
 - Industrieabfälle
 - Industrieabfälle aus der Papierherstellung (100 % biogen)
 - Industrieabfälle aus der Chemikalienherstellung (0 % biogen)
 - sonstige Industrieabfälle (50 % biogen)
- Strombasierte Energieträger–Power-to-X (PtX)
 - PtG: Power-to-Gas; strombasierte Gase
 - PtH₂: Power-to-Wasserstoff; strombasierter Wasserstoff³
 - PtMethan: Power-to-Methan; strombasiertes Methan
 - PtL: Power-to-Liquid; strombasierte, flüssige Energieträger
 - PtHEL: Power-to-Heizöl; strombasiertes extra-leichtes Heizöl
 - PtBenzin: Power-to-Benzin; strombasiertes Benzin
 - PtDiesel: Power-to-Diesel; strombasierter Diesel
 - PtKerosin: Power-to-Kerosin; strombasiertes Kerosin

3.4.2 Verwendungszwecke

Die Abgrenzung der Verwendungszwecke in den Energieperspektiven 2050+ orientiert sich grundsätzlich an der Abgrenzung, die in den jährlichen Analysen des schweizerische Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken des BFE ([Ex-Post-Analyse](#)) angewendet wird.⁴

² Die biogenen Anteile der Abfallsorten je Branche sind grobe Setzungen.

³ Konventioneller Wasserstoff spielt im Energiesystem nur stofflich und dann auch nur intermediär eine Rolle. Er fällt in der gewählten GEST-Bilanzierung heraus. Stattdessen werden dessen Ausgangsstoffe, in der Schweiz vorwiegend Flüssiggas, bilanziert.

⁴ Gegenüber den Ergebnissen der Ex-post-Analyse 2019 können sich geringe Abweichungen ergeben. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass im Rahmen der EP 2050+ die Ergebnisse auf die Gesamtenergiestatistik kalibriert werden und Energiemodelle mit feinerer Branchenauflösung und zusätzlichen Quellen berücksichtigt wurden. Darüber hinaus gilt es den zeitlichen Fokus der Arbeiten zu beachten: Bei der jährlichen Ex-post-Analyse wird ausschliesslich die Vergangenheit (Ex-post-Zeitraum) betrachtet, während die EP 2050+ den Schwerpunkt auf den Ex-ante-Zeitraum legen.

- **Raumwärme:** Der Verwendungszweck Raumwärme beinhaltet sowohl den Energieverbrauch der fest installierten Heizungsanlagen als auch den Verbrauch mobiler Heizanlagen (Elektro-Öfen).
- **Warmwasser:** Berücksichtigt den Energieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser.
- **Prozesswärme:** Prozesswärme beinhaltet neben dem Wärmeverbrauch für industrielle und gewerbliche Arbeitsprozesse auch den Verbrauch für Kochherde in privaten Haushalten (inkl. Steamer). Abweichend von der Ex-Post-Analyse wird in den EP 2050+ im Dienstleistungssektor die Elektro-Prozesswärme unter Antriebe, Prozesse ausgewiesen.
- **Beleuchtung:** Unter Beleuchtung werden diejenigen Verbräuche berücksichtigt, die zur Ausleuchtung und Erhellung von Räumen (Innenbeleuchtung), aber auch von Plätzen und Strassen (Aussenbeleuchtung) aufgewendet werden.
- **Klima, Lüftung & Haustechnik:** Umfasst die Hilfsenergie für die Heiz- und Warmwasseranlagen (Steuerung, Umwälz- und Zirkulationspumpen) sowie den Verbrauch für Klima- und Lüftungsanlagen.
- **I&K, Unterhaltung:** Umfasst den Elektrizitätsverbrauch für Unterhaltungsgeräte, Informations- und Kommunikationsgeräte (I&K), darunter PCs, Notebooks, Netbooks, Tablets, Computer-Peripherie (Drucker, Monitore, WLAN), Mobil- und Festnetztelefone, Set-Top-Boxen, TV-, DVD-, Radio- und Phonogeräte.
- **Antriebe, Prozesse:** Der Verwendungszweck Antriebe und Prozesse subsumiert die Prozesse Waschen und Trocknen, Kühlen und Gefrieren, Geschirrspülen, Arbeitshilfen, industrielle Fertigungsprozesse (mechanische Prozesse inkl. Prozesskälte), den Betrieb von Kläranlagen sowie landwirtschaftliche Prozesse (Melkmaschinen, Förderbänder, Gewächshäuser).
- **Mobilität:** Dem Verwendungszweck Mobilität werden im Inland abgesetzten Treibstoffe zugerechnet, inklusive dem Energieverbrauch für den Pipelinetransport von Gas.⁵ Nicht enthalten ist der Treibstoffabsatz für den internationalen Flugverkehr.
- **Sonstige:** Alle Verbräuche, die keinem genannten Verwendungszweck zugeordnet werden können, werden unter der Kategorie sonstige berücksichtigt. Darunter fallen beispielsweise diverse elektrische Haushaltsgeräte, Schneekanonen und Teile der Verkehrsinfrastruktur (u. a. den Betrieb von Weichen und Signalanlagen der Bahn, Tunnels). Im Industriesektor beinhalten die sonstigen Verwendungen die Verbräuche für die Elektrolyse für Prozesszwecke (ohne Wasserstoff-Elektrolyse), Aufwendungen zur Vermeidung von Umweltschäden (z. B. Elektrofilter) und ähnliches. Auch der Energieverbrauch für Carbon Capture and Storage (CCS) wird dem sonstigen Verbrauch zugerechnet.

Spezialabgrenzungen:

■ Wärme (und Kälte)

Unter dem Bereich Wärme (und Kälte) wird der Energieverbrauch der Verwendungszwecke Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimatisierung und Prozesskälte zusammengefasst. Die Prozesskälte umfasst unterschiedliche Anwendungen, darunter industrielle Kälte, gewerbliche Kälte im Gross- und Detailhandel, Kälteanwendungen im Gesundheitswesen (u. a. im Zusammenhang mit diagnostischen Grossgeräten) sowie Kälteanwendungen in den Bereichen Gastronomie, Hotellerie und Forschung. Nicht zur Prozesskälte werden Kleingeräte wie Kühlschränke in Wohngebäuden und Hotelzimmern sowie Getränkeautomaten gezählt. Entsprechend wird für den Sektor Private Haushalte keine Prozesskälte ausgewiesen. Die Klimakälte enthält den Energieverbrauch zur Kühlung (Klimatisierung) von Gebäuden. Darin enthalten ist der Energieverbrauch für die Kühlung von Rechenzentren und Serverräumen. Der

⁵ Im Gegensatz zur hier ausgewiesenen Abgrenzung wird in den jährlichen Ex-Post-Analysen unter Mobilität der Inlandsverbrauch ausgewiesen. Dieser unterscheidet sich vom Absatz in der Schweiz um die grauen Importe/Exporte, die unter Tanktourismus zusammengefasst sind.

Energieverbrauch für die Klimatisierung der Pkw und Nutzfahrzeuge wird nicht im Bereich Wärme berücksichtigt, er ist jedoch in den spezifischen Verbräuchen im Verkehrssektor enthalten.

■ **Gebäudesektor**

Umfasst den Verbrauch in Gebäuden der Sektoren Private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Landwirtschaft für die Verwendungszwecke Raumwärme, Warmwasser, Klima, Lüftung und Haustechnik sowie der Beleuchtung. Die Aussenbeleuchtung, z. B. Strassenbeleuchtung, wird nicht bei den Gebäuden berücksichtigt.

3.4.3 Begriffe zur Strombilanz

- **Landesverbrauch:** Summe aus Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren, Stromverbrauch des Umwandlungssektors (inkl. H₂-Elektrolyse, Grosswärmepumpen für Fernwärme, CCS) und den Leitungsverlusten, ohne den Verbrauch für Speicherpumpen.
- **Bruttoverbrauch Strom:** Landesverbrauch Strom zuzüglich des Stromverbrauchs für Speicherpumpen.
- **Bruttoerzeugung:** Gesamtstromerzeugung (inkl. abgeregelter EE)
- **Nettoerzeugung:** Gesamtstromerzeugung abzüglich des Verbrauchs der Speicherpumpen. Die Summe aus Nettoerzeugung und Nettoimporten (Importe abzüglich Exporte) ist gleich dem Landesverbrauch.
- **Wasserkraftwerke:** Speicher-, Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke
- **gekoppelt / ungekoppelt:** Wenn gleichzeitig Wärme und Strom erzeugt werden, z. B. in Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK), wird von gekoppelter Erzeugung gesprochen. Bei ungekoppelter Erzeugung wird ausschliesslich Strom erzeugt.
- **abgeregelter Mengen erneuerbarer Energien:** vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien
- **Kalenderjahr:** beginnt mit dem 1. Januar und endet am 31. Dezember
- **Hydrojahr:** Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 30. September des folgenden Jahres
- **Winterhalbjahr:** Grundsätzlich der Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 31. März des folgenden Jahres. Im Rahmen der EP 2050+ beinhaltet das Winterhalbjahr die Monate Januar bis März plus Oktober bis Dezember eines Kalenderjahres.
- **Sommerhalbjahr:** Zeitraum zwischen dem 1. April und dem 30. September
- **Bezugsrechte:** Im Allgemeinen besitzt der Eigentümer dieses Rechts die Möglichkeit ein bestimmtes Gut zu beziehen. Im hier beschriebenen Fall sichern sich Schweizer Unternehmen über verbrieftete Bezugsrechte die Lieferung von Strommengen aus ausländischen Kernkraftwerken.
- **Lieferverpflichtungen:** Verpflichtung eines Lieferanten eine vertraglich zugesicherte Menge von z. B. Strom zu einem definierten Lieferzeitpunkt bereitzustellen.
- **Fossile Kraftwerke (KW):** beinhalten in den EP 2050+ auch den fossilen Anteil der Stromproduktion aus Kehrrechtverwertungsanlagen (KVA).
- **Grosswärmepumpen:** Elektrische Wärmepumpen zur Erzeugung von Fernwärme. Der damit verbundene Stromverbrauch wird als Energieinput im Umwandlungssektor bilanziert. Grosswärmepumpen werden auch zur Erzeugung von Nahwärme eingesetzt, dieser Verbrauch ist jedoch nicht im Umwandlungssektor, sondern in den Nachfragesektoren bilanziert (im Wesentlichen in den Sektoren Dienstleistungen und Private Haushalte).

3.5 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 2018 der ENTSO-E (2018))⁶. 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 die kommunizierten Ziele für die Reduktion der Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2035 in Betracht gezogen. Generell wird für das Ausland eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren unterstellt.

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 (ENTSO-E, 2018).

3.5.1 Modellierung des Auslands

Im Strommarktmodell ergibt sich auf Basis des Strombedarfs, der erneuerbaren Stromerzeugung und der Grenzkosten der Kraftwerke die stündliche Merit Order. Diese bestimmt den Kraftwerkseinsatz. Damit wird der bestehende Grosshandelsmarkt (Day-Ahead-Markt) abgebildet. Kraftwerke werden in der Regel ab 50 MW anlagenscharf abgebildet (für die Schweiz ab 20 MW). Im Strommarktmodell werden 20 Länder explizit modelliert (inkl. Skandinavien und UK). Für alle Länder erfolgt eine stündliche Modellierung des Strombedarfs und der Stromerzeugung für den gesamten Betrachtungszeitraum. Der Stromaustausch zwischen den Ländern wird aufgrund der

⁶ 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.

stündlichen Strompreise und unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten (NTC-Ansatz) bestimmt.

Zentrale Eingangsgrößen in die Modellierung sind für alle modellierten Länder:

- Anlagenparameter (wie z. B. installierte Leistung, Wirkungsgrad, Speicherkapazität)
- Entwicklungspfade für den Stromverbrauch und stundenscharfe Lastprofile
- Entwicklungspfade für die installierte Leistung erneuerbarer Energien
- Stündliche Einspeisepfade erneuerbarer Energien auf Basis von Wetterdaten
- Annahmen zu politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (wie z. B. Energie- und CO₂-Preise)
- Annahmen und Parameter zur Flexibilität des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung (z. B. Speicherkapazität, Ladeleistung, Anteil flexibler Stromverbraucher).

Das europäische Ausland wird im Szenario ZERO konsistent zur Schweiz abgebildet, d. h. aus der Vorgabe von Netto-Null Treibhausgasemissionen in Europa steigt insbesondere der Strombedarf durch Elektrifizierung deutlich an, was einen ambitionierten Zubau erneuerbarer Energien erfordert. Allgemein wurde darauf geachtet, keine zu «optimistischen» Annahmen für das europäische Ausland zu setzen, was die Importmöglichkeiten der Schweiz angeht (u. a. relativ hohe PV-Anteile im Ausland, deutlicher Rückgang der Kernenergieerzeugung u. a. in Frankreich).

Für die Länder (mit Ausnahme der Schweiz) wird keine Setzung einer ausgeglichenen Jahresbilanz vorgenommen. Die Import- und Exportmengen ergeben sich aus der Strommarktmodellierung. Es wird aber insbesondere bei grossen Ländern darauf geachtet, dass diese langfristig nicht in umfangreiche strukturelle Stromimporte laufen. Zudem ist in allen Ländern des europäischen Auslands die Deckung der (inflexiblen) Spitzenlast durch gesicherte Leistung bzw. Flexibilität im Inland möglich (wie dies auch in der Schweiz der Fall ist).

Deutschland

- Allgemein: Entwicklung angelehnt an NECP bis 2030 aber auf einen mit dem Ziel Netto-null kompatiblen Pfad verschärft, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs
- Kernenergie: Kernenergie-Ausstieg gemäss Atomgesetz bis 2022
- Kohlekraftwerke: Kohleausstieg gemäss Kohleausstiegsgesetz bis 2038, auf 2035 vorgezogen.
- Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂
 - 23 GW in 2020
 - Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 50 GW (netto) bis 2050
- Erneuerbare Energien: kurzfristig Fokus Wind, langfristig hohe Zubauraten PV
 - 56 GW Wind Onshore, 8 GW Wind Offshore, 51 GW PV in 2020
 - 130 GW Wind Onshore, 70 GW Wind Offshore, 349 GW PV in 2050
- Stromverbrauch
 - Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen. Inländische H₂-Erzeugung abhängig von Strommarktsituation (modellendogen, günstigste Stunden)

Quellen:

Atomgesetz: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>

Kohleausstiegsgesetz: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstiegsgesetz-1716678atomgesetz>

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/de_final_necp_main_de.pdf

eigene Annahmen zur Entwicklung ab 2030 im Hinblick auf Net-Zero

Frankreich

- Allgemein: Entwicklung angelehnt an NECP bis 2030 aber auf einen auf das Netto-null-Ziel kompatiblen Pfad verschärft, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs
- Kernenergie: deutliche Reduktion im Betrachtungszeitraum
 - Reduktion des Anteils der Stromerzeugung aus Kernenergie auf rund 50 % bis 2035 auf Basis öffentlicher Kommunikation/PPE.
 - Mit Ausnahme von Flamanville kein Neubau von Kernkraftwerken aufgrund von Unsicherheiten für den Neubau an Kernkraftwerken.
 - Kernkraftwerke werden nach 50 Betriebsjahren ausser Betrieb genommen
- Kohlekraftwerke: Kohleausstieg bis 2022.
- Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂, Biomethan von geringerer Bedeutung
 - 12 GW in 2020
 - Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 51 GW (netto) bis 2050
- Erneuerbare Energien: kurzfristig Fokus Wind, langfristig hohe Zubauraten PV
 - 20 GW Wind Onshore, 3 GW Wind Offshore, 12 GW PV in 2020
 - 90 GW Wind Onshore, 48 GW Wind Offshore, 170 GW PV in 2050
- Stromverbrauch
 - Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen.

Quellen:

Kernenergie: PPE (mit Reduktion bis 2028 und Ziel 50% in 2035): <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf> bzw. Kommunikation der Reduktion des Kernenergie-

Anteils: <https://www.leparisien.fr/economie/14-reacteurs-nucleaires-seront-arretes-d-ici-2035-annonce-emmanuel-macron-27-11-2018-7954812.php>

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf

Kohleausstieg: <https://perma.cc/5XYM-8VDA>

eigene Annahmen zur Entwicklung ab 2030 im Hinblick auf Netto-null-Ziel

Italien

- Allgemein: Entwicklung angelehnt an NECP bis 2030 aber auf Netto-null-Ziel kompatiblen Pfad verschärft, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs
- Kohlekraftwerke: Kohleausstieg bis 2025.
- Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂, Biomethan von geringerer Bedeutung
 - 51 GW in 2020
 - Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 8 GW (netto) bis 2050

- Erneuerbare Energien: Fokus PV
 - 11 GW Wind Onshore, 0 GW Wind Offshore, 25 GW PV in 2020
 - 43 GW Wind Onshore, 4 GW Wind Offshore, 200 GW PV in 2050
- Stromverbrauch
 - Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen

Quellen:

Kohleausstieg: NECP

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_it.pdf

eigene Annahmen zur Entwicklung ab 2030 im Hinblick auf Netto-null-Ziel

Österreich

- Allgemein: Entwicklung gemäss NECP bis 2030, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs
- Kohlekraftwerke: Kohleausstieg im Jahr 2020 erfolgt.
- Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂
 - 4 GW in 2020
 - Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 10 GW (netto) bis 2050
- Erneuerbare Energien: langfristig deutlicher Fokus auf PV
 - 4 GW Wind Onshore, 0 GW Wind Offshore, 3 GW Photovoltaik in 2020
 - 8 GW Wind Onshore, 0 GW Wind Offshore, 24 GW PV in 2050
- Stromverbrauch
 - Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen

Quellen:

Kohleausstieg: <https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2020-04/kohleausstieg-oesterreich-kohle-kraftwerk-abgeschalten-fossile-energie>

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/at_final_necp_main_de.pdf

Sonstiges

Die NTC-Werte für Importe und Exporte basieren auf den Annahmen der TYNDP 2018.

3.6 Relevanzanalyse: Vorabklärung von Einflussfaktoren

Die Verwendung von sektorspezifischen Nachfragemodellen birgt das Risiko, dass sektorübergreifende strukturelle Entwicklungen und Abhängigkeiten nicht immer adäquat erfasst werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn diese Entwicklungen und Abhängigkeiten nicht durch verfügbare Daten der Wirtschaftsentwicklung getrieben sind oder durch spezifische, daraus abgeleitete Parameter ins Mengengerüst einfließen können, weil sie durch technologische Entwicklungen oder Lebensstiländerungen bedingt sind. Zu ersteren gehört beispielsweise die Auslagerung von Informations- und Kommunikationsdiensten in die externe Cloud und zu letzteren beispielsweise das Einkaufs- und das Arbeitsverhalten durch Online-Shopping und Homeoffice. Diese Veränderungen können durch geänderte Nutzerverhalten, neue Vorschriften, neue Dienstleistungen hervorgerufen werden.

Bei den genannten Entwicklungen handelt es sich häufig um Verlagerungen und Abhängigkeiten zwischen den Nachfragesektoren. Darüber hinaus kann auch die klassische energiewirtschaftliche Struktur von sektorübergreifenden Entwicklungen betroffen sein. Dazu gehört z.B. die Stromproduktion in oder auf Gebäuden oder Unternehmen statt in Kraftwerken oder die Bereitstellung von Wärme oder Kälte in thermischen Netzen statt in den Gebäuden oder Unternehmen selbst. In letzterem Fall ist auch die Relevanz von räumlichen Strukturen zu prüfen, wenn es darum geht, die Potenziale von thermischen Netzen und deren Versorgung von räumlich gebundenen erneuerbaren Energiequellen zu prüfen.

Wenn es sich bei den genannten Verlagerungen und Abhängigkeiten um neue Trends handelt, besteht das Risiko, dass solche Entwicklungen nicht oder ungenügend in den Modellen reflektiert werden. In einem den Energieperspektiven vorgelagerten Projekt wurden daher mögliche, neue sektorübergreifende Veränderungen identifiziert und analysiert, mit dem Ziel, diese bei entsprechender Relevanz in die Modellierung mit aufzunehmen und damit deren Auswirkungen auf die Energienachfrage und ggf. -produktion zu simulieren. Die Quintessenz der vorgelagerten Relevanzanalyse wird nachfolgend zusammengefasst. Anzumerken ist hierzu, dass die Relevanzanalyse vor 2020, d.h. vor dem Ausbruch der Covid-Pandemie, durchgeführt wurde.

Bei der Voranalyse hat sich gezeigt, dass selbst bei stark zu vermutender Relevanz des Themas teilweise die notwendigen Datengrundlagen fehlen, um die entsprechenden Einflussfaktoren über die Modelle quantifizieren zu können. In den folgenden Abschnitten werden die wesentlichen Themenblöcke der Relevanzanalyse zusammengefasst und aufgezeigt, welche Einflussgrößen in den Modellierungen berücksichtigt wurden.

Die gesammelten sektorübergreifenden Veränderungen unterscheiden sich meist in ihrer Entstehungsweise, und können entsprechend ihrer Entwicklungsmechanismen wie folgt gegliedert werden:

- 1. Vor- und nachgelagerte Auswirkungen:** Das Ergreifen von Energieeffizienzmassnahmen, das Gewinnen und Verteilen von erneuerbarer Energie oder der Ausgleichung von Treibhausgasen mit Negativemissionstechnologien ist oft mit dem Einsatz von Materialien und der damit verbundenen Verwendung von Grundmaterialien verbunden. Solche vor- oder nachgelagerten Auswirkungen können z. B. durch systemdynamische Modelle oder durch Methoden der Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessment, LCA) abgebildet werden. Bei Letzteren werden die Graue Energie und die Grauen Emissionen berechnet. Diese werden im Rahmen der Energieperspektiven **nicht** direkt betrachtet, namentlich weil sie nicht dem Territorialprinzip entsprechen, welches den EP 2050+ zugrunde liegt (s. Kap. 3.2 zu den Systemgrenzen). Vor und nachgelagerte Effekte können jedoch auch durch prozessorientierte Modelle, wie sie im

Rahmen der EP 2050+ zur Anwendung kommen, berücksichtigt werden (z. B. der erforderliche Energieeinsatz bei der Produktion von Dämmstoffen und anderen Baumaterialien, Umgekehrt ist die Relevanz von Effizienzpotenzialen durch die Steigerung der Materialeffizienz und durch Entwicklungen in Richtung Kreislaufwirtschaft zu prüfen. Die Datenlage in Bezug auf die Kreislaufwirtschaft ist derzeit allerdings noch nicht ausreichend für eine Berücksichtigung in der Modellierung.⁷

- 2. Aus- und Verlagerung** von energierelevanten Diensten oder Energiedienstleistungen von einem Sektor in einen anderen (typischerweise vom Haushalt- in den Dienstleistungssektor), einschliesslich des teilweise damit veränderten Transport- und Verkehrsaufkommens können einen Einfluss auf die sektorspezifische Energienachfrage haben, u. U. in Abhängigkeit von Szenario-Varianten.
- 3. Sektorielle Abgrenzungen:** die Abgrenzung zwischen ökonomischen und energetischen Sektoren kann bereits in der Ausgangslage unterschiedlich sein oder sich über die Zeit verändern. Insbesondere sektorübergreifende Aktivitäten von Unternehmen oder neue Dienstleistungen und deren sektoriellen Zuordnung beeinflussen den sektorbezogenen Energiebedarf (z. B. die zeitlich begrenzte Vermietung von privaten Wohnungen über Internet-Plattformen an Feriengäste, womit der diesbezügliche Energiebedarf dem Dienstleistungssektor zugerechnet werden müsste). Unter Umständen kann hierbei eine Abhängigkeit von den Szenario-Varianten bestehen.

In der Relevanzanalyse wurden insgesamt 18 mögliche sektorübergreifende Verlagerungen und / oder neue Trends identifiziert und bzgl. Relevanz von sektorübergreifenden Effekte analysiert (siehe Kap. 3.6.1 für eine Übersicht). Aufgrund der Datenlage und Entscheidungen zu den Rahmenbedingungen für die EP 2050+ wird jedoch nur ein Teil der relevanten Veränderungen in der Modellierung berücksichtigt (s. Tabelle 5 im Kap. 3.6.2). Hierbei waren auch Projektvorgaben und gegebene Systemgrenzen zu berücksichtigen. Die konkrete Ausgestaltung und Modellierung der Szenarien wird nachfolgend kurz skizziert und teilweise in den weiteren Kapiteln genauer spezifiziert.

3.6.1 Übersicht der analysierten sektorübergreifenden Themen

Zunächst werden in diesem Abschnitt die potenziell relevanten Themen mit sektorübergreifenden Effekten aufgeführt. Insgesamt wurden **18 potenziell** relevante Themen identifiziert und tabellarisch dargestellt und kurz qualitativ beschrieben (Tabelle 3).

Tabelle 3: Übersicht über die Hypothesen der potenziell relevanten Themen mit sektorübergreifenden Effekten

Themenbereich	Effekt	Kurzbeschreibung
Vor- und nachgelagerte Auswirkungen	Nachfrage nach energieintensiven Materialien des Gebäudesektors	Die Nachfrage nach energieintensiven Materialien des gesamten Gebäudesektors ist abhängig von der Renovationsrate und Renovationstiefe von Gebäudedämmung und Heizungsersatz und unterscheidet sich zwischen den Szenarien. Die unterschiedliche Materialnachfrage hat potenziell einen Einfluss auf den Energiebedarf im Industriesektor, welcher bisher bei der Betrachtung der Bruttowertschöpfung nicht ausreichend berücksichtigt wird.

⁷ Belastbare Daten für die Kreislaufwirtschaft insb. im Zusammenhang zwischen der Bauwirtschaft und der Industrie werden im Rahmen des H2020 Projektes NewTRENDS erstmalig aufbereitet. Siehe auch <https://newtrends2020.eu/>

Themenbereich	Effekt	Kurzbeschreibung
Auslagerung	ICT-Auslagerung in die Cloud	ICT-Aufgaben werden vermehrt in die Cloud ausgelagert. So werden beispielsweise vermehrt Dienstleistungen und Aufgaben über Web-Applikationen bewerkstelligt, welche vorher stationär an Kleinrechnern durchgeführt wurden. Auch Speicherlösungen und Rechendienstleistungen aus der Cloud werden vermehrt verwendet, sowohl durch Unternehmen als auch durch Privathaushalte. Nebst der Wirtschaft und den Privathaushalten ist auch der Verkehrssektor als treibender Faktor für eine mögliche weitere Erhöhung des Rechenbedarfs zu nennen.
	Fertiggerichte & Lieferdienste vs. Kochen im Haushalt	Die Nachfrage nach Fertigmahlzeiten und deren Heimlieferung ist in den letzten Jahren (bereits vor 2020) gestiegen. Dieser Sachverhalt und dessen Relevanz für die sektorielle Verschiebung des Energieverbrauchs vom Haushalts- in den Dienstleistungssektor sind zu prüfen.
	Externe Wäscheservices vs. waschen/trocknen in Haushalten und der Hotellerie	Durch die vermehrte Nutzung von externen Wäscheservices verlagert sich der Energieverbrauch für Waschen, Trocknen und Bügeln von den Privathaushalten sowie von einzelnen Dienstleistungsbranchen wie Hotellerie und Gesundheitswesen, welche Wäsche verwenden, hin zu den externen Wäschereien. Zu beurteilen sind auch die Auswirkungen auf die Verkehrsnachfrage.
Abgrenzung (neu)	Desk sharing vs. Homeoffice vs. Co-working Spaces vs. klassischer Büroarbeitsplatz	Desk sharing, Homeoffice sowie Co-working Spaces führen zu veränderten Energieverbräuchen sowohl im Dienstleistungs- und Haushalts-, als auch im Verkehrssektor. Die effektive Nutzung solcher Angebote ist zu quantifizieren (z. B. der Anteil an VZÄ, welcher im Homeoffice arbeitet).
	Zweitwohnungen, Ferienwohnungen und Airbnb	In den vergangenen zehn Jahren können drei Entwicklungen identifiziert werden, welche einen Einfluss auf die Nutzung von Zweitwohnungen und Ferienwohnungen haben. Dies sind die verstärkte Nutzung von Airbnb, das Inkrafttreten des Bundesgesetzes über Zweitwohnungen am 1. Januar 2016, sowie der relativ starke Schweizerfranken, welcher den Tourismus und damit die Belegung von Ferienwohnungen beeinflusst. Vom Zweitwohnungsgesetz betroffen sind ausschließlich Wohnungen, welche nicht touristisch bewirtschaftet werden. Zu beurteilen sind die Auswirkungen der drei genannten veränderten Rahmenbedingungen.
	Onlineshopping vs. Ladeflächen und Auswirkung auf Logistik	Onlineshopping hat in den vergangenen Jahren an Bedeutung zugenommen. Dies führt potenziell zu einem veränderten Bedarf nach Ladenflächen im Detailhandel und nach Verkehrsdienstleistungen (privater Verkehr und Logistik). Das Ausmass dieser Veränderungen und deren Auswirkungen auf die Energienachfrage ist zu prüfen.
	Spitex und betreutes Wohnen vs. Aufenthalt in Heimen	Die Betreuung von betagten, pflegebedürftigen Personen in ihrer eigenen Wohnung wird weiter an Bedeutung gewinnen. Diese Personen werden entsprechend später bzw. weniger oft in Altersheime oder Betreuungsheime umgesiedelt und sie nehmen unter Umständen neue Dienstleistungen in Anspruch, welche ihre psycho-soziale Gesundheit verbessern. Für den Energieverbrauch ist dies insofern quantifizierbar, als dass dann weniger Energieverbrauch im Dienstleistungssektor (Alters- und Pflegeheime) anfallen würde, dafür ein höherer Verbrauch bei den Privaten Haushalten (mehr Flächenbedarf und Energienachfrage im Wohnbereich) oder beim Verkehr (mobile Angebote).
	Einkaufstourismus	Es sind zwei relevante Formen des Einkaufstourismus zu unterscheiden, welche einen Einfluss auf den Energiebedarf in der Schweiz haben. Zum einen führt der Einkauf im grenznahen Ausland zu einer reduzierten Nachfrage im schweizerischen Detailhandel. Zum anderen führt der Tanktourismus von Personen aus dem grenznahen Ausland in der Schweiz zu einem erhöhten Absatz an Treibstoffen innerhalb der Schweiz (oder umgekehrt, je nach Entwicklung der relativen Preise). Das Ausmass des Einkaufstourismus ist hauptsächlich von der Kursentwicklung CHF/EUR abhängig.

Themenbereich	Effekt	Kurzbeschreibung
	Laden von batteriebetriebenen Elektroautos	Wie das Laden batteriebetriebenen Elektroautos modelliert wird, ist von grosser Relevanz für die Energieperspektiven. So ist eine Aufteilung privater, öffentlicher und firmenbezogenen Ladestationen vorzunehmen.
	Potenzial der WKK-Technologie	Das Potenzial der Wärme-Kraft-Koppelungstechnologie (WKK) ist abhängig von verschiedenen techno-ökonomischen Rahmenbedingungen, und unter anderem auch regulatorischer Natur. Das Potenzial in Abhängigkeit der Szenario-Varianten ist zu klären.
	Automatisiertes Fahren (inkl. Digitalisierung im Verkehr)	Automatisiertes Fahren benötigt entsprechende Fahrzeuge, aber auch eine entsprechende stationäre Infrastruktur. Bezüglich stationärer Infrastruktur ist neben der separat betrachteten Ladeinfrastruktur vor allem die effektive und hochdynamische Kommunikationsinfrastruktur relevant, die aufgebaut werden muss und die auch im Betrieb einen mutmasslich relevanten Energiebedarf aufweisen wird. Automatisiertes Fahren hat zudem einen Einfluss auf die totalen Verkehrsmengen (alle Modi), den Modal-Split sowie die Energieeffizienz des Verkehrs.
	Produktion von Wasserstoff und Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen	Brennstoffzellenfahrzeuge sind eine Möglichkeit, den Verkehrssektor zu dekarbonisieren. Aufgrund der Lagerarbeit von Wasserstoff kann dessen Produktion als pufferndes Element in der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion eingesetzt werden (Verwendung von «Überschussstrom»). Die Auswirkungen auf den Umwandlungs- und Verkehrssektor sind zu klären.
	Produktion und Einsatz von Power-to-X-Treibstoffen	Power-to-X-Treibstoffe (PtX) sind mit Elektrizität synthetisch erzeugte Treibstoffe wie Wasserstoff oder Kohlenwasserstoffe (unter Einbindung von CO ₂) und erlauben den Verkehrssektor indirekt zu dekarbonisieren. Die Produktion von PtX-Treibstoffen kann als pufferndes Element in der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion eingesetzt werden (Verwendung von «Überschussstrom»). Die Auswirkungen auf den Umwandlungs- und Verkehrssektor sind zu klären.
Abgrenzung (bestehend)	Sektorielle Abgrenzung des Energieverbrauchs von Bergbahnbetrieben	Der Energieverbrauch von Bergbahnbetrieben setzt sich insbesondere aus den Verbrauchergruppen Beförderungsanlagen, Gastronomie und Beschneiungsanlagen zusammen. Die Abgrenzung zwischen dem Verkehrs- und dem Dienstleistungssektor ist zu definieren.
	Sektorielle Abgrenzung des Energieverbrauchs des Non-road-Verkehrs	Der Non-Road-Verkehr umfasst unterschiedlichste mobile Motoren, welche abseits von Strassen betrieben werden. Die Maschinen und Geräte des Non-road-Sektors werden den folgenden acht Gattungen zugeordnet: Baumaschinen, Industrie, landwirtschaftliche Maschinen, Forstwirtschaft, Gartenpflege/Hobby, Schiffe, Schiene, Militär. Die Abgrenzung zwischen dem Dienstleistungs-/Industriesektor und dem Verkehrssektor ist zu definieren.
Räumliche Aspekte	Verdichtung der Bauungsstruktur	Die Dichte der Bauungsstruktur und deren zeitliche Entwicklung ist ein Treiber für verschiedene Verbrauchssektoren. Wird für die Szenarien eine unterschiedliche Entwicklung der Verdichtung angenommen, unterscheiden sich auch die Inputgrößen für die Verbrauchersektoren und damit auch die Szenario-Ergebnisse. Bei einer verstärkten Verdichtung lassen sich Tendenzen bezüglich Veränderungen bei der Nutzung erneuerbarer thermischer Energien und Abwärme, bezüglich Energieeffizienz des Gebäudeparks, bezüglich einer Veränderung der Mobilitätsnachfrage sowie bezüglich eines lokal veränderten Bedarfs an Verkehrsinfrastruktur vermuten.
	Räumlich-typologische Betrachtung ortsgebundener Potenziale	Eine räumlich-typologische Betrachtung von ortsgebundenen Potenzialen und Potenzialeinschränkungen von erneuerbaren (thermischen) Energien (Wärme und Kälte) und Abwärme auf der einen Seite, sowie von der (thermischen) Energienachfrage auf der anderen Seite erlaubt es, differenziertere Aussagen zur Nutzung der Potenziale zu treffen. Die Ergebnisse könnten im Rahmen der Energieperspektiven je nach Szenario beispielsweise als zusätzliche Restriktionen berücksichtigt werden.

Tabelle 4: Übersicht der Sektoren, welche durch die jeweiligen Entwicklungen beeinflusst werden

Dunkelblau: im höheren Mass betroffene Sektoren. Hellblau: im geringen Mass betroffene Sektoren. Weiss: nicht betroffene Sektoren.

Themenbereich	Betroffene Sektoren und Aspekte					
	Haus- halte	Dienst- leis- tungen	Indus- trie	Verkehr	Um- wand- lung	Räumli- che As- pekte
Vor- und nachgelagerte Auswirkungen						
1. Nachfrage nach energieintensiven Materialien des Gebäudesektors						
Auslagerungen						
2. ICT-Auslagerung in die Cloud						
3. Fertiggerichte, Catering, Heimlieferung vs. Kochen im Haushalt						
4. Externe Wäscheservices vs. Waschen/Trocknen in Haushalten und in der Hotellerie						
Sektorielle Abgrenzung (neu)						
5. Desksharing vs. Homeoffice vs. Co-working Spaces vs. klassischer Büroarbeitsplatz in Firma						
6. Zweitwohnungen, Ferienwohnungen und AirB&B						
7. Onlineshopping vs. Ladeflächen, Auswirkung auf Logistik						
8. Spitex und betreutes Wohnen vs. Aufenthalt in Heimen						
9. Einkaufstourismus						
10. Laden von batteriebetriebenen Elektroautos						
11. Wirtschaftlichkeit und Potenzial der WKK-Technologie						
12. Automatisiertes Fahren (inkl. Digitalisierung im Verkehr)						
13. Produktion von Wasserstoff und Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen						
14. Produktion und Einsatz von Power-to-X-Treibstoffen						
Sektorielle Abgrenzung (bestehend)						
15. Sektorielle Abgrenzung des Energieverbrauchs von Bergbahnbetrieben						
16. Sektorielle Abgrenzung des Energieverbrauchs des Non-Road-Verkehrs						
Themenbereich «Räumliche Aspekte»						
17. Verdichtung der Bebauungsstruktur						
18. Räumlich-typologische Betrachtung ortsgebundener Potenziale						

Quelle: eigene Analysen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Je nach Themenbereich und Effekt (Tabelle 4) sind unterschiedliche Sektoren und deren Energienachfrageentwicklung betroffen und entsprechend müssen die Veränderungen sektorspezifisch in den Modellen repräsentiert werden. Basierend auf den einführenden Analysen und Ergebnissen wurden die Entwicklungen zusätzlich nach Relevanz unterschieden werden, wie stark die einzelnen Sektoren durch die Veränderung betroffen sind.

In einem weiteren Schritt wurden die einzelnen Themen nach ihrer Relevanz und dem Einfluss auf die Energienachfrage und die vorhandenen Potenziale sowie Datengrundlagen untersucht und entschieden, wie die einzelnen Themen in den Modellen und Szenarioanalysen repräsentiert werden können. Zusätzliche empirische Datenerhebungen waren nicht Teil der Arbeiten.

3.6.2 Zusammenfassung der Relevanzanalyse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Relevanzanalyse für die 18 Themen (Tabelle 5) und deren Berücksichtigung in den Modellrechnungen zusammengefasst.

Insgesamt werden 15 der 18 genannten Themen explizit oder implizit in die Szenarioanalyse integriert, mit dem entsprechenden Einfluss auf Energienachfrage und Potenzialeinschätzung. Hierbei handelt es sich zum Teil um szenario-invariante Effekte, die sich nur in der Dynamik innerhalb der Betrachtungsperiode zeigen (bis 2050 bzw. 2060), nicht jedoch zwischen den Szenarien. Die übrigen Themen wurden nicht explizit berücksichtigt, entweder wegen zu geringer Relevanz, wegen ungenügender Datenlage oder zum Wahren der Konsistenz zu Grundlagenarbeiten, auf denen die EP 2050+ aufbauen. Insbesondere die Auswirkungen im Transportsektor wurden durch die Übernahme der Rahmenbedingungen aus den Verkehrsperspektiven teilweise eingeschränkt. Für weitere Beschreibungen der Auswirkungen und deren Herleitung wird jeweils auf die weiteren Kapitel in diesem Bericht verwiesen.

Tabelle 5: Übersicht der Themen welche in den Szenariorechnungen auf Grund der Relevanzanalyse berücksichtigt wurden

Themen	Relevanz, approximative Abschätzung (PJ)	Berücksichtigung in der Modellierung der EP 2050+
Themenbereich Vor- und nachgelagerte Auswirkungen		
1. Nachfrage nach energieintensiven Materialien des Gebäudesektors	<u>Industrie:</u> Die Graue Primärenergie (PE Erstellung) des Gebäudeparks in der Schweiz lag gemäss Berechnungen des BFE-Projekts GEPAMOD im Jahr 2010 bei rund 21 TWh pro Jahr (gemäss Abschreibungsprinzip, d. h. Amortisation der Gebäudeteile über Lebensdauer). Bis ins Jahr 2050 ist eine Erhöhung um ca. einen Faktor 1.5 zu erwarten und in diesem Jahr unterscheiden sich Referenz und Effizienzzenario um knapp 2 TWh (6 PJ), was ca. 5 % entspricht. In einer Momentan-Betrachtung der effektiven Bautätigkeit (Investitionsprinzip) würde diese Differenz höher ausfallen. Allerdings fällt davon nur ein (kleiner bis mittlerer) Teil als Endenergie im Industriesektor der Schweiz an, weil ein markanter Teil der Grauen Energie in Form von Materialien importiert wird (z. B. Baustahl und andere Metalle oder metallische Komponenten, Flachglas, ein Teil Grundstoffe der Dämmmaterialien).	Szenario-invariante Fortschreibung der Nachfrage nach Zement, Baustahl, Metalle etc., da zwischen den Szenarien keine unterschiedliche Ersatzneubautätigkeit angenommen wird. Die Unterschiede bei den Effizienzmaterialien Dämmstoffe und Glas werden vernachlässigt (bereits im WWB kommen Dreifachverglasungen zum Einsatz).

Themen	Relevanz, approximative Abschätzung (PJ)	Berücksichtigung in der Modellierung der EP 2050+
Themenbereich «Auslagerungen»		
2. ICT-Auslagerung in die Cloud	<u>Privathaushalte und Dienstleistungsbranchen</u> (ohne Branche IKT): Abnahme im Bereich einige wenige PJ. <u>Branche Rechenzentren und IKT-Infrastruktur als Teil des DL-Sektors</u> : Zunahme um einige wenige PJ bis 2050 unter der Annahme, wobei durch die Verlagerung in professionelle Rechenzentren häufig ein Effizienzgewinn resultiert	Abnahme bei den Privathaushalten wird implizit berücksichtigt, Verlagerung innerhalb des DL-Sektor nicht (Modellierung erfolgt bedarfsnah direkt in den Branchen).
3. Convenience food, catering, food delivery vs. home cooking	<u>Convenience food</u> : Die Literatur und Branchenstatistiken weisen darauf hin, dass die Nachfrage nach Fertig-Produkten nicht mehr wie bisher weiterwächst, sondern künftig nur ein abgeschwächtes Wachstum ausweisen wird. Die energetischen Effekte auf Privathaushalte, Logistik, Verkehr können tendenziell vernachlässigt werden, die Auswirkungen auf die Lebensmittelindustrie und den DL-Sektor konnten nicht quantifiziert werden. <u>Home delivery</u> : Ein Haushalt tätigt im Durchschnitt alle drei Wochen eine Bestellung für einen Liefer-Service. Die Auswirkung auf den Energieverbrauch der Haushalte ist somit vernachlässigbar. Der Endenergieverbrauch der Gastronomie würde sich bei beispielsweise einer Verdoppelung des Marktvolumens von Liefer-Services nur gering erhöhen. Der Effekt kann somit vernachlässigt werden, auch für den Verkehrssektor.	Nein Nein
4. Externe Wäscheservices vs. Waschen/Trocknen in Haushalten und in der Hotellerie	<u>Dienstleistungssektor</u> : Bei einer Auslagerung zu externen Wäscheservices von beispielsweise zusätzlichen 50 % des Wäschevolumens würde sich der Endenergieverbrauch netto nur gering verändern. Der Effekt wird vernachlässigt. <u>Privathaushalte</u> : Bei einer Auslagerung der Wäsche von Hemden und weiterer Businesskleidung zu externen Wäscheservices von beispielsweise zusätzlichen 5-10% des Wäschevolumens, würde sich der Endenergieverbrauch nur geringfügig hin zum Dienstleistungssektor verlagern. Der Effekt wird vernachlässigt.	Nein
Themenbereich «Sektorielle Abgrenzungen»		
5. Desksharing vs. Homeoffice vs. Coworking Spaces vs. klassischer Büroarbeitsplatz in Firma	Wirkung bei einer angenommenen Diffusion von Homeoffice im Jahr 2040 von beispielsweise 5 % und bezogen auf den heutigen Verbrauch der Sektoren: <u>Dienstleistungssektor</u> : Wirkung Desk sharing und Homeoffice im Bereich weniger PJ, welche durch gewisse gegenläufige Aspekte kompensiert werden könnten (Räumlichkeiten für Begegnungszonen, Rückzugsmöglichkeiten, neue Angebote wie z.B. Co-Working spaces etc.) <u>Privathaushalte</u> : Wirkung Homeoffice im Bereich weniger PJ (z. B. in Form von zusätzlichem Platzbedarf, jedoch lediglich v.a. in Haushalten mit bereits hoher Belegung, z. B. in solchen mit Kindern). <u>Verkehr</u> : Wirkung Homeoffice und mobiles Arbeiten durch Verkehrsperspektiven vorgegeben.	Sektor Privathaushalte: implizit schwach berücksichtigt (keine Abschwächung des personenspezifischen Flächenwachstums). Sektor DL: implizit, durch Abschwächung des Anstiegs der Fläche pro Beschäftigten in Bürobranchen bzw. weiterer Rückgang in einigen Branchen. Sektor Verkehr: Ja, gemäss Ausgestaltung in den VP, jedoch keine Unterschiede zwischen den Szenarien der EP 2050+.

Themen	Relevanz, approximative Abschätzung (PJ)	Berücksichtigung in der Modellierung der EP 2050+
6. Zweitwohnungen, Ferienwohnungen und Airbnb	<p><u>Zweit- und Ferienwohnungen</u>: Flächenwachstum voraussichtlich geringer als Rest des Gebäudeparks. Auf der anderen Seite nimmt voraussichtlich die Auslastung zu (z. B. begründet durch entsprechende Auflagen von Tourismusgemeinden). Bei einer Zunahme der Auslastung um 10 % erhöht sich deren Energieverbrauch in der Grössenordnung von wenigen PJ.</p> <p><u>Privathaushalte</u>: Der Einfluss der Vermietung von <u>Hauptwohnsitzen</u> über Airbnb und ähnliche Plattformen dürfte in der Schweiz gemessen an den Logiernächten eine untergeordnete Rolle spielen und wird vernachlässigt.</p>	Ja, steigende Nutzung der Zeit- und Ferienwohnungen unterstellt.
7. Onlineshopping vs. Ladeflächen und Auswirkung auf Logistik	Ladenflächen des Detailhandels: Nehmen die Detailhandelsflächen beispielsweise um 10 % ab oder in der dynamischen Betrachtung weniger stark zu, ergäbe dies eine Verbrauchsreduktion von wenigen PJ. Auf der anderen Seite könnte der Verbrauch in der Logistik zunehmen (stationär und mobil). Eine verlässliche Grundlage über den Nettoeffekt war zum Zeitpunkt der hauptsächlichen Festlegungen der Energieperspektiven (Ende 2019 bis Mitte 2020) nicht verfügbar.	Sektor DL: berücksichtigt wie folgt: Anstieg der Beschäftigten im Detailhandel unterproportional zu Bevölkerungswachstum, Fläche noch stärker unterproportional. Sektor Verkehr: Auswirkungen auf Mobilität zu einem späteren Zeitpunkt zu betrachten.
8. Spitex und betreutes Wohnen vs. Aufenthalt in Heimen. Effekt von neuen Gesundheitsangeboten.	Würden 10 % der in Altersheimen lebenden Personen stattdessen in Privaten Haushalten wohnen, würde sich die Anzahl Haushalte um rund 0.2 % erhöhen. Neue (mobile) Angebote im Bereich Gesundheit sowie körperliches und physisches Wohlbefinden führen dazu, dass der Flächenbedarf im Gesundheitswesen wesentlich weniger stark wächst als die Wertschöpfung, aber auch weniger stark als die Beschäftigten (v.a. ab 2040).	Ja, diese Effekte werden in den Rahmendaten berücksichtigt.
9. Einkaufstourismus	Einkaufstourismus im Detailhandel und Tanktourismus: stark abhängig von relativen Preisen, Wechselkursentwicklungen und Politikinstrumenten in der Schweiz und im benachbarten Ausland (z. B. was Treibstoffabgaben oder Lenkungsinstrumente betrifft)	Nein, da zu stark abhängig von unsicheren Wechselkurs- und Preisentwicklungen
10. Sektorielle Abgrenzung des Energieverbrauchs von Bergbahnbetrieben	Klärung der Abgrenzungsfrage: Der Energieverbrauch der Bergbahnbetriebe ist analog der Gesamtenergiestatistik dem Verkehrssektor zuzuordnen. Die Modellierung erfolgt durch INFRAS.	Ja.
11. Sektorielle Abgrenzung des Energieverbrauchs des Non-Road-Verkehrs	Die Abgrenzung erfolgt grundsätzlich analog wie in der Gesamtenergiestatistik: Treibstoffe werden im Verkehrssektor berücksichtigt, der Elektrizitätsverbrauch in den jeweils betroffenen anderen Sektoren. Ausnahme betreffen den Industriesektor (der elektrisch betriebene Werkverkehr (Gabelstapler) wird im Industriemodell von Prognos nicht berücksichtigt, im Non-Road-Modell von INFRAS jedoch schon) und eine Elektrifizierung des Non-Road-Verkehrs (dieser wird ebenfalls im Non-Road-Modell von INFRAS berücksichtigt).	Ja, der Energieverbrauch der Non-Road-Verkehrs wird analog der Gesamtenergiestatistik dem Verkehrssektor zugeordnet.
12. Laden von batteriebetriebenen Elektroautos	Das Thema wurde bereits zu Beginn der Relevanzanalyse als sehr relevant eingestuft und ist in den Modellen der Energieperspektiven berücksichtigt.	Ja, je nach Szenario deutlich unterschiedlich

Themenbereich «Unterscheidung zwischen der Mikro- und der Makro-Ebene»

Themen	Relevanz, approximative Abschätzung (PJ)	Berücksichtigung in der Modellierung der EP 2050+
13. Wirtschaftlichkeit und Potenzial der WKK-Technologie	Das Potenzial der WKK-Technologie ist stark von verschiedenen ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig. Und hiervon ist wiederum die Diffusionsrate der Technologie abhängig, die im PJ-Bereich variieren kann.	Ja, siehe WKK Exkurs
14. Automatisiertes Fahren (inkl. Digitalisierung im Verkehr)	Das Thema ist relevant und wird in den Szenarien der Energieperspektiven berücksichtigt. Die Ausgestaltung der Berücksichtigung ist dabei grundsätzlich bereits durch die Verkehrsperspektiven-Szenarien vorgegeben (d.h. keine Unterschiede zwischen den Szenarien der EP 2050+, da überall das Referenzszenario der VP verwendet wird).	Ja, gemäss Ausgestaltung in den VP, jedoch keine Unterschiede zwischen den Szenarien der EP 2050+
15. Produktion von Wasserstoff und Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeuge	Das Thema ist ziemlich relevant (Effekt bis zu einigen wenigen zehn PJ).	Ja, je nach Szenario unterschiedlich.
16. Produktion und Einsatz von Power-to-X-Treibstoffen	Das Thema ist ziemlich relevant und wird in den Szenarien berücksichtigt (Effekt bis zu einigen zehn PJ)..	Ja, je nach Szenario unterschiedlich
Themenbereich «Räumliche Aspekte»		
17. Verdichtung der Bauungsstruktur	<p><u>Gebäude:</u> Es ist davon auszugehen, dass aufgrund des knappen Baulands, des Bevölkerungswachstums, des Wachstums des Wohlstandes sowie der RPG-Revision vermehrt verdichtet gebaut wird. Entsprechend wurde bei den Annahmen eine Verschiebung der Anteil von den EFH zu den MFH unterstellt.</p> <p><u>Verkehr:</u> Das Thema ist relevant. Die Ausgestaltung der Berücksichtigung ist grundsätzlich bereits durch die Verkehrsperspektiven-Szenarien vorgegeben (d.h. keine Unterschiede zwischen den Szenarien der EP 2050+, da überall das Referenzszenario der VP verwendet wird.</p>	<p>Ja, im Gebäudebereich und bei der Einschätzung des Potenzials von Luft-Wasser-Wärmepumpen.</p> <p>Verkehr: Ja, gemäss Ausgestaltung in den VP, jedoch keine Unterschiede zwischen den Szenarien der EP 2050+</p>
18. Räumlich-typologische Betrachtung der orts- bzw. gebäudegebundenen Potenziale	<p><u>Erdsonden-Wärmepumpen:</u> Im Jahr 2050 kann ohne geothermische Regeneration nur ein kleiner Teil des gesamten Wärmebedarfs der Gebäude mit geothermischer Wärme gedeckt werden (selbst in EFH-Quartieren kann bei flächendeckender Versorgung mit Erdwärmesonden eine Regeneration erforderlich sein). Bei einer weitergehenden Durchdringung sind eine Regeneration und deren Kosten zu berücksichtigen.</p> <p><u>Ortsgebundene Potenziale (KVA, ARA, Grundwasser- und Oberflächengewässer, mitteltiefe und tiefe Geothermie):</u> Eine räumliche Analyse, d. h. die räumliche Verschneidung von räumlich differenzierter Nachfrage und Potenzialen zur Bestimmung der nutzbaren Anteile mittels thermischer Netze, ist relevant.</p> <p><u>Luft-Wasser-Wärmepumpen:</u> Eine räumliche standortspezifische Analyse zur Bestimmung der platz- und lärmbedingten Restriktionen bildet die Grundlage der Annahmen für die verschiedenen Szenario-Varianten (s. Kap. 5.3).</p> <p><u>Industrielle und gewerbliche Abwärme:</u> Das grundsätzlich verfügbare Abwärmepotenzial der EHS-Unternehmen beträgt ca. 5 PJ (hierbei sind grobe Abschätzungen bzgl. interner und externer Nutzung der Abwärme bereits</p>	Ja, siehe Kap. 5.3 Potenziale und Restriktionen erneuerbare thermische Energie im Wärmebereich.

Themen	Relevanz, approximative Abschätzung (PJ)	Berücksichtigung in der Modellierung der EP 2050+
	<p>berücksichtigt). Die potenziell <u>nutzbare</u> Abwärme von EHS-Unternehmen zur Nutzung in Gebäuden mittels thermischer Netze wird im Rahmen der räumlichen Analysen berücksichtigt (s. Kap. 5.3).</p> <p><u>Abwärme Dienstleistungssektor</u>, namentlich aus Rechenzentren: Zielkonflikt zwischen hoch-effizientem «Wegkühlen» (tiefer PUE nahe bei 1) und Lieferung von Abwärme an Externe (mittels Nah- und Fernwärme). Deshalb trotz punktueller lokaler Relevanz und bestehenden Praxisbeispielen auf gesamtschweizerischer Ebene im Rahmen der EP 2050+ nicht explizit berücksichtigt.</p>	
Quelle: eigene Analysen		© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Weitere Details der Entwicklungsmechanismen und deren Berücksichtigung in den Potenzialanalysen und in den verschiedenen Sektormodellen sind in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben.

4 Rahmendaten

Rahmendaten sind wichtige Treiber des Schweizer Energiesystems, werden von diesem aber selbst 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.

Nachfolgend werden die Entwicklungen der zentralen Rahmendaten bis zum Jahr 2060 beschrieben.

4.1 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.⁸ Weitere wichtige Indikatoren für die Demografie sind die Zahl der privaten Haushalte und die Struktur der Haushaltsgrösse, welche vom BFS beruhend auf den Ergebnissen der Bevölkerungsszenarien der Schweiz für die Jahre 2015 bis 2045 erarbeitet wurde (BFS, 2017a). Die Trendfortschreibung bis 2060 beruht auf einer eigenen Berechnung. Dabei wird von einer weiteren Abnahme der «grossen» Haushalte mit drei oder mehr Personen und einer Zunahme der «kleinen» Haushalte mit ein oder zwei Personen ausgegangen.

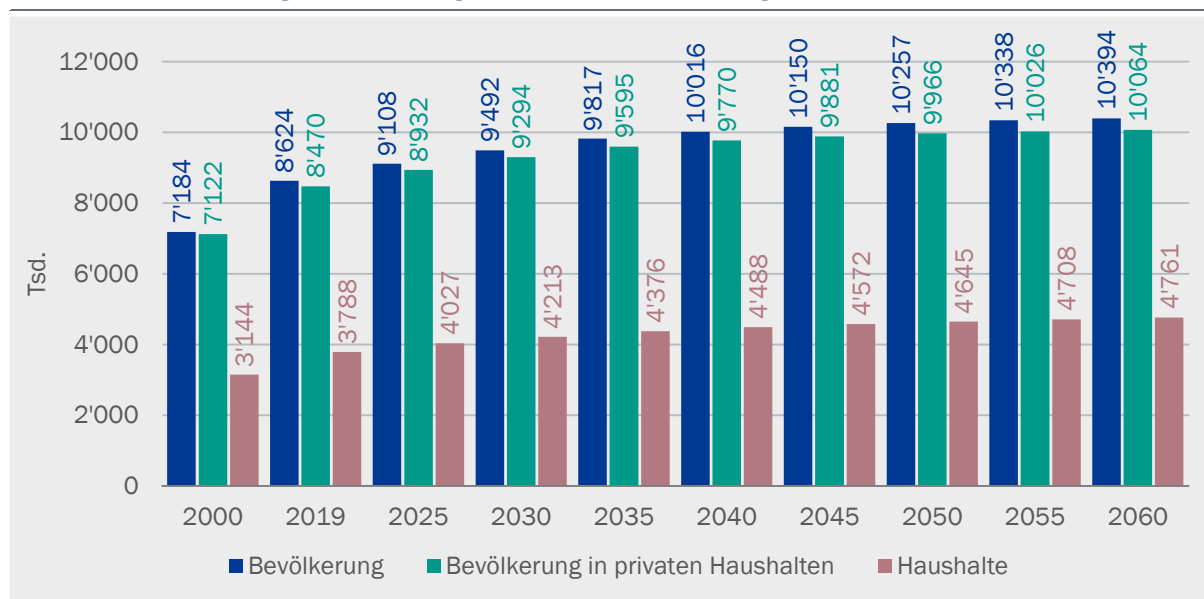
Die mittlere Wohnbevölkerung steigt im Betrachtungszeitraum stark an (s. Abbildung 4). Sie erhöht sich von 7.2 Millionen in 2000 auf über 10.3 Millionen Menschen in 2050 (+43 %). Zwischen 2050 und 2060 wächst die Bevölkerung nur noch langsam, insgesamt um 1 %. Der Grossteil der Wohnbevölkerung lebt in privaten Haushalten, ein kleiner Teil wird den Kollektivhaushalten zugerechnet (Anstalten, Wohnheime, Altersheimen, Spitäler u. ä.).⁹ Aufgrund der Alterung der Bevölkerung und des ansteigenden Anteils der über 80-Jährigen, nimmt in den Szenarien der Anteil der Bevölkerung in Kollektivhaushalten leicht zu und der Anteil in privaten Haushalten ab.

⁸ Für die Bildung der Zeitreihe wurden die Werte bis zum 1.1.2017 aus der Bilanz der ständigen Wohnbevölkerung des BFS mit dem Stand vom 6.4.2018 übernommen. Die Fortschreibung erfolgte anhand der Wachstumsrate der Bevölkerungsszenarien des BFS (BFS 2015).

⁹ Eine Unterscheidung in Bevölkerung insgesamt und Bevölkerung in privaten Haushalten ist notwendig, da für die Jahre ab 2045 die Zahl der Haushalte eigenständig anhand der Bevölkerung in privaten Haushalten und der mittleren Haushaltsgrösse berechnet wird. Würde dazu die Gesamtbevölkerung angesetzt, ergäbe sich eine zu hohe Anzahl an Haushalten. Die Zahl der Haushalte ist eine zentrale Vorgabe für die Entwicklung des Wohnungsbestands und der Zahl der Elektrogeräte.

Abbildung 4: Bevölkerungsentwicklung

Annahmen zur Entwicklung von Bevölkerung, Haushalten und Erwerbstätigen, 2000 bis 2060.



Quelle: eigene Darstellung, Entwicklung gemäss (BFS, 2017a, 2015)

Tabelle 6: Bevölkerung, Haushalte und Haushaltstruktur

Jahresmittelwerte im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2060, in Tsd.

	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Bevölkerung	7'184	8'624	9'108	9'492	9'817	10'016	10'150	10'257	10'338	10'394
Bevölkerung in PHH	7'122	8'470	8'932	9'294	9'595	9'770	9'881	9'966	10'026	10'064
private Haushalte	3'144	3'788	4'027	4'213	4'376	4'488	4'572	4'645	4'708	4'761
1-Personenhaushalte	35.4 %	35.4 %	35.8 %	36.1 %	36.5 %	37.0 %	37.5 %	38.0 %	38.5 %	39.0 %
2-Personenhaushalte	31.8 %	32.9 %	33.3 %	33.4 %	33.5 %	33.6 %	33.7 %	33.7 %	33.7 %	33.7 %
3-Personenhaushalte	13.0 %	13.1 %	12.8 %	12.5 %	12.3 %	12.1 %	12.0 %	11.8 %	11.7 %	11.6 %
4-Personenhaushalte	13.3 %	12.6 %	12.3 %	12.1 %	11.8 %	11.6 %	11.3 %	11.0 %	10.8 %	10.5 %
5-Personenhaushalte	4.6 %	4.3 %	4.2 %	4.2 %	4.1 %	4.0 %	3.9 %	3.8 %	3.7 %	3.6 %
6- und mehr Personenhaushalte	1.8 %	1.7 %	1.7 %	1.7 %	1.7 %	1.6 %	1.6 %	1.6 %	1.6 %	1.5 %
durchschnittliche Haushaltsgrösse	2.27	2.24	2.22	2.21	2.19	2.18	2.16	2.15	2.13	2.11

PHH: private Haushalte

Quelle: eigene Darstellung, Entwicklung gemäss (BFS, 2017a, 2015)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Zahl der Haushalte in der Schweiz erhöht sich zwischen 2000 und 2050 um 1.5 Millionen (+48 %). Ursache hierfür sind die steigende Bevölkerung in privaten Haushalten (+40 %) und die abnehmende Haushaltsgrösse. Der Anteil der Ein- und Zweipersonenhaushalte nimmt im Betrachtungszeitraum zu, während sich der Anteil der Haushalte mit 3 oder mehr Personen verringert (s. Tabelle 6). Als Folge dieser Entwicklung sind im Jahr 2050 knapp 72 % aller Haushalte Ein- oder Zweipersonenhaushalte, im Jahr 2000 waren es 67 %. Diese Veränderungen führen zu einer Abnahme der durchschnittlichen Haushaltsgrösse von 2.27 Personen je Haushalt im Jahr 2000 auf 2.15 im Jahr 2050. Nach 2050 steigt die Zahl der Haushalte weiter an, auf 4.76 Mio. im Jahr 2060. Die durchschnittliche Haushaltsgrösse beträgt dann 2.11.

4.2 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 bis 2045 (BFS 2015) und einer Schätzung des Wachstums der Arbeitsproduktivität von 1 % pro Jahr ab 2020 (s. Abbildung 5).¹⁰

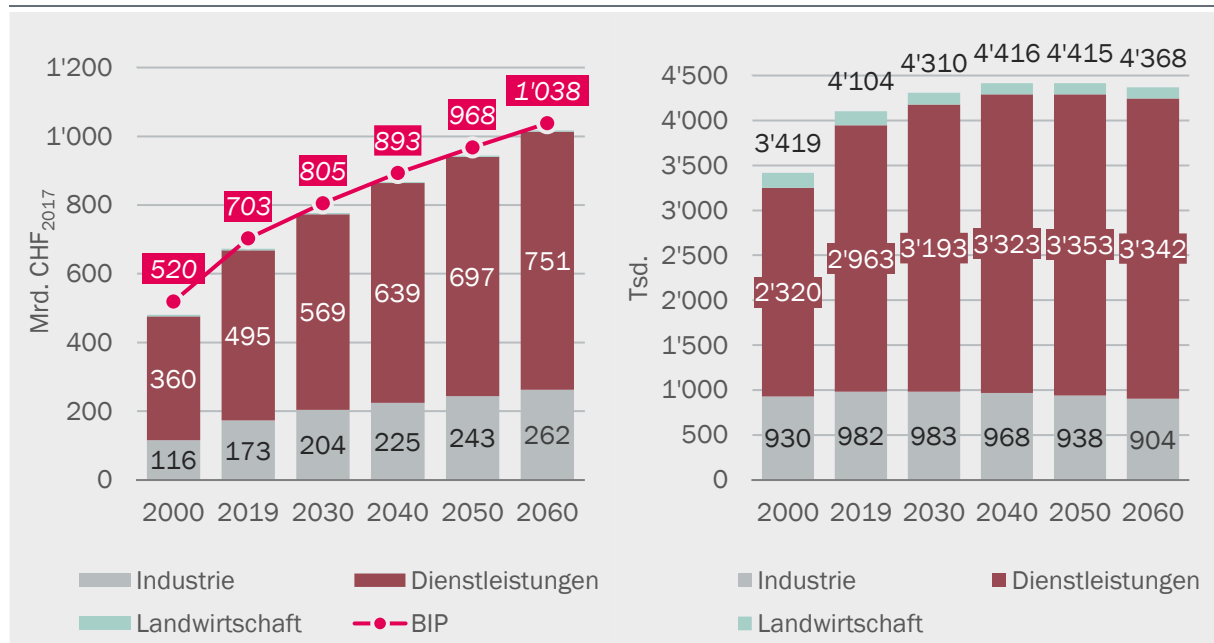
Als Input für die Modelle der Sektoren Dienstleistung und Industrie werden Wertschöpfungszenarien benötigt, die die schweizerische Wirtschaftsstruktur in einzelnen Branchen abbilden. Eco-plan (2011) hat im Jahr 2011 für die Bundeskanzlei und das Bundesamt für Raumentwicklung ARE Szenarien für die Branchenentwicklung von 2008 bis 2030 erstellt. Für die Energieperspektiven 2050+ wurde diese Studie mit dem Zeithorizont 2060 aktualisiert (Ecoplan, 2019). 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 aktuellen Szenarien und Prognosen zur Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung (BFS, 2015; SECO, 2018) verwendet. Als Startpunkt dient jeweils die auf NOGA 2008 basierende Input-Output-Tabelle 2014 des Bundesamts für Statistik (BFS, 2018a). Als Resultat der Branchenszenarien ergibt sich die sektorale Entwicklung für den Bruttowertschöpfungswert, die Wertschöpfung und die Beschäftigten (Vollzeitäquivalente) von 20 differenzierten Branchen. Die in Eco-plan (2011) publizierte Branchenstruktur und deren Entwicklung wurden leicht angepasst, um die spezifische Branchenstruktur der Industrie- und Dienstleistungs-Modelle der EP 2050+ 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 +12 % im Dienstleistungssektor (Wachstum bezogen auf der Zeitperiode 2020-2050). Abbildung 5 zeigt die Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+.

¹⁰ 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.

Abbildung 5: Wirtschaftsentwicklung

Annahmen zur Entwicklung von BIP, Bruttowertschöpfung nach Sektoren (linke Abbildung) und Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten nach Sektoren (rechte Abbildung), 2000 bis 2060.



Quelle: BIP-Entwicklung gemäss SECO (2018), BWS- und VZÄ-Entwicklung gemäss Ecoplan (2019) und eigenen Annahmen

Die sektorale Wirtschaftsentwicklung bis 2060 basiert auf den Branchenszenarien von Ecoplan (2019), die für den Perspektivstab des Bundes berechnet wurden. Die Entwicklung der einzelnen Branchen ist dargestellt in den Sektorkapiteln zur Industrie (7.2) und den Dienstleistungen (7.3).

Zu beachten ist, dass die in den Energieperspektiven unterstellten Branchen-Entwicklungen zu den Entwicklungen gemäss Ecoplan leicht abweichen können. Die Abweichungen sind auf unterschiedliche Abgrenzungen der Sektoren zurückzuführen (z. B. Raffinerie wird in den Energieperspektiven 2050+ nicht im Industriesektor, sondern im Umwandlungssektor berücksichtigt). Zudem wurde bis zum Jahr 2017 die statistische Ausgangslage der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung übernommen und ab dann die relative Entwicklung aus den Branchenszenarien von Ecoplan (2019) bis ins Jahr 2060 fortgeschrieben.

4.3 Energiebezugsflächen (EBF)

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

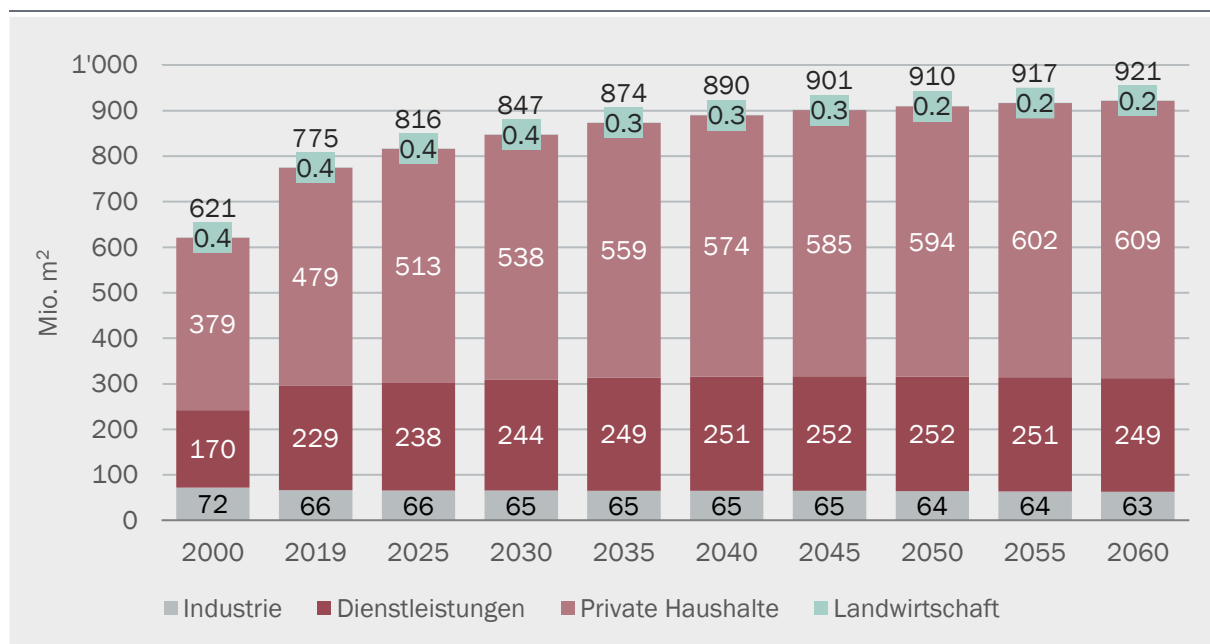
Die EBF der Wohngebäude werden nach verschiedenen Gebäudetypen differenziert: Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Wohnungen in Nichtwohngebäuden, kleine Zweitwohnungen und Ferienhäuser (1 bis 2 Wohnungen) sowie grosse Zweitwohnungen und Ferienhäuser (3+ Wohnungen). Wichtige spezifische Einflussfaktoren für die Entwicklung der EBF in Wohngebäuden sind die künftige Entwicklung der Bevölkerung, die Haushaltsstruktur, die damit verbundene 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 und 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 (Kleinvieh und Grossvieh). Teile dieser Flächen werden ebenfalls beheizt. Im Sinne einer Konvention werden diese Flächen im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ jedoch nicht als EBF behandelt, da deren Wärmebedarf unter Prozesswärme berücksichtigt wird.

Die EBF insgesamt erhöht sich von 621 Mio. m² im Jahr 2000 über 775 Mio. m² im Jahr 2019 auf 847 Mio. m² im Jahr 2030 (Abbildung 6). Die mittlere jährliche Wachstumsrate liegt in diesem Zeitraum bei 1.2 %. Nach 2030 verlangsamt sich das Flächenwachstum auf 0.4 % pro Jahr im Zeitraum 2030 bis 2060, die Gesamtfläche steigt bis 2060 auf 921 Mio. m². Ursache für die Verlangsamung ist insbesondere die Bevölkerungsentwicklung, deren Wachstum sich ebenfalls nach 2030 verlangsamt.

Abbildung 6: Entwicklung der Energiebezugsfläche nach Sektoren

in Millionen m²



Landwirtschaft: landwirtschaftliche Gebäudeflächen und Lager, ohne Treibhäuser; landwirtschaftliche Wohngebäude sind im Sektor Private Haushalte enthalten

Quelle: basierend auf Wüest Partner (2020) und eigener Fortschreibung © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Zeitraum 2019 bis 2060 ist die Zunahme im Sektor Private Haushalte (+27 %) am grössten. Im Dienstleistungssektor (inkl. Zweit- und Ferienwohnungen) wächst die EBF im Zeitraum 2019

bis 2060 um 9 %. Im Gegensatz zu den beiden erstgenannten Sektoren ist die EBF im Industriesektor im gleichen Zeitraum leicht rückläufig (-5 %).

Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung nach Branchen und nach Gebäudetypen findet sich in Kapitel 7 in den jeweiligen Sektorkapiteln.

4.4 Fahrleistungen

Die Verkehrsnachfrage, genauer gesagt, die zugehörigen Fahrleistungen (Fahrzeugkilometer pro Jahr) bestimmen wesentlich den Energiebedarf des Verkehrssektors. Im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ wurden diese Nachfragen aus den in 2019 bzw. 2020 jeweils aktuellen Prognosen der Bundesämter übernommen. Da keine dieser Prognosen den gesamten Zeitraum der Energieperspektiven 2050+ abdeckt, mussten die Daten jeweils ab 2040 oder 2050 fortgeschrieben werden. Die Szenarien der EP 2050+ zielen auf Reduktionen, die durch technische Massnahmen erzielt werden können. Die verwendeten Fahrleistungen stellen eine hohe Anforderung an solche Massnahmen. Somit kann hier von einer konservativen Annahme gesprochen werden.

Strasse und Schiene

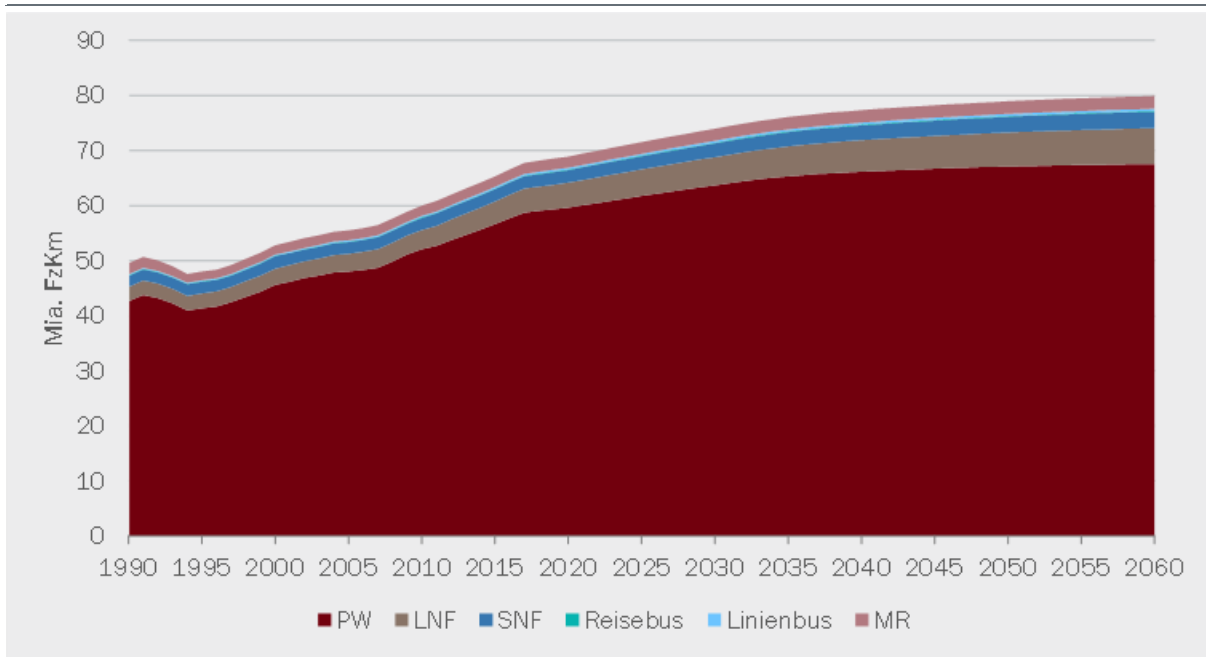
Eine zentrale Grundlage für den Verkehrssektor in den Energieperspektiven 2050+ bilden die Ergebnisse der Verkehrsperspektiven 2040 des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE, 2016). Die Verkehrsperspektiven beschreiben mögliche Entwicklungen des Personen- und Güterverkehrs auf Strasse und Schiene in der 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). Gemäss Verkehrsperspektiven 2040 werden die Fahrleistungen¹¹ 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. Den Energieperspektiven 2050+ wurden für den Strassen- und Schienenverkehr in allen Szenarien die Fahrleistungen des Szenarios Referenz der Verkehrsperspektiven 2040 zugrunde gelegt, da der Fokus der EP 2050+ auf Reduktionen liegt, die durch technische Massnahmen erzielt werden können. Dieses Szenario basiert auf statistischen Werten von 2010. Für die EP 2050+ wurde bis zum Jahr 2017 die statistische Ausgangslage des BFS (2017b) übernommen und ab dann die relative Entwicklung aus den Verkehrsperspektiven bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben. Ab 2050 wurde für den Strassenverkehr (s. Abbildung 7) eine Prognose auf Basis 2017 bis 2050 durch exponentielles Glätten erstellt. Somit ergibt sich im Personenverkehr praktisch eine Stabilisierung auf dem Niveau von 2050 (Anstieg 2050 bis 2060 kleiner als 1 %). Im Güterverkehr kommt es auch nach 2050 noch zu einem Anstieg der Fahrleistungen um 5 bis 6 %. Für den Schienenverkehr (s. Abbildung 8) wurde ab 2050 eine Stabilisierung der Fahrleistung sowohl beim Personen- als auch beim Güterverkehr angenommen. Die Werte zur Fahrleistung auf der Strasse sind auf der Website des BFE abrufbar¹².

¹¹ Die in den Szenarien unterstellte Verkehrsleistung (Personen-Kilometer bzw. Tonnen-Kilometer) sind für die Ergebnisse der Energieperspektiven 2050+ nicht relevant, da Energieverbräuche und Emissionen auf Basis der Fahrleistung (Fahrzeug-Kilometer) modelliert werden

¹² Download unter: https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.ex-turl.html/aHROcHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gyZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA0NDE=.html; Filename: EP 2050+_Detailergebnisse_2020-2050_Verkehrssektor_alle_Szenarien_2021-03-30.xlsx

Abbildung 7: Entwicklung Strassenfahrleistung

PW: Personenwagen; LNF: leichte Nutzfahrzeuge; SNF: schwere Nutzfahrzeuge; MR: Motorräder, in Mrd. FzKm

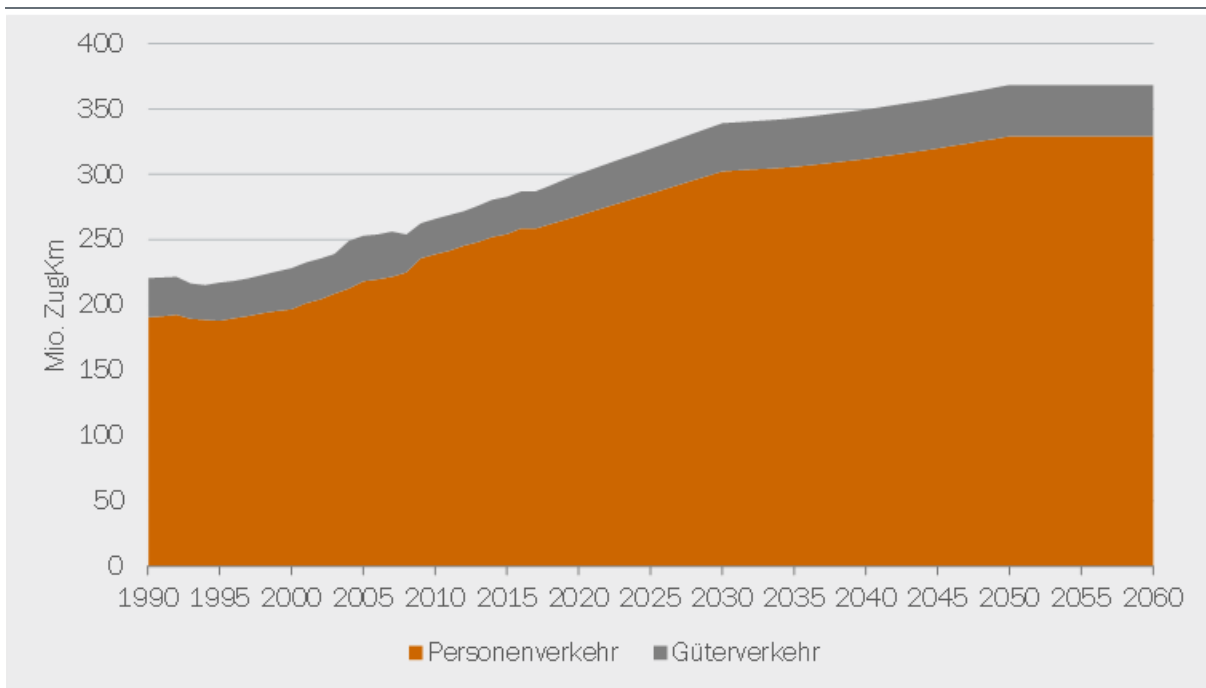


Quelle: ARE, 2016, eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 8: Entwicklung Schienenfahrleistung

in Mio. Zugkilometer (ZugKm)



Quelle: ARE 2016, eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

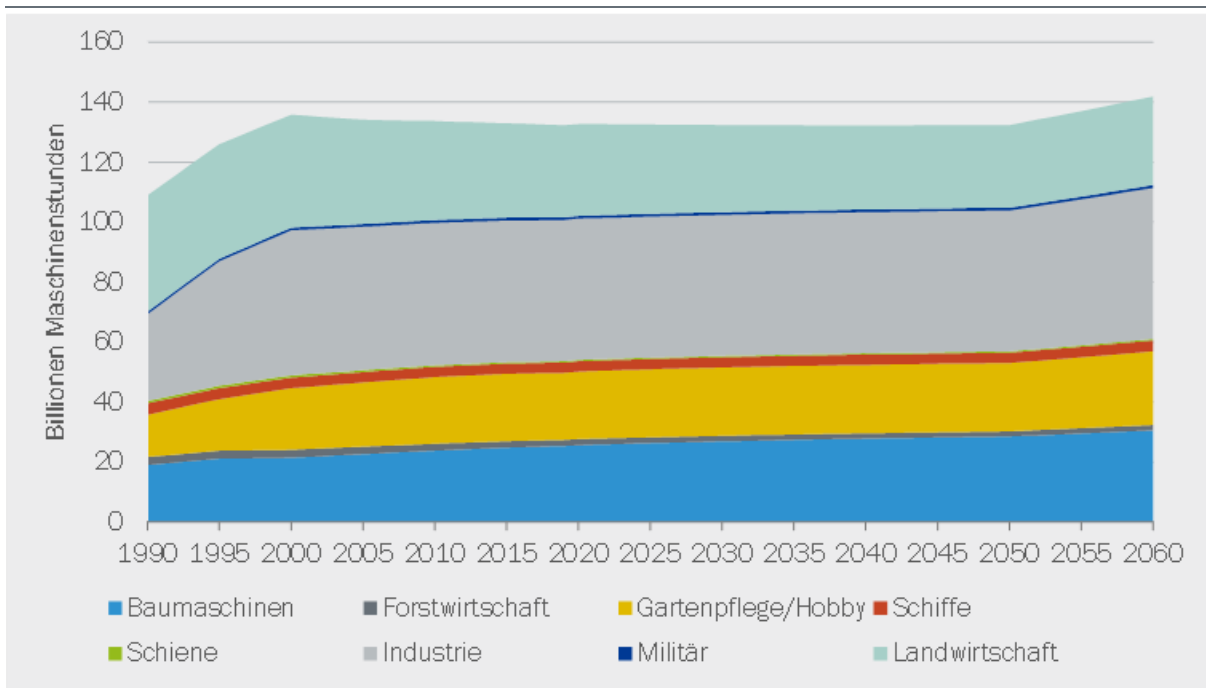
Mittlerweile wurden die neuen Verkehrsperspektiven 2050 (ARE, 2021) publiziert. Das Szenario Nachhaltige Gesellschaft zeigt, dass in einem stärker an das Netto-null-Ziel angelehnten Szenario mit entsprechenden Massnahmen (z. B. Mobility Pricing) und insgesamt höheren Mobilitätskosten im Strassen- und Schienenverkehr mit deutlich geringeren Fahrleistungen und einem höheren Bahnanteil gerechnet werden kann. Die hier in den Energieperspektiven 2050+ verwendeten Fahrleistungen stellen somit eine höhere Anforderung bezüglich technischer Massnahmen dar (wie beispielsweise PtX-Anteile), als das unter Verwendung der neuen Verkehrsperspektiven der Fall wäre.

Off-Road

Im Off-Road-Bereich wird anstelle der Fahrleistung die Entwicklung der Maschinenstunden als Mengengerüst für die Nachfrage verwendet. In den Energieperspektiven 2050+ wurden bis 2017 die Werte der Ex-Post-Analyse verwendet (Prognos et al., 2018). Für die Jahre 2018 bis 2050 wurde die relative Entwicklung der Maschinenstunden aus der Non-Road-Publikation des BAFU (2015) übernommen um die Maschinenstunden basierend auf dem BFS-Wert für 2017 zu berechnen. Ab 2051 wurde die BIP-Entwicklung als Basis genommen. Abbildung 9 zeigt die resultierende Entwicklung der Maschinenstunden (in Billionen Stunden pro Jahr).

Abbildung 9: Entwicklung Off-Road Verkehr

in Billionen Maschinenstunden



Schiene nur Baumaschinen und Rangierbetrieb; Militär ohne militärische Flugzeuge, die im Luftverkehr enthalten sind

Quelle: BAFU (2015), eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

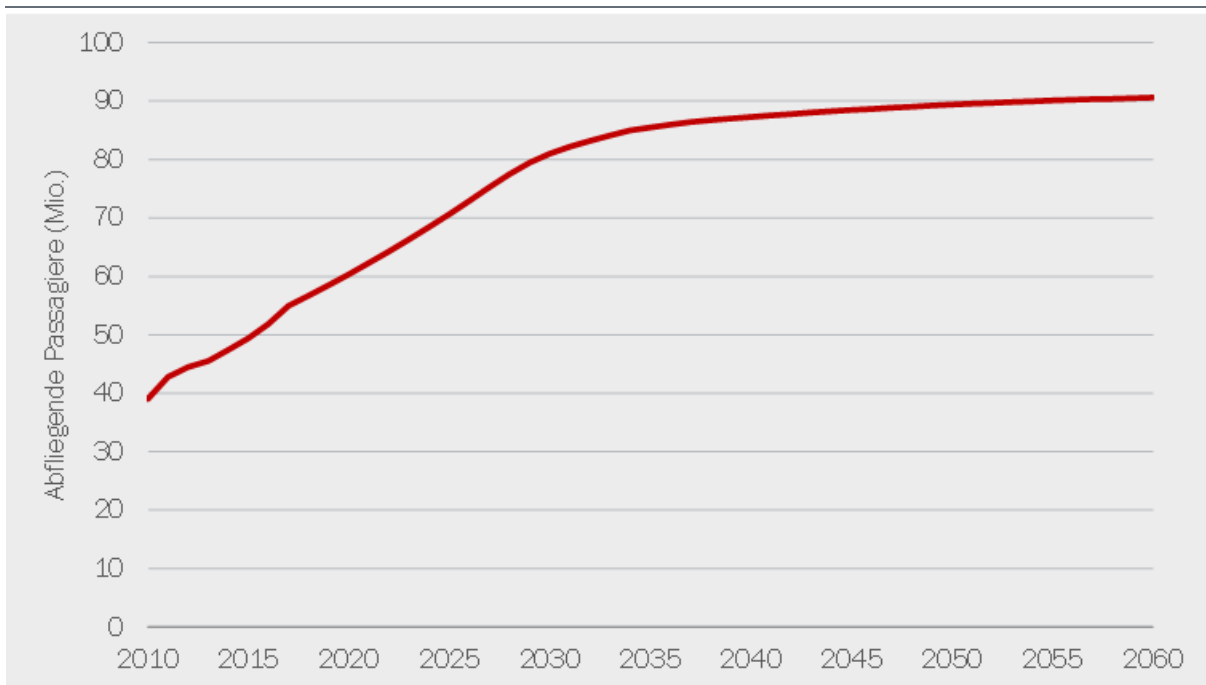
Luftverkehr

Mangels einer Prognose der Flugzeugkilometer für in der Schweiz betankte Flugzeuge, nutzt Intraplan (2015) beim nationalen und internationalen Luftverkehr als Basis für das Mengengerüst die Anzahl abfliegender Passagiere (Pax) (s. Abbildung 10). Für die Jahre 1990 bis 2019 wurden die Daten zur Anzahl der Passagiere aus der publizierten Statistik (BFS, 2020a) übernommen. Die Entwicklung von 2020 bis 2030 folgt derjenigen aus der Nachfrageprognose des Luftverkehrs in der Schweiz bis 2030 (Intraplan, 2015). Danach wird davon ausgegangen, dass das Wachstum der Passagierzahl der Entwicklung der Bevölkerung folgt.

Die Entwicklung der Pax entspricht nicht der Fahrleistung. Mit dem von Intraplan (Intraplan, 2015) prognostizierten Wachstum und den zugrunde gelegten Flugzeuggrößen kommen die Schweizer Flughäfen um 2030 an ihre Kapazitätsgrenze. Ab dann kann ein weiteres Wachstum nur noch durch grössere Flugzeuge und eine höhere Auslastung der Flugzeuge erzielt werden, was technisch und betrieblich nicht unbegrenzt möglich ist. Das bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass die Anzahl der Starts aus der Schweiz nach 2030 nicht mehr steigen wird. Weiter gehen wir davon aus, dass nach 2030 die durchschnittliche Flugdistanz pro Flug konstant bleiben wird. Damit werden auch die totalen Flugzeug-Kilometer der aus der Schweiz startenden Flugzeuge nicht mehr steigen. Die erste dieser Annahmen ist implizit in den Annahmen zur Effizienzsteigerung der Flugzeuge enthalten. Die zweite wird benötigt, um eine Beziehung zwischen Pax und dem Treibstoffverbrauch herzustellen. Mehr dazu findet sich in Kapitel 7.1.4.

Abbildung 10: Entwicklung Luftverkehr

Millionen aus der Schweiz abfliegende Passagiere



Quelle: (BFS, 2020a; Intraplan, 2015), eigene Berechnung)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

4.5 Energiepreise

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.

Weltmarktenergiepreise

Die Szenarien für die Weltmarktenergiepreise 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. Die Einbettung des Zielszenarios in eine internationale Harmonisierung stellt sicher, dass keine komparativen Nachteile für die Schweiz entstehen. In die Preisentwicklung ab 2040 fliesst die sinkende Nachfrage nach fossilen Energieträgern, die sich unter Berücksichtigung einer global konsistenten Klimapolitik ergibt, ein. Daraus folgt ein Rückgang der Energiepreise im Szenario ZERO ab 2040. Die Entwicklung der Energiepreise ab 2040 wird auf Basis eigener Annahmen fortgeschrieben. Dabei wird die weiter sinkende globale Nachfrage berücksichtigt.
- Für das **Szenario WWB** kommt die Preisentwicklung des IEA-Szenarios New Policy (NPS) zur Anwendung. Die Annahmen unter diesem Szenario entsprechen 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). Auch im Szenario WWB wird die Entwicklung der Energiepreise ab 2040 auf Basis eigener Annahmen fortgeschrieben. Dabei werden die Trends im Zeitraum bis 2040 fortgeschrieben und die relative Veränderung 2020 bis 2040 im NPS wird auf den Zeitraum 2040 bis 2060 übertragen.

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)¹³ 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:

¹³ 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.

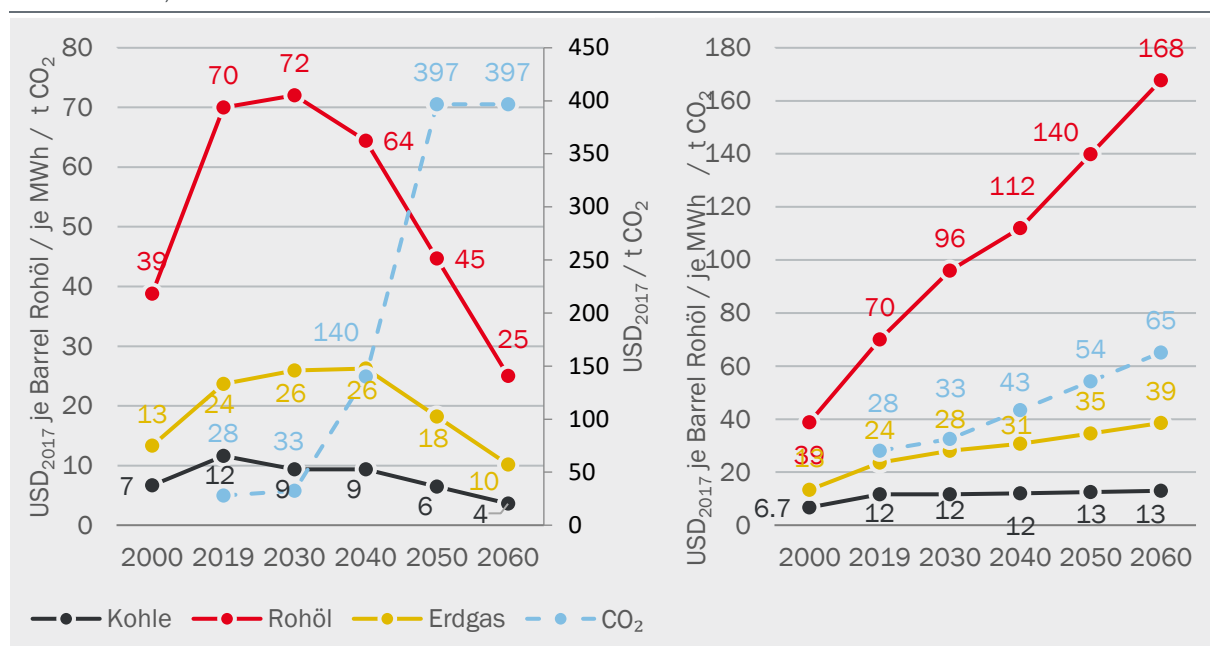
- Für das **Szenario WWB** kommt die Preisentwicklung des Szenarios New Policy (NPS) des WEO 2018 zur Anwendung.
- Dem **Szenario ZERO** werden die Preisentwicklungen des Szenarios Sustainable Development Szenario SDS des WEO 2018 zugrunde gelegt.

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 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, stützen wir uns für die Zeit nach 2040 auf Angaben der langfristigen strategischen Vision der Europäischen Kommission vom November 2018. 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, zwischen 2050 und 2060 wird er als gleichbleibend angenommen.

Abbildung 11 zeigt die Annahmen zur Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ im Zeitraum bis 2060.

Abbildung 11: Energie- und CO₂-Preise

Annahmen zur Entwicklung der Weltmarktenergiepreise und CO₂-Preise, 2000 bis 2060 (links: Szenario Zero, rechts: Szenario WWB)



Quelle: eigene Darstellung, Entwicklung gemäss eigenen Schätzungen basierend auf WEO (IEA, 2018) und (2019)

Grenzübergangspreise

Die Entwicklung der Grenzübergangspreise für ausgewählte Energieträger in den Szenarien ist in Tabelle 7 dargestellt. Gegenüber den Weltmarktenergiepreisen werden bei den Grenzübergangspreisen zusätzlich die Transportkosten an die Schweizer Grenze berücksichtigt. Nicht berücksichtigt sind Steuern und Abgaben, auch eine Vertriebsmarge ist in den Grenzübergangspreisen nicht enthalten.

Im Szenario Zero gehen die Preise für fossile Energieträger aufgrund der stark nachlassenden Nachfrage langfristig deutlich zurück. Im Szenario WWB hingegen steigen die Grenzübergangspreise für die fossilen Energieträger entsprechend der Entwicklung der Weltmarktpreise weiter an. Für die Entwicklung der strombasierten Energieträger sowie für die biogenen Energieträger wird bei der Preisentwicklung nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Die angenommene Preisentwicklung der strombasierten Energieträger basiert auf Prognos (2018a). Aus den dort hergeleiteten Kostenentwicklungen wurden im Rahmen der EP 2050+ Preise für die Schweiz abgeleitet, unter Berücksichtigung von Transportkosten an die Schweizer Grenze und einem Schweiz-Aufschlag. Die Entwicklung der Biomassepreise basiert auf eigenen Annahmen. Die in der Tabelle ausgewiesenen Biomassepreise stellen jeweils einen Mischpreis unterschiedlicher Herkunftsländer und Substrate dar. Die Preise der unterschiedenen Ausgangssubstrate variieren teilweise erheblich, entsprechend sind die ausgewiesenen Mischpreise mit grösseren Unsicherheiten verbunden.

Die dargestellten Importpreise für Strom sind im Gegensatz zu den übrigen Grenzübergangspreisen keine exogenen Vorgaben, sondern Ergebnis der Modellierung. Es handelt sich um gemittelte Importpreise aus den Nachbarländern. Die Grundlagen sind beschrieben in Kapitel 8.6.4.

Tabelle 7: Grenzübergangspreise für Energie

nach Szenarien und Energieträgern, in Rp./kWh (reale Preise mit Basis 2017; unterer Heizwert H_u)

	2015	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Szenario ZERO										
Benzin	5.1	5.8	5.4	5.1	4.8	4.5	3.7	2.9	2.3	1.6
Diesel, Heizöl, Kerosin	4.9	5.6	5.3	5.2	4.9	4.6	3.8	3.0	2.3	1.7
Rohöl	3.3	4.7	4.9	4.7	4.5	4.2	3.6	2.9	2.3	1.6
Erdgas	2.9	2.5	3.3	3.4	3.4	3.4	2.9	2.4	1.8	1.3
Kohle	1.5	2.1	1.8	1.7	1.7	1.7	1.4	1.2	0.9	0.6
feste Biomasse	2.5	3.1	3.3	3.5	3.7	3.9	4.2	4.4	4.6	4.8
Biogas	11.7	11.8	12.0	12.3	12.5	12.7	12.9	13.2	13.4	13.6
Biotreibstoffe	18.5	18.4	19.0	19.3	19.6	19.8	20.0	20.2	20.4	20.5
Stromimporte	4.0	6.3	4.9	4.7	7.0	7.6	12.3	13.9	14.8	14.4
Wasserstoff / PtH ₂			26.2	24.1	23.0	21.4	20.8	19.5	19.4	18.5
PtL			43.4	40.1	37.8	35.5	33.7	31.9	31.2	30.3
PtMethan			38.6	35.7	33.8	31.7	30.3	28.6	28.1	27.2

	2015	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Szenario WWB										
Benzin	5.1	5.8	6.3	6.7	7.2	7.7	8.1	8.6	9.2	9.7
Diesel, Heizöl, Kerosin	4.9	5.6	6.2	6.9	7.4	7.8	8.3	8.8	9.4	9.9
Rohöl	3.3	4.7	5.4	6.0	6.4	6.8	7.2	7.7	8.1	8.6
Erdgas	2.9	2.5	3.5	3.6	3.8	4.0	4.2	4.5	4.7	5.0
Kohle	1.5	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4
feste Biomasse	2.5	3.1	3.3	3.5	3.7	3.9	4.2	4.4	4.6	4.8
Biogas	11.7	11.8	12.0	12.3	12.5	12.7	12.9	13.2	13.4	13.6
Biotreibstoffe	18.5	18.4	19.0	19.3	19.6	19.8	20.0	20.2	20.4	20.5
Stromimporte	4.0	6.3	5.7	5.9	7.1	8.1	8.4	8.2	9.0	9.8
Wasserstoff / PtH ₂			26.2	24.1	23.0	21.4	20.8	19.5	19.4	18.5
PtL			43.4	40.1	37.8	35.5	33.7	31.9	31.2	30.3
PtMethan			38.6	35.7	33.8	31.7	30.3	28.6	28.1	27.2

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Mithilfe der Grenzübergangspreise können inländische Verbrauchspreise abgeleitet werden, die im Szenario WWB die Investitionsentscheidungen der Wirtschaftsakteure beeinflussen. Für die Ableitung der Verbraucherpreise sind auch Annahmen zur Entwicklung von Instrumenten notwendig. So können Aussagen zur Entwicklung von Preisbestandteilen wie Abgaben und Umlagen gemacht werden. Da im Szenario ZERO keine expliziten Annahmen zu den notwendigen Instrumenten getroffen werden, können diese Preisbestandteile nicht bestimmt werden. Auf eine Darstellung der Preise für Verbraucherinnen und Verbraucher wird deshalb verzichtet.

4.6 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).¹⁴ Dem Szenario RCP 8.5 werden keine Klimaschutzmassnahmen unterstellt und trotz (autonomen) technischen Fortschritts nehmen die weltweiten Emissionen – und mit ihnen die Erwärmung – stetig zu. Im Szenario RCP 2.6 wird hingegen angenommen, dass die Senkung der THG-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 deutlich weniger als 2 °C (gegenüber der vorindustriellen Zeit). Das mittlere Szenario RCP 4.5 geht von einer Senkung der Emissionen

¹⁴ 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.

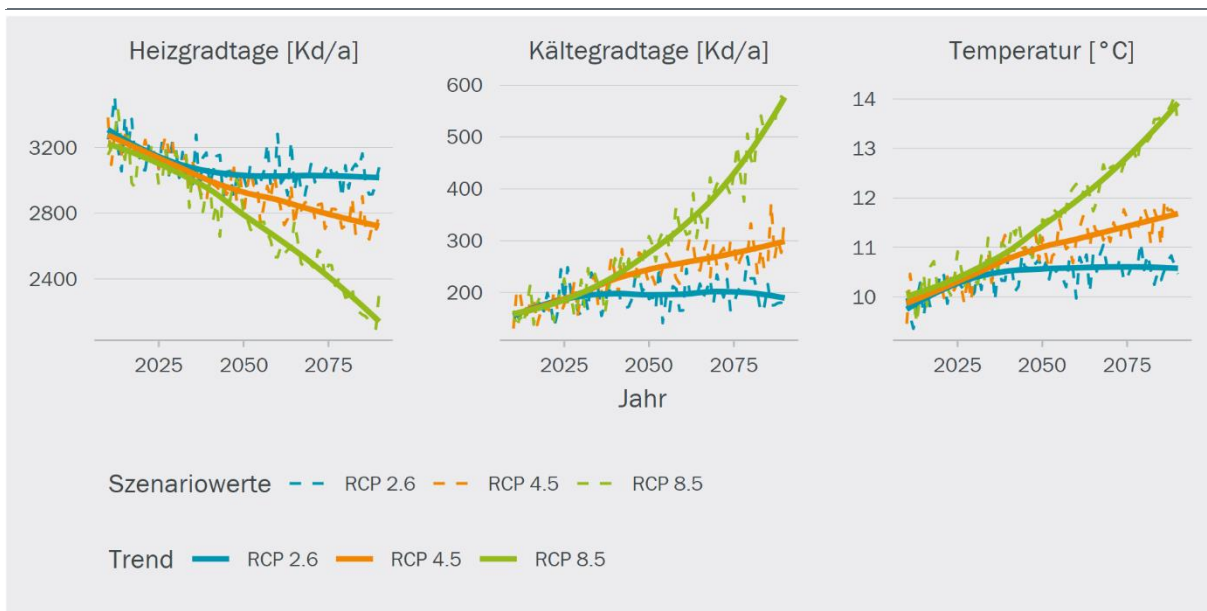
erst nach 2050 und von einem mittleren globalen Temperaturanstieg von circa 2.5 °C aus (bis zum Jahr 2100 gegenüber 1850).

Basierend auf diesen Szenarien zum CO₂-Ausstoss wurde die Entwicklung mehrerer Indikatoren (mittlere Tagestemperatur, Niederschlag, Feuchtigkeit etc.) für verschiedene Schweizer Wetterstationen durch MeteoSchweiz abgeleitet bzw. modelliert (CH2018, 2018). Angesichts der divergierenden 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, dem Szenario ZERO wird die Entwicklung aus dem Szenario RCP 2.6 unterstellt. Im Szenario RCP 4.5 steigt die mittlere Jahrestemperatur in der Schweiz bis zum Jahr 2060 auf 11.2 °C, im Szenario RCP 2.6 auf 10.6 °C. Im Zeitraum 1984 bis 2010 betrug die mittlere Jahrestemperatur rund 9.5 °C. Im Vergleich mit der Durchschnittstemperatur der vorindustriellen Referenzperiode hat sich die Schweiz bis heute um knapp 2 °C erwärmt. Das ist mehr als das Doppelte der durchschnittlichen globalen Erwärmung von 0.8 °C (Stand 2018; (MeteoSchweiz, 2018).

Für die Entwicklung der Energienachfrage sind Entwicklungen der Heizgradtage (HGT) und Kühlgradtage (CDD) entscheidend. Diese wurden anhand der mittleren Tagestemperaturen von 53 Messstationen aus den Szenarien RCP 4.5 und RCP 2.6 bis 2060 bestimmt. Aus den Szenariowerten für die einzelnen Stationen wurde über einen gewichteten Mittelwert die Entwicklung für das gesamte Gebiet der Schweiz ermittelt. Über eine Trendschätzung wurden die resultierenden Werte wiederum geglättet. Die Mittelwerte und der geschätzte Trend finden sich in Abbildung 12.

Abbildung 12: Trendentwicklung klimaszenarischer Indikatoren

Anhand der Stationswerten berechnete Jahresmittelwerte für die Schweiz und gefitteter Trend



Kältegradtage wird hier als Synonym zu Kühlgradtagen verwendet; Kd steht für Kelvin days (~Gradtage)

Quelle: eigene Darstellung, Berechnung anhand der Klimaszenarien 2018 (CH2018, 2018).

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, zum Beispiel der Bedarf nach Raumwärme und Klimatisierung. Auf der Seite des Stromangebots zählt die Stromerzeugung aus Wasserkraft und anderer erneuerbaren Energien dazu. Besondere Bedeutung hat dabei die Struktur des Wetterjahres, die sich bspw. im gleichzeitigen Auftreten von kalten Temperaturen und geringer Solarstrahlung o. ä. zeigt.

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 berücksichtigt wurde.

5 Potenziale und Potenzialrestriktionen

5.1 Biomasse

Das Biomassepotenzial der Schweiz wird auf Basis einer aktuellen Studie des WSL (Thees et al., 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 in den Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen 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 (BioTrade2020+, 2016; IINAS, 2016) angenommen. Das Importpotenzial für die Schweiz beträgt insgesamt 60 PJ, davon sind 48 PJ gasförmige Biomassen.

Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen findet sich in einem Exkurs zur Biomasse, der im Rahmen der EP 2050+ erstellt wurde (Prognos et al., 2021a).

5.2 EE-Strom

5.2.1 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 Lago Bianco 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.

5.2.2 Photovoltaik

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 den Sonnendach-Daten (BFE et al., 2017) liegt das Potenzial für die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen (Dachanlagen und Fassaden-PV) bei 67 TWh. Dieses technische Potenzial wird als primäre Datengrundlage in den Szenarien der Energieperspektiven verwendet. Daneben schätzt eine Studie der EPFL (2020) das Potenzial für die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz auf 24 TWh (mit einer Bandbreite von +/- 9 TWh). Das geringere Potenzial wird in dieser Studie mit höheren Anteilen der nicht für Photovoltaik nutzbaren Dachflächen begründet. Die Bandbreite, der in den Studien berechneten, verfügbaren Flächen und somit auch der durch die Flächen nutzbaren Strahlungswerte ist gross. In den Szenarien erfolgt der Ausbau der Stromerzeugung entsprechend der Vorgabe der jeweiligen Strategievariante zur Stromproduktion: nach aktuellen Rahmenbedingungen, nach den Richtwerten des Energiegesetzes¹⁵ bzw. der Botschaft des Bundesrates (2013) oder unter der Vorgabe einer ausgeglichene Jahresbilanz im Jahr 2050. Der im Szenario ZERO Basis bis zum Jahr 2050 realisierte PV-Ausbau liegt mit rund 34 TWh etwa in der Mitte der Bandbreite der in den oben zitierten Studien berechneten Potenziale.

In allen Szenarien der EP 2050+ wurden der vom BFE zur Verfügung gestellte Solarkataster für Dachflächen als Grundlage der Berechnung verwendet (Sonnendach-Daten). Da es sich hierbei um mehrere Millionen Datenpunkte handelt, wurden für die weitere Berechnung Dachflächentypen gebildet. Die Einteilung wurde dabei nach Stromertrag, installierbarer Anlagengrösse und Gebäudetyp vorgenommen, um somit typisierte Anlagensituation zu simulieren, die einen Aufschluss über die Wirtschaftlichkeit geben.

Annahmen zur Technologieentwicklung wurden teilweise aus PSI (2019) entnommen. Der Modulwirkungsgrad von 17 % ist in den Berechnungen über den Zeitverlauf konstant. Des Weiteren wurde ein Inverterwirkungsgrad mit 98 % und eine Performance Ratio von 80 % angenommen. Es wurde eine konstante Degradationsrate von 0.5 % pro Jahr unterstellt. Installationskosten wurden basierend auf PSI (2019) angenommen. Die Endkunden- und Grosshandelsstrompreise für den Stromverkauf wurden aus der stündlichen europäischen Strommarktmodellierung von Prognos abgeleitet. Hieraus wurden ebenfalls die vermiedenen Strommengen für die Anlagenbetreiber ermittelt.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurden für alle aus sonnendach.ch zur Verfügung gestellten Dachflächen eine Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellt. Hierbei wurden die relevanten Kosten (Installation und Wartung, Berücksichtigung von Investitionszuschüssen) und Erlöse

¹⁵ gemäss Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016

(vermiedener Strombezug, Stromverkauf unter Berücksichtigung von Einspeisetarifen) über die Lebensdauer der Anlage berücksichtigt

Der Zubau wurde in den Szenarien je nach Strategievariante modellendogen bestimmt oder durch die zu deckende Stromnachfrage exogen vorgegeben:

- 1.** Der Ausbau der PV in den Szenarien erfolgt für die Szenarien WWB und ZERO in der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen» aufgrund eines endogen berechneten Zubaus, der sich an Wirtschaftlichkeitsindikatoren orientiert. Dabei werden alle Anlagen, die sich in einem Jahr oberhalb eines Schwellenwerts der Wirtschaftlichkeit befinden zugebaut.
- 2.** Für die weiteren Szenarien bzw. Strategievarianten werden jeweils aus der Stromnachfrage resultierende (unter Berücksichtigung weiterer Stromerzeugungstechnologien) Restlasten berechnet, welche die Höhe der notwendigen PV-Erzeugung bestimmen. Der Zubau in den Szenarien erfolgt jedoch auch weiterhin anhand von Wirtschaftlichkeitsindikatoren.

Die Abschätzung der für die PV-Stromerzeugung verwendeten Fassadenflächen fusst auf der vom BFE in Auftrag gegebenen Studie zum Winterstromanteil der PV (Basler & Hofmann AG, 2021). Die zentralen Ergebnisse dieser Studie für das Jahr 2050 wurden übernommen: ein Winterstromanteil von ca. 31 % bei einem Fassadenanteil von 10 % an der PV-Stromerzeugung und rund 13 % an der installierten PV-Leistung. Auf eine detaillierte Modellierung wurde in den EP 2050+ verzichtet.

Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit der Dachflächen, wurde in den Ziel-Szenarien mit vorgegebener Stromerzeugung der Zubau nicht hierarchisch von der wirtschaftlichsten Fläche abwärts vorgenommen. Vielmehr erfolgte der Zubau anhand einer Normalverteilung um eine Dachfläche mit durchschnittlicher Strahlungsintensität. Nach Ende der Lebensdauer werden frei werdende Dachflächen wieder mit Neuanlagen bebaut.

Es wird ersichtlich, dass hier eine konservative Inanspruchnahme des ausgewiesenen Potenzials angenommen wurde, und sowohl schlechtere aber auch die besten Standorte nicht in die Berechnung eingegangen sind. Bei einer positiven Entwicklung des Modulwirkungsgrades sowie einer Verfügbarkeit von guten Dachflächen ist die benötigte Leistung installierter PV-Kapazitäten und somit auch Dachfläche geringer als in den Szenarien ausgewiesen.

5.2.3 Übrige Erneuerbare Energien

Das Potenzial für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen liegt gemäss der Studie des PSI (2019) bei 4.3 TWh im Jahr 2050. 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.

5.3 Erneuerbare Energien im Wärmebereich

5.3.1 Einleitung und Methodik

Abgesehen von Biomasse (s. Kapitel 5.1) handelt es sich bei einem Grossteil der erneuerbaren Energie, die spezifisch für den Wärmebereich (und ggf. für den Kältebereich) in Frage kommt, um thermische Energie, die auf einem relativ tiefen Temperaturniveau zur Verfügung steht. Explizit sind dies die Umweltwärme aus Luft, Grundwasser und Oberflächengewässern (inkl. Grundwasser), die Geothermie in verschiedenster Form sowie thermische Solarenergie. Dazu kommen Abwärme aus technischen Infrastrukturen wie Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und Kehrriechwertungsanlagen (KVA). Diesen Energiequellen ist gemein, dass sie orts- oder gebäudegebunden sind und dass eine Nutzung entweder eine leitungsgebundene Infrastruktur (Nah- oder Fernwärmenetze, Anergienetze) oder gebäudetechnische Installationen erfordern (z. B. bei Luft- und Erdwärmesonden-WP sowie bei Solaranlagen).

Diese spezielle Ausgangslage der Orts- bzw. Gebäudegebundenheit bringt es mit sich, dass bei der Potenzialbetrachtung folgende Punkte zu berücksichtigen sind:

- Es ist zwischen **physikalischem Potenzial** und **nutzbarem technischen Potenzial** zu unterscheiden (beispielsweise ist das physikalische Potenzial der thermischen Energie aus Luft und Gewässern sehr hoch, aber wirklich aussagekräftig wird die Potenzialangabe erst, wenn die räumlichen und technischen Gegebenheiten für deren Nutzung mitberücksichtigt werden. Das trifft insbesondere für tiefe- und mitteltiefe Geothermie sowie Energie aus Oberflächengewässern, ARA und KVA zu.
- Die energetischen Potenziale hängen teilweise von der **potenziellen Nachfrage** auf der Nutzungsseite ab. So ist beispielsweise das **genutzte** Potenzial grösser, wenn die Gebäude und Unternehmen ineffizient sind und einen vergleichsweise höheren Bedarf an thermischer Energie aufweisen. Dies gilt für die meisten thermischen Quellen, die hohe physikalische Potenziale aufweisen (Gewässer, Luft, mitteltiefe Geothermie). Teilweise gilt dies auch für Solarenergie (v. a. im Bereich EFH).
- Mit Verweis auf die generelle Methodik der Energieperspektiven, die auch die Kosten als Kriterium berücksichtigt, ist das nutzbare technische Potenzial zusätzlich bzgl. **Wirtschaftlichkeit** zu strukturieren. Dies betrifft insbesondere solche Energiequellen, die eine leitungsgebundene Infrastruktur erfordern, da höhere Infrastrukturkosten zu einem geringeren nutzbaren technischen Potenzial führen. Ein Grund: Die spezifischen Kosten dieser Infrastrukturen (CHF pro verteilte kWh, CHF pro bereitgestellte Leistung) hängen stark von der Siedlungsstruktur und von der (längenspezifischen) Energiedichte ab.
- Einige der erwähnten Potenziale ergänzen sich (z. B. Grundwasser und oberflächennahe Geothermie). Sehr relevant ist auch die umgekehrte Konstellation: zwischen den Potenzialen der verschiedenen Energiequellen bestehen namhafte (räumliche) Überschneidungen. Das bedeutet, dass die nutzbaren (bzw. wirtschaftlichen) Potenziale nicht ohne Weiteres addiert werden können und die nutzbaren (bzw. wirtschaftlichen) Potenziale von der **Reihenfolge ihrer Nutzung** abhängen.

Um diese Aspekte zu berücksichtigen, wurde in Zusammenarbeit mit der Wärmeinitiative Schweiz eine spezifische Methode entwickelt TEP Energy (TEP Energy und Ecoplan, 2020). Diese Methode wird auch für die Energieperspektiven angewendet und beinhaltet ein iteratives Vorgehen. Sie umfasst folgende Elemente:

- Bestimmen des physikalischen Potenzials bzw. die Berücksichtigung von (technischen) Potenzialrestriktionen
- Bestimmen der potenziellen Wärmenachfrage, aufgeteilt in verschiedene Segmente (Gebäudetypen, Bauperioden, Prozesswärme etc.)
- Räumliche Energieanalysen (REA) bestehend aus:
 - räumlicher Allokation der örtlich bzw. räumlich gebundenen Potenziale in einem Geographischen Informationssystem (GIS)
 - nachfrageseitiger Cluster-Analyse, u a. auf Basis der spezifischen Kosten (Grenzkosten) der Wärmeverteilung, ebenfalls in einem GIS
- topologische Zuordnung des Potenzials bei Vorhandensein verschiedener Quellen zu verschiedenen Gebäudetypen und Siedlungsstrukturen (sofern räumliche Aspekte nicht direkt relevant sind)
- Bestimmung des nutzbaren Potenzials per se (jede Energiequelle für sich), in Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit.
- Bestimmung des nutzbaren (wirtschaftlichen) Potenzials unter Berücksichtigung einer Priorisierung der verschiedenen Quellen.

Um die Ausführungen zu den physikalischen und den nutzbaren Potenzialen besser einordnen zu können, wird zunächst auf folgende beide Aspekte eingegangen: (Grenz-) Kosten der Wärme- (und Kälte-) Verteilung (s. Kapitel 5.3.2) und Priorisierung (s. Kapitel 5.3.3). Weitere Ausführungen zur Methode sind Kapitel 4 von TEP Energy und Ecoplan (2020) zu entnehmen.

5.3.2 Potenzielle nachfrageseitige Wärmecluster und Fernwärmegebiete

Ein Grossteil der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen im Wärmebereich ist, wie einleitend erwähnt, räumlich gebunden oder ortsfest. Letzteres betrifft zum einen Abwärme aus Industrie und Infrastruktur wie Kehrrichtverwertungs- und Abwasserreinigungsanlagen und zum anderen Umgebungswärme aus Boden und Wasser. In welchem Ausmass diese Potenziale genutzt werden können, hängt sowohl von der Wärme- und Kältenachfrage ab, als auch von der Möglichkeit, 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. Bei einem Teil des Siedlungsgebiets wäre die Energieverteilung über ein thermisches Netz jedoch mit hohen bis sehr hohen (spezifischen) Verteilungskosten verbunden. Kostentreiber sind z. B. grosse Höhenunterschiede, eine geringe längenspezifische Energiedichte oder eine geringe Anschlussdichte. Konzeptionell kann von einem Ansatz ausgegangen werden, bei dem die spezifischen Kosten der Wärmeverteilung, also die Kosten pro verteilter kWh Wärme, mit zunehmender Abdeckung des Siedlungsgebiets und des Gebäudeparks ansteigen, weil zunehmend auch Gebäude angeschlossen werden, welche höhere Anschlusskosten aufweisen (Konzept der steigenden Grenzkosten bei zunehmender Potenzialausschöpfung).

Die effektiv nutzbaren Anteile der erneuerbaren Energiepotenziale werden über dieses Konzept der 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 über Wärmeleitungen verbunden werden kann. Damit erhöht sich Anteil der erneuerbaren Energiepotenziale, der tatsächlich genutzt werden kann.

Methodik zur Bestimmung der potenziellen nachfrageseitigen Wärmecluster und Fernwärmegebiete

Die nachfrageseitige Cluster-Analyse, welche den Gebäudepark (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Gebiete und Cluster mit unterschiedlichen spezifischen Grenzkosten der Wärmeverteilung unterteilt, umfasst folgende methodischen Schritte und Annahmen (s. auch Kap. 4 von TEP Energy und Ecoplan (2020)).

1. Zuordnung des thermischen Energiebedarfs, der mit dem Haushaltmodell von Prognos (Wohngebäude, s. Kapitel 7.4) bzw. mit dem Gebäudeparkmodell von TEP (Dienstleistungssektor, s. Kapitel 7.3) berechnet wurde, auf die einzelnen Gebäude in der Schweiz (diese Zuordnung erfolgt über die Attribute Gebäudekategorie und Bauperiode)
2. Für jedes einzelne Gebäude in der Schweiz: Identifikation derjenigen Nachbargebäude, welche innerhalb einer «zulässigen» Anschlussdistanz liegen. Die zulässige Anschlussdistanz wird für drei verschiedene Fälle mit tiefen, mittleren bzw. hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung berechnet. Wichtig an dieser Stelle ist zu betonen, dass es sich hierbei um Annahmen handelt, welche die zulässige Anschlussdistanz bestimmen (und nicht umgekehrt). Die sich daraus ergebende zulässige Anschlussdistanz ist umso länger,
 - Je höher die Wärmenachfrage des betreffenden Gebäudes ist.
 - Je geringer die spezifischen Investitionskosten sind, d. h. je einfacher die baulichen und koordinativen Gegebenheiten zwischen den Gebäuden sind. Dabei handelt es sich in der Regel um Strassenabschnitte, z. T. auch um Wiesen oder Grünflächen zwischen Gebäuden oder in Siedlungen.
 - Je höher die langfristige Anschlusswahrscheinlichkeit ist (bzw. über mehrere Gebäude je höher der Anschlussgrad).
 - Je rascher ein Gebäude angeschlossen wird (Anschlussdynamik).
3. Zusammenschluss der so miteinander verbundenen Gebäude zu zusammenhängenden Clustern, wobei bei mehreren Verbindungsmöglichkeiten mittels eines speziellen Algorithmus die günstigsten ausgewählt werden. Je nach Siedlungsstruktur können mit diesem Vorgehen neue Nah- oder Fernwärmegebiete ermittelt werden.

Für diese Berechnungen werden folgende Grundlagen berücksichtigt:

- Wärmenachfrage der Wohn- und Nicht-Wohngebäude gemäss Datenbasis und Berechnungen gemäss Kap. 8.5.1 bzw. gemäss Kap. 8.4.1
- Georeferenzierung der Gebäude gemäss Kap. 4.1.2 in TEP Energy und Ecoplan (2020).
- Annahmen zu den unterstellten maximalen «zulässigen» Grenzkosten der Wärmeverteilung für die drei unterschiedenen Fälle «Tief», «Mittel» und «Hoch» (Tabelle 8).
- Spezifische Investitionskosten der Wärmeverteilnetze unter Berücksichtigung von verschiedenen Bedingungen (Tabelle 9).
- Annahmen zum Anschlussgrad, die bei der Berechnung der max. Grenzverteilungskosten zugrunde gelegt werden (Tabelle 10).

Tabelle 8: Unterstellte maximale Grenzkosten der Wärmeverteilung (Rp./kWh) für die Nachfrageclusteranalyse

	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	6	8	10
Mehrfamilienhäuser	4	6.5	9
Dienstleistung / Industrie	4	6	8
Verbindungsleitungen zwischen erneuerbaren thermischen Energiepotenzialen und Wärmeclustern	1	2	2

Abschreibung 30 Jahre (Tief) bzw. 35 Jahre (Mittel und Hoch), Verzinsung 5 %, Investitionskosten pro Laufmeter gemäss Tabelle 9, Anschlussgrad beim Investitionsentscheid gemäss Tabelle 10.

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy, basierend auf (Eicher + Pauli AG, 2014; TEP Energy und Ecoplan, 2020).

Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten für Verteilungen von Nah- oder Fernwärmenetzen

In CHF pro Meter Leitungslänge

Bedingungen	Investitionskosten
Einfach, unversiegelt	600 CHF pro m
Mittel, versiegelt	1500 CHF pro m
Erschwert, Zentrumszone	2500 CHF pro m

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy, basierend auf (Eicher + Pauli AG, 2014; TEP Energy und Ecoplan, 2020; Verenum, 2018).

Die Bedingungen zur Anwendung der Investitionskosten in Tabelle 9 werden im Hektarraster anhand der EBF Dichte wie folgt bestimmt:

- Ist die EBF Dichte > 4'000 m² pro Ha und hat die Hektare mindestens drei Nachbarhektaren, die ebenfalls diese EBF Dichte aufweisen, so wird die Kategorie «Mittel, versiegelt» zugeordnet.
- Ist die EBF Dichte > 10'000 m² pro Ha und hat die Hektare mindestens vier Nachbarhektaren, die ebenfalls diese EBF Dichte aufweisen, so wird die Kategorie «Erschwert, Zentrumszone» zugeordnet.
- Allen weiteren Hektaren wird die Kategorie «einfach, unversiegelt» zugeordnet.

Zur weiteren Ermittlung der potenziellen Nachfragecluster werden zusätzlich der «minimale» und der «maximale Anschlussgrad» für die Modellierung verwendet (s. Tabelle 10), um die Ausdehnung des potenziellen Wärmeverbundes zu Beginn des möglichen Netzaufbaus zu modellieren (minimaler Anschlussgrad). Der «Maximale Anschlussgrad» wird bei der Zuordnung zu den Energieträgern verwendet, um die Potenzialausschöpfung als konservative Annahme nach oben zu limitieren.

Tabelle 10: Minimaler Anschlussgrad, der beim Investitionsentscheid vorliegen muss (links) bzw. maximal erreichbarer Anschlussgrad (rechts)

Pro Gebäudetyp

	Minimaler Anschlussgrad beim Investitionsentscheid			Maximal erreichbarer Anschlussgrad		
	Tief	Mittel	Hoch	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	35 %	50 %	50 %	60 %	70 %	70 %
Mehrfamilienhäuser	45 %	60 %	60 %	70 %	80 %	80 %
Dienstleistung / Industrie	50 %	70 %	70 %	80 %	90 %	90 %

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy, basierend auf (Eicher + Pauli AG, 2014; TEP Energy und Ecoplan, 2020).

Resultierende potenzielle nachfrageseitige Wärmecluster und Fernwärmegebiete

Über alle Nachfragesektoren ergibt sich mit dem oben beschriebenen Verfahren bei tiefen Grenzkosten eine Abdeckung von 23 % der Wärmenachfrage. Zum Vergleich: Im Ausgangsjahr 2020 beträgt die Abdeckung je nach verwendeter statistischer Grundlage und je nach Abgrenzung (Nah- bzw. Fernwärme) zwischen 5 % und 10 % der Wärmenachfrage. Der räumliche Abdeckungsgrad dürfte etwa doppelt so hoch sein, d. h. der Versorgungsanteil liesse sich bis zu einem gewissen Mass mit Verdichtung erhöhen). Soll der Abdeckungsgrad durch thermische Netze weiter gesteigert werden, sind auch Gebiete mit mittleren und ggf. hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung zu berücksichtigen. Damit lässt sich der Abdeckungsgrad aller Sektoren auf über 50 % steigern (s. Tabelle 11).

Tabelle 11: Abdeckung der Wärmenachfrage über Wärmenetze

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

Sektor	Unterstellte Grenzkosten der Wärmeverteilung		
	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	3 %	18 %	32 %
Mehrfamilienhäuser	17 %	52 %	66 %
Dienstleistung	57 %	78 %	83 %
Industriegebäude	65 %	81 %	83 %
Alle Sektoren	23 %	44 %	56 %

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Es ist anzumerken, dass nur ein kleiner Teil der Gebäude so weit auseinander liegen, dass die unterstellten Grenzkosten tatsächlich in Anspruch genommen werden müssten; die meisten Gebäude liegen in kürzerer Distanz beieinander. Ein beachtlicher Teil der Nachfrage kann mit durchschnittlichen Wärmeverteilungskosten von 2 bis 4 Rp/kWh bzw. 4 bis 6 Rp/kWh erschlossen werden, selbst wenn höhere Grenzkosten zulässig sind.

Anhand der Analysen können in Abhängigkeit von Nachfragemengen (Wärme) und den unterstellten Grenzkosten der Wärmeverteilung die prozentualen Energiemengen ausgewiesen werden, welche mit entsprechenden Durchschnittskosten über Nah- und Fernwärme versorgt werden können (s. Tabelle 12). Das heisst, dass z. B. bei tiefen unterstellten Grenzkosten der Wärmeverteilung 8 % der Energienachfrage für Nahwärmecluster (definiert als kumulierte Wärmenachfrage in Summe kleiner 20 GWh pro Cluster) mit durchschnittlich 4-6 Rp./kWh erreicht werden können. Der grössere Teil von rund 77 % der Energienachfrage kann bei tiefen Grenzkosten nicht durch Nah- oder Fernwärmecluster erreicht werden. Die Summe von Nah- und Fernwärmeclustern plus Gebiete ausserhalb von Energieverbundclustern summieren sich auf 100 %.

Tabelle 12: Energienachfrage in potenziellen Nah- und Fernwärme-Clustern

Angabe in Prozent, unterteilt in Verteilungskostenklassen

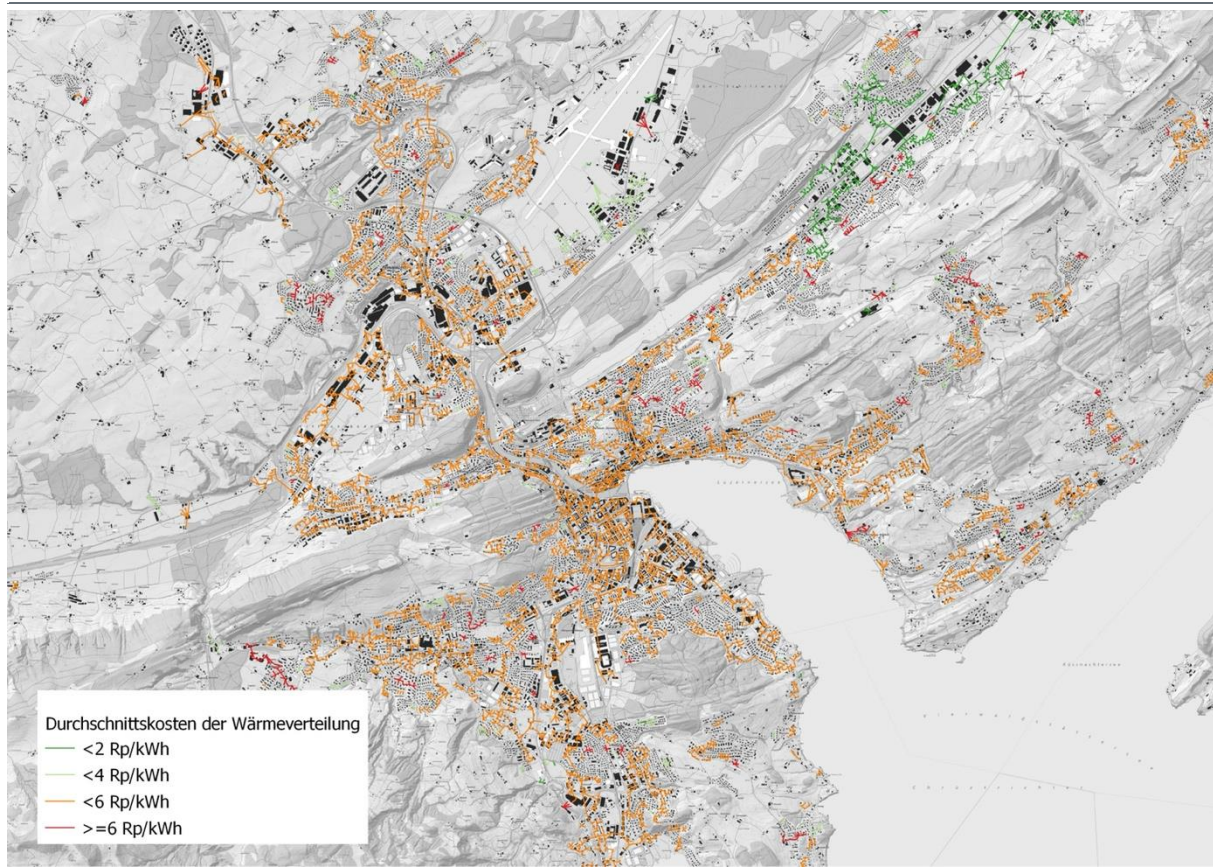
Durchschnittskosten Wärmeverteilung	Nahwärme <20 GWh			Fernwärme > 20 GWh		
	Unterstellte Grenzkosten Wärmeverteilung			Unterstellte Grenzkosten Wärmeverteilung		
	Tief	Mittel	Hoch	Tief	Mittel	Hoch
<2 Rp/kWh	0 %	1 %	1 %	2 %	1 %	0 %
2-4 Rp/kWh	4 %	6 %	3 %	5 %	15 %	11 %
4-6 Rp/kWh	8 %	11 %	10 %	0 %	7 %	23 %
>6 Rp/kWh	4 %	4 %	9 %	0 %	0 %	1 %
Ausserhalb potenzieller Energieverbund				77 %	56 %	44 %
Total				100 %	100 %	100 %

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Zur Illustration sind die möglichen Cluster, die sich mit unterschiedlichen Grenzkosten der Wärmeverteilung erschliessen lassen, in der folgenden Abbildung 13 am Beispiel der Stadt Luzern kartographisch dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass die meisten Gebiete hier mit Durchschnittskosten der Wärmeverteilung von 4-6 Rp./kWh erreicht werden können (in der Abbildung orange markiert). Cluster mit einer hohen Wärmedichte können bereits mit durchschnittlichen Verteilungskosten von weniger als 2 Rp./kWh erreicht werden (in der Abbildung grün markiert).

Abbildung 13: Ausdehnung möglicher Fernwärmecluster in Abhängigkeit der Durchschnittskosten der Wärmeverteilung für die mittleren Grenzkosten



Quelle: eigene Darstellung TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.3.3 Priorisierung der Nutzung bei den orts-, raum- und leitungsgebundenen thermischen Energiequellen

Die Potenzialausnutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich hängt wie obenstehend erwähnt von der Entwicklung der Wärmenachfrage ab, d. h. die Ausnutzung der Potenziale lässt sich nur iterativ bestimmen. Eine solche Bestimmung der Potenzialausnutzung erfolgt im Rahmen der Energieperspektiven mittels einer GIS-gestützten räumlichen Energieanalyse (REA), bei der die Nachfrageentwicklung räumlich hoch aufgelöst alloziert und mit den georeferenzierten (physikalischen) Potenzialen verglichen wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich ein substanzieller Anteil der Potenziale räumlich überschneidet und entsprechend die Potenziale somit nicht ohne Weiteres addiert werden können (TEP Energy und Ecoplan, 2020).

Im Sinne einer Setzung (Annahme) ordnen wir den drei exergetischen hochwertigen Quellen aus KVA, Industrieunternehmen und ARA die Prioritäten 1 bis 3 zu. Ein Grund dafür ist, dass es sich dabei um Quellen der technischen Sphäre handelt, während alle übrigen Quellen der Sphäre der Umwelt zuzuordnen sind. Die übrigen Quellen können nicht ohne Weiteres priorisiert werden, da dies von den angewendeten Kriterien und v. a. auch von den lokalen Gegebenheiten abhängt. Zudem hat eine Priorisierung zwischen der Nutzung von Oberflächengewässern, Grundwasser und mitteltiefer Geothermie auch einen gewissen normativen Charakter. Um solche normativen

Überlegungen nicht vorwegzunehmen, werden vier Varianten a bis d mit unterschiedlicher Priorisierung vorgeschlagen (s. Tabelle 13). Ziel ist, den Einfluss der Priorisierung auf die verschiedenen nutzbaren Potenziale aufzuzeigen.

Tabelle 13: Priorisierung der Wärmequellen bei der Zuordnung zu den Nachfrageclustern

Wärmequellen einer höheren Priorisierung werden vorzugsweise ausgeschöpft.

Wärmequelle	Priorisierungsvariante			
	a	b	c	d
KVA			1	
industrielle Abwärme			2	
ARA			3	
Seewasser	4	7	6	5
Flusswasser	5	4	7	6
Grundwasser	6	5	4	7
mitteltiefe Geothermie	7	6	5	4

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.3.4 Verfügbares und nutzbares (zugeordnetes) Potenzial

Erdwärmesonden

Die für Erdwärmesonden relevante Wärmeentzugsdichte variiert je nach Wärmeleitfähigkeit der betroffenen geologischen Schichten zwischen 3 und 5 kWh/m² Siedlungsraum. Im Sinne eines konservativen Ansatzes wird basierend auf Wagner und Weisskopf (2014) von einer nachhaltig nutzbaren Wärmeentzugsdichte von 3 kWh/m² ausgegangen. Dies stellt insbesondere in dicht besiedelten urbanen Gebieten eine bedeutende Einschränkung dar.

Zudem unterliegt die Nutzung von Erdwärmesonden rechtlichen Einschränkungen, die kantonal variieren. Die für die Sonden benötigten Bohrungen könnten zu einer potenziellen Beeinträchtigung der als Trinkwasserressource dienenden Grundwasserkörper führen. In der gegenwärtigen Studie werden zum einen Gebiete ausserhalb der Grundwasserschutzzone (vom sog. Typ Au) berücksichtigt. Zum anderen werden Gebiete berücksichtigt, die sich zwar innerhalb der Grundwasserschutzzone befinden, die aber aufgrund des Grundwasservorkommens für die Trinkwassergewinnung ungeeignet sind (Mächtigkeit < 2 m).

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ergibt sich ein nachhaltig nutzbares Potenzial ohne Regeneration von 21.6 PJ pro Jahr ausserhalb der Gewässerschutzgebiete und von rund 7.2 PJ innerhalb der Gewässerschutzgebiete (nur Gebiete mit geringer Mächtigkeit).

Für eine nachhaltige Nutzung von Erdwärmesonden muss insbesondere in dicht besiedelten Gebieten das Erdreich regeneriert werden. Dabei werden geologische Formationen zur Wärmespeicherung von saisonal überschüssiger Energie genutzt (Haller et al., 2019). Als Wärmequellen für die Regeneration kommen insbesondere solarthermische Komponenten, Luft-Wärmetauscher sowie Gebäudewärme (Geo-Cooling) in Frage.

Im Sinne einer konservativen Vorgehensweise wird vereinfachend davon ausgegangen, dass eine Anlage mit Regeneration nachhaltig betrieben werden kann, wenn für den Wärmeentzug über einem Grenzwert von 3 kWh/m² gleich viel Wärme in die Erde zurückgespeist wie entnommen wird.¹⁶ Dem winterlichen Wärmeentzug werden Wärmeeinträge durch Geo-Cooling und Solarthermie im Sommerhalbjahr gegenübergestellt. Diese Bilanzierung erfolgt gebäudescharf für Dach- und Fassadeflächen mit der Eignung «gut», «sehr gut» und «top», gemäss Solarkataster (BFE et al., 2019).

Mit Regeneration durch Solaranlagen beträgt das nutzbare Potenzial ausserhalb des Gewässerschutzgebietes ca. 126 PJ pro Jahr und weitere rund 36 PJ innerhalb des Gewässerschutzgebiets (nur Gebiete mit geringer Mächtigkeit). Das zusätzliche Regenerationspotenzial von Geo-Cooling wird auf maximal 14 bis 18 PJ geschätzt. Berechnungsbasis hierfür ist der modellierte Kältebedarf von denjenigen Gebäuden, die mit einer Erdwärmesonde ausgerüstet werden können. Anzumerken ist, dass sich die beiden Regenerationsarten teilweise überlappen und die beiden Werte entsprechend nicht eins zu eins addiert werden können. Weil sich Solaranwendungen auf eher dezentrale Strukturen und Wohngebäude fokussieren und Geo-Cooling gerade auch in Nicht-Wohngebäuden zur Anwendung kommen, gibt es jedoch durchaus eine gewisse Komplementarität zwischen den beiden Regenerationsarten.

Eine weitere Möglichkeit der Regeneration bietet sich im Fall von Erdsondenfeldern im Zusammenhang mit Anergienetzen, bei denen gebäudübergreifend Abwärme aus Gebäuden und von grösseren Solaranlagen genutzt werden kann. Zudem kann in Erdsondenfeldern bis zu einem gewissen Mass thermische Energie saisonal gespeichert werden. Der Perimeter kann einzelne Areale z. B. 2'000-Watt-Areale oder auch grössere Versorgungsgebiete umfassen.

Luft-Wasser-Wärmepumpen

Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen sind Grundstücksabstände sowie Lärmschutz-Grenzwerte bestimmend, ob eine Aussenaufstellung der Wärmepumpe oder der Split-Einheit auf einem Grundstück möglich ist. Auch ob die erwartete Wärmenachfrage grösser ist als die mögliche Leistung einer Luft-Wasser Wärmepumpe ist hier relevant. Da die Lärmschutzbestimmungen je nach Kanton variieren, werden für die gegenwärtige Analyse im Sinne einer groben ersten Annäherung die Werte in Tabelle 11 aus TEP Energy und Ecoplan (2020). Dies stellt eine Vereinfachung dar, denn grundsätzlich ist nicht die Leistung der WP massgebend, sondern deren Schallpegel. Dieser korreliert zwar bis zu einem gewissen Mass mit der Leistung, aber im Einzelfall besteht in jedem Leistungsspektrum ein beträchtlicher Spielraum mit einem Trend zu Produkten mit tieferem Schallpegel. Die getroffenen Annahmen stellen so gesehen eine konservative Herangehensweise dar, indem das Potenzial eher unterschätzt wird.

Ausgehend vom Leistungsbedarf eines Gebäudes wird somit untersucht, ob bei Einhaltung der Mindestabstände zum Nachbar- und zum eigenen Gebäude auf der Parzelle genügend Platz für die Aussenaufstellung der Split-Einheit verfügbar ist oder nicht.

Mittels einer gesamtschweizerischen GIS-Analyse ergibt sich ein nutzbares Potenzial von ca. 93.6 PJ. Dieses Potenzial fällt vor allem bei Einfamilienhäusern an, bei denen in der Regel eine Lösung gefunden werden kann. Dasselbe gilt eingeschränkt für einen Teil der freistehenden Mehrfamilienhäuser sowie für Gebäude des Dienstleistungssektors, die eher in weniger lärmempfindlichen Zonen stehen. Eine Herausforderung stellen jedoch innerstädtische und sonstige dicht

¹⁶ Nach Wagner und Weisskopf (2014) wird das Erdwärmepotenzial nachhaltig bewirtschaftet, wenn der Wärmeentzug kleiner als 3 kWh/m² und Jahr liegt, bei einer Lebensdauer der Erdsonde von 50 Jahren.

bebaute Siedlungsstrukturen dar, sogenannte Blockrandbebauungen. Hier sind neue innovative Lösungen erforderlich, um Luft-Wasser-WP nutzen zu können, zum Beispiel durch Aufstellen auf dem Flachdach oder Integration des Technikraums im Dachbereich.¹⁷

Kehrichtverwertungsanlagen

Zum heutigen Stand (Mitte 2020) gibt es in der Schweiz 30 KVAs. In Zukunft wird sich diese Zahl vermutlich aufgrund von Stilllegungen beziehungsweise Zusammenschlüssen ändern. Konkrete Pläne und Angaben darüber stehen nicht zur Verfügung. In Bezug auf die künftige Entwicklung des energetischen Potenzials von Kehricht wird in dieser Analyse von einem gleichbleibenden Potenzial ausgegangen.¹⁸ Dabei stützen wir uns auf den Bericht des VBSA zur Entwicklung des Siedlungsabfallaufkommens bis 2050 (Prognos, 2018b). Bevölkerungs- und Beschäftigtenwachstum und Reduktion der spezifischen Abfallmenge halten sich in etwa die Waage.

Die vorliegenden Modellierungen und Berechnungen basieren auf folgenden Annahmen:

- Die produzierte (Ab)-Wärme wird über Fernwärme genutzt, sofern ein wirtschaftliches Absatzgebiet vorhanden ist, d. H. sofern gemäss den in Kapitel 5.3.2 beschriebenen Analysen, Wärmenachfrage-Cluster zu den angegebenen Grenzkosten des Transports und der Verteilung zur Verfügung stehen. Bei den nicht wärmegenutzten Energieinhalten wird angenommen, dass diese vollständig zur hochwertigen Stromproduktion verwendet werden können und die Wirkungsgrade (derzeit erst 16 %) weiter optimiert werden.
- Im Rahmen der Energieperspektiven werden keine Aussagen zu einzelnen KVA (bspw. mit/ohne WKK oder nur Verstromung oder künftige Konzentration der KVA) gemacht. Es werden auch keine Annahmen zu einer veränderten räumlichen Ordnung gemacht, die das Potenzial erhöhen könnten. Es wäre z. B. möglich, Wärmeverbraucher zukünftig vermehrt in der Nähe von Wärmequellen wie KVA oder ARA anzusiedeln, wie dies in Zürich teilweise erfolgt, oder es könnten bei der Wahl des Standortes solcher Anlagen die Siedlungsstruktur und potenzielle Wärmeabnehmer besser berücksichtigt werden. So gesehen handelt es sich beim Vorgehen zu den energetischen Schätzungen um eine konservative Herangehensweise.
- Der jährliche Input der KVA beläuft sich auf ca. 4 Millionen Tonnen Abfall. Dadurch können potenziell 8.6 PJ Wärme monovalent oder 24.5 PJ bivalent (inkl. rund 30 % Anteil aus Drittquellen für die Spitzenlastdeckung) geliefert werden.
- Davon können je nach angenommenen Grenzkosten der Wärmeverteilung zwischen 5.4 PJ (Grenzkosten tief) bis 7.9 PJ (Grenzkosten hoch) Wärme monovalent bzw. zwischen 12.6 PJ (Grenzkosten tief) bis 20.9 PJ (Grenzkosten hoch) Wärme bivalent in einem potenziellen Wärmeverbund abgesetzt werden.

Abwasserreinigungsanlagen (ARA)

In der Schweiz gibt es ca. 750 Abwasserreinigungsanlagen (ARA). Für Wärmezwecke ist der Trockenwetterzufluss relevant, der auch in der kalten Jahreszeit an trockenen Tagen gewährleistet ist. Dieser beträgt schweizweit ca. 1.2 Milliarden m³ pro Jahr. Das Jahresmittel der Abwassertemperatur beträgt ca. 13.5 °C. Das Wasser darf um 6.5 °C abgekühlt werden, so unsere Annahme. Somit ergibt sich ein verfügbares Wärmepotenzial (inkl. Verteilverluste) von ca. 9.4 PJ

¹⁷ Im Rahmen des BFE-Forschungsprojekts Low-Invest-Cost-Solutions – LICS - werden Lösungen gesucht, welche diese innovativen Vorgehensweisen beschreiben und es wird deren Potenzial evaluiert.

¹⁸ Das hier beschriebene Potenzial der KVA wird in den Szenarien unterschiedlich stark ausgenutzt. Für die ZERO-Varianten gilt: Durch den fossilen Anteil des Mülls verbleiben langfristig CO₂-Emissionen bei den KVAs, welche in den ZERO-Szenarien durch CCS vermieden werden müssen. Der Wärmebedarf für CCS wird durch die KVA selbst gedeckt und führt in diesen Szenarien zu einer leicht steigenden Fernwärmeauskopplung der KVA im Gegensatz zum Szenario WWB.

(monovalent) oder 27.4 PJ (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung durch hochwertige Wärmequellen). Davon können je nach angenommenen Grenzkosten der Wärmeverteilung zwischen 5.4 PJ (Grenzkosten tief) bis 9.0 PJ (Grenzkosten hoch) Wärme monovalent bzw. zwischen 9.7 PJ (Grenzkosten tief) bis 24.1 PJ (Grenzkosten hoch) Wärme bivalent in einem potenziellen Wärmeverbund abgesetzt werden.

Seewasser

Bei der Entnahme von Wärmeenergie aus Seen darf die ökologische Funktion der Gewässer nicht beeinträchtigt werden. Damit die Auswirkungen auf den See beschränkt sind, wird das für Wärmezwecke zur Verfügung stehende Wasservolumen bestimmt. Insbesondere soll die winterliche Durchmischung nicht gestört werden. Gestützt auf eine Studie der Eawag rechnen wir mit einem verfügbaren Seevolumen von 232 km³ und einer Abkühlung des Wassers von maximal 0.5 °C (Gaudard et al., 2018). Das physikalische Potenzial aus Seewasser ist sehr gross und beträgt 482 PJ.

Das nutzbare Wärmepotenzial wird unter Berücksichtigung der nachfrageseitigen Cluster-Analysen und der Distanzen zwischen See und den verschiedenen Clustern ermittelt. Zudem beeinflusst die in Tabelle 13 angegebene Priorisierung das Potenzial, indem ein Teil der Gebäude bereits durch Quellen mit höherer Priorität erschlossen werden. Wird Seewasser mit 4. Priorität genutzt, ergibt sich für den Fall mittlere Grenzkosten der Wärmeverteilung ein Potenzial für die mögliche Wärmelieferung von ca. 28.8 PJ (monovalent) oder ca. 14.4 PJ (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung).

Würde dem Seewasserpotenzial die Priorität 5, 6 respektive 7 zugeordnet, resultierte ein Potenzial von weniger als 3.6 PJ. Dies weil andere Quellen die entsprechenden Absatzpotenziale bereits erschlossen hätten.

Flusswasser

In der gegenwärtigen Studie beschränken wir uns auf Flüsse mit einem minimalen Abfluss von 10 m³/s. Zudem gehen wir davon aus, dass die Wassertemperatur der Flüsse bei einer Mündung in einen See regeneriert wird. Somit steht wieder die ganze Abflussmenge als Wärmequelle zur Verfügung. Relevant ist die Abflussmenge Q347, die mindestens 347 Tage im Jahr verfügbar ist und ca. 900 m³/s beträgt.

Bei einer erlaubten Abkühlung von 1 °C und der Siedlungsstruktur in Flussnähe ergibt sich ein physikalisches Wärmepotenzial von 33.8 PJ (monovalent) bzw. 98.3 PJ (bivalent, inkl. Spitzenlastanteil).

Gemäss der durchgeführten GIS-Analysen werden wie im Fall der Seewassernutzung mehrere Ortschaften durch thermische Verbunde miteinander verbunden. Wird Flusswasser mit 4. Priorität genutzt, ergibt sich für den Fall mittlere Grenzkosten der Wärmeverteilung ein Potenzial von ca. 21.6 PJ (monovalent) oder rund 14.4 PJ (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung).

Grundwasser

Die Temperatur des Grundwassers beträgt das ganze Jahr hindurch ca. 10 °C und ist somit bestens für den Wärmeentzug während der Heizperiode geeignet. Das Wärmepotenzial hängt von der Porosität der grundwasserleitenden Schicht ab, welche beide stark variieren können.

Wir berücksichtigen Grundwasseraquifere mit einer Mächtigkeit grösser als 10 m und unterstellen einen möglichen spezifischen Leistungsentzug von 1.5 W pro m² Aquifer (Eicher + Pauli AG, 2014). Somit ergibt sich ein physikalisches Potenzial von 16.9 PJ (monovalent) bzw. 49.3 PJ (bivalent, inkl. Spitzenlastanteil).

Wird Grundwasser mit 4. Priorität genutzt, ergibt sich für den Fall mittlere Grenzkosten der Wärmeverteilung ein Potenzial von ca. 14.4 PJ (monovalent) oder rund 21.6 PJ (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung).

Mitteltiefe Geothermie

Die Nutzungen von Wasservorkommen grösserer Tiefen werden als mitteltiefe Geothermie bezeichnet. Gemäss Einschätzungen von Geothermie Schweiz ist das Wärmepotenzial für Nah- und Fernwärme aus mitteltiefer Geothermie (hydrothermal, 1'000–3'000 m) beträchtlich. Nach Schädle (2020) ist das Wärmepotenzial aus mitteltiefer Geothermie in der Schweiz weiträumig vorhanden. Dieses Potenzial liegt je nach Örtlichkeit in unterschiedlicher Tiefe vor, typischerweise von wenigen hundert Metern bis max. 3'000 m. Die Nutztemperatur variiert zwischen 40 und 120 °C. Das grosse Potenzial, die weitreichende räumliche Verfügbarkeit und das relativ hohe Temperaturniveau machen die mitteltiefe Geothermie zu einer grundsätzlich interessanten erneuerbaren Energiequelle.

Diesen Vorteilen stehen auch gewisse Nachteile bzw. noch zu lösende Herausforderungen gegenüber. So können sich Nutztemperatur und Ergiebigkeit dieser Wärmequelle regional und lokal stark unterscheiden und diese Parameter, in denen sich die Wärmequellen voneinander unterscheiden, sind nicht a priori bekannt.

Diese Unbekannten stellen derzeit für ein einzelnes Projekt ein hohes wirtschaftliches und unternehmerisches Risiko dar. Ausserdem beeinflussen sie auch die zu berücksichtigenden Erschliessungskosten der Wärmequelle sowie allfällige Investitionskosten für Wärmepumpen.

Für die räumliche Analyse, bei der mittels GIS-Methoden mögliche Standorte und Restriktionen identifiziert werden, sind folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Eine potenzielle Anlage kann sich entweder ausserhalb des Siedungsgebiets oder in einer Gewerbe- oder Industriezone befinden, sofern ein Platzbedarf von rund 3'000 m² für die Baustelleneinrichtung gegeben ist. Dabei soll die Hangneigung weniger als 5 % betragen.
- Zwischen den verschiedenen Geothermieprojekten wird ein Abstand von typischerweise einer Sondenlänge veranschlagt (1'000 bis 3'000 m).
- Pro Anlage sollte bei einer bivalenten Konfiguration ein Absatzpotenzial von 61.2 TJ (1'000 m) bis 209 TJ (3'000 m) verfügbar sein.

Das physikalische Potenzial der mitteltiefen Geothermie beträgt damit 263 PJ (monovalente Konfiguration) bzw. 525 PJ (bivalente Konfiguration).

Bei einem räumlichen Matching mit den nachfrageseitigen Wärmeclustern (mittlere Grenzkosten) resultiert ein Potenzial von 54 PJ (Fall: alle Quellen mit monovalente Nutzung) bzw. 28.8 PJ (Fall: alle Quellen mit bivalenter Nutzung), wenn mitteltiefe Geothermie mit 4. Priorität genutzt wird. In der bivalenten Konfiguration decken KVA und ARA bereits einen hohen Anteil der vorhandenen Nachfrage (39.6 PJ im bivalenten Fall, 18 PJ im monovalenten), sodass das resultierende Geothermiepotenzial geringer ausfällt als im monovalenten Fall. Je nach angenommener Priorität

reduziert sich das Potenzial beträchtlich, auf ca. 10.8 PJ, falls die Geothermie als letzte Priorität genutzt wird.

5.3.5 Zusammenfassung der erneuerbaren Energie im Wärmebereich

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 200 PJ (im Jahr 2050, Szenario ZERO) bis 288 PJ (im Jahr 2020) rund 180 PJ aus (inkl. Regeneration der Erdwärmesonden).
- Die Potenziale aus Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA), Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Gewässern und mitteltiefer Geothermie, die mit thermischen Netzen zu erschliessen sind, betragen 43.2 PJ bei tiefen, 79.2 PJ bei mittleren und 104.4 PJ 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 7.2 PJ (vgl. Kapitel 5.2.3) ergibt sich ein Wärmepotenzial von ca. 36 PJ.
- Die gebäudeungebundenen Potenziale für Holz und Biogas summieren sich auf rund 72 PJ.

Unter Berücksichtigung von Doppelzählungen können mindestens 360 PJ Wärme mittels erneuerbarer Energie gedeckt werden. In diesen 360 PJ ist der Stromanteil enthalten, der für den Antrieb der Wärmepumpen erforderlich ist, um die Potenziale nutzen zu können. Bei den bivalenten Potenzialangaben ist zudem der energetische Anteil für die Spitzenlastdeckung mit enthalten (zu decken beispielsweise aus Biomasse wie Holz oder Biogas oder synthetischen erneuerbaren Brennstoffen wie PtG oder PtL). Ein Grossteil der thermischen Potenziale, insbesondere Umweltennergie 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 6.3). Zudem muss ein Teil der Potenziale über Nah- oder Fernwärmenetze integriert werden; darauf wird nachfolgend eingegangen.

Tabelle 14: Potenzialübersicht

Potenzialtyp	Energieträger	Potenzial (PJ)			Quelle
		theoretisch	nachhaltig nutzbar		
ortsgebunden	Holz/feste Biomasse		50.4		(Thees et al., 2017)
	Biogas		21.6		
gebäude- und nachfragebezogen	Solarenergie (thermisch)	38.9	29.5 (Dach) ⁴ 9.4 (Fassade)		(Remund, 2017)
	Luft ²		93.6		REA TEP
standortgebunden	Erdwärmesonden (boden-nah, ohne Re-generation) ²		28.8		
	Erdwärmesonden (boden-nah, mit Re-generation) ²		162		
ortsgebunden mit Infrastruktur (thermische Cluster) ¹		theoretisch	monovalent (zugeordnet)	bivalent (zugeordnet) ³	
	KVA	25.2	7.2	14–22	REA TEP
	ARA ²	28.8	7.2	11–25	REA TEP
	Seen, Flüsse ²	576	4–58	4–40	REA TEP
	Grundwasser ²	50.4	7–18	4–26	REA TEP
	mitteltiefe Geothermie ²	> 500	11–79	7–50	(Schädle, 2020),- REA TEP

¹ Zuordnung erfolgt gemäss der in Tabelle 13 angegebenen Priorisierung.

² Inkl. Strom für dezentrale bzw. zentrale Wärmepumpen

³ Inkl. rund 30 % hochwertige Energie aus Spitzenlastanlagen, z. B. aus KVA, Holz oder Biogas

PV: Photovoltaik; KVA: Kehrlichtverwertungsanlage; ARA: Abwasserreinigungsanlage; REA: Räumliche Energieanalysen

⁴ Bei Ausschöpfung des Potenzials entstehen Rückwirkungen auf das zur Verfügung stehende PV-Potenzial.

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.3.6 Topologie der erneuerbaren Energiepotenziale und Restriktionen im Wärmebereich

Anhand der GIS-Analysen kann durch Überlagerung der beschriebenen räumlich vorhandenen erneuerbaren Potenziale und räumlichen Restriktionen (bzgl. der Nutzungsmöglichkeit für Erdwärmesonden- und Luft-Wasser-WP), mit den potenziellen nachfrageseitigen Wärmeclustern (thermische Netze) eine Gesamttopologie der **Wärmeversorgungsmöglichkeiten** erstellt werden. Grundsätzlich gibt es eine relative hohe Zahl an Kombinationsmöglichkeiten. Um die Ergebnisse kompakt und überschaubar zu halten, unterscheiden wir folgende interessante Fälle (Potenzialtypen), wobei auf «neue» erneuerbare Quellen bzw. Systeme fokussiert wird. Ob das Gasnetz verfügbar ist oder nicht, könnte ebenfalls unterschieden werden, wird nachfolgend jedoch nicht berücksichtigt, wie auch Biomasse-Systeme nicht:

- Es sind nur dezentrale (ortsfeste) Systeme möglich bzw. innerhalb der gesetzten Grenzkosten sind Verbundlösungen nicht wirtschaftlich. Bei den dezentralen Systemen unterscheiden wir zwischen Erdwärmesonden-WP und Luft-Wasser-WP.
- Es sind nur (thermische) Verbundlösungen möglich und innerhalb der gesetzten Grenzkosten wirtschaftlich, nicht jedoch ortsfeste dezentrale WP-Systeme
- Es sind sowohl dezentrale WP-Systeme als auch (thermische) Verbundlösungen möglich und wirtschaftlich.
- Es sind weder dezentrale WP-Systeme noch (thermische) Verbundlösungen möglich bzw. wirtschaftlich (sondern nur Systeme wie z. B. Holz, Öl oder Gas, falls vorhanden).

Bei der Ergebnisanalyse fokussieren wir zunächst auf den Fall der mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung. Bei diesen sind bei etwas mehr als der Hälfte der EBF (53 %) sowohl dezentrale WP-Systeme als auch (thermische) Verbundlösungen möglich (siehe Tabelle 15). Bei knapp 30 % der EBF sind nur dezentrale WP möglich (Erdwärmesonden- und /oder Luft-Wasser-WP) und bei 17 % nur Verbundlösungen, jedoch keine dezentralen WP.

Die Typologie der Potenziale und Restriktionen unterscheidet sich relativ stark in Abhängigkeit von hier unterstellten Grenzkosten bei der Wärmeverteilung (tief, mittel, hoch, s. Kapitel 5.3.2, Tabelle 15): Bei tiefen Grenzkosten reduziert sich der Anteil mit Verbundlösungen relativ deutlich und der Anteil der dezentralen Lösungen erhöht sich. Zudem erhöht sich auch der Anteil der EBF, bei dem keine ortsgebundene oder ortsfeste nutzbare Potenziale verfügbar sind (von 2 % auf 7 %). Umgekehrt erhöht sich der Anteil der möglichen Verbundlösungen bei hohen Grenzkosten um weitere 12 %-Punkte, wobei vornehmlich «Konkurrenzgebiete» zulegen, bei denen auch dezentrale System möglich wären (von 53 % auf 65 %).

Tabelle 15: Topologie der Potenziale und Restriktionen über alle Schweizer Gemeinden hinweg

Energiebezugsfläche pro Potenzialtypus (in Prozent)

Potenzialverfügbarkeit	Unterstellte Grenzkosten der Wärmeverteilung		
	Tief	Mittel	Hoch
nur Verbund (ohne dezentrale Lösungen)	12 %	17 %	18 %
Verbund + dezentrale WP (Erdwärmesonden-WP oder L/W-WP)	26 %	53 %	65 %
WP-Erdwärmesonde + WP-L/W	28 %	18 %	11 %
WP-L/W	9 %	4 %	2 %
WP-Erdwärmesonde	18 %	6 %	3 %
keine ortsgebundene oder ortsfeste nutzbare Potenziale	7 %	2 %	1 %
Total	100 %	100 %	100 %

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Diese Ergebnisse zur Topologie der möglichen Wärmeversorgung können je nach räumlicher Struktur der Potenziale, der Restriktionen und der Besiedlung von Ort zu Ort sehr unterschiedlich sein. Dies kann z. B. durch eine Auswertung nach Gemeindegrösse illustriert werden. Eine wesentliche Rolle spielt namentlich der Anteil der Wärmenachfrage, der für den Auf- und Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen geeignet ist. Bei höherer Wärmedichte und -nachfrage (s. Tabelle 16 für Gemeinden grösser 10'000 Einwohner) können mehr Gebiete z. B. über Verbundlösungen

erschlossen werden als in kleineren Gemeinden (s. Tabelle 17 für Gemeinden kleiner 10'000 Einwohner). Bei mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung beträgt der Unterschied rund 30 %-Punkte (86 % statt 54 %). Umgekehrt ist der Anteil, bei dem eine dezentralen Lösungen möglich sind (sondern nur thermische Verbunde oder andere leitungsgebundene Energieträger) bei kleinen Gemeinden mit 11 % wesentlich tiefer als bei grösseren, wo er fast doppelt so hoch ist (23 %). Insbesondere in grösseren Gemeinden und umso mehr in Städten ist der Anteil, bei denen ein leitungsgebundener Energieträger erforderlich ist, nicht vernachlässigbar.

Tabelle 16: Topologie der Potenziale und Restriktionen für Gemeinden mit $\geq 10'000$ Einwohner

Energiebezugsfläche pro Potenzialtypus (in Prozent)

Potenzialverfügbarkeit	Unterstellte Grenzkosten der Wärmeverteilung		
	Tief	Mittel	Hoch
nur Verbund (ohne dezentrale Lösungen)	17 %	23 %	24 %
Verbund + dezentrale WP (Erdwärmesonden-WP oder L/W-WP)	35 %	63 %	71 %
WP-Erdwärmesonde + WP-L/W	16 %	6 %	3 %
WP-L/W	6 %	2 %	1 %
WP-Erdwärmesonde	18 %	4 %	1 %
keine ortsgebundene oder ortsfeste nutzbare Potenziale	8 %	2 %	1 %
Total	100 %	100 %	100 %

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 17: Topologie der Potenziale und Restriktionen für Gemeinden mit $< 10'000$ Einwohner

Energiebezugsfläche pro Potenzialtypus (in Prozent)

Potenzialverfügbarkeit	Unterstellte Grenzkosten der Wärmeverteilung		
	Tief	Mittel	Hoch
nur Verbund (ohne dezentrale Lösungen)	7 %	11 %	13 %
Verbund + dezentrale WP (Erdwärmesonden-WP oder L/W-WP)	17 %	43 %	59 %
WP-Erdwärmesonde + WP-L/W	40 %	28 %	19 %
WP-L/W	11 %	6 %	4 %
WP-Erdwärmesonde	18 %	8 %	4 %
keine ortsgebundene oder ortsfeste nutzbare Potenziale	7 %	3 %	1 %
Total	100 %	100 %	100 %

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Fazit: Der Anteil der Flächen, welche über eine ausreichende erneuerbare Wärmeversorgung verfügen, liegen bei mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung im Bereich von 98 % der Energiebezugsfläche. Damit besteht nur für einen sehr kleinen Flächenanteil der Bedarf für weitere erneuerbare Energieträger (z. B. für Holz, Biodiesel oder Biogas). Allerdings gilt diese Aussage nur, wenn die thermischen Netze rasch genug aufgebaut werden. Grundsätzlich besteht bei der

Mehrheit der Energiebezugsflächen eine Wahlfreiheit von zwei oder mehr energetischen Lösungen. Bei mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung besteht bei 25 % bis 30 % der EBF nur eine Möglichkeit (entweder eine leitungsgebundene oder eine der dezentralen). Je nach Gemeinde kann der Anteil der Flächen, bei denen die Wahlmöglichkeit stark eingeschränkt ist, sehr unterschiedlich ausgeprägt sein. Namentlich in grösseren Gemeinden kann rund ein Viertel der Flächen nur durch einen leitungsgebundenen (oder einen transportfähigen) Energieträger versorgt werden (nicht jedoch durch eine dezentrale WP).

5.3.7 Hinweise zur möglichen Nutzung der Potenziale der erneuerbaren Energien im Wärmebereich in den verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven

Die tatsächliche Nutzung der Potenziale der erneuerbaren Energien im Wärmebereich hängt von weiteren Einflussfaktoren und Annahmen ab, die für die verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven zu treffen sind (z. B. Allokation der Biomasse auf verschiedene mögliche Anwendungsfälle und damit Verfügbarkeit im Wärmebereich, Ausgestaltung der Szenariovarianten). Auf diese Aspekte wird in den Kapiteln 5.1, bzw. 7.3.1 und 7.4.1 eingegangen.

Die Dynamik des Aufbaus und der Erweiterung der leitungsgebundenen Infrastruktur entscheidet ebenfalls darüber, in welchem Mass die grundsätzlichen nutzbaren wirtschaftlichen Potenziale auch tatsächlich ausgeschöpft werden können. Das haben die Analysen in TEP Energy und Eco-plan (2020) gezeigt. Steht die leitungsgebundene Infrastruktur nicht rechtzeitig zur Verfügung, wird sich ein Teil der Nachfrage (Gebäudeeigentümer, Unternehmen) für dezentrale Lösungen entscheiden, was die Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Energieträger beeinträchtigt und damit das wirtschaftlich nutzbare Potenzial reduziert (weil sich die Grenzkosten der Wärmeverteilung erhöhen).

Um den Einfluss dieser Thematik aufzuzeigen, werden drei Varianten miteinander verglichen:

- Variante 1: Eher langsame Dynamik auf Verdichtung, Erweiterung und Ausbau von thermischen Netzen, um leitungsgebundene Energiequellen zu erschliessen.
- Variante 2: Mittlere Aufbaudynamik
- Variante 3: Hohe Aufbaudynamik der energetischen Infrastruktur und Schaffen von Übergangslösungen für Gebäudeeigentümer, die grundsätzlich anschliessen möchten.

Nachfolgend wird auf die beiden Varianten 1 und 3 näher eingegangen.

In der Variante 1 wird von einem Ausbau der thermischen Netze ausgegangen, der sich über einen Zeitraum von dreissig bis vierzig Jahren erstreckt. Ausgehend von einem heutigen räumlichen Versorgungsgrad von rund 20 %¹⁹ wird in einem solchen Fall bis zur Mitte der Betrachtungsperiode (2035) erst rund 50 % bis 60 % des Gebiets erschlossen sein und auch 2040 und 2045 ist der Versorgungsgrad bei weitem nicht vollständig (s. Abbildung 14). Bei einer solchen Dynamik würde das leitungsgebundene Angebot erst zu spät zur Verfügung stehen und ein Grossteil der Gebäude würde in der Zwischenzeit mit einem dezentralen, erneuerbaren System ausgerüstet sein, wenn die Notwendigkeit oder Anreize bestehen, von fossilen Energien weg zu wechseln.

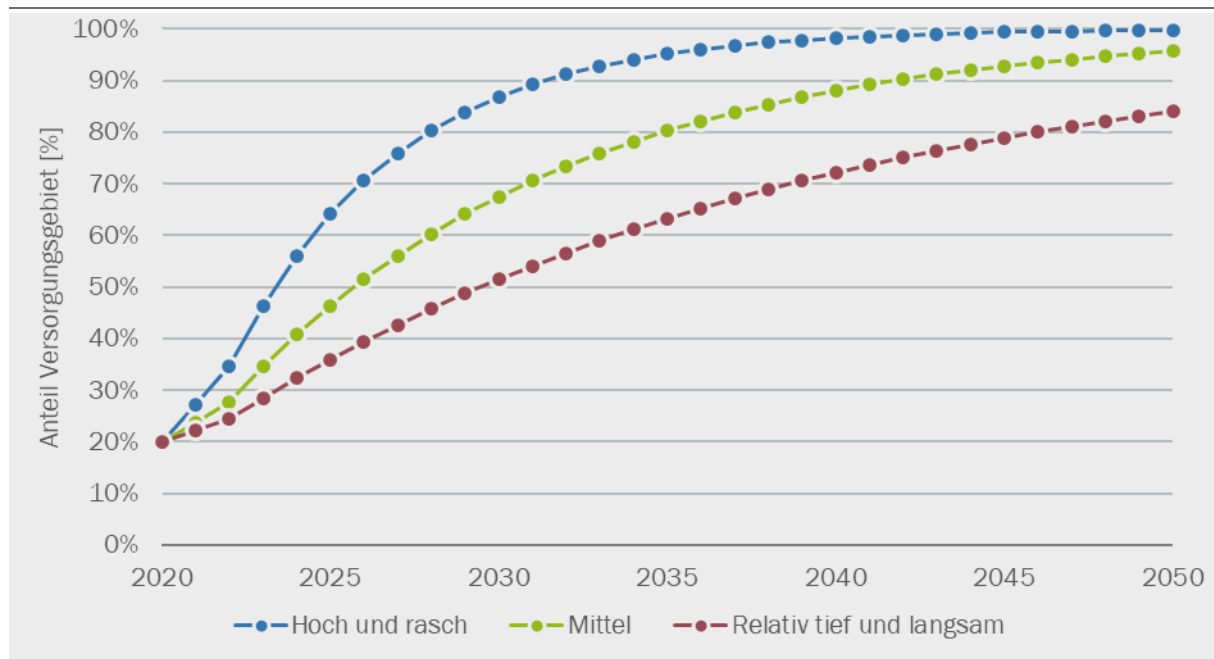
In der Variante 3 wird von einer raschen, hohen Aufbaudynamik mit einem Sättigungsgrad auf hohem Niveau ausgegangen. In der Mitte der Betrachtungsperiode (2035) könnte sich ein

¹⁹ Bei schätzungsweise rund 15 % bis 20 % der Gebäude besteht die grundsätzliche Möglichkeit sich anzuschliessen, wobei nur rund die Hälfte diese Möglichkeit bis jetzt genutzt hat.

wesentlich höherer Teil der Gebäude an ein thermisches Netz anschliessen. Dies gilt auch für einen Grossteil der Betrachtungsperiode (2025 bis 2045).

Abbildung 14: Darstellung unterschiedlicher Aufbaudynamiken, um leitungsgebundene Energiequellen zu erschliessen.

100 % = gesamtes für die jeweilige Quelle erforderliches Versorgungsgebiet



Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Diese Aspekte werden bei der Umsetzung der verschiedenen Szenario-Varianten berücksichtigt.

5.4 Entwicklungspfade des Abfallaufkommens

Dieser Abschnitt behandelt ausschliesslich brennbare Siedlungs- und Industrieabfälle, welche in KVA thermisch verwertet werden. Nicht Teil der Betrachtung sind Industrieabfälle, die von der Industrie selbst zur Wärme- oder kombinierten Wärme-Strom-Erzeugung verbrannt werden (vgl. Abschnitt 12.2.4), sowie nicht brennbare Abfälle (z. B. Bauschutt).

Die insgesamt in KVA verbrannten Abfallmengen steigen im Szenario WWB zwischen 2015 und 2050 um 16 % an, während sie im gleichen Zeitraum im Szenario ZERO Basis um 4 % sinken (s. Abbildung 15). Da die Deponierung brennbarer Abfälle seit dem Jahr 2000 schweizweit verboten ist, müssen diese zwingend Kehrrichtverwertungsanlagen zugeführt werden. Hierfür stehen 2015 KVA-Kapazitäten von 4.1 Mt (ca. 46 bis 48 PJ – der Brennwert von Abfall kann stark fluktuieren) zur Verfügung (Prognos, 2018b).

Grösste Fraktion der verwerteten Abfälle sind die Siedlungsabfälle. Diese steigen absolut sowie anteilig in beiden Szenarien an (2015: 34 PJ bzw. 73 %; 2050: WWB: 46 PJ bzw. 86 %, ZERO Basis: 38 PJ bzw. 85 %). Der Unterschied zwischen den Szenarien hingegen ist deutlich: Während in WWB das Siedlungsabfallaufkommen u. a. aufgrund der Bevölkerungsentwicklung zwischen

2015 und 2050 um 36 % ansteigt, sind es in ZERO Basis 11 %. Die Gründe dieses gedämpften Wachstums sind:

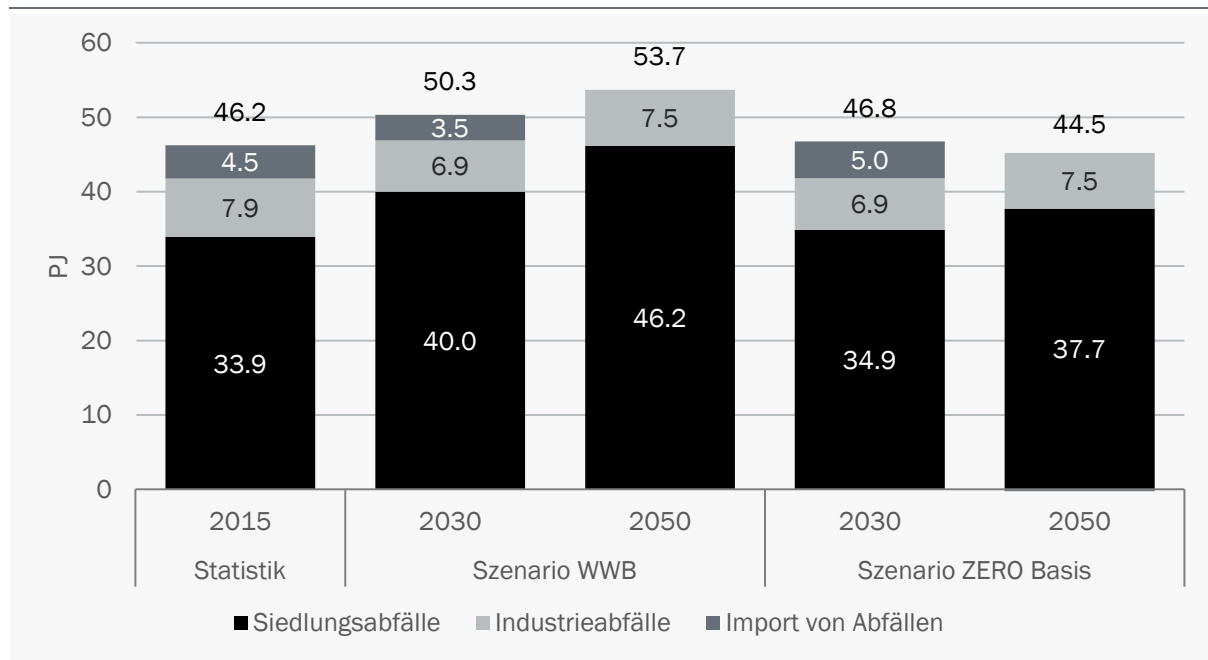
- eine deutliche Steigerung der Sammelquoten für Primärstoffe und Biomasse,
- die Vermeidung von Lebensmittelabfällen (von 80 % bis 2050) und
- weniger Zeitungs- und Verpackungspapier (aufgrund der Digitalisierung), jedoch mehr Hygienepapier (aufgrund des demografischen Wandels).

Grundlage für diese Abschätzungen bildet Prognos (2018b); siehe Szenarienkombination SZ 2+3+4.

Die zweitgrösste Fraktion stellen die Industrieabfälle dar (2015: 17 %; 2050: WWB: 14 %, ZERO Basis: 17 %), wobei diese Abfallsorte über den Betrachtungszeitraum bei 7 bis 8 PJ stagniert. Zusätzlich gewährleistet importierter Abfall eine hohe Auslastung der KVA. Die Importe machen 2015 noch 10 % des KVA-Abfallaufkommens aus. Anpassungen der KVA-Kapazitäten (WWB: Zubau, ZERO Basis: kein Zubau) führen bis 2050 dazu, dass kein Abfall mehr importiert wird.

Abbildung 15: Szenarienvergleich: Entwicklung des Abfallaufkommens in KVA

für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050; für die Szenarien WWB und ZERO Basis



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

6 Schlüsselbereiche für eine umfassende THG-Reduktion

Im nachfolgenden Kapitel werden einige ausgewählte Technologien vertiefend betrachtet und ihr heutiger Stand der Technik sowie ihre zu erwartende zukünftige Weiterentwicklung beschrieben. Diese Technologien nehmen aus Sicht der Autorinnen und Autoren eine Schlüsselrolle bei der Transformation des Energiesystems in Richtung Netto-null-Treibhausgasemissionen ein. Zu CCS und Negativemissionstechnologien sowie zum Thema Wasserstoff wurden im Rahmen der EP 2050+ eigenständige Exkurse verfasst. Aus diesem Grund wird auf diese Technologien hier nur kurz eingegangen.

6.1 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 Personenkraftwagen (PKW) 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 aktuell hingegen nur eine kleine Rolle. Einzig bei Linienbussen und bei Lastwagen für die Feinverteilung steigt die Nachfrage langsam an.

BEV sind Fahrzeuge, deren Antrieb ausschliesslich durch einen Elektromotor erbracht wird, der von einer Batterie mit Energie versorgt wird. Die Mehrzahl der aktuellen Modelle (im Jahr 2018) weisen eine Reichweite pro Ladung der Batterie von real rund 200 bis 400 km auf (ASTRA, 2018; VCS, 2019). Im Durchschnitt werden dafür rund 50 kWh Batteriekapazität benötigt. Mehr als 70 % der Energie, die in der Batterie gespeichert ist, kann in Bewegung umgewandelt werden (Cox et al., 2020). Berücksichtigt man auch die Energieverluste beim Laden der Batterie (ca. 15 %; (Cox et al., 2020; INFRAS et al., 2019)), werden immer noch 60 % der Energie, die der Batterie zugeführt wird, in Bewegung umgesetzt.

FCEV verfügen neben der Brennstoffzelle, die durch die Oxidation von Wasserstoff zu Wasser Strom generiert, auch über eine Batterie, die während des Fahrens durch die Brennstoffzelle geladen wird. Die Batterie wird benötigt, weil die Leistung der Brennstoffzelle die Verbrauchsspitzen beim Anfahren und Beschleunigen nicht decken kann. Weil die Batterie relativ klein ist und während des Beschleunigens und des Rekuperierens mit grossen Strömen belastet wird, muss sie schnellladefähig sein. Die Reichweite von FCEV beträgt pro Betankung mit Wasserstoff ca. 400 bis 600 km. Wie bei BEV kann auch bei FCEV rund 70 % der Energie von der Batterie in Bewegung umgesetzt werden. Die Ladeverluste für die Batterie liegen eher niedriger als bei BEV. Grund dafür ist, dass die Batterien in FCEV typischerweise nicht ganz vollgeladen werden und dass die Ladeeffizienz für die letzten 10 bis 20 % wegen des Ladungsausgleichs zwischen den Zellen der Batterie geringer ist als im tieferen Ladungsbereich. Ein grosser Energieverlust findet in der Brennstoffzelle hingegen bei der Umwandlung von Wasserstoff zu Strom statt. Dieser Prozess erreicht einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von rund 65 %. Damit wird ca. 40 % der Energie, die im Wasserstoff gespeichert ist, in Bewegung umgewandelt. Da aber schon bei der Herstellung und Komprimierung des Wasserstoffs rund 45 % der Energie verloren gehen, wird bei FCEV nur etwa 22 % des ursprünglich erzeugten Stroms in Bewegungsenergie umgewandelt. Damit liegt der Wirkungsgrad eines FCEV unter demjenigen eines herkömmlichen Dieselfahrzeugs.

Besonders bei der Effizienz der Brennstoffzelle wird eine kontinuierliche Verbesserung erwartet, trotzdem wird der Energieverbrauch von FCEV immer deutlich über dem von BEV liegen.

PHEV sind entweder Verbrennungsfahrzeuge, die durch einen zusätzlichen Elektromotor und einer am Stromnetz aufladbaren Batterie ergänzt wurden oder es sind BEV mit einem zusätzlichen Verbrennungsmotor. Dieser treibt einen Generator an, mit dem die Batterie während Fahrt nachgeladen werden kann. Die Batterie ist typischerweise so ausgelegt, dass theoretisch rund 50 km ohne Hilfe des Verbrennungsmotors gefahren werden können. Die Effizienz der PHEV unterscheidet sich je nach Variante stark: Bei BEV mit Zusatzverbrennermotor liegt die Effizienz bei Batteriebetrieb im Bereich der BEV-Effizienz und bei Verbrennerbetrieb im Bereich von effizienten Verbrennerfahrzeugen. Bei Verbrennern mit Zusatzelektromotor kann die Effizienz schlechter sein, da bei solchen Fahrzeugen der Elektromotor häufig nicht darauf ausgelegt ist, das Fahrzeug zügig zu beschleunigen oder bei Autobahntempo zu bewegen. Das hat dann zur Folge, dass der Verbrennungsmotor sehr oft anspringt und in einem sehr ineffizienten Lastbereich den Elektromotor unterstützt.

BEV waren 2020 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 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 BEV hingegen geringere Kosten an als für konventionelle Fahrzeuge. In Bezug auf die Lebenszykluskosten sind die BEV-PW heute in der Regel noch teurer als die konventionellen PW.²⁰ 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. Der Betrieb von PHEV ist ebenfalls günstiger als der von reinen Verbrennern. Dafür ist der Unterhalt für die zwei Antriebe immanent teurer als für einen. So werden für PHEV heute und in Zukunft höhere Lebenszykluskosten erwartet als für konventionelle Fahrzeuge. Auch bei FCEV muss mit relativ hohen Unterhaltskosten gerechnet werden. Aufgrund der geringen Gesamtenergieeffizienz²¹ werden auch die Energie- und damit die Betriebskosten relativ hoch bleiben.

Elektromobilität ist im Betrieb CO₂-frei (bzw. im Falle von PHEV CO₂-arm) und bietet – abgesehen von einer Reduktion der Fahrleistungen, die im Rahmen der Energieperspektiven nicht untersucht wurden – die vielversprechendste Möglichkeit, den Strassenverkehr bis 2050 treibhausgasneutral zu machen. Dabei stehen BEV im Vordergrund. PHEV dürften in einer Übergangszeit relativ wichtig, später aber durch BEV und, für spezielle Anwendungen, durch FCEV abgelöst werden. Da FCEV sowohl in der Anschaffung als auch im Betrieb immer wesentlich teurer sein werden als BEV, liegt der Anwendungsbereich dieser Technologie dort, wo BEV aufgrund der beschränkten Reichweite bzw. der zu langen Ladezeiten nicht sinnvoll eingesetzt werden können oder wo Kosten praktisch keine Rolle spielen und andere Aspekte den Ausschlag zum Kauf geben. Das kann bei speziellen Anwendungen von PW der Fall sein (z. B. Prestigefahrzeuge), wird aber häufiger beim Langstrecken-Schwerverkehr auftreten. Damit ein Batterielastwagen mit einer Ladung 400 km fahren kann, benötigt er mindestens 600 kWh Energie von der Batterie. Bei einer

²⁰ 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.

²¹ nicht nur des Fahrzeuges, sondern auch der Wasserstoffproduktion

Ladeleistung von 300 kW dauert es also 2 Stunden, um die Energie für 400 km zu laden. Für Langstreckentransporte wäre so das Verhältnis von Fahr- zu Ladezeit sehr ungünstig, sodass BEV aufgrund ihrer technischen Eigenschaften auf langen Strecken unwirtschaftlich wären.

Die Nachfrage nach BEV und PHEV muss weltweit rasch und stark steigen, um das Klimaziel von Paris zu erreichen. Das wiederum verlangt eine Vervielfachung der Produktionskapazität für Fahrzeugbatterien, was viel Kapital aber auch Zeit benötigt. Somit wird das Angebot an Fahrzeugbatterien für die nächsten fünf bis zehn Jahre die Anzahl an Elektrofahrzeugen auf rund 25 Millionen pro Jahr (Stichjahr 2028) begrenzen (Benchmark Minerals, 2019). Aufgrund der hohen Kaufkraft in der Schweiz wird davon ausgegangen, 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. Trotzdem ist eine beliebig rasche Einführung nicht realistisch.

6.2 Gebäudeeffizienz und Gebäudetechnik

6.2.1 Raumwärme

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme lag im Mittel der Jahre 2015 bis 2019 bei rund 230 PJ, das sind 30 % des gesamten Inlandverbrauchs (Prognos et al., 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 allen Szenarien eine Zunahme der Energiebezugsfläche von 16 % berechnet. Dennoch kann der Raumwärmeverbrauch wie bereits in den vergangenen Jahren zukünftig weiter reduziert werden. Dies ist in allen Szenarien im Wesentlichen auf folgende verbrauchsmindernde Faktoren zurückzuführen:

- Jährlich werden rund 0.2 % des Gebäudebestands abgerissen. Altbauten haben einen vergleichsweise hohen Energieverbrauch, Ersatzneubauten einen vergleichsweise geringen.
- Die neugebauten Gebäude sind energieeffizienter als Bestandsgebäude und tragen unterproportional zum Verbrauchsanstieg bei.
- Die Wärmeerzeuger werden effizienter und reduzieren die Umwandlungsverluste. Das wärmer werdende Klima reduziert den Raumwärmebedarf langfristig um über 10 % im Vergleich zum hier genutzten Referenzzeitraum 1984 bis 2002 (Prognos basierend auf Wetterdaten von MeteoSchweiz).²²
- Energetische Sanierungen reduzieren den Wärmebedarf im Gebäudebestand.

Die jährlichen Raten mit denen die Bauteile Fenster, Aussenwände, Dächer und Böden energetisch saniert werden, unterscheiden sich basierend auf heutigen Ausgangswerten deutlich. Vergleichsweise oft werden heute Fenster energetisch verbessert (ca. 2 % bis 3 % p. a.), bei Aussenwänden und Böden liegen die energetischen Modernisierungsraten hingegen deutlich unter 1 % p. a. (TEP Energy, 2020a, 2014). 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 Energy, 2020a). Bei einer Orientierung an den erfolgreichsten Kantonen

²² Wie in 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 begrenztem 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.

und mittels geeigneter energiepolitischer Instrumente könnte die jährlich sanierte Wohnfläche um rund 50 % oder mehr angehoben werden. Entsprechend wird in den ZERO Szenarien von höheren Modernisierungsraten ausgegangen (s. Kapitel 7.3 und 7.4).

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 Energy (2020b). Diese sind beschrieben in Kapitel 7.3.4.

Auch wenn Lernkurveneffekte von baulichen Massnahmen nicht so stark ausgeprägt sind wie in anderen Bereichen, sind doch auch im Bereich Wärmedämmungen und vor allem bei Fenstern und Verglasungen namhafte techno-ökonomische Fortschritte erzielt worden. Weitere technische Fortschritte sind zu erwarten. Beispiele dafür sind:

- Weitere sukzessive Reduktion der Wärmeleitfähigkeit von Wärmedämmstoffen, u. a. durch materialtechnische Ansätze (grauer EPS, Verbundmaterialien, Aerogele) und durch Innovationen bei den Bauelementen (Sandwich- oder Vakuumelemente) und bei den Konstruktionen (Fertigbauweise, Vorfertigung). Damit kann die Wärmeleitfähigkeit (Lambda-Wert) von 0.35-0.4 W/mK bei heute typischen Produkten in der breiten Anwendung auf 0.3 W/mK (bestes heute erhältliches EPS) und durch weitere Forschung und Entwicklung auf 0.1 bis 0.05 W/mK gesenkt werden (Ragonesi et al., 2016). Damit können Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) von rund 0.1 W/m²K mit wesentlich geringeren Dämmstärken erreicht werden.²³ Geringere Dämmstärken (bei gegebenen U-Wert-Verbesserungen) sind insbesondere beim nachträglichen Wärmeschutz des Gebäudebestands von Bedeutung, namentlich aus architektonischen und bautechnischen Gründen im Bereich der Fassadendämmung. Bei nachträglichen Dämmungen von Kellerdecken oder Dachböden sind geringe Dämmstärken aus genannten Gründen weniger massgebend.
- Heute übliche Fensterverglasungen weisen U-Werte von rund 1.0 W/m²K oder etwas weniger auf, aber bereits seit mehreren Jahren sind Fensterverglasungen mit U-Werten von 0.5 W/m²K (CEPE et al., 2002; Ragonesi et al., 2016) erhältlich. Ermöglicht wird dies durch Dreifachverglasungen mit beschichteten Gläsern und Edelgasfüllungen. Mit weitergehenden Ansätzen wie z. B. dem Einsatz von Zwischenfolien, Aerogelen und Vakuumverglasungen können noch tiefere Werte erreicht werden (Aguilar-Santana et al., 2019; Mayer Glastechnik, 2018).

6.2.2 Ausgewählte Gebäudetechnikanwendungen im Nicht-Wohnbereich

Vor allem im Bereich der Nicht-Wohngebäude haben diverse gebäudetechnische Anwendungen einen entscheidenden Einfluss auf den Bedarf nach thermischer Nutzenergie (Wärme, Kälte) und auf den Stromverbrauch. Bei den meisten dieser Anwendungen bestehen nach wie vor hohe Energieeffizienzpotenziale. Dies wird durch den Unterschied zwischen dem heute üblichen Stand der Technik (Standardwerte) und den Zielwerten in SIA-Normen und Merkblättern verdeutlicht. Speziell zu nennen sind hierbei v. a. das Merkblatt SIA 2024 (Raumnutzungsdaten für Energie-

²³ U-Werte beschreiben die Masseinheit zur Ermittlung des Wärmeverlusts eines Bauteils und geben die Wärmemenge an, die pro Zeiteinheit und 1K-Temperaturunterschied durch 1m² Bauteilfläche verloren geht. Tiefere U-Werte als 0.1 W/m²K sind unabhängig von der Art der Dämmung aus energetischer Sicht (unter Berücksichtigung der Grauen Energie) nicht zu rechtfertigen, siehe (Öko-Institut, 2015; Wohlgemuth, 2015).

und Gebäudetechnik) sowie SIA 387/4 (Bereich Beleuchtung). Auch im Rahmen der Studie im Auftrag von EnergieSchweiz und in Zusammenarbeit mit den Gebäudetechnik-Verbänden wurden substantielle Potenziale in den verschiedensten Bereichen aufgezeigt (TEP Energy, 2016a). Im Bereich Klimakälte werden die Potenziale u. a. auch von Brunner (Brunner et al., 2019) beschrieben.

Die detaillierten Annahmen zu einzelnen Technologien und ihren spezifischen Effizienzentwicklungen und Strombedarf sind im Abschnitt 7.3.6 zu finden.

6.3 Dezentrale elektrische Wärmepumpen

Im Jahr 2020 waren rund 300'000 Wärmepumpen-Heizungen in Betrieb (Werte ohne reine Warmwassererzeuger; (BFE, 2021a)). Seit ein paar Jahren übertreffen die jährlichen Absatzzahlen von Wärmepumpen diejenigen von Gas- und Heizölheizungen. Im Jahr 2020 wurden insgesamt 28'000 Wärmepumpenheizungen verkauft und über 7'000 Wärmepumpen zur Warmwassererzeugung (GebäudeKlimaSchweiz, 2021). 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) lag der Anteil bei rund 65 % (Wüest Partner, 2021). Im Gebäudebestand, bei Umbauten oder wenn die Heizung ersetzt wird, werden hingegen nach wie vor häufig fossile Heizsysteme installiert, aber auch in diesem Segment nimmt die Bedeutung der Wärmepumpen zu.

Es gibt verschiedene Wärmepumpentechnologien, die sich u. a. in der genutzten Wärmequelle (Aussenluft, Erdreich (Sole), Wasser), des Kältemittels, der Art der Aufstellung des Wärmetauschers und die Betriebsweise (monovalent oder bivalent, z. B. mit einem Heizstab) unterscheiden. Die Effizienz der Anlagen hängt in erster Linie von der technischen Güte (Gütegrad) und der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke ab. Entsprechend ist die Effizienz der Systeme bei Neubauten grundsätzlich höher, da hier tiefere Vorlauftemperaturen benötigt werden als in (unsanierten) Bestandsbauten. Aktuelle Feldmessungen des BFE zeigen, dass im Gebäudebestand in Abhängigkeit des Sanierungszustands (saniert, unsaniert) und der genutzten Wärmequelle (Luft, Boden) im Mittel Jahresarbeitszahlen (JAZ) zwischen 2.8 bis 4.6 erreicht werden (EnergieSchweiz (2019) und NTB (2019)).²⁴ Bei Neubauten werden bei Luftwärmepumpen im Mittel Jahresarbeitszahlen von rund 3.5 erreicht, bei Sole-Wärmepumpen lag die durchschnittliche JAZ bei annähernd 5 (jeweils für Raumwärme und Warmwasser).

Die Entwicklung der Einflussfaktoren auf die zukünftige Effizienz von Wärmepumpenanlagen ist nicht vollständig vorhersehbar. Sie hängt nicht nur von technischen Faktoren ab, sondern auch von den regulatorischen Rahmenbedingungen (u. a. Mindeststandards bzw. Mindestanforderungen, wirtschaftliche Anreize für effiziente Modelle, Vorgaben bezüglich der Legionellenvorbeugung). Zwei Kurzstudien, die im Rahmen der EP 2050+ von der Hochschule Luzern (HSLU, 2019) und der Interstaatlichen Hochschule für Technik Buchs (NTB, 2019) erstellt wurden, gehen selbst im konservativsten Szenario von deutlichen Effizienzsteigerungen gegenüber der heutigen Technik aus. Die längerfristige Entwicklung der JAZ Heizen von Sole/Wasser (S/W)- und Luft/Wasser (L/W)-Wärmepumpen ist massgeblich von folgenden Faktoren abhängig:

²⁴ 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. Berücksichtigt wird der Stromverbrauch für die Wärmepumpe und quellen-seitige Pumpen und Verbraucher. Nicht enthalten sind die direkt genutzte Umweltwärme und der Verbrauch für Zusatzheizung (z. B. Elektroheizstab).

- Entwicklung der Quellentemperaturen
- Entwicklung der Senkentemperaturen
- Entwicklung des Gütegrads der Wärmepumpen

In Anlehnung an Wellig 2019 wird in den EP 2050+ von einer ansteigenden Quellentemperatur bei Sole-Wärmepumpen ausgegangen, die auf vermehrte Regeneration der Erdsonden während der Sommermonate und auf verbesserte Qualitätskontrollen zurückzuführen ist. Im Szenario ZERO wird ein Anstieg der mittleren Quellentemperatur von rund 5 °C auf 7 °C im Jahr 2050 unterstellt. Bei Luftwärmepumpen wird nur von einer geringen Steigerung ausgegangen, als Grund wird die Klimaerwärmung genannt. Angenommen wird ein Anstieg von 2.8 °C auf 3.2 °C, entsprechend der Veränderung der mittleren Temperatur in der Periode November bis Mitte März.

Bei der Senkentemperatur besteht in der Regel ein Unterschied zwischen Neubauten und Bestandsbauten. Für die energieeffizienteren Neubauten wird am aktuellen Rand eine mittlere Vorlauftemperatur für das Heizen von 35 bis 40 °C angenommen. Durch weitere Effizienzsteigerungen an den Neubauten wird bis im Szenario ZERO 2050 eine Reduktion auf 30 °C unterstellt. Bei Bestandsgebäuden, insbesondere bei nicht oder nur gering sanierten Gebäuden, müssen die Anlagen mit deutlich höheren Vorlauftemperaturen betrieben werden. Am aktuellen Rand wird im Mittel eine erforderliche Vorlauftemperatur von 55 °C unterstellt. Im Szenario ZERO verringert sich die Vorlauftemperatur im Mittel auf annähernd 45 °C im Jahr 2050. Ursache für die Abnahme sind unter anderem die Optimierung der Wärmeabgabesysteme (z. B. Vergrößerung der Heizflächen) und die Zunahme der energetischen Gebäudesanierungen (höhere Sanierungsaktivität und höhere Effizienzstandards bei der Durchführung).

Die Effizienz der Wärmepumpe kann durch den Gütegrad der Anlage ausgedrückt werden. In den Kurzstudien von Wellig und der NTB wird von einer relevanten Steigerung des Gütegrads bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Bei Wellig steigt er auf rund 0.6 und bei NTB (2019) auf 0.55 bis 0.65. Begründung für die Steigerung sind die weitere Optimierung der Regelung und die Verbesserung von Komponenten, u. a. der Verdampfer und Ventilatoren sowie des Abtauprozesses. Die Zunahme fällt bei den L/W-Wärmepumpen etwas höher aus als bei den S/W-Wärmepumpen, die bereits heute einen vergleichsweise hohen Gütegrad aufweisen. Aufgrund der stark variablen Temperaturquelle und den damit verbundenen teilweise sehr hohen Temperaturhüben wird aber auch langfristig der Gütegrad von L/W-Wärmepumpen geringer bleiben als bei den S/W-Wärmepumpen.

Durch Erhöhung der Quellentemperatur, Senkung der Vorlauftemperatur und Steigerung des Gütegrads erhöht sich die JAZ bei L/W-Wärmepumpen bis 2050 bei Neubauten voraussichtlich auf 6 bis 7 und im Bestand auf rund 4 bis 5.5 (gemäss Wellig (2019) und NTB (2019)). Bei S/W-Wärmepumpen könnte die mittlere JAZ bei Neubauten sogar auf 8 bis 10 und bei Bestandsgebäuden auf 4.5 bis 7.5 steigen.

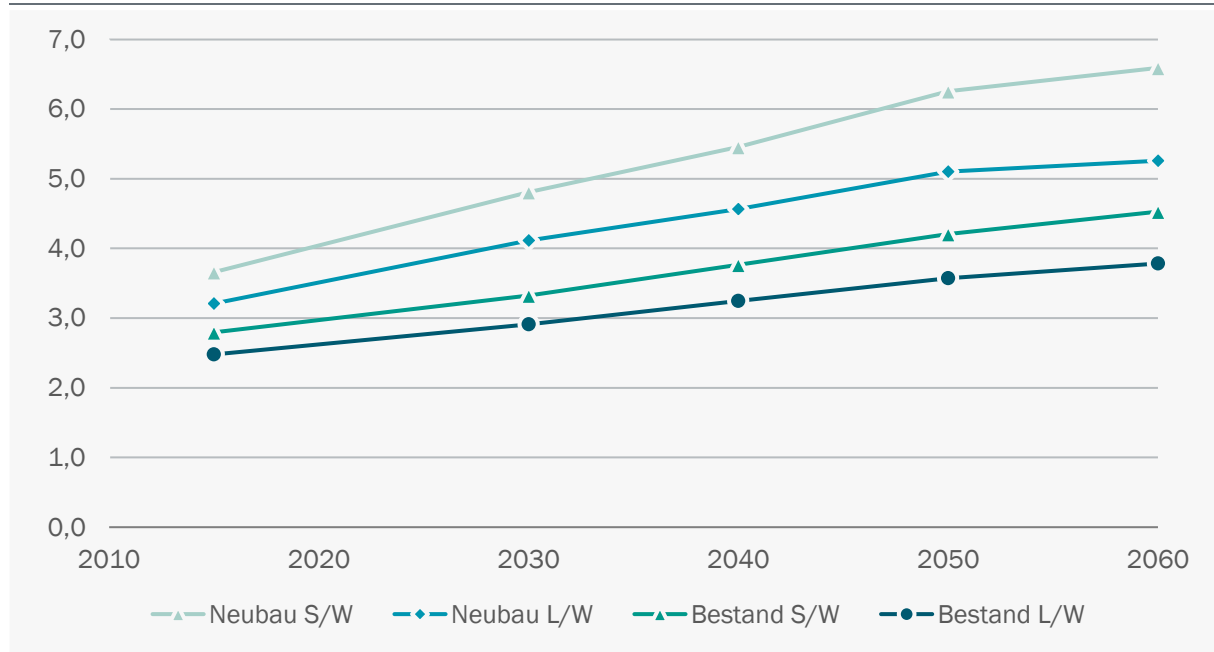
Der für den Verbrauch relevante Wärmenutzungsgrad, der auch die Zusatzverbraucher berücksichtigt (Pumpen, Heizstab), ist in der Regel bis zu 10 bis 15 % tiefer als die JAZ. In den Szenarien wird langfristig ein bedeutender Anteil der elektrischen Wärmepumpen «flexibel» gesteuert: Der Betrieb der Wärmepumpen wird dann soweit möglich dem Angebot an fluktuierender Stromerzeugung aus PV und Wind angepasst, die Anlageneffizienz nimmt dadurch leicht ab.

Die im Szenario ZERO unterstellte Entwicklung des Wärmenutzungsgrads für L/W- und S/W-Wärmepumpen, unterschieden nach Neubau und Bestand, ist in Abbildung 16 dargestellt. Der Energieverbrauch für die Wärmeverteilung in den Gebäuden ist im dargestellten Wärmenutzungsgrad

nicht enthalten. Dieser Energieverbrauch wird im Rahmen der EP 2050+ separat ausgewiesen und dem Verwendungszweck Klima, Lüftung, Haustechnik zugerechnet.

Abbildung 16: Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen für Raumwärme

für Neuanlagen nach Typ und Einsatz, Szenario ZERO



ohne Hilfsenergie für Wärmeverteilung

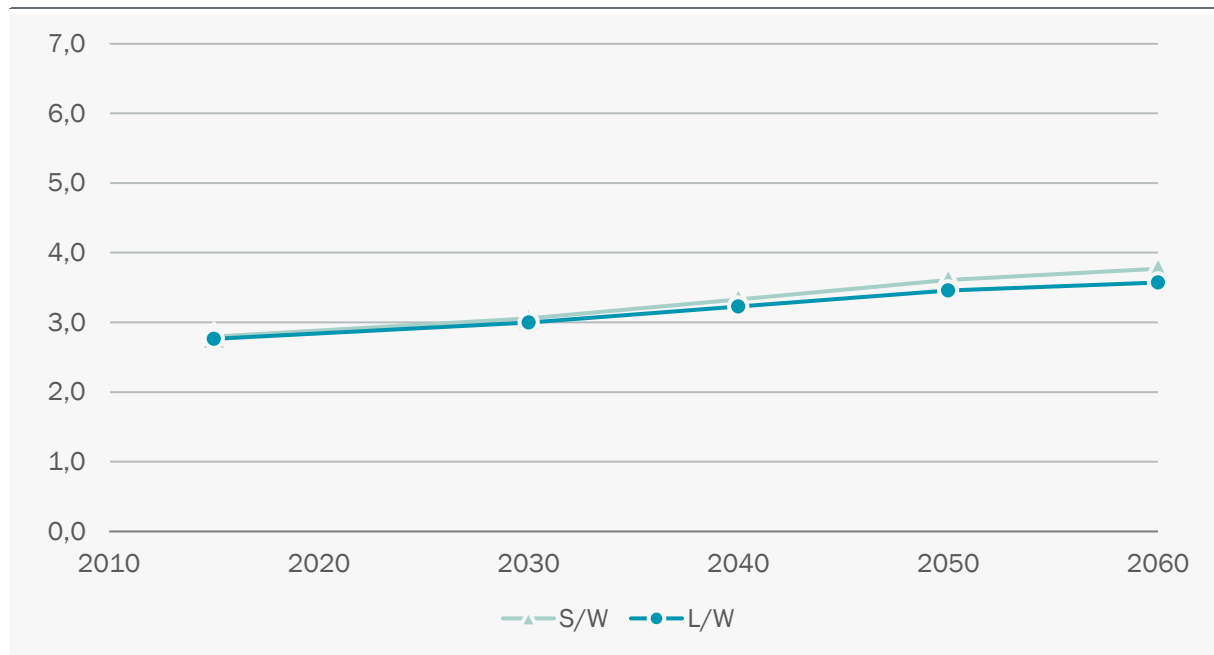
Quelle: eigene Berechnung basierend auf Wellig (2019) und NTB (2019b) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die JAZ für die Erzeugung von Warmwasser ist tiefer als die JAZ für das Heizen, was auf die höhere Vorlauftemperatur im Vergleich zu Neubauten, zurückzuführen ist. Vorteilhaft wirkt sich die im Mittel etwas höhere Quelltemperatur bei den L/W-Wärmepumpen aus, da das Warmwasser ganzjährig erzeugt wird. Aktuell liegt der Wärmenutzungsgrad für die Erzeugung von Warmwasser unter 3, langfristig wird für Neuanlagen ein Anstieg auf rund 3.5 erwartet (s. Abbildung 17). Die Gebäudehülle hat keinen nennenswerten Einfluss auf die Effizienz zur Erzeugung des Warmwassers, deshalb wird keine Unterscheidung nach Neubau und Bestand unterstellt.²⁵

²⁵ Unterschiede bei der Verteilung des Warmwassers werden vernachlässigt.

Abbildung 17: Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen für Warmwasser

Neuanlagen nach Typ



ohne Hilfsenergie für Wärmeverteilung

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Wellig (2019) und NTB (2019b) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Szenario WWB wird von einer etwas langsameren Steigerung des Wärmenutzungsgrads ausgegangen. Ursache sind unter anderem die etwas geringere Quelltemperatur bei S/W-Wärmepumpen (weniger Regeneration), die etwas höhere Vorlauftemperaturen (weniger Gebäudeeffizienz), eine langsamere Steigerung des Gütegrads und ein höherer Hilfsenergieverbrauch (u. a. für Pumpen und Heizstab). Dennoch wird auch im Szenario WWB ein deutlicher Anstieg unterstellt (s. Abbildung 18).

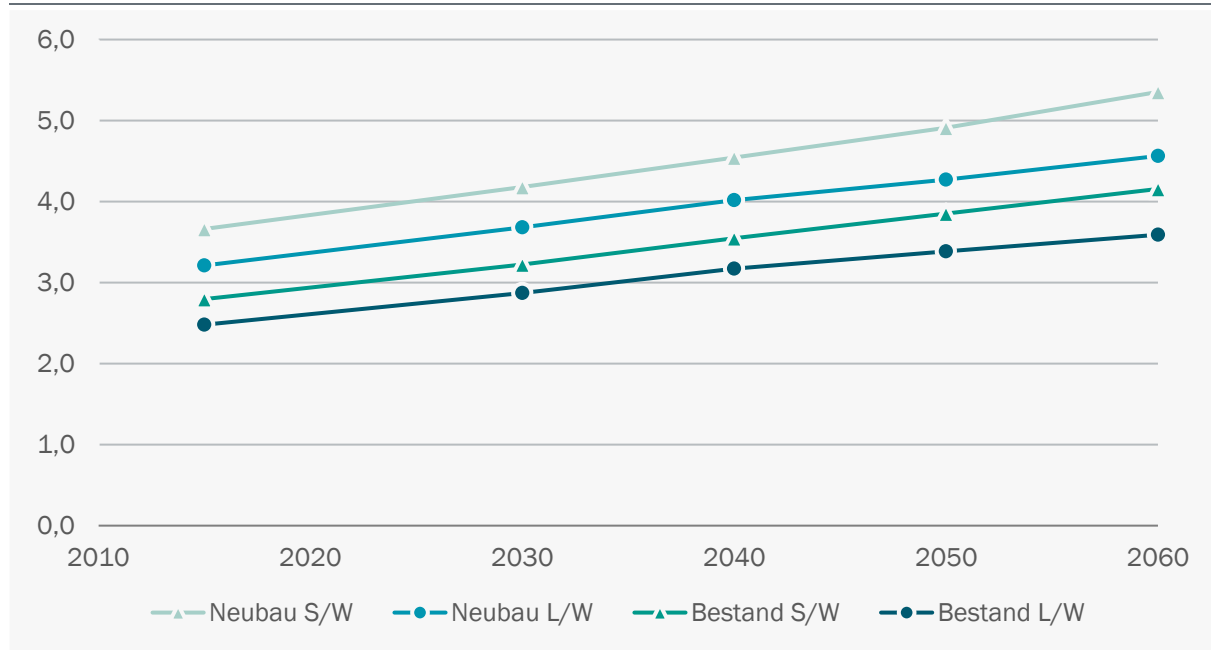
Aufgrund der Klimaerwärmung und der heisseren Sommermonate wird der Bedarf an Klimakälte zunehmen. Die Kühlfunktion dürfte zukünftig zur Standardausstattung von Wärmepumpen zählen (BWP, 2018). Die theoretischen Effizienzwerte für das Kühlen liegen im Bereich von 3.5 bis 4 bei aktiver Kühlung mittels elektrischer Kompressionswärmepumpe, für passive Kühlung mittels Erdwärmesonde und geringem Pumpstrombedarf sind theoretisch Werte bis zu 25 möglich (NTB, 2019).

Wärmepumpen sind bei der Anschaffung je nach Anwendungsfall teurer als Öl- oder Gasheizungen. Vor allem bei Substitutionen und bei grossen Gebäuden ergeben sich durch Umrüstungen zusätzliche Kosten. Die Mehrkosten für Luft-Wasser-Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen liegen bei Einfamilienhäusern bei rund 10'000 bis 25'000 Franken (je nach konkreter Situation), bei Mehrfamilienhäusern im Mittel bei rund 30'000-60'000 Franken (abgeleitet aus TEP Energy (2020b)). Aufgrund der erwarteten stärkeren Kostendegression bei Wärmepumpen (Lernkurveneffekte) wird angenommen, dass sich die Mehrkosten bis 2050 um bis zu rund 60 % verringern. Basis für diese Annahme sind u. a. die im H2020-Projekt REFLEX aufgezeigten Lernkurveneffekte

im Bereich Wärmepumpen (Junginger und Louwen, 2020). Weitere Details zur Kostenentwicklung sind in Kapitel 7.3.4 beschrieben.

Abbildung 18: Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen für Raumwärme

für Neuanlagen nach Typ und Einsatz, Szenario WWB



ohne Hilfsenergie für Wärmeverteilung

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Wellig (2019) und NTB (2019b) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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. Diese höheren Kosten werden ebenfalls (teilweise) durch die tieferen Energiekosten kompensiert (aufgrund der höheren Effizienz).

6.4 Stromerzeugung

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, 2018a) 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 (Prognos und INFRAS, 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 (Prognos und INFRAS, 2012) abgeleitet.

Informationen zur Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der erneuerbaren Stromerzeugung beruhen grösstenteils auf Studien des PSI (PSI, 2019, 2017). 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 (Thees et al., 2017) abgeleitet. Für die Fortschreibung der Kosten wurden eigene Annahmen getroffen. Die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der reinen Wärmeerzeugung durch Grosswärmepumpen und Geothermieanlagen beruht auf Daten aus internationalen Studien (z. B. (EUC, 2019). Diese wurden für die Schweiz adaptiert.

6.5 Thermische Netze

Thermische Netze, die erneuerbare Energiequellen erschliessen und diese in Form von Wärme (und Kälte) zu den Gebäuden bringen, stellen einen der Schlüsselbereiche für eine umfassende THG-Reduktion dar. Zu begründen ist dies wie folgt:

- Rund 20 % der zu beheizenden Flächen können nur mittels thermischen Verbunden oder gar nicht mit erneuerbarer thermischer Energie versorgt werden (s. Tabelle 15). In grösseren Gemeinden oder gar Städten ist dieser Anteil noch grösser (s. Tabelle 16).
- Darüber hinaus eröffnen thermische Netze bei einem Grossteil der zu beheizenden Fläche die Möglichkeit, erneuerbare thermische Energiequellen zu erschliessen und diese zu den Gebäuden zu bringen. Insgesamt ist dies bei mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung bei 70 % der EBF der Fall, in grösseren Gemeinden sogar bei 80 %. Bei der Mehrheit dieser Flächen wären grundsätzlich auch dezentrale Lösungen möglich (s. Tabellen 15 und 16).
- Statistische Analysen zeigen, dass die Verfügbarkeit bzw. Nicht-Verfügbarkeit von fossilen bzw. nicht-fossilen Angeboten den Energieträgermix entscheidend beeinflusst. Das Zurverfügungstellen eines Energieversorgungsangebots, das auf erneuerbaren Energiequellen basiert, ist entsprechend ein effektiver Ansatz, die Nutzung von fossilen Energieträgern zu reduzieren und diejenige von erneuerbaren Energien voranzutreiben.
- Grundsätzlich stehen lokal jeweils mehrere erneuerbare Energiequellen zur Verfügung. Hier- von müssen in der Regel nicht alle voll ausgeschöpft werden, aber in der Regel ist es vorteilhaft, verschiedene Arten von Energiequellen kombiniert zu nutzen; welche davon in welchem Ausmass und in welcher Form zu nutzen sind («klassische Fernwärme» bis hin zu «Anergienetzen»), hängt von den lokalen Gegebenheiten ab.
- Damit thermische Netze ihre Rolle als Schlüsseltechnologie wahrnehmen können, sind sie rasch auf- und auszubauen. Nur so stehen dem Gebäudeeigentümern von Wohn- und Nicht-Wohngebäuden entsprechende erneuerbare Energiequellen rechtzeitig zur Verfügung (s. Hinweise Kap. 5.3.7). Kantonalen und kommunalen Energieplanungen kommen dabei eine wichtige koordinierende und unterstützende Funktion zu.

6.6 Strombasierte Energieträger (PtX)

Die Annahmen zu strombasierten Energieträgern (u. a. Power-to-Liquid (PtL), Power-to-Methan (PtMethan) und Wasserstoff (PtH₂)²⁶) beruhen auf einer aktuellen Studie zur Technologie- und Kostenentwicklung von strombasierten Energieträgern (Prognos, 2018a), 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.

Eine ausführliche Beschreibung der zukünftigen Entwicklung der Wasserstofferzeugung und Verwendung findet sich in einem Exkurs zu diesem Thema (Prognos et al., 2021b).

6.7 Negativemissionstechnologien/CCS

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

Die Annahmen sind so getroffen, dass ein realistischer Hochlauf der Negativemissionstechnologien bis zum Jahr 2050 möglich ist. Dafür werden etwa ab dem Jahr 2030 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 europäische Pipelineinfrastruktur 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 ausgebaut wird. Im Ausland wird eine wesentlich grössere Speicherkapazität offshore und onshore angenommen, wobei die Offshore-Potenziale in der Nordsee mit erster

²⁶ 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.

Priorität genutzt werden. Im Ausland wird zusätzlich CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre mittels direkter Abscheidung aus der Atmosphäre (Direct Air Capture; DAC) angenommen, um die inländischen Restemissionen zu kompensieren. Als Ergänzung zu CCS werden auch Negativemissionen durch Pflanzenkohle betrachtet, wobei die unterirdische Lagerung entfällt. Allerdings fällt die Menge an Pflanzenkohle aufgrund des limitierten Biomassepotenzials bis 2050 sehr begrenzt aus.

Die Kostenentwicklungen der einzelnen Technologien beruhen auf den Ergebnissen von Literaturrecherchen 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) und nach CO₂-Konzentration im Rauchgas leicht unterschiedliche spezifische Kosten, die jeweils knapp unter 100 CHF/t CO₂ liegen. Beim 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 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.

Eine ausführliche Beschreibung der Annahmen zur Entwicklung von Negativemissionstechnologien und CCS im Rahmen der EP 2050+ findet sich in einem Exkurs zu diesem Thema (Prognos et al., 2021c).

6.8 Kreislaufwirtschaft (Kunststoffrecycling)

Unter Kreislaufwirtschaft wird allgemein verstanden, Materialien weitgehend im Kreis zu führen, also nach der Nutzung erneut der Produktion zuzuführen. Bei der Energieproduktion werden Abfälle thermisch verwertet, sodass diese Materialien nicht mehr dem Kreislauf zur Verfügung stehen. Paradoxerweise gehört die Energieproduktion zum heutigen Verständnis einer Kreislaufwirtschaft. Diese Definition von Kreislaufwirtschaft wird für die Modellierung der Szenarien zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass Materialien, die in ihrer ursprünglichen Eigenschaft bereits heute wiederverwertet werden (wie z. B. Papier, Glas, Aluminium, Eisen, Getränkeflaschen aus PET und zu geringen Teilen Bauschutt), auch zukünftig wiederverwertet werden – umgekehrt bleibt es bei einer thermischen Verwertung der restlichen Materialien (Abfälle). Etwaige historische Trends in den Wiederverwertungsraten werden in der zukünftigen Entwicklung der Szenarien identisch antizipiert, wobei die wichtigsten Wiederverwertungsraten wie Altpapierquote, Scherbenanteil und Schrottaufkommen bereits seit vielen Jahren auf hohem Niveau stagnieren und aufgrund logistischer Einschränkungen kaum weiter zu steigern sind.

Die Weiterführung der oben beschriebenen Kreislaufwirtschaft zu einem System, in dem alle Materialien mehrfach bzw. (vernachlässigt man geringe technisch unvermeidbare Verluste) beliebig oft im Kreis geführt werden und demnach keine thermische Verwertung insbesondere der Kunststoffe einen Kreislauf unterbindet, nennt sich Circular Economy. Die Circular Economy wurde für die Szenarienrechnungen der EP 2050+ *nicht* unterstellt. Wichtigster Grund dafür ist das Kunststoffrecycling²⁷: Primärkunststoffe (aus Erdöl) werden in der Schweiz nicht hergestellt. Der

²⁷ Der praktische Unterschied zwischen «Circular Economy» und «Kreislaufwirtschaft» ist nicht ausschliesslich das Kunststoffrecycling, jedoch ist dieses aus Sicht der vorliegenden Studie der mit Abstand bedeutendste Unterschied beider Konzepte, denn Kunststoffrecycling verändert umfassend bestehende Stoff- und Energieströme über Sektor- und teilweise auch Landesgrenzen hinweg.

Grossteil aller verbrauchten Kunststoffe, rund 80 Prozent (BAFU, 2021a), landet heute im Abfall und wird den Kehrichtverbrennungsanlagen zugeführt. Nur eine kleine Fraktion, insbesondere die separat gesammelten PET-Flaschen, werden wiederverwertet und zu neuen (aber nicht zwingend identischen) Produkten verarbeitet. Insgesamt stellen Kunst- und Verbundstoffe mit rund 32 Gewichtsprozent die zweitgrösste Fraktion des Abfallaufkommens dar, hinter den biogenen und organischen Abfällen mit rund 48 Gewichtsprozent (BAFU, 2014). Eine grosstechnische Umstellung der derzeitigen Kunststoffströme zu einem echten Kreislauf impliziert viele Annahmen: Welche Kunststoffe bleiben am Markt, denn nicht alle Kunststoffe lassen sich gleich gut rezyklieren? Findet die Sortierung, Aufbereitung und Wiederverwertung der Kunststoffe in der Schweiz oder im europäischen Ausland an den zentralen Standorten zur Primärkunststoffherstellung statt? Wie reagieren die KVA auf den Wegfall des hochkalorischen Abfalls, wird der restliche, überwiegend biogene Abfall möglicherweise nicht mehr verbrannt, sondern zu Biogas vergoren? Wie wird die durch den Rückgang des Abfalls eingeschränkte Fernwärmebereitstellung kompensiert? Wieviel zusätzliche Energie bedarf ein inländisches Kunststoffrecycling? Diese zu treffenden Annahmen wechselwirken mit dem Energiesystem und haben einen komplexen Einfluss auf das Szenariodesign. Sie können aus heutiger Perspektive noch nicht mit ausreichender Verlässlichkeit bestimmt werden und bleiben hypothetisch, weshalb sie in den EP 2050+ keine Berücksichtigung fanden.

6.9 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. Das 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 (s. Kapitel 5.3).

In der Strommarktmodellierung werden grenzüberschreitende Netzrestriktionen zwischen den modellierten Ländern abgebildet. Diese werden über einen NTC-Ansatz auf Basis vorliegender Daten der ENTSO-E (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 im Strombereich Inputs aus vorliegenden Studien verwendet. Für die Bewertung der Kosten des Stromnetzes wird eine Studie von Consentec (2017, 2015) zur Entwicklung der Netzkosten unter Berücksichtigung der Energiestrategie 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 Übertragungsnetz als auch für das Verteilnetz abgebildet.

Bei der wärmespezifischen leitungsgebundenen Infrastruktur (Fern- und Nahwärme) gibt es zwei Möglichkeiten, die Kosten zu berechnen. Die erste besteht in einem Bottom-up-Ansatz, bei dem die Länge des erforderlichen Leitungsnetzes berechnet und mit spezifischen Investitionskosten (CHF pro Laufmeter) verknüpft wird. Hierbei ist zwischen verschiedenen Fällen zu unterscheiden, was die baulichen Randbedingungen (Art des Terrains und Urbanität) und die Leitungsquerschnitte (zu transportierende Leistung) betrifft. Die zweite Möglichkeit besteht darin, die Kosten

anhand der abgesetzten Energiemengen und der Wärmelieferkosten beim Endkunden zurückzurechnen, wobei Annahmen zur Struktur der Wärmelieferkosten zu treffen sind (Kostenanteile Wärmeerzeugung und -verteilung, je unterteilt in Kapital-, Betriebs- und Energiekosten). Für die Berechnung der FW-Potenziale wurde die erste Möglichkeit gewählt (s. Kapitel 5.3), für die gesamtwirtschaftlichen Kosten (s. Kapitel 9), die zweite. Hierbei wurde von statischen Kosten ausgegangen, weil angenommen wird, dass sich zwei gegenläufige Effekte in etwa kompensieren: Zum einen ist bei zunehmendem Einsatz und mit einem weiteren Ausbau mit einer gewissen Kostendegression aufgrund von Erfahrungs- und Lerneffekten zu erwarten. Zum anderen ist bei zunehmender Ausschöpfung der Potenziale der erneuerbaren Wärmequellen und der Ausdehnung der thermischen Infrastruktur, von steigenden spezifischen Kosten auszugehen. Für die vorliegende Modellierung wird daher angenommen, dass sich die beiden Kosteneffekte ausgleichen.

Durch die Elektrifizierung und den Einsatz von Wasserstoff im Strassenverkehr werden, je nach Szenario bzw. Variante, neue Ladeinfrastrukturen und Wasserstofftankstellen benötigt. In allen Szenarien werden die privaten und öffentlichen AC-Ladestationen (11–22 kW) sowie die öffentlichen DC-Ladestationen (50–350 kW) z. B. an Autobahnraststätten oder bei Einkaufszentren ausgebaut. Es wird davon ausgegangen, dass für jedes BEV je nach Jahr zwischen 1 und 1.2²⁸ AC-Ladestationen sowie eine DC-Ladestation pro 100 bis 1'000 BEV zur Verfügung stehen wird. In der Variante ZERO A (Strom) wird zusätzliche auf 95 % der Schweizer Nationalstrassen eine Spur mit Oberleitung aufgerüstet. Zur Versorgung der FCEV wird davon ausgegangen, dass bis 2021 bereits 10 Wasserstofftankstellen bereitstehen und die Anzahl bis 2025 auf 100 Wasserstofftankstellen steigen wird.

²⁸ Wert sinkt mit der Zeit, da immer mehr BEV in die Flotte kommen und so Synergien besser genutzt werden können.

7 Annahmen in den Sektoren

Die Definition der untersuchten Szenarien und deren zentralen Eckwerte ist in Kapitel 2.1 dargestellt. Im nachfolgenden Kapitel werden die Konkretisierung der Szenarien in den einzelnen Sektoren und sektorspezifischen Mengengerüste beschrieben. Vorab sind in Tabelle 18 die zentralen Ausprägungen in den Hauptsektoren in den einzelnen Szenarien vergleichend dargestellt.

Tabelle 18: Zentrale Ausprägung der Szenarien in den Hauptsektoren

Szenario	Gebäude (Haushalte und Dienstleistungen)	Industrie	Verkehr	Umwandlung
ZERO Basis	<ul style="list-style-type: none"> deutliche Steigerung der Energieeffizienz bei Elektrogeräten, Anlagen, Gebäuden die elektrischen Wärmepumpen sind das wichtigste System zur Erzeugung von Wärme in Gebäuden leitungsgebundene Nah- und Fernwärme sind eine wichtige Ergänzung der WP bei der Wärmeversorgung, die Bedeutung ist insbesondere in dicht bebauten Siedlungen hoch fossile Energieträger wie Erdgas und Heizöl werden 2050 nicht mehr eingesetzt. Biomasse: geringe Priorität im Gebäudesektor, genutzt in schwer sanierbaren Altbauten kein Einsatz strombasierter Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> deutliche Steigerung der Energieeffizienz auf BVT-Niveau verstärkter Einsatz von Wärmepumpen bei Niedertemperatur-Prozesswärme und Gebäudeheizung Substitution von fossilen durch Fernwärme und vor allem erneuerbare Energieträger (bis zur Sektor-Potenzialgrenze) CCS bei grossen Punktquellen beschleunigte Elektrofizierung zusätzlicher Einsatz von bis zu 5 PJ Siedlungsabfällen bei der Zementherstellung 	<ul style="list-style-type: none"> sehr rasche Elektrifizierung der Strassen- und Off-Road-Flotten, vor allem bei leichten Fahrzeugen. Keine Oberleitung für SNF, darum in dem Segment weniger BEV, dafür relativ viele FCEV und CNG/LNG-Fahrzeuge sehr rasche Effizienzsteigerung bei neuen Verbrennungsmotorfahr- und -flugzeugen sowie Maschinen rasche Effizienzsteigerung beim Schienenverkehr Vollständige Ausnutzung der Biotreibstoffpotenziale für den Verkehrssektor Strombasierte Treibstoffe, um die fossilen Energieträger bis 2050 vollständig zu ersetzen. 	<ul style="list-style-type: none"> Stromverbrauch: hohe Effizienz im Endenergieverbrauch Strom kompensiert zu grossen Teilen den Anstieg des Stromverbrauchs durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sowie durch das unterstellte Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum EE Strom: deutlicher Ausbau, wird Basis des Stromsystems Wasserkraft: Ausbau und zentraler Ausgleich der EE-Erzeugung FW-Verbrauch: deutliche Zunahme FW-Erzeugung: stärkere Nutzung Abwärme, Biogas, Geothermie, Grosswärmepumpen PtX: H₂-Erzeugung zum Teil inländisch, geringe PtL-Mengen vollst. importiert.
ZERO A Strom	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung der Energieeffizienz wie in ZERO Basis Wärmepumpen: sehr hohe Durchdringung 	<ul style="list-style-type: none"> Effizienz (Anlagen/Gebäude): wie Basisvariante Strom: für HT-Wärme soweit möglich WP inkl. Abwärme: analog Gebäude 	<ul style="list-style-type: none"> Effizienz (Antriebe): wie Basisvariante Elektro-Pkw: Basisvariante Oberleitungen und BEV plus Batterie-Hybride für LNF/SNF 	<ul style="list-style-type: none"> Stromverbrauch: höher als in Basisvariante EE Strom: Basisvariante (ggf. Ausnahme Biomasse) Wasserkraft: Basisvariante

Szenario	Gebäude (Haushalte und Dienstleistungen)	Industrie	Verkehr	Umwandlung
	<ul style="list-style-type: none"> Fern-/Nahwärme leichter Anstieg, bei der Erzeugung der leitungsgebundenen Wärme haben Grosswärmepumpen eine hohe Bedeutung Gas und Heizöl-Heizungen werden wie in ZERO Basis weitgehend vollständig ersetzt Biomasse: geringe Priorität im Gebäudesektor kein Einsatz strombasierter Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> Gas: tiefer als in Basisvariante Öl: Basisvariante Fern-/Nahwärme: Basisvariante Biomasse: wo Strom nicht funktioniert, hohe Priorität Müll: Basisvariante 	<ul style="list-style-type: none"> CNG und FCEV: tiefer als in Basisvariante Biomasse: BtL weglassen, ggf. stattdessen PtL Internationale Luftfahrt: PtL, Mengen unverändert 	<ul style="list-style-type: none"> FW-Verbrauch: tiefer als in Basisvariante FW-Erzeugung: mehr WP und Biogas (Spitzenlast), weniger Geothermie als Basisvariante Kein PtX
ZERO B Gas	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung der Energieeffizienz wie in ZERO Basis die Bedeutung der Wärmepumpen nimmt weiter zu, Entwicklung vergleichbar zu WWB Gas: am aktuellen Rand noch leichter Ausbau, dann stagnierend. Erdgas wird langfristig vollständig durch Biogas, Biomethan und strombasiertes Methan ersetzt Heizöl wird langfristig nicht mehr eingesetzt Fern-/Nahwärme leichter Anstieg feste Biomasse mit geringer Priorität im Gebäudesektor 	<ul style="list-style-type: none"> Effizienz (Anlagen/Gebäude): Basisvariante Strom: wie in WWB WP: analog zu Gebäude in WWB Gas: höherer Einsatz als in Basisvariante (Biogas, PtMethan/H₂) Öl: wie in Basisvariante Fern-/Nahwärme: analog Gebäude Biomasse: v.a. Biogas, Holz für Anlagen ohne Gasanschluss, d.h. hohe Priorität Müll: Basisvariante 	<ul style="list-style-type: none"> Effizienz (Antriebe): Basisvariante Elektro-Pkw: Basisvariante BEV bei LNF/SNF tiefer als in Basisvariante CNG (Biogas) bei LNF/SNF höher als in Basisvariante FCEV (H₂) bei LNF/SNF höher als in Basisvariante Biomasse: v.a. Biogas in CNG, BtL weglassen Internationale Luftfahrt: PtL, Mengen unverändert 	<ul style="list-style-type: none"> Stromverbrauch: tiefer als in Basisvariante (ohne PtX) EE Strom: Basisvariante (ggf. Ausnahme Biomasse) Wasserkraft: Basisvariante FW-Verbrauch: tiefer als in Basisvariante FW-Erzeugung: mehr Biomasse, Geothermie wie in Basisvariante, ggf. mehr WP PtX: H₂/PtMethan, H₂-Erzeugung zum Teil inländisch
ZERO C flüssig Energieträger und Wärmenetze	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung der Energieeffizienz wie in ZERO Basis die Bedeutung der Wärmepumpen nimmt weiter zu, Entwicklung vergleichbar zu WWB Gas wird langfristig weitestgehend ersetzt und wird bedeutungslos 	<ul style="list-style-type: none"> Effizienz (Anlagen/Gebäude): Basisvariante Strom: wie in WWB WP: analog zu Gebäude in WWB Gas: tiefer als in Basisvariante Öl: Sockel wie in WWB für Heizöl-Anwendungen, ggf. Ergänzung bei HT-Prozessen 	<ul style="list-style-type: none"> Effizienz (Antriebe): Basisvariante Elektro-Pkw: mehr PHEV (PtL) und weniger BEV als in Basisvariante Weniger CNG als in Basisvariante bei LNF/SNF LNF/SNF: weniger BEV und FCEV als in Basisvariante, dafür Einsatz von PtL 	<ul style="list-style-type: none"> Stromverbrauch: tiefer als in Basisvariante (ohne PtX) EE Strom: Basisvariante (ggf. Ausnahme Biomasse) Wasserkraft: Basisvariante FW-Verbrauch: höher als in Basisvariante

Szenario	Gebäude (Haushalte und Dienstleistungen)	Industrie	Verkehr	Umwandlung
	<ul style="list-style-type: none"> • beim Heizöl verbleibt ein Sockelverbrauch, dieser ist vergleichbar mit der Entwicklung in WWB. fossiles Heizöl wird durch strombasiertes Heizöl ersetzt • Fern-/Nahwärmenetze werden sehr stark ausgebaut, die vorhandenen Potenziale stark ausgenutzt (stärker als in ZERO Basis) • Biomasse: geringe Priorität im Gebäudesektor, Einsatz u. a. für Abdeckung der Lastspitzen in den Wärmenetzen 	<ul style="list-style-type: none"> • Fernwärme/Abwärme: v. a. für NT-Wärme • Biomasse: wo Strom/Gas nicht funktioniert, hohe Priorität • Müll: Basisvarianter 	<ul style="list-style-type: none"> • PtL im Schwerpunkt ab 2030 • Biomasse: v. a. BtL • Internationale Luftfahrt: PtL, Mengen unverändert 	<ul style="list-style-type: none"> • FW-Erzeugung: mehr Biomasse und Geothermie als in Basisvariante, WP wie in Basisvariante • PtX: PtL zum Teil inländisch, Grossteil Import
WWB	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung der Energieeffizienz nimmt zu, aber langsamer als in ZERO Basis • Die Struktur der Wärmeversorgung erfolgt auf einer Trendfortschreibung. Diese berücksichtigt die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen und die aktuellen instrumentellen Rahmenbedingungen (Stand 2018). U. a. wird von einer Beibehaltung des nationalen Gebäudeprogramms sowie einer flächendeckenden Umsetzung der MuKEn in den Kantonen bis Mitte der 2020er Jahre ausgegangen. 	<ul style="list-style-type: none"> • moderate historische Energieeffizienzverbesserung unterstellt • Mengenentwicklungen anhand verschiedener Parameter fortgeschrieben (für alle Szenarien identisch) • Industrieabfälle verbleiben auf heutigem Niveau 	<ul style="list-style-type: none"> • rasche Elektrifizierung der PW-Neufahrzeuge, um CO₂-Zielwert von 2020 zu erreichen • Keine Oberleitung für SNF, darum in dem Segment weniger BEV, dafür relativ viele FCEV und CNG/LNG-Fahrzeuge (weniger als ZERO Basis) • rasche Effizienzsteigerung bei neuen Verbrennungsmotorfahrzeugen, um CO₂-Zielwert von 2020 zu erreichen • relativ viele FCEV und CNG/LNG-Fahrzeuge bei SNF (aber weniger als in ZERO Basis) • mässige Effizienzsteigerung im Schienen-, Luft- und Off-Road-Verkehr 	<ul style="list-style-type: none"> • Stromverbrauch: Moderater Anstieg des Stromverbrauchs durch geringere Stromeffizienz als im Klimazielszenario und zusätzlichen Stromverbrauch • EE Strom: geringer Ausbau, Ausbauziele werden nicht erreicht • Wasserkraft: leicht sinkende Erzeugung durch Wasserkraftwerke • FW-Verbrauch: bestehendes Niveau • FW-Erzeugung: bestehende und Zubau von Erdgas-WKK, bestehende KVA und Biomasse-Kraftwerke • PtX: H₂-Erzeugung vollst. inländisch, kein PtL.

Quelle: eigene Darstellung)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.1 Verkehrssektor

Neben den im Kapitel 4.4 vorgestellten Fahrleistungen werden der Energiebedarf und die THG Emissionen des Verkehrssektors von der Energie- und THG-Effizienz der Flotte beeinflusst.

Die Energieeffizienz²⁹ der Flotte hängt von der Flottenzusammensetzung und der Energieeffizienz der einzelnen Fahrzeugtypen³⁰ ab. Die THG-Effizienz³¹ kann zusätzlich durch die Substitution von fossilen durch erneuerbare Treibstoffe beeinflusst werden. Zu berücksichtigen ist zudem, dass verschiedene Fahrzeugtypen unterschiedlich zur gesamten Fahrleistung beitragen. Weil der Energiebedarf und die Emissionen eines spezifischen Fahrzeugs pro zurückgelegten Kilometer in verschiedenen Fahrsituationen (innerorts, Autobahn, ...) unterschiedlich sind, muss auch berücksichtigt werden, dass sich die Einsatzgebiete von Fahrzeugtypen unterscheiden können.

Die Flotteneffizienz verändert sich über die Zeit durch die neu hinzukommenden Fahrzeuge und durch die Stilllegung von Fahrzeugen. Der bisher wichtigste Treiber zur Verbesserung der Flotteneffizienz sind die CO₂-Emissionsvorschriften für die Neuzulassungen von PW und LNF, die im Durchschnitt der Flotten von Importeuren eingehalten werden müssen. Ein zusätzlicher Faktor für die zeitliche Veränderung der Flotteneffizienz ist die Alterung der individuellen Fahrzeuge, die deren spezifischen Energiebedarf und deren spezifische Emissionen beeinflussen (verschlechtern) und die Veränderung der Fahrzeugnutzung mit zunehmendem Alter. Die Veränderung der Anteile an erneuerbaren Kohlenwasserstoffen an den Treibstoffen verändert zudem die THG-Effizienz.

Die folgende Tabelle 19 stellt die Szenarien in groben Zügen vor. Details zu den Annahmen werden in den folgenden Kapiteln 7.1.1 bis 7.1.4 vorgestellt.

²⁹ zurückgelegte Strecke pro Energieeinheit des Treibstoffs (z. B. km / MJ)

³⁰ Fahrzeugtyp meint eine generische Kategorie von Fahrzeugen, die in allen relevanten Eigenschaften gleich sind oder für die relevanten Eigenschaften einen Durchschnittswert verwenden. Relevante Eigenschaften, in denen sich die Fahrzeuge gleich sind, sind zum Beispiel die Antriebstechnologie, der Treibstofftyp, die Abgasnorm. Durchschnittswerte kommen zum Beispiel für Verbrauch oder Fahrzeugmassen zum Einsatz.

³¹ zurückgelegte Strecke pro Einheit der THG-Emission (z. B. km / kg CO₂-eq)

Tabelle 19: Eckwerte der Szenarien

Verkehrssektor	WWB	ZERO Basis	ZERO A (Strom)	ZERO B (Gas)	ZERO C (Flüssig)
Fahrleistung	Fahrleistungen in allen Modi steigen bis 2060 deutlich an (gem. Verkehrsperspektiven 2040 des ARE bzw. gem. BIP oder Bevölkerung (nur für Flüge) im non-road Bereich)				
Fahrzeuggrößen	Trotz negativer CO ₂ -Vemeidungskosten wird nicht davon ausgegangen, dass Schweizerinnen und Schweizer in Zukunft kleinere, leichtere Fahrzeuge mit geringerer Motorisierung kaufen werden. Auch wird der aktuelle Trend zu Allradfahrzeugen nicht gewendet.				
Effizienzsteigerung der Flotten	Die CO ₂ -Emissionsvorschriften der PW und LNF Neuwagenflotte, die ab 2020 gelten, werden erst ca. 2027 eingehalten.	Bei den PW und LNF wird der Absenkpfad der Emissionsgrenzwerte der Neuwagenflotte der Schweiz bzw. der EU bis 2025 (PW) bzw. 2023/24 (LNF) erreicht und danach deutlich unterboten. Bei den SNF werden die Grenzwerte der EU eingehalten.			
Biotreibstoffe / PtX	Es werden nur wenig Biotreibstoffe beigemischt, weil die Anreize (Befreiung MinÖST / Kompensation bei fossilen Treibstoffen) dazu wegfallen. PtX wird aus Kostengründen nicht eingesetzt.	Es werden so viel flüssige Biotreibstoffe beigemischt wie für den Sektor verfügbar sind (steigen bis 2045 auf 9.5 PJ). Gasfahrzeuge werden ab 2026 zu 100 % mit Biogas betrieben. Damit steigt die Nachfrage nach Biogas auf maximal knapp 9 PJ). Damit kann der Einsatz des teureren und weniger energieeffizienten PtX reduziert werden.			
Oberleitungs-Lkw/Infrastruktur	Wird nicht gebaut		Wird gebaut ab 2040. Bis 2050 sind 95 % alle Autobahnstrecken mit Oberleitung versehen.	Wird nicht gebaut	
Verbrennungsmotorfahrzeuge (ICEV)	Wie WWB aber bei SNF werden vermehrt Gasfahrzeuge verkauft, da mit diesen die Flottenziele der EU relativ einfach und günstig erreicht werden können. Bei den PW und LNF werden Gasfahrzeuge weiterhin eine kleine Rolle spielen und ab 2030 gar nicht mehr in Verkehr gesetzt, da sie von den Herstellern nicht mehr angeboten werden.				
Anteile Neufahrzeuge	Anteile Diesel/Benzin an Neufahrzeugen nehmen parallel ab. CNG-Fahrzeuge nehmen bei SNF zu, bei leichten Fahrzeugen gehen sie bis 2030 gegen null, da Hersteller diese Fahrzeuge auslaufen lassen. Kurzfristig kommen einige PHEV in die Flotte	Wie WWB aber in allen Fahrzeugkategorien werden so viele Elektrofahrzeuge wie möglich in die Flotte gebracht.		Wie WWB aber da Biogas in relativ grossen Mengen zur Verfügung steht und mit diesen günstig eine grosse CO ₂ -Emissionsreduktion erreichbar ist, werden vermehrt Gasfahrzeuge verkauft bis 2060. Brennstoffzellenfahrzeugen werden ab ca. 2035 auch vermehrt verkauft.	Wie WWB aber es werden mittelfristig bis langfristig deutlich mehr Plug-In Hybrid Fahrzeuge in die Flotte gebracht.

Effizienz

Bei PW und LNF werden, getrieben durch die CO₂-Emissionsvorschriften, ambitionierte Effizienzsteigerungen angenommen. Bei den anderen Fahrzeugen bzw. Maschinen werden moderate Effizienzsteigerungen angenommen. Entwicklung bei SNF ist getrieben von den Flottengrenzwerten der EU, im non-road Bereich werden ökonomische Treiber angenommen.

Bei PW und LNF werden, getrieben durch die CO₂-Emissionsvorschriften, sehr ambitionierte Effizienzsteigerungen angenommen. Bei den anderen Fahrzeugen bzw. Maschinen werden ambitionierte Effizienzsteigerungen angenommen. Entwicklung bei SNF ist getrieben von den Flottengrenzwerten der EU, im non-road Bereich werden ökonomische Treiber angenommen.

Batteriefahrzeuge (BEV)

Anteile Neufahrzeuge

Die Einführung von BEV und PHEV ist v.a. bei den PW und den LNF relevant. Sie verläuft in etwa parallel zur globalen Entwicklung der Marktanteile dieser Fahrzeuge (rund 25 % in 2030) an der Neuwagenflotte. Treiber ist einerseits der Absenkpfad bis 2023, andererseits sind es early adopters, die solche Fahrzeuge nachfragen. Limitierend sind v. a. das Angebot (Produktionskapazität und angebotene Modelle), die Preise sowie die Reichweitenangst (auch im Zusammenhang mit als ungenügend wahrgenommener Ladeinfrastruktur). Bis 2060 steigt der Anteil auf rund 78 % der Neuwagenflotte. Ab 2025 - 2030 gehen wir für viele Anwendungen von Kostenäquivalenz für Elektro- und konventionelle Fahrzeuge aus. Auch die Reichweite wird mit über 400 km im durchschnittlichen BEV für die allermeisten Nutzer ausreichend sein. Bei den SNF dürften BEV erst recht spät in relevanter Anzahl in die Flotte kommen und auch dann insgesamt nur etwa 20 % der Neufahrzeuge ausmachen. Im Non-road Bereich Industrie kommen bis zu 75 % BEV zum Einsatz. In andere Non-road Bereiche kommen keine BEV zum Einsatz.

Die Einführung von batterieelektrischen Fahrzeugen BEV und PHEV ist v.a. bei den PW und den LNF relevant. Sie verläuft deutlich steiler als die globale Entwicklung dieser Fahrzeuge an der Neuwagenflotte (rund 27 % in 2025, 59 % in 2030, 90 % ab 2040). Limitierend sind bis 2030 v. a. das Angebot (Produktionskapazität und angebotene Modelle), die Preise und die Reichweitenangst. Ab 2025 - 2030 gehen wir für viele Anwendungen von Kostenäquivalenz für Elektro- und konventionelle Fahrzeuge aus. Auch die Reichweite wird mit über 400 km im durchschnittlichen BEV für die allermeisten Nutzer ausreichend sein. Bei den SNF werden in 2030 rund 4 % der Neufahrzeuge BEV und etwa 4 % PHEV sein. Dieser Anteil steigt bis 2060 auf gut 45 % (BEV, keine PHEV mehr ab 2050) an. Im Non-road Bereich kommen bis zu 60 % BEV zum Einsatz.

Die Einführung von batterieelektrischen Fahrzeugen BEV und PHEV ist v.a. bei den PW und den LNF relevant. Sie verläuft deutlich steiler als die globale Entwicklung der Marktanteile dieser Fahrzeuge an der Neuwagenflotte (rund 27% in 2025, 59 % in 2030, 90 % ab 2040; Gleich wie Basisvariante). Limitierend sind bis 2030 v.a. das Angebot (Produktionskapazität), die Preise und die Reichweitenangst. Ab 2025 - 2030 gehen wir für viele Anwendungen von Kostenäquivalenz für Elektro- und konventionelle Fahrzeuge aus. Auch die Reichweite wird mit über 400 km im durchschnittlichen BEV für die allermeisten Nutzer ausreichend sein. Bei den SNF werden in 2030 rund 10 % der Neufahrzeuge BEV und etwa 10% PHEV (Basisvariante 4 % BEV und 4 % PHEV) sein. Ab 2040 werden Oberleitungen auf den Autobahnen gebaut. Kurz danach steigt der Anteil elektrische SNF bis auf 91 % (Basisvariante 45 %). Im Non-road Bereich kommen bis zu 72 % BEV (Basisvariante 60 %) zum Einsatz.

Die Einführung von batterieelektrischen Fahrzeugen BEV und PHEV ist v.a. bei den PW und den LNF relevant. Sie verläuft deutlich steiler als die globale Entwicklung der Marktanteile dieser Fahrzeuge an der Neuwagenflotte (rund 27 % in 2025, 53 % in 2030, 70 % ab 2040; Vergleich Basisvariante: rund 27 % in 2025, 59 % in 2030, 90 % ab 2040). Limitierend sind bis 2030 v. a. das Angebot (Produktionskapazität), die Preise und die Reichweitenangst. Ab 2025 - 2030 gehen wir für viele Anwendungen von Kostenäquivalenz für Elektro- und konventionelle Fahrzeuge aus. Auch die Reichweite wird mit über 400 km im durchschnittlichen BEV für die allermeisten Nutzer ausreichend sein. Bei den SNF werden in 2030 rund 4 % der Neufahrzeuge BEV und etwa 4 % PHEV sein (Gleich wie in Basisvariante). Dieser Anteil steigt bis 2060 auf gut 32 % an (Basisvariante 45 %). Im Non-road Bereich kommen bis zu 45% BEV zum Einsatz (Basisvariante 60 %).

Die Einführung von BEV und PHEV ist v.a. bei den PW und den LNF relevant. Sie verläuft deutlich steiler als die globale Entwicklung der Marktanteile dieser Fahrzeuge an der Neuwagenflotte (BEV und PHEV zusammen: rund 27 % in 2025, 59 % in 2030, 100 % ab 2040; nur BEV: rund 15 % in 2025, 30 % in 2030, 65 % in 2040 und 70 % ab 2050. Vergleich Basisvariante: PHEV und BEV zusammen: rund 27 % in 2025, 59 % in 2030, 90 % ab 2040; Nur BEV: rund 15 % in 2025, 35 % in 2030, 80 % in 2040 und 90 % ab 2050. Limitierend sind bis 2030 v. a. das Angebot (Produktionskapazität), die Preise und die Reichweitenangst. Ab 2025 - 2030 gehen wir für viele Anwendungen von Kostenäquivalenz für Elektro- und konventionelle Fahrzeuge aus. Auch die Reichweite wird mit über 400 km im durchschnittlichen BEV für die allermeisten Nutzer ausreichend sein. Bei den SNF werden in 2030 rund 4 % der Neufahrzeuge BEV und rund 11 % PHEV sein (Basisvariante: 4% BEV und 4 % PHEV). Dieser Anteil steigt bis 2060 auf 100 % an (45 % BEV, 55 % PHEV) (Basisvariante: 45 % BEV, 0 % PHEV). Im Non-road Bereich kommen bis zu 61 % BEV (Basisvariante: 60 %) zum Einsatz.

Effizienz	Bei Fahrzeugen / Maschinen mit Elektromotoren wird angenommen, dass die Effizienzsteigerung durch technische Verbesserungen kompensiert wird, durch eine künftig weniger energiesparende Nutzung. Grund für diese Annahme ist, dass kurzfristig diese Fahrzeuge mehrheitlich von umweltbewussten Menschen genutzt werden, längerfristig aber von einem Durchschnitt der Bevölkerung.					
Generell	FCEV sind teurer und weniger effizient als BEV und werden das auch in Zukunft bleiben. Entsprechend kommen sie nur dort zum Einsatz, wo BEV relevante Nachteile haben, z. B: weil die Reichweite von Batteriefahrzeugen auch in Zukunft nicht ausreichen wird, bzw. weil zu schwere Batterien mitgeführt werden müssten.					
Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV)	Anteile Neufahrzeuge	Bei den PW werden FCEV in längerfristig für wenige, spezielle Anwendungen (10 % in 2060) eingesetzt. Bei SNF wären FCEV den BEV mittelfristig in vielen Bereichen überlegen, doch kommen sie aufgrund zu hoher Kosten gegenüber Diesel auch langfristig nicht in grossem Stil (7 % in 2060) zum Einsatz.	Bei PW wird von derselben Entwicklung der FCEV-Anteile ausgegangen wie in WWB (10 % in 2060). Bei SNF wird hingegen eine rasche Verbreitung mit bereits etwa 8 % FCEV in der Neuwagenflotte in 2025 angenommen (Initiative von Hyundai). Der Anteil steigt bis 2060 auf 50% der neuen SNF. Im Non-road Bereich kommen bis zu 30 % FCEV zum Einsatz.	Bei PW wird von derselben Entwicklung der FCEV-Anteile ausgegangen wie in WWB (10 % in 2060). Bei SNF wird Anfangs eine rasche Verbreitung mit bereits etwa 8 % FCEV in der Neuwagenflotte in 2025 angenommen (Initiative von Hyundai). Wegen dem Aufbau eines Überleitungsnetzes werden BEV attraktiver als FCEV, welche darum 2040 ein Maximum von 13 % der Neuzulassungen erreichen. Der Anteil sinkt bis 2060 auf nur 6 % der neuen SNF (Basisvariante 50 %). Im Non-road Bereich kommen bis zu 18 % FCEV (Basisvariante 30 %) zum Einsatz.	Bei PW wird von derselben Entwicklung der FCEV-Anteile ausgegangen wie in WWB (10 % in 2060). Bei SNF wird hingegen eine rasche Verbreitung mit bereits etwa 8 % FCEV in der Neuwagenflotte in 2025 angenommen (Initiative von Hyundai). Der Anteil steigt bis 2060 auf 58 % der neuen SNF (Basisvariante 50 %). Im Non-road Bereich kommen bis zu 45 % FCEV (Basisvariante 30 %) zum Einsatz.	Bei PW wird von derselben Entwicklung der FCEV-Anteile ausgegangen wie in WWB (10 % in 2060). Bei SNF wird hingegen eine rasche Verbreitung mit bereits etwa 8 % FCEV in der Neuwagenflotte in 2025 angenommen (Initiative von Hyundai). Der Anteil steigt bis 2040 auf 13 % (Basisvariante: 15 %) der neuen SNF und sinkt danach bis 2060 wieder auf 0 ab (Basisvariante: 50 %). Im Non-road Bereich kommen bis zu 15 % FCEV (Basisvariante 30 %) zum Einsatz.
	Effizienz	Bei Fahrzeugen / Maschinen mit Elektromotoren wird angenommen, dass die Effizienzsteigerung durch technische Verbesserungen kompensiert werden durch eine künftig weniger energiesparende Nutzung. Grund für diese Annahme ist, dass kurzfristig diese Fahrzeuge mehrheitlich von umweltbewussten Menschen genutzt werden, längerfristig aber von einem Durchschnitt der Bevölkerung.				

7.1.1 Strassenverkehr

Der Strassenverkehr ist für den grössten Teil des Energiebedarfs und der THG-Emissionen des Verkehrssektors verantwortlich und weist auch das grösste Reduktionspotenzial auf. Entsprechend wurde der Strassenverkehr deutlich detaillierter abgebildet als die übrigen Verkehrsträger.

Die Flottenentwicklung (Flottengrösse, -zusammensetzung und -effizienz) wird ausgehend vom Bestand in 2017 und den Neuzulassungen sowie den Ausserverkehrssetzungen in jedem der späteren Jahre bis 2060 in der Datenbank «Handbuch Emissionsfaktoren» (INFRAS et al., 2019) modelliert. Dabei wird nicht nur die Schweizer Flotte betrachtet, sondern auch die ausländischen PW und SNF, die auf Schweizer Strassen unterwegs sind.

Der kurzfristig wichtigste Treiber für die Effizienzsteigerung der Fahrzeugflotte in allen Szenarien sind die Zielwerte für die spezifische CO₂-Emission der Neufahrzeugflotten, die von den Importeuren erreicht werden müssen. Für PW gilt aktuell ein Grenzwert von 118 g CO₂/km, für LNF ein Wert von 186 g CO₂/km.³² Zum Erreichen der Grenzwerte gibt es im Wesentlichen zwei Stellschrauben: die Effizienz von Verbrennerfahrzeugen und die Anteile an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben. Während die Schweiz noch keine zukünftigen Zielwerte kennt, sind in der EU bereits Absenkpfade vorgeschrieben, die von der Schweiz, möglicherweise mit einigen Jahren Verspätung, übernommen werden dürften.

Energieeffizienzentwicklung der Fahrzeuge

Unter Energieeffizienz der Fahrzeuge wird in diesem Bericht das Verhältnis der zurückgelegten Strecke in einem bestimmten Fahrzyklus pro Energieeinheit des dazu benötigten Treibstoffs verstanden. Dieser Wert hängt von diversen Eigenschaften des Fahrzeuges ab. Die wichtigsten sind: Fahrzeugmasse, Luftwiderstand (cw-Wert und Frontfläche), Rollwiderstand, Wirkungsgrad des gesamten Antriebsstrangs (Motor, Getriebe, ...) des Fahrzeuges und der Verbrauch von Nebenverbrauchern (Licht, Klima, ...).

In der Vergangenheit wurden bei Strassenfahrzeugen beträchtliche Fortschritte bei einigen dieser Eigenschaften erreicht. Andere Eigenschaften, namentlich die Masse, die Frontfläche und der Rollwiderstand, entwickelten sich hingegen so, dass die Fortschritte beim Wirkungsgrad des Antriebsstrangs und bei den anderen Verbrauchern teilweise kompensiert wurden. Das führte dazu, dass die Energieeffizienz zwischen 1990 und 2001 leicht schlechter wurde und sich seit 2000 nur leicht verbesserte. Bei dem PW lag die Energieeffizienz im Jahr 2017 um 14 % über dem Wert von 1990 und um 25 % über dem Wert von 2001. Damit stieg die jährliche Energieeffizienz von PW seit 2001 im Durchschnitt um 1.4 %. Der Effizienzanstieg zwischen 2012 und 2017 lag bei durchschnittlich 1.55 % pro Jahr. Diese Werte sind top-down berechnet, beinhalten also auch Verbesserungen durch neue Antriebstechnologien und durch den Shift von Benzin- zu Diesel-PW. Diese Effekte sind vor 2017 aber noch relativ gering. Betrachtet man nur die Benzin-PW, sieht man einen Anstieg der Energieeffizienz von 2012 auf 2017 um 13 %, bei den Diesel-PW lag die Effizienzsteigerung zwischen 1990 und 2017 noch bei 30 %, zwischen 2012 und 2017 aber nur noch bei 5 %, also bei durchschnittlich 1 % pro Jahr. Grund dafür ist, dass insbesondere Diesel-PW in den letzten Jahren deutlich grösser und schwerer wurden.

Für die künftige Effizienzentwicklung bei Verbrennungsmotoren wird davon ausgegangen, dass fast alle technologischen Möglichkeiten weitgehend und sehr rasch umgesetzt werden. Im

³² im WLTP-Testzyklus, entspricht 95 bzw. 147 g CO₂/km im NEFZ.

Szenario WWB wird davon ausgegangen, dass der Trend zu immer grösseren und immer schwereren PW gebremst, aber nicht gewendet wird. Treiber für die technischen Verbesserungen bei den PW (s. Tabelle 20) und bei den LNF (s. Tabelle 21) sind die per 2020 gesenkten bzw. eingeführten Flottengrenzwerte für die CO₂-Emissionen. Diese führen dazu, dass schon im Szenario WWB die Effizienz jedes Jahr rund doppelt so schnell steigt wie im Durchschnitt der 5 Jahre zwischen 2012 und 2017. Damit zwischen 2020 und 2030 diese Effizienzsteigerung erreicht wird, muss jedes Jahr der Anteil der Hybride an den Verbrennerfahrzeuge beträchtlich steigen. In den ZERO Szenarien wird die Effizienzsteigerung noch einmal erhöht und beschleunigt. Somit wird das bestehende technische Potenzial weitestgehend ausgeschöpft. Durch die sehr hohen Verbesserungsraten in den Zwanzigerjahren wird danach nicht mehr so viel Potenzial übrig sein. Darum fallen die Raten hinter die des WWB zurück.

Bei den BEV und FCEV gehen wir davon aus, dass die technisch erzielten Effizienzsteigerungen durch das Fahrverhalten kompensiert wird. Während solche Fahrzeuge bisher vor allem von umweltbewussten Menschen energiebewusst genutzt werden, wird mit der grösseren Verbreitung auch die Nutzungsart in Zukunft durchschnittlich werden.

Tabelle 20: Jährliche Effizienzverbesserungen bei PW

	Verbrenner (inkl.- HEV)		PHEV		BEV		FCEV	
	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO
>2015	1.00 %	3.22 %	0.20 %	0.20 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2020	3.00 %	3.50 %	0.50 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2025	3.00 %	3.50 %	0.50 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2030	2.00 %	1.50 %	0.50 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2035	1.50 %	1.20 %	0.90 %	1.20 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2040	0.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2045	0.00 %	0.70 %	1.00 %	0.70 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2050	0.00 %	0.50 %	1.00 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2055	0.00 %	0.50 %	1.00 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 21: Jährliche Effizienzverbesserungen bei LNF

	Verbrenner inkl. HEV		PHEV		BEV		FCEV	
	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO
>2015	1.00 %	2.77 %	0.20 %	0.20 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2020	3.00 %	3.00 %	0.50 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2025	2.25 %	3.50 %	0.50 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2030	0.98 %	1.50 %	0.50 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2035	0.60 %	1.20 %	0.90 %	1.20 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2040	0.38 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2045	0.38 %	0.70 %	1.00 %	0.70 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2050	0.00 %	0.50 %	0.00 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
>2055	0.00 %	0.50 %	0.00 %	0.50 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Die Entwicklung bei den SNF wird sowohl im WWB als auch in den ZERO Szenarien von den neuen CO₂-Flottengrenzwerten der EU für spezifische SNF getrieben. Tabelle 22 stellt die Werte zusammen, die für die betroffenen Fahrzeugklassen angesetzt wurden. In Tabelle 23 sind die Werte für Klassen bzw. Antriebstechnologien zusammengestellt, deren Effizienzentwicklungen nicht von den neuen Grenzwerten getrieben werden.

Für die Effizienzentwicklungen der Busse (Tabelle 24) und der Motorräder wurden keine spezifischen Treiber modelliert. Für diese Fahrzeugklassen wurden die Entwicklungen verwendet, die in der aktuellen HBEFA-Version hinterlegt sind.

Tabelle 22: Jährliche Effizienzverbesserungen bei konventionellen SNF (inkl. HEV), die von den EU-Flottengrenzwerten betroffen sind

	Lastwagen 4x2, >16t		Lastwagen 6x2		Sattelzüge 4x2 > 16t		Sattelzüge 6x2	
	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO
>2015	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2020	1.38 %	2.30 %	1.20 %	2.00 %	1.38 %	2.30 %	1.38 %	2.30 %
>2025	3.20 %	3.20 %	2.80 %	2.80 %	3.20 %	3.20 %	3.20 %	3.20 %
>2030	1.00 %	0.50 %	1.20 %	0.70 %	1.00 %	0.50 %	1.00 %	0.50 %
>2035	1.00 %	0.50 %	1.20 %	0.70 %	1.00 %	0.50 %	1.00 %	0.50 %
>2040	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %
>2045	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %
>2050	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %
>2055	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %	0.20 %

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 23: Jährliche Effizienzverbesserungen bei SNF, die nicht von den EU-Flottengrenzwerten betroffen sind

	übrige Lastwagen & Sattelzüge, Verbrenner		Lastwagen & Sattelzüge, PHEV		Lastwagen, BEV und FCEV		Sattelzüge, BEV und FCEV	
	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO
>2015	1.00 %	1.00 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2020	1.00 %	1.00 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2025	1.00 %	1.00 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2030	1.00 %	1.00 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2035	1.00 %	1.00 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2040	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.22 %	0.22 %
>2045	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.22 %	0.22 %
>2050	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.22 %	0.22 %
>2055	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.22 %	0.22 %

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 24: Jährliche Effizienzverbesserungen bei Bussen

	Linienbus, Verbrenner		Linienbus HEV, BEV & FCEV		Reisebus, Verbrenner		Reisebus, BEV & FCEV	
	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO	WWB	ZERO
>2023	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
>2028	1.30 %	1.30 %	0.50 %	0.50 %	2.30 %	2.30 %	1.00 %	1.00 %
>2033	1.50 %	1.50 %	0.50 %	0.50 %	3.20 %	3.20 %	1.00 %	1.00 %
>2039	0.50 %	0.50 %	0.50 %	0.50 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Neuzulassungen

Die Anzahl der jährlich neu zugelassenen Fahrzeuge in der Schweiz basiert auf der Anzahl in 2017 und der Annahme, dass sie mit der Fahrleistung korreliert.³³ Entsprechend entwickeln sich die Anzahl Neufahrzeuge in der inländischen Flotte gemäss der Fahrleistungsentwicklung in der jeweiligen Fahrzeugkategorie.³⁴ Die Anteile der unterschiedlichen Antriebstechnologien an der Neuwagenflotte ab 2018 wurde für jedes Jahr und jede Fahrzeugkategorie, sowie, bei allen Kategorien ausser den PW, für jede Gewichts- bzw. Hubraumklasse, auf Basis von Tischmodellen und den jeweiligen Szenariovorgaben abgeschätzt. Für die Modellierung der Entwicklung der ausländischen Flotte wurden zwischen 2017 und 2020 aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslage in 2017 leicht andere Werte für die Anteile der unterschiedlichen Technologien verwendet als für die Schweiz. Damit wurden die Werte so entwickelt, dass ab 2020 die Anteile der neuen Technologien an den Neuzulassungen in der ausländischen Flotte gleich sind wie in der inländischen. Allerdings liegend bei den ausländischen PW die Anteile der Dieselfahrzeuge auch nach 2020 noch deutlich höher und dafür die der Benziner entsprechend tiefer als in der Schweizer Neufahrzeugflotte.

Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge (s. Abbildung 19 und Abbildung 20)

Für die kurzfristige Entwicklung (bis Mitte der Zwanzigerjahre) wirken in allen Szenarien einerseits die ab 2020 verschärften Flottengrenzwerte für CO₂ als Treiber für Effizienzsteigerungen und Elektrifizierung bei PW und LNF. Der Zuwachs bei den Elektrofahrzeugen wird in diesem Zeitrahmen noch limitiert durch die Produktionskapazität für Antriebsbatterien (Moores, Simon, 2019), die sich in einem starken Ausbau befindet, der aber seine Zeit braucht.

Mittelfristig (2025 bis 2035) fallen die Restriktionen bei der Produktionskapazität von Batteriefahrzeugen weg. Auch wird im PW und im LNF Segment erwartet, dass die Preise für BEV sich den Preisen der entsprechenden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren angleichen und sogar etwas günstiger werden (IEA, 2020) (s. Kapitel 7.1.1., Kosten). Damit steigt in allen Szenarien die Nachfrage nach BEV weiter stark an. Im Szenario WWB bleiben aber die klassischen Verbrennerfahrzeuge in diesem Zeitraum noch dominant, vor allem weil in diesem Szenario davon ausgegangen

³³ die so berechneten Werte wurden mit einem Faktor von 0.75 skaliert, um zu erreichen, dass auch der Fahrzeugbestand sich ungefähr gemäss der Fahrleistung entwickelt.

³⁴ Kategorien sind Personenwagen (PW), leichte Nutzfahrzeuge (LNF), Motorräder (MR), schwere Nutzfahrzeuge (SNF), sowie Linien- und Reisebusse

werden muss, dass für Mieterinnen und insbesondere für Autobesitzer*Innen ohne eigene Garage gut gelegene und günstige Lademöglichkeiten erst später verfügbar sein werden. In den ZERO-Szenarien gehen wir davon aus, dass in dem Zeitraum bei PW und LNF ein relativ grosser Anteil Plug-in-Hybride in der Neuwagenflotte sein wird. Solche Fahrzeuge werden zwar preislich weniger interessant sein als reine Verbrenner oder BEV, dürften aber von vielen Leuten, die im WWB noch reine Verbrenner kaufen würden, gegenüber BEV bevorzugt werden, da so die «Reichweitenangst» und die Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur weniger relevant sind.

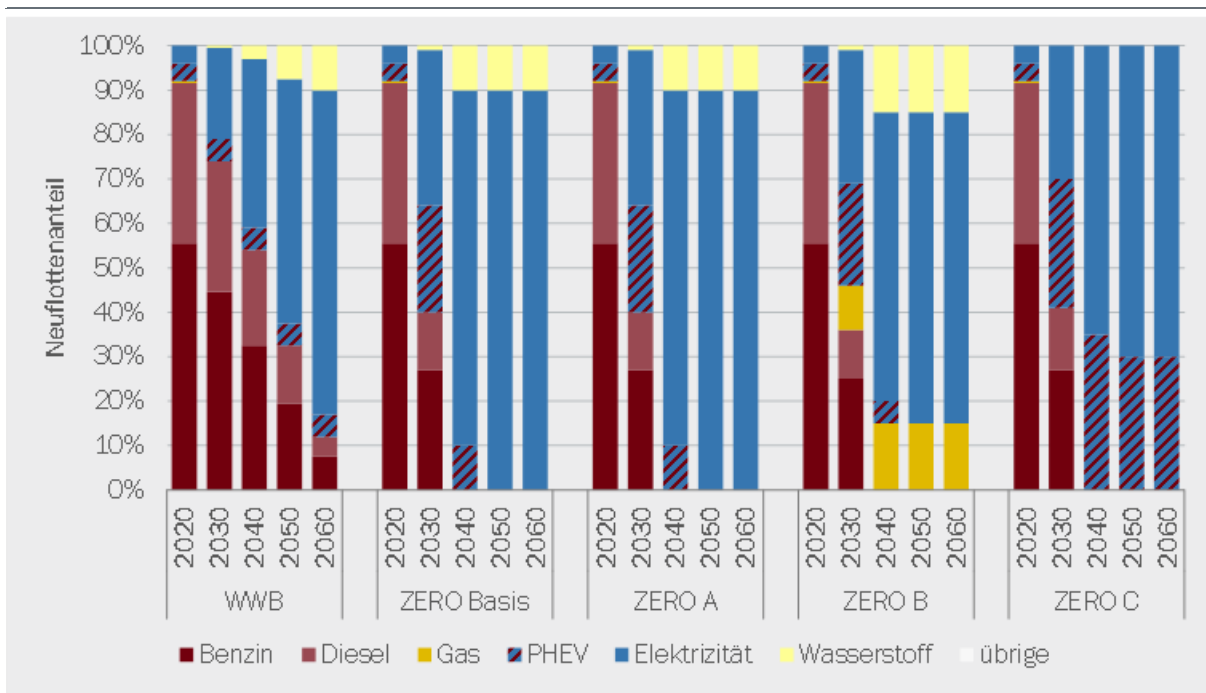
Im ZERO B Szenario kommen künftig auch bei den PW und leichten Nutzfahrzeugen Gas- (Methan-)Motoren zum Einsatz. Diese Technologie ist seit langem auf dem Markt, hat aber nie einen Anteil von über 0.6 % an den Neuzulassungen erreicht. In allen anderen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die Produktion von Gasfahrzeugen unter 3.5 Tonnen Gesamtgewicht bis 2025 eingestellt wird. Grund für diese Annahme ist die Ankündigung des Volkswagenkonzerns, der als Marktführer fast alle in Europa verfügbaren Gas-PW herstellt, dass keine neuen Plattformen mit Gasmotoren mehr entwickelt werden (cng mobility, 2020).

Langfristig wird davon ausgegangen, dass in allen Szenarien Batteriefahrzeuge den Neufahrzeugmarkt dominieren werden. Daneben wird es für Nischenanwendungen (z. B. für den regelmässigen Einsatz auf sehr langen Strecken oder bei Prestigefahrzeugen) Brennstoffzellenfahrzeuge und, je nach Szenario, noch weinige Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren bzw. Plug-in-Hybride geben. Diese Technologien werden auch langfristig deutlich teurer werden bzw. bleiben als BEV und darum nur dort zu Einsatz kommen, wo die Nachteile der BEV (Reichweite / Ladezeiten) zu schwer wiegen werden.

Die Inputwerte zu den Neuzulassungen auf der Strasse sind von der Website des BFE abrufbar.³⁵

³⁵ Download unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA0NDE=.html>; Filename: EP 2050+_Detailergebnisse_2020-2050_Verkehrssektor_alle_Szenarien_2021-03-30.xlsx

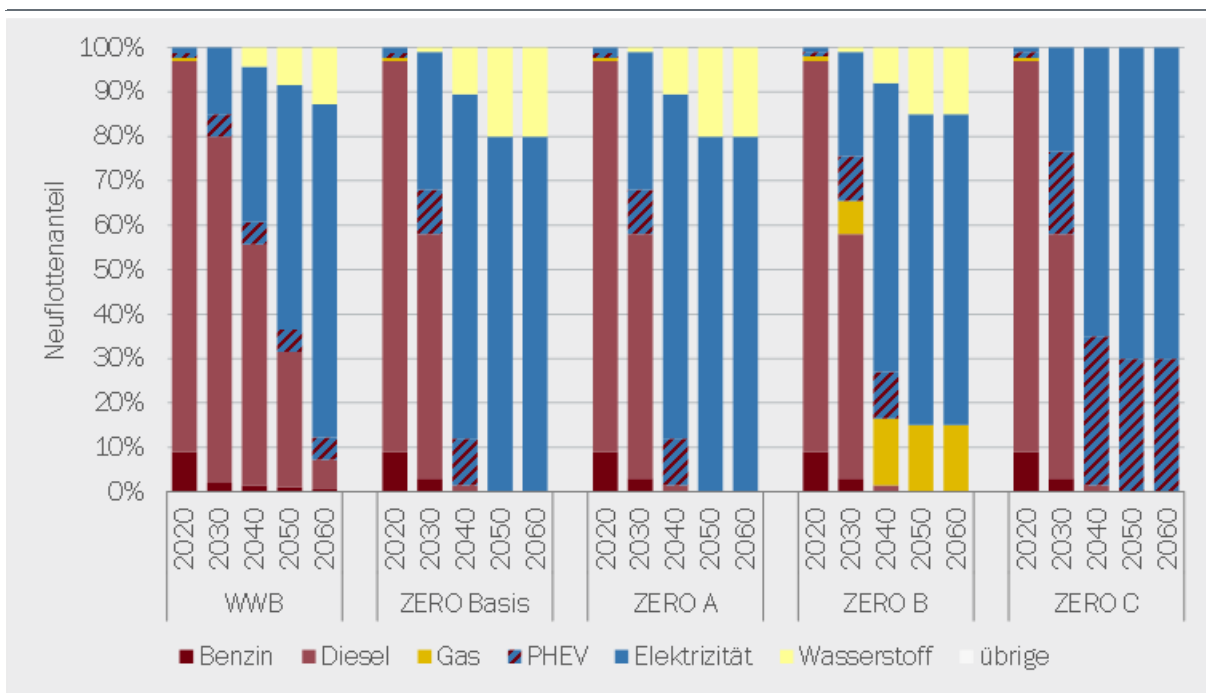
Abbildung 19: Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- PW



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Abbildung 20: Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- LNF



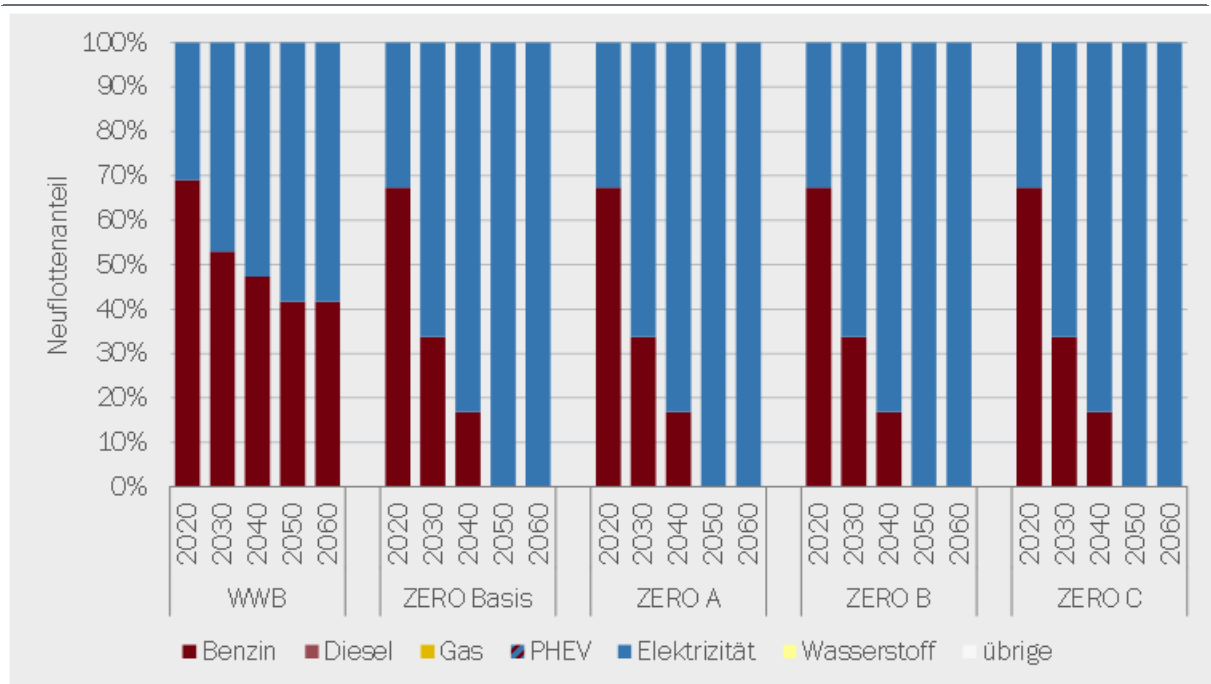
Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Motorräder (Abbildung 21)

Heute sind bereits rund 30 % der Motorräder Batteriefahrzeuge. Das liegt primär daran, dass die «schnellen» E-bikes Teil dieser Kategorie sind. Im Szenario WWB wird mittelfristig von einer Elektrifizierung bis etwa 50 % der Neufahrzeuge ausgegangen, längerfristig bis knapp 60 %. Dahinter steckt die Annahme, dass die leichteren Motorräder (Scooter) mittelfristig teilweise elektrifiziert werden. Bei den schweren Motorrädern hingegen ist eine Elektrifizierung im Szenario WWB fast kein Thema.

Abbildung 21: Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- Motorräder (MR)



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

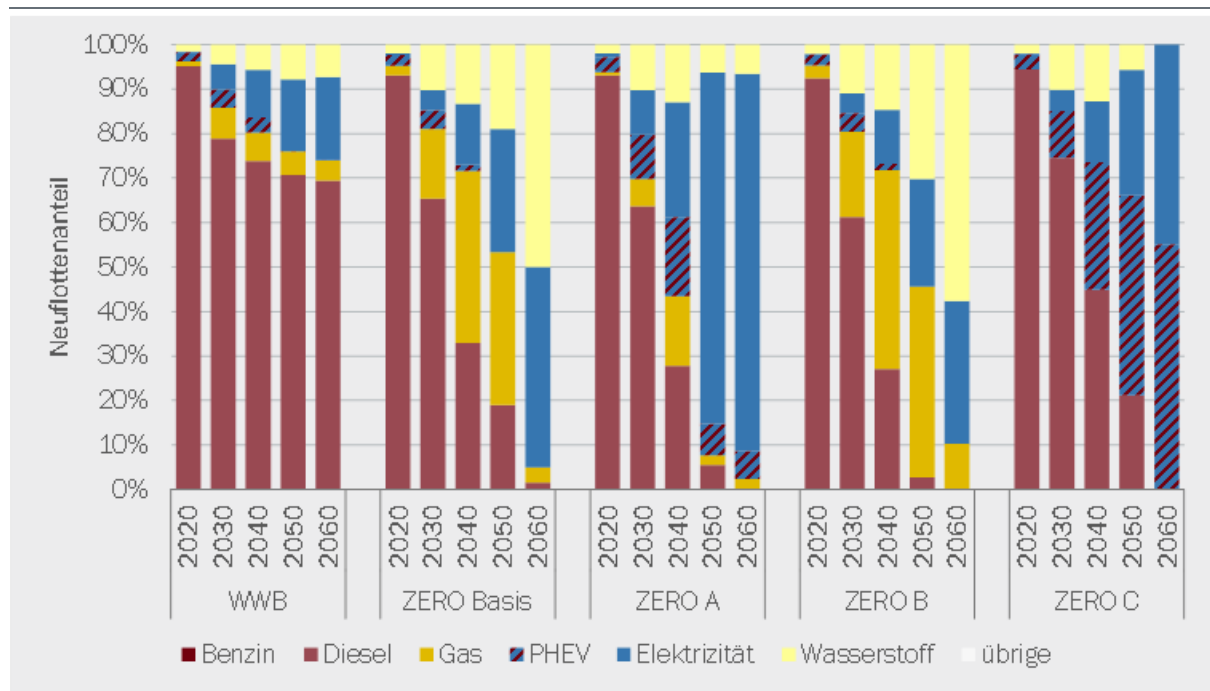
In den ZERO Szenarien erfolgt mittelfristig eine stärkere Elektrifizierung der leichten und eine teilweise Elektrifizierung der schweren Motorräder. In Hinblick auf das Netto-null-Ziel in diesen Szenarien gehen wir längerfristig von einer vollständigen Elektrifizierung aller Motorräder aus.

Schwere Nutzfahrzeuge (Abbildung 22)

Bei den SNF gibt es kurzfristig neben der Effizienzsteigerung der Fahrzeuge einen relativ starken Anstieg bei Brennstoffzellenfahrzeugen (aufgrund einer Initiative von Hyundai und H₂ Energy; (Hyundai, 2020)) sowie einen Trend zu Gasfahrzeugen, der getrieben wird durch die neuen Flottengrenzwerte in der EU (Europäischer Rat, 2019), die mit solchen Antrieben relativ einfach erreichbar sind. Batteriefahrzeuge werden kurzfristig nur in Nischen eine Anwendung finden. Mit leistungsfähigeren Batterien wird der Anteil zwar grösser, doch ist es ohne Oberleitungen auf den Autobahnen (in Szenario ZERO A angenommen) nicht wahrscheinlich, dass Batterie-SNF den Markt dominieren werden. Bis 2050 werden die Verbrennerfahrzeuge den Markt dominieren (mit grossem Anteil an Methanfahrzeugen). Später könnten sich die BEV nach den

Brennstoffzellenfahrzeugen als zweitwichtigste Technologie etablieren. Unter der Annahme, dass praktisch das ganze Nationalstrassennetz mit Oberleitungen ausgerüstet würde, könnten Batteriefahrzeuge bei den Neuzulassungen dominant werden. Dieses Szenario ist praktisch nur sinnvoll, wenn zumindest in den Nachbarländern ebenfalls Oberleitungen verfügbar sein werden.

Abbildung 22: Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- SNF



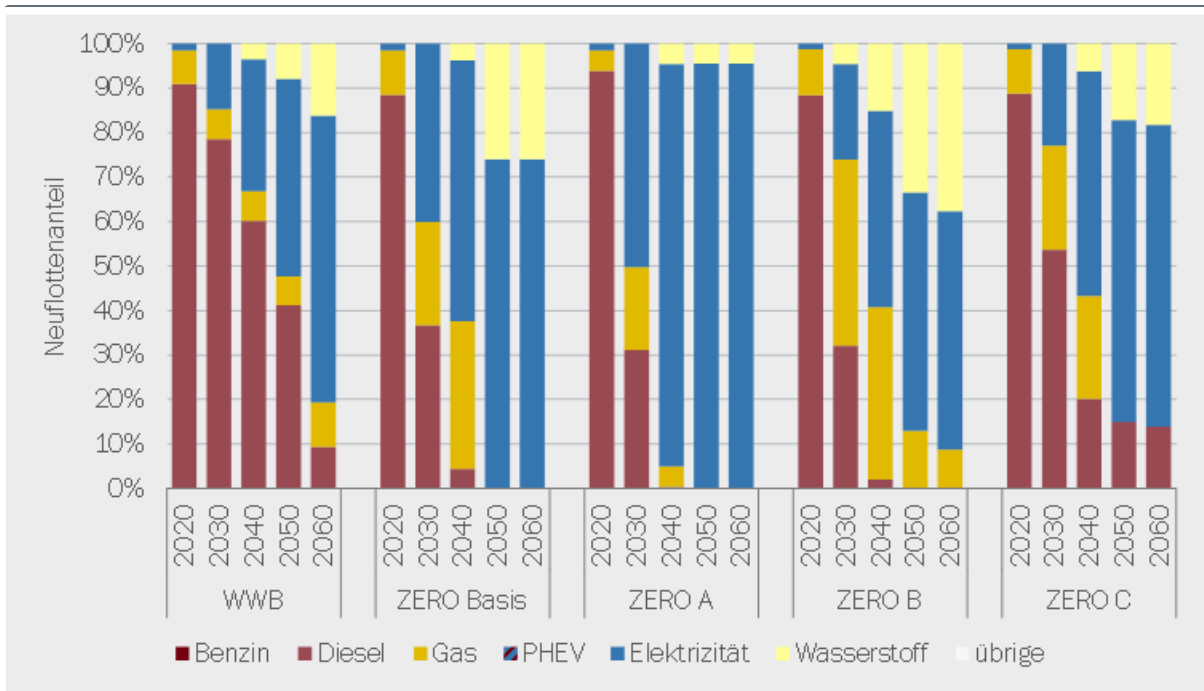
Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Linienbusse (Abbildung 23)

Bei Bussen im Linienbetrieb für den städtischen Verkehr besteht heute ein grosses Interesse an Batteriebetriebenen Fahrzeugen und immer mehr Betreiber schreiben solche aus. Damit ist zu erwarten, dass auf Stadtlinien kurzfristig die Zahl elektrischer Busse zunehmen wird. Im ländlichen Gebiet und auf langen Agglomerationslinien sind hingegen die Reichweiten oft noch zu beschränkt, um Batteriebusse effizient betreiben zu können. Dort erwarten wir erst mittelfristig ein Anstieg der elektrischen Neufahrzeuge. Langfristig hingegen dürften Batteriefahrzeuge auch bei Bussen im Linienverkehr dominant werden. Für Anwendungen mit sehr langen Tagesstrecken kommen vermehrt Brennstoffzellenbusse auf den Markt. In ZERO Basis und ZERO A übernehmen diese beiden Technologien ab 2050 den gesamten Neufahrzeugmarkt. Im Szenario WWB und in den Szenarien ZERO B und ZERO C sind auch dann noch Verbrenner zu erwarten, da sie ohne zusätzliche Massnahmen nicht ganz verschwinden werden (WWB) bzw. von der Szenariodefinition her gewollt sind (Zero B und ZERO C).

Abbildung 23: Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- Linienbusse



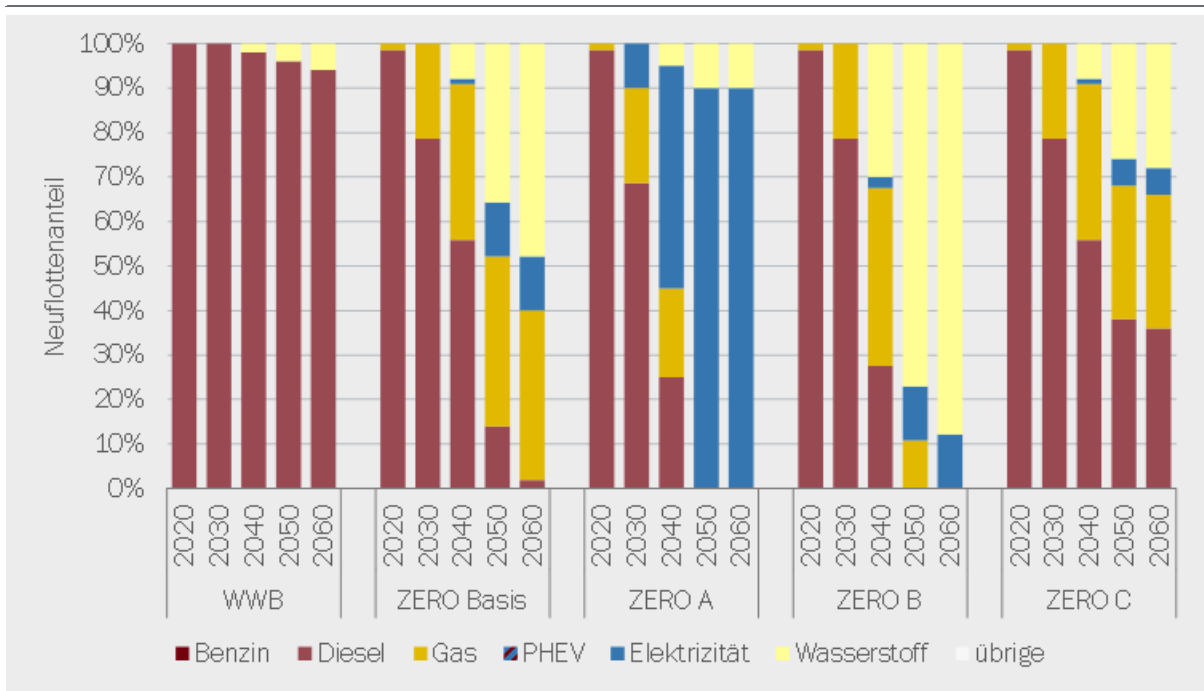
Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Reisebusse (Abbildung 24)

Reisebusse folgen, im Gegensatz zu den Linienbussen, keinen voraussehbaren Fahrplänen. Um genügend Flexibilität für unterschiedliche Einsätze zu haben ist darum eine grosse Reichweite wichtig. Das wird mit Batteriefahrzeugen in dieser Fahrzeugkategorie erst in ferner Zukunft erreicht. Einzig bei den kleinen Bussen dürfte es eine Nische geben. Im WWB wird der Markt auch langfristig von Dieselfahrzeugen dominiert. Um in den ZERO Szenarien auf Netto-Null zu gelangen, werden einerseits Gas- (Methan-) und andererseits Brennstoffzellenbusse eine grössere Rolle spielen. Einzig in Szenario ZERO A können sich dank der Oberleitung auch Reisebusse mit Batterieantrieben durchsetzen.

Abbildung 24: Anteil Antriebstechnologien in neuen Fahrzeugen- Reisebusse



Quelle: eigene Berechnung

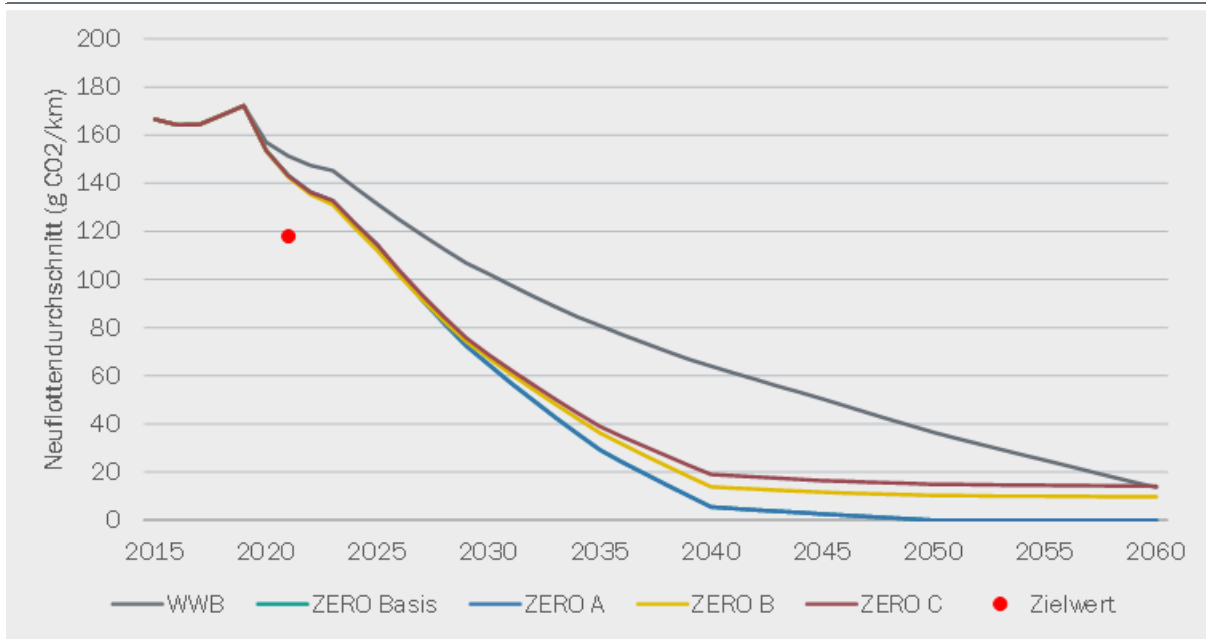
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Effizienzentwicklung der Neufahrzeugflotten

Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigen die CO₂-Effizienzentwicklung der PW- und LNF Neufahrzeugflotten. Für beide besteht ein Zielwert, der aktuell für PW bei 118 g CO₂/km bzw. für LNF bei 186 g CO₂/km liegt (jeweils gemessen im WLTP-Zyklus). Im Szenario WWB wird der Zielwert für PW, der ab 2020 gilt, erst kurz vor 2030 erreicht. Auch in den ZERO-Szenarien dauert es bis ca. 2025, bis der Zielwert von 2020 erreicht wird. Wie die Vergangenheit gezeigt hat, wurden die Ziele bei den PW trotz Sanktionen regelmässig überschritten.

Abbildung 25: Spezifische CO₂-Emission der Neufahrzeugflotte - PW

Emission im WLTP Testzyklus ohne Berücksichtigung von biogenen oder strombasierten Treibstoffen

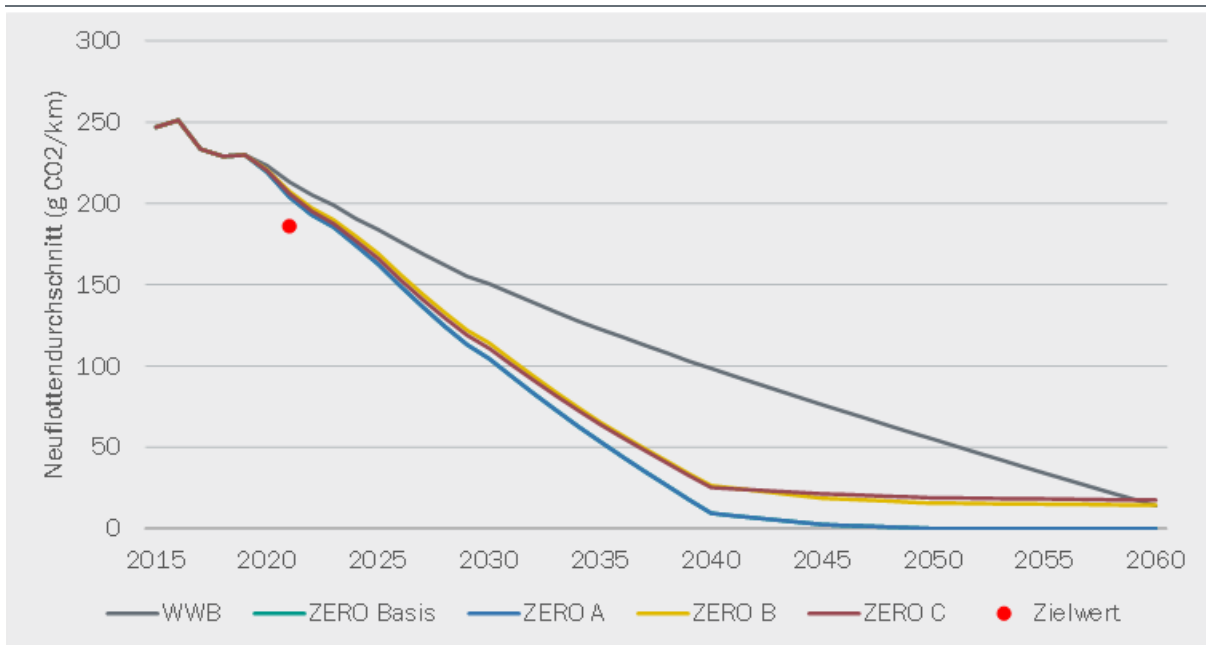


Quelle: BAFU 2015, eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 26: Spezifische CO₂-Emission der Neufahrzeugflotte - LNF

Emission im WLTP Testzyklus ohne Berücksichtigung von biogenen oder strombasierten Treibstoffen



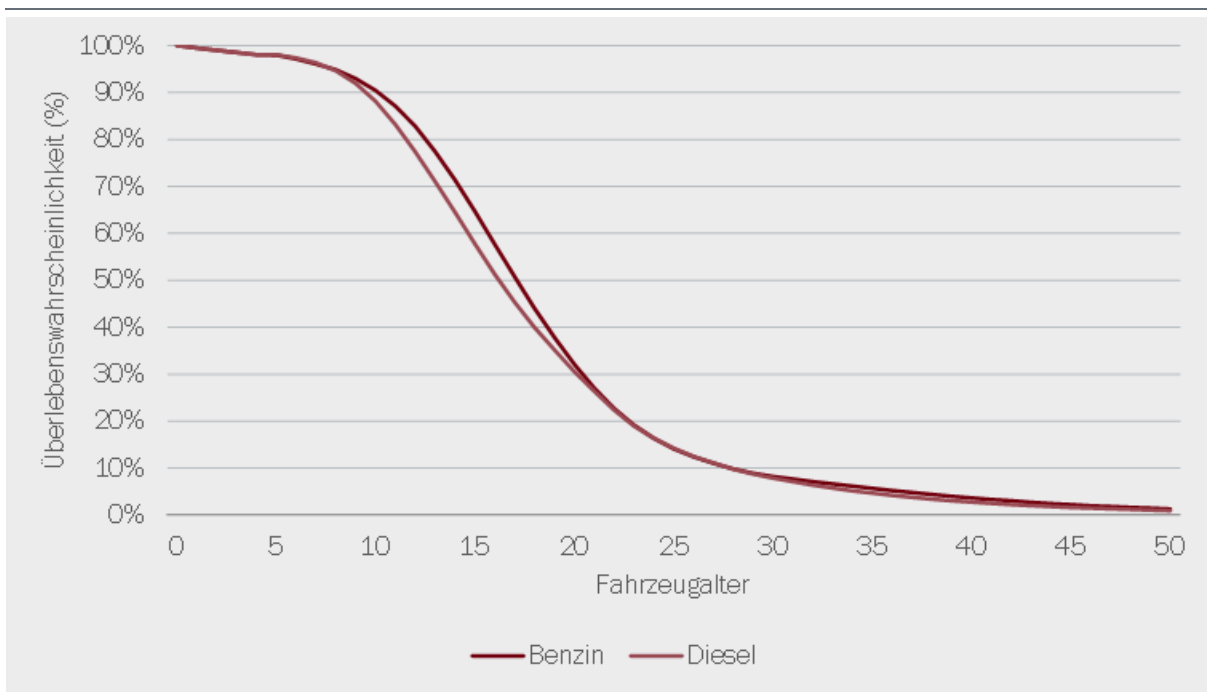
Quelle: BAFU 2015, eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Ausserverkehrssetzungen

Im Flottenmodell von HBEFA (INFRAS et al., 2019) werden für jede Technologie und für jedes Segment³⁶ altersabhängige Überlebenswahrscheinlichkeiten hinterlegt (s. Abbildung 27). Die Prozentwerte geben die Wahrscheinlichkeit an, mit der ein Fahrzeug, das ein bestimmtes Alter hat, noch ein weiteres Jahr in der Flotte bleibt. Die Werte basieren auf der Auswertung unterschiedlicher Jahresstände des Informationssystems Verkehrszulassung (IVZ) des ASTRA: Durch die Verknüpfung der Bestände der Fahrzeuge mit gleichem Zulassungsjahr aus verschiedenen Jahresständen kann so eruiert werden, wie viele Fahrzeuge aus einem bestimmten Zulassungsjahr ein oder mehrere Jahre später noch registriert sind. Generell wurde bei den PW mit alternativen Antrieben die Überlebenswahrscheinlichkeit von Benzinfahrzeugen übernommen. Einzig bei den Diesel-plug-in-hybriden wurden die Werte der Dieselfahrzeuge verwendet. Bei LNF wurden für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge die Überlebenswahrscheinlichkeiten von Dieselfahrzeugen übernommen, da Benzinfahrzeuge in dieser Kategorie nur noch sehr selten vorkommen. Bei Motorrädern wurden die Werte für Mopeds verwendet, die etwas kürzer sind als die für schwere Motorräder. Bei den SNF und den Bussen wurden Überlebenswahrscheinlichkeitsverteilungen von Dieselfahrzeugen der entsprechenden Grössenklasse übernommen. Anhand der Altersstruktur der Flotte und diesen Überlebenswahrscheinlichkeiten wird jedes Jahr eine bestimmte Anzahl der Fahrzeuge jedes Segments aus dem Modell entfernt.

Abbildung 27: Überlebenswahrscheinlichkeiten zur Modellierung der Ausserverkehrssetzung - PW



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

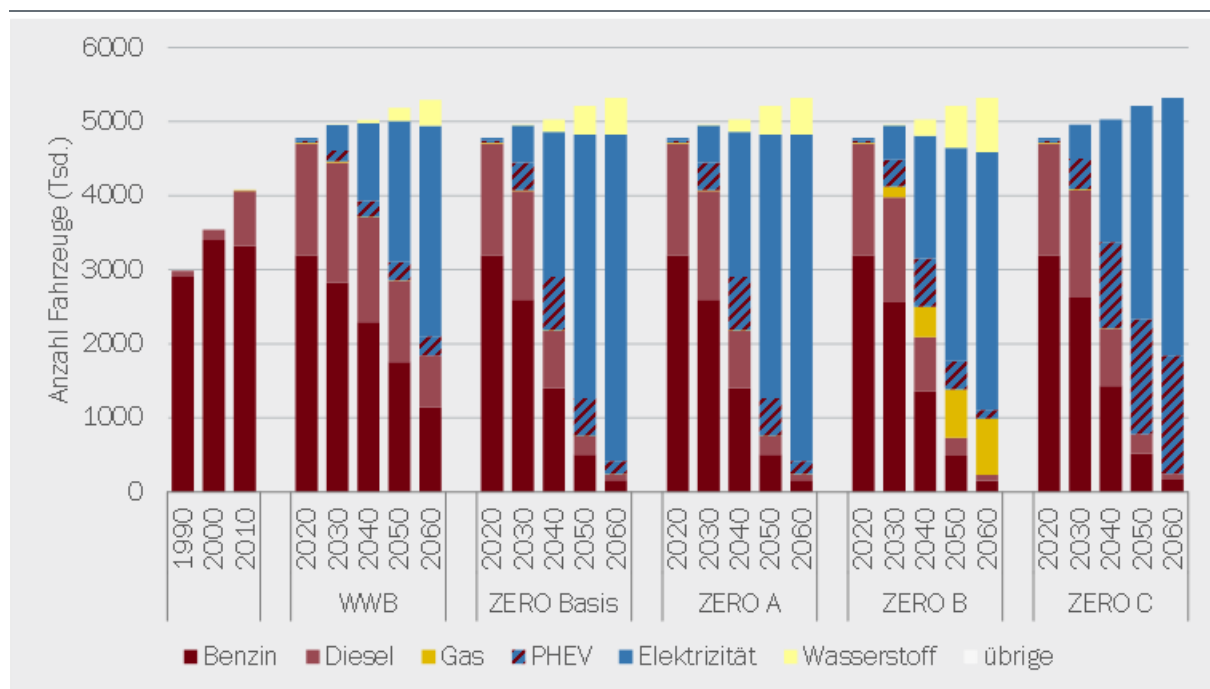
³⁶ Jede Fahrzeugkategorie enthält mehrere Segmente, die charakterisiert sind durch die Antriebstechnologie und gegebenenfalls Gröszen- oder Hubraumklasse.

Flottenentwicklung

Die Flottenzusammensetzung wird bis 2017 aus dem effektiven Bestand gemäss offizieller Statistik (ASTRA, 2018) abgebildet und für die Jahre 2018 bis 2060 jeweils aus dem Bestand des Vorjahres, den szenariobasierten Neuzugängen und den modellierten Ausserverkehrssetzungen berechnet. Abbildung 28 bis Abbildung 33 zeigen die Entwicklungen der Fahrzeugflotten in den verschiedenen Fahrzeugkategorien. Da je nach Fahrzeugsegment³⁶ die durchschnittliche Zeit, die ein Fahrzeug in der Flotte verbleibt, zwischen etwa 5 und über 15 Jahren beträgt (PW ca. 12 Jahre), steigen die Anteile der neuen Technologien in der Flotte sehr viel später an als bei den Neuzulassungen. Zum Beispiel werden die 46 % Elektroautos, die 2040 im WWB bei den PW Neuzulassungen angesetzt sind, im Flottenbestand erst um 2051 erreicht.

Weil die Neuzulassungen an die Entwicklung der Fahrleistung gekoppelt wurden, folgt auch die Flottengrösse mit einer Verzögerung in etwa der Fahrleistung. Der Effekt ist bei Fahrzeugen für den Güterverkehr (LNF und SNF, s. Abbildung 29 und Abbildung 31) deutlich ausgeprägter, da dort die Fahrleistungen viel stärker steigen als beim privaten Personenverkehr (PW und Reisebusse, Abbildung 28 und Abbildung 33). Der relativ starke Anstieg der Flottengrösse bei den Motorrädern (s. Abbildung 30) kommt vor allem von den E-Bikes, deren Absatz in den letzten Jahren stark gestiegen ist. Somit ist die MR-Flotte im Moment im Durchschnitt relativ jung, was für die nächsten 10 bis 15 Jahre zu einem verstärkten Wachstum des Bestands führen wird. Die Entwicklung der Neuzulassungen bei den Linienbussen folgt der Entwicklung der Fahrleistung im öV, die gemäss den Verkehrsperspektiven deutlich stärker ist als im MIV. Entsprechend wächst auch dieser Bestand (s. Abbildung 32) schneller als der PW-Bestand.

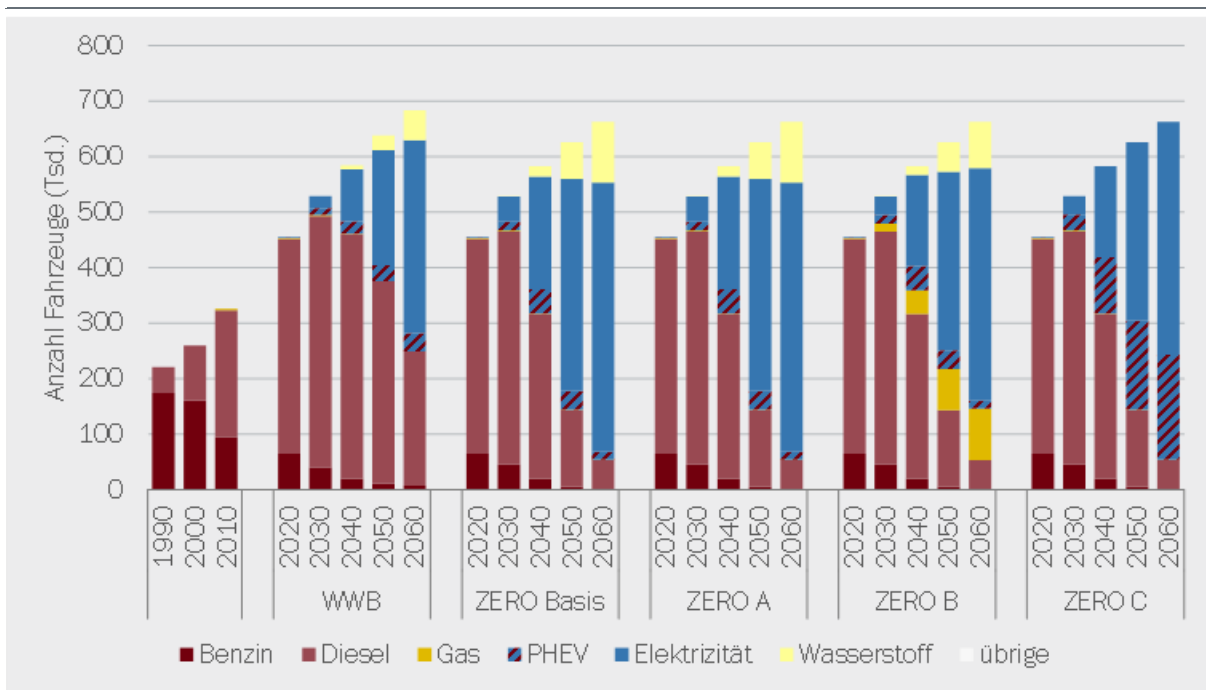
Abbildung 28: Strassenfahrzeugflottenentwicklung- PW



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 29: Strassenfahrzeugflottenentwicklung- LNF

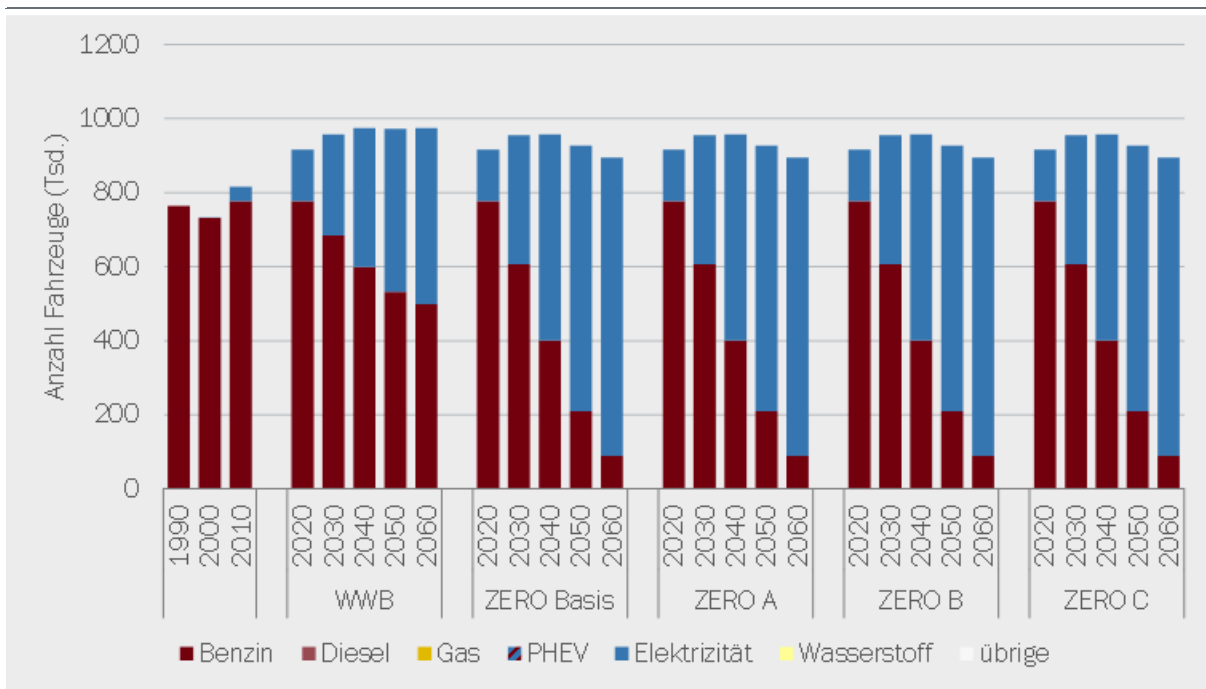


Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 30: Strassenfahrzeugflottenentwicklung- MR

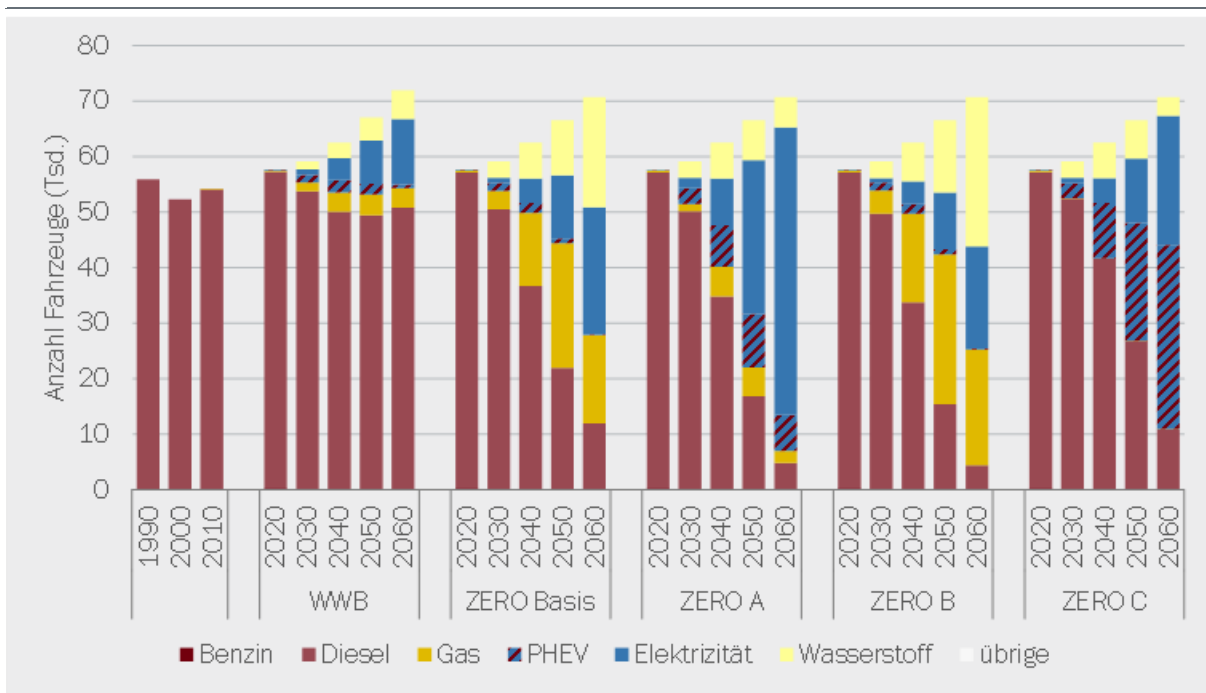
Die Anzahl Fahrzeuge liegen in Zukunft in den ZERO Szenarien etwas tiefer als in WWB weil in diesen Szenarien die alternativen Antriebe grössere Anteile haben und diese im Schnitt etwas weniger lang leben als herkömmliche MR.



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

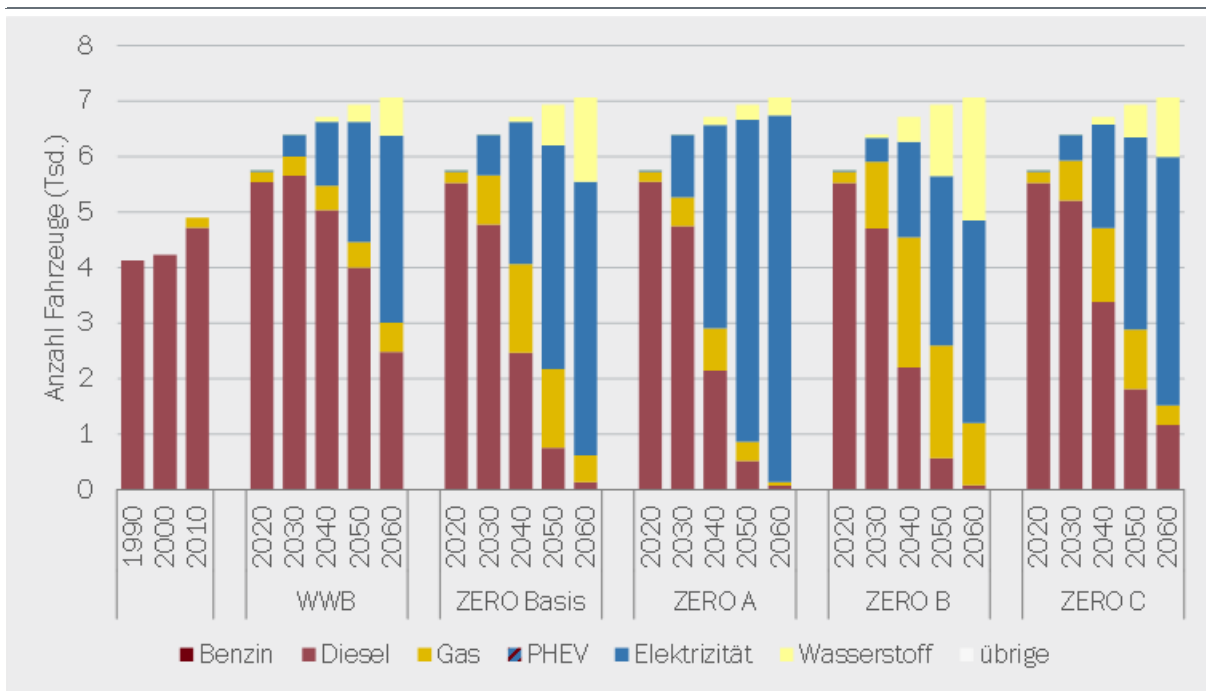
Abbildung 31: Strassenfahrzeugflottenentwicklung- SNF



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

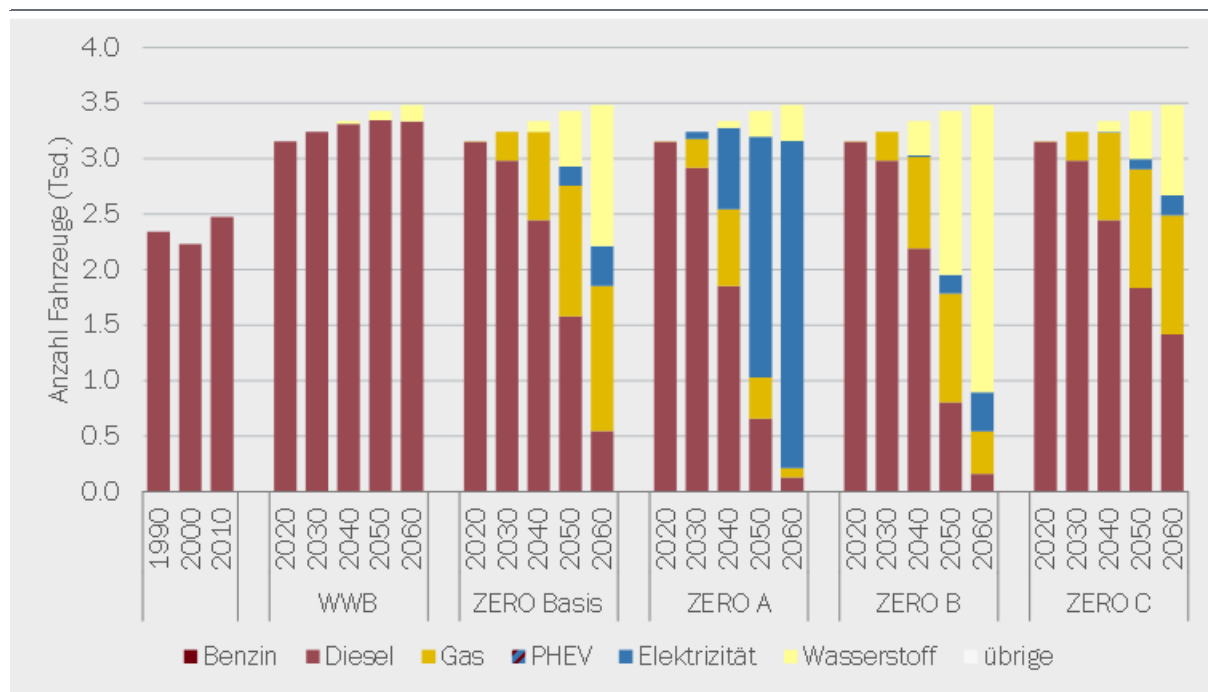
Abbildung 32: Strassenfahrzeugflottenentwicklung- Linienbus



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 33: Strassenfahrzeugflottenentwicklung- Reisebus



Quelle: eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Werte zum Bestand in der Strassenfahrzeugflotte sind von der Website des BFE abrufbar³⁷.

Entwicklung der Jahresfahrleistungen

Die einzelnen Segmente innerhalb einer Fahrzeugkategorie weisen unterschiedliche Jahresfahrleistungen pro Fahrzeug auf. So werden z. B. Benzin-PW pro Jahr weniger weit gefahren als Diesel-PW. Da in Zukunft die BEV den grössten Teil des PW- Bestandes ausmachen werden, muss die Jahresfahrleistung dieser Fahrzeuge, die aktuell vergleichbar ist zu der von Benzinfahrzeugen, steigen und sich ungefähr auf dem Niveau der durchschnittlichen Jahresfahrleistung pro Fahrzeug einpendeln. Da FCEV vor allem für Anwendungen eingesetzt werden, die mit BEV nicht oder nicht effizient darstellbar sind, wird davon ausgegangen, dass sie im Durchschnitt eine Jahresfahrleistungen pro Fahrzeug im Bereich der Dieselfahrzeuge erbringen werden.

Entwicklung der Treibstoffzusammensetzung

Die CO₂-Emissionen von reinen Verbrennungsmotorfahrzeugen sind abhängig vom Treibstoffverbrauch sowie von der Art des Treibstoffs (Benzin, Diesel oder Methan) und von allfälligen Anteilen an Biogenen oder strombasierten synthetischen Treibstoffen. Bei PHEV spielt ausserdem der Anteil der mit Netzstrom gefahrenen Strecken and der Gesamtstrecke eine Rolle.

Benzin, Diesel und Methan enthalten alle Anteile an biogenen Komponenten. Benzin enthielt 2017 0.9 % und 2018 1.1 % Bioethanol. Bei Diesel waren es 2017 3.17 % und 2018 4.23 %

³⁷ Download unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA0NDE=.html>; Filename: EP 2050+_Detailergebnisse_2020-2050_Verkehrssektor_alle_Szenarien_2021-03-30.xlsx

Biodiesel (FAME³⁸). Dem Erdgas waren 2017 24.9 % und 2018 22.4 % Biomethan beigemischt. Während Biogas schon in den 1990er Jahren in relevanten Mengen als Treibstoff benutzt wurde, lagen die Beimischungen bei den flüssigen Treibstoffen vor 2015 deutlich unter einem Prozent. Die Anteile der Biokomponenten bei Diesel und Benzin stiegen erst dann deutlich an, als sie sowohl von der Mineralölsteuer befreit waren als auch zur Erfüllung der CO₂-Kompensationspflicht der Treibstoffimporte angerechnet werden konnten.

Die Befreiung der Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer ist zeitlich befristet auf Ende 2023. Zur Zeit der Modellierung des Szenario WWB sollte die Befreiung bereits 2020 auslaufen, doch eine Verlängerung bis Ende 2022 war absehbar. Darum wurde im WWB Szenario davon ausgegangen, dass die Beimischung von Biodiesel 2023 auf 3 % sinkt und ab dann dort verbleibt. Für die Beimischung von Ethanol wurde ein Anteil von 1 % ab 2023 angenommen. Bei Biogas war die Steuerbefreiung nicht ausschlaggebend für die hohen Beimischquoten. Darum wurde bei Biomethan ab 2022 ein konstanter Anteil von 20.5 % angenommen.

In den ZERO Szenarien wurde von den flüssigen Biotreibstoffen in jedem Jahr die totale für den Verkehrssektor verfügbare Menge eingesetzt. Das gesamte Bioenergiepotenzial aus Inlandproduktion und Importen wurde zwischen den verschiedenen Sektoren allokiert. Für den Verkehrsbereich standen so zwischen 2020 und 2030 jedes Jahr 6 PJ flüssige Biokomponenten zur Verfügung. Dieser Wert wächst linear auf 9.5 PJ pro Jahr in 2045 und verbleibt auf diesem Wert bis 2060. Da Bioethanol für normale Ottomotoren zu maximal 7 % dem Benzin zugemischt werden darf, wird der Bioanteil bei Benzin bis zum Jahr 2030 linear auf diesen Wert hochgefahren. Die Beimischquoten für HVO³⁹ zu Diesel sind nicht beschränkt. So kann das gesamte verbleibende Potenzial dem Diesel beigemischt werden. Das bedarf offensichtlich einer entsprechenden Aufbereitung der Biomasse, was technisch machbar wäre. Die resultierenden Anteile an Biodiesel sind unterschiedlich in den verschiedenen Varianten der ZERO Szenarien.

In ZERO Basis liegen sie zwischen 2020 und 2035 im Bereich von 2 bis 3 %. Danach steigen sie deutlich an, einerseits weil das Potenzial ansteigt und andererseits, weil der gesamte Dieselbedarf aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Flotte abnimmt. Ab 2045 liegt der Wert über 10 % und er steigt bis 2050 auf über 20 %. 2060 beträgt der Biodieselanteil 54 %. Der Biogasananteil wird zwischen 2020 und 2026 linear auf 100 % erhöht. Das ist möglich, weil relativ wenig Methan im Verkehrssektor benötigt wird und die Potenzialgrenze nicht erreicht wird.

In ZERO A, dem Szenario mit einer verstärkten Elektrifizierung, ist die Entwicklung des Biodieselanteils bis 2035 fast gleich wie in ZERO Basis. Danach steigen die Anteile etwas stärker, weil insgesamt noch weniger flüssige Treibstoffe benötigt werden. Die Anteile in 2050 und 2060 liegen bei 23 % bzw. bei 58 %. Biomethan steigt, wie im Basisszenario, bis 2026 auf 100 % und bleibt danach konstant.

Auch in ZERO B, dem Szenario mit Fokus auf Gas als Energieträger, ist die Entwicklung des Biodieselanteils bis 2035 fast gleich wie in ZERO Basis. Danach steigt der Biodieselanteil noch stärker als in ZERO A, da wegen der vielen Elektro- und Gasfahrzeuge der Bedarf an flüssigen Treibstoffen noch tiefer liegt. Die Anteile in 2050 und 2060 liegen bei 24 % bzw. bei 66 %. In diesem Szenario kann der Anteil an Biomethan nicht so hoch getrieben werden wie in den anderen. Gründe sind, dass andere Sektoren ebenfalls mehr Methan benötigen und darum die für den Verkehrsbereich verfügbare Menge geringer liegt. Andererseits wird auch der Bedarf an Methan im Verkehrsbereich viel höher als in allen anderen Szenarien, was den Anteil ebenfalls reduziert. So

³⁸ Fettsäuremethylester (fatty acid methyl ester)

³⁹ Hydrogeniertes Pflanzenöl (hydrogenated vegetable oil)

kann der Biogasanteil bis 2026 nur noch auf 59 % gesteigert werden. Danach sinkt er bis 2050 mehr oder weniger stetig auf rund 25 % ab. Zwischen 2050 und 2060 geht die Nachfrage nach CNG zurück und so steigt der Anteil wieder leicht an (auf 27 %).

In ZERO C, dem Szenario mit Fokus auf flüssige Energieträger, liegen die Biodieselanteile an Diesel langfristig tiefer als in ZERO Basis. Grund dafür ist, dass insgesamt mehr Diesel benötigt wird und so die beschränkte Menge an Biodiesel einen geringeren Anteil ergibt. Der Anteil liegt 2050 bei 12.5 % und 2060 bei 19 %. Kurzfristig (bis 2035) liegen die Anteile im selben Bereich wie im ZERO Basis Szenario (2 % bis 3 %). Biomethan macht, wie auch in ZERO Basis, ab 2026 100 % des CNG aus.

In allen Varianten des ZERO Szenarios müssen 2050 die CO₂-Emissionen auf null reduziert werden. Dafür müssen die verbleibenden fossilen Treibstoffe durch strombasierte Kohlenwasserstoffe (PtL bzw. in ZERO B PtL und PtG) ersetzt werden. In den Szenarien wird angenommen, dass erst ab 2045 mit der Beimischung solcher Komponenten begonnen wird. Grund für die Annahme ist, dass PtL- und PtG⁴⁰-Treibstoffe zu 100 % importiert werden müssen. Diese Treibstoffe werden relativ teuer sein (vgl. Kapitel 4.5), weshalb sie so spät wie möglich eingesetzt werden sollen. Es wird auch davon ausgegangen, dass die Nachfrage der Schweiz nur einen sehr geringen Anteil am globalen Markt ausmachen wird. Damit darf angenommen werden, dass ab 2045 genügend Produktionskapazität vorhanden sein wird, um die Nachfrage der Schweiz zu decken.

Die Anteile der Fahrleistung, die PHEV ab 2017 mit vom Netz bezogenem Strom zurücklegen, liegt für PW zwischen 2020 und 2060 im Bereich von 55 bis 48 %, wobei der Anteil zwischen 2025 und 2035 sinkt, während er vor- und nachher praktisch konstant ist. Die Absenkung ist eine Folge davon, dass in dieser Zeitspanne das Nutzungsprofil der PHEV kontinuierlich an das von Diesel- bzw. Benzinfahrzeugen angepasst wird. Das bedeutet, dass die PHEV immer mehr auf langen Strecken und damit auf Autobahnen eingesetzt werden. So verbrauchen sie mehr Energie pro km und die Batteriereichweite wird anteilmässig an der Tagesfahrleistung kleiner.

Bei LNF und SNF liegen die Anteile der elektrisch gefahrenen km bei rund 43 % (LNF) bzw. bei rund 30 % (SNF). Bei diesen Fahrzeugen ist die Anpassung der Jahresfahrleistung pro Fahrzeug mit der Zeit nicht so relevant, sodass die Anteile im Bereich von 1 % schwanken.

Tanktourismus

Wie in Kapitel 3.4.2 erklärt, wird im Verwendungszweck «Mobilität» der Treibstoffabsatz im Inland ausgewiesen, unabhängig davon, ob er im In- oder Ausland verbraucht wurde. Treibstoff, der in der Schweiz getankt, aber im Ausland verfahren wird, erscheint in der Gesamtenergiestatistik als Absatz, aber im Schweizer Verkehrssystem nicht als Nachfrage. Umgekehrt erscheint der im Ausland getankte Treibstoff, der in der Schweiz gebraucht wird, nicht in der Gesamtenergiestatistik aber in der Nachfrage des Verkehrssektors. Um die Ergebnisse der Top-down-Methode (Absatz gemäss Gesamtenergiestatistik) und der Bottom-up-Modellierung des Verbrauchs (HBEFA) zur Deckung zu bringen, wird die Bilanz von grauen Importen und Exporten von Treibstoffen geschätzt. Die in HBEFA enthaltenen historischen Werte wurden für die EP 2050+ verwendet. Weiter gehen wir davon aus, dass die Bedeutung des Tanktourismus bis 2030 auf null sinkt und ab dann dort verbleibt. Konkret bedeutet das, dass nach 2030 die Menge an Treibstoff, der in der Schweiz getankt aber im Ausland verbraucht wird gleich gross ist wie die Menge des Treibstoffs, der im Ausland getankt und in der Schweiz verbraucht wird.

⁴⁰ ausser Wasserstoff

Kosten

Für die Kostenschätzung wurde auf den Strassenverkehr fokussiert, da hier die mit Abstand grössten Kosten anfallen. Als Grundlagen für die Investitionen wurden die Stückkosten und die Anzahl neuer Fahrzeuge pro Antriebstechnologie und Jahr sowie der Zubau an Ladestationen und (Wasserstoff-)Tankstellen verwendet. Zudem wurden die jährlichen Unterhaltskosten abgeschätzt und berücksichtigt. Kosten, die vor 2017 angefallen sind, wurden vernachlässigt. Diese Vereinfachung ist zulässig, weil nicht die absoluten Kosten interessieren, sondern die Differenzen zwischen den Szenarien, die vor 2017 null sind, weil die Szenarien dann identisch sind.

Die durchschnittlichen Anschaffungspreise in 2017 wurden aus Marktübersichten und Listenpreisen (VS 2019), aus Veröffentlichungen der ASTAG (2017) sowie diversen Arbeiten von INFRAS (u. a. INFRAS (2020, 2019)) zusammengetragen. Für die Verbrennerfahrzeuge wurde angenommen, dass die Mehrkosten für die Effizienzsteigerung (inkl. Hybridisierung) durch Minderkosten aufgrund von effizienterer Produktion ausgeglichen werden und sich die Preise so nicht ändern werden. Bei den neuen Technologien hingegen rechnen wir mit einer Preisreduktion aufgrund von Lern- und Skaleneffekten. Dafür werden logistische Entwicklungen mit einer Wachstumskonstante k und einer Schranke S angenommen. Die Schranken, also die Preise, die 2060 erreicht werden, werden in allen Szenarien bzw. Varianten pro Antriebstechnologie konstant gehalten. Die Wachstumskonstanten hingegen werden abhängig von der Anzahl Fahrzeuge einer Technologie, die in den Markt kommen, variiert. So ist zum Beispiel k für BEV im Szenario WWB, in dem die Anzahl BEV-Neufahrzeuge langsamer steigt als im Szenario ZERO Basis, tiefer als im Szenario ZERO Basis. Entsprechend sinken die BEV Preise im Szenario ZERO Basis rascher als im Szenario WWB. Die Eckwerte sind in Tabelle 25 bis Tabelle 31 zusammengestellt.

Tabelle 25: Eckwerte der Kostenentwicklung bei PW

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Benzin	40	1	40	40	1	40	40	1	40	40	1	40	40	1	40
Diesel	45	1	45	45	1	45	45	1	45	45	1	45	45	1	45
CNG	44	0.15	40	44	0.1	40	44	0.18	40	44	0.1	40	44	0.1	40
BEV	75	0.2	35	75	0.2	35	75	0.15	35	75	0.15	35	75	0.15	35
PHEV B	60	0.1	45	60	0.1	45	60	0.1	45	60	0.1	45	60	0.1	45
PHEV D	70	0.1	50	70	0.1	50	70	0.1	50	70	0.1	50	70	0.1	50
FCEV	80	0.07	45	80	0.07	45	80	0.1	45	80	0.05	45	80	0.05	45

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Die Unterhaltskosten der Fahrzeuge einer bestimmten Technologie sind in allen Szenarien gleich angesetzt. Als Basis wurden die Werte aus der ASTAG Selbstkostentabelle von 2017 (ASTAG, 2017) oder von INFRAS Studien (INFRAS, 2020, 2019) übernommen und über die Jahresfahrleistung skaliert. Für alternative Antriebe wurden generell die Reifenkosten gleich angenommen wie für vergleichbare konventionell angetriebene Fahrzeuge. Der Rest des Unterhalts wurde für BEV

um 50 % reduziert, für PHEV um 20 % erhöht und für FCEV um 50 bis 100 % erhöht. Ausser bei FCEV werden wie Unterhaltskosten über die Zeit als Konstant angenommen. Bei FCEV wird bis 2060 mit einer Reduktion auf den Wert von konventionellen Verbrennerfahrzeugen gerechnet (logistisches Wachstum mit $k = 0.1$).

Tabelle 26: Eckwerte der Kostenentwicklung bei LNF

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Benzin M+N1-I	30	1	30	30	1	30	30	1	30	30	1	30	30	1	30
Benzin N1-II	45	1	45	45	1	45	45	1	45	45	1	45	45	1	45
Benzin N1-III	60	1	60	60	1	60	60	1	60	60	1	60	60	1	60
Diesel M+N1-I	30	1	30	30	1	30	30	1	30	30	1	30	30	1	30
Diesel N1-II	45	1	45	45	1	45	45	1	45	45	1	45	45	1	45
Diesel N1-III	62	1	62	62	1	62	62	1	62	62	1	62	62	1	62
CNG N1-II	50	0.15	45	50	0.1	45	50	0.18	45	50	0.1	45	50	0.1	45
BEV N1-II	60	0.15	35	60	0.15	35	60	0.15	35	60	0.15	35	60	0.15	40
PHEV B N1-II	70	0.1	48	70	0.1	48	70	0.1	48	70	0.1	48	70	0.1	48
PHEV D N1-III	80	0.1	65	80	0.1	65	80	0.1	65	80	0.1	65	80	0.1	65
FCEV N1-III	105	0.07	62	105	0.07	62	105	0.1	62	105	0.05	62	105	0.05	62

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 27: Eckwerte der Kostenentwicklung bei Reisebussen

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Diesel Std <=18t	475	1	475	475	1	475	475	1	475	475	1	475	475	1	475
Diesel 3-Achsen >18t	800	1	800	800	1	800	800	1	800	800	1	800	800	1	800
Diesel Midi <=15t	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240
CNG Std <=18t	505	0.15	475	505	0.15	475	505	0.18	475	505	0.15	475	505	0.15	475
CNG 3-Achsen >18t	830	0.15	800	830	0.15	800	830	0.18	800	830	0.15	800	830	0.15	800
CNG Midi	270	0.15	240	270	0.15	240	270	0.18	240	270	0.15	240	270	0.15	240
BEV Std <=18t	795	0.1	475	795	0.15	475	795	0.1	475	795	0.1	475	795	0.1	475
BEV 3-Achsen >18t	1060	0.1	800	1060	0.15	800	1060	0.1	800	1060	0.1	800	1060	0.1	800
BEV Midi	440	0.1	240	440	0.15	240	440	0.1	240	440	0.1	240	440	0.1	240
FCEV Std <=18t	1175	0.1	525	1175	0.1	525	1175	0.15	525	1175	0.07	525	1175	0.1	800
FCEV 3-Achsen >18t	1550	0.1	850	1550	0.1	850	1550	0.15	850	1550	0.07	850	1550	0.1	850
FCEV Midi	356	0.1	270	356	0.1	270	356	0.15	270	356	0.07	270	356	0.1	270

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 28: Eckwerte der Kostenentwicklung bei Linienbussen

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Diesel Midi <=15t	330	1	330	330	1	330	330	1	330	330	1	330	330	1	330
Diesel Std >15-18t	350	1	350	350	1	350	350	1	350	350	1	350	350	1	350
Diesel Gelenkbus >18t	500	1	500	500	1	500	500	1	500	500	1	500	500	1	500
CNG Midi <=15t	363	0.15	330	363	0.1	330	363	0.18	330	363	0.01	330	363	0.15	330
CNG Std >15-18t	385	0.15	350	385	0.1	350	385	0.18	350	385	0.01	350	385	0.1	350
CNG Gelenkbus >18t	550	0.15	500	550	0.1	500	550	0.18	500	550	0.01	500	550	0.1	500
BEV Midi <=15t	630	0.1	280	630	0.15	280	630	0.1	280	630	0.1	280	630	0.1	280
BEV Std >15-18t	770	0.1	300	770	0.15	300	770	0.1	300	770	0.1	300	770	0.1	300
BEV Gelenkbus >18t	1000	0.1	450	1000	0.15	450	1000	0.1	450	1000	0.1	450	1000	0.1	450
FCEV Midi <=15t	880	0.1	330	880	0.1	330	880	0.15	330	880	0.07	330	880	0.1	330
FCEV Std >15-18t	1020	0.1	350	1020	0.1	350	1020	0.15	350	1020	0.07	350	1020	0.07	350
FCEV Gelenkbus >18t	1250	0.1	500	1250	0.1	500	1250	0.15	500	1250	0.07	500	1250	0.07	500

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 29: Eckwerte der Kostenentwicklung bei Motorrädern

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Benzin 4T <=250cc	4.0	1	4.0	4.0	1	4.0	4.0	1	4.0	4.0	1	4.0	4.0	1	4.0
Benzin 4T >250cc	8.0	1	8.0	8.0	1	8.0	8.0	1	8.0	8.0	1	8.0	8.0	1	8.0
Moped <=50cc (v<30kmh)	1.5	1	1.5	1.5	1	1.5	1.5	1	1.5	1.5	1	1.5	1.5	1	1.5
Moped <=50cc (v<50kmh)	2.5	1	2.5	2.5	1	2.5	2.5	1	2.5	2.5	1	2.5	2.5	1	2.5
Benzin 2T <=250cc	3.0	1	3.0	3.0	1	3.0	3.0	1	3.0	3.0	1	3.0	3.0	1	3.0
eBike	4.0	0.1	3.0	4.0	0.15	3.0	4.0	0.1	3.0	4.0	0.1	3.0	4.0	0.05	3.0
eScooter	5.0	0.1	2.5	5.0	0.15	2.5	5.0	0.1	2.5	5.0	0.1	2.5	5.0	0.05	2.5
MC BEV	12.0	0.1	7.0	12.0	0.15	7.0	12.0	0.1	7.0	12.0	0.1	7.0	12.0	0.1	7.0

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 30: Eckwerte der Kostenentwicklung bei SNF (RigidTruck)

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Benzin	190	1	190	190	1	190	190	1	190	190	1	190	190	1	190
Diesel <7,5t	150	1	150	150	1	150	150	1	150	150	1	150	150	1	150
Diesel 7,5-12t	180	1	180	180	1	180	180	1	180	180	1	180	180	1	180
Diesel >12-14t	190	1	190	190	1	190	190	1	190	190	1	190	190	1	190
Diesel >14-20t	200	1	200	200	1	200	200	1	200	200	1	200	200	1	200
Diesel >20-26t	205	1	205	205	1	205	205	1	205	205	1	205	205	1	205
Diesel >26-28t	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240
Diesel >28-32t	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240
Diesel >32t	250	1	250	250	1	250	250	1	250	250	1	250	250	1	250
CNG <7,5t	180	0.15	150	180	0.1	150	180	0.18	150	180	0.1	150	180	0.1	150
CNG 7,5-12t	210	0.15	180	210	0.1	180	210	0.18	180	210	0.1	180	210	0.1	180
CNG >12t	235	0.15	200	235	0.1	200	235	0.18	200	235	0.1	200	235	0.1	200
LNG <=7.5t	190	0.15	150	190	0.1	150	190	0.18	150	190	0.1	150	190	0.1	150
LNG >7.5-12t	220	0.15	180	220	0.1	180	220	0.18	180	220	0.1	180	220	0.1	180
LNG >12t	245	0.15	200	245	0.1	200	245	0.18	200	245	0.1	200	245	0.1	200
BEV <=7.5t	750	0.1	130	750	0.15	130	750	0.1	130	750	0.1	130	750	0.1	130
BEV >7.5-12t	900	0.1	150	900	0.15	150	900	0.1	150	900	0.1	150	900	0.1	150
BEV >12t	1000	0.1	190	1000	0.15	190	1000	0.1	190	1000	0.1	190	1000	0.1	190
PHEV <=7,5t	650	0.15	170	650	0.15	170	650	0.15	170	650	0.18	170	650	0.1	170
PHEV >7,5-12t	800	0.15	200	800	0.15	200	800	0.15	200	800	0.18	200	800	0.1	200
PHEV >12t	900	0.15	220	900	0.15	220	900	0.15	220	900	0.18	220	900	0.1	220
FCEV <=7,5t	900	0.1	170	900	0.1	170	900	0.15	170	900	0.07	170	900	0.07	170
FCEV >7,5-12t	1050	0.1	200	1050	0.1	200	1050	0.15	200	1050	0.07	200	1050	0.07	200
FCEV >12t	1150	0.1	220	1150	0.1	220	1150	0.15	220	1150	0.07	220	1150	0.07	220

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Tabelle 31: Eckwerte der Kostenentwicklung bei SNF (TT/AT)

Fahrzeugpreise 2017 / 2060 in 1'000 CHF; k = Wachstumskonstante (logistisches Wachstum)

	ZERO Basis		ZERO A		ZERO B		ZERO C		WWB						
	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060	2017	k 2060					
Diesel <=7,5t	84	1	84	84	1	84	84	1	84	84	1	84	84	1	84
Diesel >14-20t	181	1	181	181	1	181	181	1	181	181	1	181	181	1	181
Diesel >7,5-14t	125	1	125	125	1	125	125	1	125	125	1	125	125	1	125
Diesel >20-28t	220	1	220	220	1	220	220	1	220	220	1	220	220	1	220
Diesel >28-34t	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240	240	1	240
Diesel >34-40t	260	1	260	260	1	260	260	1	260	260	1	260	260	1	260
Diesel >40-50t	270	1	270	270	1	270	270	1	270	270	1	270	270	1	270
Diesel >50-60t	280	1	280	280	1	280	280	1	280	280	1	280	280	1	280
Diesel >60t	290	1	290	290	1	290	290	1	290	290	1	290	290	1	290
CNG	250	0.15	220	250	0.1	220	250	0.18	220	250	0.1	220	250	0.1	220
LNG	260	0.15	220	260	0.1	220	260	0.18	220	260	0.1	220	260	0.1	220
BEV	1100	0.1	200	1100	0.15	200	1100	0.1	200	1100	0.1	200	1100	0.1	200
PHEV	1000	0.15	240	1000	0.15	240	1000	0.15	240	1000	0.18	240	1000	0.1	240
FCEV	1250	0.1	240	1250	0.1	240	1250	0.15	240	1250	0.07	240	1250	0.07	240

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Wie in Kapitel 6.9 erwähnt, werden durch die Elektrifizierung und den Einsatz von Wasserstoff im Strassenverkehr, je nach Szenario bzw. Variante, neue Ladeinfrastrukturen und Wasserstofftankstellen benötigt. In allen Szenarien werden die privaten und öffentlichen AC-Ladestationen (11-22 kW) sowie die öffentlichen DC-Ladestationen (50-350 kW) z. B. an Autobahnraststätten oder bei Einkaufszentren ausgebaut. Es wird davon ausgegangen, dass für jedes BEV je nach Jahr zwischen 1 und 1.2⁴¹ AC-Ladestationen sowie eine DC Ladestation pro 100 bis 1000 BEV zur Verfügung stehen wird. In der Variante ZERO A (Strom) wird zusätzliche auf 95 % der Schweizer Nationalstrassen eine Spur mit Oberleitung aufgerüstet. Zur Versorgung der FCEV wird davon ausgegangen, dass bis 2021 bereits 10 Wasserstofftankstellen bereitstehen und die Anzahl bis 2025 auf 100 Wasserstofftankstellen steigen wird. Die Kosten für die Erstellung dieser Infrastruktur (inkl. Anschluss ans Stromnetz) sind in Tabelle 32 zusammengestellt. Bei den Infrastrukturen, für die sich die Erstellungskosten zwischen 2017 und 2060 ändern, wird stark vereinfacht von einer linearen Entwicklung ausgegangen. Auch werden die Stückkosten in allen Szenarien gleich angenommen

⁴¹ Wert sinkt mit der Zeit, da immer mehr BEV in die Flotte kommen und so Synergien besser genutzt werden können

Tabelle 32: Investitions- und Unterhaltskosten sowie Lebensdauern von Lade-/ Tankinfrastruktur
pro Einheit, Preise 2017 / 2060 in 1'000 CHF

	Investition (1'000 CHF)		Unterhalt (Prozent von Investition / a)	Lebensdauer (a)
	2017	2060	alle Jahre	
Ladestationen zuhause/Office (AC)	0.8	0.5	1.0 %	15
Ladestationen öffentlich (AC)	1.2	0.6	2.0 %	15
Ladestationen DC	100	100	2.0 %	15
Stromanschlüsse zuhause/Office (AC)	1.5	1.5	0.0 %	40
Stromanschlüsse öffentlich (AC)	5	5	0.0 %	40
Stromanschluss (DC)	300	300	0.0 %	40
Autobahn Oberleitung (km, beide Fahrrichtungen)	2'000	2'000	2.5 %	20
Tankstellen (Benzin / Diesel)	450	450	2.0 %	40
Tankstellen (CNG)	500	500	2.0 %	40
Tankstellen (LNG)	600	600	2.0 %	40
Tankstellen (H ₂)	800	800	2.0 %	40

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

7.1.2 Schienenverkehr

Wie in Kapitel 4.4 gezeigt wird erwartet, dass die Fahrleistungen sowohl im Personen- wie auch im Güterverkehr stark ansteigen. Das führt zu einem höheren Energiebedarf. Dafür kann mit diversen Massnahmen die Energieeffizienz (also die zurückgelegten Strecken pro Energieeinheit) des Schienenverkehrs erhöht werden. Die Massnahmen umfassen unter anderem effizienteres Rollmaterial (verbesserter Luft- und Rollwiderstand sowie weniger Verluste im Antriebsstrang) gleichmässigeren Geschwindigkeiten dafür tiefere Höchstgeschwindigkeiten und den Ersatz von Dieselschienenfahrzeugen durch Batterieelektrische Loks. Damit wird erwartet, dass der Energieverbrauch pro km bis 2050 relativ zu 2017 im Personenverkehr auf 77 % und im Güterverkehr auf 75 % gesenkt wird. Bis 2060 sollen die Werte noch bei 73 % (PV) bzw. 70 % (GV) liegen. Es wird von einer linearen Reduktion des Energiebedarfs pro km ausgegangen. Diese Schätzung liegt damit in derselben Grössenordnung wie die Schätzung der SBB, die 2021 im Rahmen des Programms ESöV 2050 im Auftrag des BAV eine Effizienzsteigerung von insgesamt rund 28 % berechnet hat.

7.1.3 Off-Road

Die Entwicklung der Nachfrage nach Off-Road Maschinen wurde Kapitel 4.4 aus der Non-Road Publikation des BAFU (2015) übernommen und bis 2060 weitergeführt (s. Kapitel 4.4).

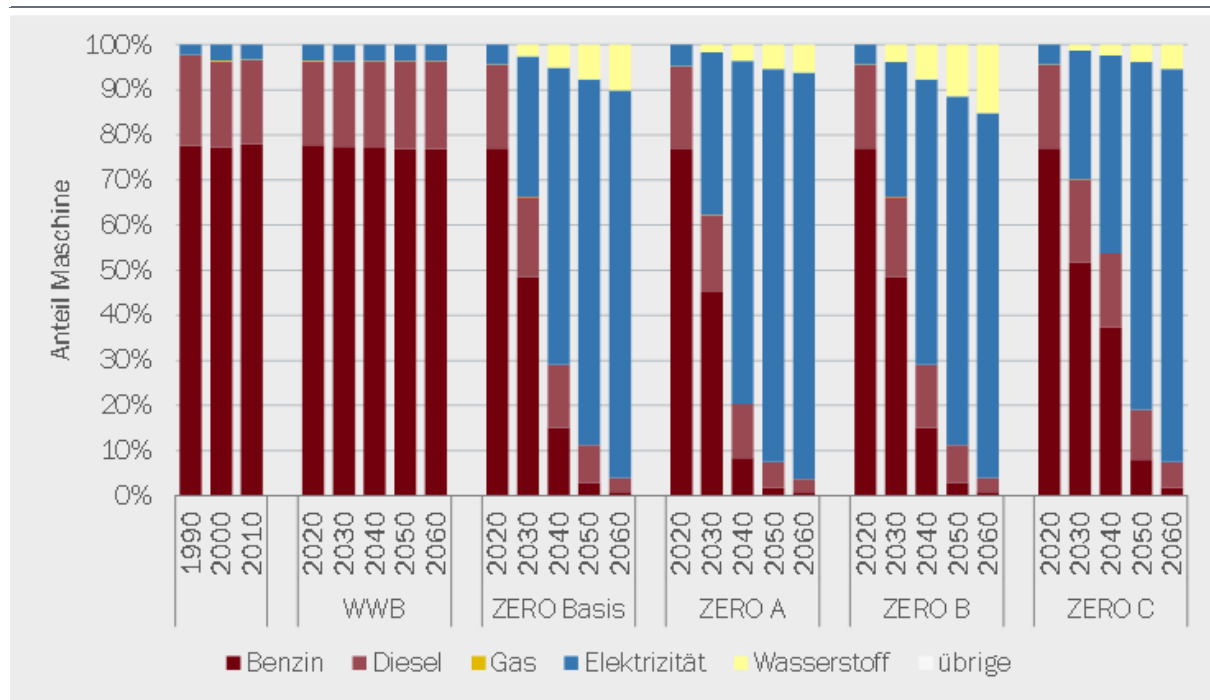
Für das Szenario WWB werden auch die Entwicklung der Maschineneffizienz (Betriebsstunden pro Energieeinheit) und die Anteile an alternativen Antrieben direkt aus BAFU (2015)

übernommen. Abbildung 34 zeigt, dass in Szenario WWB die Anteile an alternativen Antrieben auf (Batterie)elektrische Antriebe beschränkt sind und dieser Anteil sehr klein bleibt.

In den ZERO Szenarien werden sehr viele Batterie- und einige Brennstoffzellen-Maschinen zur Anwendung kommen (Abbildung 34). Die Abschätzung der Anteile konventioneller und neuer Technologien wurde für jeden der Anwendungsbereiche und für jede Maschinenkategorie separat vorgenommen. Dabei wurden die typischen Anwendungen mit deren Anforderungen betrachtet und auch die Variabilität der Anforderungen berücksichtigt. Die Abschätzung basiert auf Expertenmeinungen.

Gleichzeitig mit dem Einzug neuer Technologien werden die konventionellen Maschinen durch Hybridisierung (analog wie bei den PW) effizienter. Die Unterschiede der Varianten der ZERO Szenarien zeigen sich vor allem im Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen, die in ZERO B relevanter werden als in den anderen Varianten. In ZERO C wird die die Elektrifizierung etwas schwächer ausfallen und dafür werden weiterhin etwas mehr Diesel- und Benzinmaschinen eingesetzt.

Abbildung 34: Entwicklung Off-Road: Maschinenanteil nach Treibstoff



Quelle: BAFU 2015, eigene Berechnung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

7.1.4 Luftverkehr

Die Hauptergebnisse der Energieperspektiven 2050+ beinhalten nationale Flüge (Inlandflüge) und Flüge des Militärs, nicht aber internationale Flüge. Der internationale Flugverkehr ab den Flughäfen Zürich und Genf war im Jahr 2019 für rund 96 % des Schweizer Flugverkehrstreibstoffabsatzes verantwortlich (Prognos et al. 2020). Aufgrund der hohen Relevanz wurde der Energiebedarf und die CO₂-Emission des Internationalen Flugverkehrs mitberechnet, obwohl er bezüglich der Systemgrenze (Inlandprinzip) nicht direkt vergleichbar ist mit den Emissionen der übrigen

Verkehrsträger. Generell werden in den Energieperspektiven die inländischen Energieverbräuche und Emissionen bei den Hauptergebnissen berücksichtigt und diejenigen des internationalen Flugverkehrs ergänzend als eigenständiger ergänzender Bilanzposten ausgewiesen.

Bei der Betrachtung der internationalen Flüge wird vom inländischen Treibstoffabsatz ausgegangen, unabhängig davon, ob er im In- oder Ausland verbrannt wird. Die Begründung für diese Wahl ist die folgende: Gehen alle Staaten nach diesem Prinzip vor, dann sind alle Betriebsemissionen des globalen Luftverkehrs erfasst. Hingegen lassen die zum restlichen Inventar geänderten Systemgrenzen keine Vergleiche mit energetischen Aufwendungen und Emissionen ab der Schweiz mit anderen Verkehrsmitteln für internationale Transporte zu.

Konkret betrachtet wird der Flugtreibstoffabsatz auf den Flughäfen Zürich und Genf – also auf den Landesflughäfen der Schweiz unter Ausklammerung des binationalen Landesflughafens Basel-Mulhouse, der fast ausschliesslich von Frankreich aus mit Treibstoff beliefert wird.

Für die Jahre 1990 bis 2019 wurden die Daten zur Anzahl Passagiere, zum Treibstoffabsatz und zu den entsprechenden Emissionen direkt aus der publizierten Statistik (BFS, 2020a) übernommen. Die Entwicklung dieser Parameter ab 2020 wurden auf Basis der Publikationen in Tabelle 33 modelliert. Die geänderten Rahmenbedingungen durch den Einbruch des Flugbetriebs wegen der Covid-19-Pandemie und aktuelle Schätzungen für die zukünftige Verkehrsentwicklung auf Grund dieser jüngsten Entwicklungen der in der Schweiz ansässigen Flugbranche sind hier nicht berücksichtigt.

Tabelle 33: Quellen für Schlüsselparameter der Modellierung von Treibstoffabsatz und Emissionen des Schweizer Flugverkehrs 1990 – 2060

Publikation	daraus verwendet	Verwendet für:
Zivilluftfahrtstatistik (BFS, 2020a)	Anzahl abfliegende Passagiere, Treibstoffabsatz, THG und Schadstoffemissionen 1990 – 2019	direkt übernommen für die Ergebnisse bis 2019
ex-post erfasste Energieverbräuche (BFS, 2018b; Prognos et al., 2020)	Treibstoffabsatz der Jahre 1990 – 2017	Modellierung des Treibstoffabsatzes und der Emissionen ab 2018
Nachfrageprognose des Flugverkehrs in der Schweiz bis 2030 (Intraplan (2015)).	Entwicklung der Anzahl abfliegender Passagiere bis 2030	Modellierung des Treibstoffabsatzes und der Emissionen ab 2020
Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz ab 2015 des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2015)	Bevölkerungsentwicklung im Referenzszenario A-00-2015	Entwicklung der Anzahl abfliegender Passagiere 2030 – 2060; Modellierung des Treibstoffabsatzes und der Emissionen ab 2018
ICAO-Studie "Environmental Trends in Aviation to 2050 (Fleming und de Lépinay, 2019)	Jährliche Reduktion des Energieverbrauchs pro Passagier 2020 – 2050	Modellierung des Treibstoffabsatzes und der Emissionen ab 2018

Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Im Flugverkehr wird nur zwischen den Szenarien WWB- und ZERO Basis unterschieden, weil die Unterschiede der ZERO Varianten hier keinen Einfluss auf die Entwicklung haben. Der Energieverbrauch und die Emissionen von Militärflügen werden in beiden Szenarien für die Jahre bis 2060

konstant auf dem Niveau des Jahres 2017 gehalten. Die Entwicklung des Energieverbrauchs des nationalen und internationalen zivilen Flugverkehrs wird anhand einer Prognose der Passagierzahlen sowie einer angenommenen jährlichen Effizienzsteigerung bei der Transportenergie (Treibstoffverbrauch pro Passagier) fortgeschrieben. Dabei wird angenommen, dass die durchschnittliche Flugdistanz pro Abflug konstant bleiben wird. Die Entwicklung der Passagierzahlen wird in beiden Szenarien gleich angesetzt (s. Kapitel 4.4). Bei der jährlichen Effizienzsteigerung der Transportenergie wird hingegen im Szenario ZERO ab 2020 eine deutlich optimistischere Annahme verwendet als im Szenario WWB.

Die jährlichen Effizienzsteigerungen bei der Transportenergie kommen einerseits zustande durch technische Verbesserungen an den Flugzeugen und verbesserten Flugoperationen, andererseits durch eine Erhöhung der Auslastung und durch den Einsatz von grösseren Flugzeugen. Zur Berechnung des Treibstoffverbrauchs in 2020 wurde, ausgehend vom Wert in 2017, für beide Szenarien eine Effizienzsteigerung von 0.57 % pro Jahr angesetzt (tiefer Wert nach ICAO-Studie «Environmental Trends in Aviation to 2050») (Fleming und de Lépinay, 2019). Diese Effizienzsteigerung wird durch technische Massnahmen sowie eine Erhöhung der Auslastung der Flugzeuge erreicht und im Szenario WWB bis 2050 konstant angenommen. Im Szenario ZERO wird von 2020 bis 2050 von einer jährlichen Effizienzsteigerung beim Treibstoffverbrauch von 2% ausgegangen. Dieser Wert entspricht dem sehr ambitionierten «aspirational Goal» der ICAO (Fleming und de Lépinay, 2019).

Die modellierten Ergebnisse ab 2020 basieren auf statistischen Werten von 2017, während die Ergebnisse der Jahre 2018 und 2019 den tatsächlichen statistischen Werten entsprechen.⁴² So entstand zwischen dem Jahr 2019, welches auf Statistiken basiert und dem Jahr 2020, das auf der Prognose basiert, ein kleiner Sprung. Tabelle 34 und Abbildung 35 stellen die Annahmen zur Entwicklung des Passagieraufkommens und des spezifischen Treibstoffverbrauchs sowie des daraus resultierenden Energiebedarfs des internationalen zivilen Flugverkehrs dar.

Tabelle 34: Passagieraufkommen, spezifischer Energieverbrauch, und Energieverbrauch von internationalen Flügen ab der Schweiz

	Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Abfliegende Passagiere (Mio.)	WWB & ZERO	n.a	58.6	70.6	81.0	85.5	87.3	88.4	89.4
spezifischer Energieverbrauch (GJ/Passagier)	WWB	n.a	1.34	1.23	1.20	1.17	1.13	1.10	1.07
	ZERO	n.a	1.34	1.13	1.02	0.92	0.84	0.76	0.68
Energieverbrauch (PJ)	WWB	63.5	78.6	87.2	97.2	99.6	98.8	97.3	95.6
	ZERO	63.5	78.6	79.9	82.8	79.0	72.9	66.8	61.0

Da diese Tabelle vor der Covid-Pandemie entstanden ist, ist zu erwarten, dass die Modellergebnisse bis mindestens 2025 zu hohe Verbräuche und Emissionen zeigen.

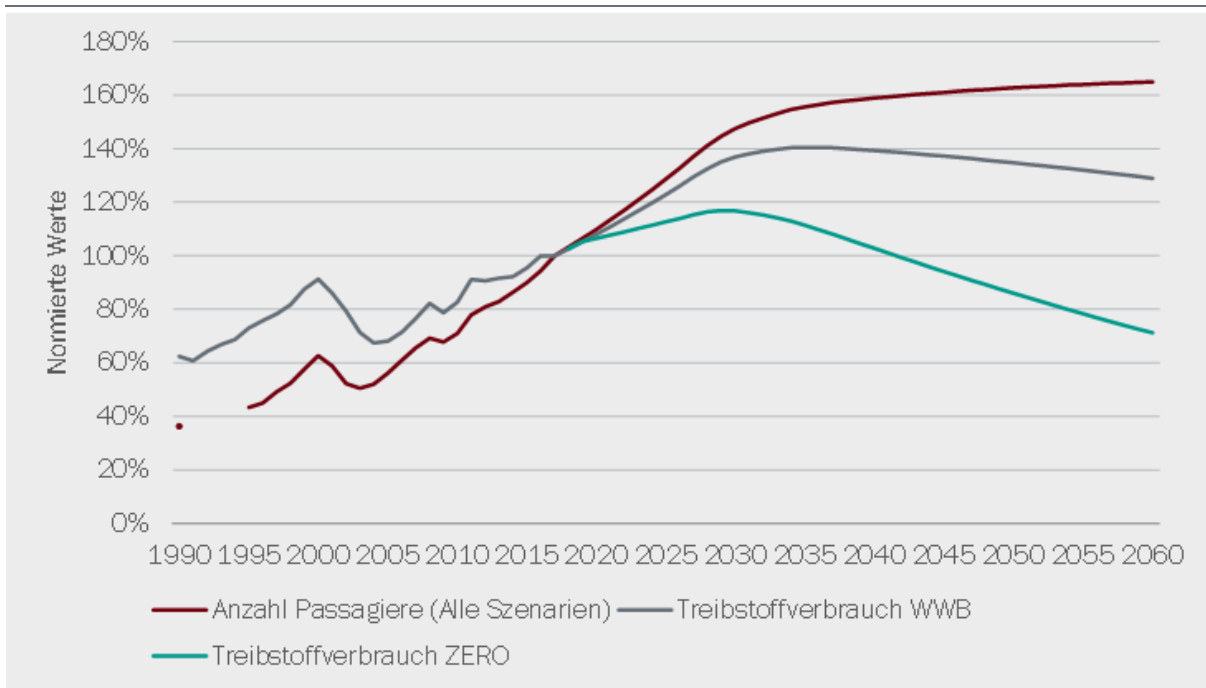
Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

⁴² Modellrechnungen wurden vor der Publikation der Werte für 2019 fertiggestellt.

Abbildung 35: Relative Entwicklung Zivilluftverkehr (National und International): Anzahl Passagiere und Treibstoffverbrauch

Anzahl Passagiere vor 1995 nur in 5-Jahresschritten verfügbar



Quelle (BAFU 2015, eigene Berechnung)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2021

Für diese Studie wird angenommen, dass sich alternativ angetriebenen Flugzeugen (Batterie, Wasserstoff usw.) langfristig im Flugverkehr auf der Langstrecke nicht durchsetzen werden. Aufgrund des nötigen Gewichts von Batterien und des Volumens für Wasserstofftanks werden diese Flugzeuge im kommerziellen Einsatz in Zukunft kaum bedeutend mehr als 500 km Reichweite erreichen, und Flüge unter 500 km machen weniger als 5 % des gesamten Energieverbrauchs des Schweizer Flugverkehrs aus (Cox et al., 2018), BAZL Fachinformationen «strategische Berichte». ⁴³ Wir gehen daher von flüssigen Kohlenwasserstoffen als Hauptenergiequelle für den internationalen Flugverkehr der Zukunft aus. Dekarbonisierung wird durch den Einsatz biogener und strombasierter Treibstoffe erreicht.

Zum Anteil an Biotreibstoffen im internationalen Flugverkehr aus der Schweiz wird im Szenario WWB angenommen, dass er zwischen 2030 und 2045 kontinuierlich auf 3 % steigt und dann konstant bleibt. Synthetische strombasierte Treibstoffe (PtL) werden in diesem Szenario nicht eingesetzt. Im Szenario ZERO entwickelt sich der Biotreibstoffanteil gleich wie im Szenario WWB. Da die Verfügbarkeit (Inlandproduktion und Import) von nachhaltigen Biotreibstoffen für die Schweiz beschränkt ist, würde eine Erhöhung der Beimischung über 3 % im Flugverkehr dazu führen, dass bei anderen Verkehrsträgern oder Energieverbrauchern die entsprechende Menge fehlen würde. Allerdings kommen im Szenario ZERO ab 2045 importierte PtL zu Einsatz. Ihr Anteil wird bis 2050 auf 97 % gesteigert, sodass ab 2050 kein fossiler Flugtreibstoff mehr benötigt wird.

⁴³ Einfluss des Luftverkehrs auf das Klima (admin.ch)

7.2 Industriesektor

In den folgenden Abschnitten werden zu wichtigen Aspekten die unterschiedlichen Ausprägungen sowie Annahmen je Szenario resp. Variante erläutert. Nach einer Übersichtstabelle folgen die einzelnen Treiber, welche für die Entwicklung des Energieverbrauchs sowie der THG-Emissionen im Industriesektor wichtig sind.

7.2.1 Überblick über die Szenarien und deren Ausprägung

Tabelle 35 gibt die Annahmen für die Aspekte Produktionsmengen, Energieeffizienz, Gebäudeheizung, Prozesswärme, Energieträgersubstitution, Einsatz von Abfällen sowie CCS wieder. Diese Aspekte werden in den darauffolgenden Abschnitten vertieft.

Tabelle 35: Zentrale Ausprägung der Szenarien im Industriesektor

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Mengen	Als Mengentreiber dienen Produktionsmengen bzw. Produktionsindices oder Energiebezugsflächen (je nach Datenlage und Verwendungszweck). Alle Grössen werden für jede modellierte Branche anhand der historischen Werte fortgeschrieben. Die Fortschreibung nutzt dafür je nach Datenlage (a) Korrelationen mit globalen Parametern (BIP, Einwohnern, Gesamtbeschäftigten) und branchenspezifischen Parametern (BWS, VZÄ, Beschäftigte, EBF) oder (b) historische Wachstumsraten oder (c) geeignete Fits der historischen Zeitreihe (linear, potenziell, exponentiell).				
Effizienz (spezifischer Energieverbrauch)	Für relevante Branchen (Nahrungsmittel, Papier, Druck, Zement) wurden die Effizienzen (ergo die spezifischen Energieverbräuche) sowie Effizienzentwicklungen einzelner Prozessschritte recherchiert und in den jeweiligen Anlagen (den Verbrauchern) hinterlegt. Für die mittelrelevanten Branchen fand die gleiche Methodik statt, jedoch bezogen auf wesentliche Verarbeitungsschritte (welche dann als pars pro toto für die Branche standen). Branchen mit geringem Verbrauch wurden über generische Verbraucher (jeweils einen für Mechanische Arbeit, für Prozesswärme, für Heizung sowie für Beleuchtung und EDV) abgebildet. Die tatsächlichen Effizienzen wurden durch die Kalibration der recherchierten	<p>Alle verbleibenden Effizienzpotenziale auf Basis der heute besten verfügbaren Technologien werden ausgeschöpft. Das bedeutet, dass alle strombasierten Querschnittstechnologien (Druckluft, Ventilatoren, Pumpen, Walzen, Pressen, Mühlen, sonstige Elektromotoren, Raumlüftung, Klimatisierung) einen Wirkungsgrad von nahezu 1 besitzen; für Beleuchtung und IKT kommen die heute effizientesten Geräte zum Einsatz.</p> <p>Auch alle (brennstoffbezogenen) Wärmetechnologien werden optimiert (effizienteste Brenner, Öfen, Dampferzeuger, zusätzlich ausgezeichnete Wärmedämmung sowie ein Höchstmass an (prozessinterner) Wärmerückgewinnung).</p> <p>Zudem wird eine werksweite (nicht nur auf einzelne Anlagen bezogene) Prozessoptimierung unterstellt, welche alle Einsparpotenziale über EMS, intelligente Abschalt- und Steuerkonzepte sowie konsequente Berücksichtigung der Lebenszykluskosten hebt.</p>			

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
	Effizienzen auf die Verbräuche bestimmt.				
Gebäudeheizung	Die heutige Struktur des Brennstoffeinsatzes wird unter Berücksichtigung der bestehenden Trends beibehalten.	<p>Es wird von einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zur Gebäudebeheizung ausgegangen.</p> <p>Wo Wärmepumpen nicht eingesetzt werden können, werden fossile Energieträger verstärkt durch Fernwärme ersetzt.</p>	<p>Der Einsatz von Wärmepumpen wird gemäss Potenzialabschätzungen maximiert.</p> <p>Wo Wärmepumpen nicht eingesetzt werden können, werden fossile Energieträger durch Fernwärme und übrige Erneuerbare Energien ersetzt.</p>	<p>Gasbetriebene Systeme bleiben bestehen, wobei Erdgas zunehmend von Biomethan und synthetischem Gas ersetzt wird.</p> <p>Übrige fossile Brennstoffe werden durch Wärmepumpen, Fernwärme und übrige erneuerbare Energien ersetzt.</p>	<p>Öl-betriebene Systeme bleiben bestehen, wobei Heizöl zunehmend durch synthetisches Öl ersetzt wird.</p> <p>Abgeschätztes Fernwärmepotenzial zur Gebäudeheizung wird weitgehend ausgeschöpft.</p> <p>Übrige fossile Brennstoffe werden durch Wärmepumpen und übrige erneuerbare Energien ersetzt.</p>
Prozesswärme und Substitution	Die heutige Struktur des Brennstoffeinsatzes wird unter Berücksichtigung der bestehenden Trends beibehalten.	<p>Kontinuierliche Erhöhung des Biogasanteils zur Prozesswärmeerzeugung (bevorzugt Hochtemperaturprozesse, ausser Zement) bis zur Ausschöpfung der sektorspezifischen Potenzialgrenze von 17 PJ.</p> <p>Verstärkter Einsatz von Holz als Brennstoff zur Wärmebereitstellung v. a. für Nieder- bis Mitteltemperaturprozesse bis zur Ausschöpfung des sektorspezifischen Potenzials von 10 PJ.</p> <p>Weitere THG-Reduktion durch verstärkte Elektrifizierung der Wärmeerzeugung.</p>	<p>Weitgehende Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung insbesondere Nahrungsmittelbranche, Papierindustrie, Stahl- und Glasindustrie.</p> <p>Substitution der restlichen fossilen Energieträger durch Holz und Biogas, wobei Holz bevorzugt für die Bereitstellung von Mitteltemperaturprozesswärme eingesetzt wird.</p>	<p>Gasbetriebene Systeme bleiben bestehen, wobei Erdgas zunehmend von Biomethan und synthetischem Gas ersetzt wird.</p> <p>Verstärkter Einsatz von Holz zur Bereitstellung von Mitteltemperatur-Prozesswärme bis zur Sektorpotenzialgrenze von 10 PJ.</p> <p>Substitution der restlichen fossilen Energieträger durch Holz und Biogas, wobei Holz bevorzugt für die Bereitstellung von Mitteltemperaturprozesswärme eingesetzt wird.</p>	<p>Öl-betriebene Systeme bleiben bestehen, wobei Heizöl zunehmend durch synthetisches Öl ersetzt wird.</p> <p>Verstärkter Einsatz von Holz zur Bereitstellung von Mitteltemperatur-Prozesswärme bis zur Sektorpotenzialgrenze von 10 PJ.</p> <p>Bevorzugter Ersatz durch Biomethan in Hochtemperaturprozessen.</p>

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Niedertemperatur-Prozesswärme	Die heutige Struktur des Brennstoffeinsatzes wird unter Berücksichtigung der bestehenden Trends beibehalten.	<p>Es kommt zu einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme, langfristig mit Temperaturniveaus bis zu 160 °C durch Hochtemperatur-Wärmepumpen.</p> <p>Wo Wärmepumpen nicht eingesetzt werden können, werden fossile Energieträger durch andere Erneuerbare Energien und direkt-elektrische Wärmeherzeugungstechnologien substituiert.</p>	<p>Der Einsatz von Wärmepumpen für Niedertemperatur-Prozesse wird gemäss Potenzialabschätzungen maximiert, langfristig mit Temperaturniveaus bis zu 160 °C durch Hochtemperatur-Wärmepumpen.</p> <p>Wo Wärmepumpen nicht eingesetzt werden können, werden fossile Energieträger durch übrige Erneuerbare Energien und zur Gebäudeheizung durch Fernwärme ersetzt.</p>	Übrige fossile Energieträger zur Niedertemperatur-Prozesswärmeerzeugung werden ersetzt durch übrige Erneuerbare Energien (inkl. Wärmepumpen).	Übrige fossile Energieträger zur Niedertemperatur-Prozesswärmeerzeugung werden ersetzt durch übrige Erneuerbare Energien (inkl. Wärmepumpen).
Verwendung von Industrieabfällen	Die Verwertung von Industrieabfällen zur Wärmeherzeugung verbleibt auf heutigem Niveau. Unterstellt ist, dass Industrieabfall weiterhin proportional zur Produktion anfällt und somit weiterhin verwertet werden muss.				
Brennstoffeinsatz in Zementöfen	Die heutige Struktur des Brennstoffeinsatzes wird unter Berücksichtigung der bestehenden Trends beibehalten.	<p>Es wird unterstellt, dass Siedlungsabfälle verstärkt zur Unterfeuerung in Zementwerken eingesetzt werden. Es erfolgt eine Verschiebung von Abfallmengen mit einem energetischen Äquivalent in Höhe von ca. 5 PJ aus den KVA in die Zementbranche.</p> <p>Es wird weiterhin Erdgas bei der Zementproduktion eingesetzt, da hier aufgrund der hohen Prozessemissionen die Oxyfuel-CCS-Technologie zum Einsatz kommt.</p>			
CCS	Kein CCS im Einsatz.	<p>Einsatz von Carbon-Capture-Technologien bei grossen Punktquellen (Emissionen heute grösser 90 kt CO₂). Dies betrifft die Branchen Zement, Chemie, Stahl. Da an diesen Standorten Emissionen abgeschieden werden, besteht kein Anreiz zur Energieträgersubstitution bei den betroffenen Prozessen (hin zu teureren alternativen Brennstoffen).</p> <p>Die entsprechenden Energieverbräuche werden auf Grundlage der Standortemissionen mit dem Emissionsfaktor von Erdgas abgeschätzt.</p>			

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.2.2 Treiber

Der Endenergieverbrauch sowie die Treibhausgasemissionen und ihre jeweiligen Veränderungen hängen mit einer Vielzahl weitgehend voneinander unabhängiger Treiber (auch Bestimmungsfaktoren genannt) zusammen. Für den Industriesektor werden die folgenden Treiber unterschieden:

- Menge (Produktionsmenge, Produktionsindex, Energiebezugsfläche oder Beschäftigte),
- Technologische Entwicklung (Energieeffizienz bzw. spezifischer Energieeinsatz),
- Energieträgersubstitution und
- Witterung.

Zudem werden mathematisch unvermeidliche Nichtlinearitäten berücksichtigt, welche aus der Mischung von zwei oder mehr Treibern hervorgehen, z. B. eine Mengenänderung, die zeitgleich mit einer Energieträgersubstitution passiert – hierbei ist die Wirkreihenfolge nicht definiert, darum muss von einer Überlagerung beider Effekte ausgegangen werden. Nichtlinearitäten sind in der Regel klein im Vergleich zur Summe über alle Treiber. Auch der Einfluss der Witterung ist insbesondere im Industriesektor gering, da er sich lediglich auf den Raumwärmebedarf auswirkt, welcher mit derzeit knapp 12 % bereits eine untergeordnete Rolle am gesamten Endenergieverbrauch spielt.

Produktionsmenge

Der deutlichste und auch naheliegendste Einfluss auf den Endenergieverbrauch der Industriebranchen zeigt sich bei der Menge der hergestellten Güter. Dabei wird unterschieden zwischen Branchen, die aus energetischen Gesichtspunkten homogene Güter herstellen, wie z. B. Aluminium und Ziegel, und den heterogenen Gütern bzw. Gütergruppen, wie z. B. Maschinen und Pharmazeutika. Für erstere Gruppe können physische Produktionsmengen angegeben werden, für letztere sind generalisierte Produktionsindices das Mass für die Produktionsmenge. Eine Übersicht aller im Industriemodell unterschiedenen Branchen und ihrer Güter bzw. Gütergruppen gibt Tabelle 36. Dort sind neben den Produktionsmengen bzw. -indices auch das Vorgehen zur Mengenfortschreibung genannt. Für die meisten Branchen weisen bestimmte Rahmendaten die signifikanteste Korrelation mit dem Endenergieverbrauch der Branche im untersuchten Zeitfenster 1990 bis zum Statistikrand (meist 2018, manchmal auch 2019) auf, welche dann zur Fortschreibung der Mengen genutzt werden. Untersucht wurden einzeln und in beliebiger Kombination die globalen Größen Einwohner (Bevölkerung), Gesamtbeschäftigte (Industrie- und Dienstleistungssektor) und BIP sowie die branchenspezifischen Größen BWS, EBF und Erwerbstätige (VZÄ). In einzelnen Fällen wurde bei unzureichender Güte der Korrelation stattdessen eine lineare, eine exponentielle oder eine Potenzfunktion⁴⁴ an die Zeitreihe gefittet (welcher funktionaler Zusammenhang gewählt wurde hängt von der bisherigen Entwicklung ergo der Anpassungsgüte ab). Mittels dieser Korrelationen werden die Produktionsmengen als Funktion von (meist) ökonometrischen Parametern bis 2060 fortgeschrieben (s. Abbildung 36 für die reduzierten Branchengruppen).

⁴⁴ eine Potenzfunktion ist äquivalent zu einer Wachstumsrate

Tabelle 36: Produktionsmengen und Produktionsindices in den Industriebranchen

für die Jahre 1990, 2020 und 2050 sowie Änderungsrate 2017–2050;

alle modellrelevanten Branchen und Güter/Gütergruppen

NOGA 2008	Branche/Gut	Einheit	1990	2020	2050	2017–2050	Korrelation zur Fortschreibung der Mengen
10–12	Nahrung, Getränke, Tabak	1995=100	98	94	103	10 %	Einwohner, Gesamtbeschäftigte, branchenspezifischer EBF
10.81	Zucker	Mio. Tonnen	0,181	0,219	0,215	29 %	Wachstum (positive Wachstumsrate)
11.05	Bier	Mio. Liter	417	361	354	-6 %	Rückgang (negative Wachstumsrate)
13	Textilien	1995=100	104	81	53	-74 %	branchenspezifische BWS, Gesamtbeschäftigte, branchenspezifische EBF
14-15	Bekleidung, Leder	1995=100	145	87	94	-23 %	BIP, Gesamtbeschäftigte, branchenspezifische EBF
17.11	Holz- und Zellstoff	Mio. Tonnen	1,271	1,697	1,230	-40 %	(exponentieller) Rückgang
17.12	Papier, Karton, Pappe	Mio. Tonnen	1,295	1,780	1,559	-16 %	(exponentieller) Rückgang
18.1	Grafische Druckerzeugnisse	Mio. Tonnen	0,860	1,058	0,852	-43 %	historische Wachstumsrate fortgeschrieben (-1,5 % p.a.)
18.2	Verpackungsdruckerzeugnisse	Mio. Tonnen	0,199	0,270	0,210	-40 %	historische Wachstumsrate fortgeschrieben (-1,5 % p.a.)
20	Chemie	1995=100	98	97	97	13 %	Gesamtbeschäftigte, branchenspezifische Produktionsfläche
21	Pharma	1995=100	79	116	131	-6 %	branchenspezifische EBF
22	Gummi, Kunststoff	1995=100	107	115	130	26 %	branchenspezifische BWS, Gesamtbeschäftigte, branchenspezifische EBF
23.1	Glas	Mio. Tonnen	0,300	0,205	0,155	-22 %	historische Wachstumsrate fortgeschrieben (-0,8 % p.a.)
23.2/31/4	Keramik	Mio. Tonnen	0,067	0,060	0,063	-5 %	Einwohner, Gesamtbeschäftigte
23.32	Ziegel	Mio. Tonnen	1,271	0,959	0,879	-48 %	Einwohner, branchenspezifische EBF
23.5 (Teil)	Zement	Mio. Tonnen	5,117	3,754	4,553	4 %	Mittelwert 2010–2017 (konstant)
23.5 (Teil)	Zementklinker	Mio. Tonnen	4,808	3,214	3,642	1 %	Mittelwert 2010–2017 (konstant)
23.6-9	Übrige NE-Mineralien	1995=100	128	94	114	4 %	an Zementproduktion gekoppelt

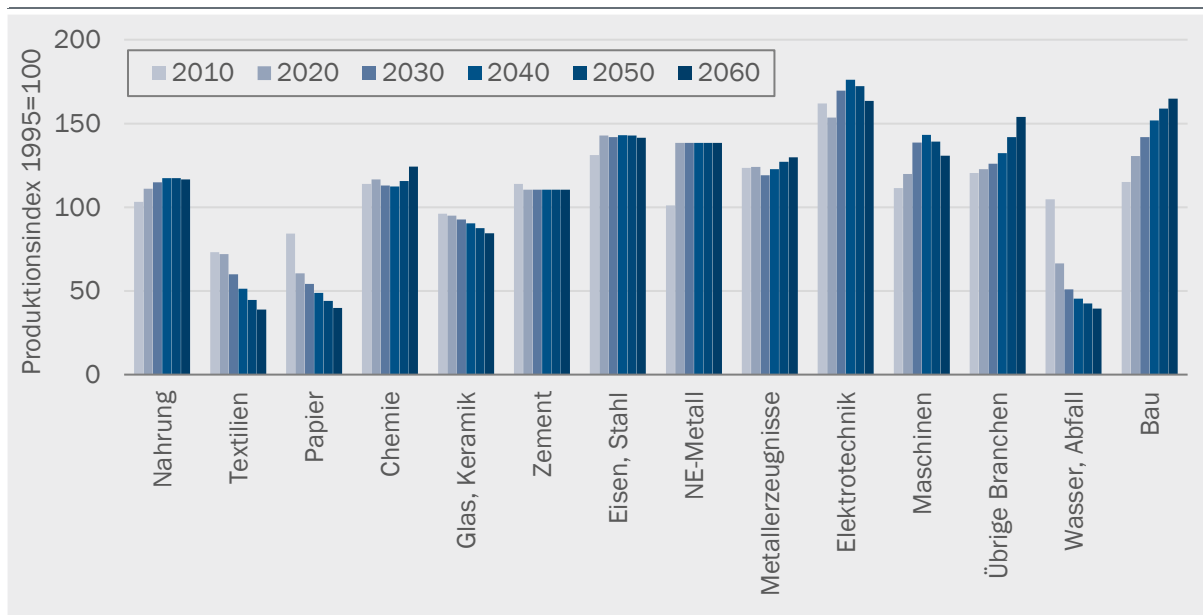
NOGA 2008	Branche/Gut	Einheit	1990	2020	2050	2017- 2050	Korrelation zur Fort- schreibung der Mengen
24.1	Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	Mio. Tonnen	1,278	1,142	1,271	-16 %	Einwohner, Gesamtbeschäftigte, branchenspezifische EBF
24.2/3/51- 52	Stahlrohre, Erste Verarbeitung von Eisen und Stahl, Giessereien	1995=100	121	105	112	25 %	Rückgang (negative Wachstumsrate)
23.4/53- 54 (Teil)	Primäraluminium	Mio. Tonnen	0,087	0,036	0,000	-	ab 2007 keine Primäraluminiumproduktion mehr
23.4/53- 54 (Teil)	Aluminiumprodukte	Mio. Tonnen	0,177	0,155	0,171	2 %	Gesamtbeschäftigte
23.4/53- 54 (Teil)	Erzeugung anderer NE-Metalle	Mio. Tonnen	0,055	0,070	0,020	-93 %	historische Wachstumsrate fortgeschrieben (-7,8 % p.a.)
25	Metallerzeugnisse	1995=100	115	124	123	15 %	branchenspezifische BWS, branchenspezifische EBF
26-27	Elektrotechnik	1995=100	94	125	162	10 %	branchenspezifische BWS, Gesamtbeschäftigten, branchenspezifische EBF
28-30	Maschinen- und Fahrzeugbau	1995=100	98	121	111	22 %	branchenspezifische BWS, Einwohner, branchenspezifische EBF
05-09/16/ 31-33	Übrige Branchen	1995=100	103	110	111	17 %	BIP, branchenspezifische BWS, branchenspezifische EBF
36-39	Wasserversorgung	1995=100	101	94	105	-43 %	Gesamtbeschäftigte, branchenspezifische EBF
41-42	Hochbau, Tiefbau	1995=100	112	100	111	34 %	BIP, Gesamtbeschäftigte
43	Vorbereitende Baustellenarbeiten	1995=100	112	104	119	24 %	BIP, Gesamtbeschäftigte
05-43 (exkl. 19, 35)	Industrie	1995=100	102	109	116	12 %	gewichtet mit konstanten mittleren BWS-Anteilen

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 36: Entwicklung der Produktionsindices in den Industriebranchen

für die Stützjahre 2010, 2020, 2030, 2040, 2050 und 2060



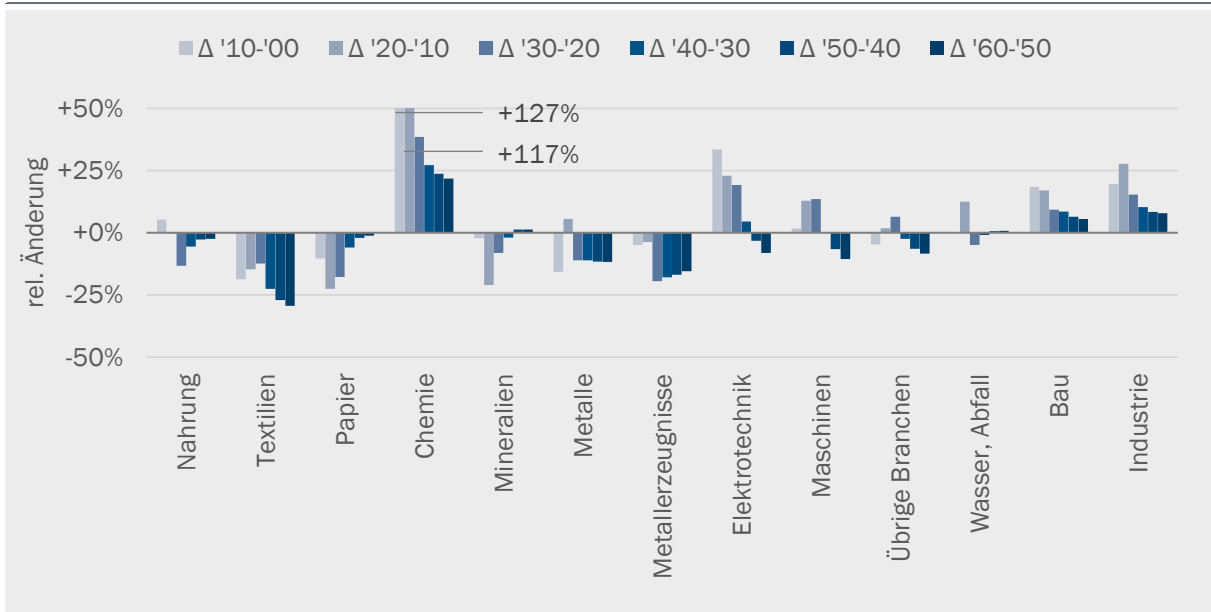
Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die für die Korrelationen von Endenergieverbrauch und Produktionsmengen/-indices herangezogenen branchenspezifischen Größen BWS, Erwerbstätige (VZÄ) und EBF sind in ihrer Entwicklung zwischen 2000 und 2060 in Abbildung 37, Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Branchen unterscheidet sich z. T. erheblich.

Die Größen BWS und Erwerbstätige (als VZÄ und als Beschäftigte) sind die einzigen branchenspezifischen Größen, die als exogene Rahmendaten vorliegen (vgl. Kapitel 4), während die EBF für jede Branche in einem Zwischenschritt aus den exogenen Größen sowie auf Basis von BFE (2019b) mittels linearer Regression abgeschätzt werden.

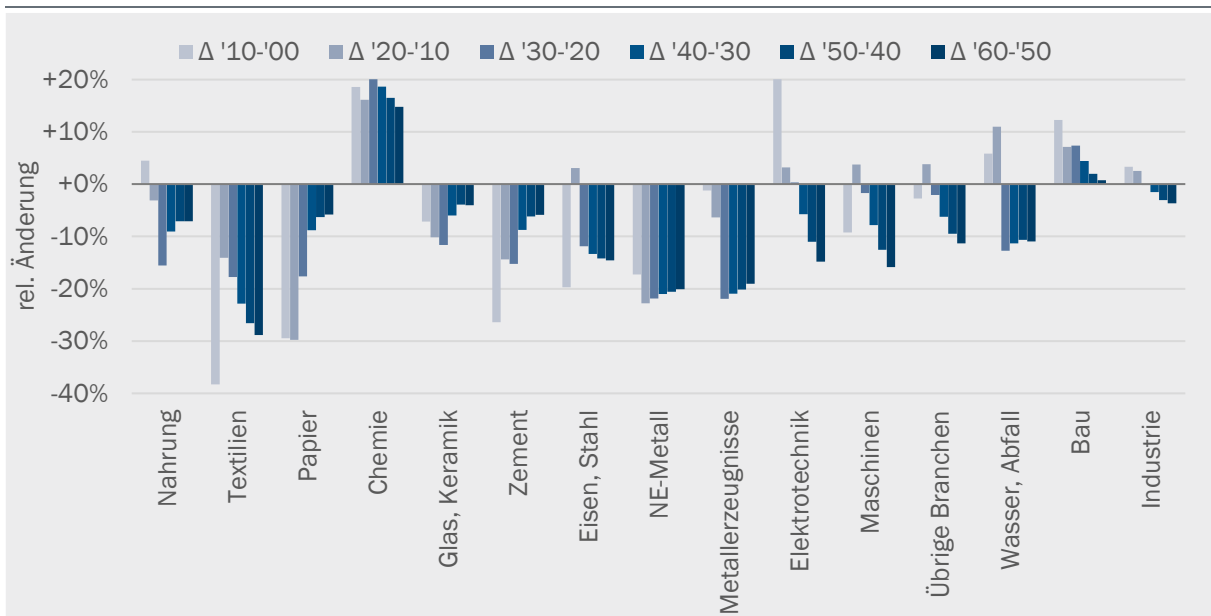
Abbildung 37: Entwicklung der Bruttowertschöpfung in den Industriebranchen
im Zeitraum 2000 bis 2060



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 38: Entwicklung der Vollzeitäquivalente in den Industriebranchen
im Zeitraum 2000 bis 2060

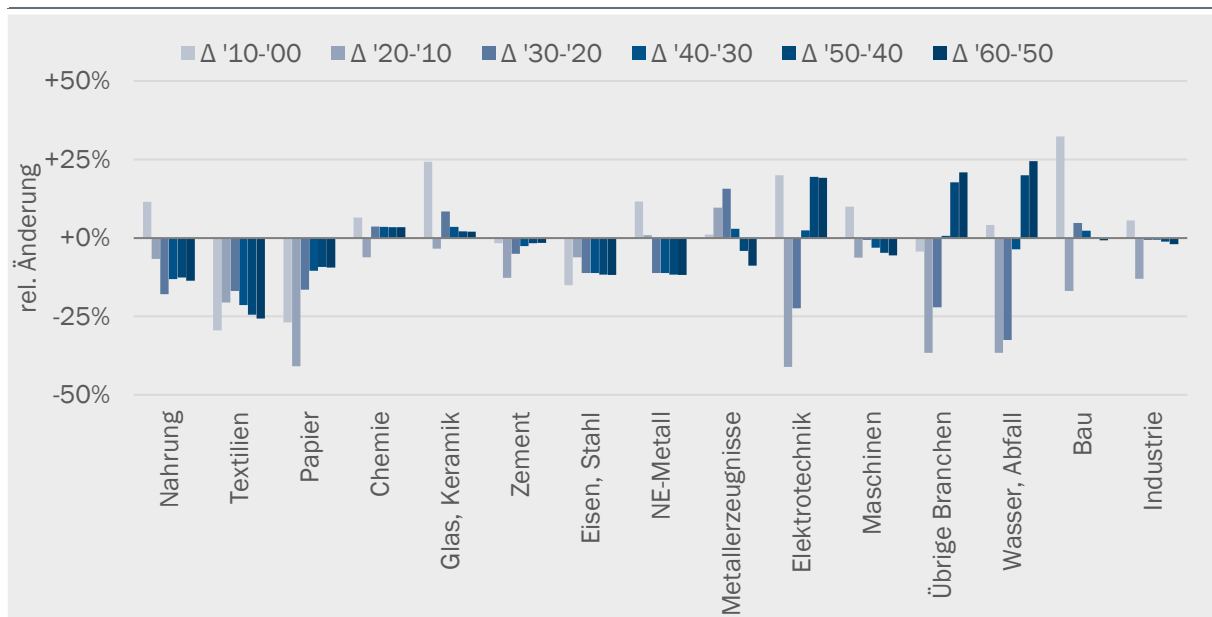


Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 39: Entwicklung der Energiebezugsfläche in den Industriebranchen

im Zeitraum 2000 bis 2060



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Technik und Politik

Es werden technologische und politische Trends berücksichtigt und antizipiert, sofern diese den spezifischen Energieeinsatz je Produktionseinheit (kurz: Energieeffizienz) beeinflussen. Die beiden Trends lassen sich nicht exakt voneinander abgrenzen. Einmal wirkt eine autonome Energieeffizienzverbesserung aufgrund des technologischen Fortschritts bei Anlagen und Maschinen sowie aufgrund eines ökonomischen Vorteils, den ein geringerer Energiebedarf mit sich bringt. Zudem wirken politische Instrumente wie z. B. ProKilowatt oder Zielvereinbarungen mit dem Bund, die die Inverkehrbringung energieeffizienterer Anlagen und Maschinen beschleunigen. Beide Trends werden in den Berechnungen berücksichtigt. Dabei antizipiert die vergangene Energieverbrauchsentwicklung bereits deren frühere Einsparwirkungen, die mittels einer Faktorzerlegung näherungsweise bestimmt werden können. Die Reduktion der spezifischen Energieverbräuche im Prognosezeitraum wird anschliessend mit gleichbleibender Intensität für das Szenario WWB oder mit erhöhter Intensität für die ZERO-Szenarien fortgesetzt.

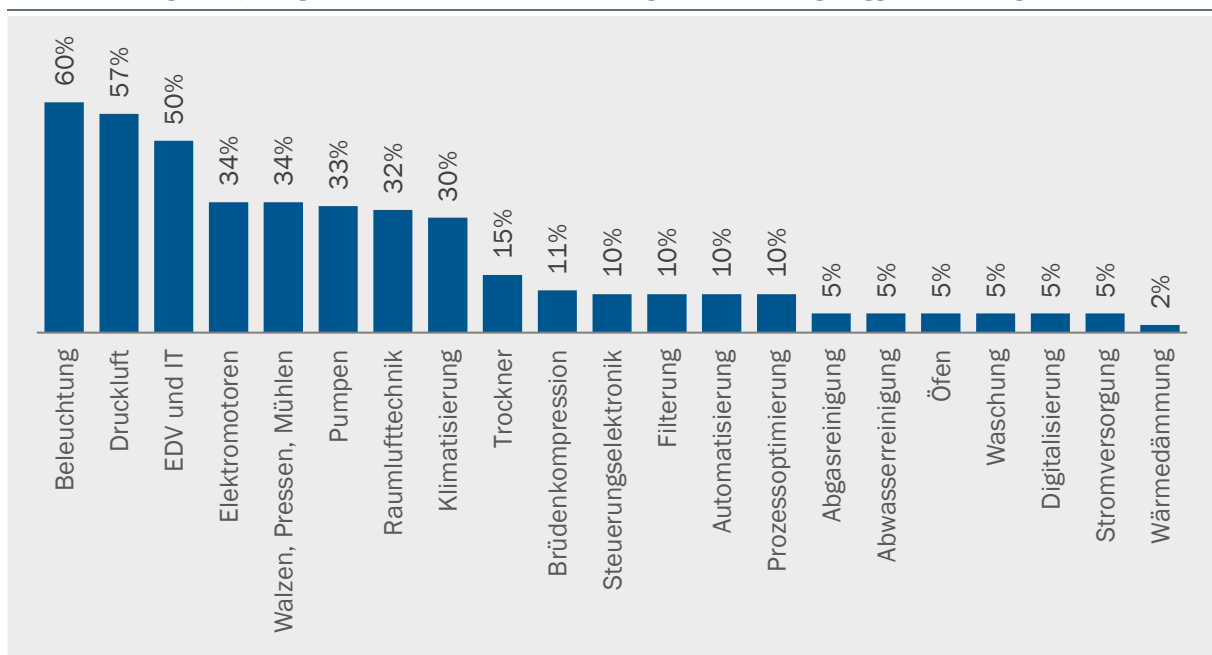
Für die Haustechnik-Verbraucher, insbesondere die spezifischen Heizbedarfe von Bürogebäuden sowie die Anzahl eingesetzter Wärmepumpen, wurden ähnliche Annahmen wie im Dienstleistungssektor getroffen. Zusätzlich wurden die spezifischen Heizbedarfe von Produktionshallen gegenüber der früheren Modelversion aufdatiert. Die Haustechnik-Verbraucher sind gegenüber den Prozess-Verbrauchern mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von unter 20 % jedoch untergeordnet.

Die meisten Technologieoptionen sind im Zeitverlauf bis 2060 technisch problemlos umsetzbar, weil diese bereits heute am Markt verfügbar sind (Beste Verfügbare Technologien, BVT). Zukunftstechnologien, die sich heute noch in einer frühen Demonstrationsphase befinden, werden – mit Ausnahme von CCS (siehe unten) – bewusst gemieden. Das bedeutet auch, dass realistische Sanierungs- und Instandsetzungszyklen angenommen werden, wie sie sich aus der individuellen

Anlagenlebensdauer ergeben, und eben keine Technologie aus einer heute nicht absehbaren technologischen Entwicklung als «Game Changer» berücksichtigt wird. Die maximalen BVT-Effizienzpotenziale von Querschnittstechnologien zeigt Abbildung 40. Die Einsparpotenziale bei der Haustechnik zumeist von Elektrizität bewegt sich im Bereich von 30 – 60 %. Die Einsparpotenziale bei der Prozesstechnik sind mit 2 – 15 % deutlich geringer, vor allem aufgrund der absolut oft viel höheren Verbräuche und der damit einhergehenden höheren Ambition zur Einsparung. Allerdings können auf Anlagen und Maschinen meist mehr als nur ein einzelnes Prozesstechnologie-Einsparpotenzial wirken, wenn z. B. ein Ofen mit neuer Brennertechnologie, Wärmedämmung und effizienterer Automatisierung modernisiert oder neu zugebaut wird.

Abbildung 40: Effizienzpotenziale von Querschnittstechnologien in der Industrie

maximale Energieeinsparungen beim Einsatz der Besten Verfügbaren Technologien ggü. dem heutigen Bestand



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Energieträgersubstitution

Die Energieträgersubstitution beschreibt den Ersatz von einem Energieträger durch einen anderen bei ein und demselben Prozess, d. h. unter Beibehaltung des Verwendungszweckes sowie des Einsatzortes (der Branche). Da eine produzierende Anlage meist an einen bestimmten Energieträger gebunden ist, geht eine Energieträgersubstitution frühestens einher mit einem Ersatz einer Anlage am Ende ihrer Lebensdauer. Seit vielen Jahren lassen sich bei der Energieträgersubstitution folgende Trends im Industriesektor erkennen:

- Die zunehmende Elektrifizierung von Produktionsabläufen in allen Branchen ausser den energieintensiven.
- Der Rückgang des Einsatzes von Kohle und Heizöl bei gleichzeitiger Zunahme des Gaseinsatzes bei allen Verbrauchern.
- Ein konstant wachsender Anteil Erneuerbarer Energien über den gesamten Sektor.

Diese Trends werden im prognostizierten Energieverbrauch berücksichtigt. In den ZERO-Szenarien werden zusätzlich Energieträgersubstitutionen weg von fossilen hin zu erneuerbaren und leistungsgelassenen Energieträgern forciert. Dabei müssen bestehende Restriktionen, wie z. B. das Biomassepotenzial, sowie Anforderungen, z. B. an das für einen Prozess benötigten Temperaturniveau, eingehalten werden.

7.2.3 Weitere Aspekte

Zementherstellung

Aus Sicht des Industriesektors stellt das Ziel der Treibhausgasneutralität bei der Zementherstellung die grösste Herausforderung dar. 2017 betragen die gesamten THG-Emissionen der Branche 2.7 Mt, das sind 28 % der THG-Emissionen des gesamten Industriesektors. Insbesondere die knapp 2 Mt prozessbedingte Emissionen können nicht vermieden werden. Bei den verbrennungsbedingten Emissionen kann hingegen durch die Wahl des Brennstoffs eine Minderung erzielt werden.

Während im Szenario WWB die Brennstoffstruktur beibehalten wird, wird im ZERO-Szenario unterstellt, dass Siedlungsabfälle verstärkt zur Unterfeuerung in Zementwerken eingesetzt werden. Daraus folgt eine Verschiebung der Abfallmengen aus den KVA in die Zementbranche mit einem energetischen Äquivalent in Höhe von ca. 5 PJ. Erdgas wird auch weiterhin bei der Zementproduktion eingesetzt, da hier aufgrund der hohen Prozessemissionen die Oxyfuel-CCS-Technologie zum Einsatz kommt. Carbon Capture and Storage (CCS) ist eine aus volkswirtschaftlicher Sicht ökonomische Option zur Erreichung einer THG-neutralen Wirtschaft, denn letztlich konkurriert diese mit der deutlich teureren Direktabscheidung von CO₂ aus der Luft (DAC). Die Möglichkeit, statt des Erdgases vermehrt Biogas einzusetzen und damit eine CO₂-Senke zu schaffen, wurde explizit *nicht* gewählt: Da die Biogas-Potenziale ausgereizt sein werden, hätte diese Substitution lediglich eine bilanzielle Verschiebung der Emissionen innerhalb des Industriesektors bedeutet – bei einer Ballung der Transformationskosten in der Zementbranche.

Als CCS-Technologie kommt die Oxyfuel-CCS-Technologie zum Einsatz. Diese weist nach aktuellem Stand die günstigsten Abscheidungskosten auf. Prinzipiell wären aber auch andere oder unterschiedliche CCS-Technologien (Oxyfuel, Post-Combustion-Varianten) denkbar, denn die Forschung der Zementbranche hat sich derzeit noch nicht auf eine Technologie festgelegt. Die Oxyfuel-CCS-Technologie ist derzeit – wie die anderen CCS-Technologien auch – in der Pilotphase, jedoch wird in allen ZERO-Varianten der gleiche Abscheidepfad und die gleiche Abscheiderate von 90 % gewählt, sodass dahingehend zwischen den ZERO-Varianten kein Unterschied besteht.

Die Zementproduktion wird in allen Szenarien konstant fortgeschrieben mit dem Mittelwert der Jahre 2010 bis 2017, etwa 4.4 Mt pro Jahr (s. Abbildung 41, links). Dieser pragmatische Ansatz ist den folgenden Punkten geschuldet:

- Die Entwicklung der letzten 10 bis 15 Jahre ist relativ gleichbleibend.
- Ein Exportsaldo von rund 20 % am aktuellen Rand ist in der Lage, Nachfrageschwankungen zu puffern, ohne dass die Produktion signifikant angepasst werden muss.
- Zementproduktion und Bautätigkeit weisen *keine* offensichtliche Korrelation auf (s. Abbildung 41, rechts). Damit ist die vermutete Auswirkung von vermehrtem Ersatzneubau und anderen baulichen Massnahmen auf die inländische Zementproduktion nicht belegt – zumindest nicht in signifikanter Grössenordnung – und wird auch nicht unterstellt.

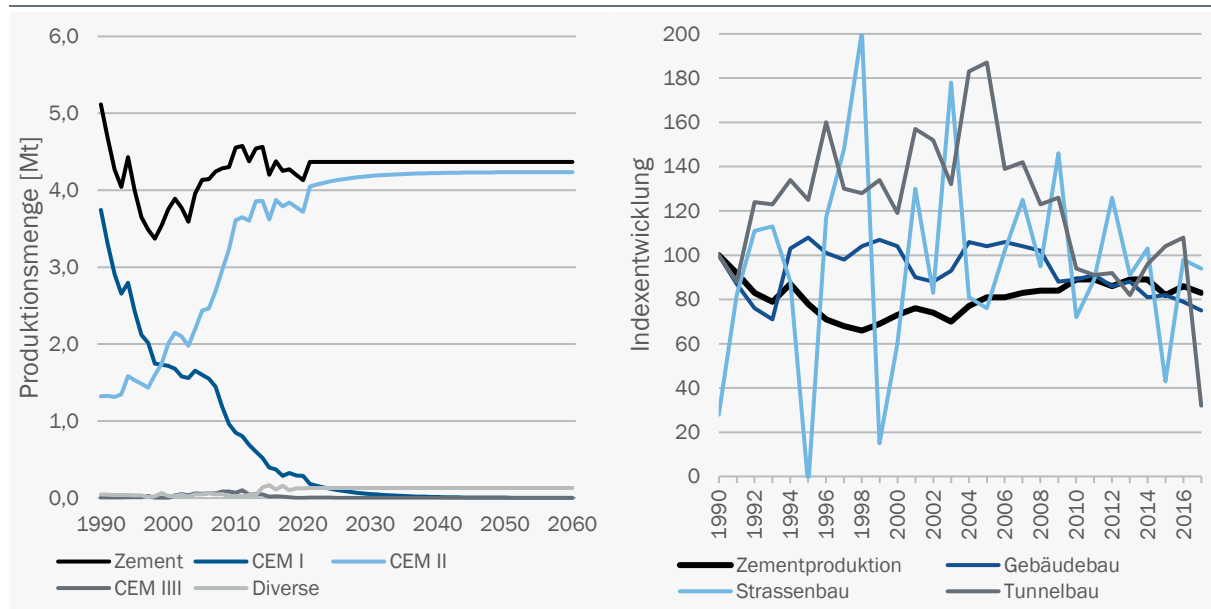
Weiteren Einfluss auf die Zementproduktion können zukünftig CO₂-arme Zemente und eine vermehrte Holzbauweise haben. Beides würde zu einer Verdrängung von Zement bzw. Zementklinker bei gleicher Bautätigkeit führen. Sowohl CO₂-arme Zemente als auch Holzbauweise wurden jedoch in allen Szenarien auf heutiger Intensität belassen, weil beide Ansätze bereits in der Praxis etabliert sind, sich aber dennoch keine merkliche Auswirkung auf die Zementproduktion zeigt.

Die Rolle von Carbonatisierung von Zementprodukten wird in Prognos et al.(2021c) beschrieben. Die dadurch mögliche CO₂-Senke wird in der aktuellen IPCC-Richtlinie nicht berücksichtigt – und darum auch nicht in dieser Arbeit.

Abbildung 41: Zementproduktion und Bautätigkeit

links: Produktion von Zement und Zementsorten 1990–2060

rechts: indizierte Gegenüberstellung von Zementproduktion zu Bautätigkeit (Gebäude, Strassen, Tunnel) 1990–2017



Quellen: Prognos AG, (BFS, 2018c, 2017c), (STS, 2018)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Industrieabfälle

Industrieabfälle fallen in einigen Branchen, insbesondere Chemie/Pharma, Papier, Holz, bei der Produktion an und werden oftmals energetisch verwertet. Diese Verwertung von Industrieabfällen zur Wärmeerzeugung verbleibt in allen Szenarien etwa auf heutigem Niveau. Denn unterstellt ist, dass Industrieabfälle weiterhin proportional zur Produktion anfallen und auch weiterhin thermisch verwertet werden müssen. Tatsächlich stabilisiert sich in Summe das Aufkommen von Industrieabfall für die genannten Branchen auf heutigem Niveau.

Hinsichtlich der direkten Emissionen gibt es jedoch Unterschiede: Industrieabfälle aus der Papierherstellung sind weitgehend biogen und werden der Einfachheit halber zu 100 % biogen definiert. Umgekehrt sind Industrieabfälle aus der Chemikalienherstellung nahezu vollständig fossil und werden darum zu 0 % biogen definiert. Bei den sonstigen Industrieabfällen handelt es sich um eine Mischung aus fossilen und biogenen Stoffen, weshalb diese vereinfachend auf 50 % biogen gesetzt werden.

Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)

Die Elektrizitätseigenerzeugung aus WKK-Anlagen im Industriesektor beträgt am Statistikrand rund 3 PJ p.a., rund 5 % des Elektrizitätsbedarfes. Seit 2000 zeigt sich jedoch ein moderater abnehmender Trend dieser Eigenproduktion (vgl. BFE (2020b)): WKK-Anlagen werden zurückgebaut. Es ist darum anzunehmen, dass die Eigenerzeugung von Elektrizität mittels WKK-Anlagen zunehmend unwirtschaftlicher wird gegenüber dem Bezug von Elektrizität aus der öffentlichen Versorgung.

Das Industriemodell berücksichtigt diesen Trend in der Fortschreibung der Eigenenergieerzeugung. Bei der Bilanzierung der Eigenenergieerzeugung muss die GEST-Methodik befolgt werden: Der Energieeinsatz für die Wärmeerzeugung aus der WKK-Anlage wird dem Industriesektor zugerechnet (da die WKK-Anlagen in der Industrie üblicherweise Wärmegeführt betrieben werden, wird üblicherweise auch keine eigenerzeugte Wärme in ein Fern- oder Nahwärmenetz eingespeist). Hingegen wird der Energieeinsatz für die Elektrizitätserzeugung aus der WKK-Anlage dem Umwandlungssektor zugerechnet, wobei die erzeugte (und verbrauchte) Elektrizität im Industriesektor verbucht wird. Bei der Bilanzierung der Treibhausgasemissionen wiederum werden sämtliche Posten ausschliesslich im Industriesektor bilanziert.

Nichtenergetischer Verbrauch (NEV)

Ein Teil des Bedarfs der Grundstoffchemie an stofflich genutzten Energieträgern decken Flüssiggase. Unter anderem dienen diese an einem Werk in der Schweiz als Wasserstoff-Lieferant für die Produktion von Methanol und Ethylen (bzw. weiteren High Value Chemicals, HVC) in einem Steamcracker. Da keine werkscharfen Daten vorliegen, und ebenfalls keine Korrelation von Flüssiggaseinsatz mit entweder den THG-Emissionen der Petrochemie, dem Endenergieverbrauch der Grundstoffchemie oder dem Produktionsindex der Grundstoffchemie möglich war, wurde der Flüssiggasbedarf linear fortgeschrieben. Mit einer Reduktion von rund -0,4 % p.a. sinkt dieser von rund 20.5 PJ am statistischen Rand auf 17.4 PJ im Jahr 2060. Der Nichtenergetische Verbrauch ist für beide Szenarien WWB und Zero identisch.

Fluorierte Treibhausgase (F-Gase)

Die fluorierten Treibhausgase (auch Fluorkohlenwasserstoffe oder HFKW), sind in einem WWB- und einem ZERO-kompatiblen Ambitionsniveau exogen vorgegeben und stammen aus (Carbotech AG, 2020). Wichtige Grundlage der dortigen Abschätzungen zur Entwicklung der F-Gase sind die Kigali-Änderungen am Montreal-Protokoll von 2016. Demnach verpflichten sich die unterzeichnenden Industriestaaten, ihre Fluorkohlenwasserstoffe bis 2036 auf 15 % des Basiswertes von vor 2019 zu reduzieren. Die Schweiz regelt den inländischen Verbrauch durch eine Bewilligungspflicht für die Ein- und Ausfuhr der HFKW.

7.3 Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft

7.3.1 Überblick über die Szenarien und deren Ausprägung im Sektor Dienstleistungen

Die Umsetzung der Szenarien im Sektor Dienstleistungen folgt den in Kapitel 2.1 beschriebenen Szenarienvorgaben und Eckwerten und baut auf zwei Hauptszenarien auf: Das Szenario Weiter Wie Bisher (WWB) sowie das Szenario ZERO Basis. Der Hauptfokus der Analysen liegt auf dem Szenario ZERO Basis, in welchem die THG-Emissionen bis ins Jahr 2050 im Dienstleistungssektor

auf nahezu null THG-Emissionen reduziert werden. Geringe Restemissionen können in einzelnen Branchen auf Grund von Lock-in Effekten verbleiben. Die Hauptmassnahmen zur Reduktion der direkten THG-Emissionen und der Stromnachfrage (im Hinblick auf die begrenzten Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugung) im Szenario ZERO Basis bilden:

- Sanierungsmassnahmen der Gebäudehülle und der gebäudetechnischen Anlagen im Bereich Wärme, Lüftung und Kälte zur Steigerung der Energieeffizienz,
- die Elektrifizierung von Heizsystemen,
- die effiziente Betriebsweise dieser Anlagen und Systeme
- die Nutzung von Biomasse und Fernwärme sowie
- bei Bedarf, der Einsatz strombasierter Energieträger (PtX)
- Die markante Effizienzsteigerung zahlreicher elektrischer Anwendungen (Gebäudetechnik, Geräte, Infrastruktur), jeweils bei Neubau, Re-Investition, Retrofit und Betrieb.

Die Varianten des Szenario Zero Basis unterscheiden sich im Wesentlichen in der Entwicklung der Technologien zur Wärmebereitstellung, bei weiterhin gültigem Dekarbonisierungsziel. Die drei Varianten sind jedoch identisch bezüglich der Entwicklung der Effizienz von Anlagen und Elektrogeräten sowie bezüglich der Gebäudeeffizienz (Sanierungsrate, Sanierungstiefe, Neubaustandard). Die Varianten werden im Folgenden kurz charakterisiert:

- In der Variante ZERO A erfolgt eine weitgehende Elektrifizierung der Wärmeversorgung mit dezentralen Wärmepumpen.
- In der Variante ZERO B hat Gas auch langfristig eine hohe Bedeutung für die Erzeugung der Wärme. Fossile Erdgas wird langfristig durch Biomethan und strombasiertes Methan ersetzt.
- In der Variante ZERO C werden die Wärmenetze sehr stark ausgebaut. Für die Erzeugung der mit den Wärmenetzen verteilten Wärme spielen je nach Konzept (Hochtemperaturnetz bis Anergienetz) Grosswärmepumpen oder dezentrale Wärmepumpen eine wichtige Rolle. Ein Restbestand an Ölheizungen bleibt in Betrieb. In diesen wird langfristig flüssiger strombasierter Brennstoff (PtL) eingesetzt.

Im Gegensatz zu den Dekarbonisierungs-Szenarien bildet das Szenario Weiter wie bisher (WWB) nur die bis zum Jahr 2018 beschlossenen oder in Kraft gesetzten Instrumente der Energie- und Klimapolitik ab. Im Sektor Dienstleistungen wird wie im Sektor der Privaten Haushalte unter anderem davon ausgegangen, dass die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich aus dem Jahr 2014 (EnDK, 2015) bis Mitte der 2020er-Jahre in allen Kantonen umgesetzt werden und «Das Gebäudeprogramm» über das Jahr 2030 hinaus weitergeführt wird. Für die Fortschreibung des Szenarios bis zum Jahr 2050 werden zudem aktuelle beobachtete Trends und der Einfluss der Energiepreise berücksichtigt.

Eine wesentliche weitere Differenzierung zwischen den beiden Hauptszenarien findet auf Grund der Annahmen zur Klimaveränderung statt, ausgehend von unterschiedlichen Umgebungstemperaturen im Zeitverlauf. Im Szenario ZERO Basis wird mit langfristig tieferen Temperaturen gerechnet als im Szenario WWB. Dadurch verringert sich zum einen der Raumwärmebedarf im Szenario WWB gegenüber den Dekarbonisierungs-Szenarien, zum anderen steigt der Bedarf nach Klimakälte in den Sommermonaten an (WWB).⁴⁵

⁴⁵ Die im Szenario ZERO unterstellte Temperaturentwicklung basiert auf dem Szenario RCP 2.6 (CH2018, 2018). Im Szenario WWB wird von einem etwas stärkeren Temperaturanstieg ausgegangen, unterstellt wird das Klimaszenario RCP 4.5 (vgl. Kapitel 4.6).

Die Entwicklung der Nachfrage-relevanten Beschäftigtenzahlen, sowie die Annahmen zur spezifischen Entwicklung der EBF pro Beschäftigtem und den EBF-Bauphasen werden im Dienstleistungssektor zwischen den Szenarien nicht unterschieden.

Die zentralen Ausprägungen der Szenarien im Sektor Dienstleistungen und Landwirtschaft sind in der nachfolgenden Tabelle 37 zusammengefasst.

Tabelle 37: Zentrale Ausprägung der Szenarien in den Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Beschäftigung	Beschäftigtenwachstum im DL-Sektor basierend auf den Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung. Anstieg der Beschäftigung im Vergleich zur Vergangenheit kontinuierlich abflachend, ab ca. 2040 Stagnation/Sättigung bis 2060. In Summe steigt die Anzahl der Beschäftigten um +10% (2020 bis 2060).				
Gebäude-sanierung	Die Sanierungsaktivität nimmt auf Grund der Altersstruktur und steigender Energiepreise leicht zu. Die Effizienz nimmt ebenfalls leicht zu auf Grund autonomen technischen Fortschritt.	Sanierungsaktivität nimmt deutlich zu, wobei zwischen effektiver Anzahl Sanierungen (Wand, Dach mit Zunahme) und verbesserter Sanierungstiefe (Wand, Dach, Fenster) unterschieden werden kann. Dämmrestriktionen in einem Teil der Gebäude wirken der Verbrauchsreduktion entgegen (z. B. Denkmalschutz, bauliche Restriktionen). Im Bereich der Sanierungen von Lüftungen wird vermehrt auf Wärmerückgewinnung (WRG) gesetzt sowie Anlagen mit höherer technischer Effizienz bei WRG installiert. Die Rolle der Gebäudeautomation wird höher gewichtet und bringt weitere Effizienzverbesserungen.			
Neubau	Die MuKEen werden bis etwa Mitte der 2020er-Jahre in den Kantonen umgesetzt, Neubaustandards (und Sanierungstiefe) nehmen dadurch etwas zu.	Etwas stärkere Absenkung der spezifischen Verbrauchswerte der Neubauten als im Szenario WWB.			
Heizöl	Wechsel von Heizöl auf Erdgas, WP und FW (wo vorhanden) auf Grund reduzierter Wirtschaftlichkeit von Heizöl (Preis) und reduziertem Wärmebedarf (Neubauten)	Heizöl beim Heizungersatz nur in Ausnahmen zulässig.			Heizöl ist rückläufig. Fossiles Heizöl wird langfristig vollständig durch synthetisches Heizöl ersetzt (PtL).
Gas	Auf Grund besserer Wirtschaftlichkeit relative Zunahme der Gasheizungen (bei Ersatz von Ölheizungen).	Ersatz von Erdgasheizungen durch gleiche Technologie nur in Ausnahmefällen zulässig. Synthetisches Methan (PtG) wird nicht eingesetzt.	Verdichtung des Gasnetzes zur Nutzung von Biogas/Biomethan und synthetisches Methan (PtMethan). Dezentrale Direktnutzung von Biogas in der Landwirtschaft.		wie ZERO Basis

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Wärmepumpen (WP)	Die Wirtschaftlichkeit der WP verbessert sich weiter im Vergleich zu den fossilen Systemen.	Auf Grund der Verlagerung weg von fossilen Energieträgern wird die elektrische WP zum wichtigsten Wärmeerzeuger. Zudem werden Gross-Wärmepumpen wichtig bei der Erzeugung der Wärme in Wärmenetzen.	Der Einsatz der elektrischen WP wird stark priorisiert. Zudem werden Gross-Wärmepumpen wichtig bei der Erzeugung der Wärme in Wärmenetzen.	Auf Grund der Verlagerung weg von fossilen Energieträgern wird die elektrische WP zum wichtigsten Wärmeerzeuger.	Fokus des Einsatzes von WP in Fernwärmenetzen und Nahwärmeverbunden auch dort, wo dezentrale WP möglich wären.
Wärmenetze	Wärmenetze werden dort weiter ausgebaut, wo bestehende Wärmenetze ausgebaut werden können.	Je nach lokaler Verfügbarkeit geht der Ausbau schneller und deutlich weiter als im Szenario WWB, sowohl bei der Nah- als auch bei der Fernwärme. Die Wärme wird umfassender mit erneuerbaren Energien erzeugt als im Szenario WWB.	Der Ausbau der Wärmenetze wird im Zusammenhang mit dem Ausbau der Wärmepumpen, stärker priorisiert.	Der Ausbau verläuft in etwa wie im Szenario WWB, sowohl bei der Nah- als auch bei der Fernwärme.	Die Wärmenetze werden sehr stark ausgebaut und werden ein zentraler Pfeiler der Wärmeversorgung. Der Ausbau geht schneller und weiter als in der Variante ZERO Basis.
Elektrogeräte und Beleuchtung	Unterschiedliche Entwicklung je Anwendung. Bei Beleuchtung steigt die Effizienz kurzfristig bis 2035 durch vermehrten Einsatz von LED. Effizienzwerte für allg. Gebäudetechnik liegt zwischen den heutigen SIA Neubauwerten und den SIA-Zielwerten (SIA 2040 und SIA 2024). Zunahme des IKT-Verbrauchs bis 2030 (v. a. Ausbau und IoT) danach Verbesserung der Effizienz und teilweise Auslagerung (Cloud, Datenkommunikation ins Ausland).	Unterschiedliche Entwicklung je Anwendung. <ul style="list-style-type: none"> - Beleuchtung: Verstärkte Ausnutzung der technischen und betrieblichen Möglichkeiten, die sich durch LED ergeben: höhere Durchdringung der Effizienz bei Planungen, Konzeption und Installation/Inbetriebnahme sowie im Betrieb (Monitoring). - Gebäudetechnik im Allgemeinen (z. B. Lüftung, Klima, Pumpen, verschiedene): stärkere Effizienzsteigerung (vgl. zu Szenario WWB), spezifische Verbräuche SIA Zielwerte oder noch besser (SIA 2040, SIA 2024). - Stärkere Rolle der Gebäudeautomation. 			

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Klima-/Prozesskälte	Lüftung und Klimatisierung: mehr Energieverbrauch wegen deutlich mehr Kühlgradtagen, was durch Effizienzsteigerungen nur teilweise kompensiert wird. Prozesskälte: Rückgang, u. a. wegen weiterer laufender Massnahmen im Detailhandel	Lüftung und Klimatisierung: geringerer verbrauchssteigernder Effekt wegen geringerem Klimawandel im Vergleich zu WWB-Szenario (geringere Steigerung der Kühlgradtage). Effizienzsteigerungen überkompensieren diesen Effekt, so dass sich netto eine Reduktion des Stromverbrauchs ergibt. Prozesskälte: deutlichere Effizienzsteigerung im Vergleich zu WWB.			

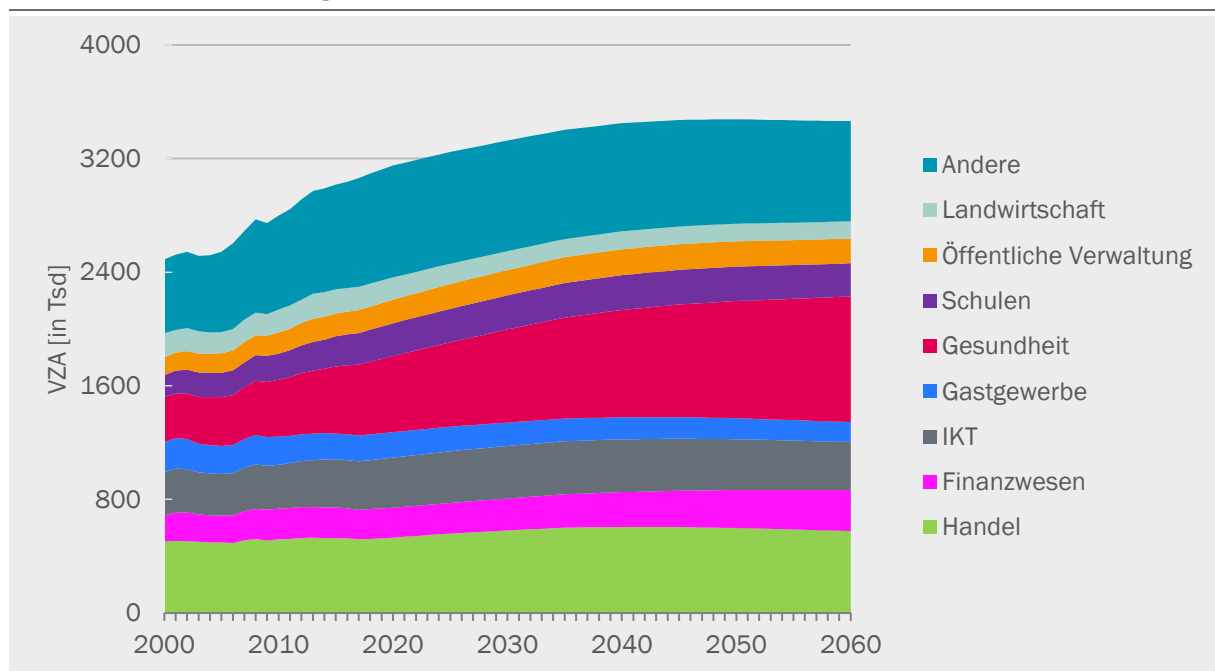
Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.3.2 Beschäftigtenentwicklung (VZÄ)

Die künftige Entwicklung der Beschäftigten ist einer der Haupttreiber des energierelevanten Mengengerüsts, den Energiebezugsflächen. Die Beschäftigtenentwicklung wurden als Teil der Rahmendaten durch ECOPLAN (2019) aufbereitet (s. Abschnitt 4.2). Abbildung 42 zeigt den zeitlichen Verlauf der Vollzeitäquivalente (VZÄ) nach Branchen auf. Über alle Branchen hinweg ist eine totale Zunahme von rund 1 Mio. VZÄ im gesamten Zeitraum von 2000 bis 2060 zu beobachten. Während in den Branchen Handel, Finanzwesen, Schulen und Andere ein kleiner Anstieg der VZÄ über die Jahre zu beobachten ist, fällt vor allem der starke Anstieg im Gesundheitswesen bis 2060 auf.

Abbildung 42: Sektor Dienstleistungen (inkl. LWT) - Entwicklung der Vollzeitäquivalente (VZÄ) nach Branchen im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2060, in Tsd.



Quelle: Berechnungen TEP Energy basierend auf VZÄ von ECOPLAN 2019

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.3.3 EBF und andere Grössen des Mengengerüsts

Einer der wesentlichen Treiber für die Energienachfrage im Dienstleistungssektor ist die Entwicklung der Energiebezugsflächen in den verschiedenen Subsektoren (Branchen). Ausgehend von den definierten Vollzeitäquivalenten pro Branche werden über Annahmen zum Flächenbedarf pro VZÄ (s. Tabelle 38) die jeweilige EBF pro Branche ermittelt. Da ein kurzfristiger Rückgang oder eine Zunahme der VZÄ pro Jahr nicht in gleichem Masse durch ein entsprechendes Flächenwachstum kompensiert wird, kann es bei den Annahmen zur spezifischen EBF pro VZÄ zu grösseren Schwankungen im Zeitverlauf kommen. Dabei können unterschiedliche Effekte einen Einfluss auf die EBF pro VZÄ haben. Ein Personalabbau kann dazu führen, dass weniger Personal die gleiche Fläche nutzt (EBF/VZÄ steigt) und umgekehrt kann es z. B. bei starkem Personalaufbau zu einer kurzfristigen Überbelegung der Flächen kommen (EBF/VZÄ sinkt). Demgegenüber ist bei den Schulen die Zunahme der VZÄ nach dem Jahr 2000 bis 2015 nicht gleichbedeutend mit einem entsprechenden Ausbau von Schulräumen, sondern entspricht der Entwicklung, dass mehr Lehrpersonen auf gleicher Fläche unterrichten. Mit steigender Schülerzahl und dem Ausbau von Schulbauten sinkt die EBF/VZÄ nach 2015 dann wieder.

Tabelle 38: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - EBF pro VZÄ im Dienstleistungssektor, nach Branche, in m².

nach Branchen im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2060

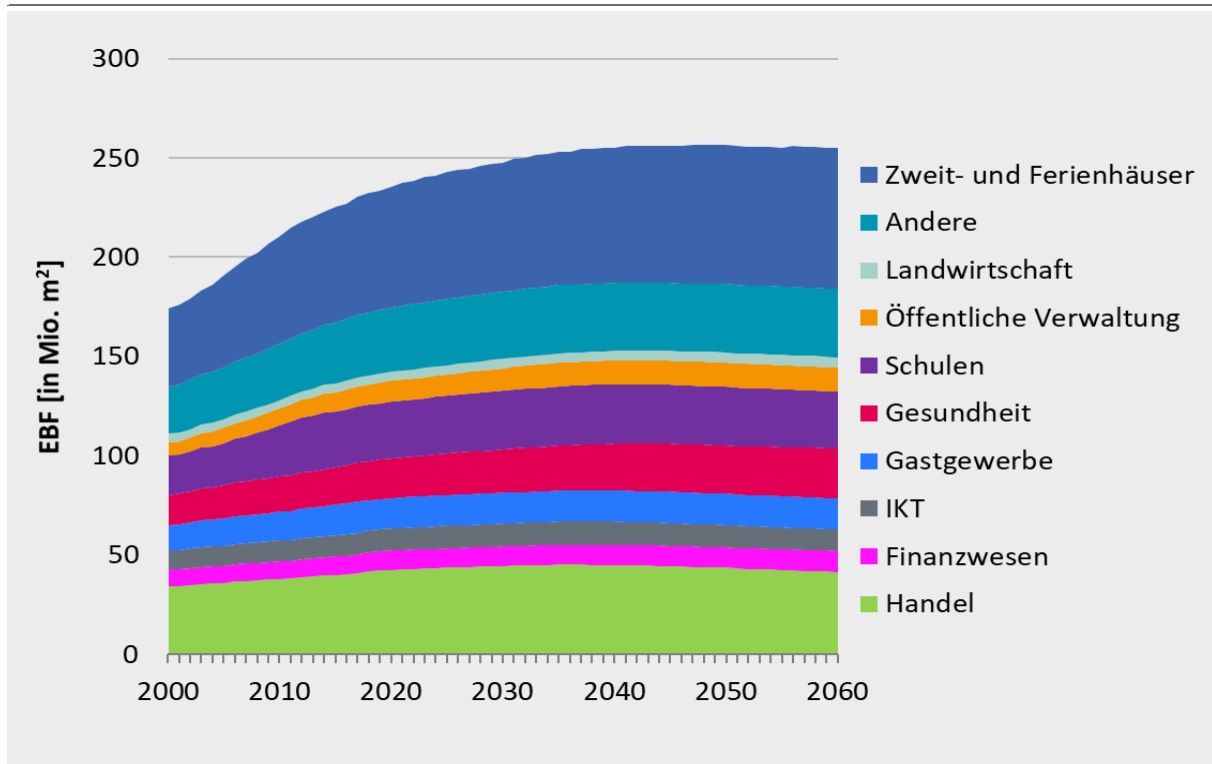
Jahr	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2060
Handel	68	76	80	76	74	73	72
Verkehr, Nachrichten	31	32	32	31	32	32	32
Gastgewerbe	61	85	85	94	101	107	111
Finanzwesen	48	42	46	43	41	38	37
Öffentliche Verwaltung	54	60	62	64	66	68	70
Schulen	127	132	123	123	122	121	122
Gesundheitswesen	48	40	37	33	31	30	29
Andere	46	42	41	43	45	47	48
EBF/VZÄ	56	57	57	56	55	54	53

Quelle: Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Überlagerung der Effekte aus der EBF/VZÄ-Entwicklung im Zusammenspiel mit der Entwicklung der VZA insgesamt ergibt den ausgewiesenen Bedarf an Energiebezugsflächen. In der Vergangenheit ab 2020 und bis ca. im Jahr 2040 nehmen die Energiebezugsflächen in praktisch allen Branchen weiter zu (s. Abbildung 43). Nach 2040 kommt es zu einer Stagnation des Flächenwachstums insb. auf Grund der entsprechenden Entwicklung der VZÄ (s. Abbildung 42).

Abbildung 43: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der Energiebezugsflächen (EBF) nach Branchen
im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2060, in Mio. m².



Quelle: eigene Berechnungen basierend auf VZÄ von ECOPLAN (2018)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

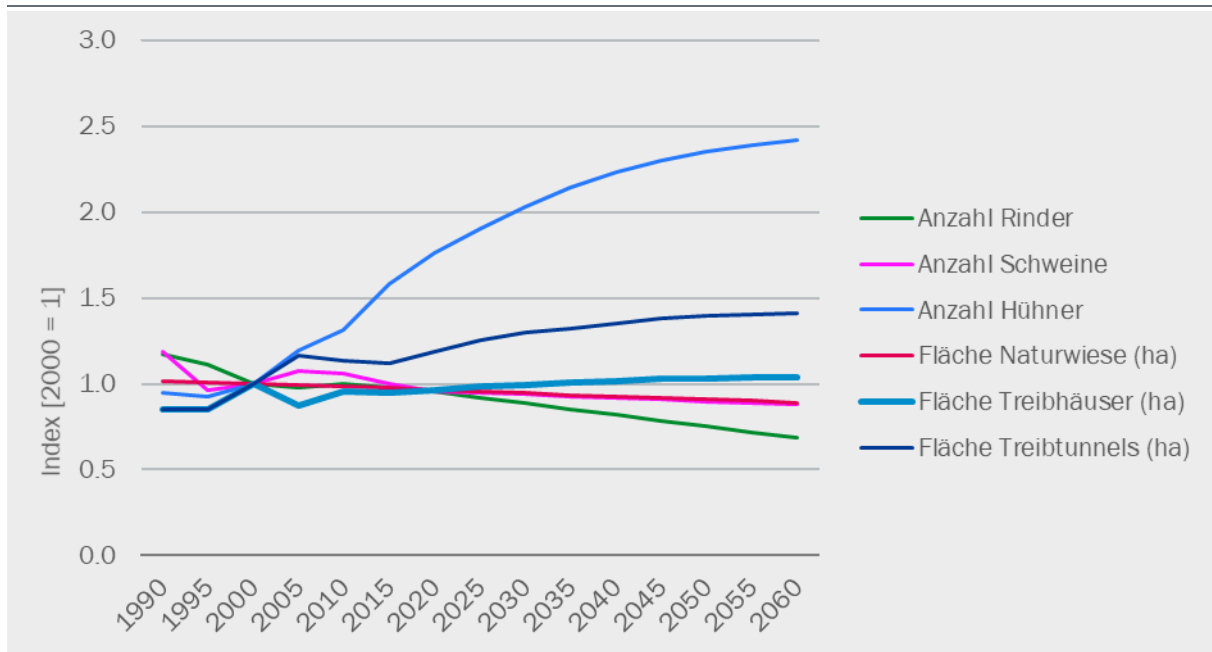
Weitere Mengentreiber in den Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft sind:

- Länge der beleuchteten Strassen
- Länge der belüfteten Tunnels
- Länge der beschneiten Pisten
- Länge der Bahn-km inkl. Bergbahnen (als Indikator bei der Modellierung des energetischen Verbrauchs der Bahninfrastruktur)

Im Landwirtschaftssektor verändert sich die Energienachfrage in Abhängigkeit der Anzahl gehaltener Nutztiere sowie der Fläche, welche in Treibhäusern oder Treibtunneln beheizt wird. Ausgehend von der vergangenen Entwicklung der berücksichtigten Treiber (BFS, 2018d) werden diese auf Grund fehlender Prognosen, dem historischen Trend folgend, extrapoliert (s. Abbildung 44). Bei der Haltung von Rindern und Schweinen wird dem Trend entsprechend davon ausgegangen, dass deren Anzahl langfristig rückläufig ist, während die Nachfrage nach Hühnern weiter stark ansteigt. Ebenfalls bei den beheizten Flächen in Treibhäusern und -tunneln wird von einem weiteren Wachstum ausgegangen.

Abbildung 44: Sektor Landwirtschaft - Annahmen zur Entwicklung des Nutztierbestandes (Anzahl) und des Flächenbedarfs (ha)

Im Verhältnis zum Jahr 2000 [Index = 1]



Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy auf Basis von (BFS, 2018d)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.3.4 Entwicklung der Gebäudeeffizienz

Die Entwicklung der Gebäudeeffizienz, ausgedrückt als spezifische Nutzenergie oder als (ungegewichtete) Energiekennzahl (EKZ) Wärme, wird von den folgenden energetischen und strukturellen Faktoren beeinflusst:

- Erneuerungstätigkeit: Energetische Erneuerungen der einzelnen Bauteile der Gebäudehülle, der Luftdichtigkeit, der Gebäudetechnik (namentlich der Lüftungs- und der Kälteanlagen) und der Gebäude als Ganzes
- jährliche Raten und daraus resultierende kumulierte Anteile
- energetische Erneuerungstiefe bzw. erreichte Effizienzverbesserung bzw. erreichtes Effizienzlevel
- Abriss- und Ersatzneubautätigkeit (ausgedrückt als jährliche Raten und daraus resultierende kumulierte Anteile)
- Nettoneubau (netto Flächenzuwachs), s. Kapitel 7.3.3
- Mit Ersatzneubau und Nettoneubau verbundene Energieeffizienz

Auf einzelne Punkte wird nachfolgend und weiter untenstehend (z. B. Kapitel. 7.3.6 für den Bereich Lüftung) näher eingegangen.

Energetische Erneuerungen

Um den Effekt von energetischen Erneuerungen mit dem Gebäudeparkmodell (GPM, siehe Abschnitt 12.3) zu simulieren, werden für jedes Bauteil (Fassade bzw. Wand und Fenster, Dach etc.)

folgende Zustände bzw. Zustandsveränderungen (Instandsetzungs- und Erneuerungsarbeiten) unterschieden:

- 0: Neu bzw. Originalzustand
- 1: Instandgesetzt (aber nicht energetisch verbessert)
- 2: Energetische Erneuerung mit (relativ) geringer Effizienzverbesserung
- 3: Energetische Erneuerung mit mittlerer Effizienzverbesserung
- 4: Energetische Erneuerung mit (relativ) hoher Effizienzverbesserung

Jedes Bauteil eines jeden Gebäuderepräsentanten im Modell durchläuft einen Instandsetzungs- und Erneuerungszyklus, an dessen Ende simuliert wird, ob das entsprechende Bauteil im bestehenden Zustand verbleibt oder ob eine Sanierungsmassnahme modelliert wird (gemäss Grundannahme werden im Modell keine energetischen Verschlechterungen vorgenommen).

Darauf gestützt unterscheiden sich die Szenarien durch unterschiedliche Anteile der fünf Zustände für die jeweiligen Bauteile bezogen auf die EBF der Gebäude, welche vor 1991 errichtet wurden (s. Abbildung 45). Dabei sind die Bauteile durch unterschiedliche spezifische energie- und bautechnische Kennwerte gekennzeichnet. Auf diese beiden Aspekte, Anteile und spezifische Kennwerte, wird nachfolgend näher eingegangen.

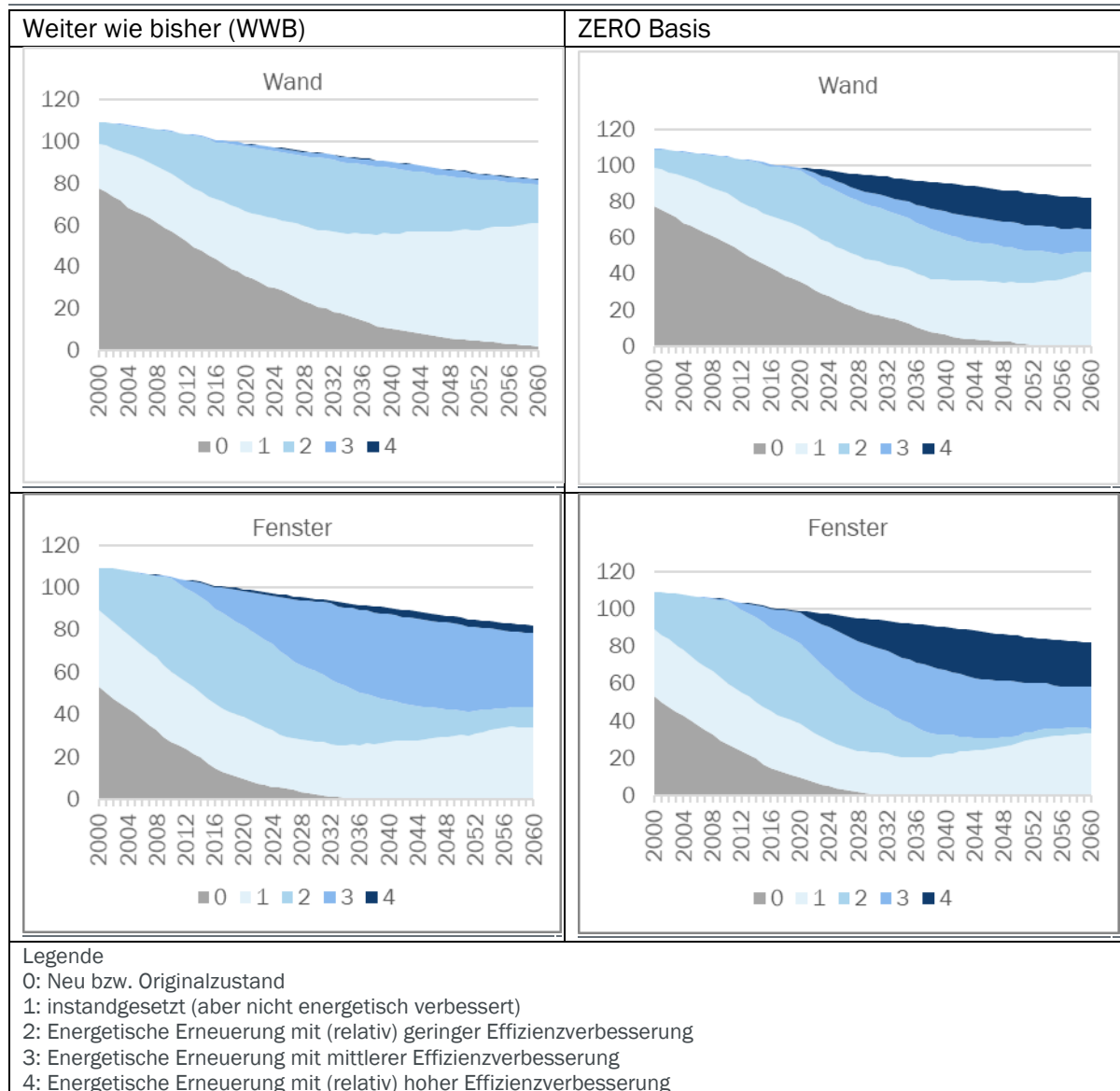
Im Szenario WWB sind die Anteile von Instandsetzungen und energetischen Erneuerungen mit geringer Effizienzverbesserung höher als in den Varianten des ZERO-Szenarios. Bei diesen Varianten erreichen die energetisch ambitionierteren Erneuerungsarbeiten rascher höhere Anteile. Exemplarisch für die Bauteile Wand und Dach ist dies in Abbildung 45 graphisch illustriert. Hierbei ist festzustellen:

- Beim Bauteil Wand erhöht sich im Szenario ZERO Basis die Summe der energetischen Erneuerungen rascher (zulasten der nicht-energetischen Instandsetzungen) und die Anteile der ambitionierteren energetischen Erneuerungen erreichen einen höheren Anteil im Vergleich zum Szenario WWB.
- Beim Bauteil Fenster gelten diese Feststellungen verstärkt bzw. in einer intensiveren Dynamik. Namentlich die Anteile der mittleren und hoch effizienten Fenster erreichen bis zum Ende der Betrachtungsperiode hohe Anteile (in Abbildung 45 in der zweiten Hälfte der Betrachtungsperiode ist dies jedoch nicht direkt sichtbar, da der Effekt durch den Wiederanstieg der Instandsetzungen überlagert wird. Es handelt es sich dabei um Instandsetzungen von zuvor bereits energetisch verbesserten Bauteilen).

Sinngemässe Feststellungen können für die Bauteile Dach (Steil- und Flachdach) sowie Keller- und UG-Decken getroffen werden.

Abbildung 45: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des energetischen Originalzustands und der Anteile der Zustandsveränderungen bei Wand und Fenstern (x-Achse) bezogen auf die EBF der vor 1991 errichteten Gebäude (y-Achse) im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2060.

Szenario WWB (links) und ZERO Basis (rechts)



Quelle: TEP Energy basierend auf Berechnungen mit dem GPM

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die energie- und bautechnischen Kennwerte, welche mit dem jeweiligen Originalzustand der Bauteile (Neubau und Bestand) und den energetischen Erneuerungsarbeiten verbunden sind, sind nachfolgend dokumentiert. In den Simulationen wird zwischen den Werten für Neubauten sowie nach unterschiedlichen Sanierungstiefen unterschieden (s. Tabelle 39 und Tabelle 40 für Sanierungen mittlerer Sanierungstiefe, weitere Tabellen im Anhang unter Abschnitt 12.3.1, weitere Datengrundlagen). Hierbei ist anzumerken, dass bei den Annahmen zu den Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) auch berücksichtigt wird, dass insbesondere bei Sanierungen teilweise nicht die ganze Fläche gedämmt wird (z. B. der Gebäudesockel nicht) und dass Wärmebrücken nicht

behooben werden bzw. sich durch partielle Massnahmen an einzelnen Bauteilen aus bauphysikalischen Gründen sogar erhöhen können (siehe Jakob et al. 2002). Unter anderem wird damit erklärt, dass die U-Werte im Fall der einfachen energetischen Erneuerungen mit der geringsten Effizienzwirkung teilweise über den Vorschlägen der MuKE n 2014 liegen. Ein weiterer Grund dafür ist die Annahme, dass nicht alle Kantone die MuKE n 2014 in kantonale Gesetzgebungen überführen und dass in der Baupraxis und im Vollzug die Anforderungen bei Einzelbaumassnahmen nicht exakt eingehalten bzw. durchgesetzt werden.

Bei Fenstern spielt auch die Annahme zum Gesamtenergiedurchlassgrad (g-Wert) eine wichtige Rolle bei der Berechnung des Wärmebedarfs. Der g-Wert eines Glases ist dabei das Mass, wie viel der Wärmeenergie der eintreffenden Strahlungstransmission vom Fenster ins Rauminnere abgegeben wird. Je nach Gebäudestandort und Fensterausrichtung können dann unterschiedliche g-Werte vorteilhaft sein, da für eine hohe passive Solargewinnung der g-Wert möglichst hoch sein sollte, umgekehrt aber zur Reduktion des Kühlbedarfs im Sommer, der g-Wert möglichst tief sein sollte.

Wie aus den Tabellen ersichtlich ist, sind in den kommenden Jahren nur bedingt weitreichende U-Wert-Verbesserungen zu erwarten. Auf Grund der Materialverbesserungen in den Jahren nach 1990 bis 2020 z. B. bei Fenstern mit dem Umstieg von einfachen Ein- und Zweifachverglasungen hin zu Dreifachverglasungen mit Argon-Gasfüllung und verbesserten Abstandhaltern aus Edelstahl oder Verbundmaterialien können die U-Werte bereits heute auf 0.5 W/m²K gesenkt werden. Auf Grund der höheren Kosten kommen diese Fenstertypen heute jedoch noch nicht in jedem Fall zum Einsatz, könnten jedoch in den ZERO-Szenarien eine Rolle spielen.

Bei den opaken Bauteilen sind weitere Verbesserungen bei den Dämmmaterialien in einem Gesamtkontext einschliesslich Herstellungsaufwand und energetischer Einsparung sowie den Materialkosten zu betrachten. Beispielsweise kommen (Wohlgemuth, 2015) zum Schluss, dass die Reduktion von U-Werten auf unter 0.1 W/m²k über das Optimum aus Energie- und Umweltsicht hinaus geht.

Tabelle 39: Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für Neubauten

Szenario Varianten ZERO, U-Wert in W/m²K, nach Baualtersklassen

	vor 1920	1920- 1946	1947- 1975	1976- 1990	1991- 2009	2010- 2020	2020- 2030	2030- 2040	2040- 2050	2050- 2060
U-Wert Wand	0.90	0.90	1.05	0.65	0.28	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13
U-Wert Dach	0.75	0.75	0.70	0.60	0.25	0.20	0.17	0.14	0.12	0.11
U-Wert Keller- decke	0.68	0.68	0.70	0.60	0.35	0.27	0.22	0.18	0.15	0.13
U-Wert Fenster	2.20	2.20	2.00	1.65	1.25	1.00	0.81	0.66	0.54	0.44
g-Wert Fenster	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 40: Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für mittlere energetische ErneuerungenSzenario-Varianten ZERO; U-Wert in W/m²K, nach Baualtersklassen

	1991- 1995	2001- 2005	2011- 2015	2021- 2025	2031- 2035	2041- 2045	2051- 2055	2056- 2060
U-Wert Wand	0.53	0.33	0.29	0.26	0.24	0.23	0.22	0.22
U-Wert Dach	0.45	0.28	0.24	0.23	0.21	0.20	0.19	0.19
U-Wert Kellerdecke	0.58	0.53	0.43	0.28	0.25	0.23	0.22	0.22
U-Wert Fenster	1.70	1.40	1.17	1.00	0.94	0.88	0.82	0.82
g-Wert Fenster	0.66	0.61	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Kosten der Instandsetzung und Erneuerung der Gebäudehülle

Neben den energetischen Kennwerten zur Erneuerung der Gebäudehülle werden auch die damit verbundenen Investitionskosten im Gebäudeparkmodell (GPM) berücksichtigt. Dabei unterscheiden sich die Kosten nach der jeweiligen Sanierungstiefe bzw. der Zustandsveränderung der Gebäudehülle (s. Tabelle 41). Die relativ hohen Mehrkosten zwischen den Stufen 2, 3 und 4 bei der Fassade sind namentlich auf die sog. Anschlüsse, d. h. die Schnittstellen der Fassadenfläche mit Fenstern, Sockel und Dach, zurückzuführen.

Tabelle 41: Sektor Dienstleistungen - Grundstruktur Investitionskosten für Gebäudesanierungen verschiedener ZustandsveränderungenAlle Szenarien, CHF pro m²

Zustandsveränderung (ID)	Fassade	Steildach	Flachdach	Kellerdecken	Fenster
1 - Instandsetzung ohne energetische Verbesserung	100	130	175	40	187
2 - Energetische Erneuerung mit geringer Effizienzverbesserung	224	219	217	112	921
3 - Energetische Erneuerung mit mittlerer Effizienzverbesserung	271	230	231	119	1'003
4 - Energetische Erneuerung mit hoher Effizienzverbesserung	311	231	251	123	1'034

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Weitere Differenzierungsmerkmale in den Kostenannahmen betreffen die Unterscheidung der Gebäude nach Bauten unter Schutzstatus (z. B. Denkmalschutz erhöht die Investitionskosten aller Bauteile) sowie der Bauweise (Massivbau, Holzbau, Skelettbau und Hybridbau) bei welchen jeweils je nach Zustandsveränderung um bis zu 30 % höhere Investitionskosten angenommen werden.

7.3.5 Entwicklung der Heizsysteme

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Energieträger wird im Bereich Raumheizung zum einen von der Entwicklung der thermischen Nachfrage (s. Ausführungen vorstehendes Kap. 7.3.4), von der historischen Entwicklung der Heizsystemanteile sowie den zu erwartenden Heizsystemkosten beeinflusst. Letztere haben Einfluss auf die Entwicklung der Marktanteile bei Neubauten (Netto- und Ersatzneubau) und insbesondere beim Energieträgerwechsel bzw. bei bestehenden Marktanteilen bei den regelmässig stattfindenden Instandsetzungs- und Erneuerungen in diesem Bereich. Im Folgenden werden wir die grundlegenden Annahmen zur Berücksichtigung der Heizsystemkosten im GPM beschreiben und eine Übersicht verschiedener Kostenkennwerte und -anteile beim Heizungsersatz aufzeigen.

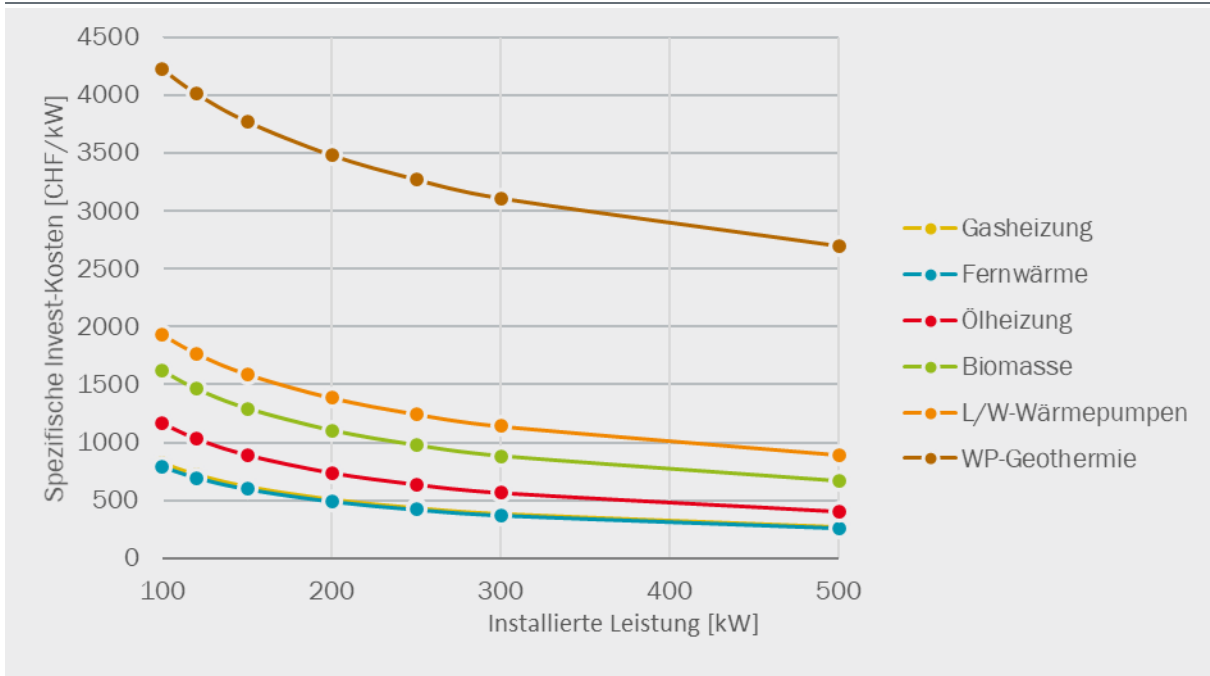
Heizsystemkosten

Im GPM werden die Heizsystemkosten (Investitionen) nach drei typischen Fällen unterschieden, da in jedem spezifischen Fall die Investitionskosten stark variieren. Entsprechend dient die Differenzierung einer verbesserten Darstellung in der Nutzenfunktion des GPM (s. dazu auch Anhang 12.3). Die technischen Investitionskosten werden zwischen den Szenarien und Varianten jedoch nicht variiert.

Das Modell unterscheidet die Fälle «Neubau», «Ersatz durch ein Typ-gleiches System» und «Ersatz durch eine andere Heiztechnologie». Bei Neubauten sind die Kostenunterschiede zwischen verschiedenen Heizsystemen am geringsten, da viele bauseitigen Arbeiten vorgängig geplant werden können und keine Zusatzkosten verursachen (s. Abbildung 46). Darüber hinaus ist die Technologiewahl bei Neubauten auf Grund der gesetzlichen Rahmenbedingungen eingeschränkt, namentlich, was die fossilen Energieträger betrifft. Bei einem Heizungsersatz im Bestand durch eine Typ-gleiche Technologie entfallen ebenfalls viele Zusatzkosten, da auf bestehenden Grundlagen aufgebaut werden kann. Teilweise können auch nur Einzelteile ersetzt werden (z. B. Brennerersatz bei Gasheizungen oder der Austausch von Ventilatoren bei Wärmepumpen), ohne dass bauseitige Arbeiten durchgeführt werden müssen. Solche Arbeiten wie z. B. neue Befestigungssockel giesen oder neue Anschlüsse an das Strom- oder Gasnetz errichten fallen v. a. bei einem Systemwechsel auf einen neuen Energieträger an. Weiterhin können Bewilligungsgebühren anfallen, falls ein Baugesuch eingereicht werden muss. Zudem können Tiefbau- oder Umgebungsarbeiten wie Garten-Wiederinstandsetzungsarbeiten anfallen.

Abbildung 46: Sektor Dienstleistungen - Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme im Fall von Neubauten.

Alle Szenarien, in CHF/kW installierte Heizleistung



Quelle: TEP Energy

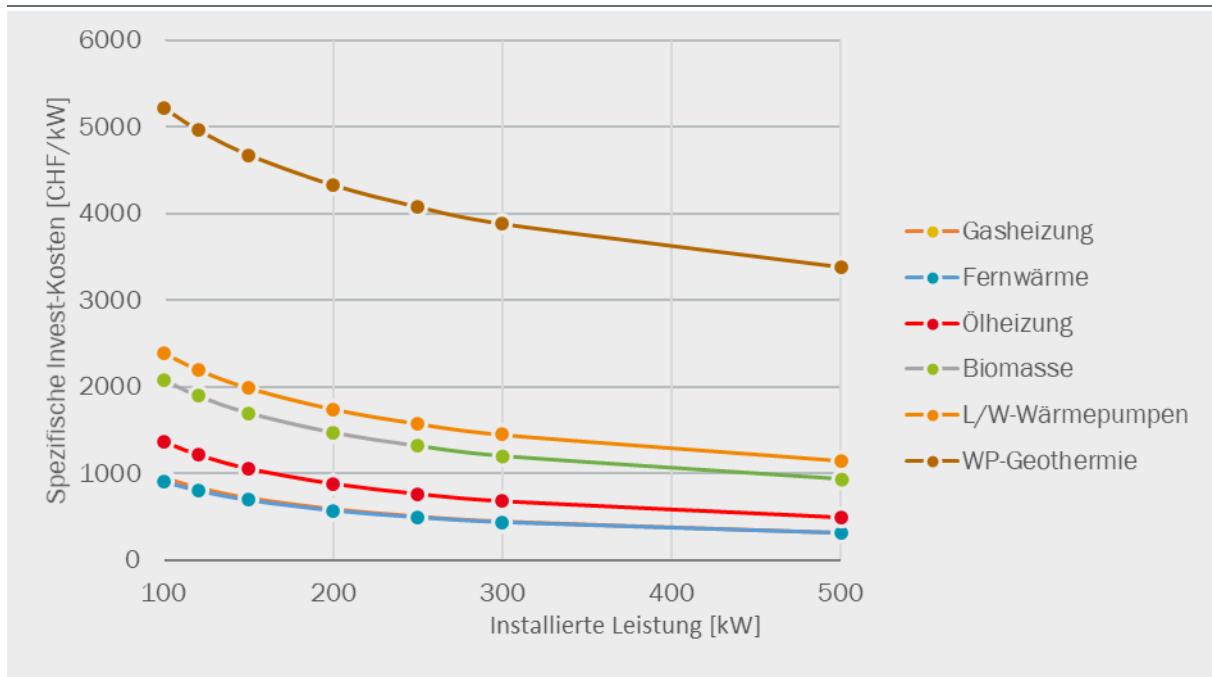
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die höchsten zusätzliche Kosten müssen also beim Heizungsersatz berücksichtigt werden, wenn die Heiztechnologie geändert wird (s. Abbildung 47). Diese dann anfallenden zusätzlichen Kosten werden im Modell bei entsprechendem Technologiewechsel beim Heizungsersatz in der Berechnungsfunktion integriert.

Je nach Grösse der installierten Heizanlage fallen diese Zusatzkosten unterschiedlich ins Gewicht. Bei Heizanlagen ab rund 100 kW spielen z. B. die Planungskosten sowie die reinen Investitionskosten für das Heizsystem eine grössere Rolle als bauseitige Anpassungen. Entsprechend wird für Heizungen dieser Objektgrösse (über 100 kW) eine eigene Kostenfunktion im Modell definiert.

Abbildung 47: Sektor Dienstleistungen - Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme beim Wechsel der Heizungstechnologie.

Alle Szenarien, in CHF/kW installierter Heizleistung



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Effizienz von Heizsystemen

Während die Umwandlungseffizienz von fossilen und direkt-elektrischen Heizsystemen heute nur noch ein geringes Verbesserungspotenzial aufweist, besteht für Wärmepumpen-Anlagen auch weiterhin ein wesentliches Effizienzpotenzial (s. Abschnitt 6.3). Dies gilt sowohl für Luft-Wasser-Wärmepumpen als auch Erdsonden- oder Grundwasser-Wärmepumpen (HSLU, 2019; NTB, 2019). In Abhängigkeit der verfügbaren Umgebungstemperatur der verschiedenen Wärmequellen und der notwendigen Heizungsvorlauftemperaturen besteht für den Einsatz von Wärmepumpen im Dienstleistungssektor ein Verbesserungspotenzial der Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl (JAZ) von einem Faktor von rund 1.2 im Fall von Altbauten mit hohen Vorlauftemperaturen bzw. von bis zu 1.6 bei Neubauten mit entsprechend tieferen Vorlauftemperaturen.

Im GPM werden für drei verschiedene Wärmepumpentypen die mittleren Jahresarbeitszahlen hinterlegt und zur Berechnung der Stromnachfrage eingesetzt (s. Tabelle 42). Das in NTB (2019) und Wellig (2019) beschriebene optimale Potenzial wird hier nicht voll ausgeschöpft, um eine potenzielle Überschätzung der Effizienz zu vermeiden und verschiedene nicht-optimale Rahmenbedingungen realistisch zu berücksichtigen.

Tabelle 42: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der JAZ für drei verschiedene Wärmepumpen-Typen
Szenarien ZERO und WWB

	ZERO Varianten					WWB			
	2019	2030	2040	2050	2060	2030	2040	2050	2060
Erdsonden-WP	2.9	3.4	3.9	4.4	4.7	3.2	3.6	3.9	4.2
L/W-WP	2.6	3.0	3.3	3.7	3.9	2.9	3.2	3.4	3.6
Grundwasser-WP	3.3	3.9	4.4	4.8	5.2	3.7	4.1	4.4	4.8

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Marktanteile Heizsysteme

Die entsprechenden Zwischenergebnisse aus den Berechnungen mit dem Gebäudeparkmodell zur Entwicklung der Heizsystemanteile im Dienstleistungssektor werden nachfolgend dokumentiert. Wie in den Annahmen aufgezeigt, wird dabei nach Neubauten und Erneuerungen unterschieden.

Szenario ZERO Basis

Die folgenden Abbildungen zeigen die zeitliche Entwicklung der Heizsystemverteilungen in Prozent zwischen 2016 und 2060 für Neubauten sowie bestehende Gebäude zum Zeitpunkt von Anlageninstandsetzungen und -erneuerungen. Sowohl bei den Neubauten als auch bei den Instandsetzungen und -erneuerungen ist der Trend von einer Abnahme fossiler Brennstoffe und einer Zunahme erneuerbarer Energien klar ersichtlich.

Bei den Neubauten haben die fossilen Heizsysteme im Zeitraum 2016 bis 2020 einen Anteil von knapp 50% (ohne Nahwärmeverbunde) bzw. gut 50% (inkl. Nahwärmeverbunde). Im Jahr 2040 beträgt der Anteil der Gasheizungen und Nahwärmeverbunden noch rund 10 % (s. Abbildung 48), wobei der grösste Anteil davon durch Biogas und andere erneuerbare Energien alimentiert wird. Nach 2040 sinkt der Anteil der Gasheizungen und Nahwärmeverbunde bei den Neubauten bis auf 0 ab. Die Marktanteile bei den Neubauten setzen sich sukzessive aus einem Mix von Nah- und Fernwärme, dezentrale Wärmepumpen zusammen, ergänzt durch einen Anteil Biomasse von rund 5 %-Punkten. Bei der Festlegung der Marktanteile kommen nebst Kostenaspekten folgende Überlegungen zur Anwendung:

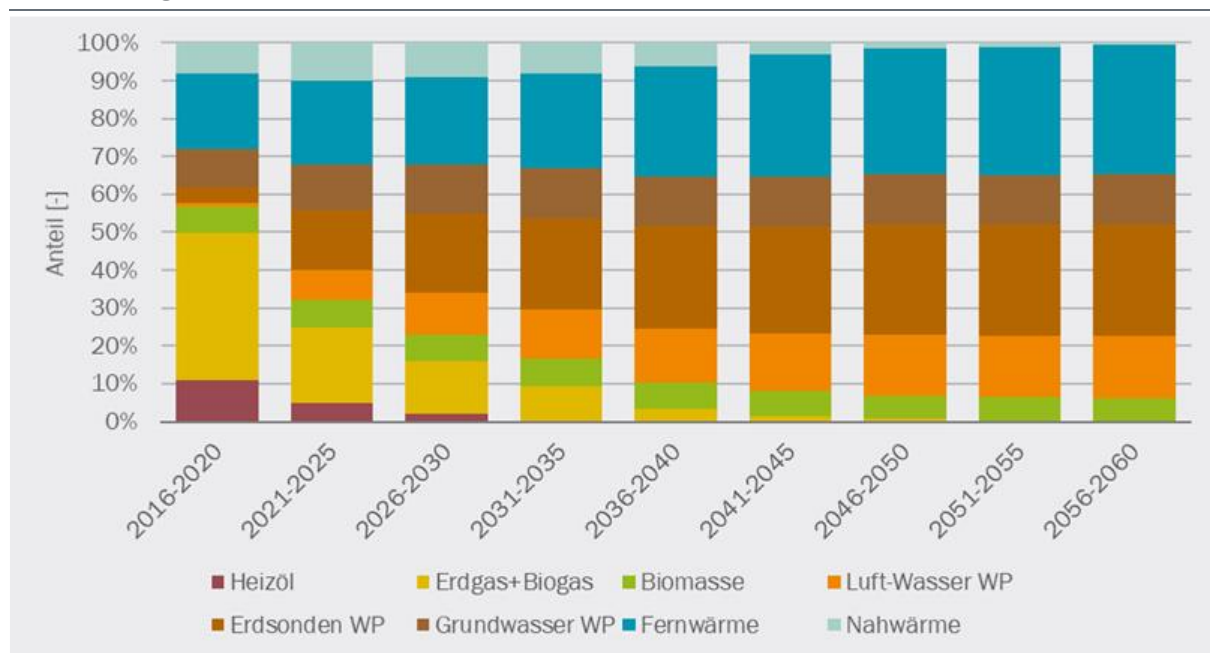
- Bei den dezentralen Wärmepumpen kommen alle drei Wärmequellen zum Einsatz, je nach Verfügbarkeit, Restriktionen und Zusatznutzen: Grundwasser stellt eine interessante Wärmequelle (und -senke für die Kühlung) dar, ist aber nur in einem relativ beschränkten Teil des Siedlungsgebiets verfügbar (s. Kap. 5.3) und eine Nutzung zu Kühlzwecken ist aufgrund von behördlichen Auflagen oft nur teilweise oder gar nicht möglich. Erdwärmesonden und Erdsondenfelder (für grössere Gebäude und Areale) lassen sich im Neubaufall gut realisieren und eignen sich auch für die passive Kühlung (Free cooling, geothermische Regeneration), sind jedoch relativ investitionsintensiv. Umgekehrt sind Luft-Wasser-WP kostengünstiger und betrieblich etwas teurer (auch im Kühlfall, wenngleich auch bei den Luft-Wasser-WP ein hoher Free cooling Anteil erreicht werden kann), jedoch sind Lärmschutzbestimmungen zu beachten (diese sind je nach Situation allerdings besser zu erfüllen im Vergleich zum

Gebäudebestand. Wir gehen davon aus, dass im Szenario Zero Basis der Marktanteil aller dezentralen WP-Systeme rasch auf ein Drittel ansteigen wird und er bis 2035 auf die Hälfte und dann bis auf 60 % steigen wird.

- Fernwärme wird auch bei Neubauten eine gewisse Bedeutung spielen (bis 30 % Marktanteil). Zum einen, weil ein Teil der Neubauten im bestehenden Siedlungsgebiet entstehen wird (und in diesem beträgt der räumliche Abdeckungsgrad bereits rund 20 %, v. a. wenn auch die bestehenden Holzenergieverbände mit betrachtet werden). Zum anderen, weil Fernwärme auch bei Neuerschliessungen von Gewerbegebieten eine Rolle spielen wird.
- Bei den Nahwärmeverbunden handelt es sich um Projekte, die dazu dienen, die Erschließung von Umweltwärme zu erleichtern (z. B. durch Grundwasserfassungen und Erdsondenfelder), welche mehrere Gebäude anbinden oder um den Anschluss an eine künftige Fernwärmerversorgung vorzubereiten.
- Biomasse kommt im Neubaubereich subsidiär und zu relativ geringen Anteilen zum Einsatz, z. B. wenn dezentrale WP wegen fehlender Wärmequelle nicht möglich sind oder nur zu hohen Kosten; unter Umständen kann Biomasse in bivalenten Anlagen in Kombination mit WP eingesetzt werden (namentlich um die Potenzialausschöpfung zu erweitern im Vergleich zum monovalenten Fall, siehe Überlegungen im Kap. 5.3 bzw. TEP Energy und Ecoplan (2020).

Abbildung 48: Szenario ZERO Basis - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Heizsystemverteilung bei Neubauten im Dienstleistungssektor

im Betrachtungszeitraum 2016 bis 2060, 5-Jahres-Durchschnittswerte



Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

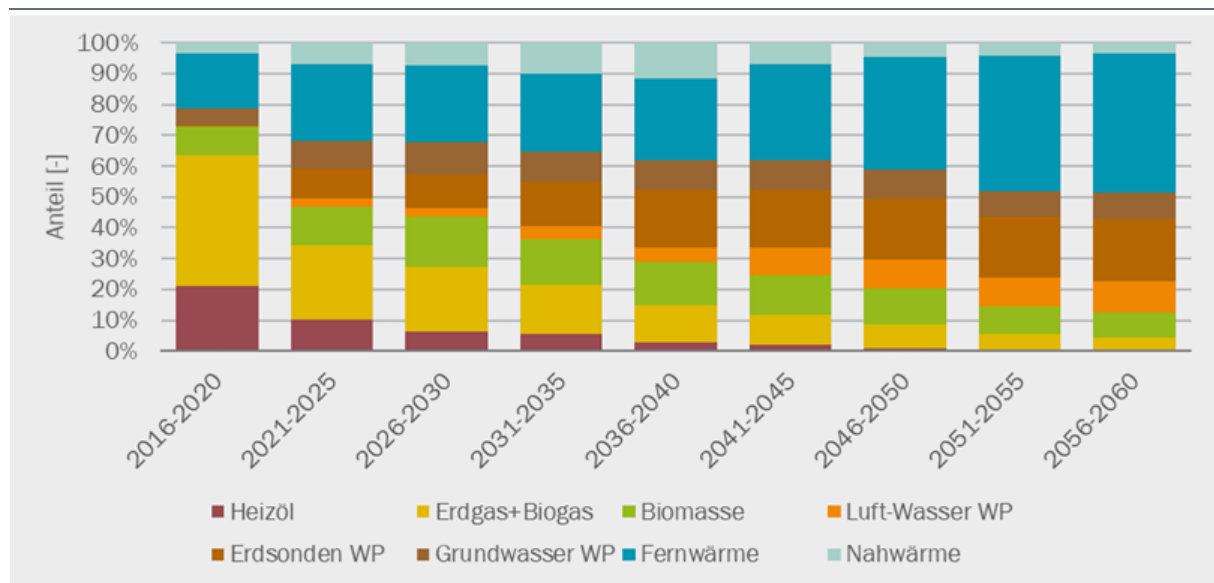
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Auch bei der Instandsetzung und Erneuerung von Heizanlagen im Gebäudebestand machen Nah- und Fernwärme sowie dezentrale Wärmepumpen einen steigenden und bedeutenden Anteil aus (s. Abbildung 49, welche die Marktanteile bezogen auf die in der jeweiligen Periode zu erneuernden Anlagen zeigt). Insgesamt ist die Dynamik im Vergleich zum Neubau aufgrund verschiedener Restriktionen etwas weniger ausgeprägt. Zu berücksichtigen sind der zeitliche Bedarf für den Aufbau von grösseren thermischen Netzen sowie der Umstand, dass das Erschliessen von

erneuerbaren Wärmequellen im bebauten Siedlungsraum aufwändiger und kostspieliger ist. Zudem sollten die Gebäude und ihre Gebäudetechnik (namentlich Lüftungsanlagen und Heizverteilung) auf die Anforderungen von WP angepasst werden. Mittel- bis langfristig erreichen thermische Netze im Gebäudebestand aufgrund ihrer spezifischen Vorteile jedoch höhere Anteile (30 % bis 2040 und über 40 % bis 2060) als im Neubau (Stagnation bei rund einem Drittel).

Abbildung 49: Szenario ZERO Basis - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Anteilsverteilung bei Heizsystemerneuerungen

Basis im Betrachtungsraum 2016 bis 2060, 5-Jahres-Durchschnittswerte



Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

In beiden Gebäudetypen spielen Holz sowie Erdgas plus Biogas nur eine untergeordnete Rolle, meist in Verknüpfung mit bestehender Infrastruktur bzw. Ressourcen. Im Fall von Holz ondulieren die Anteile nach 2025 um rund 10 %; bei Erneuerungen haben sie bis zu einem gewissen Masse die Rolle einer Übergangsfunktion, weshalb ihr Anteil zunächst etwas ansteigt und später, bei der zunehmenden Verfügbarkeit der thermischen Netze, wieder leicht zurück geht. Erdgas plus Biogas spielt nur in den Fällen eine Rolle, bei denen ein hoher, standortspezifischer Wärmebedarf mit einem reduzierten bzw. nicht vorhandenen Potenzial erneuerbarer Energien aufeinandertrifft. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn aufgrund von Grundwasserschutzbestimmungen Erdsonden nicht möglich sind und Nah- und Fernwärmelösungen auf Grund der genannten zeitlichen Implikationen des Netzaufbaus zu spät verfügbar sind oder wenn diese Lösungen auf Grund mangelnder Energiedichten oder hohen spezifischen Investitionskosten (z.B. in historischen Kernzonen und intensiv genutzten Zentrumszonen wirtschaftlich nicht kompetitiv sind).

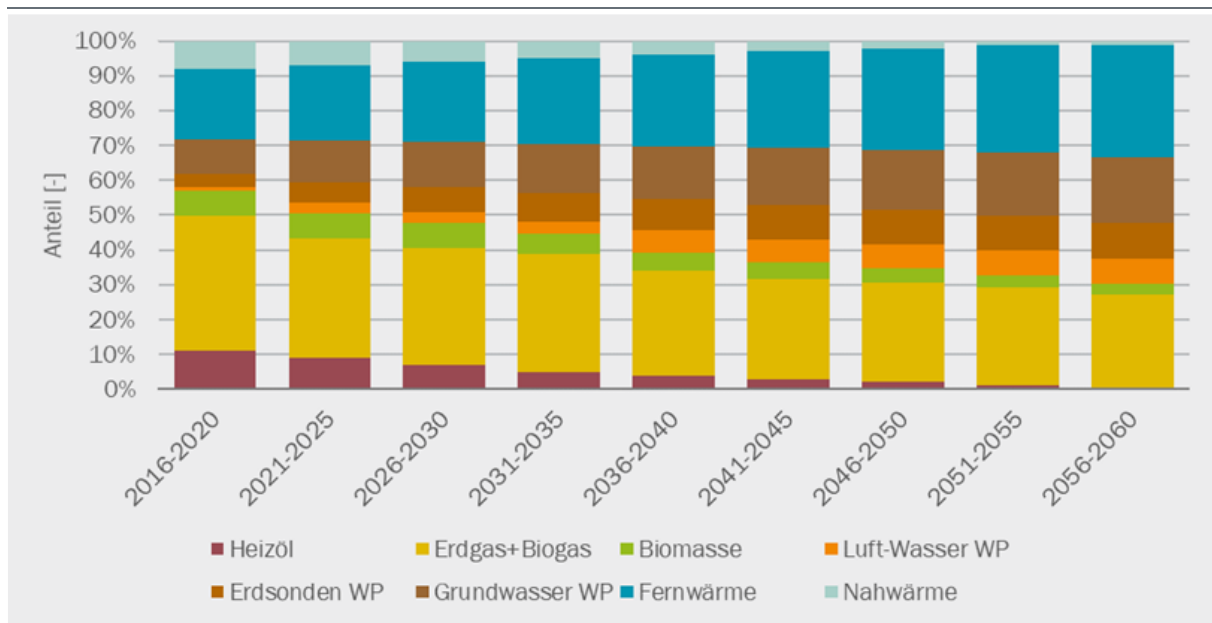
Szenario WWB

Im Szenario WWB werden weiterhin grosse Anteile der Neubauten (s. Abbildung 50) und Sanierungen (s. Abbildung 51) über Erdgas (und etwas Biogas) beheizt. Hier sind die tieferen spezifischen Investitionskosten sowie die Energieträgerpreise ausschlaggebend für die Entwicklung bis 2060. Trotzdem ist auch im WWB bei den Neubauten der Trend von Gasheizungen rückläufig,

denn es ist davon auszugehen, dass dezentrale Wärmepumpensysteme sukzessive Marktanteile gewinnen werden.

Abbildung 50: Szenario WWB - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Heizsystemverteilung bei Neubauten im Dienstleistungssektor

im Betrachtungszeitraum 2016 bis 2060, 5-Jahres-Durchschnittswerte



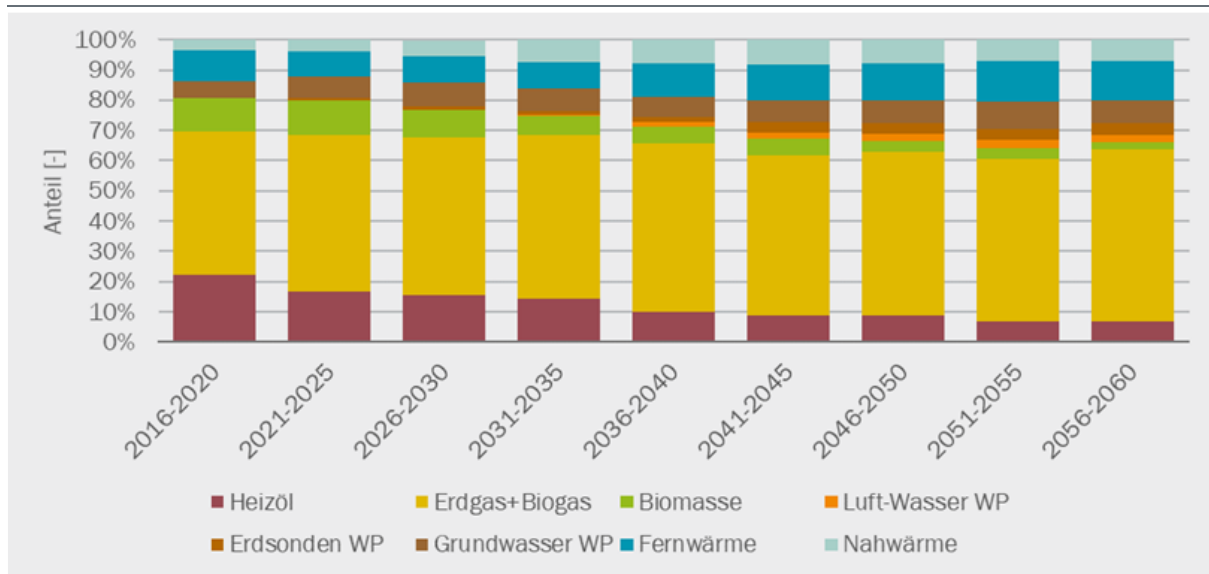
Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Während bei Neubauten, der Anteil von Nah- und Fernwärmenetzen aufgrund der genannten Vorteile bei Planung und Realisation von Netzen bei Neubauten und neuen Arealüberbauungen auch im Szenario WWB bis 2060 leicht steigt, nimmt der Anteil von Erdgas (plus Biogas-Heizanlagen bei den Erneuerungen bis 2060 zu, allerdings nur leicht. Nachverdichtungen von bestehenden Netzen neben den genannten Kostenvorteilen favorisieren diese Entwicklung, teilweise zulasten von Ölheizungen. Damit bleiben Gasheizungen im WWB im Gebäudebestand das wichtigste Heizsystem.

Abbildung 51: Szenario WWB - Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Anteilsverteilung bei Heizsystemerneuerungen

im Betrachtungsraum 2016 bis 2060, 5-Jahres-Durchschnittswerte



Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.3.6 Stromanwendung in Gebäude

Beleuchtung

Der Stromverbrauch für Beleuchtung für ausgewählte, repräsentative Branchen ist in Tabelle 43 für das Szenario ZERO Basis abgebildet. In allen Branchen sinkt der Strombedarf für Beleuchtung deutlich. Zu begründen ist dies unter anderem durch den sukzessiven Ersatz der bestehenden Beleuchtungen, die auf unterschiedlichen Technologien basieren (Leuchtstoffröhren, Halogen, Entladungslampen), durch LED, welche wesentlich energieeffizienter sind und zudem wesentlich bessere Möglichkeiten der Schaltung und Regelung bieten («flinkere» Schaltungen, gezieltere räumliche und zeitliche Dimmungen).

Insgesamt werden sieben Energiesparoptionen in der Modellierung berücksichtigt, welche in drei Kategorien unterteilt sind. Planerische Optimierungen und Schwarmregulierungen bilden die erste Stufe von Verbesserungsmaßnahmen, welche auf eine Reduktion der beleuchteten Flächen und die Wahl des optimalen Leuchtmittels abzielt. Zur weiteren Optimierung der Effizienz tragen dann der Einsatz von LED generell bzw. der LED-Retrofit von bestehenden Leuchtmitteln bei, welche in der Kategorie Investitionen zusammengefasst werden. Als weitere Massnahmen sind dann noch betriebliche Optimierungen zu sehen, welche durch die Anpassung von Beleuchtungsstärken, der tageslichtgeregelten Beleuchtung oder einer bedarfsgerechten Steuerung den Energieverbrauch weiter senken.

Tabelle 43: Sektor Dienstleistungen - Spezifischer Stromverbrauch für Beleuchtung für ausgewählte Branchen in kWh/m²/a

Szenario ZERO Basis

	2019	2030	2040	2050	2060
Food, grosser Laden oder Einkaufszentrum	81.8	62.5	42.1	29.1	24.9
Non-Food, grosser Laden / Einkaufszentrum	84.1	64.2	43.3	29.9	25.5
IKT	29.5	22.4	15.0	7.8	5.5
Restaurants und Bars	31.8	24.2	16.2	9.4	7.2
Arztpraxen	72.6	55.4	37.3	23.8	19.5
Sonstige Gesundheitswesen	54.4	41.5	27.9	17.4	14.1
Öffentliche Verwaltung	26.3	20.0	13.4	6.9	4.8
Finanzwesen	28.6	21.8	14.6	7.8	5.6

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy, basierend auf SIA 2024, SIA 387 und Experteninput

Je nach Branche bestehen grosse Unterschiede beim jeweiligen spezifischen Bedarf für die Beleuchtung auf Grund der unterschiedlichen Anwendungsbereiche. In den Branchen mit grossen Food- und Non-Food Flächen liegt der heutige spezifische Strombedarf zwischen 80 und 90 kWh pro m² und Jahr während er in Branchen mit hauptsächlich beleuchtungsbedarf für Büros bei rund 25 bis 30 kWh pro m² und Jahr liegt. Bei einem konsequenten Einsatz der genannten Energiesparoptionen in allen Anwendungsbereichen lassen sich die spezifischen Stromverbräuche auf weniger als einen Drittel der heutigen Werte reduzieren.

Lüftung

Mit den verbesserten Dämmmassnahmen in Neubauten und Sanierungen im Bereich der Gebäudehülle kommt dem kontrollierten Luftaustausch und der Wärmerückgewinnung (WRG) eine wichtigere Rolle bei der Verbesserung der Effizienz in Gebäuden zu. Mit einem kontrollierten Luftaustausch wird je nach Saison der Wärme-bzw. Kältebedarf in Gebäuden stark beeinflusst. Wird der Luftaustausch ohne Lüftungen durch eine verbessert abgedichtete Gebäudehülle reduziert, reduzieren sich entsprechend die Wärme- und Kälteverluste über diesen Luftaustausch. Beim Einsatz von technischen Lüftungseinrichtungen hingegen wird der Luftaustausch erhöht und ohne Wärmerückgewinnung steigen dadurch auch die entsprechenden Energieverluste.

Im GPM werden diese Wärme- und Kälteverluste durch den spezifischen Aussenluftvolumenstrom pro m² Nettogeschossfläche abgebildet, welcher je nach Gebäudealtersklasse und Gebäudetyp variiert (s. Tabelle 44).

Tabelle 44: Sektor Dienstleistungen - Aussenluftvolumenstrom pro Nettogeschossfläche für verschiedene Fälle und BauperiodenSzenario-Varianten ZERO und WWB, in (m³/(h×m²))

Gebäudetyp	Ohne Lüftung			Gebäude mit Lüftung					
	vor 1920	1991-2009	2050-60	Bruttovolumenstrom über Lüftung (ohne Effekt der Infiltration)				Infiltration	
				vor 1920	1991-2009	WWB	ZERO	2050-2060	2050-2060
Food, grosser Laden, Einkaufszentrum	1.6	1.4	1.4	2.5	1.9	1.9	1.1	0.3	0.15
Non-Food, grosser Laden oder Einkaufszentrum	1.4	1.2	1.2	2.1	1.5	1.5	0.9	0.3	0.15
Finanzwesen	1.3	1.1	1.1	1.3	1.2	1.2	0.9	0.3	0.15
Volksschulen	1.8	1.6	1.6	2.5	1.8	1.8	1.4	0.3	0.15
Krankenhäuser	2.1	1.9	1.9	2.3	1.9	1.9	1.8	0.3	0.15
Altersheime und stationäre psychosoziale Betreuung	1.6	1.4	1.4	1.8	1.5	1.5	1.3	0.3	0.15
Unternehmensdienstleistungen	1.1	0.9	0.9	1.1	1.0	1.0	0.7	0.3	0.15

Quelle: Gebäudeparkmodell TEP Energy, u. a. basierend auf SIA 2024, TEP Energy (2016a) und Experteninput

Analog zur Beleuchtung können bei der Lüftung im Modell verschiedene Energiesparoptionen berücksichtigt werden, welche in die drei Kategorien «Planung», «Investition» und «Betriebliche Massnahmen» eingeteilt werden können. Insgesamt sind zwölf Optimierungsmassnahmen definiert, welche entsprechend zum Einsatz kommen können. Neben der Anpassung der Belüftungsdauer im Bestand kommt der Wärmerückgewinnung eine hohe Bedeutung bei den Optimierungsmassnahmen zu. Je nach Berücksichtigung der Szenario-spezifischen Kennzahlen der Wärmerückgewinnung bei Gebäuden mit Lüftung (s. Tabelle 45), kann dann der Wärmeverlust ermittelt werden, welcher über die Heizsysteme zusätzlich zur Verfügung gestellt werden muss.

Tabelle 45: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der WRG-Effizienz als Funktion des Installationsjahr

Szenario-Varianten ZERO und WWB

	Vor 1990	1991-2009	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2050-2060
WWB				0.72	0.74	0.75	0.75
ZERO Varianten	0.6	0.65	0.7	0.8	0.82	0.85	0.85

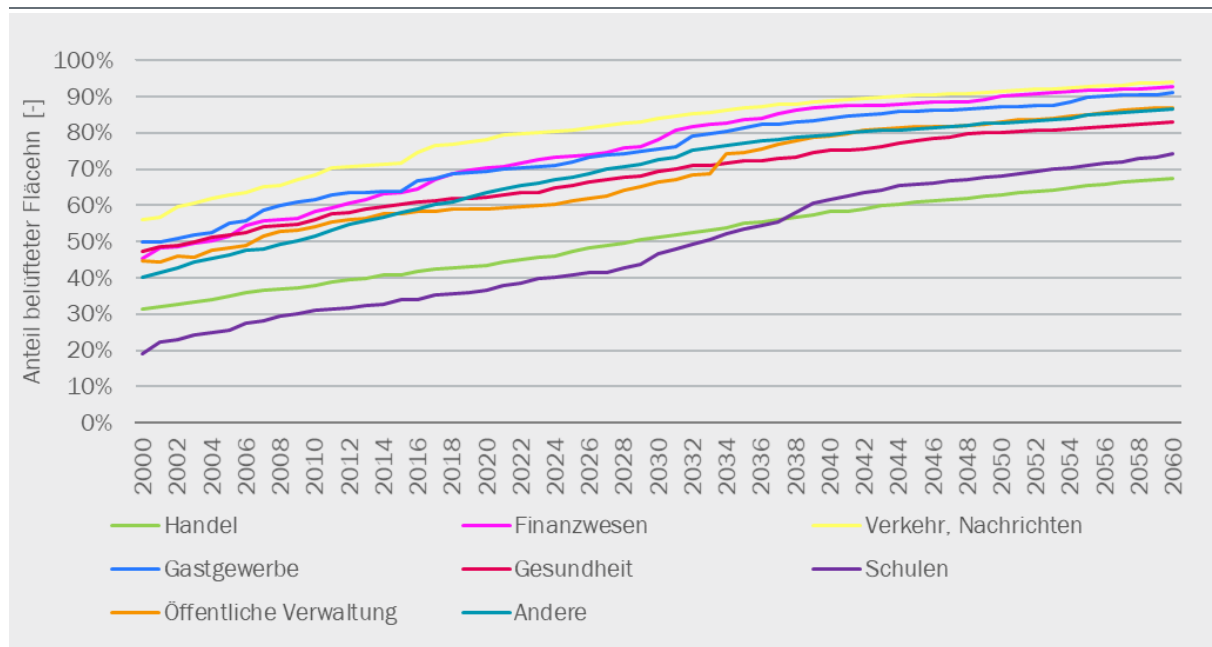
Quelle: Gebäudeparkmodell TEP Energy, u. a. basierend auf TEP Energy (2016a) und Experteninput

Neben den technischen Aspekten der Lüftungsanlagen (Luftvolumenstrom, Strombedarf für Lüfter, etc.) spielt auch die Entwicklung der belüfteten Flächen (s. Abbildung 52) eine grosse Rolle sowie der Einsatz möglicher weiterer Effizienzmassnahmen, welche die betrieblichen Abläufe betreffen (z. B. Anpassung der Betriebszeit, Anpassung der Luftvolumenströme oder eine integrierte, bedarfsgerechte Raumluftheftung).

In der Szenario-Entwicklung wird davon ausgegangen, dass in allen Dienstleistungsbranchen die mechanisch belüfteten Flächenanteile auch nach 2020 weiter zunehmen. Bis 2060 wird davon ausgegangen, dass in einzelnen Branchen der Anteil der belüfteten Flächen bei bis zu 90 % liegt (z. B. Finanzwesen oder IKT). In den Branchen zu Handel und Schulen liegen die Werte bei rund 70 % im Jahr 2060.

Abbildung 52: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Anteils der Flächen mit Lüftungsanlage (total, d. h. mit und ohne WRG)

Szenario ZERO Basis

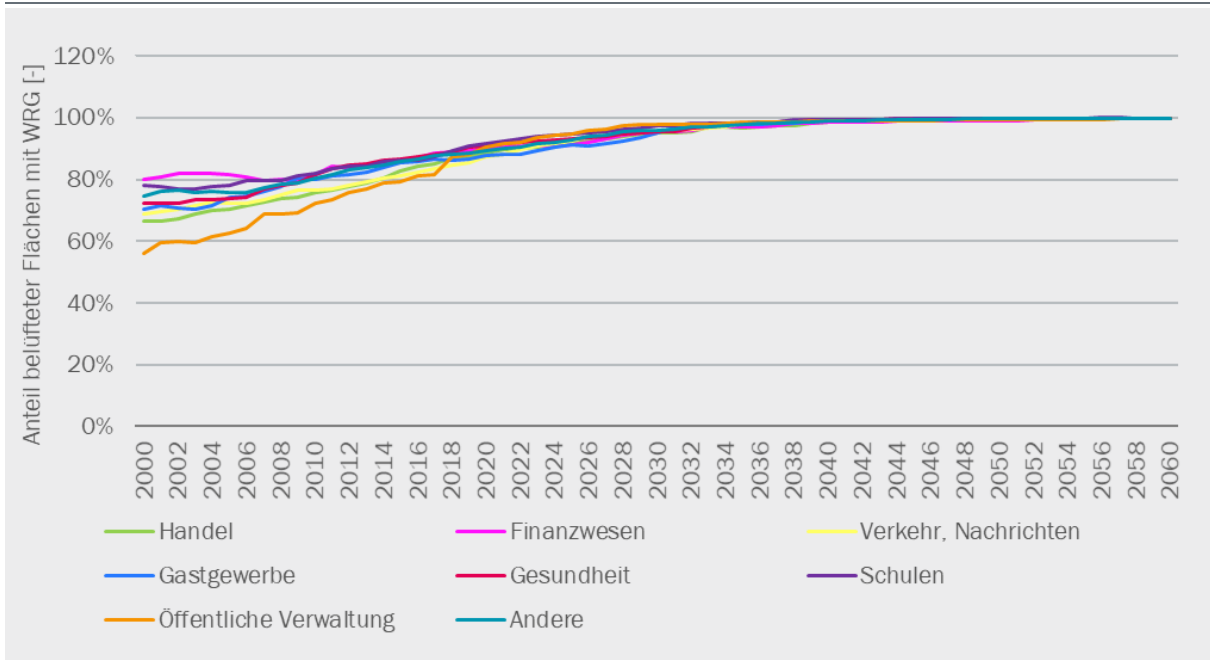


Quelle: Gebäudeparkmodell TEP Energy, u. a. basierend auf TEP Energy (2016a), Erhebungen und Experteninput

Beim Energieverbrauch spielt der Anteil der mit WRG ausgestatteten Flächen eine bedeutende Rolle. Während in der Vergangenheit nur zwischen 60 bis 80 % der Lüftungsanlagen mit einer WRG ausgestattet waren (s. Abbildung 53), steigt im Szenario ZERO Basis dieser Anteil stetig bis ca. 2040, wenn praktisch alle Lüftungsanlagen mit einer WRG ausgestattet sein sollen.

Abbildung 53: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Anteils der Flächen mit Lüftungsanlage welche über eine WRG verfügen

Szenario ZERO Basis

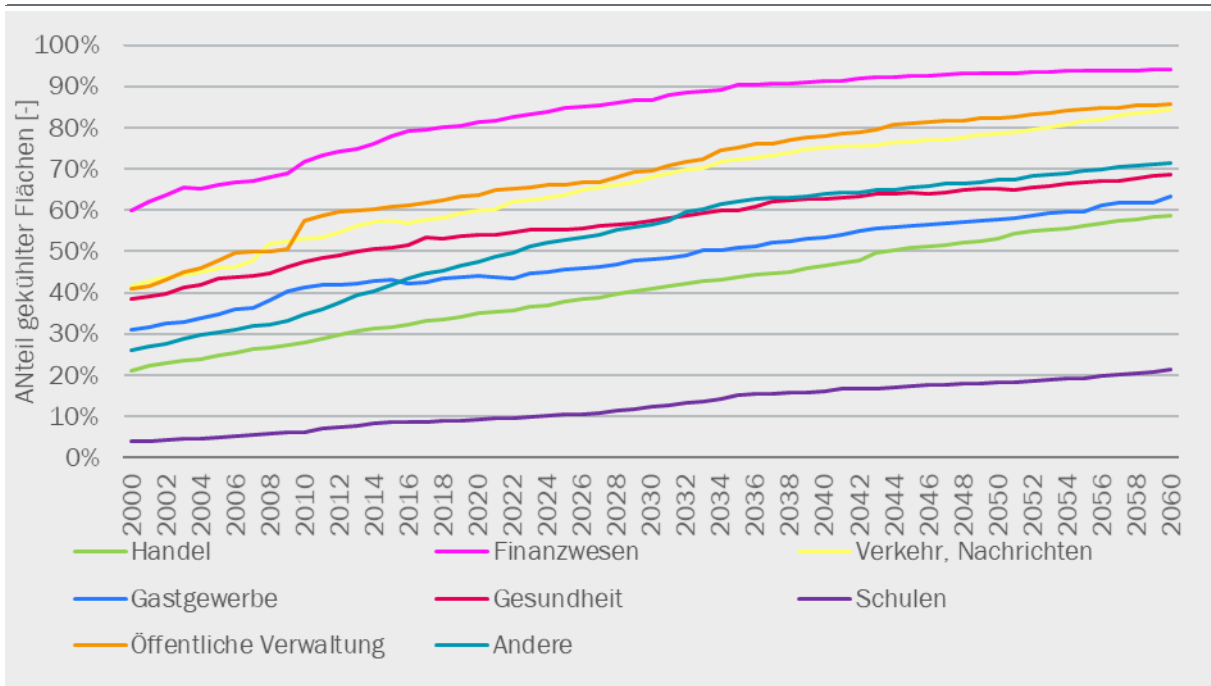


Quelle: Gebäudeparkmodell TEP Energy, u. a. basierend auf TEP Energy (2016a)(TEP Energy, 2016a), Erhebungen und Experteninput

Gebäudekühlung (Raumkälte)

Neben den belüfteten Flächen spielt auch die Klimatisierung oder Raumkühlung eine wachsende Rolle im gebäudebezogenen Energiebedarf. Auch hier nehmen die Flächenanteile in allen Branchen weiter zu (s. Abbildung 54), welche gekühlt werden. Die Bandbreite der gekühlten Flächenanteile ist hier aber wesentlich grösser im Vergleich zu den belüfteten Flächen, da z. B. in Schulen der Anteil von Raumkälte viel geringer ist (bei rund 20 % in 2060) während im Finanzwesen auch hier hohe Flächenanteile von über 90 % gekühlt werden.

Abbildung 54: Sektor Dienstleistungen - zeitliche Entwicklung der Flächenanteile mit Gebäudekühlung
Szenario ZERO Basis

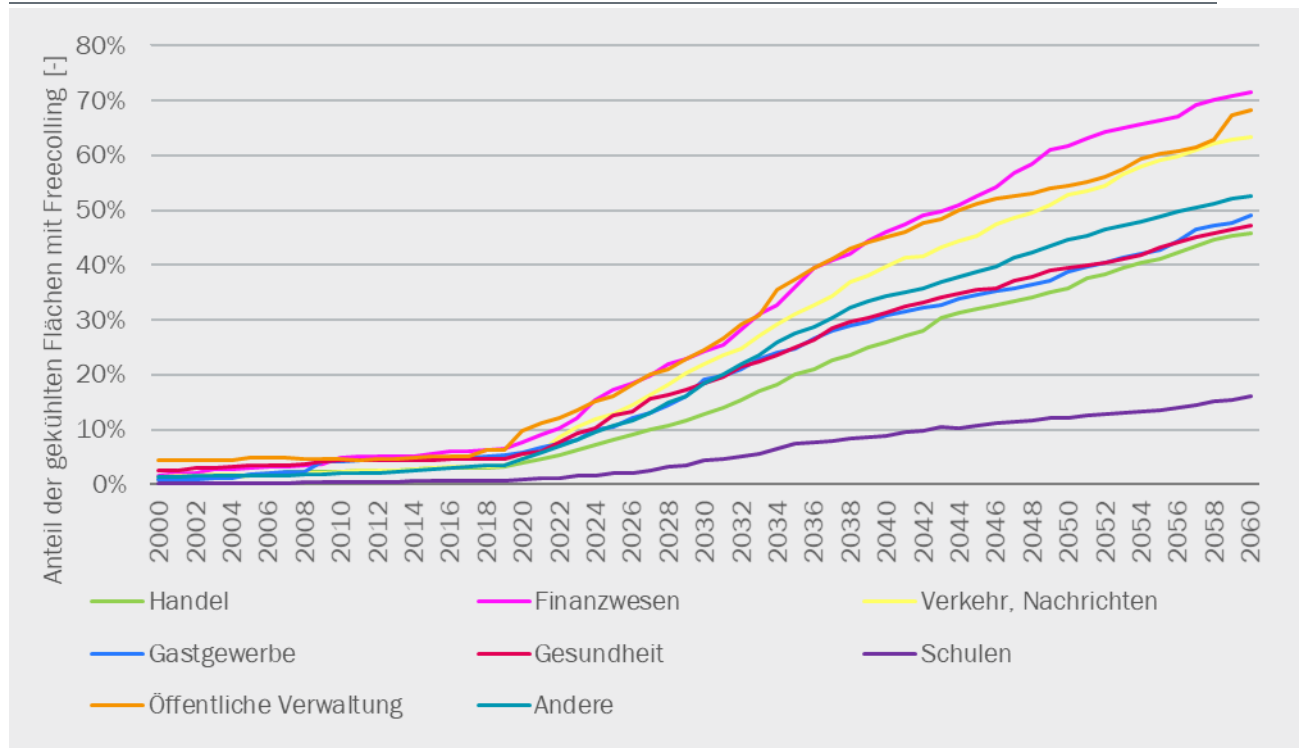


Quelle: Gebäudeparkmodell TEP Energy, u. a. basierend auf TEP Energy (2016a), Erhebungen und Experteninput

Als effektive Energieeffizienz-Option ist das sog. Free-cooling zu betrachten. Hierbei wird beispielsweise über sich automatisch öffnende Fenster die Temperaturdifferenz zwischen aussen und innen genutzt, um die hohen, mittleren Raumtemperaturen nach sonnigen Tagen, nachts zu reduzieren. Der Strombedarf für die Fensteröffnungen ist im Verhältnis zum Strombedarf für eine aktive Kühlung über Klimageräte entsprechend gering. Im Szenario ZERO Basis wird davon ausgegangen, dass Free-cooling hohe Flächenanteile erreichen (s. Abbildung 55) und damit einen positiven Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen kann.

Abbildung 55: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Flächenanteils, welcher mit der Energieeffizienzoption Free cooling ausgerüstet ist

Szenario ZERO Basis



Quelle: Gebäudeparkmodell TEP Energy, u. a. basierend auf TEP Energy (2016a), Erhebungen und Experteninput

7.3.7 Ad-hoc-Modell

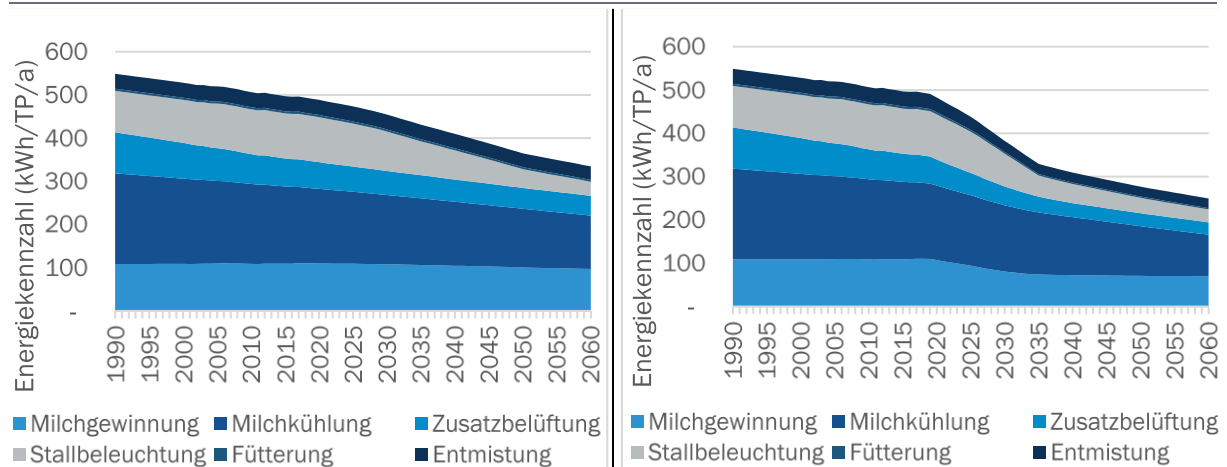
Verschiedene Stromverbräuche werden vereinfacht mit Ad hoc Ansätzen modelliert. Dies betrifft im Wesentlichen Nutzungen, welche ausserhalb von Gebäuden stattfinden wie z. B. bei der Strassenbeleuchtung, oder der Bahninfrastruktur, etc. Der heutige Energiebedarf dieser Anwendungen beträgt rund 1.5 TWh pro Jahr und entspricht damit rund 2 % der jährlichen nationalen Stromnachfrage.

7.3.8 Landwirtschaft

Im Landwirtschaftssektor wird die Entwicklung der Energienachfrage basierend auf den Energiekennzahlen für die Tierhaltung verschiedener Gattungen, der Heutrocknung sowie die Beheizung von Treibhäusern ermittelt (siehe detaillierte Beschreibung des Landwirtschaftsmodells im Anhang (s. Kapitel 12.3). Im Szenario ZERO Basis wird insgesamt von einer erhöhten Effizienzverbesserung zwischen 2020 und 2035 ausgegangen im Vergleich zum Szenario WWB (s. Abbildung 56). Dabei wird bei sektorübergreifenden, strombasierten Anwendungen wie z. B. Beleuchtung, Lüftung oder Kühlung von den gleichen Effizienzverbesserungsoptionen ausgegangen wie im Dienstleistungssektor.

Abbildung 56: Sektor Landwirtschaft - Entwicklung der Energiekennzahlen für die Rinder- und Milchwirtschaft in Abhängigkeit des tierbezogenen Prozesses (TP)

Szenarien WWB (links) und ZERO Basis (rechts).



Quelle: TEP Energy auf Basis BFS 2018

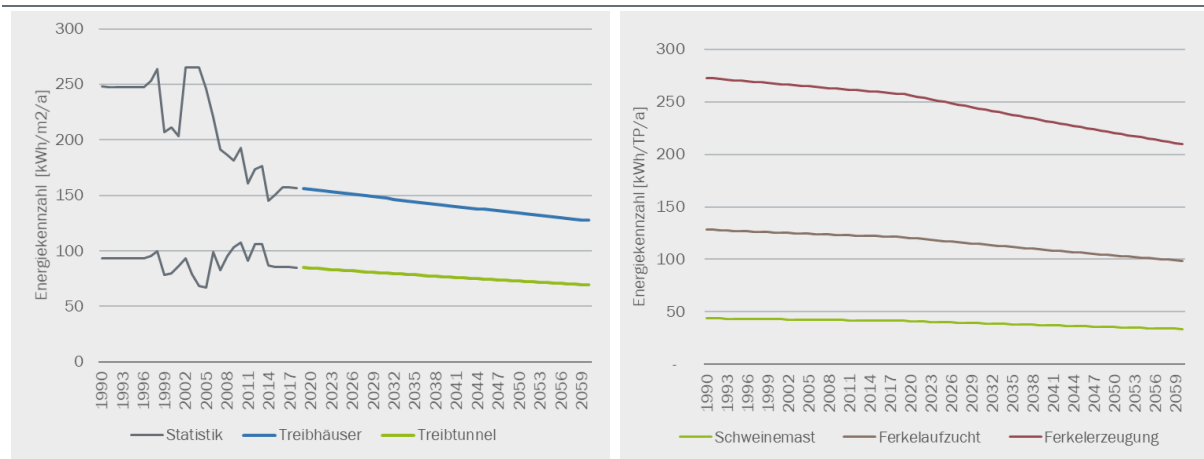
Bei der Rinder- und Milchwirtschaft sind Milchkühlung sowie Milchgewinnung wesentliche Energieverbraucher und tragen zu rund drei-fünfteln zur Energienachfrage bei, wobei hier die Stromanwendungen insgesamt die Energienachfrage massgeblich dominieren. Die Energiekennzahlen für Rinder- und Milchwirtschaft liegen um den Faktor 3 bis 10 höher als bei der Schweinezucht und um den Faktor 100-150 höher als bei der Geflügelzucht. In Abhängigkeit des Tierbestandes wird dann die Energienachfrage errechnet.

In Abhängigkeit des jährlichen Tierbestandes (s. Abbildung 44) der zwischen den Szenarien unverändert angenommen wird, wird dann die Energienachfrage errechnet. Dabei wird die Entwicklung des historischen Nutztierbestandes (BFS, 2018d) in die Zukunft extrapoliert. Analog zum Vorgehen bei den Nutztieren wird auch die Entwicklung der agrarisch genutzten Flächen abgeschätzt. Dabei sind insbesondere die Flächen von Treibhäusern und Treibtunneln von Relevanz, da diese teilweise beheizt werden. Entsprechend der Annahmen ist mit einem steigenden Bedarf nach beheizten Flächen auszugehen.

Bei der Brennstoffnachfrage sind die Entwicklung des Tierbestandes in der Ferkelzucht sowie Treibhäuser und Treibtunnel die wesentlichen Mengentreiber. Wachstums-dämpfende Effekte sind Effizienzgewinne, wie sie sich z. B. in der Vergangenheit bei Treibhäusern gezeigt hat (s. Abbildung 57). Die Energiekennzahlen liegen aber immer noch im Bereich von 150 kWh/m²/a. Im Szenario ZERO Basis sind die Annahmen zur Effizienzsteigerung bei den Brennstoffen nur unwesentlich besser als im Szenario WWB und liegen im Jahr 2060 rund 12 bis 20 kWh/m²/a.

Abbildung 57: Sektor Landwirtschaft - Entwicklung der Energiekennzahlen für die Treibhäuser und Treibtunnel (links) und die Schweinezucht (rechts) und die Ferkelaufzucht (rechts) und die Ferkelerzeugung (rechts)

Szenario ZERO Basis



Quelle: TEP Energy auf Basis BFS (2018d)

7.4 Private Haushalte

7.4.1 Überblick über die Szenarien und deren Ausprägung im Sektor Private Haushalte

Die Umsetzung der Szenarien im Sektor Private Haushalte folgt den in Kapitel 2.2 beschriebenen Szenarienvorgaben und Eckwerten. Im Szenario ZERO werden die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 im Sektor Private Haushalte auf nahezu null THG-Emissionen reduziert. Geringe Restemissionen verbleiben, unter anderem durch Methan- und Lachgasemissionen, die bei der Nutzung von Biomasse anfallen. Die Hauptmassnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen im Szenario ZERO sind

- die Steigerung der Energieeffizienz,
- die starke Elektrifizierung,
- die Nutzung von Biomasse und
- der Einsatz strombasierter Energieträger.

Die Varianten des Szenarios ZERO unterscheiden sich weder in der Entwicklung der Energieeffizienz von Anlagen und Elektrogeräten noch in der Entwicklung der Gebäudeeffizienz (Sanierungsrate, Sanierungstiefe, Neubaustandard). Unterschiede gibt es allerdings bei den eingesetzten Technologien zur Erzeugung von Wärme:

- In der Variante ZERO A erfolgt eine weitgehende Elektrifizierung der Wärmeversorgung mit dezentralen Wärmepumpen.
- In der Variante ZERO B hat Gas auch langfristig eine hohe Bedeutung für die Erzeugung der Wärme. Fossiles Erdgas wird langfristig durch Biomethan und strombasiertes Methan ersetzt.
- In der Variante ZERO C werden die Wärmenetze sehr stark ausgebaut. Für die Erzeugung der mit den Wärmenetzen verteilten Wärme spielen Grosswärmepumpen eine wichtige Rolle. Ein Restbestand an Ölheizungen bleibt in Betrieb. In diesen wird langfristig flüssiger strombasierter Brennstoff (PtL) eingesetzt.

- In der Variante ZERO Basis erfolgt eine starke Elektrifizierung der Wärmeversorgung mit dezentralen Wärmepumpen und ein starker Ausbau der Wärmenetze, insbesondere in dicht bebauten Siedlungsgebieten.

Das Szenario Weiter wie bisher (WWB) bildet die bis zum Jahr 2018 beschlossenen oder in Kraft gesetzten Instrumente der Energie- und Klimapolitik ab. Im Sektor Private Haushalte wird unter anderem davon ausgegangen, dass die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich aus dem Jahr 2014 (EnDK, 2015) bis Mitte der 2020er-Jahre in allen Kantonen umgesetzt werden und das nationale Förderprogramm «Das Gebäudeprogramm» über das Jahr 2030 hinaus weitergeführt wird. Für die Fortschreibung des Szenarios bis zum Jahr 2050 werden zudem aktuelle beobachtete Trends sowie der Einfluss der Energie- und Anlagenpreise berücksichtigt. Dies führt auch im Szenario WWB langfristig zu hohen Anteilen der elektrischen Wärmepumpe bei der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser.

Aufgrund der Klimaveränderung steigen die Temperaturen im Zeitverlauf an. Dadurch verringert sich zum einen der Raumwärmebedarf, zum anderen steigt der Bedarf nach Klimakälte in den Sommermonaten. Die im Szenario ZERO unterstellte Temperaturentwicklung basiert auf dem Klimaszenario RCP 2.6 (CH2018, 2018). Im Szenario WWB wird von einem etwas stärkeren Temperaturanstieg ausgegangen. Dabei wird das Klimaszenario RCP 4.5 (vgl. Kapitel 4.6) unterstellt. Bezüglich der Bevölkerungs-, Wohnungs- und Wohnflächenentwicklung sowie der Ausstattung mit Elektrogeräten bestehen keine Unterschiede zwischen den Szenarien.

Die zentralen Ausprägungen der Szenarien im Sektor Private Haushalte sind in Tabelle 46 zusammengefasst.

Tabelle 46: Zentrale Ausprägung der Szenarien im Sektor Private Haushalte

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Wohnungsbestand und Wohnfläche	Die Zahl der Wohnungen entwickelt sich parallel mit der Zahl der Haushalte. Die mittlere Haushaltsgrösse nimmt weiter ab, dadurch sinkt die durchschnittliche Belegung einer Wohnung. Die Wohnfläche pro Kopf nimmt im Szenarienzeitraum weiter zu, aber etwas langsamer als in den Jahren 2000 bis 2015.				
Gebäude-sanierung	Das nationale Gebäudeprogramm läuft nach aktueller Gesetzgebung unbefristet weiter. Die Sanierungsrate im Altbestand verbleibt bis etwa zum Jahr 2040 auf dem aktuellen Niveau, danach nimmt sie etwas ab.	Sanierungsaktivität nimmt deutlich zu, die Sanierungsrate steigt an. Parallel zur Sanierungshäufigkeit verändert sich auch die Sanierungstiefe. Die Wärmedurchlässigkeit der verbrauchten Bauteile wird reduziert, der Verbrauch der sanierten Gebäude nimmt ab. Dämmrestriktionen in einem Teil der Gebäude wirken der Verbrauchsreduktion entgegen (z. B. Denkmalschutz, bauliche Restriktionen). Nicht alle Bauteile werden bis zum Jahr 2050 energetisch saniert.			

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
Neubau	Die MuKEen werden bis etwa Mitte der 2020er-Jahre in den Kantonen umgesetzt, Neubaustandards (und Sanierungstiefe) nehmen dadurch etwas zu. Darüberhinausgehend wird bis 2050 eine weitere geringe Absenkung unterstellt.	Etwas stärkere Absenkung der spezifischen Verbrauchswerte der Neubauten als im Szenario WWB.			
Heizöl	Heizöl zur Erzeugung von Wärme bleibt weiter rückläufig.	Heizöl ist sehr stark rückläufig, der Rückgang verlangsamt sich nicht wesentlich. Bis etwa 2050 werden alle Heizölheizungen durch andere Technologien ersetzt.			Heizöl ist rückläufig. Fossiles Heizöl wird langfristig vollständig durch synthetisches Heizöl ersetzt (PtL).
Gas	Der Anteil von Gas nimmt bis etwa 2030 weiter zu, Ursache sind überwiegend die Substitutionsgewinne im Altbestand. Längerfristig nimmt der Kostenvorteil von Gas gegenüber der Wärmepumpe zusehends ab, die Nutzung von Gas geht wieder zurück.	Der Anteil von Gas nimmt bereits nach 2020/25 ab, 2050 verbleiben nur noch Restbestände. Langfristig wird Biomethan beigemischt, die Beimischungsquote steigt bis 2050 auf 100 %. Synthetisches Methan (PtG) wird nicht eingesetzt.		Gas bleibt wichtig, die mit Gas beheizte Fläche nimmt mittelfristig noch leicht zu. Langfristig wird ausschliesslich Biomethan und synthetisches Methan eingesetzt.	wie ZERO Basis
Wärmepumpen (WP)	Die Wirtschaftlichkeit der WP verbessert sich weiter im Vergleich zu den fossilen Systemen – auch im Gebäudebestand. Der Anteil der WP an der beheizten Wohnfläche steigt.	Bei allen Gebäudetypen wird die elektrische WP zum wichtigsten Wärmeerzeuger. Zudem werden Gross-Wärmepumpen wichtig bei der Erzeugung der Wärme in Wärmenetzen.	Bei allen Gebäudetypen wird die elektrische WP zum wichtigsten Wärmeerzeuger. Zudem werden Gross-Wärmepumpen wichtig bei der Erzeugung der Wärme in Wärmenetzen.	Der Anteil der mit WP versorgten Wohnungen steigt deutlich. Die Entwicklung ist vergleichbar zu der im Szenario WWB.	Der Anteil der mit WP versorgten Wohnungen steigt deutlich. Gross-Wärmepumpen werden wichtig bei der Erzeugung der Wärme in Wärmenetzen.
Wärmenetze	Wärmenetze werden weiter ausgebaut. Attraktiv ist die Verdichtung der bestehenden Wärmenetze. In Regionen mit hoher Wärmedichte entstehen teilweise auch neue Nahwärmenetze.	Der Ausbau geht schneller und deutlich weiter als im Szenario WWB, sowohl bei der Nah- als auch bei der Fernwärme. Die Wärme wird mit erneuerbaren Energien erzeugt.	Der Ausbau der Wärmenetze ist vergleichbar mit der Entwicklung im Szenario WWB. Zur Erzeugung der Wärme in Wärmenetzen spielen Wärmepumpen eine bedeutende Rolle.	Der Ausbau der Wärmenetze verläuft in etwa wie im Szenario WWB, sowohl bei der Nah- als auch bei der Fernwärme.	Die Potenziale leistungsgebundener Wärme werden sehr stark ausgenutzt und die Wärmenetze stark ausgebaut. Der Ausbau verläuft schneller als im Szenario ZERO Basis.
Elektrogeräte und Beleuchtung	Der mittlere Verbrauch im Gerätebestand nimmt weiter ab.	Schnelle Durchdringung mit Geräten der höchsten Effizienzklasse, zudem werden die Geräte der höchsten Effizienzklasse etwas sparsamer als im Szenario WWB.			

	WWB	ZERO Basis	ZERO A	ZERO B	ZERO C
	Die schnelle Durchdringung mit LED bei der Beleuchtung läuft weiter, zudem werden die LED noch effizienter. Die Zunahme der Ausstattung dämpft den Verbrauchsrückgang.	Wie in WWB schnelle Durchdringung mit LED bei der Beleuchtung. Die Lampen werden noch etwas effizienter als im Szenario WWB (mehr Lumen/Watt). Die Zunahme der Anzahl der Geräte und Lampen dämpft den Verbrauchsrückgang.			
Klimakälte	Mit dem Anstieg der Temperaturen steigt die Nachfrage nach Klimakälte. Neben den konventionellen Klimageräten haben Wärmepumpen zunehmend Bedeutung für die Kühlung. Die Effizienz der Geräte nimmt zu und dämpft den Stromverbrauch.	Mit dem Anstieg der Sommertemperaturen nimmt die Nachfrage nach klimatisierter Wohnfläche deutlich zu, jedoch weniger stark als im Szenario WWB, da auch der Anstieg der CDD im Szenario ZERO geringer ausfällt. Zudem werden in den Szenarien ZERO Basis und ZERO A mehr Wärmepumpen für die Kühlung eingesetzt als im Szenario WWB.			

Quelle: eigene Darstellung)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.4.2 Wohnungen und Wohnflächen

Zentraler Mengentreiber im Sektor Private Haushalte sind die Bevölkerung, die Haushaltsstruktur sowie die sich daraus ergebende Zahl an privaten Haushalten. Die Entwicklung dieser Grössen ist beschrieben im Kapitel 4.1 zu den Rahmendaten. Bevölkerung und Haushalte wirken sich direkt auf den Energieverbrauch aus, in dem sie die Anzahl an betriebenen Elektrogeräten und bewohnten Wohnungen mitbestimmen. Die Zahl der dauernd bewohnten Erstwohnungen entspricht gemäss den Statistikwerten des BFS ziemlich exakt der Zahl an privaten Haushalten: Jeder Haushalt bewohnt eine dauernd bewohnte Erstwohnung. In den Szenarien wird dieser Zusammenhang beibehalten. Die Zunahme des Wohnungsbestands ist dadurch direkt an die Entwicklung der Anzahl Haushalte geknüpft (s. Tabelle 47). In allen Szenarien der Energieperspektiven 2050+ wird von identischen Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung und des Wohnungsbestandes ausgegangen.

Das BFS publiziert keine aktuellen Angaben zum Bestand an Zweit- und Ferienwohnungen. Für die Energieperspektiven musste deshalb eine eigene Abschätzung vorgenommen werden. Bei der Fortschreibung werden die Zweit- und Ferienwohnungen als Residuum bestimmt: Die Gesamtanzahl der Wohnungen abzüglich der dauernd bewohnten Wohnungen und dem Leerstand ergibt die Zweit- und Ferienwohnungen (ZFW). Ältere statistische Angaben zur Struktur der Zweit- und Ferienwohnungen sowie zum Leerstands finden sich in der Gebäude- und Wohnungszählung 2000 (BFS, 2002); diese Angaben werden bei der Abschätzung berücksichtigt. Basierend auf dieser eigenen Schätzung waren im Jahr 2019 rund 15 % des Wohnungsbestands Zweit- und Ferienwohnungen.

In den Szenarien wird unterstellt, dass der Anteil der Zweit- und Ferienwohnungen langfristig leicht abnimmt. Es wird zudem angenommen, dass sich in den Jahren vor dem Inkrafttreten der Zweitwohnungsinitiative Vorzieheffekte ergaben. D. h., dass der Zubau an neuen Zweit- und Ferienwohnungen in dieser Zeitperiode etwas erhöht war (bis 2015). Längerfristig dürfte die Begrenzung des Maximalanteils an Zweitwohnungen eine Wirkung zeigen und der Zubau neuer

Ferienwohnungen abnehmen. Dadurch wird auch deren Anteil an den Gesamtwohnungen rückläufig. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben, werden der Energieverbrauch und die THG-Emissionen der Zweit- und Ferienwohnungen per Setzung im Rahmen der EP 2050+ nicht im Sektor Private Haushalte, sondern im Dienstleistungssektor ausgewiesen.

Gemäss der Gebäude- und Wohnungszählung (GWZ) 2000 lag die Leerstandsquote im Jahr 2000 bei 3.2 %. Dabei muss berücksichtigt werden, dass bei der Definition des Leerstands im Rahmen der Gebäude- und Wohnungszählung 2000 auch die nicht zum Verkauf angebotenen Leerstände berücksichtigt sind. Dies erklärt den höheren Wert im Vergleich zu den aktuell vom BFS publizierten Angaben zum Leerstand, das nur die zum Verkauf angebotenen Gebäude betrachtet. Im Ex-post-Zeitraum ab 2000 hat die Nachfrage nach Wohnungen zugenommen. Es wird ein leichter Rückgang der Leerstands auf rund 2.5 % unterstellt (in der Definition der Gebäudezählung 2000); diese Quote von 2.5 % wird im Szenarienzeitraum konstant gelassen.

Tabelle 47: Wohnungen nach Gebäudetyp, 2000 bis 2060, Jahresendwerte in Tsd.

	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
dauernd bewohnt										
Ein- und Zweifamilienhäuser	1'135	1'312	1'351	1'380	1'404	1'419	1'429	1'436	1'441	1'442
Mehrfamilienhäuser	1'961	2'438	2'645	2'804	2'939	3'032	3'103	3'167	3'225	3'275
Wohnungen in NWG	130	145	150	154	158	160	162	164	165	167
Zweit- und Ferienhäuser										
Ein- und Zweifamilienhäuser	238	287	291	292	293	292	292	291	289	287
Mehrfamilienhäuser	264	381	405	424	440	451	459	466	472	475
Summe insgesamt	3'729	4'564	4'842	5'054	5'233	5'353	5'445	5'524	5'593	5'647
Leerstand	3.2 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %	2.5 %
Summe dauernd bewohnt exkl. Leerstand	3'122	3'796	4'041	4'227	4'386	4'493	4'575	4'646	4'709	4'760
private Haushalte	3'144	3'788	4'027	4'213	4'376	4'488	4'572	4'645	4'708	4'761

Quelle: Prognos AG basierend auf (BFS, 2002) und (BFS, 2018e)

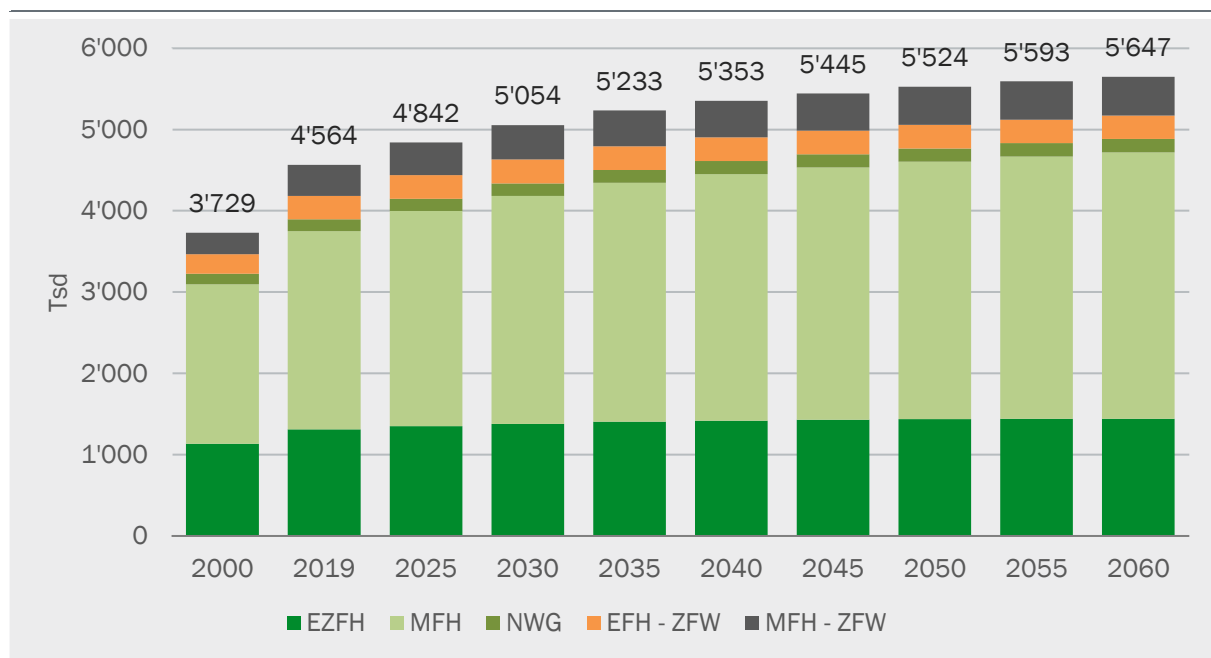
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Gemäss den aktuellen Angaben des BFS umfasste der **Gesamtwohnungsbestand** im Jahr 2019 4'582 Tsd. Wohnungen und 3'834 Tsd. bewohnte Wohnungen (BFS, 2021a, 2021b). Die Szenarienergebnisse basieren auf einer Fortschreibung der Statistikwerte 2017, anhand der vorgegebenen Rahmdaten zur Bevölkerung und Haushalten. Dadurch können sich in den Jahren ab 2018 leichte Differenzen gegenüber der Statistik ergeben. Die in den Szenarien unterstellte Entwicklung der Wohnungen und Wohnflächen baut grundsätzlich auf den Angaben des BFS auf, insbesondere auf der Gebäude- und Wohnungszählung sowie des Gebäude- und Wohnungsregisters. Eine exakte Kalibrierung erfolgt jedoch nur punktuell. Im Vordergrund steht die Herleitung einer konsistenten Zeitreihe über den gesamten Szenarienzeitraum.

Die Zahl der dauernd bewohnten Wohnungen entwickelt sich annähernd identisch zur Zahl an privaten Haushalten. Im Zeitraum 2019 bis 2030 steigt die Anzahl um jährlich rund 1 % auf 4'227 Tsd. (Tabelle 47). Nach 2030 verlangsamt sich das Wachstum der Zahl der Haushalte, entsprechend verlangsamt sich auch die jährliche Zunahme an dauernd bewohnten Wohnungen. Im Mittel der Jahre 2030 bis 2060 liegt die jährliche Zunahme bei noch 0.4 %.

Bis zum Jahr 2060 erhöht sich die Zahl an Wohnungen insgesamt auf 5'647 Tsd. Wohnungen, das sind 24 % mehr als im Jahr 2019 (s. Abbildung 58). Davon entfallen 84 % auf die dauernd bewohnten Wohnungen, rund 13 % auf die Zweit- und Ferienwohnungen; der Leerstand liegt entsprechend der Vorgabe bei 2.5 %. Rund 30 % der im Jahr 2060 dauernd bewohnten Wohnungen finden sich in EZFH, 70 % in MFH oder NWG.

Abbildung 58: Wohnungen nach Gebäudetyp, in Tsd.



NWG: Wohnungen in Nichtwohngebäuden; EFH-ZFW: Ein- und Zweifamilienhäuser als Zweit- und Ferienwohnungen; MFH - ZFW: Mehrfamilienhäuser als Zweit- und Ferienwohnungen

Quelle: Prognos AG basierend auf (BFS 2002) und (BFS, 2018e)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Annahmen zu den jährlich **neugebauten Wohnungen** der Gebäudetypen EZFH, MFH und den Wohnungen in Nichtwohngebäuden (NWG) basieren im Ex-Post-Zeitraum auf den Baustatistiken des BFS (2018f). Im Ex-Ante-Zeitraum sind die Annahmen zur Zahl an jährlich neugebauten Wohnungen ein Ergebnis der Szenarienberechnung. Die Zahl ergibt sich aus der Differenz zwischen den Sollbestand und den Bestand des Vorjahres, zuzüglich des Wohnungsabgangs (Abbruch) im aktuellen Jahr. Dabei ergibt sich der Sollbestand aus der Zahl an Haushalten (entspricht Zahl der dauernd bewohnten Wohnungen), der Zahl an Zweit- und Ferienwohnungen und der Leerstandsquote. Der Zubau an neuen Wohnungen wird am aktuellen Rand dominiert durch Mehrfamilienhäuser. Der Anteil an den jährlich zugebauten Wohnungen lag im Jahr 2018 bei rund 80 %. Im Jahr 2000 hatte der Anteil noch bei 50 % gelegen. Dieser Trend in Richtung Mehrfamilienhäuser wird in den Szenarien fortgeschrieben, dadurch steigt der Anteil der MFH im Wohnungsbestand,

während der Anteil der Ein- und Zweifamilienhäuser abnimmt. Angetrieben wird der Trend in Richtung MFH unter anderem durch das Bestreben nach Verdichtung und der Aufwertung des Wohnens in Städten (Trend zur Urbanisierung).⁴⁶ Durch den hohen Anteil der MFH beim Neubau gewinnt der Flächenanteil der MFH zunehmend an Bedeutung, während der Anteil der Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) etwas zurückgeht.

In den Szenarien verbleibt die Neubaumenge bis zum Jahr 2030 annähernd auf dem hohen Niveau der Jahre 2010 bis 2017 mit rund 45 bis 50 Tsd. Neubauten pro Jahr (s. Tabelle 48). Nach 2030 nimmt die Neubauaktivität ab. Ursache ist die Verlangsamung der Bevölkerungsentwicklung sowie die unterstellte Begrenzung der Zweit- und Ferienwohnungen.

Tabelle 48: Jährlich neugebaute Wohnungen (in Tsd.) und deren mittlere Fläche (in m² EBF)

	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Wohnungen dauernd bewohnt										
Ein- und Zweifamilienhäuser	16.7	7.8	7.1	6.7	5.4	4.0	3.5	3.3	2.8	1.9
Mehrfamilienhäuser	13.2	37.6	36.5	34.8	28.6	21.7	20.1	19.8	19.7	16.4
Wohnungen in NWG	0.7	0.9	0.9	0.9	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
Zweit- und Ferienhäuser										
Ein- und Zweifamilienhäuser	1.5	0.8	0.6	0.5	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Mehrfamilienhäuser	3.7	4.3	4.1	3.9	3.2	2.3	2.1	2.0	1.6	1.1
Summe insgesamt	35.8	51.5	49.2	46.7	38.2	28.8	26.4	25.7	24.6	19.9
mittlere Wohnfläche										
bewohnt										
Ein- und Zweifamilienhäuser	173	201	201	199	197	196	194	192	192	192
Mehrfamilienhäuser	115	119	118	117	116	114	113	112	112	112
Wohnungen in NWG	141	99	100	99	99	98	98	97	97	97
Zweit- und Ferienhäuser										
Ein- und Zweifamilienhäuser	141	147	147	146	145	144	142	141	141	140
Mehrfamilienhäuser	101	105	104	103	102	100	99	97	97	97
insgesamt	142	130	129	127	126	124	123	121	120	119

Quelle: eigene Berechnungen, basierend auf (BFS, 2018f, 2018g)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Fläche der neugebauten Wohnungen wird im Ex-post-Zeitraum ebenfalls aus Zahlen des BFS abgeleitet. Die EBF wird dabei näherungsweise aus den Angaben zur Wohnfläche abgeleitet

⁴⁶ Auch hier konnte der Einfluss der Covid-19-Pandemie nicht berücksichtigt werden. Der langfristige Trend in Richtung Urbanisierung dürfte davon mittel- bis längerfristig nur schwach beeinflusst sein, auch aufgrund des vorhandenen Raumangebots.

(Multiplikation mit Faktor 1.22). Da in den Zahlen des BFS zum Neubau eine Aufteilung nach Belegungsart (dauernd bewohnt sowie Zweit- und Ferienwohnungen) fehlt, müssen dazu eigene Annahmen getroffen werden. Bei der Fläche wird unterstellt, dass die dauernd bewohnten Wohnungen grösser sind als die Zweit- und Ferienwohnungen. Als Näherung für das Verhältnis werden die Angaben der GWZ 1990 und 2000 genutzt (BFS, 2002).

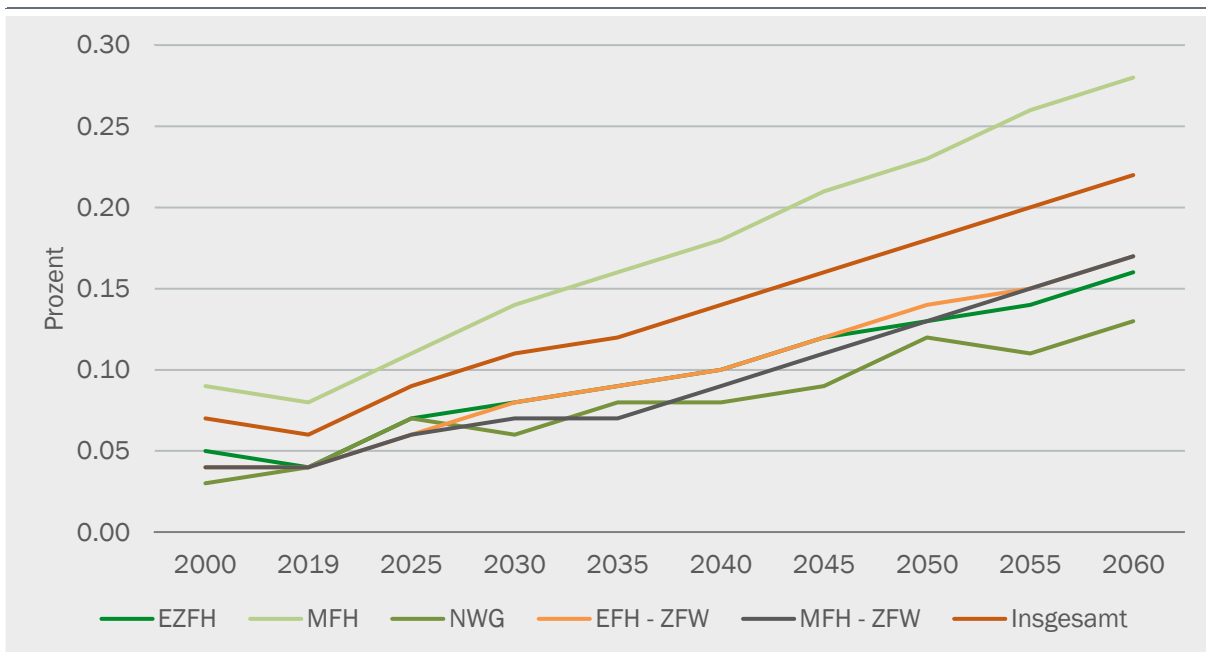
Die Wohnungsgrössen der neu gebauten Wohnungen nach Gebäudetypen im Ex-ante-Zeitraum sind Setzungen. Ausgangspunkt ist die mittlere Wohnungsgrösse an aktuellen Rand (2017). Bei den dauernd bewohnt EZFH zeigt sich am aktuellen Rand keine wesentliche Veränderung der Grösse. In den Szenarien wurde unterstellt, dass die mittlere Grösse bis Mitte der 20er-Jahre gleichbleibt und dann bis 2050 leicht abnimmt (-0.2 % p. a.). Bei den MFH zeigte sich bereits in den letzten Jahren ein Trend zu kleineren Wohnungen. In den Szenarien wurde dieser Trend bis 2050 fortgeschrieben (-0.2 % p. a.). Als Haupttreiber für den Rückgang werden zum einem die hohen Land- und Baupreise aber auch die kleiner werdenden Haushalte betrachtet. Die mittlere Fläche der neugebauten Wohnungen nimmt so im Zeitverlauf 2019 bis 2060 um rund 9 % ab. Dies ist auch auf die Verschiebung der Gebäudetypen zurückzuführen. EZFH weisen einen sinkenden Anteil und MFH einen steigenden Anteil an Neubauten auf, wobei Wohnungen in MFH in der Regel deutlich kleiner sind als Wohnungen in EZFH.

Neben dem Zubau spielt auch der **Abgang an alten Gebäuden und Wohnungen** eine wichtige Rolle für die Entwicklung des Wohnungs- und Wohnflächenbedarfs. In den Szenarien sind Gebäudetyp-spezifische Abgangsraten hinterlegt. Mit zunehmendem Alter steigt die Wahrscheinlichkeit, dass eine Wohnung abgerissen wird. Zudem wird unterstellt, dass die Abgangsraten im Zeitverlauf ansteigen. Es ist hingegen wenig wahrscheinlich, dass ein Gebäude, das energetisch saniert wurde, direkt im Anschluss an die durchgeführte Sanierung abgerissen wird. Dies wird bei den Abgangsraten berücksichtigt.⁴⁷

In Abbildung 59 sind die resultierenden mittleren jährlichen Abgangsraten nach Gebäudetypen dargestellt (Szenario ZERO). Aufgrund des älterwerdenden Gebäudebestands und des unterstellten Anstiegs der Abgangsraten, nimmt die Zahl der jährlichen Wohnungsabgänge im Zeitverlauf zu. Die Zahl an jährlich abgerissenen Wohnungen steigt in den Szenarien langfristig auf rund 11-13 Tsd. Das entspricht in etwa dem Niveau, das auch in den Energieperspektiven 2012 unterstellt wurde (Prognos und INFRAS, 2012).

⁴⁷ Für die Modellierung wurde implementiert, dass «frisch» sanierte Wohnungen in den anschliessenden zehn Jahren nicht abgerissen werden. Dadurch würden im Szenario ZERO aufgrund der höheren Sanierungsaktivität weniger Wohnungen abgerissen als im Szenario WWB. Um die Differenz bei den Neubaumengen zwischen den Szenarien nicht zu gross werden zu lassen, wurde im Szenario ZERO die Abgangsrate so angepasst, dass sich im Zeitraum 2020 bis 2060 in allen Szenarien in etwa die gleichen Abrissmengen ergeben.

Abbildung 59: Mittlere Abrissraten nach Gebäudetyp (in Prozent pro Jahr)



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

i

Bruch in den statistischen Grundlagen

Eine Herausforderung bei der Fortschreibung des Wohngebäudebestands ergibt sich durch den Systemwechsel des BFS bei der Erhebung der Gebäudedaten. Bis zum Jahr 2000 wurden alle zehn Jahre Vollerhebungen durchgeführt. Nach 2000 wurde anstelle der periodischen Vollerhebungen das Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) eingeführt. Zwischen diesen beiden Datenquellen bestehen an verschiedenen Stellen Brüche in den statistischen Zeitreihen. Das betrifft auch die Zahl an Wohnungen. Im GWR werden mehr Bestandsgebäude mit Baujahr bis 2000 erfasst als in der Gebäude- und Wohnungszählung 2000 ausgewiesen wurden. Dieser Vorgang zur Nacherfassung alter Bestandsgebäude scheint noch nicht abgeschlossen und betrifft insbesondere die nur zeitweise bewohnten Zweit- und Ferienwohnungen. Die Nacherfassung führt dazu, dass der statistisch ausgewiesene Altbestand im Verlauf der Jahre grösser geworden ist. Aufgrund von Wohnungsabgängen wäre eigentlich ein Rückgang des Altbestands zu erwarten. Um im Modell eine konsistente Zeitreihe ab 1990 zu erhalten, wurden die Ausgangsbestände des Jahres 1990 hochskaliert, sodass unter Berücksichtigung der statistisch ausgewiesenen Neubaumengen und Abgangsraten (>0 %) die im GWR für das Jahr 2017 ausgewiesenen Bestandsmengen getroffen werden.

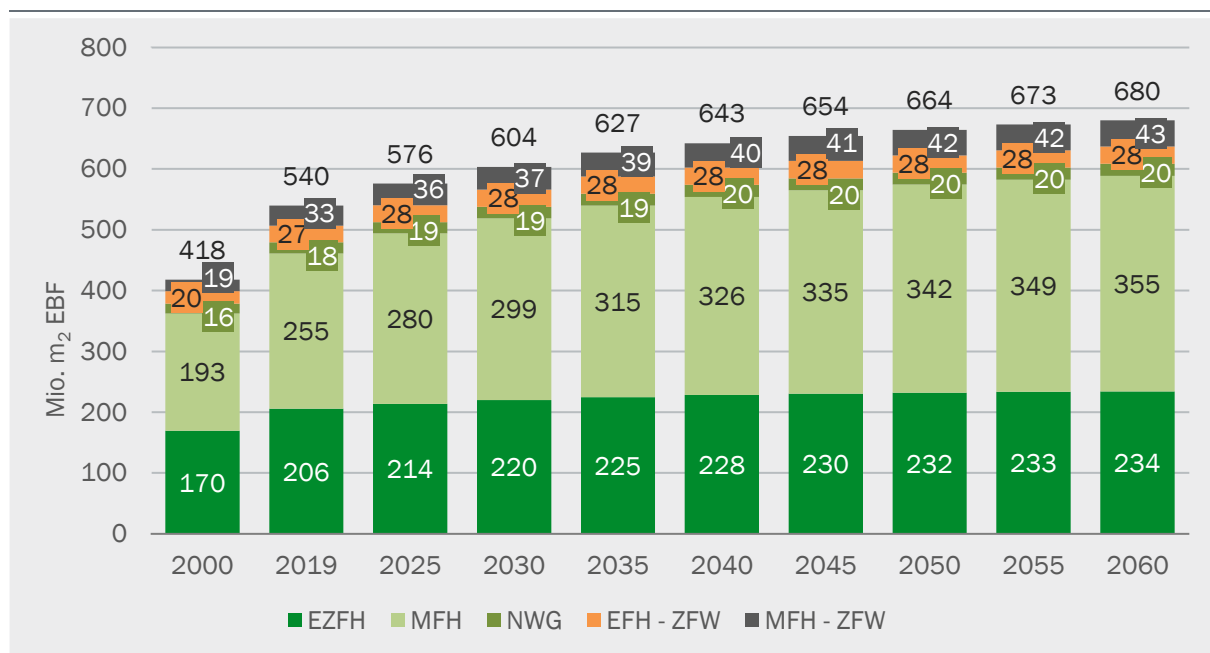
Gemäss den Angaben des BFS wurden im Mittel der Jahre 2010 bis 2017 jährlich rund 4.5 Tsd. Wohnungen abgerissen (Abrissrate von 0.1 %). Die sich im Modell in diesen Jahren ergebende Abgangsrate unterschätzt damit die effektiven Wohnungsabgänge leicht. Um eine höhere Rate im Szenario implementieren zu können, müsste jedoch der

Altbestand noch stärker hochskaliert werden. Da über diesen zusätzlich erfassten Altbestand keine weitergehenden Angaben verfügbar sind (u. a. zu Beheizungsstruktur, Wohnfläche), wurde auf eine stärkere Skalierung verzichtet und die leichte Unterschätzung des Abgangs in Kauf genommen.

Ausgehend vom konstruierten Wohnungsbestand für 1990 wird im Modell der Wohnungsbestand und die Wohnfläche anhand der Annahmen zum jährlichen Abgang und dem Zugang fortgeschrieben. Die resultierende Entwicklung der Wohnfläche in den Szenarien ist in Abbildung 60 dargestellt. Die Gesamtwohnfläche erhöht sich im Zeitraum 2019 bis 2060 von 540 Mio. m² EBF auf 680 Mio. m² EBF (+26 %). Davon entfallen 609 Mio. m² EBF auf die dauernd bewohnten Wohngebäude, die dem Sektor PHH zugerechnet werden. Die Flächenzunahme ist im Zeitraum 2019 bis 2060 im Segment PHH mit +27 % deutlich höher als bei den ZFW (+18 %). Im Segment PHH wächst die Fläche im Zeitraum 2019 bis 2030 im Mittel um jährlich rund 1.1 %, im Zeitraum 2030 bis 2060 fällt das Wachstum auf 0.4 % pro Jahr.

Die unterschiedenen Gebäudetypen weisen unterschiedliche Entwicklungen auf. Aufgrund des höheren Anteils der MFH an den neu gebauten Wohnungen wächst die Wohnfläche in MFH stärker als in den EZFH. Betrachtet über die gesamte Beobachtungsperiode 2019 bis 2060 entfallen über drei Viertel der Wohnflächenzunahme auf die Mehrfamilienhäuser und knapp ein Viertel auf die Ein- und Zweifamilienhäuser. Die Zunahme der Wohnfläche in Nichtwohngebäuden ist mit einem Anteil von 2 % von geringer Bedeutung. Nicht enthalten ist dabei die Nutzfläche von Nichtwohngebäuden, die den Sektoren Industrie und Dienstleistungen zugerechnet wird.

Abbildung 60: Wohnfläche nach Gebäudetyp, in Mio. m² EBF



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Flächenverbrauch pro Kopf stieg von rund 51.5 m² EBF im Jahr 2000 auf 55 m² EBF im Jahr 2019 (Flächenbezug: dauernd bewohnte Wohnfläche ohne Leerstand). In den Szenarien der Energieperspektiven nimmt der Flächenbedarf pro Kopf weiter zu und erhöht sich über 56 m² EBF im Jahr 2030 auf 59 m² EBF im Jahr 2060. Auch hier zeigt sich im Zeitverlauf eine leichte Verlangsamung des Anstiegs. Zwischen 2019 und 2030 liegt die jährliche Zuwachsrate bei +0.2 %, nach 2030 im Mittel bei +0.1 %. Ursächlich für den weiteren Anstieg sind der Neubau (Wohnungen in Neubauten sind im Mittel grösser als im Altbau) sowie die abnehmende Haushaltgrösse. Bei kleineren Haushalten ist in der Regel die beanspruchte Fläche je Person grösser als in Haushalten mit vielen Mitgliedern, da sich bei kleinen Haushalten die Flächen für Küche, WC, Flur auf weniger Personen verteilen. Die zunehmende Bedeutung von Mehrfamilienhäusern dämpft den Flächenverbrauch, da Wohnungen in Mehrfamilienhäusern in der Regel kleiner sind als Wohnungen in Ein- oder Zweifamilienhäusern.

Wird bei der Betrachtung der Pro-Kopf-Wohnfläche auch die Fläche der Zweit- und Ferienwohnungen sowie der Leerstand einbezogen, ergibt sich ein grösserer spezifischer Flächenverbrauch. Dieser steigt in den Szenarien von rund 64m² EBF im Jahr 2019 über 65 m² im Jahr 2030 auf 68 m² EBF im Jahr 2060.

7.4.3 Raumwärme

Zwei Drittel des Endenergieverbrauchs des Sektors Private Haushalte entfielen im Jahr 2019 auf die Erzeugung von Raumwärme (Prognos, 2020). Bei der Berechnung des Energieverbrauchs für die Raumwärmeerzeugung wurden folgende Einflussfaktoren berücksichtigt:

- die beheizte Wohnfläche,
- die energetische Qualität der Wohngebäude, ausgedrückt durch den spezifischen Heizwärmebedarf (in kWh/m² EBF),
- die Qualität der Heizanlagen in Abhängigkeit des Heizsystems, ausgedrückt als Relation von Nutzenergie zu Endenergie (Nutzungsgrad in Prozent),
- die Jahreswitterung, respektive im Szenarienzitraum die Klimaerwärmung.

Im Nachfolgenden werden die zentralen Annahmen zur Berechnung des Raumwärmeverbrauchs beschrieben. Dabei fokussiert die Betrachtung auf die dauernd bewohnten Wohngebäude, ohne die Zweit- und Ferienwohnungen, die im Dienstleistungssektor bilanziert werden. Der Schwerpunkt liegt auf der Beschreibung des Szenarios ZERO Basis. Auf allfällige davon abweichende Entwicklungen in den ZERO Varianten A, B und C sowie im Szenario WWB wird in Kapitel Szenarienvergleich 7.4.7 eingegangen. Eine detaillierte Darstellung der Annahmen und Ergebnisse dieser Szenarien findet sich auch in den veröffentlichten [Sektortabellen](#).

Beheizungsstruktur

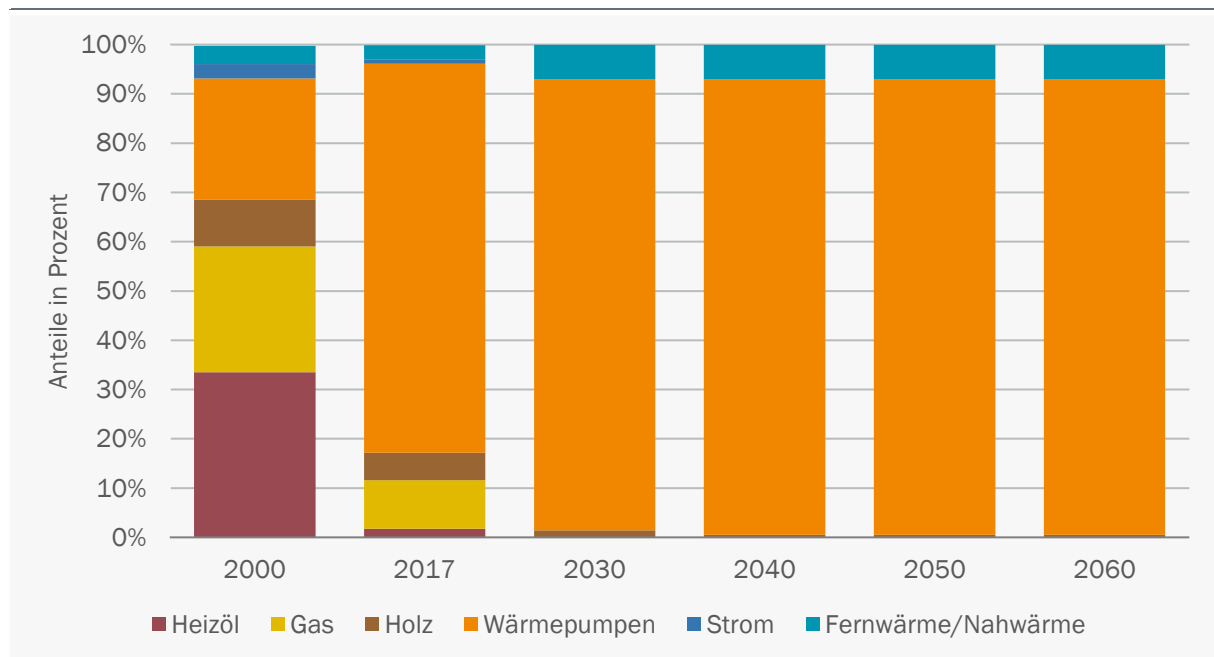
Ausgehend vom Wohnflächenbestand 1990 wird im Modell die Wohnfläche unter Berücksichtigung der unterstellten Rahmenbedingungen bis ins Jahr 2060 fortgeschrieben (s. Kapitel 7.4.2). Die Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestands verändert sich im Zeitverlauf aufgrund der Beheizungsstruktur der neu gebauten Wohnungen, durch Substitutionen von alten Anlagen im Gebäudebestand sowie durch Gebäudeabgänge. Die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Szenario ZERO Basis in neu gebauten EZFH ist in Abbildung 61 dargestellt, diejenige der neu gebauten MFH in Abbildung 62 (MFH inkl. Wohnungen in NWG). Die Entwicklung im Ex-post-Zeitraum basiert auf Statistiken des BFS (2017d) und Angaben von Wüest Partner (2021). Die Fortschreibung

im Szenariozeitraum basiert auf Setzungen in Abhängigkeit der Zielvorgaben und dem Szenariocharakter.

Im Jahr 2000 wurden noch in mehr als der Hälfte der neu gebauten EZFH und in rund 90 % der neu erstellten MFH Gas- und Ölheizungen eingesetzt. Bis zum Jahr 2017 waren die Anteile der Gas- und Ölheizungen stark rückläufig und lagen bei rund 10 %. Demgegenüber sind die Anteile der elektrischen Wärmepumpe sowohl bei den EZFH als auch den MFH stark gestiegen. Im Szenariozeitraum setzt sich diese Entwicklung fort. Im Szenario ZERO Basis werden Gas- und Ölheizungen nach 2025 bei Neubauten nicht mehr eingesetzt. Bei den EZFH werden langfristig über 90 % der Neubauten mit Wärmepumpen ausgestattet, der Rest entfällt hauptsächlich auf Nah- und Fernwärme.

Abbildung 61: Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur der neu erstellten EZFH

in Prozent, bezogen auf die neu erstellten Wohnungen

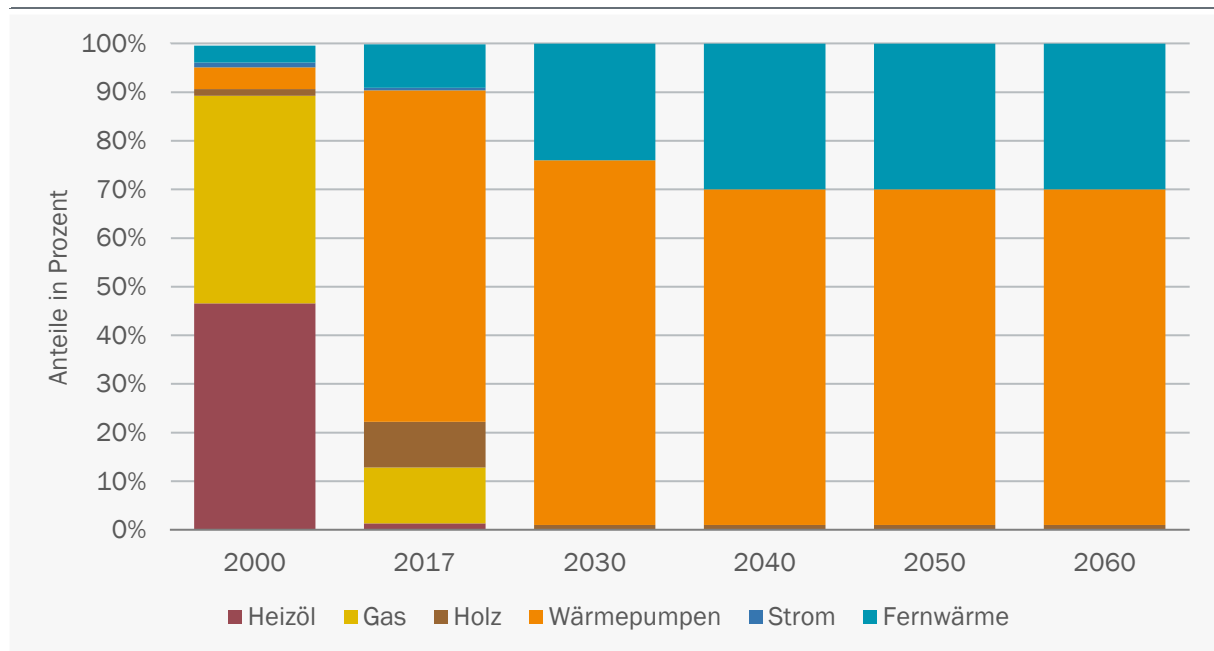


Quelle: Prognos AG, basierend auf (BFS, 2017d) und (Wüest Partner, 2021) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Auch bei den MFH hat beim Neubau die Wärmepumpe im Szenariozeitraum die höchste Bedeutung (Anteil rund 70 %). Nebst der Wärmepumpe nimmt aber auch der Anteil der mit Nah- und Fernwärme versorgten Neubauten deutlich zu (rund 30 %). Die Bedeutung der dezentralen Holzheizungen beim Neubau ist im Szenario ZERO Basis gering. Aufgrund der limitierten Potenziale wird das Holz prioritär in anderen Sektoren oder im Gebäudealtbestand eingesetzt.

Abbildung 62: Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur der neu erstellten MFH

in Prozent, bezogen auf die neu erstellten Wohnungen



Quelle: Prognos AG, basierend auf (BFS, 2017d) und (Wüest Partner, 2021) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Gebäudebestand zeigte sich im Zeitraum 2000 bis 2017 ein deutlicher Rückgang der mit Heizöl beheizten Wohnungen. Beim Ersatz einer alten Ölheizung wurde zunehmend auf andere Wärmeerzeuger gewechselt. In den Jahren bis etwa 2012 war dies meist eine Gasheizung, in späteren Jahren nahmen auch die Anteile der Wärmepumpe und in geringerem Ausmass von Holzheizungen und der Fernwärme zu (Prognos, 2020). Alte Gasheizungen wurden im Ex-post-Zeitraum in der Regel durch eine neue Gasheizung ersetzt (Econcept, 2017).

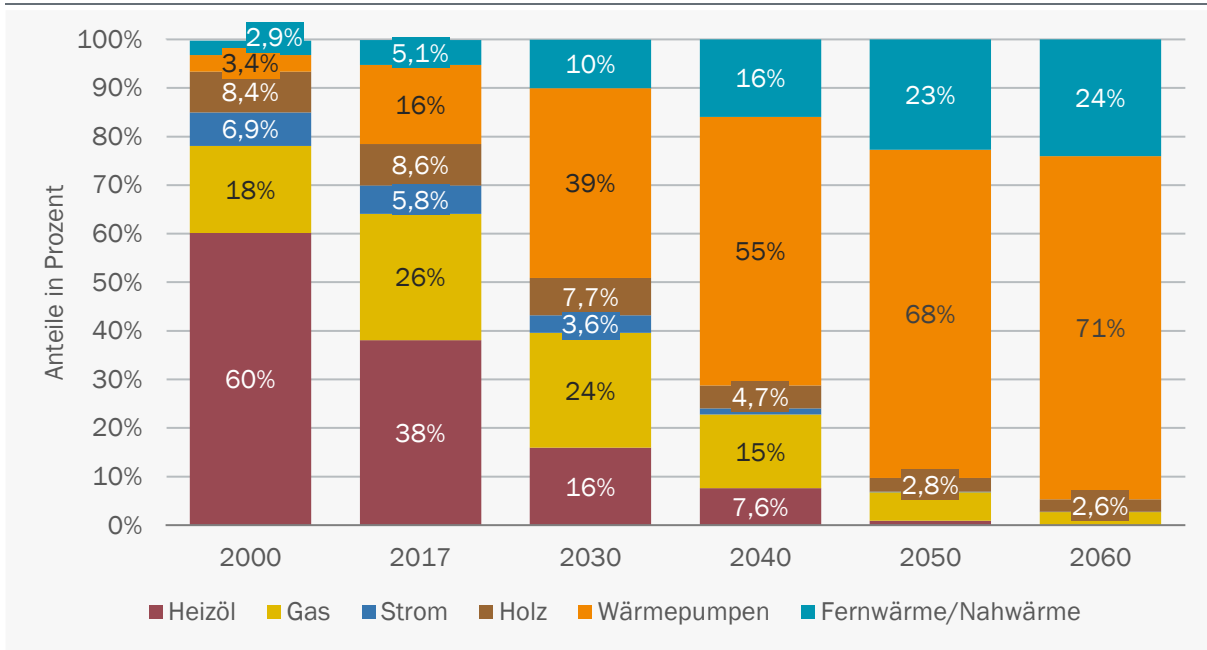
Im Szenariozeitraum nimmt der Anteil an alten Ölheizungen, der durch neue Ölheizungen ersetzt wird, weiter ab. Im Zeitraum 2025 bis 2030 fällt dieser im Szenario ZERO Basis gegen 0 %. Ein vergleichbares Bild zeigt sich bei den Gasheizungen. Auch hier nimmt der Anteil der alten Gasheizungen, die durch eine neue Gasheizung ersetzt werden, stark ab. Bis 2030 fällt der Anteil auf rund 25 %, bis 2040 sinkt der Anteil unter 5 %. Gleichzeitig gehen die Substitutionsgewinne durch Gas (Ersatz einer Altanlage eines anderen Typs durch eine Gasheizung) ebenfalls deutlich zurück, nach 2030 gibt es im Szenario ZERO Basis keine Wechsel zu Gasheizungen mehr.

Bei den EZFH wird der Grossteil der substituierten Öl- und Gasheizungen durch elektrische Wärmepumpen ersetzt (rund 75 % bis 80 %), der Rest entfällt auf die Nah- und Fernwärme sowie in geringem Ausmass auf Holz. Auch bei den MFH wird der Grossteil der substituierten Öl- und Gasheizungen durch elektrische Wärmepumpen ersetzt (knapp 50 %), ein bedeutender Teil des Ersatzes entfällt hier jedoch auch auf die Nah- und Fernwärme (knapp 45 %).

Die im Modell aus Neubau, Neubaustruktur, Substitution und Abgängen berechnete Beheizungsstruktur des Gebäudebestands ist in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Da die Neubaumengen bezogen auf den Gesamtbestand gering sind (2017: 1.3 %, langfristig weniger als 1 %) und im Gebäudebestand bei der unterstellten Lebensdauer der Wärmeerzeuger von 25 Jahren

jährlich lediglich rund 4 % der alten Anlagen ersetzt werden, verändert sich die Beheizungsstruktur im Gebäudebestand nur langsam.

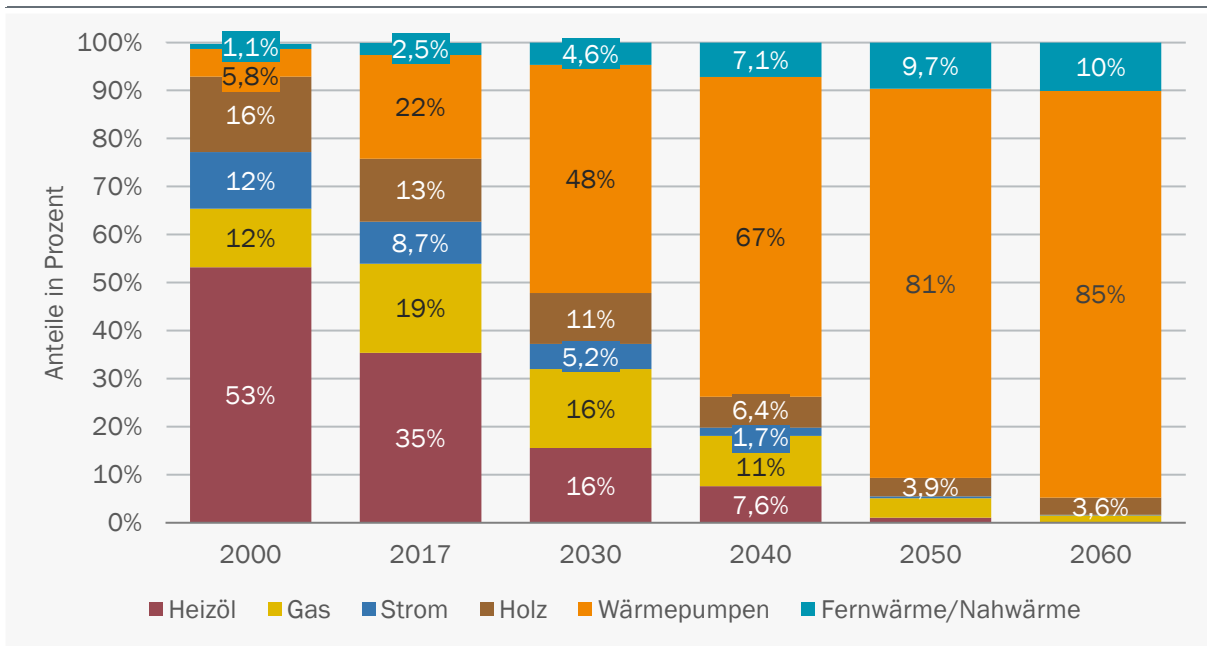
Abbildung 63: Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands – alle Wohngebäude
in Prozent, bezogen auf die Energiebezugsfläche



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 64: Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands – EZFH
in Prozent, bezogen auf die Energiebezugsfläche

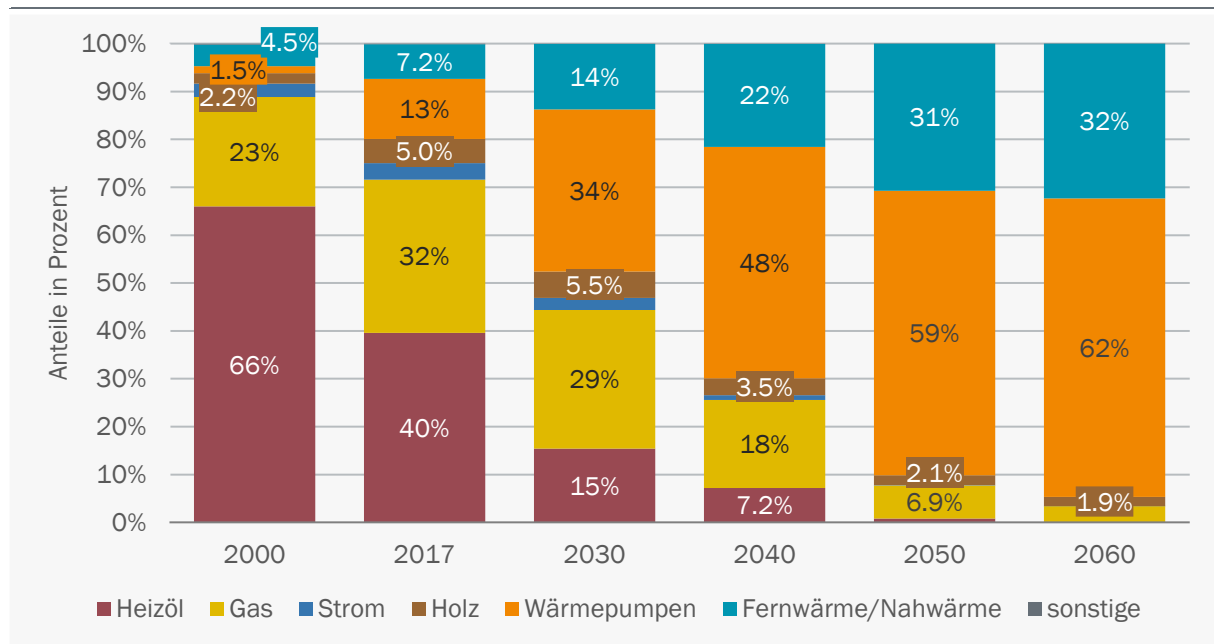


Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 65: Szenario ZERO Basis, Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands – MFH

in Prozent, bezogen auf die Energiebezugsfläche



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der grösste Zuwachs ergibt sich bei den Wärmepumpen. Der Anteil der mit Wärmepumpen beheizten Wohnfläche steigt von 16 % im Jahr 2017 über 39 % im Jahr 2030 auf 68 % im Jahr 2050 (2060: 71 %; s. Abbildung 63). Bezogen auf die EBF entspricht dies einer Zunahme von 76 Mio. m² EBF im Jahr 2017 auf 401 Mio. m² EBF. Bereits ab 2025 wird die Wärmepumpe zum wichtigsten Heizsystem zur Erzeugung von Raumwärme. Bei den EZFH ist der Anteil der Wärmepumpen höher als bei den MFH. Bei den EZFH steigt der Anteil an der beheizten Fläche langfristig auf rund 80–85 % (s. Abbildung 64), bei den MFH auf rund 60 % (s. Abbildung 65).

Eine deutliche Zunahme zeigt sich im Szenario ZERO Basis auch bei der mit Wärmenetzen beheizten Wohnflächen. Dieser Anteil steigt im Zeitraum 2017 bis 2050 von 5 % auf 23 % (2060: 24 %). Davon entfallen im Jahr 2050 rund zwei Drittel auf die Fernwärme und ein Drittel auf die Nahwärme.⁴⁸ Im Gegensatz zur Wärmepumpe nimmt der Anteil der Wärmenetze bei den MFH stärker zu als bei den EZFH. Bei den MFH wird langfristig ein Anteil von über 30 % an der beheizten Wohnfläche erreicht, bei den EZFH steigt der Anteil auf rund 10 %.

Die Anteile der übrigen Wärmeerzeuger an der Beheizungsstruktur sind im Zeitraum 2017 bis 2050 überwiegend rückläufig: Heizöl -37 %-Punkte, Gas -22 %-Punkte, Holz und Strom konventionell je -6 %. Der Restanteil von Ölheizungen liegt ab 2050 bei unter 1 % und fällt bis 2060 auf 0.

Trotz rückläufiger Anteile bei Neubauten, wird die mit Gas beheizte Wohnfläche aufgrund von Substitutionsgewinnen im Gebäudebestand zunächst noch leicht ausgeweitet. Im Szenario ZERO Basis wird die mit Gas beheizte Wohnfläche nach 2025 rückläufig. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der Gasheizungen an der beheizten Wohnfläche noch rund 5 %; diese werden dann mit

⁴⁸ Die Unterscheidung erfolgt im Rahmen der EP 2050+ anhand der jährlichen Wärmemenge. Wärmenetze mit einem jährlichen Absatz von 20 GWh oder mehr werden der Fernwärme zugerechnet.

Biomethan betrieben. Darin enthalten sind auch geringe Anteile an Gas-BHKW und Gas-Wärmepumpen. Nach 2050 ist der Anteil der Gasheizungen weiter rückläufig.

Die mit Holz beheizte Fläche hat in der Vergangenheit leicht zugenommen. Im Szenario ZERO Basis ist die mit Holz beheizte Wohnfläche nach 2020 / 2025 rückläufig. Begründung ist das limitierte Potenzial an erneuerbarem Holz. Die knappe Ressource Holz wird im Szenario prioritär in der Industrie (für Prozesswärme) und für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion in Nah- und Fernwärmenetzen eingesetzt. Der Anteil der mit Holz beheizten Fläche verringert sich so von rund 9 % im Jahr 2017 auf noch 3 % im Jahr 2050.

In der Gesamtenergiestatistik wird die Nahwärme nicht gesondert ausgewiesen. Ein Teil davon ist in der Fernwärme enthalten, ein Teil in den Endverbrauchssektoren. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein Wärmenetz ab einer jährlichen Wärmezeugung von 20 GWh der Fernwärme zugerechnet. Der Umwandlungseinsatz zur Erzeugung der Fernwärme wird im Umwandlungssektor verbucht. Wärmenetze mit einer jährlichen Wärmemenge von weniger als 20 GWh werden der Nahwärme zugerechnet und der Umwandlungseinsatz in den jeweiligen Endverbrauchssektoren ausgewiesen (u. a. Sektor Private Haushalte und Dienstleistungssektor).

Die Aufteilung der Nah- und Fernwärme auf die Gebäudetypen in den Szenarien orientiert sich an der räumlichen Energieanalyse und den dabei eruierten Potenzialen (vgl. Kapitel 5.3). Im Segment der EZFH entfällt langfristig rund die Hälfte der an Wärmenetze angeschlossenen Wohnfläche auf die kleineren Nahwärmenetze. Bei den MFH ist die Fernwärme von grösserer Bedeutung, der Anteil der Fernwärme an der mit Wärmenetzen versorgten Fläche liegt hier im Jahr 2050 bei rund 70 %, derjenige der Nahwärme bei etwa 30 %. Bei der Erzeugung der Nahwärme spielen Grosswärmepumpen langfristig eine zentrale Rolle. Genutzt wird dabei unter anderem die Wärme des Grundwassers, aber auch die Wärme von Seen und Flüssen. Leistungsspitzen werden durch Holz oder Gas gedeckt. Dabei wird fossiles Gas bis 2050 vollständig durch Biomethan abgelöst. Ein geringer Teil der Wärme wird durch Solarthermieanlagen erzeugt. Interessant ist die Solarthermie insbesondere in Kombination mit Anlagen auf Basis von Holz.

Einige Gebäude verfügen über einen zweiten Wärmeerzeuger, der als Ergänzungssystem einen Teil der Raumwärme (und des Warmwassers) erzeugt. Zu diesen zusätzlichen Wärmeerzeugern zählen unter anderem Holz-Kaminöfen (z. B. Cheminée oder Kachelöfen) und Solarthermieanlagen. Durch den Einsatz dieser ergänzenden Systeme wird der Energieverbrauch der primären Wärmeerzeuger reduziert. Bei den Solarthermieanlagen zur Heizungsunterstützung wird unterstellt, dass diese am aktuellen Rand im Mittel rund 10 bis 15 %, längerfristig bis 20 % des Raumwärmebedarfs erzeugen. Aktuell ergeben sich durch die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich aus dem Jahr 2014 (EnDK, 2015) Anreize für den Einbau von Solarthermieanlagen: Beim Ersatz eines Wärmeerzeugers in bestehenden Wohngebäuden sind diese so auszurüsten, dass der Anteil an nicht erneuerbarer Energie 90 % des massgebenden Bedarfs nicht überschreitet. Dabei gilt der Einbau einer Solarthermieanlage als eine der zulässigen Standardlösungen. Da im Szenario ZERO Basis der Einbau neuer Gas- und Heizölkessel stark rückläufig ist, verliert dieser Treiber für die Solarthermie an Bedeutung. Von Interesse gewinnt die Kombination von Solarthermieanlagen und Sole-Wärmepumpen. Ein Teil der Solarwärme kann zur Regeneration der Wärme des Erdreichs genutzt werden. So wird eine Auskühlung vermieden und der hohe Wärmeeffizienzgrad der Wärmepumpe bleibt erhalten. Der Anteil der Wohnungen, die über eine Solarthermieanlage verfügen, wird im Jahr 2017 auf rund 3 % geschätzt. Im Szenario ZERO Basis steigt dieser Anteil bis 2050 auf rund 6 %.

Die energetische Qualität der Heizanlagen

Die energetische Qualität von Heizanlagen wird durch den Jahresnutzungsgrad ausgedrückt. Dieser stellt einen über das Jahr gemittelten Wirkungsgrad des Heizsystems dar. Der Jahresnutzungsgrad bildet die Relation zwischen Nutzenergieverbrauch (Heizwärmebedarf) und Endenergieverbrauch (Heizenergiebedarf) ab. Darin enthalten sind auch die Bereitschafts- und Verteilverluste der Heizanlage, welche in der Regel zwischen 4 % und 9 % betragen. Wirkungsgrade von über 100 % bei Gas- und Ölheizungen lassen sich durch den Einsatz von Brennwertgeräten erklären. Brennwertkessel können Wirkungsgrade von über 100 % erreichen (bezogen auf den unteren Heizwert), weil diese Kessel die latente Wärme des im Rauchgas enthaltenen Wassers durch Kondensation zurückgewinnen.

Der mittlere Nutzungsgrad der Wärmeerzeuger im Anlagenbestand hat sich im Ex-post-Zeitraum durch den steigenden Anteil der Wärmepumpen und die Marktdurchdringung mit Brennwertkesseln stetig erhöht. Im Szenario ZERO Basis setzt sich dieser Trend fort. Haupttreiber für den weiteren Anstieg des mittleren Nutzungsgrads ist die zunehmende Zahl an Wärmepumpen, in geringerem Ausmass trägt auch die Zunahme der Wärmenetze dazu bei. Diese Systeme weisen beide hohe Nutzungsgrade auf und durch den steigenden Anteil dieser Technologien erhöht sich der mittlere Nutzungsgrad des Gesamtbestands (s. Abbildung 66). Die Nutzungsgrade von Öl- und Gaskesseln steigen zwar ebenfalls noch um wenige Prozentpunkte an. Da deren Anteil an der Gesamterzeugung im Szenario ZERO aber stark rückläufig ist, wirkt sich dies nur nachrangig auf die Entwicklung des Gesamtnutzungsgrads aus.

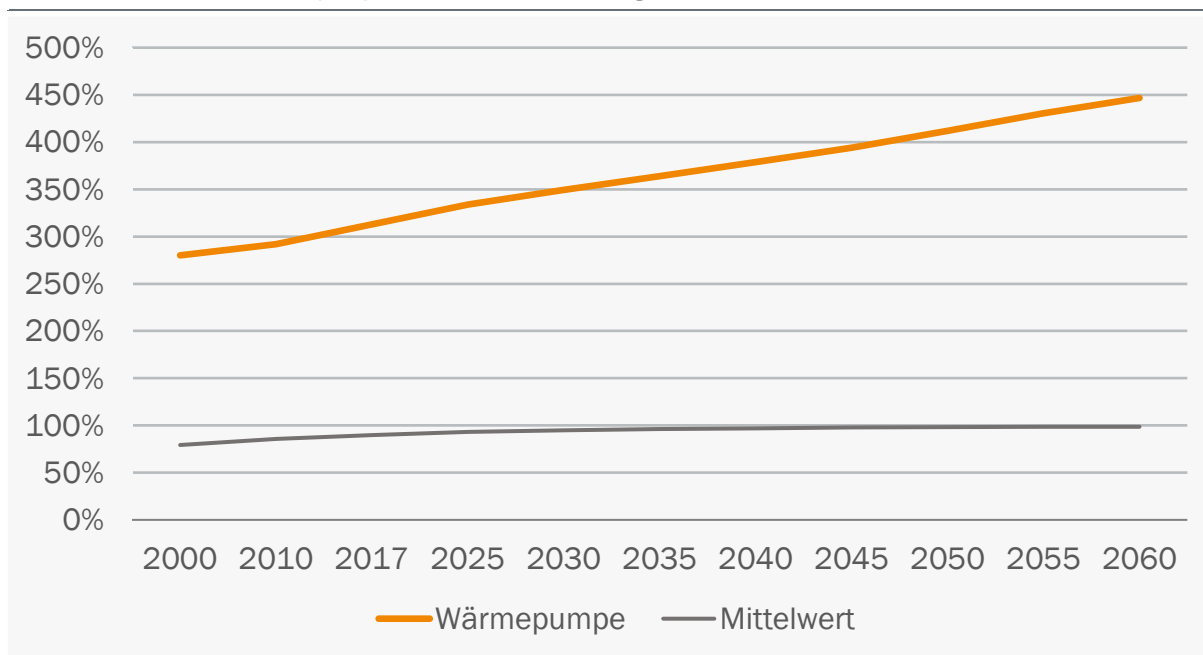
Ein Anstieg des mittleren Jahresnutzungsgrads zeigt sich bei allen Anlagentypen. Zurückzuführen ist dies unter anderem auf die Reduktion der Bereitschafts- und Verteilverluste und die weiter steigenden Anteile der Anlagen mit Brennwerttechnik (insbesondere bei Gas- und Ölheizungen). Der grösste Anstieg des Nutzungsgrads ergibt sich bei Wärmepumpen (s. Kapitel 6.3.) Der mittlere Wärmenutzungsgrad für die Erzeugung von Raumwärme im Anlagenbestand steigt hier von 350 % im Jahr 2030 auf rund 410 % im Jahr 2050.⁴⁹ Das bedeutet, dass im Szenario ZERO im Jahr 2050 im Mittel mit 1 kWh Strom rund 4.1 kWh Wärme erzeugt werden.

Durch die Steigerung der Anlagennutzungsgrade verbessert sich im Szenario ZERO Basis das Verhältnis zwischen Nutzenergieverbrauch (Heizwärmebedarf) und dem Endenergieverbrauch (Heizenergiebedarf). Der mittlere Jahresnutzungsgrad des Anlagenbestands steigt von 90 % im Jahr 2017 auf 98 % im Jahr 2050 (s. Tabelle 49). Beim berechneten Mittelwert wird die mittels Wärmepumpen genutzte Umweltwärme beim Heizenergiebedarf berücksichtigt, d. h. die Wärmepumpe fließt mit einem Nutzungsgrad von 100 % in die Berechnung ein.

⁴⁹ Darin enthalten sind die Hilfsenergie für den Betrieb der Wärmepumpe, nicht jedoch die Hilfsenergie für den Betrieb des Heizkreislaufs (u. a. Umwälzpumpen), diese wird dem Verwendungszweck Klima, Lüftung, Haustechnik zugerechnet. Durch die Flexibilisierung des Wärmepumpenbetriebs ergeben sich Effizienzverlusten, unterstellt wurde eine Reduktion von 5 %.

Abbildung 66: Sektor PHH – Nutzungsgrad zur Erzeugung von Raumwärme

in Prozent, elektrische Wärmepumpe und Mittelwert des Anlagenbestands



Bei der Berechnung des Mittelwerts über alle Anlagen wird die von Wärmepumpen genutzte Umweltwärme berücksichtigt. Dadurch fließt die Wärmepumpe mit einem Nutzungsgrad von 100 % in die Berechnung ein. Der so berechnete mittlere Nutzungsgrad entspricht dem Verhältnis der Nutz- zur Endenergie.

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 49: Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger, Bestandsmittelwerte

Szenario ZERO Basis für die Erzeugung von Raumwärme, in Prozent

	2000	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Heizöl Zentral	77 %	87 %	89 %	91 %	91 %	91 %	92 %	93 %	93 %	93 %
Gas Zentral	85 %	93 %	95 %	96 %	96 %	96 %	96 %	97 %	98 %	99 %
Holz Zentral	69 %	77 %	79 %	79 %	80 %	82 %	83 %	85 %	85 %	85 %
Strom konventionell	90 %	93 %	93 %	93 %	93 %	93 %	93 %	93 %	94 %	94 %
Wärmepumpe	280 %	313 %	334 %	349 %	364 %	379 %	394 %	412 %	431 %	447 %
Nah- und Fernwärme	91 %	93 %	94 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %
Mittelwert	79 %	90 %	93 %	95 %	96 %	97 %	98 %	98 %	99 %	99 %

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die energetische Qualität der Wohnflächen

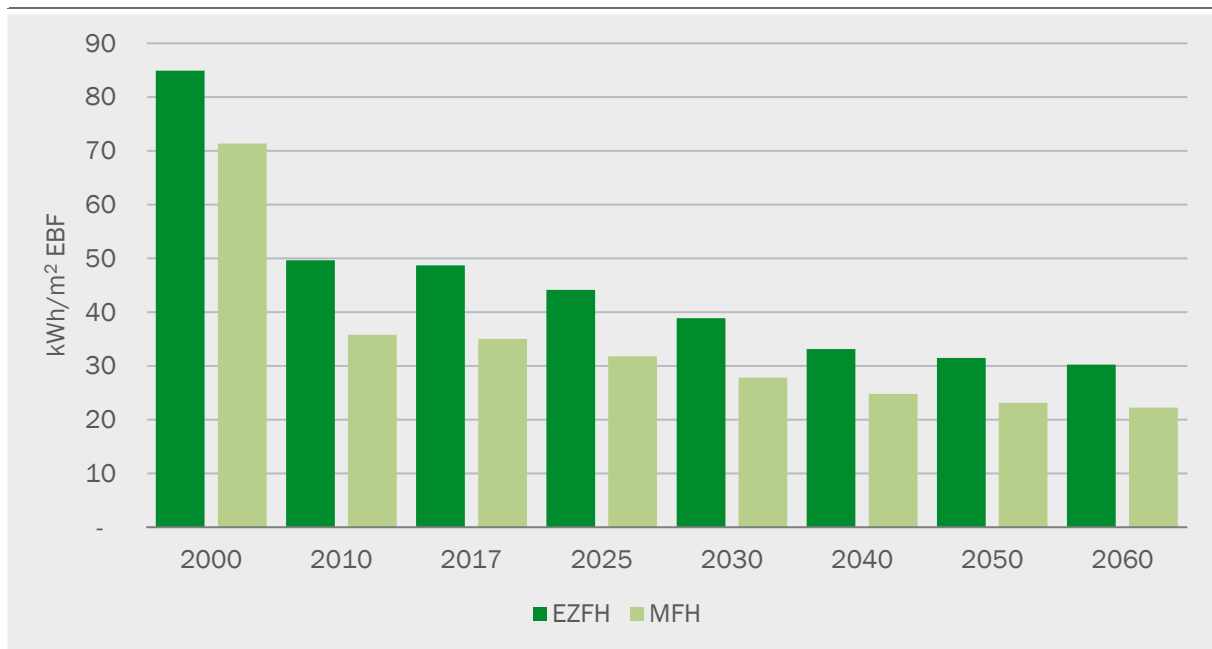
Die energetische Qualität eines Gebäudes kann durch den spezifischen Heizwärmebedarf (Nutzenergie) ausgedrückt werden, der im Wesentlichen durch Gebäudeform, verwendete Baumaterialien und deren Dimensionierung, den Erhaltungszustand sowie das Nutzerverhalten (Belegung, Raumtemperatur, Lüftungsverhalten) bestimmt wird.

Für die Veränderung des durchschnittlichen Heizenergiebedarfs des Wohngebäudebestands sind die Neubauten, die Wohnungsabgänge und die Veränderungen im Wohngebäudebestand durch energetische Sanierungen von Bedeutung. Der Einfluss dieser Faktoren verschiebt sich im Zeitverlauf. In den Szenarien geht die jährliche Neubaupläche von rund 6.5 Mio. m² EBF (Mittel der Jahre 2010–2017) auf noch knapp 3 Mio. m² EBF im Jahr 2050 zurück. Gleichzeitig nimmt die jährlich abgerissene Wohnfläche zu, von rund 0.3 Mio. m² EBF auf 1.1 Mio. m² EBF. Die energetisch sanierte Wohnfläche umfasste 2017 rund 4 Mio. m² EBF. Im Szenario ZERO steigt die jährlich sanierte Fläche zwischenzeitlich auf über 6.5 Mio. m² EBF.

a) Neubau

Die Energiestandards der Neubauten am aktuellen Rand werden bei der Modellierung der Szenarien aus den MuKE n 2014 abgeleitet, die auf der Norm SIA 380/1:2016 basieren (SIA, 2016). Anhand der Vorgaben der MuKE n 2014 und Annahmen zum mittleren Verhältnis der Gebäudeausserfläche zur EBF (A/EBF) kann der maximale zulässige Heizwärmebedarf (Q_h) geschätzt werden. Angenommen wird ein A/EBF-Verhältnis von 1.3 bei EZFH sowie von 2.1 bei MFH. Weiter wird unterstellt, dass bei einem Teil der Neubauten (rund 25 %) die Mindestanforderungen unterschritten werden. Andererseits liegt der effektive Verbrauch oftmals über dem berechneten Standardbedarf (Performance Gap, vgl. dazu beispielsweise (EBP, 2019)). Zu erklären ist dies u. a. dadurch, dass das in den Normen unterstellte Nutzerverhalten in der Realität nicht immer dem tatsächlichen Verhalten der Nutzer entspricht (z. B. höhere Innentemperatur). Berücksichtigt wird auch, dass bei der Modellierung von einer anderen mittleren Jahrestemperatur (9.4 °C) als in der SIA Norm 380/1 ausgegangen wird (8.5 °C). Dadurch verringert sich der Heizwärmebedarf um rund 7.5 %.

Die im Szenario ZERO Basis unterstellte Entwicklung des Heizwärmebedarfs nach Gebäudetypen ist in Abbildung 67 im Zeitverlauf dargestellt. Es wird angenommen, dass die Mindestvorgaben der MuKE n 2014 bis zum Jahr 2023 flächendeckend in den Kantonen umgesetzt werden. Nach 2023 nimmt der mittlere spezifische Verbrauch weiter ab. Bis im Jahr 2040 der Zielwert der MuKE n 2008 erreicht wird. Nach 2040 wird ein weiterer jährlicher Rückgang von rund 0.5 % pro Jahr unterstellt, das absolute spezifische Bedarfsniveau verändert sich dadurch nur noch wenig.

Abbildung 67: Heizwärmebedarf neu gebauter Wohngebäude, Szenario ZEROin kWh/m² EBF

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

b) Energetische Sanierungen

Energetische Sanierungen der Gebäudehüllen sind eine wichtige Effizienzmassnahme zur Reduktion des Raumwärmebedarfs. Dabei spielen sowohl die Sanierungsrate als Mass für die Häufigkeit getätigter Sanierungsmassnahmen (Wie viele Bauteile werden im Gebäudebestand modernisiert?), als auch die Qualität beziehungsweise Sanierungstiefe der durchgeführten Sanierungsmassnahmen eine Rolle (Welche Dämmstärke wird gewählt?). Bei energetischen Sanierungen können entweder einzelne Bauteile modernisiert werden, zum Beispiel die Fenster oder das Dach, oder es wird die gesamte Aussenhülle erneuert. Entsprechend wird unterschieden zwischen Teilsanierungen und Gesamt- beziehungsweise Vollsaniierungen. Bei der Modellierung werden Teilsanierungen als Vereinfachung zu Vollsaniierungen zusammengefasst und in Vollsaniierungsäquivalenten ausgedrückt. Die im Folgenden genannten Sanierungsraten beziehen sich ebenfalls auf Vollsaniierungsäquivalente. Dabei gilt: Je geringer der Heizwärmebedarf nach einer Vollsaniierung ausfällt, desto höher ist die Sanierungstiefe der gewählten Sanierungsmassnahmen.

Bei den Mindestvorgaben für energetische (Gesamt-) Sanierungen besteht in den MuKE eine Kopplung an die Neubauwerte. In der MuKE 2014 liegt der Grenzwert für den Heizwärmebedarf für Umbauten und Umnutzungen um 50 % über dem Heizwärmebedarf von Neubauten. Dieser Aufschlag gilt in etwa auch für Mindestanforderungen an die Einzelbauteile (U-Werte).

Für energetische Sanierungen wird im Szenario ZERO Basis im Zeitverlauf eine weitere Absenkung des Heizwärmebedarfs unterstellt, unter anderem aufgrund des weiteren Fortschritts bei der Bautechnologie. Bis ins Jahr 2050 reduziert sich der spezifische Heizwärmebedarf bei Vollsaniierungen um weitere rund 35 bis 40 % gegenüber 2017 auf etwa 50 kWh/m² EBF bei den Ein- und Zweifamilienhäusern und auf 35 kWh/m² EBF bei den Mehrfamilienhäusern (s. Abbildung

68). Die Abschätzungen der spezifischen Heizenergiebedarfe basieren auf Annahmen bezüglich der U-Werte von Bauteilen und einem Set von rund 30 Typengebäuden. Erreicht werden die Heizwärmebedarfe im Jahr 2050 in etwa mit den Anforderungen an die Einzelbauteile für Neubauten gemäss MuKE n 2014. In der Realität werden jedoch oft Teilsanierungen durchgeführt, entsprechend werden die Verbrauchswerte weniger stark reduziert.

Zur Illustration sind in der nachfolgenden Tabelle 50 durchschnittliche U-Werte für energetische Sanierungen nach Bauteilen und Jahr der Durchführung aufgelistet. Die Werte sind als typische Beispiele zu interpretieren, nicht als Maximalwerte. Zudem können die unterstellten Verbrauchswerte auch durch weitere Kombinationen von U-Werten erreicht werden. Im Vergleich zum Dienstleistungssektor ergeben sich im Sektor Private Haushalte im Mittel etwas tiefere U-Werte für das Bauteil Aussenwand und etwas höhere Werte für die Fenster. Dies ist durch den in der Regel etwas geringeren Fensteranteil bei Wohngebäuden zurückzuführen. Aufgrund der geringeren Fensterflächen bei Wohngebäuden resultiert ein höherer Flächenanteil für den Fensterrahmen; über den Fensterrahmen ergeben sich grössere Wärmeverluste als über die Verglasung. Demgegenüber verfügen die Wohngebäude in der Regel über (homogene) flächige Fassaden, während sich bei den Nichtwohngebäuden im Dienstleistungssektor aufgrund der grossen Fensterflächen oftmals kleinteiligere Brüstungen ergeben, was häufig mit höheren Wärmeverlusten verbunden ist (höhere U-Werte). Bei den Bauteilen Dach und Kellerdecke sind die Differenzen zwischen den unterstellten typischen Werten gering.

Tabelle 50: Beispielhafte U-Werte für Gesamtsanierungen im Sektor Private Haushalte
nach Bauteilen in U-Wert in W/m²K

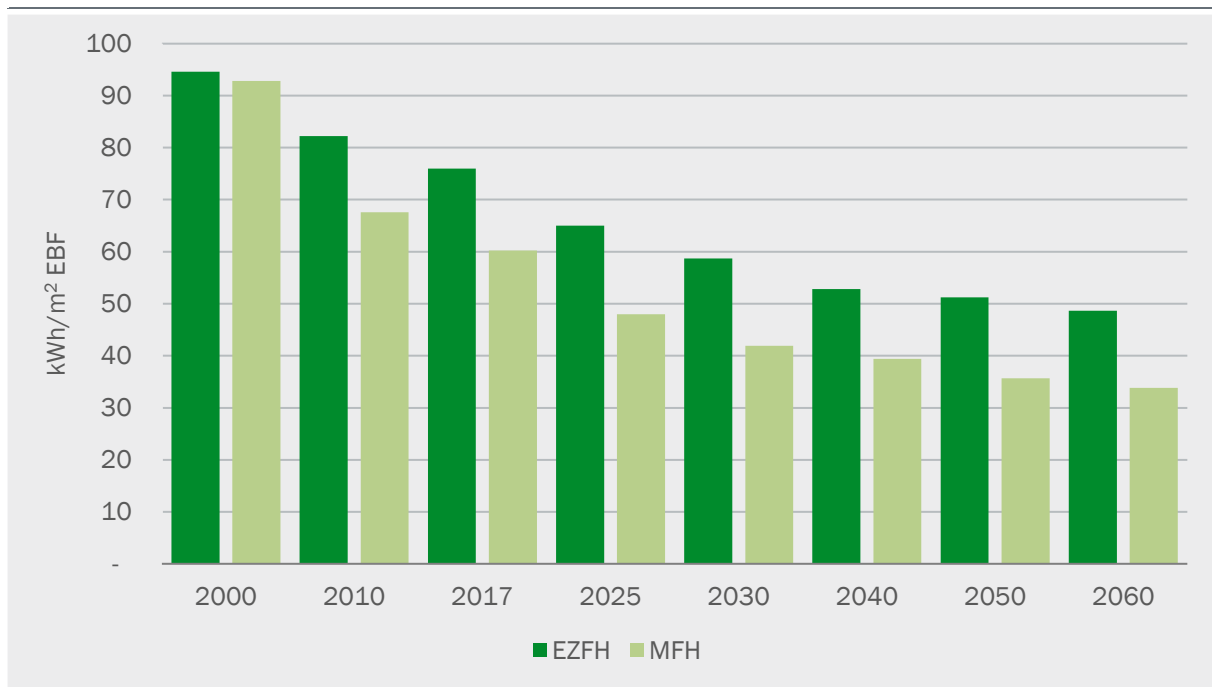
	Aussenwand	Dach	Boden / Kellerdecke	Fenster
2020	0.24	0.23	0.28	1.20
2030	0.20	0.21	0.25	1.00
2050	0.18	0.18	0.23	0.90
2060	0.16	0.16	0.20	0.80

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Es wird beobachtet, dass die Einsparungen durch Sanierungen in der Realität oftmals geringer ausfallen als die Wirkungsberechnung anhand der U-Werte der Bauteile erwarten lässt. Das ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die energetische Qualität der alten Bauteile teilweise unterschätzt wird, zum anderen aber auch darauf, dass bei der Berechnung der Standardnutzung das Nutzerverhalten nicht immer korrekt erfasst wird (vgl. Diskussion zum Nutzerverhalten bei Neubauten). Daher werden in den Berechnungen pauschal 10 % auf den Verbrauch aufgeschlagen, der sich rechnerisch aus den U-Werten ergibt.

Rein technisch betrachtet wären grundsätzlich tiefere Verbrauchswerte möglich als in Abbildung 68 dargestellt. Dies wäre jedoch mit einem höheren Materialaufwand und höheren Investitionskosten verbunden. Zusätzliche Einsparungen können dagegen durch den Einbau von mechanischen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung erzielt werden (vgl. Kapitel 7.4.5).

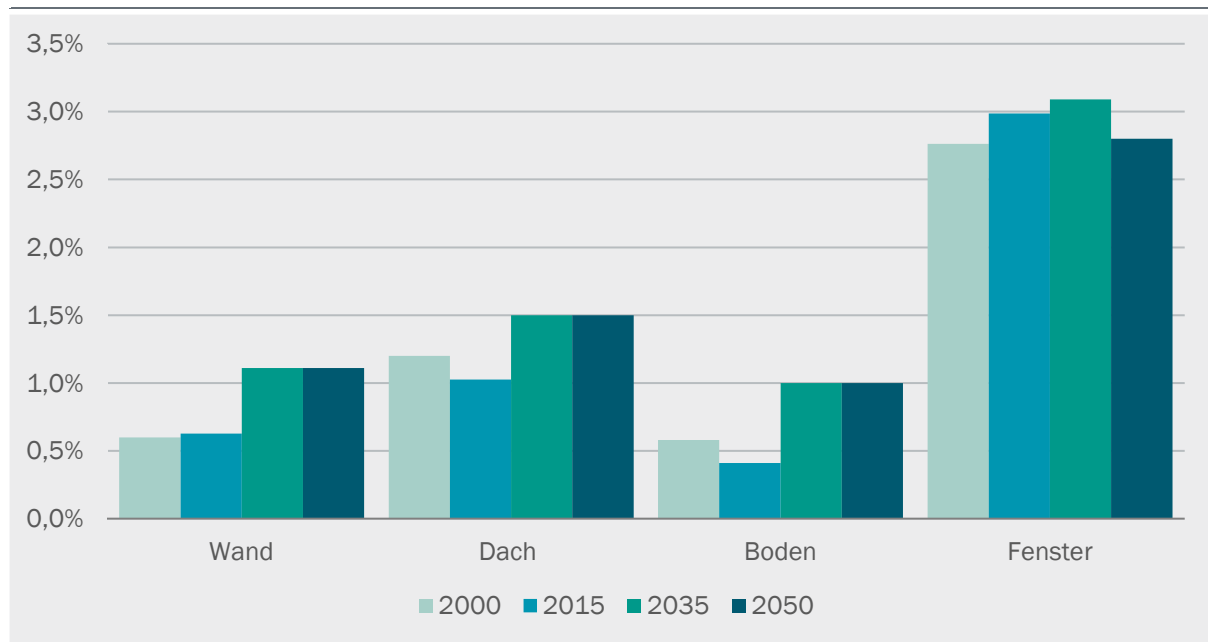
Abbildung 68: Szenario ZERO, spezifischer Heizwärmebedarf bei Vollsanierungenin kWh/m² EBF

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Sanierungshäufigkeit hängt unter anderem vom Gebäudealter und vom Gebäudetyp ab. Mit zunehmendem Baualter rückt das Lebensende der Bauteile näher und die Sanierungswahrscheinlichkeit steigt an. Die Sanierungsraten im Altbau werden ausgehend von den energetischen Erneuerungsraten der Bauteile Fassade (Aussenwand), Dach, Boden und Fenster anhand von Gewichtungsfaktoren für die Bauteile berechnet (IWU, 2018; IWU und BEI, 2010). Angaben zu den jährlichen Modernisierungsraten der Bauteile Fenster, Aussenwände, Dächer und Böden finden sich unter anderem in Studien von TEP Energy (2020a, 2014) oder Streicher (2020). Dadurch ergeben sich für das Jahr 2015 energetische Sanierungsraten für den Altbestand von rund 1 % bei den EZFH und 1.3 % bei den MFH. Der Altbestand umfasst den Teil des Gebäudebestands mit grundsätzlich sanierungsbedürftigen Bauteilen, nicht enthalten sind dabei die Neubauten der letzten rund 30 Jahre. Wird auch der letztgenannte Teil des Gebäudebestands bei der Berechnung der Sanierungsrate berücksichtigt, ergibt sich aufgrund der grösseren Grundgesamtheit eine tiefere Sanierungsrate. Diese beträgt bei den EZFH im Jahr 2015 knapp 0.8 % und rund 1 % bei den MFH.

Abbildung 69: Energetische Erneuerungsraten nach Bauteilen in Ein- und Zweifamilienhäusern
im Altbau, jährliche Raten in Prozent, Szenario ZERO



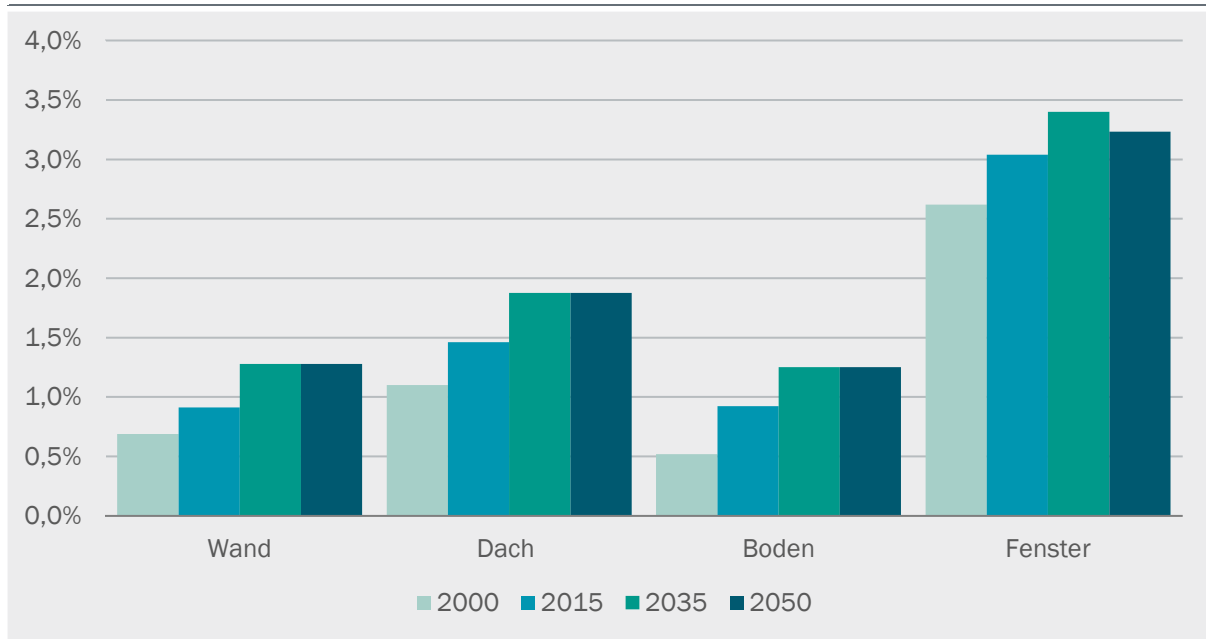
Quelle: Prognos AG, Ex-post-Werte basierend auf (TEP Energy, 2020a, 2014) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die im Szenario ZERO Basis unterstellten energetischen Erneuerungsraten der Bauteile sind in Abbildung 69 (EZFH) und Abbildung 70 (MFH und sonstige Gebäude mit Wohnungen) dargestellt. In diesen Raten nicht enthalten sind reine Instandhaltungsmassnahmen an den Bauteilen, ohne energetische Ertüchtigung. Im Szenario ZERO Basis steigen die energetischen Modernisierungsraten der Bauteile im Zeitraum bis 2035 deutlich an. Die dabei unterstellten Setzungen orientieren sich an Best-Practice-Werten auf Ebene der Kantone (TEP Energy, 2020a). Nach 2035 steigen die Modernisierungsraten geringfügig weiter an und bleiben bis zum Jahr 2050 weitgehend konstant. Eine Ausnahme bildet das Bauteil Fenster. Beim Bauteil Fenster sind bereits heute die jährlichen Modernisierungsraten vergleichsweise hoch (>2.5 %), der Anstieg fällt entsprechend geringer aus als bei anderen Bauteilen. Langfristig, wenn nach etwa 2040 alle Fenster einen guten Energiestandard aufweisen, wird ein abnehmender Einfluss der Fenster auf die Gesamtsanierungsrate unterstellt. Ein erneuter Austausch des Bauteils bringt dann nur noch wenig zusätzliche Energieeinsparung.

Im Jahr 2050 ist im Szenario ZERO das THG-Reduktionsziel erreicht und die THG-Emissionen sind im Sektor Private Haushalte auf annähernd null reduziert. Weitere Sanierungsmassnahmen führen nicht zu einer weiteren direkten Reduktion der THG-Emissionen. Entsprechend geht die Sanierungsaktivität im Szenario ZERO Basis nach 2050 zurück. Ein vollständiger Verzicht auf weitere energetische Sanierungen dürfte dennoch nicht sinnvoll sein, da durch die damit verbundene Steigerung der Energieeffizienz der Energieverbrauch und die Energiekosten weiter gesenkt werden können.

Abbildung 70: Energetische Erneuerungsraten nach Bauteilen in Mehrfamilienhäusern

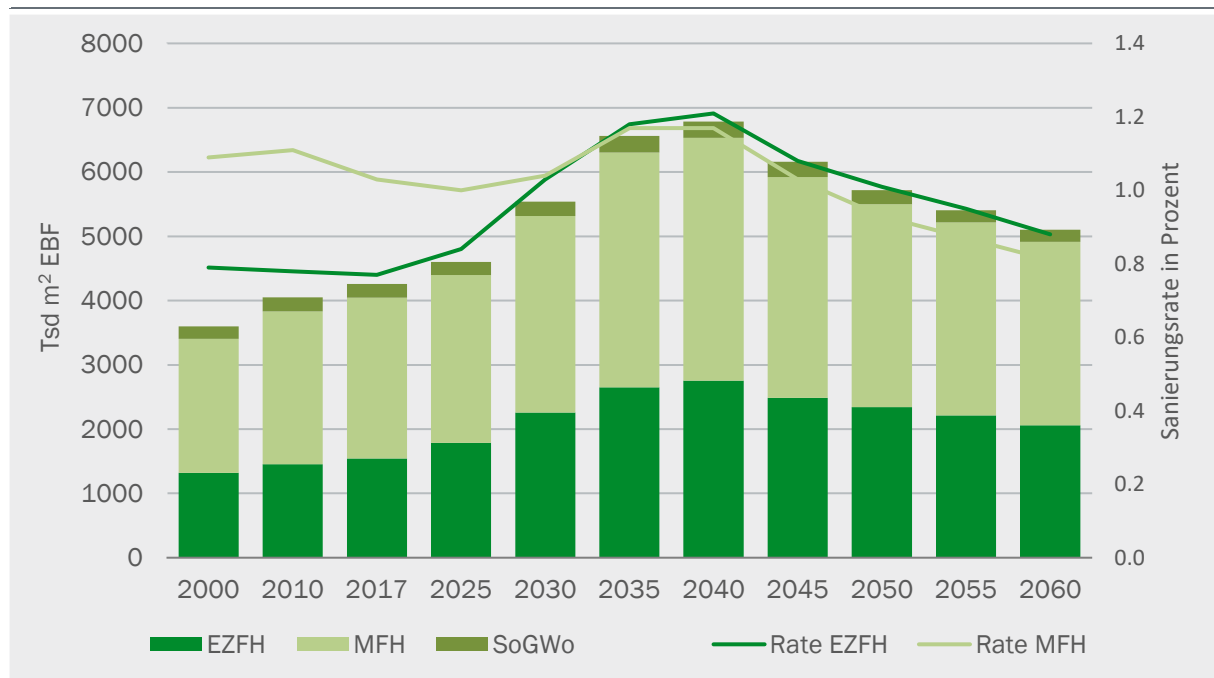
im Altbau, jährliche Raten in Prozent, Szenario ZERO



Als Vereinfachung werden für die sonstigen Gebäude mit Wohnungen die gleichen Annahmen unterstellt wie bei den MFH

Quelle: Prognos AG, Ex-post-Werte basierend auf (TEP Energy, 2020a, 2014) © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Durch die Anhebung der jährlichen Modernisierungsraten der Bauteile nimmt die jährlich sanierte EBF im Szenario ZERO Basis nach 2020 deutlich zu. Verstärkt wird der Effekt durch das weitere Anwachsen des Altbestands. Die jährlich sanierte EBF steigt von rund 4.3 Mio. m² EBF im Jahr 2017 auf knapp 6.8 Mio. m² EBF im Jahr 2040 (s. Abbildung 71). Nach 2040 nimmt die Sanierungsaktivität und entsprechend die jährlich sanierte EBF wieder leicht ab. Der Rückgang ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass der sanierungsbedürftige Altbestand aufgrund von Abgängen abnimmt und der etwa ab dem Jahr 2010 errichtete Neubau durch energetische Sanierungen auch zukünftig nicht mehr wesentlich verbessert werden kann. Im Jahr 2050 werden im Szenario ZERO Basis noch rund 5.7 Mio. m² EBF saniert (2060: 5.1 Mio. m² EBF). Die prozentuale Zunahme der sanierten Fläche fällt bei den EZFH stärker aus als bei den MFH. Dennoch entfällt knapp 60 % der im Zeitraum 2017 bis 2050 sanierten EBF auf die MFH (inkl. sonstige Gebäude mit Wohnungen) und rund 40 % auf die EZFH.

Abbildung 71: Energetisch sanierte EBF nach Gebäudetyp und Sanierungsratensanierte EBF in Tsd. m² im Szenario ZERO Basis, Sanierungsraten bezogen auf den Gesamtbestand (inkl. Neubau)

Quelle: Prognos AG,

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wird der Wohngebäudebestand als Gesamtes betrachtet, so zeigt sich im Jahr 2017 eine Sanierungsrate von rund 0.9 % p. a. Die jährliche Sanierungsrate ist bei den Mehrfamilienhäusern mit 1.0 % etwas höher als bei den Ein- und Zweifamilienhäusern mit rund 0.8 % (s. Abbildung 71). Bezogen auf den Altbestand steigt im Szenario ZERO Basis die Sanierungsrate bei EZFH bis zum Jahr 2040 auf rund 1.4 %, bezogen auf den Gesamtbestand inkl. Neubauten entspricht dies einer Rate von rund 1.2 %. Bei den MFH steigt die jährliche Sanierungsrate im Altbestand bis zum Jahr 2040 auf rund 1.7 %. Bezogen auf den Gesamtbestand der MFH liegt die Rate aber ebenfalls nur bei 1.2 %. Dies ist auf die stärkere Neubauaktivität im Bereich der MFH und den damit verbundenen höheren Anteil an Neubauten zurückzuführen. Nach 2040 nimmt wie beschrieben die jährlich sanierte Fläche ab. Da die Gesamtwohnfläche weiter anwächst, geht die Sanierungsrate deutlich zurück.

Neben der Effizienz der Wärmeerzeuger und der energetischen Qualität der Gebäudehüllen beeinflusst auch die Klimaerwärmung den Heizwärmebedarf. Durch die wärmere Aussentemperatur sinkt der Heizwärmebedarf ab. Die unterstellte Erwärmung des Klimas in der Schweiz wird in Kapitel 4.6 beschrieben. Die Entwicklung im Szenario ZERO basiert auf dem globalen Klimaszenario RCP 2.6 (CH2018, 2018). Gemäss diesem steigt die mittlere Jahrestemperatur in der Schweiz bis zum Jahr 2050 auf rund 10.6°C Mittel im Referenzzeitraum 1984 bis 2002: 9.4°C.⁵⁰ Die Zahl der Heizgradtage verringert sich auf 3'030, das sind rund 11 % weniger als im Referenzzeitraum 1984 bis 2002.⁵¹

⁵⁰ Mittlere Temperatur für die Schweiz: Der berechnete Mittelwert basiert auf den Werten von über 50 Wetterstationen. Diese werden bei der Mittelwertbildung mit dem jeweils zugehörigen Bevölkerungsanteil gewichtet.

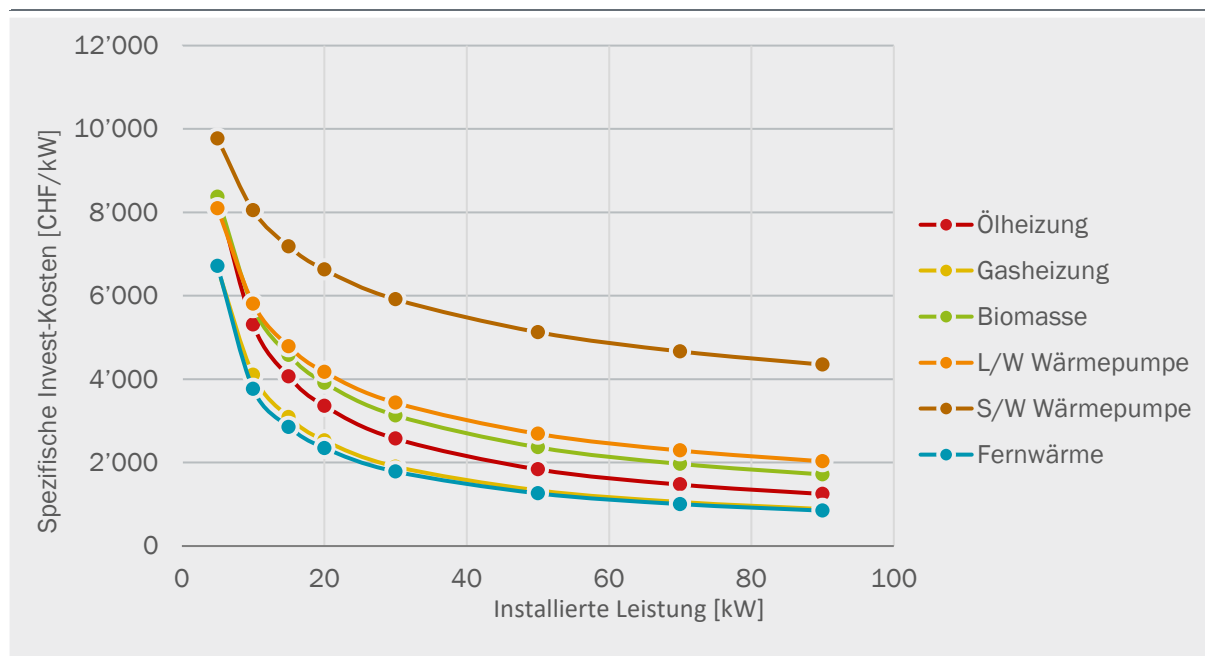
⁵¹ Die Energiemodelle sind kalibriert auf das Witterungsbereinigungsverfahren auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung, das auch in den jährlichen Ex-post-Analysen des Energieverbrauchs zuhanden des BFE eingesetzt wird. Dieses basiert auf dem Referenzzeitraum 1984 bis 2002.

Kostenentwicklung der Wärmeerzeuger

Für die Berechnung der Heizsystemkosten (Investitionen) werden im Sektor Private Haushalte analog zum Vorgehen im Sektor Dienstleistungen zwischen Neubau, Ersatz durch ein Typ-gleiches System und dem Ersatz durch eine andere Heiztechnologie unterschieden (Wechsel). Die Annahme zu den Heizsystemkosten beruhen ebenfalls auf der gleichen Quelle (TEP Energy, 2020b), die unterstellten Annahmen zur Berechnung der Kosten sind in Kapitel 7.3.4 beschrieben. Die daraus resultierenden spezifischen Investitionskosten für Neubauten sind beschrieben in Abbildung 72, diejenigen für den Ersatz durch eine Anlage des gleichen Typs in Abbildung 73 und die Kosten bei einem Wechsel sind in Abbildung 74 dargestellt.

Bei Neubauten sind die Kostenunterschiede zwischen verschiedenen Heizsystemen am geringsten, da viele bauseitigen Arbeiten vorgängig geplant werden können und keine Zusatzkosten verursachen. Bei einem Heizungsersatz im Bestand durch eine Heizung mit typgleicher Technologie entfallen ebenfalls viele Zusatzkosten, da auf bestehende Grundlagen aufgebaut werden kann. Teilweise können auch nur Einzelteile ersetzt werden (z. B. Brenner-Ersatz bei Gasheizungen oder der Austausch von Ventilatoren bei Wärmepumpen), ohne dass bauseitige Arbeiten durchgeführt werden müssen. Die höchsten zusätzliche Kosten müssen beim Heizungsersatz berücksichtigt werden, wenn die Heiztechnologie geändert wird, z. B. wenn von einer bestehenden Ölheizung auf eine Wärmepumpe umgestellt wird. Entsprechend müssen z. B. neue Mauerdurchbrüche erstellt, neue Sockel betoniert oder zusätzliche Anschlüsse eingerichtet werden.

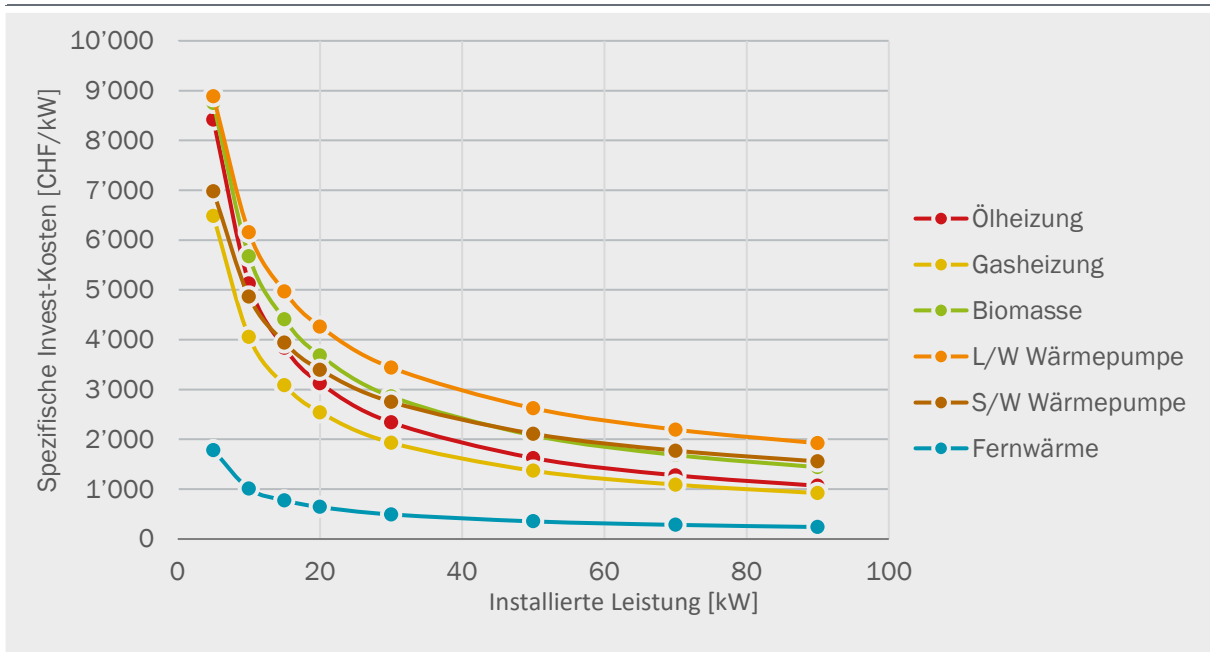
Abbildung 72: Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme im Fall von Neubauten, Segment bis 100 kW



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

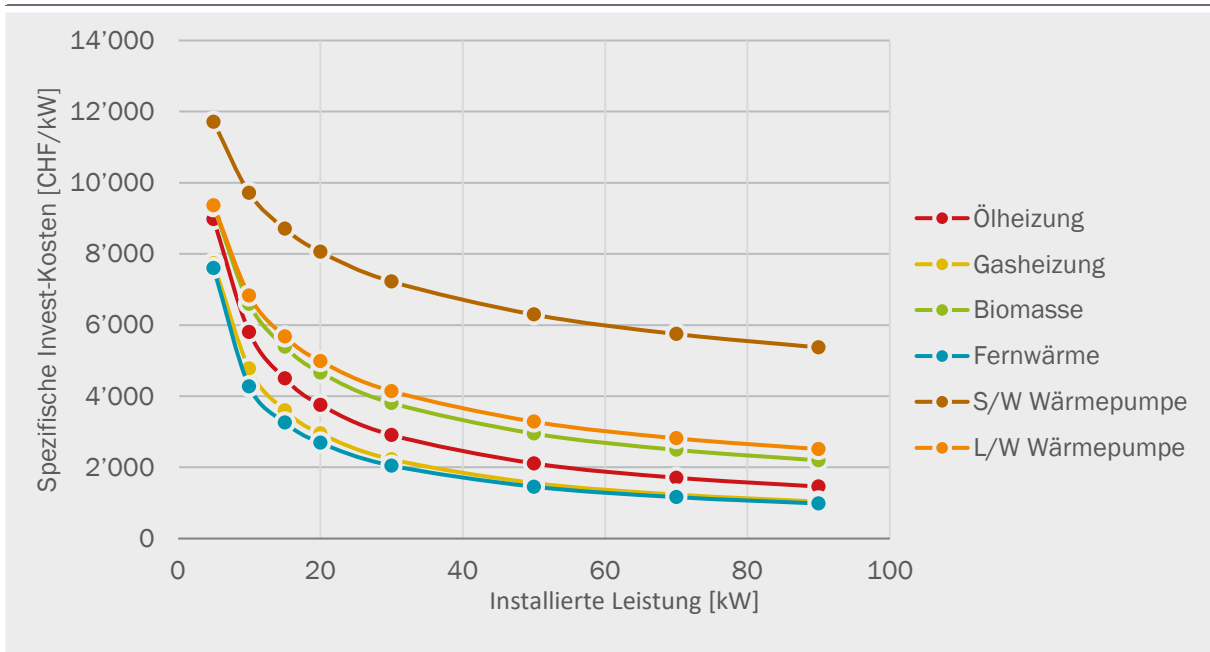
Abbildung 73: Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme beim Ersatz mit gleicher Heizungstechnologie, Segment bis 100 kW



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 74: Spezifische Investitionskosten je kW installierter Heizleistung für unterschiedliche Heizsysteme beim Wechsel der Heizungstechnologie, Segment bis 100 kW



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.4.4 Warmwasser

Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser wird im Wesentlichen von der Bevölkerungszahl, dem Verbrauchsverhalten und der Effizienz der Warmwassererzeugung und -verteilung bestimmt.

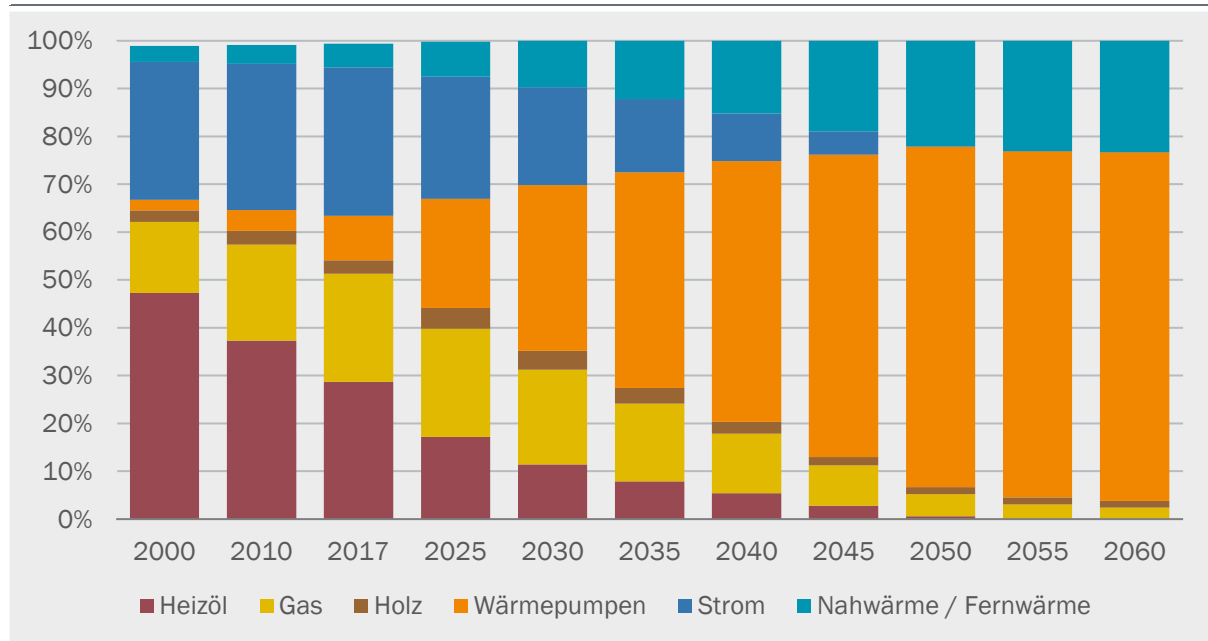
Aktuell wird in den zentralbeheizten Wohnungen für die Warmwassererzeugung oft derselbe Wärmeerzeuger eingesetzt wie für die Raumwärme. Hohe Kopplungsanteile zwischen Raumwärme- und Warmwassererzeugung zeigen sich insbesondere bei der Fernwärme und bei konventionellen Strom-, Gas- oder Ölheizungen; bei den Holzheizungen ist die Kopplung dagegen gering (BFS, 2010). Bei Gebäuden mit Wärmepumpen zeigt sich in den Daten der Gebäude und Wohnungsstatistik (BFS, 2010) bei Neubauten (Baualterklassen ab 2005) eine Kopplung von rund 60 %, bei älteren Baualterklassen ist die Kopplung gemäss GWS-Zahlen geringer. In Gebäuden, in denen Warmwasser nicht gekoppelt über die Heizungsanlage erzeugt wird, wird in der Regel ein Elektroboiler eingesetzt. Zudem unterstützen in einem Teil der Gebäude solarthermische Anlagen die Warmwassererzeugung.

Bei der Modellierung bildet durch die starke Kopplung der Warmwassererzeugung an die Raumwärmeerzeugung der Wohnungsbestand nach Energieträgern und Heizsystem die Basis für die Berechnung der durch eine konventionelle zentrale Warmwasserbereitung versorgten Haushalte (s. Abbildung 63 in Kapitel 7.4.3). In den übrigen Haushalten erfolgt die Warmwasserversorgung durch ungekoppelte Systeme. Die Fortschreibung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung beruht auf folgenden Annahmen:

- Eine starke Kopplung bei Gas-, Öl- und Elektroheizungen sowie bei Wärmepumpen und Fernwärme bleibt bestehen.
- Durch die Substitution der Gas-, Öl- und Elektroheizungen nimmt der Anteil der durch diese Systeme mit Warmwasser versorgte Bevölkerung ab.
- Bei den ungekoppelten Systemen verlieren die konventionellen Elektroboiler zunehmend an Bedeutung, während die Bedeutung der Wärmepumpensysteme zunimmt.
- Der Anteil der mit solarthermischen Anlagen unterstützten Systeme steigt nur leicht an.

Die resultierende Versorgungsstruktur ist in Abbildung 75 dargestellt. Wie bei der Raumwärme, so wird auch beim Warmwasser die zukünftige Versorgungsstruktur im Szenario ZERO Basis durch die elektrische Wärmepumpe und Wärmenetze bestimmt.

Abbildung 75: Szenario ZERO Basis, Struktur der Warmwasserversorgung im Sektor PHH
in Prozent, bezogen auf die Bevölkerung



Quelle: Prognos AG, basierend auf (BFS, 2002) und (BFS, 2010)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Berechnung des Energieverbrauchs geht bei zentralen Systemen von einem täglichen Warmwasserverbrauch pro Kopf und Tag von 50 l aus, bei einer Temperaturdifferenz von 40 °C. Im Zeitraum bis 2050 nimmt der mittlere tägliche Wasserverbrauch im Szenario ZERO um 5 l ab. Ursache ist ein unterstellter verstärkter Einsatz wassersparender Armaturen im Szenario ZERO. Dies entspricht einer Reduktion um rund 10 %. Dezentrale Warmwassersysteme erlauben den Bezug von Warmwasser nur an einzelnen Bezugspunkten. Für diese Warmwassersystemen wird ein täglicher Verbrauch von 35 Liter pro Tag unterstellt. Die Bedeutung der dezentralen Systeme nimmt im Zeitverlauf ab.

Die steigende Effizienz der Wärmeerzeuger in Kombination mit der Verlagerung hin zu Systemen mit höheren Wirkungsgraden (Wärmepumpen, Wärmenetzen, Solarkollektoren) führt zu einem höheren durchschnittlichen Nutzungsgrad bei der Warmwassererzeugung (s. Tabelle 51). Bis ins Jahr 2050 steigt der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad zur Warmwassererzeugung im Szenario ZERO Basis auf 94 %. 2017 betrug er 75 %.

Nach eigenen Schätzungen unterstützten 2017 Solarthermieanlagen in rund 9 % der Wohnungen die Erzeugung des Warmwassers, einige dieser Anlagen lieferten zusätzlich Raumwärme. Die Kollektorfläche und das Speichervolumen beeinflussen den Anteil der Warmwasser-Erzeugung, der über die Solarthermieanlage gedeckt werden kann. In den Sommermonaten sind das in der Regel nahezu 100 %, in den strahlungsärmeren Wintermonaten sind die Deckungsanteile tiefer und es können nur 20 % bis 25 % des benötigten Warmwassers über Solarthermieanlagen abgedeckt werden. Im Jahresmittel wird von rund 60 % bis 65 % ausgegangen. Der verbleibende Bedarf wird durch den primären Wärmeerzeuger (Hauptheizung) gedeckt.

Im Zeitraum 2018 bis 2060 wird im Szenario ZERO Basis ein leichter Anstieg der Solarthermieanlagen unterstellt. Im Jahr 2060 wird in rund 14 % der Wohnungen das Warmwasser teilweise mit

Solarthermieanlagen erzeugt. Es kann eine Nutzungskonkurrenz um die Dachflächen für die Erzeugung von PV-Strom bestehen. Der Vorteil der PV-Erzeugung ist einerseits die Netzanbindung (vor Ort nicht nutzbarer oder speicherbarer Ertrag kann ins Netz eingespeist werden), zum anderen kann der PV-Strom nicht nur für die Erzeugung von Wärme, sondern auch für andere Anwendungen genutzt werden.⁵²

Tabelle 51: Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger für die Erzeugung von Warmwasser

Szenario ZERO Basis, in Prozent

	2000	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Heizöl	55 %	66 %	69 %	71 %	72 %	72 %	73 %	74 %	74 %	74 %
Gas	63 %	72 %	75 %	76 %	77 %	78 %	79 %	80 %	80 %	81 %
Holz	44 %	52 %	54 %	54 %	55 %	57 %	58 %	60 %	60 %	60 %
Strom konventionell	77 %	79 %	80 %	80 %	81 %	81 %	82 %	82 %	83 %	84 %
Wärmepumpe	221 %	267 %	280 %	285 %	293 %	301 %	306 %	312 %	326 %	337 %
Nah- und Fernwärme	73 %	77 %	78 %	79 %	79 %	79 %	79 %	79 %	79 %	79 %
Mittelwert Anlagenbestand	64 %	75 %	80 %	84 %	87 %	90 %	92 %	94 %	94 %	94 %

Bestandsmittelwert berechnet inkl. der bei Wärmepumpen genutzten Umweltwärme

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.4.5 Klima, Lüftung, Haustechnik

Der Verwendungszweck Klima, Lüftung und Haustechnik aggregiert die Verbräuche für die Gebäudeklimatisierung (Klimakälte), die Belüftung, die Hilfsenergie für Raumwärme- und Warmwasseranlagen sowie übrige Verbräuche aus dem Bereich Haustechnik (u. a. Verbräuche für die Hausvernetzung, Antennenverstärker).

Zum aktuellen Stand der **Klimatisierung** in Wohngebäuden gibt es wenig empirische Grundlagen. Der Umfang und der Verbrauch werden im Sektor Private Haushalte als noch gering eingeschätzt. Diese Annahmen stützen sich hauptsächlich auf punktuelle Angaben zu Absatzzahlen zu Kühlgeräten. Die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Nachfrage nach Klimakälte in Wohngebäuden ist vergleichsweise hoch. In den Szenarien wird durch die Klimaerwärmung eine verstärkte Nachfrage nach Gebäudekühlung ausgelöst. Im Szenario ZERO steigt die Zahl der jährlichen Kühlgradtage (Cooling Degree Days – CDD) von im Mittel 125 CDD im Zeitraum 1984 bis 2005 auf annähernd 200 CDD im Jahr 2040 (basierend auf den Szenario RCP 2.6). Danach verbleibt die Zahl der jährlichen CDD im jährlichen Mittel in etwa auf dem Niveau des Jahres 2040. Gegenüber dem Zeitraum 1982 bis 2005 mit 125 CDD entspricht dies einem Anstieg um fast 60 %. Die ausgewiesenen CDD-Werte sind als durchschnittliche Jahreswerte anzusehen. In Jahren mit heißen Sommermonaten sind deutlich höhere Werte zu erwarten, wie die Jahre 2017 (231 CDD) und 2003 (346 CDD) bereits eindrucksvoll gezeigt haben. Zudem steigt die mittlere

⁵² Auch eine Netzanbindung garantiert nicht, dass die gesamte mögliche Erzeugung genutzt werden kann. Im Szenario ZERO Basis wird im Sommerhalbjahr ein geringer Teil der PV-Stromerzeugung abgeregelt.

Temperatur an einem durchschnittlichen Kühlgradtag an, dadurch erhöht sich im Zeitverlauf auch die durch die Anlagen zu leistende spezifische Kühlarbeit.

Mit dem ansteigenden Bedarf nach Klimakälte im Wohnbereich nimmt im Szenariozeitraum der Umfang der klimatisierten Wohnfläche zu. Unterstellt wird im Szenario ZERO ein Anstieg über 46 Mio. m² EBF im Jahr 2030 auf 187 Mio. m² EBF im Jahr 2050 (2060: 249 Mio. m² EBF). Im Jahr 2050 entspricht dies knapp einem Drittel der Wohnfläche (s. Tabelle 52).⁵³

Um 2010 lag die mittlere saisonale Leistungszahl (Kühlleistung im Verhältnis zum Strominput) bei mobilen Kleingeräten bei etwa 2 bis 3 und bei den effizienteren festinstallierten Splitgeräten im Bereich von 3 bis 5. Im Szenarienverlauf nimmt die Effizienz der Klimageräte zu; unterstellt wird ein Anstieg der mittleren saisonalen Leistungszahl auf über 4. Dies dürfte eine eher konservative Schätzung sein, bereits heute gibt es festinstallierte leistungsgeregelte Geräte, die theoretisch saisonale Leistungszahlen von 8 oder sogar höher erreichen können. Bei den mobilen Kleingeräten bleibt dagegen die Effizienz vergleichsweise gering.

Im Zeitverlauf steigt die Bedeutung von Wärmepumpen zur Erzeugung der Klimakälte. Wärmepumpen, insbesondere Sole-Wärmepumpen, weisen eine hohe Energieeffizienz zur Erzeugung von Klimakälte auf. Bei Solewärmepumpen wird von einer mittleren jährlichen saisonalen Leistungszahl von rund 6 ausgegangen, bei Luftwärmepumpen von 4. Bei passiver Kühlung mittels Erdsonde und geringem Pumpstrombedarf sind auch höhere Effizienzen erreichbar (NTB, 2019). Unterstellt wird eine leichte jährliche Effizienzsteigerung von 0.2 %. Aufgrund der leichten Verlagerung von Sole- zu Luftwärmepumpen nimmt die mittlere Effizienz der eingesetzten Wärmepumpen für die Klimatisierung langfristig etwas ab.

Tabelle 52: Kühlgradtage, klimatisierte Wohnflächen und Effizienz der Kühlanlagen

Entwicklung im Szenario ZERO Basis, in Prozent

	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kühlgradtage (CDD)	231	187	193	197	198	197	196	196	197
EBF gekühlt (Mio. m ² EBF)	12	25	46	75	113	147	187	221	249
Anteil an EBF	3 %	5 %	9 %	13 %	20 %	25 %	32 %	37 %	41 %
davon Elektro AC	82 %	74 %	70 %	68 %	68 %	66 %	65 %	67 %	69 %
Wärmepumpen	18 %	26 %	30 %	32 %	32 %	34 %	35 %	33 %	31 %
Leistungszahl Elektro AC	2.8	3.2	3.6	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4
Leistungszahl WP	5.2	5.2	5.3	5.3	5.2	5.2	5.1	5.1	5.1

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wie bei der Klimatisierung, so ist auch bei den Angaben zur Gebäudeausstattung mit Lüftungsanlagen im Wohnbereich die statistische Grundlage beschränkt und beruht auf punktuellen Angaben. Einen Anhaltspunkt bietet das Minergie-Label: Minergie-Gebäude sind mit einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ausgestattet (Minergie, 2020). Einen anderen Anhaltspunkt

⁵³ Im Szenario WWB wird von einer stärkeren Klimaerwärmung ausgegangen als im Szenario ZERO, die Zahl der CCD steigt stärker. Es wird aber in beiden Szenarien von der gleichen Ausstattung ausgegangen, es werden keine Unterschiede in Bezug auf die gekühlte Fläche unterstellt. Im Szenario WWB steigt jedoch die nachgefragte Kühlarbeit aufgrund der höheren CCD stärker an.

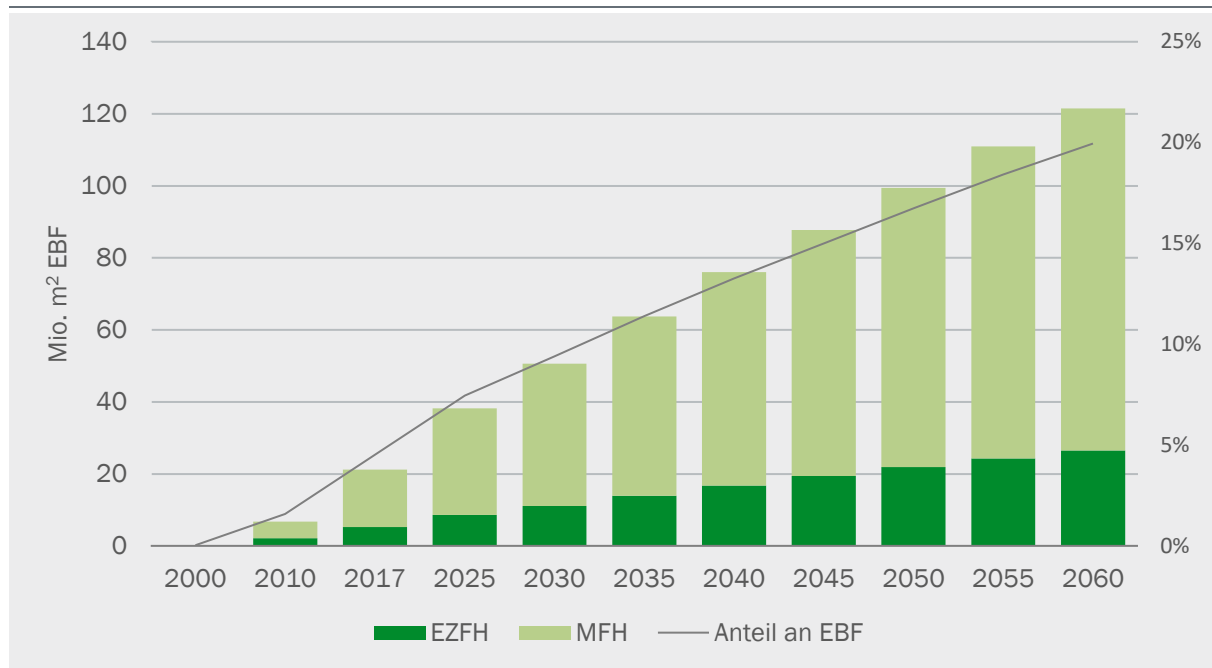
geben Absatzstatistiken von mobilen Geräten (FEA, 2020); hier ist jedoch keine Zuteilung auf die Sektoren gegeben).

Mechanische Lüftungen können den Komfort verbessern, da sie auch bei geschlossenen Fenstern die Zufuhr frischer Luft gewährleisten. Dies kann insbesondere an lärmbelasteten Standorten ein Vorteil sein. Anlagen mit integrierter Wärmerückgewinnung sind eine Energieeffizienzmaßnahme: Sie verringern die Lüftungswärmeverluste und senken den Heizwärmeverbrauch. Nachteile von Lüftungsanlagen sind Lärmemissionen durch den Betrieb der Anlagen, Wartungs- und Reinigungsaufwand sowie der Stromverbrauch der Anlagen; teilweise wird auch die Reduktion der Luftfeuchtigkeit kritisiert.

Im Szenario ZERO wird eine deutliche Ausweitung der **mechanisch belüfteten Wohnfläche** unterstellt. Der Zuwachs im Zeitraum 2017 bis 2060 ist hauptsächlich auf das MFH-Segment zurückzuführen. Rund 80 % der zusätzlich mechanisch belüfteten Wohnfläche fällt auf das MFH-Segment, 20 % auf die EZFH (s. Abbildung 76).

Je Quadratmeter EBF fallen jährliche Wärmeverluste durch Lüftung von rund 22 kWh bei EZFH und 26 kWh bei MFH Häusern an (Streicher, 2020). Durch eine Anlage mit einer Wärmerückgewinnungs-Effizienz von 85 % kann theoretisch der Wärmeverlust um rund 20 kWh/m² verringert werden. Weil Bewohnerinnen und Bewohner zusätzlich lüften, dürfte die Einsparung in der Regel geringer ausfallen. Für die Berechnung in den Szenarien wird eine Einsparung um 12 kWh/m² angesetzt. Für den Betrieb der Lüftungsanlagen wird ein Stromverbrauch von 3.5 kWh/m² im Jahr 2017 unterstellt. Aufgrund von Effizienzsteigerungen verringert sich dieser auf rund 2.5 kWh/m² im Jahr 2050. Ansatzpunkte zur Effizienzverbesserung ergeben sich u. a. beim Wirkungsgrad der Ventilatoren sowie bei der Reduktion der Druckverluste.

Abbildung 76: Szenario ZERO Basis, Wohnfläche mit mechanischer Lüftung mit Wärmerückgewinnung und Anteile der belüfteten Fläche an der Wohnfläche in Prozent (rechte Skala)



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Begriff Hilfsenergie meint hier den Stromverbrauch für die Steuerung der Heiz- und Warmwasseranlagen sowie für den Betrieb der Umwälz- und Zirkulationspumpen zur Wärmeverteilung im Gebäude. Die für die Hilfsenergie relevante Wohnfläche berücksichtigt die Wohnfläche insgesamt ohne die Wohnflächen, die mit dezentralen Einzelraumsystemen auf Basis von Öl, Gas, Kohle oder Holz beheizt werden.

Der durchschnittliche Hilfsenergieverbrauch wird im Jahr 2017 auf rund 2.5 kWh/m² EBF geschätzt. Dieser Verbrauch fällt nicht an bei Wohnflächen mit Einzelheizungen ohne Wärmeverteilung. Der Verbrauch ist etwas höher bei EZFH (rund 3–3.5 kWh/m²) und etwas geringer bei MFH (rund 2 kWh/m²). Durch weitere Effizienzsteigerungen verringert sich der Hilfsenergieverbrauch im Szenarioverlauf auf rund 1.7 kWh/m² bei EZFH und unter 1.2 kWh/m² bei MFH. Wärmepumpen werden in der Regel mit Flächenheizungen kombiniert, dadurch ergeben sich etwas höhere spezifische Verbräuche (+20 %).

7.4.6 Kochherde, Elektrogeräte und Beleuchtung

Kochherde

Kochherde umfassen Backöfen und die Herde, bzw. die Kochplatten. Für den Betrieb dieser Geräte wird überwiegend Strom eingesetzt, der Anteil der Gasherde ist gering und wird als weiter rückläufig eingeschätzt. Holz oder Kohle wird nur noch in wenigen Fällen verwendet (Tabelle 53). Durch das Bevölkerungswachstum und die weiter ansteigende Zahl der Haushalte nimmt auch die Zahl betriebener Kochherde im Szenarienzeitraum zu (+28 % im Zeitraum 2017 bis 2060).

Für Elektroherde und Einbaubacköfen gibt es nur für den Verbrauchsteil Backen eine Energieetikette. Der auf Grundlage der Absatzzahlen nach Energieeffizienzklassen berechnete mittlere Verbrauch für das Backen wird aktuell bei Neugeräten auf rund 115 kWh/a geschätzt (energieagentur-elektrogeräte et al., 2019). Der Verbrauch für das Kochen ist grösser als für das Backen. Bei den klassischen Kochplatten ist zukünftig nur mit geringen Energieeffizienzsteigerungen zu rechnen. Relevante Einsparungen ergeben sich jedoch durch den Einsatz von Induktionsherden, bei denen sich gegenüber konventionellen Herdplatten Einsparungen von 20 % bis 30 % erzielen lassen. Dabei gilt, je geringer die Kochzeit ausfällt, desto grösser ist das relative Einsparpotenzial. Andererseits werden Kochherde teilweise zusätzlich mit Dampfgarer ausgestattet. Der Einsatz der Dampfgarer substituiert in der Regel den Verbrauch für die Kochplatten oder Backöfen, sodass sich dadurch insgesamt nur ein geringer Effekt auf den Energieverbrauch ergibt.

Im Zeitraum 2017 bis 2060 verringert sich im Szenario ZERO Basis der «Technik-Index» der Elektroherde um 16 %. Bei der Modellierung wird zusätzlich unterstellt, dass mit der Abnahme der mittleren Haushaltsgrösse die Nutzung der Kochherde abnimmt. Insgesamt ergibt sich eine Reduktion des spezifischen Geräteverbrauchs von rund 400 kWh/a im Jahr 2017 auf 325 kWh/a im Jahr 2060 (-19 %; s. Tabelle 53). Eine Verschiebung der Essgewohnheiten wurde bei den Berechnungen nicht unterstellt (vgl. Kapitel 3.6).

Gas- und Holzkochherde werden im Szenario ZERO Basis zunehmend bedeutungslos. Der spezifische Verbrauch dieser Herde ist im Vergleich der Elektroherde deutlich höher. Aufgrund einer Verlagerung (Kochfunktionen werden vermehrt durch andere Kochhilfen übernommen) und der abnehmenden Haushaltsgrösse nimmt der spez. Verbrauch auch bei diesen Geräten ab.

Tabelle 53: Kochherde: Ausstattung und spezifischer Verbrauch

	2000	2010	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ausstattungsgrade, bezogen auf die Haushalte											
Elektroherd	91 %	94 %	96 %	96 %	97 %	98 %	99 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Gasherd	7 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Holz-/Kohleherd	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
spez. Verbrauch (Bestand), in kWh/a											
Elektroherd	465	421	401	382	367	353	341	333	329	326	325
Gasherd	738	678	638	602	584	575	576	659	489	465	497
Holz-/Kohleherd	877	801	786	777	775	772	769	765	762	759	756

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Elektrogeräte

Die in privaten Haushalten genutzten Elektrogeräte können in Gerätegruppen unterteilt werden. Unterschieden werden im Folgenden die drei Hauptgruppen

- Weisse Ware (darunter Haushaltsgrossgeräte wie Kühlgeräte, Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler),
- Unterhaltungsgeräte, Informations- und Kommunikationsgeräte (IKT; darunter Laptops, Tablets, Desktop-Computer, Handys, Soundsysteme, TV, Set-Top-Boxen, Video) sowie
- weitere Kleingeräte.

Die Nutzungsdauer von Elektrogeräten beträgt in der Regel zwischen 5 und 15 Jahren. Folglich wird im Verlauf des Betrachtungszeitraums der Bestand an Elektrogeräten mehrmals erneuert. Um die Marktdurchdringung neuer Technologien bei der Modellierung angemessen zu berücksichtigen, werden verbrauchsintensive Grossgeräte wie Kühlschränke, Gefriertruhen, Waschmaschinen, Geschirrspüler, TV-Geräte oder Computer mit Kohortenmodellen fortgeschrieben (s. Kapitel 12.4).

Neben dem technischen Fortschritt ist die Zahl der betriebenen Elektrogeräte von entscheidender Bedeutung für die Entwicklung der Stromnachfrage im Sektor Private Haushalte. Diese Mengenkomponekte wird anhand der Zahl an Haushalten und deren Ausstattung mit den entsprechenden Elektrogeräten abgeschätzt, wobei Zweitgeräte mitberücksichtigt werden. Grundsätzlich gehen die Szenarien von einer weiter steigenden Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten aus. Aufgrund der zugleich steigenden Zahl an Haushalten nimmt der Gerätebestand insgesamt deutlich zu. Bei der Entwicklung der einzelnen Geräte zeigen sich jedoch teilweise deutliche Unterschiede (s. Tabelle 54). Grosse Zunahmen zeigen sich insbesondere bei Geräten, bei denen im Jahr 2017 noch bedeutende Anteile der Haushalte über kein eigenes Gerät verfügten (u. a. bei den Geschirrspülern) oder mehr als ein Gerät je Haushalt gebräuchlich wird (u. a. Laptops, Tablets). Bei den Kühl- und Gefriergeräten wird von einer Verlagerung in Richtung Kühl-Gefrier-Kombigeräten ausgegangen, u. a. aufgrund der kleiner werdenden Haushalte. Bei den Computern zeigt sich eine weiter fortschreitende Verlagerung von Desktop-Rechnern zu mobilen Laptops und

Tablets. Andere Geräte; wie Videorecorder; werden weitgehend durch andere Geräte bzw. Dienste ersetzt, die Bestände sind stark rückläufig.

Tabelle 54: Bestand an Elektrogeräten nach Gerätekategorie

im Zeitverlauf bis 2060, in Tsd.

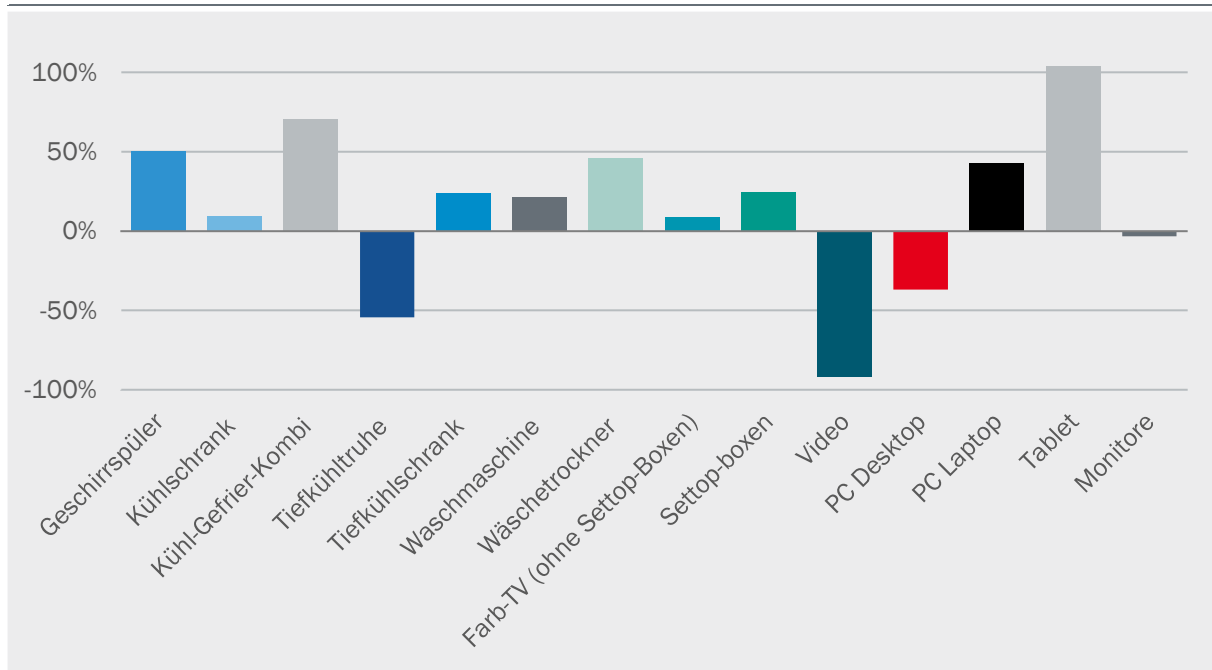
	2000	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Geschirrspüler	1'650	2'711	3'113	3'386	3'608	3'757	3'869	3'992	4'037	4'074
Kühlschrank	3'046	3'347	3'416	3'468	3'514	3'536	3'555	3'586	3'629	3'665
Kühl-Gefrier-Kombi	836	1'425	1'752	1'938	2'100	2'221	2'308	2'367	2'399	2'425
Tiefkühltruhe	1'038	398	316	296	255	229	204	181	181	181
Tiefkühlschrank	1'022	1'974	2'131	2'221	2'299	2'348	2'381	2'409	2'431	2'447
Waschmaschine	2'990	3'592	3'860	4'012	4'140	4'218	4'268	4'306	4'334	4'352
Waschtrockner	39	105	167	201	235	270	304	339	374	410
Wäschetrockner	1'561	2'971	3'399	3'620	3'826	3'992	4'087	4'174	4'253	4'326
Farb-TV	3'678	4'333	4'526	4'610	4'658	4'658	4'647	4'650	4'669	4'699
Set-Top-Boxen	151	2'464	2'812	2'967	3'039	3'037	3'029	3'031	3'044	3'068
Video	2'528	1'558	581	319	177	124	125	126	126	126
PC Desktop	1'679	1'522	1'217	1'151	1'137	1'109	1'074	1'038	1'000	962
PC Laptop	382	3'477	3'851	4'079	4'290	4'455	4'595	4'727	4'851	4'968
Tablet	0	2'999	4'214	4'622	4'950	5'222	5'464	5'693	5'908	6'111
Monitore	1'678	1'311	1'228	1'282	1'398	1'461	1'415	1'368	1'318	1'268

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 77: Relative Veränderung der Gerätebestände

Veränderung 2060 gegenüber 2017, in Prozent



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Trotz der in den letzten Jahren erzielten Effizienzgewinne bestehen bei den meisten der betrachteten Geräte weitere Potenziale zur Steigerung der technischen Energieeffizienz (Tabelle 55). Dies belegt u. a. eine Auswertung der auf www.Topten.ch gelisteten Geräte.⁵⁴ Im Szenario ZERO wird davon ausgegangen, dass bis 2030 Absätze nur noch mit Neugeräten der höchsten Effizienzklasse gemacht werden (Mittelwert der Topten-Geräte). Bis zum Jahr 2050 verbessert sich die Effizienz der neu abgesetzten Geräte auf das Niveau der heutigen Bestgeräte (beste der auf der Plattform Topten aufgeführten Geräte)⁵⁵. Grundlegend neue Technologien wie Magnetkühlschränke werden nicht betrachtet. Berücksichtigt wird allerdings die Entwicklung der Grösse, da sie der Geräteeffizienz in der Regel entgegenwirkt (Tabelle 56). Beispielsweise wird bei den TV-Geräten von einer vorerst weiter steigenden Bildschirmfläche und den Kühl- und Gefriergeräten einem weiterwachsenden Kühl- respektive Gefriervolumen ausgegangen.

⁵⁴ Topten ist eine nach eigenem Verständnis neutrale und unabhängige Preisvergleichs-Plattform. Topten informiert Konsumenten von Elektro- und Haushaltsgeräten über energieeffiziente Geräte, deren Preis und Umweltbelastung.

⁵⁵ Abruf der Daten im Jahr 2018.

Tabelle 55: Spezifischer Stromverbrauch neuer Elektrogeräte nach Gerätekategorie

Verbrauch von Neugeräten im Zeitverlauf 2000 bis 2060, in kWh/a

	2000	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Geschirrspüler	258	195	181	172	167	161	157	153	150	146
Kühlschrank	271	160	151	146	141	137	133	126	119	113
Kühl-Gefrierkombi	353	193	183	178	169	161	152	145	139	133
Tiefkühltruhe	370	164	157	149	139	131	122	111	108	106
Tiefkühlschrank	308	166	163	157	149	143	138	131	125	120
Waschmaschine	218	141	130	121	113	105	100	96	92	88
Waschtrockner	603	400	358	325	311	299	284	271	258	245
Wäschetrockner	340	125	115	106	109	111	110	108	107	106
Farb-TV)	155	116	134	139	134	129	124	119	115	110
Set-Top-Boxen	181	59	54	51	50	48	46	44	43	41
Video	44	13	12	12	12	11	11	11	11	11
PC (Desktop)	119	67	65	63	62	61	59	58	57	57
PC (Laptop)	47	20	19	19	19	18	18	18	17	17
Tablet		6	6	7	7	7	7	6	6	6
Monitore	119	25	24	23	23	22	22	22	22	21

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 56: Ausgewählte Annahmen zur Entwicklung der Gerätegrösse

von Neugeräten, im Zeitverlauf bis 2060

		2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
TV – Bildschirmdiagonale	Zoll	45	52	55	56	57	57	57	57	57
Kühlschrank – Kühlvolumen	Liter	208	217	222	228	234	239	239	239	239
Kühl-Gefrierkombi – Volumen	Liter	284	297	306	313	313	313	313	313	313
Gefriergerät – Volumen	Liter	207	215	221	226	232	238	238	238	238
Geschirrspüler – Grösse	IMG	12	12	12	13	13	13	13	13	13
Waschmaschinen – Kapazität	kg	7	8	9	9	9	9	9	9	9
Tumbler – Kapazität	kg	7	8	8	9	9	9	9	9	9

IMG: Internationale Massgedecke

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Beleuchtung

Bei der Beleuchtung zeigen sich im Ex-post-Zeitraum in Bezug auf den Energieverbrauch zwei entgegengesetzte Trends. Einerseits nehmen die beleuchtete Wohnfläche und die Ausstattung mit Lampen zu (s. Tabelle 57). Andererseits steigt der Anteil effizienter LED-Lampen stark an. Bereits im Jahr 2017 dürfte es sich bei etwa 30 % der in Wohngebäuden installierten Lampen um LED-Lampen gehandelt haben. Der Anteil der LED-Technologie an den jährlichen Absätzen im Bereich Ersatzleuchtmittel lag im Jahr 2019 bereits bei annähernd 60 % (SLG, 2020). Aufgrund der weiter steigenden Anteile erhöht sich der Anteil der LED-Lampen bis 2030 auf über 90 %. Gleichzeitig werden die LED-Lampen noch effizienter und für die Erzeugung von Licht wird zunehmend weniger elektrische Leistung benötigt. Im Szenario ZERO wird angenommen, dass langfristig LED-Lampen bis zu 240 Lumen je Watt erzeugen (2017: rund 85-90 lm/W). Die installierte elektrische Lampenleistung nimmt dadurch im Zeitverlauf trotz zunehmender Ausstattung ab. Der spezifische Stromverbrauch für die Beleuchtung verringert sich insgesamt von 2.5 kWh/m² auf rund 0.7 kWh/m² (-70 %).

Tabelle 57: Kennzahlen zur Entwicklung des Verbrauchs für die Beleuchtung in Wohngebäuden
im Zeitverlauf bis 2060

	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Mio. m ² EBF	515	562	589	611	627	638	648	656	663
installierte Lampen, in Mio.	120	133	142	149	155	160	165	169	173
Anteil LED	32 %	86 %	91 %	92 %	93 %	93 %	94 %	94 %	94 %
installierte Lampenleistung insgesamt (MW)	3757	1799	1627	1548	1494	1437	1388	1342	1364
kWh/m ² EBF	2,5	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.4.7 Szenarienvergleich – Abwandlungen gegenüber dem Hauptszenario

Die berechneten Szenarien unterscheiden sich im Sektor Private Haushalte nicht in den übergeordneten Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung und Haushalte. Auch die Entwicklung der Zahl der Wohnungen und der Wohnfläche ist grundsätzlich identisch. Unterschiede zeigen sich hingegen bei der Effizienzentwicklung und bei der Struktur der Wärmeversorgung.

Effizienz: langsamere Entwicklung im Szenario WWB

In den vier Varianten des Szenarios ZERO wird von identischen Annahmen bezüglich der Effizienzentwicklung ausgegangen. Im Szenario WWB steigt hingegen die Effizienz langsamer an.⁵⁶ Im Szenario WWB ist auch die Sanierungsrate tiefer, der Verbrauch der neu gebauten und sanierten

⁵⁶ Die geringfügigen Differenzen im Energieverbrauch zwischen den Varianten des Szenarios ZERO sind auf die leicht unterschiedliche Entwicklung bei der Wärmeversorgung zurückzuführen. Aufgrund der Unterschiede der Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger ergeben sich geringfügige Unterschiede beim Endverbrauch. Die grundsätzliche Effizienzentwicklung der einzelnen Gebäude, Anlagen und Geräte ist jedoch identisch.

Gebäude ist etwas höher und auch bei den Anlagen und Elektrogeräten sinkt der Verbrauch langsamer als im Szenario ZERO (s. Tabelle 46).

Der spezifische Verbrauch für Raumwärme bei Neubauten und bei Vollsanierungen nimmt im Szenario WWB im Zeitverlauf weniger stark ab als im Szenario ZERO. Auch im Szenario WWB wird unterstellt, dass die MuKE 2014 im Verlauf der 2020er-Jahre umgesetzt werden. Danach erfolgt bis 2050 beim Neubau eine mittlere jährliche Reduktion des mittleren spezifischen Verbrauchs von 0.2 %, respektive rund 0.4 % bei Sanierungen. Bis zum Jahr 2050 verringert sich so der spezifische Verbrauch für Raumwärme im Szenario WWB bei Neubauten auf rund 30–40 kWh/m² und bei Vollsanierungen auf 45–55 kWh/m² (s. Tabelle 58). Das sind rund 10 kWh/m² mehr als im Szenario ZERO.

Neben der Sanierungstiefe (spez. Verbrauch bei Vollsanierungen) ist im Szenario WWB auch die Sanierungshäufigkeit (Sanierungsrate) und damit der Umfang der energetisch sanierten Fläche geringer als im Szenario ZERO. Die im Zeitraum 2017 bis 2050 sanierte Wohnfläche ist im Szenario WWB rund 33 % kleiner als im Szenario ZERO (s. Abbildung 78). Im Szenario WWB verbleibt die Sanierungsrate im Altbestand in etwa auf dem in den letzten Jahren beobachteten Niveau von knapp 1 % bei den EZFH und 1.2 % bei den MFH. Aufgrund der Zunahme der Altbaufäche nimmt die jährlich sanierte Wohnfläche bis 2040 leicht zu. Im Szenario WWB sind nach 2040 alle Fenster ausgetauscht und auf einem energetisch hohen Standard. Weitere Fensterwechsel bringen nur geringe zusätzliche Energieeinsparungen. Dies wird über einen geringen Effekt auf die Gesamtsanierungsrate abgebildet, die nach 2040 entsprechend etwas zurückgeht.

Tabelle 58: Spezifische Verbrauchswerte für Raumwärme im Szenario WWB

spez. Verbrauchswerte in kWh/m² EBF, nach Neubau und Sanierung und nach Gebäudetyp.

Ergänzender Szenarienvergleich des Wärmenutzungsgrads von Wärmepumpen, Bestandsmittelwerte

	2010	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Neubau										
EZFH	50	49	46	46	45	44	44	43	43	42
MFH	36	35	33	33	32	32	32	31	31	30
Sanierung										
EZFH	82	77	65	62	61	59	58	57	56	56
MFH	68	60	51	49	46	45	44	44	43	43
Wärmenutzungsgrad von Wärmepumpen										
WWB	280 %	313 %	334 %	349 %	364 %	379 %	394 %	412 %	431 %	447 %
zum Vergleich: ZERO Basis	280 %	313 %	328 %	337 %	348 %	360 %	373 %	385 %	397 %	409 %

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

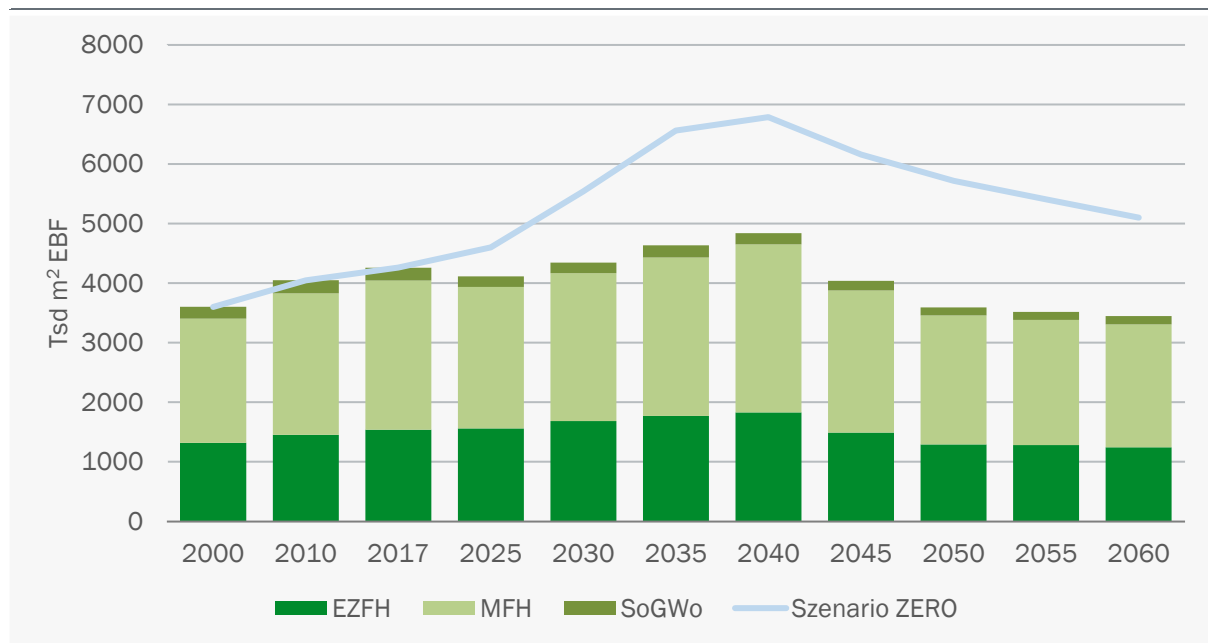
Zudem steigt der mittlere Wärmenutzungsgrad der elektrischen Wärmepumpen im Szenario WWB etwas langsamer an. Gründe sind u. a. die etwas tieferen Quellentemperaturen bei Sole-Wärmepumpen (weniger Regenerierung), etwas geringere Gütegrade und höhere Verbräuche für die Hilfsenergie. Insgesamt fällt die Differenz zwischen den Szenarien nur gering aus (s. Tabelle 58). Das ist auch darauf zurückzuführen, dass im Szenario ZERO die Substitutionsgewinne im

Gebäudebestand eine etwas grössere Rolle spielen. Bei Anlagen im (sanierten) Gebäudebestand lassen sich aufgrund der notwendigen höheren Vorlauftemperaturen etwas weniger hohe Nutzungsgrade erzielen als beim Neubau.

Geringe Unterschiede bei der Effizienzentwicklung werden auch bei den Elektrogeräten und der Beleuchtung unterstellt. Dokumentiert sind diese in den [Ergebnistabellen](#) zum Sektor Private Haushalte.

Abbildung 78: Energetisch sanierte EBF nach Gebäudetyp im Szenario WWB

sanierte EBF in Tsd. m² und Vergleich zum Szenario ZERO Basis



Quelle: Prognos AG

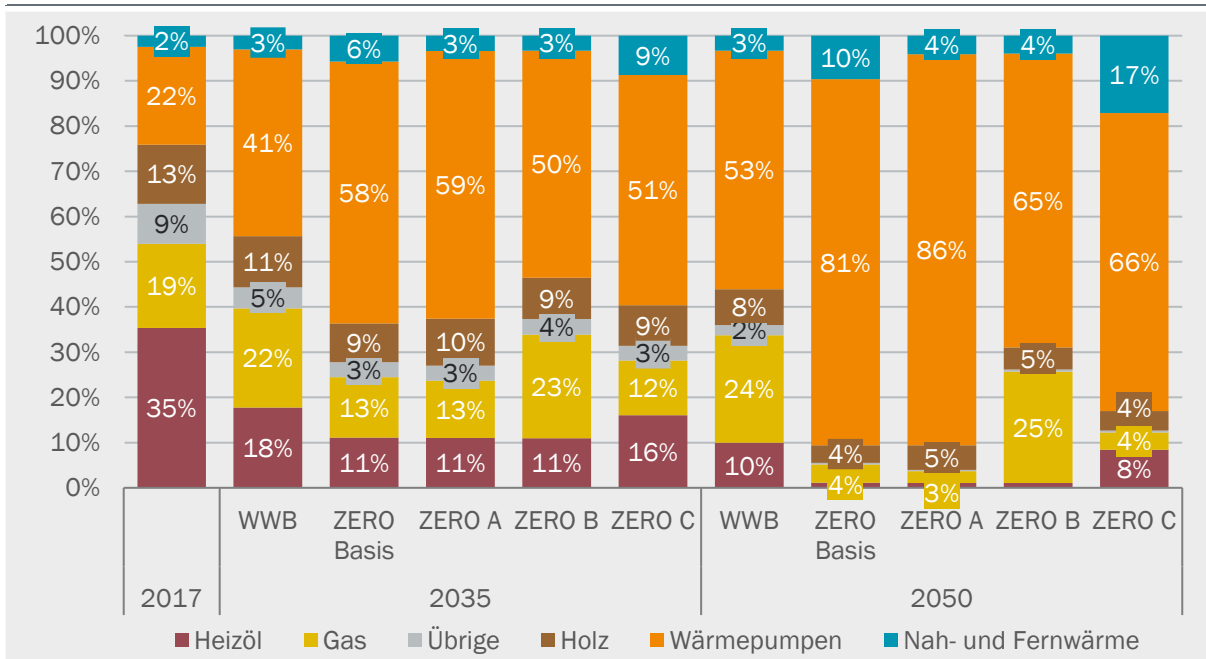
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wärmeversorgung – Beheizungsstruktur

Bei der Wärmeversorgung zeigen sich nicht nur Differenzen zwischen dem Szenario WWB und dem Szenario ZERO, sondern auch zwischen den verschiedenen Varianten des Szenarios ZERO. Diese Differenzen ergeben sich durch den vorgegebenen Charakter der Szenarien (s. Kapitel 2.1). In der Variante ZERO A wird sehr stark auf den Ausbau dezentraler Wärmepumpen gesetzt, in der Variante ZERO B bleibt die Versorgung mit Gasen wichtig und in der Variante ZERO C werden die Wärmenetze sehr stark ausgebaut, es verbleibt zudem ein Restsockel von Ölheizungen. Die Variante ZERO Basis besteht aus einem Mix und setzt hauptsächlich auf dezentrale Wärmepumpen und Wärmenetze. Diese exogenen Vorgaben der Technologiepfade in den Varianten des Szenario ZERO werden bei der Modellierung über unterschiedliche Substitutionsbeziehungen beim Ersatz von Altanlagen und unterschiedliche Anteile bei den Neubauten umgesetzt. Beim Szenario WWB ergeben sich die Substitutionsbeziehungen und Neubauanteile anhand der Entwicklung der Wirtschaftlichkeit und der Fortschreibung der beobachtbaren Trends. Die resultierenden Beheizungsstrukturen der fünf Szenarien sind in Abbildung 79 für die EZFH und Abbildung 80 für die MFH dargestellt.

Abbildung 79: Szenarienvergleich Beheizungsstruktur in EZFH

Anteile der Wärmeerzeuger an der Energiebezugsfläche

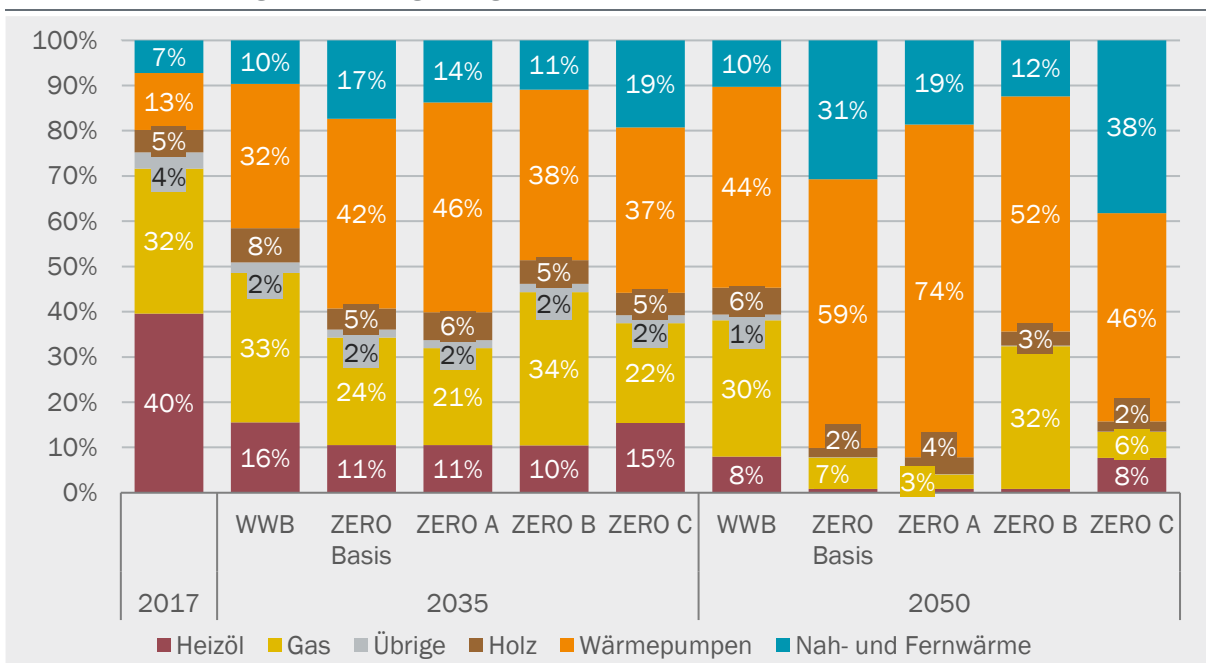


Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 80: Szenarienvergleich Beheizungsstruktur in MFH

Anteile der Wärmeerzeuger an der Energiebezugsfläche



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

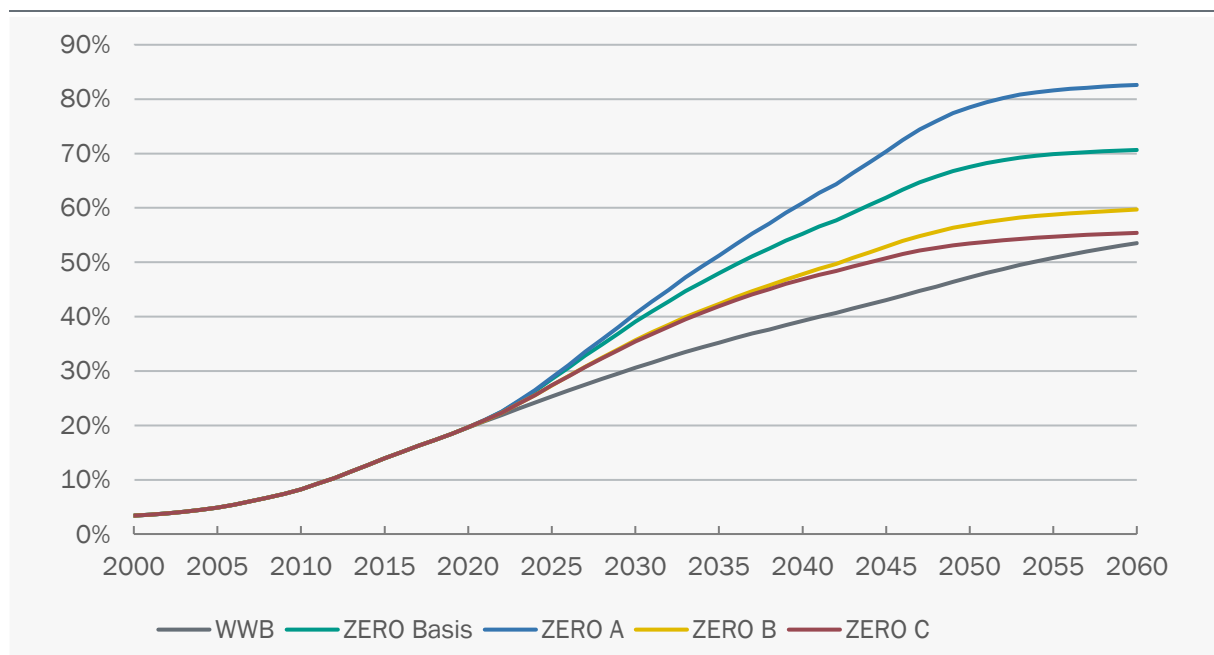
Dezentrale Wärmepumpen

Der Anteil dezentraler Wärmepumpen (ohne Grosswärmepumpen) an der beheizten Wohnfläche ist seit dem Jahr 2000 deutlich gestiegen, von rund 3 % im Jahr 2000 auf 16 % im Jahr 2017. Haupttreiber für das Wachstum war anfänglich der Neubau. Im Jahr 2017 wurden annähernd 70 % der Neubaufäche mit Wärmepumpen versorgt. Doch auch bei Substitutionen von Altanlagen hat die Bedeutung in den letzten Jahren stark zugenommen, insbesondere bei den EZFH.

Bis zum Jahr 2050 wird die elektrische Wärmepumpe in allen Szenarien – auch im Szenario WWB – zum wichtigsten Wärmeerzeuger, sowohl bei den EZFH als auch bei den MFH. Den geringsten Anteil erreicht die Wärmepumpe bis 2050 im Szenario WWB mit 47 %. In der Variante ZERO A mit einem starken Fokus auf dezentrale Wärmepumpen wird mit 79 % erwartungsgemäss der höchste Anteil erreicht (s. Abbildung 81). Im Szenario ZERO Basis steigt der Anteil über 48 % im Jahr 2035 auf 68 % im Jahr 2050 (2060: 71 %).

Abbildung 81: Anteile der elektrischen Wärmepumpe an der Beheizungsstruktur

dezentrale Anlagen, ohne Grosswärmepumpen in Wärmenetzen, bezogen auf die EBF, nach Szenarien im Zeitraum 2000 bis 2060



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wärmenetze

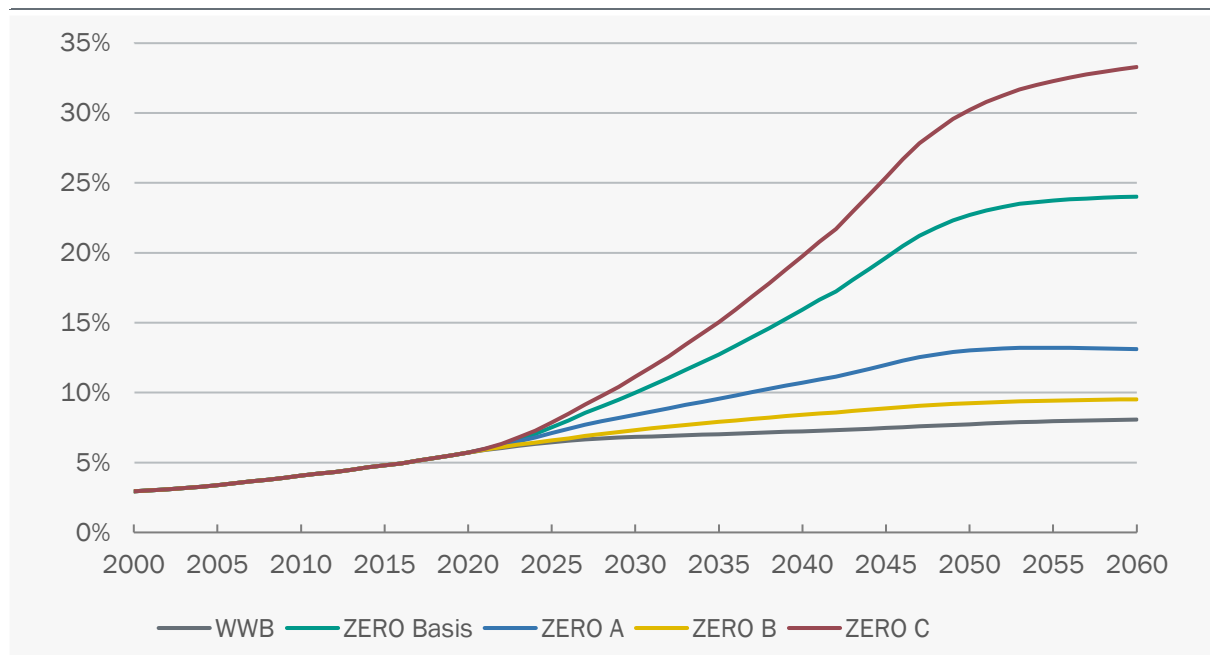
Wärmenetze sind insbesondere in dicht bebauten Gebieten mit hoher Wärmedichte eine interessante Option. Entsprechend ist die Bedeutung bei Mehrfamilienhäusern höher als bei Ein- und Zweifamilienhäusern.

In allen Szenarien steigt der Anteil der Wohnflächen, die über Wärmenetze versorgt werden – und das bei einer Wohnfläche, die im Zeitraum 2017 bis 2060 um 30 % zunimmt. Am stärksten fällt der Anstieg der Wärmenetze im Szenario ZERO C an. Hier wird im Jahr 2050 ein Anteil an der beheizten Wohnfläche von 30 % erreicht (2060: 33 %; s. Abbildung 82). Vergleichsweise schwach ist der Ausbau der Wärmenetze in den Szenarien WWB (2050: Anteil 8 %) und ZERO B (2050: Anteil 9 %). Im Szenario Basis erhöht sich der Anteil von 5 % im Jahr 2017 auf 23 % im Jahr 2050.

Die Erzeugung der Nahwärme verschiebt sich in allen Szenarien von Gas und Biomasse zunehmend in Richtung Grosswärmepumpen. Im Szenario ZERO Basis erhöht sich der Anteil der Grosswärmepumpen langfristig auf rund 65 %, in den Szenarien ZERO A und ZERO C sogar auf über 70 %. Die Abdeckung der Lastspitzen erfolgt dabei über Gas (langfristig Biomethan) und Holz. Im Szenario WWB und ZERO B steigt der Anteil der Grosswärmepumpen an der Erzeugung auf knapp 50 %, der Rest der Erzeugung erfolgt hauptsächlich über Gas und Holz. In allen Szenarien wird ein kleiner Teil der Wärme mit Solarthermie erzeugt (rund 5 %).

Abbildung 82: Anteile der Nah- und Fernwärmenetze an der Beheizungsstruktur

bezogen auf die EBF, nach Szenarien im Zeitraum 2000 bis 2060



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Feste Biomasse: Holzheizungen

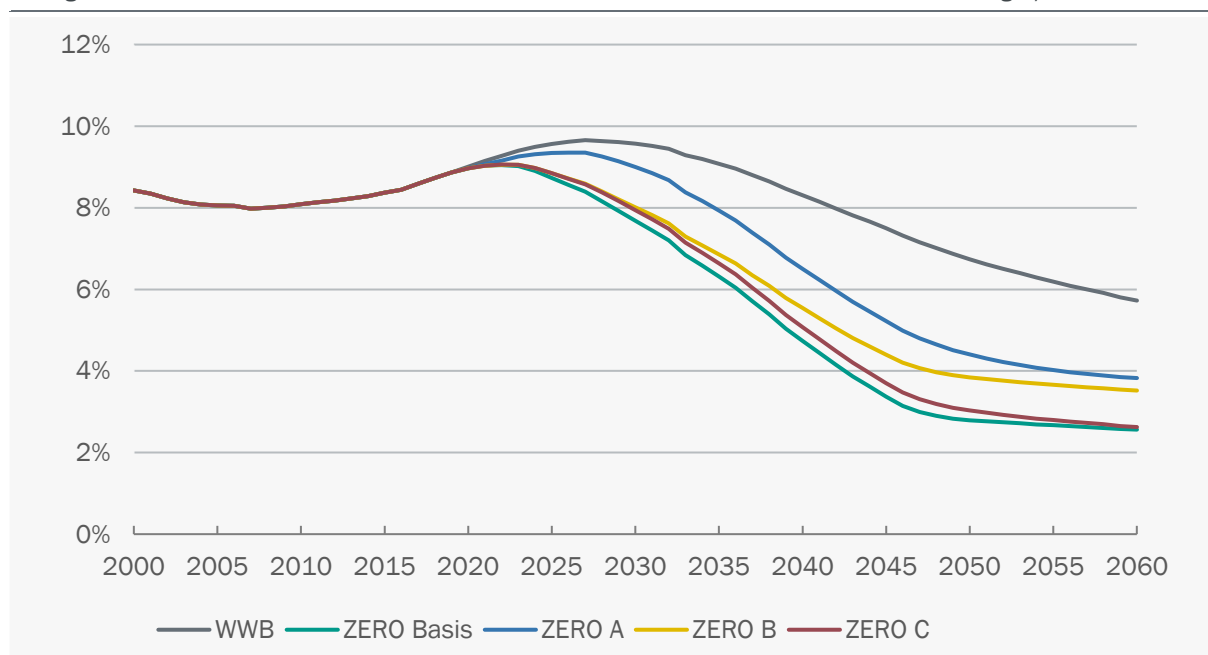
Der Anteil der Holzheizungen an der beheizten Wohnfläche hat in den Jahren 2010 bis 2017 leicht zugenommen. Obwohl Holz als nahezu treibhausgasneutraler Energieträger zur Erzeugung von Wärme in den Gebäuden eingesetzt werden kann, nimmt der Anteil der Holzheizungen in allen Szenarien zwischen 2025 und 2030 ab. In den Varianten des Szenario ZERO ist das auf das beschränkte Potenzial an Holz zurückzuführen. Holz wird zunehmend dort eingesetzt, wo kaum CO₂-freie Alternativen zur Verfügung stehen oder Holz auch zur Erzeugung von negativen Emissionen genutzt werden können. Im Szenario ZERO erfolgt der Einsatz unter anderem bei zentralen Biomasseanlagen mit CCS oder industrielle Anlagen zur Erzeugung von Prozesswärme. Im Gebäudesektor werden tiefere Temperaturen benötigt, diese können durch dezentrale Wärmepumpen, Grosswärmepumpen oder auch mit Solarthermie CO₂-frei erzeugt werden. Bei Gebäuden, die nicht an ein Wärmenetz angeschlossen werden können oder bei denen der Einsatz nicht sinnvoll ist (z. B. hohe Vorlauftemperatur aufgrund von Dämmrestriktionen) bilden Holzheizungen auch langfristig eine zielkompatible Lösung.

Im Szenario WWB werden Holzheizungen weiterhin gefördert und die mit Holz beheizte Fläche steigt länger an als in den Szenarien ZERO. Durch die weitere Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen verschieben sich aber langfristig auch im Szenario WWB die Nutzung von Holzheizungen hin zur Wärmeerzeugung durch elektrische Wärmepumpen.

In den ZERO-Szenarien verringert sich der Holz-Anteil von knapp 9 % im Jahr 2017 auf 3 bis 4 % im Jahr 2050. Im Szenario WWB fällt der Anteil auf rund 7 % (Abbildung 83). Bei den meist dezentralen EZFH ist der Anteil leicht höher als bei den MFH.

Abbildung 83: Anteile der Holzheizungen an der Beheizungsstruktur

bezogen auf die EBF, nach Szenarien im Zeitraum 2000 bis 2060, Holz: feste Biomasse ohne Biogas/Biomethan



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

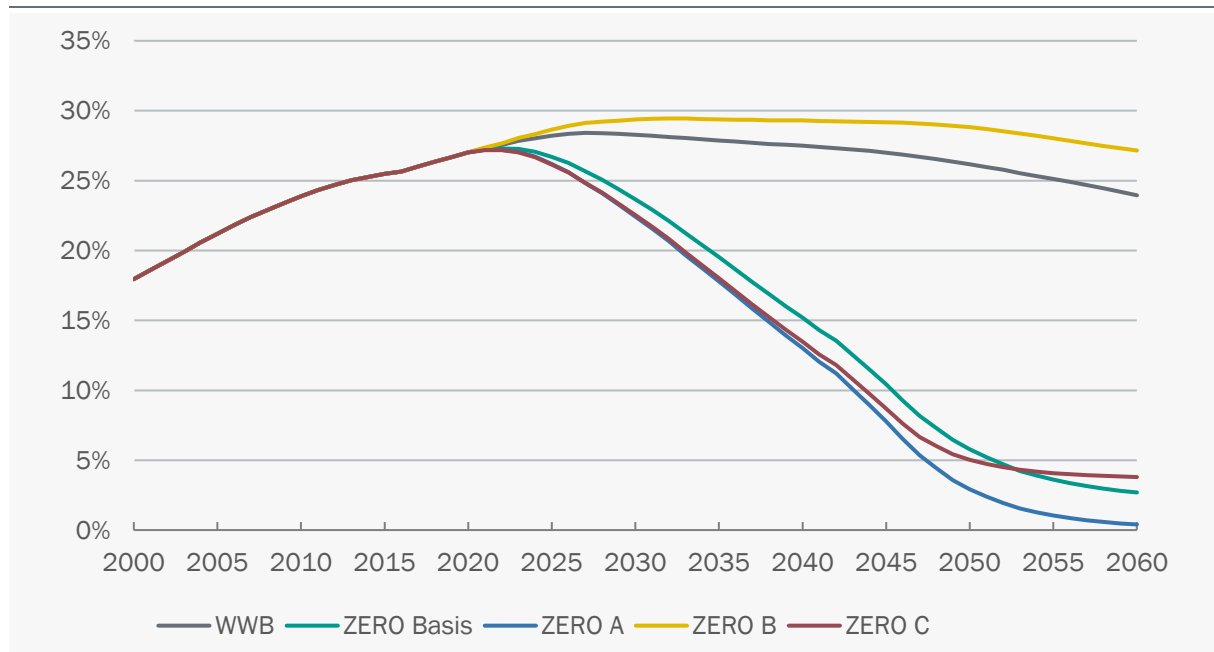
Gas

Gaseizungen sind wirtschaftlich attraktiv und zudem emittieren sie weniger THG als Heizölheizungen. Der Anteil der Gasheizungen an der beheizten Wohnfläche hat sich in der Vergangenheit erhöht, und zwar von rund 18 % im Jahr 2000 auf ca. 26 % im Jahr 2017. Im Szenario WWB und Szenario ZERO B steigt der Anteil im Szenariozeitraum noch leicht an und bleibt dann bis zum Jahr 2050 weitgehend konstant bei rund 28 % (Abbildung 84). Im Szenario WWB wird in den Gasheizungen überwiegend fossiles Erdgas eingesetzt. Im Szenario ZERO B wird hingegen langfristig das fossile Erdgas vollständig durch Biomethan (25 %) und strombasiertes PtMethan (75 %) ersetzt.

In den Szenarien ZERO Basis, ZERO A und ZERO C wird das fossile Erdgas ebenfalls vollständig durch Biomethan ersetzt, PtMethan hingegen wird in diesen Szenarien nicht eingesetzt. Aufgrund des limitierenden Potenzials an Biomethan und der gleichzeitigen Nachfrage nach Biomethan durch andere Sektoren ist die Verfügbarkeit im Gebäudesektor begrenzt. Der Anteil der Gasheizungen nimmt dadurch deutlich ab und fällt in den Szenarien ZERO Basis, ZERO A und ZERO C bis zum Jahr 2050 auf rund 5 %. Der Anteil bei den MFH ist dabei etwas höher als bei den dezentralen EZFH.

Abbildung 84: Anteile der Gasheizungen an der Beheizungsstruktur

bezogen auf die EBF, nach Szenarien im Zeitraum 2000 bis 2060, ohne Biogas/Biomethan



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Heizöl

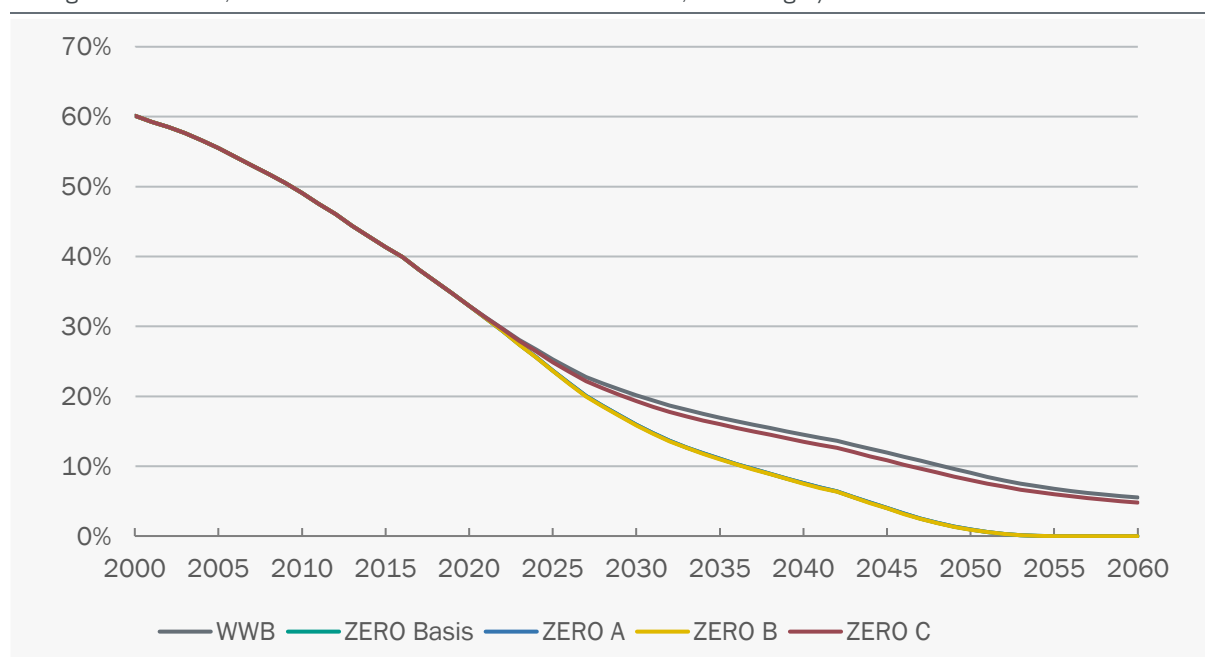
Der Anteil der mit Heizöl beheizten Wohnfläche hat in der jüngeren Vergangenheit stark abgenommen, er hat sich von 60 % im Jahr 2000 auf noch 38 % im Jahr 2017 verringert. Dieser grundlegende Trend setzt sich in allen Szenarien fort, fällt aber nicht in allen Szenarien identisch aus.

In den Szenarien ZERO Basis, ZERO A und ZERO B werden langfristig alle Heizölheizungen durch alternative Systeme ersetzt, um das Jahr 2050 werden die letzten Heizölheizungen ersetzt (Abbildung 85).

Im Szenario WWB und Szenario ZERO C verläuft der Rückgang etwas langsamer und es verbleiben im Jahr 2050 Restbestände an Heizölheizungen im Umfang von annähernd 10 % der Anlagen. Im Szenario ZERO C wird das fossile Heizöl bis zum Jahr 2050 vollständig durch strombasiertes PtHeizöl ersetzt.

Abbildung 85: Anteile der Heizölheizungen an der Beheizungsstruktur

bezogen auf die EBF, nach Szenarien im Zeitraum 2000 bis 2060, ohne Biogas/Biomethan



Quelle: Prognos AG,

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

7.5 Strom- und Wärmeerzeugung

7.5.1 Allgemeine szenarienübergreifende Annahmen

Strom- und Wärmeverbrauch

Der in der Modellierung der Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigte Verbrauch von Strom und Wärme (in der Schweiz) beruht auf den Ergebnissen der Nachfragesektoren. Daher ist die Entwicklung dieser Eingangsgrößen von den Annahmen und Modellergebnissen in diesen Sektoren abhängig. Die Ergebnisse in den Szenarien und Varianten ist wiederum von der jeweiligen Szenariendefinition abhängig. Dementsprechend ergeben sich in den verschiedenen Szenarien und Varianten unterschiedliche Entwicklungen.

Die folgenden Tabellen enthalten die Kostenannahmen für die wesentlichen Technologien im Stromsystem. Zu den ausführlichen Kosten von gekoppelten Wärme-Kraft Anlagen siehe den Exkurs zu WKK (Prognos et al., 2021d).

Tabelle 59: Investitionskosten für Stromerzeugungs- und Speichertechnologien

Darstellung für Stromerzeugungs- und Speichertechnologien in allen Szenarien

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kleinwasserkraft	CHF/KW	10'233	10'156	10'080	10'005	9'980	9'955	9'930	9'930	9'930
Laufwasserkraftwerke	CHF/KW	5'694	5'694	5'694	5'694	5'694	5'694	5'694	5'694	5'694
Speicherkraftwerke	CHF/KW	6'338	6'338	6'338	6'338	6'338	6'338	6'338	6'338	6'338
Pumpspeicherkraftwerke	CHF/KW	1'616	1'616	1'616	1'616	1'616	1'616	1'616	1'616	1'616
Windkraft	CHF/KW	3019	2938	2857	2776	2695	2614	2533	2452	2372
Photovoltaik	CHF/KW	2331	2126	1920	1714	1651	1588	1525	1487	1450
Geothermie	CHF/KW	7347	6895	6443	5991	5539	5365	5190	5015	4841
Batteriespeicher	CHF/KW	1382	1096	910	813	748	726	704	682	660
Gasturbine (Erdgas)	CHF/KW	838	809	781	755	755	755	755	755	755

Quelle: Prognos AG basierend auf PSI (2019, 2017)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 60 Fixe Betriebskosten

Darstellung für Stromerzeugungs- und Speichertechnologien in allen Szenarien

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kleinwasser- kraft	CHF/KW	102	102	101	100	100	100	99	99	99
Laufwasser- kraftwerke	CHF/KW	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Speicherkraft- werke	CHF/KW	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Pumpspeicher- kraftwerke	CHF/KW	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Windkraft	CHF/KW	75	73	71	69	67	65	63	61	59
Photovoltaik	CHF/KW	58	53	48	43	41	40	38	37	36
Geothermie	CHF/KW	294	276	258	240	222	215	208	201	194
Batteriespei- cher	CHF/KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasturbine (Erdgas)	CHF/KW	43	43	43	43	43	43	43	43	43

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8 Ergebnisse der Szenarien und Erkenntnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Szenarien beschrieben. Dabei werden zuerst die Gesamtergebnisse zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen beleuchtet (s. Kapitel 8.1) und anschliessend die Ergebnisse in den einzelnen Sektoren betrachtet. Die Beschreibung der Ergebnisse fokussiert hauptsächlich auf das Szenario ZERO Basis sowie auf den Vergleich der unterschiedlichen Szenarien. Eine umfassende Darstellung der Ergebnisse aller Szenarien ist publiziert auf der [Webseite](#).

8.1 Ergebnisse für das Energiegesamtsystem

8.1.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario ZERO Basis

Der gesamte inländische Endenergieverbrauch (EEV)⁵⁷ wird in der Basisvariante des Szenarios ZERO bis 2050 auf rund 523 PJ reduziert, was einer Reduktion um 31 % gegenüber dem Jahr 2019 entspricht. Bis zum Jahr 2060 verringert sich der EEV auf noch 486 PJ (s. Tabelle 61). Noch stärker fällt die Verbrauchsreduktion pro Kopf aus. Der Endenergieverbrauch pro Kopf sinkt von 88 GJ/Einwohner in 2019 über 71 GJ/Einwohner in 2030 auf 51 GJ/Einwohner im Jahr 2050 (2060: 47 GJ/Einwohner). Für den Zeitraum 2019 bis 2050 entspricht das einem Rückgang um 42 %. Bis 2050 wird sich auch die Wirtschaftsleistung weiter vom Energieverbrauch entkoppeln. Die Energieintensität – der Endenergieverbrauch je BIP-Einheit – halbiert sich im Zeitraum 2019 bis 2050 von 1.08 GJ/CHF im Jahr 2019 auf 0.54 GJ/CHF (-50 %).

Tabelle 61: Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Szenarien ZERO Basis und WWB

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
ZERO Basis	Summe Inland in PJ	783	757	718	672	627	583	549	523	486
	pro Kopf in GJ/Einwohner	109	88	79	71	64	58	54	51	47
	pro BIP in MJ/CHF	1.51	1.08	0.94	0.83	0.74	0.65	0.59	0.54	0.47
WWB	Summe Inland in PJ	783	757	737	710	683	657	634	615	587
	pro Kopf in GJ/Einwohner	109	88	81	75	70	66	62	60	57
	pro BIP in MJ/CHF	1.51	1.08	0.97	0.88	0.80	0.74	0.68	0.63	0.57

ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

⁵⁷ ohne int. Flugverkehr, inkl. Landwirtschaft

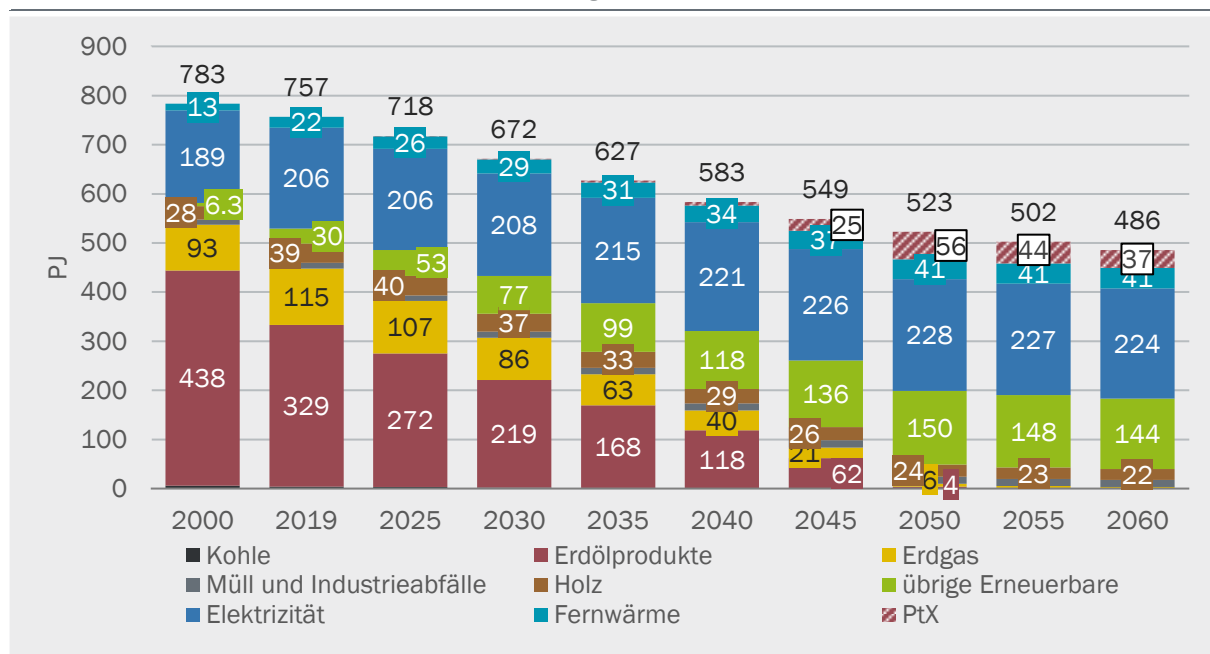
Auch im Szenario WWB nimmt der EEV im Zeitverlauf ab, im Jahr 2050 beträgt der Endenergieverbrauch noch 615 PJ (minus 19 % ggü. 2019), respektive 60 GJ/Einwohner. Bis zum Jahr 2060 werden im Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB rund 100 PJ zusätzlich eingespart.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Verwendungszwecken und Sektoren

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 86 und Tabelle 62 dargestellt. Der Verbrauch fossiler Energieträger sinkt bis 2050 deutlich, während sowohl der Elektrizitätsverbrauch als auch der Verbrauch von Fernwärme deutlich ansteigt. Die Elektrifizierung des Verkehrs- und Gebäudesektors ist eine zentrale Massnahme zur Reduktion der THG-Emissionen. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil von Elektrizität am gesamten Endenergieverbrauch 43 %. Aufgrund von ortsgebundenen Potenzialen erneuerbarer Energie, die zu relativ tiefen Kosten in die Wärmenetze integriert werden können, kommt es im Szenario ZERO Basis 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. Die Nachfrage nach Fernwärme verdoppelt sich im Zeitraum 2019 bis 2050 nahezu.

Abbildung 86: 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

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Daneben steigt der Verbrauch der übrigen erneuerbaren Energieträger (erneuerbare Energien ohne Holz) und es kommt langfristig zu einer stärkeren Durchdringung von strombasierten Energieträgern (PtX). Die Energieträgergruppe übrige Erneuerbare setzt sich langfristig zu rund 60 % Umweltwärme (genutzt mit Wärmepumpen und rund 25 % Biogas/Biomethan zusammen). Der

Rest entfällt in etwa zu gleichen Teilen auf die Solarthermie und Biotreibstoffe sowie eine geringe Menge an Abwärme (1 PJ). Im Industriesektor ist vor allem bei der Prozesswärme mit hohen Temperaturniveaus ein deutlicher Anstieg des Einsatzes von Biomasse (insb. Biogas) notwendig, um die THG-Emissionen zu reduzieren. Für die Bereitstellung dieser hohen Temperaturniveaus sind nur wenige Alternativen vorhanden. Der Einsatz von fester Biomasse, im wesentlichen Holz, nimmt hingegen in den Endverbrauchssektoren langfristig ab. Dies ist einerseits auf das limitierte nachhaltige Potenzial sowie andererseits auf eine verstärkte Nutzung im Umwandlungssektor zurückzuführen.

Strombasierte Energieträger werden im Szenario ZERO Basis ausschliesslich im Verkehrssektor eingesetzt. Nach 2050, mit dem weiterfortschreitenden Ersatz von Verbrennungsmotoren durch Elektromotoren, nimmt auch der Verbrauch der strombasierten Treibstoffe wieder ab und liegt 2060 bei noch 37 PJ. Nicht berücksichtigt ist dabei der Einsatz von strombasierten Flugtreibstoffen im internationalen Flugverkehr (im Jahr 2050: 59 PJ).

Tabelle 62: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

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

Energieträger	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Kohle	6	4	3	2	1	0	0	0	0
Erdölprodukte	438	329	272	219	168	118	62	4	1
davon Erdöltreibstoffe	230	217	195	167	133	96	50	0	0
Erdgas	93	115	107	86	63	40	21	6	3
Müll und Industrieabfälle	10	12	12	12	13	14	15	15	14
Holz	28	39	40	37	33	29	26	24	22
übrige Erneuerbare	6	30	53	77	99	118	136	150	144
Elektrizität	189	206	206	208	215	221	226	228	224
Fernwärme	13	22	26	29	31	34	37	41	41
PtX	0	0	1	2	4	7	25	56	37
davon PtL	0	0	0	0	0	0	13	40	14
Summe Inland	783	757	718	672	627	583	549	523	486
internationaler Flugverkehr	64	78	80	83	79	73	67	61	56
Summe inkl. int. Verkehr	847	834	797	755	706	656	616	584	558

PtL: strombasierte flüssige Energieträger

Summe Inland ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, inkl. Verbrauch für CCS im Industriesektor

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

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

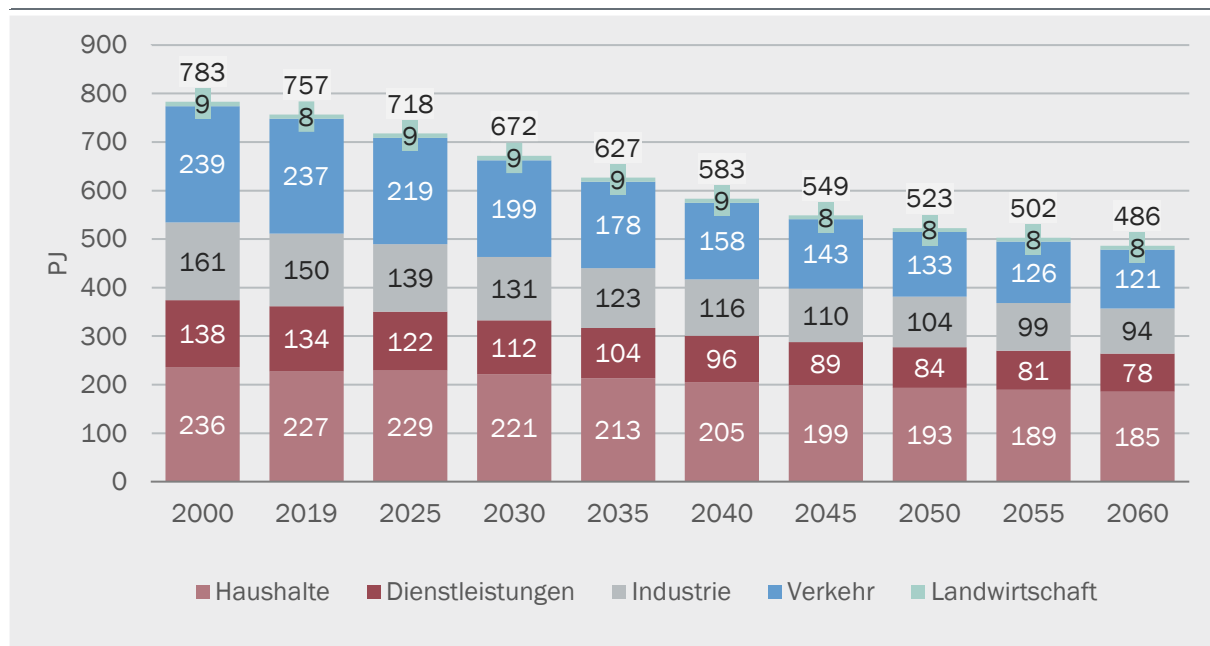
In allen Endverbrauchssektoren kommt es langfristig im Szenario ZERO Basis zu einem Rückgang des Energieverbrauchs im Vergleich zum Jahr 2019 (s. Abbildung 87). Besonders deutlich ist der Rückgang im Verkehrssektor, dieser beträgt im Zeitraum 2019 bis 2050 mehr als 40 % (-104 PJ).

Dies ist vor allem auf die Durchdringung von Elektrofahrzeugen und die höhere Effizienz der elektrischen Antriebe zurückzuführen. Zu begründen sind diese Entwicklungen wie folgt: Batterieelektrische Fahrzeuge 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 energieeffiziente 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. 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. Vergleichsweise gering fällt die Reduktion des EEV im Zeitraum 2019 bis 2050 in den Sektoren Landwirtschaft (-3 %) und den Privaten Haushalten (-15 %). Bei den Haushalten dämpfen das Bevölkerungswachstum (+19 %) und das damit einhergehende Wachstum der Gerätebestände und der Wohnfläche (EBF + 24 %) die Verbrauchsreduktion.

Nach 2050 setzt sich der Verbrauchsrückgang in allen Sektoren fort. Insgesamt verringert sich der EEV im Zeitraum 2050 bis 2060 um zusätzliche 37 PJ (-7 %).

Abbildung 87: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren

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



PtX: strombasierte Energieträger

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

Quelle: eigene Darstellung

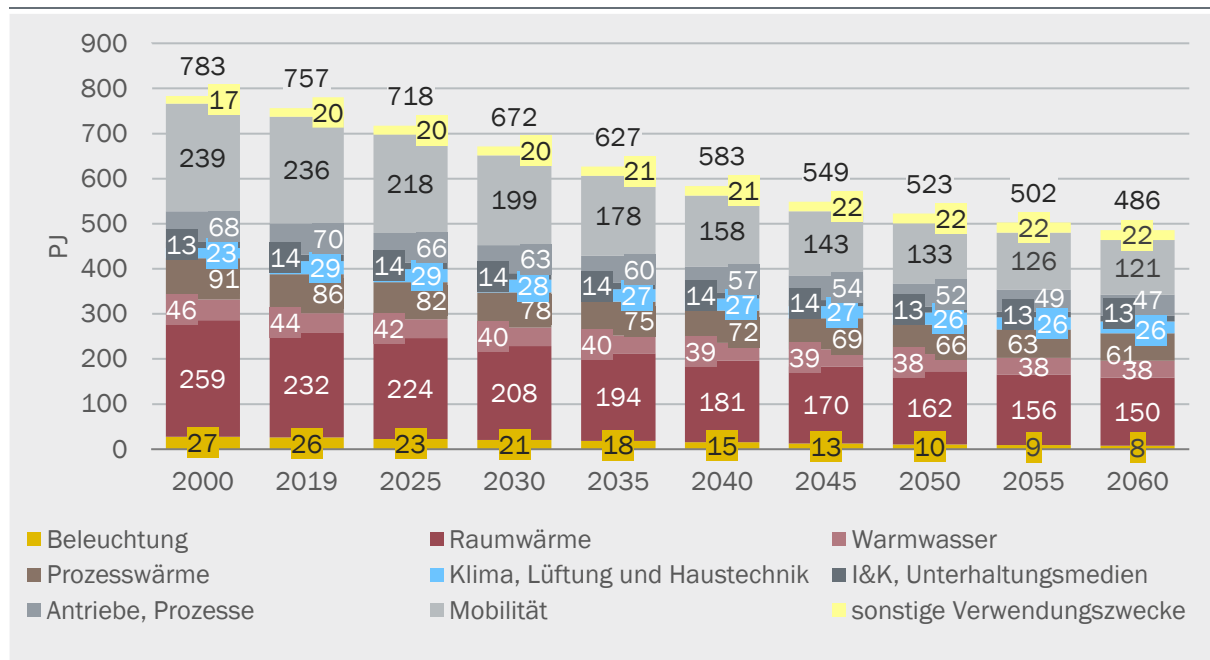
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die meiste Energie wird im Jahr 2019 für die Verwendungszwecke Raumwärme und Mobilität aufgewendet (s. Abbildung 88). 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 (-60 %). Nur eine geringe Abnahme zeigt sich im Zeitraum 2019 bis 2050 bei I&K, Unterhaltungsmedien (-5 %) und im Bereich Klima, Lüftung und Haustechnik (-10 %).

Im dargestellten Endenergieverbrauch ist der Energieverbrauch für den Betrieb von CCS-Anlagen im Industriesektor mitenthalten. Nicht enthalten ist hingegen der Verbrauch für den Betrieb von CCS-Anlagen im Umwandlungssektor, u. a. bei Kehrlichtverwertungsanlagen. Dieser Verbrauch steigt von rund 7 PJ im Jahr 2040 auf 16 PJ im Jahr 2050. Davon entfallen rund 40 % auf Strom und der Rest auf Wärme. Eine detaillierte Darstellung des Energieverbrauchs der CCS-Anlagen im Szenario ZERO Basis findet sich im Exkurs zu Negativemissionstechnologien und CCS ((Prognos et al., 2021c), Abbildung 12).

Abbildung 88: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken

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



ohne Verbrauch für CCS im Umwandlungssektor, vgl. dazu Anmerkung im Text

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

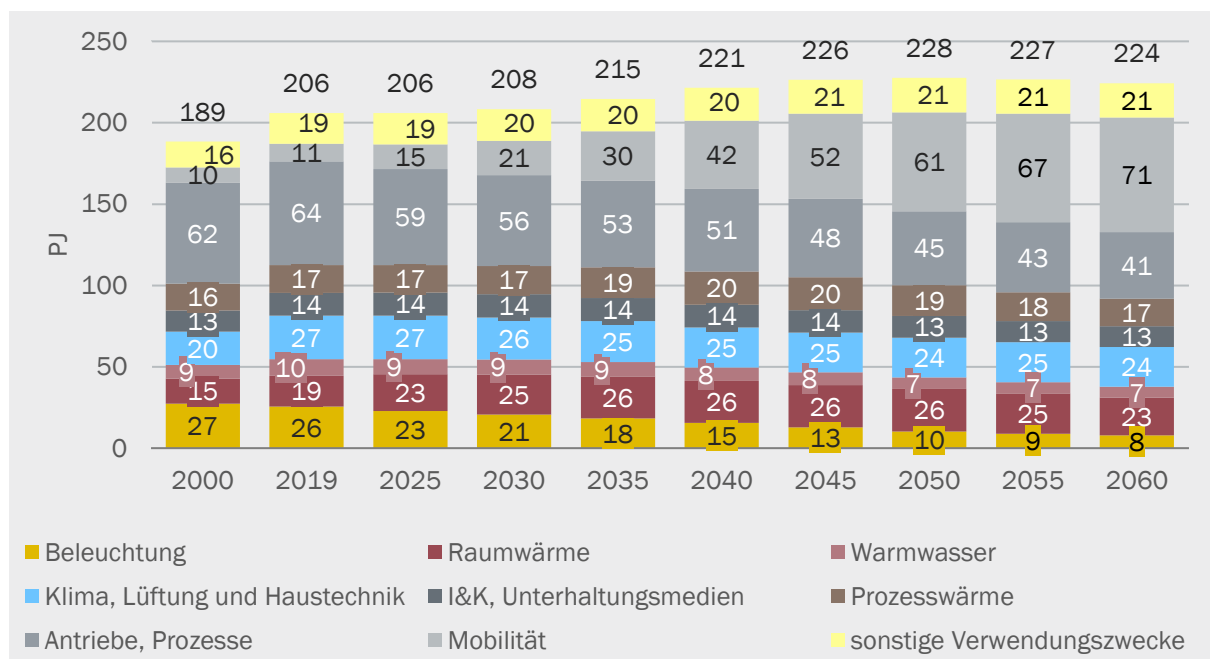
Elektrizitätsverbrauch gesamt und nach Verwendungszwecken

Der gesamte Elektrizitätsverbrauch in den Nachfragesektoren⁵⁸ steigt im Szenario ZERO Basis bis 2050 auf 228 PJ (63.2 TWh), was einem Anstieg um knapp 11 % gegenüber dem Jahr 2019 entspricht. Nach 2050 steigt der Elektrizitätsverbrauch auf Ebene der Endverbrauchssektoren nicht mehr weiter an und nimmt bis 2060 wieder leicht ab. Die Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs bis zum Jahr 2050 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 89). Der Bestand an Batterieelektrischen-PW beträgt dabei im Jahr 2050 rund 3.6 Millionen Fahrzeuge. Nach 2050 setzt sich die Elektrifizierung des Verkehrs fort und der Elektrizitätsverbrauch für Mobilität steigt weiter an.

Trotz des starken Anstiegs der elektrischen Wärmepumpen, im Jahr 2050 sind rund 1.5 Millionen dezentrale 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. In Summe führen die Faktoren dazu, dass sich der Elektrizitätsverbrauch für Raumwärme ab etwa 2035 nicht mehr wesentlich erhöht und nach 2050 wieder leicht sinkt.

Abbildung 89: Elektrizitätsverbrauch nach Verwendungszwecken

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



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

⁵⁸ 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 Stromesinsatz in den CCS-Anlagen.

Die grössten Verbrauchsrückgänge im Zeitraum 2019 bis 2050 zeigen sich bei der Beleuchtung (-15.3 PJ; -4.3 TWh) und bei Antrieben und Prozessen (-18.2 PJ; -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. Weil Geräte effizienter werden, nehmen dagegen die Verbräuche für Lüftung und Hilfsenergie von Heizungen ab, sodass sich der Verbrauch der Kategorie Klima, Lüftung und Haustechnik im Szenariozeitraum insgesamt nur wenig verändert (-2.3 PJ; -0.6 TWh). Bei den übrigen Verwendungszwecken verändert sich der Elektrizitätsverbrauch ebenfalls nur geringfügig (<3.1 PJ; <1 TWh).

Die Kategorie sonstige Verwendungszwecke ist eine Sammelgruppe und umfasst u. a. Kleingeräte, im Industriesektor die Verbräuche für die Elektrolyse (ohne Wasserstoff-Elektrolyse), Aufwendungen zur Vermeidung von Umweltschäden (z. B. Elektrofilter), der Betrieb der CCS-Anlagen im Industriesektor sowie im Sektor Private Haushalte eine Restgrösse für undefinierte, bzw. noch nicht bekannte Stromanwendungen und Geräte.

Der Stromverbrauch für die Digitalisierung ist bei den ausgewiesenen Elektrizitätsverbräuchen mitberücksichtigt, kann aber im Rahmen der EP 2050+ nicht separat ausgewiesen werden. 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.

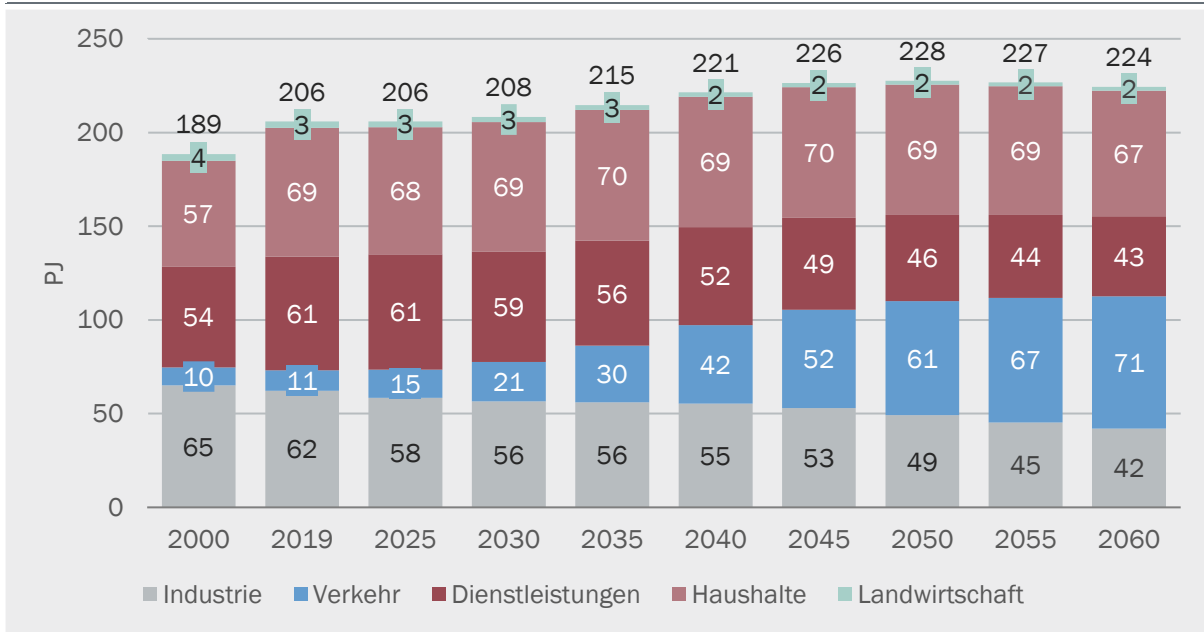
Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren

Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs in den einzelnen Sektoren entwickelt sich unterschiedlich, dadurch verschiebt sich die Bedeutung der Endverbrauchssektoren am Elektrizitätsverbrauch bis zum Jahr 2050 markant. Der Anstieg des Verbrauchs im Zeitraum bis 2050 ist ausschliesslich auf den Verkehrssektor zurückzuführen. 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 (2060: 71 PJ; s. Abbildung 90). Der Anteil des Verkehrssektors am gesamten Elektrizitäts-Endverbrauch steigt im gleichen Zeitraum von 5.3 % auf 27 % (2060: 31 %).

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 (-3 %-Punkte). Die Anteile der Industrie (-9 %-Punkte) sowie der Dienstleistungen (-9 %-Punkte) sind hingegen deutlich rückläufig. Ursache für diesen Rückgang sind die gesteigerte Effizienz, die fortschreitende Entkopplung des Stromverbrauchs von der Wirtschaftsleistung und die geringere Bedeutung des Einsatzes von Strom zur Reduktion der THG-Emissionen im Industriesektor.

Abbildung 90: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren

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



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

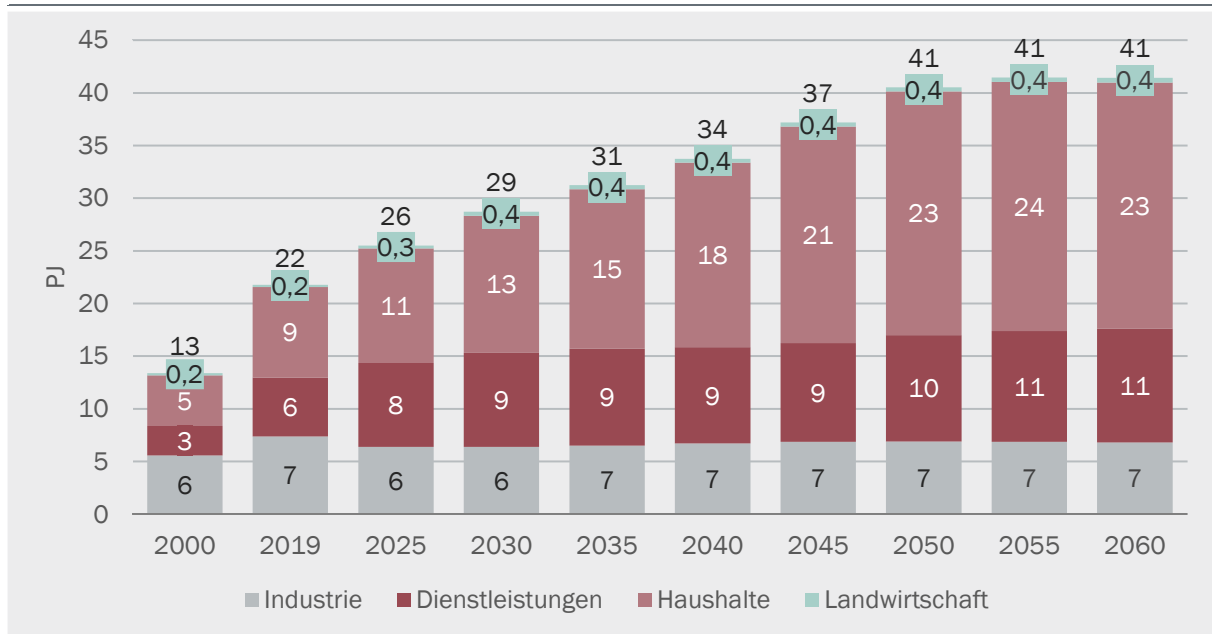
Fernwärme

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 (s. Kapitel 8.6.5).

In der Schweiz bestehen grundsätzlich umfassende Wärmepotenziale aus KVA, Abwasseranlagen, mitteltiefer und tiefer Geothermie, industriellen Prozessen sowie aus Gewässern und dem Grundwasser zur Verfügung. Diese können zu relativ tiefen Kosten in Nah- und Fernwärmenetze integriert werden. Damit kann der Strombedarf für dezentrale Wärmepumpen 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. Darüber hinaus kann der Einsatz von strombasierten Energieträgern mit perspektivisch hohen Energiekosten vermieden werden, sodass die Gesamtkosten für die Reduktion der THG-Emissionen gesenkt werden können.

Abbildung 91: Fernwärmeverbrauch nach Sektoren

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



ohne Verbrauch für CCS im Umwandlungssektor

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Fernwärmeverbrauch steigt im Szenario ZERO Basis von 22 PJ im Jahr 2019 auf 41 PJ im Jahr 2050 (s. Abbildung 91) an. Nach 2050 verändert sich die Nachfrage nach Fernwärme nicht mehr wesentlich. Der Anstieg des Fernwärmeverbrauchs entfällt hauptsächlich auf den Sektor Private Haushalte (+15PJ). 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. Nicht enthalten bei dieser Darstellung des Fernwärmeverbrauchs in den Endverbrauchssektoren ist der Verbrauch im Umwandlungssektor für den Betrieb von CCS-Anlagen. Dieser Verbrauch entwickelt sich parallel zum Hochlauf der CCS-Anlagen: Bis 2035 bleibt er gering und steigt dann bis 2050 auf rund 9 PJ an.

Der Umwandlungseinsatz zur Erzeugung der Nahwärme (thermische Netze mit weniger als 20 GWh) wird im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ den Endverbrauchssektoren zugerechnet, er ist in den Verbrauchswerten in Abbildung 91 nicht enthalten.

Strombasierte Energieträger

Der Einsatz strombasierter Energieträger wie Wasserstoff und strombasierte flüssige Treibstoffe ist im Verkehrssektor im Szenario ZERO Basis 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 im Jahr 2050 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.⁵⁹ Insbesondere im Zeitraum 2040 bis 2050 ist ein Hochlauf des Imports von strombasierten flüssigen Energieträgern notwendig, um das Treibhausgasziel zu erreichen. Der maximale Einsatz erfolgt im Jahr 2050 mit 40 PJ. Nicht berücksichtigt sind dabei der Einsatz von strombasierten Flugtreibstoffen für den internationalen Flugverkehr im Umfang von zusätzlichen 59 PJ. Nach 2050 nimmt der Einsatz von flüssigen strombasierten Energieträgern aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung des Verkehrssektors und dem zunehmenden Einsatz von Wasserstoff wieder ab und beträgt 2060 noch 14 PJ (ohne int. Flugverkehr). Die Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor steigt hingegen kontinuierlich an, über 15 PJ im Jahr 2050 auf 23 PJ im Jahr 2060. Der Einsatz des Wasserstoffs erfolgt hauptsächlich bei Nutzfahrzeugen und Personenwagen.

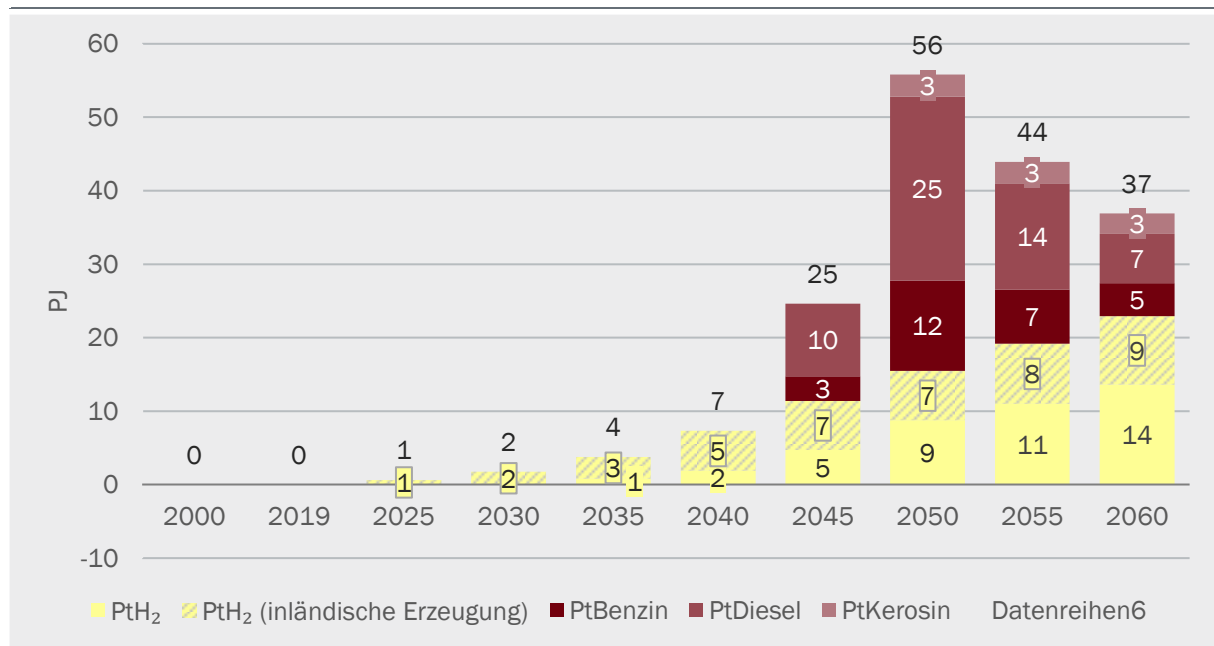
Der Einsatz von Wasserstoff setzt eine entsprechende Transport-, Speicher- und Ladeinfrastruktur voraus. Für den Transport von inländisch produziertem Wasserstoff wird ein Transport mit Lkw zu den Tankstellen unterstellt. Für den Import von Wasserstoff wird langfristig die Entwicklung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur angenommen. Abbildung 92 zeigt die Entwicklung des Einsatzes von strombasierten Energieträgern im Szenario ZERO Basis. Saisonale Energiespeicher auf Basis von Wasserstoff wurden in den EP 2050+ nicht angenommen.

Der genutzte Wasserstoff wird anfänglich hauptsächlich inländisch erzeugt. Mit zunehmender Nachfrage steigt der Importanteil an, 2050 beträgt er noch 44 % (2060: 41 %). Die inländische Erzeugung von Wasserstoff erfolgt an Standorten bestehender Niederdruck-Laufwasserkraftwerke und ist zu diesen Kosten bis zum Jahr 2050 konkurrenzfähig gegenüber 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 92 zeigt die inländische Erzeugung von Wasserstoff im Szenario ZERO Basis. Diese steigt über 7 PJ in 2050 auf 9 PJ im Jahr 2060. Die strombasierten Treibstoffe (PtL) werden hingegen vollständig importiert. Die Herstellung erfolgt aufgrund von hohen Potenzialen, Kostenvorteilen und aufgrund des Bedarfs an hohen Volllaststunden im Ausland.

⁵⁹ 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 92: Verbrauch an strombasierten Energieträgern und inländische H₂-Produktion

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



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.1.2 Bruttoenergieverbrauch

Der Bruttoenergieverbrauch umfasst zusätzlich zum Endenergieverbrauch auch den Nettoverbrauch des Umwandlungssektors (Umwandlungseinsatz abzüglich des Umwandlungsausstosses), den Eigenverbrauch des Umwandlungssektors, die Netzverluste sowie den Nichtenergetischen Verbrauch.⁶⁰ Durch die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen im Hinblick auf das Netto-null-Ziel im Jahr 2050 dominieren im Szenario ZERO mehr und mehr erneuerbare Energien den Bruttoenergieverbrauch. 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.⁶¹

Gleichzeitig sinkt der Bruttoenergieverbrauch insgesamt deutlich, was einerseits auf Energieeffizienzmassnahmen und 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 %⁶²) zurückzuführen ist. Im Szenario ZERO Basis sinkt der Bruttoenergieverbrauch von 1'030 PJ im Jahr 2019 bis zum Jahr 2050 auf 689 PJ

⁶⁰ Nichtenergetischer Verbrauch: Einzelne Energieträger (z. B. Mineralölprodukte und Erdgas) werden nicht ausschliesslich für energetische Zwecke, sondern als Rohstoff für chemische Prozesse und die Herstellung von Produkten eingesetzt (z. B. Kunststoffe, Bitumen für den Strassenbau).

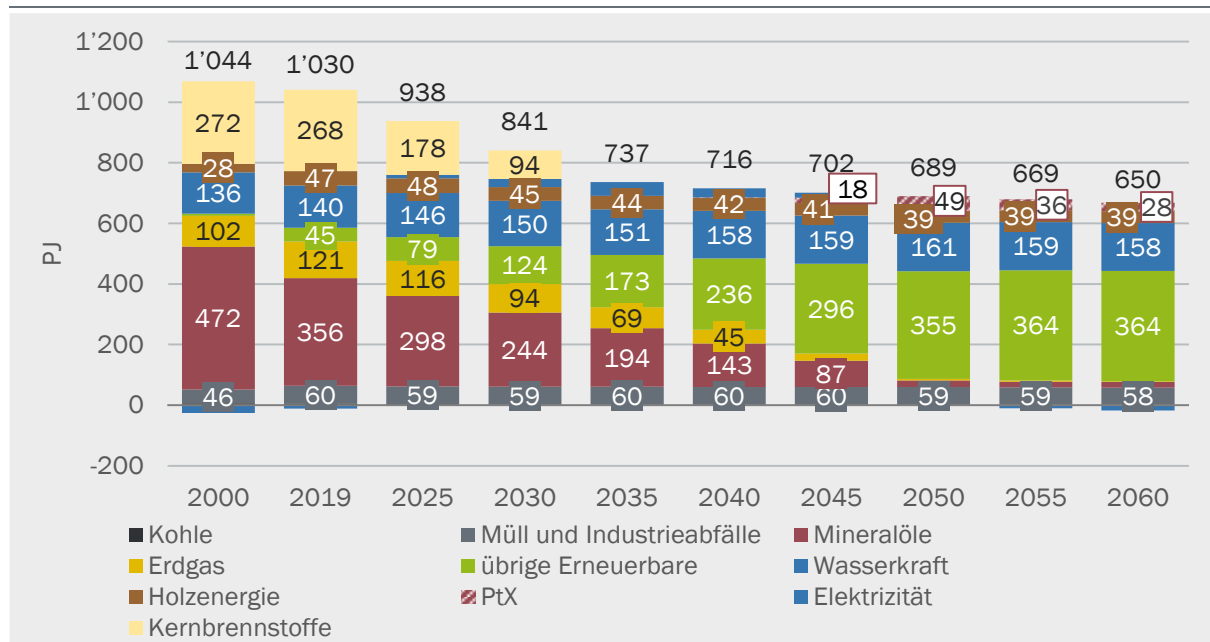
⁶¹ In der Variante mit KKW-Laufzeit 50 Jahre werden nach 2033 keine Kernbrennstoffe mehr eingesetzt. In der Variante mit KKW-Laufzeit 60 Jahre verlängert sich der Einsatz der Kernbrennstoffe sinngemäss um 10 Jahre.

⁶² Die Annahme eines Wirkungsgrades von 100 % für erneuerbare Energieträger wie Solarenergie und Wind entspricht einer statistischen Konvention in der Energiebilanzierung.

(Verbrauchswerte ohne internationalen Flugverkehr). Im Jahr 2060 beläuft sich der Bruttoenergieverbrauch noch auf 650 PJ, das sind 37 % weniger als im Jahr 2019 (s. Abbildung 93).

Abbildung 93: Bruttoenergieverbrauch

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



Ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, Stromvariante ausgeglichene Jahresbilanz 2050

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

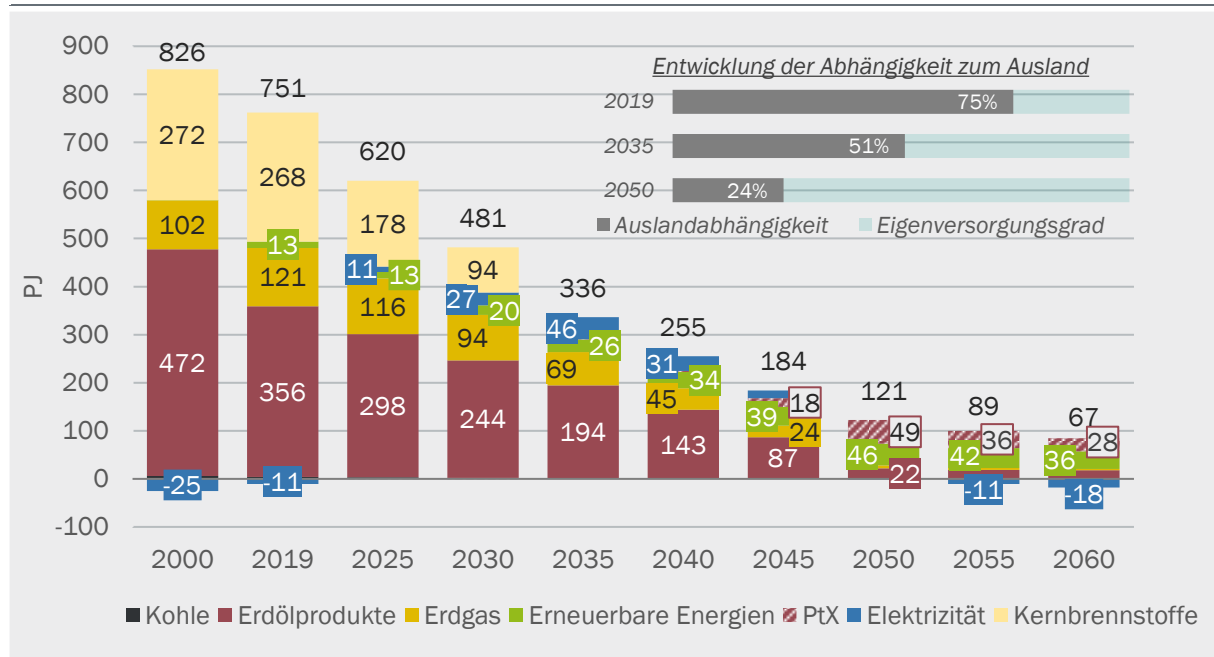
Der Anteil erneuerbarer Energien und der Wasserkraft am gesamten Bruttoenergieverbrauch beträgt 554 PJ im Jahr 2050 bzw. rund 80 % (s. Tabelle 63). Langfristig steigt auch die Bedeutung strombasierter Energieträger wie synthetische Treibstoffe und Wasserstoff. Der Verbrauch beträgt 49 PJ im Jahr 2050, was einen Anteil von 7 % am gesamten Bruttoenergieverbrauch ausmacht. Nach 2050 nimmt die Verwendung dieser Energieträger wieder ab, im Jahr 2060 beläuft sich der Anteil auf noch 4 %. Darin nicht enthalten sind rund 60 PJ an strombasiertem Kerosin für den internationalen Flugverkehr. Nicht direkt enthalten sind auch die inländisch erzeugten Wasserstoffmengen. Erfasst wird jedoch der Umwandlungseinsatz zur Erzeugung des inländischen Wasserstoffs (unter Wasserkraft).

Die Entwicklung der Nettoimporte an Energie im Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 94 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 Auslandabhängigkeit⁶³ von 75 % im Jahr 2019 auf rund 24 % im Jahr 2050. Im Jahr 2060 liegt sie bei noch 17 % - das entspricht im Umkehrschluss einem Eigenversorgungsgrad von 83 %.

⁶³ Auslandabhängigkeit in der Definition der Gesamtenergiestatistik: $1 - \text{Inlandproduktion} / (\text{Inlandproduktion} + \text{Nettoimporte})$

Abbildung 94: Nettoimporte

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



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Nettoimporte an Elektrizität liegen entsprechend der Szenarienvorgabe im Jahr 2050 annähernd bei null (Strategievariante ausgeglichene Jahresbilanz 2050). Nach 2050 werden leichte Exportüberschüsse erzielt. Die verbleibenden geringen Mengen an importierten Mineralölprodukten werden für die Herstellung von Produkten eingesetzt (nichtenergetischer Verbrauch). Alternativ wären dazu auch zusätzliche Importe an strombasierten Energieträgern denkbar. Dies hätte keinen direkten Einfluss auf die THG-Emissionen, es würde jedoch den fossilen Anteil der Abfälle reduzieren. Entsprechend müssten weniger kompensatorische negative THG-Emissionen erzeugt werden.

In Abbildung 95, Abbildung 96 und Abbildung 97 sind die Energieflüsse in der Schweiz im Szenario ZERO Basis nach Energieträgern für die Zeitpunkte 2019, 2030 und 2050 dargestellt. Auf der linken Bildseite beginnt der Energiefluss mit der Inlandgewinnung (Inlandproduktion) und Energieimporten, mit nachfolgender Energieumwandlung (Bildmitte), z. B. zu Treibstoffen, Fernwärme oder Strom. Auf der rechten Bildseite endet der Energiefluss mit dem Endenergieverbrauch nach Sektoren. Die dargestellte Flussdicke ist jeweils proportional zur Energiemenge.

Im Jahr 2019 (Abbildung 95) ist das Energieflussbild auf der rechten Bildseite (Bruttoenergieverbrauch) geprägt durch hohe Mengen an Erdölprodukten und Kernbrennstoffen. Bei der Stromerzeugung hat auch die Wasserkraft eine hohe Bedeutung. Der Endenergieverbrauch wird überwiegend durch Erdölprodukte, Erdgas und Strom gedeckt.

Tabelle 63: Bruttoenergieverbrauch

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

	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Holzenergie	28	47	48	45	44	42	41	39	39
Kohle	6	4	3	2	1	0	0	0	0
Müll und Industrieabfälle	46	60	59	59	60	60	60	59	58
Mineralöle	472	356	298	244	194	143	87	22	18
Erdgas	102	121	116	94	69	45	24	6	3
Wasserkraft	136	140	146	150	151	158	159	161	158
Kernbrennstoffe	272	268	178	94	0	0	0	0	0
übrige Erneuerbare	7	45	79	124	173	236	296	355	364
Elektrizität	-25	-11	11	27	46	31	16	-1	-18
Fernwärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PtX	0	0	0	0	1	2	18	49	28
Summe	1'044	1'030	938	841	737	716	702	689	650

ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

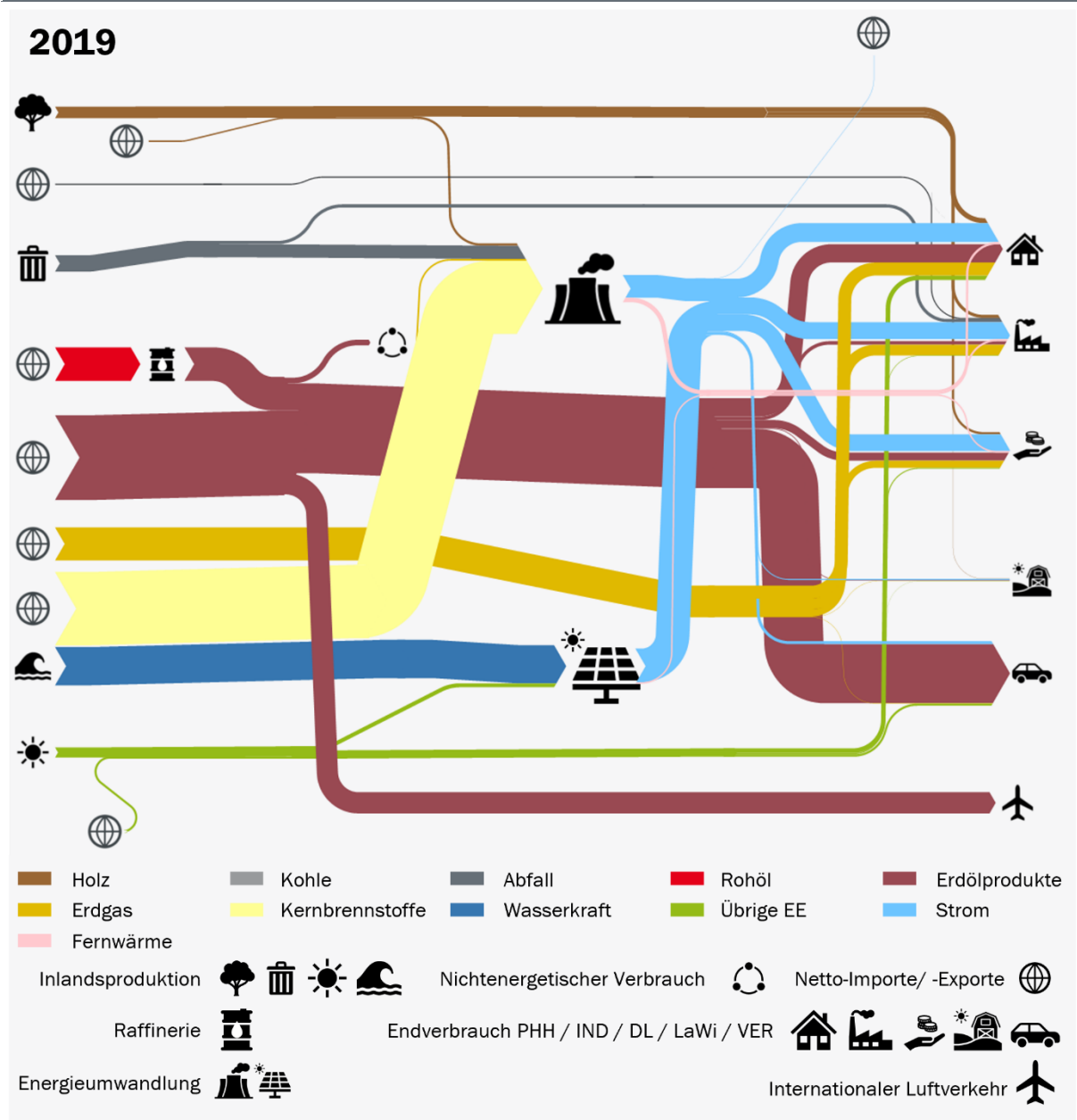
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bis zum Jahr 2030 (Abbildung 96) verändern sich die Energieflüsse im Szenario ZERO erst geringfügig. Bei der Stromproduktion gewinnen erneuerbare Energien an Bedeutung, der Einsatz von Kernbrennstoffen nimmt ab. Auch beim Endverbrauch steigt die Bedeutung der erneuerbaren Energien leicht an (u. a. aufgrund der mittels Wärmepumpen genutzten Umweltwärme). Die Bedeutung von Mineralölprodukten (insbesondere beim Verkehr) und Erdgas (insbesondere in Gebäuden) bleibt hoch.

Das Energieflussbild 2050 (Abbildung 97) unterscheidet sich nun grundlegend vom Bild des Jahres 2019: Kernbrennstoffe sind vollständig verschwunden, die Mengen an Erdölprodukten und Erdgas sind nur noch unbedeutend. Der Endverbrauch wird überwiegend gedeckt durch Strom, erneuerbare Energien und Fernwärme. Beim Verkehr kommen neu auch strombasierte Energieträger hinzu, diese werden mehrheitlich importiert.

Abbildung 95: Energieflüsse in der Schweiz im Jahr 2019

Vereinfachtes Flussdiagramm, Flussdicke proportional zur Energiemenge in TJ

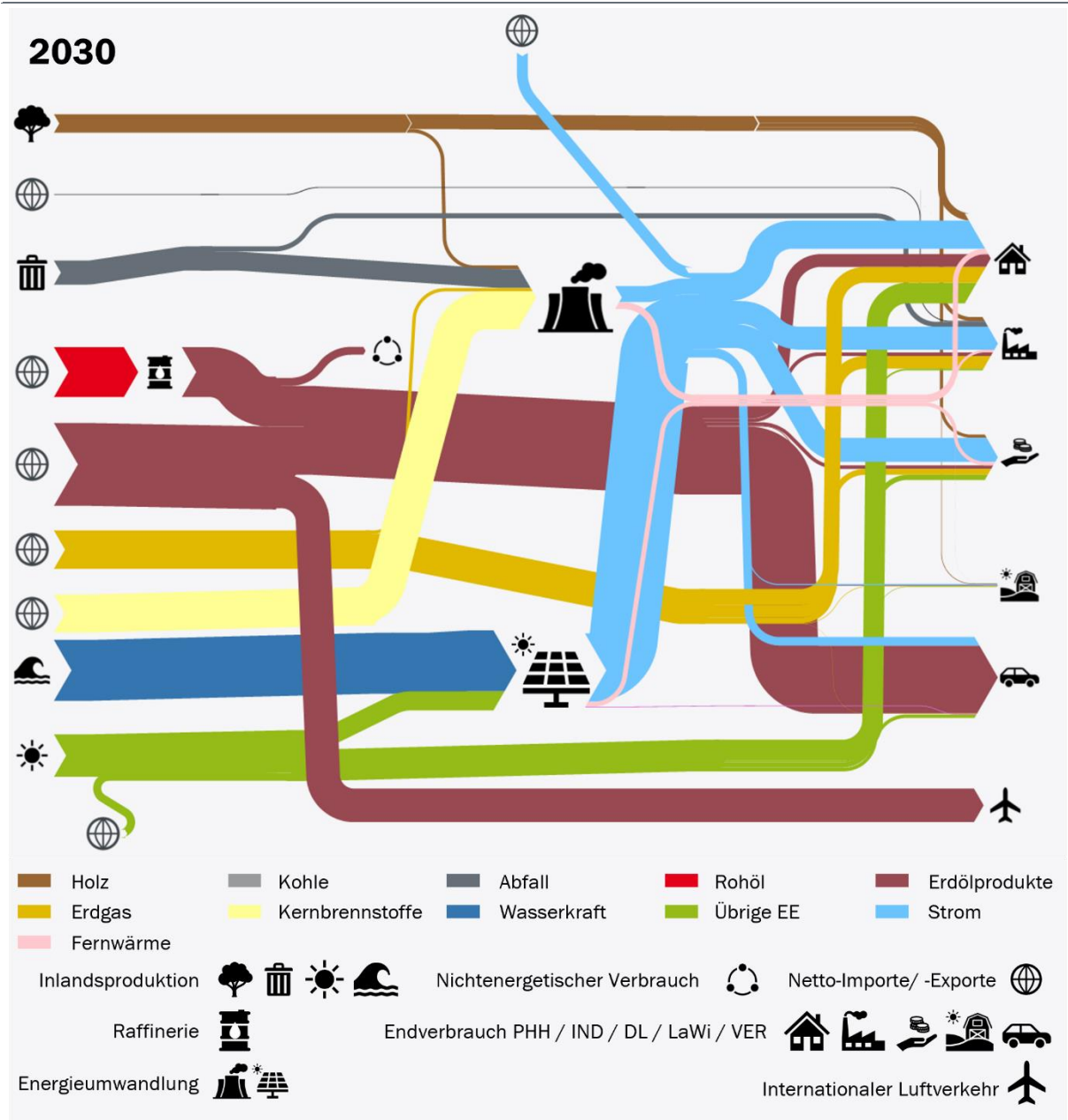


Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 96: Energieflüsse in der Schweiz im Jahr 2030

Vereinfachtes Flussdiagramm, Flussdicke proportional zur Energiemenge in TJ

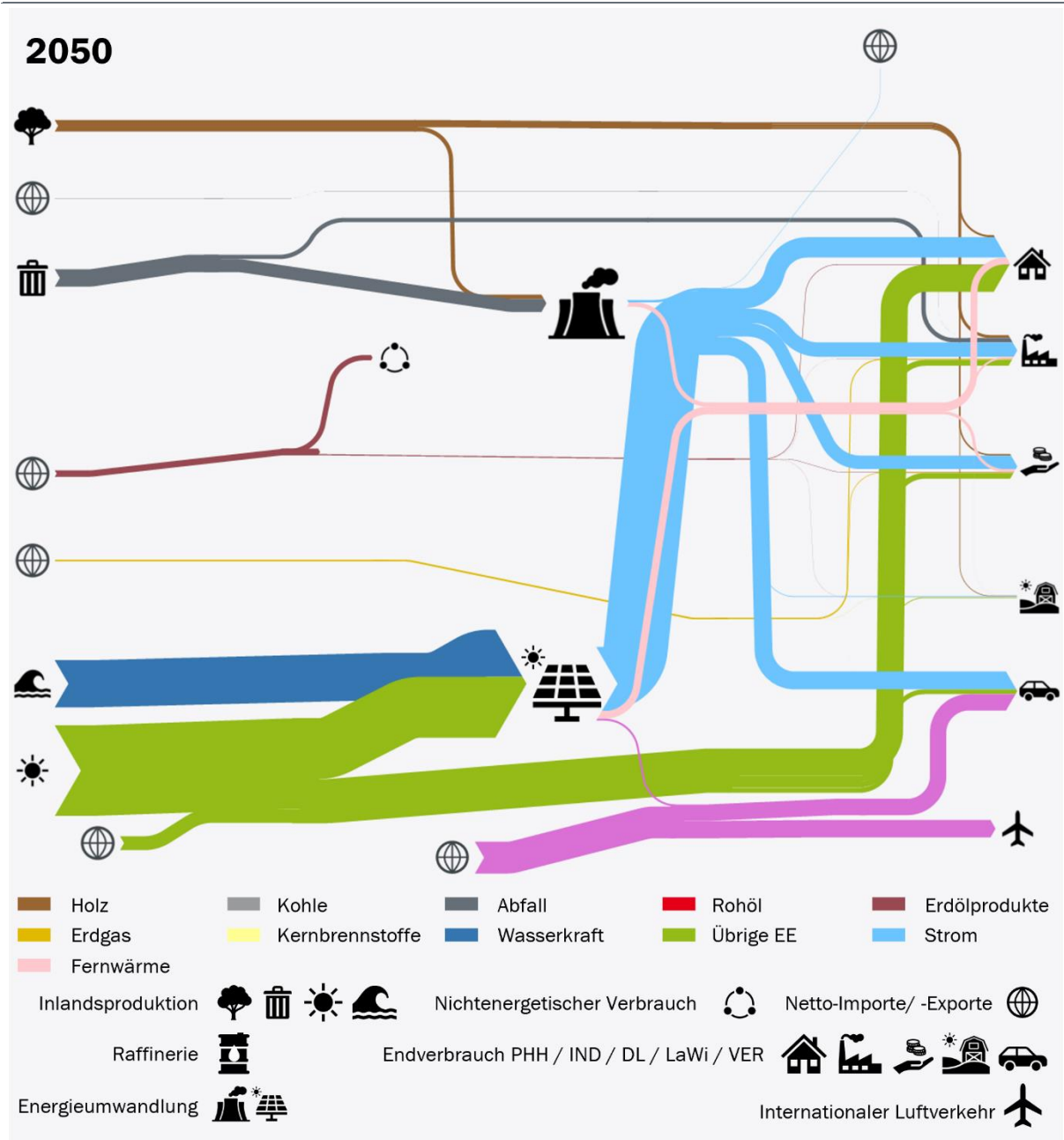


Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 97: Energieflüsse in der Schweiz im Jahr 2050

Vereinfachtes Flussdiagramm, Flussdicke proportional zur Energiemenge in TJ



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Biomasse

Die energetische Nutzung von Biomasse ist im Zeitraum 2000 bis 2019 deutlich angestiegen, von 54 PJ auf 92 PJ (+70 %). Aufgrund der Bereitstellung von Hochtemperaturwärme, der Speicherbarkeit, der Möglichkeit negative Emissionen zu erzeugen, aber auch aufgrund 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

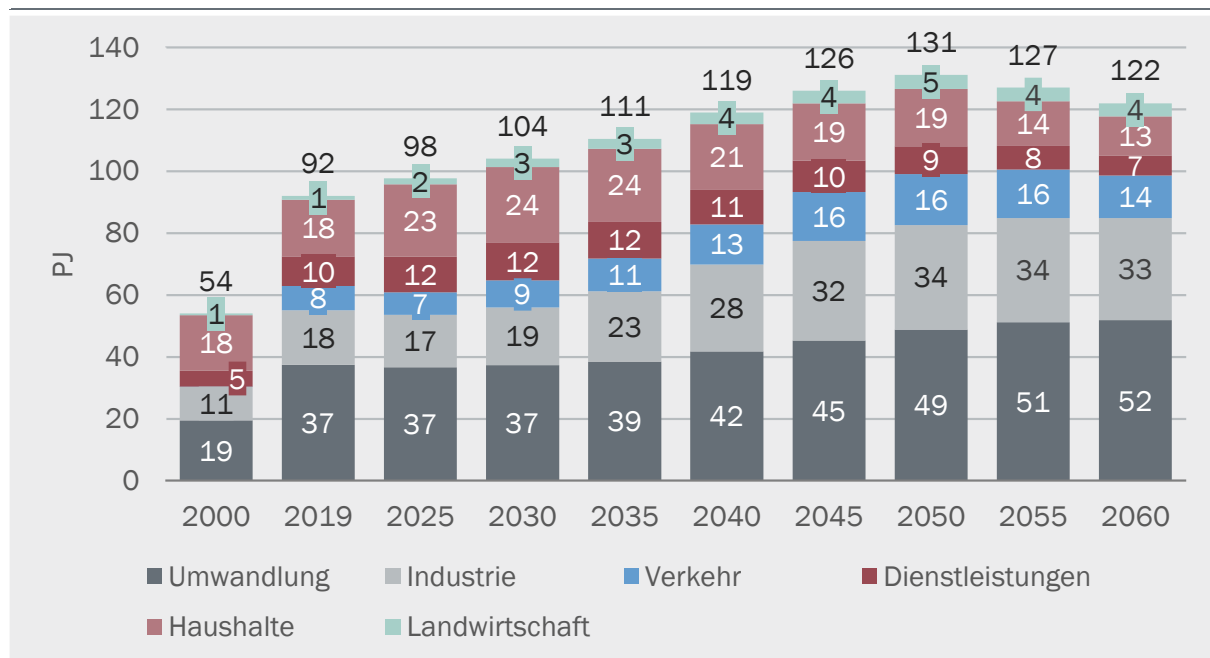
Basis kontinuierlich an und erreicht im Jahr 2050 mit 131 PJ seinen Höhepunkt (s. Abbildung 98). Dies setzt die Nutzung von Biomasseimporten voraus, unterstellt wird ein nachhaltiges Importpotenzial von maximal 56 PJ (Kapitel 2.3.2). Nach 2050 nimmt der Verbrauch wieder leicht ab. Der Rückgang ist auf die weiter fortschreitende Reduktion im Gebäudesektor (Private Haushalte, Dienstleistungen) zurückzuführen.

Insbesondere im Industriesektor, aber auch im Sektor Energieumwandlung steigt der Einsatz von Biomasse im Zeitverlauf deutlich an. Das verdeutlichen die beiden Energieflussbilder für die Jahre 2019 (s. Abbildung 99) und 2050 (s. Abbildung 100). 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. Die Nutzung in größeren zentralen Feuerungsanlagen ermöglicht zudem das Abscheiden und Speichern des biogenen Kohlenstoffs. Bei einer dauerhaften Speicherung des Kohlenstoffs können negative THG-Emissionen erzeugt werden.

Auch im Verkehrssektor steigt die energetische Nutzung der Biomasse im Szenarienzeitraum von 8 PJ im Jahr 2019 auf 16 PJ im Jahr 2050 an. Davon entfallen knapp 9 PJ auf Biogas und der Rest auf flüssige Biotreibstoffe (hauptsächlich Bio-Diesel). Der Biomasseeinsatz im Sektor Private Haushalte, aber auch im Dienstleistungssektor ist im Szenario ZERO Basis hingegen rückläufig. Dies ist einerseits auf die steigende Energieeffizienz zurückzuführen. Andererseits stehen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser mit Wärmepumpen und Wärmenetzen kostengünstige Alternativen mit hoher Gesamtenergieeffizienz zur Verfügung.

Abbildung 98: Biomasseverbrauch

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

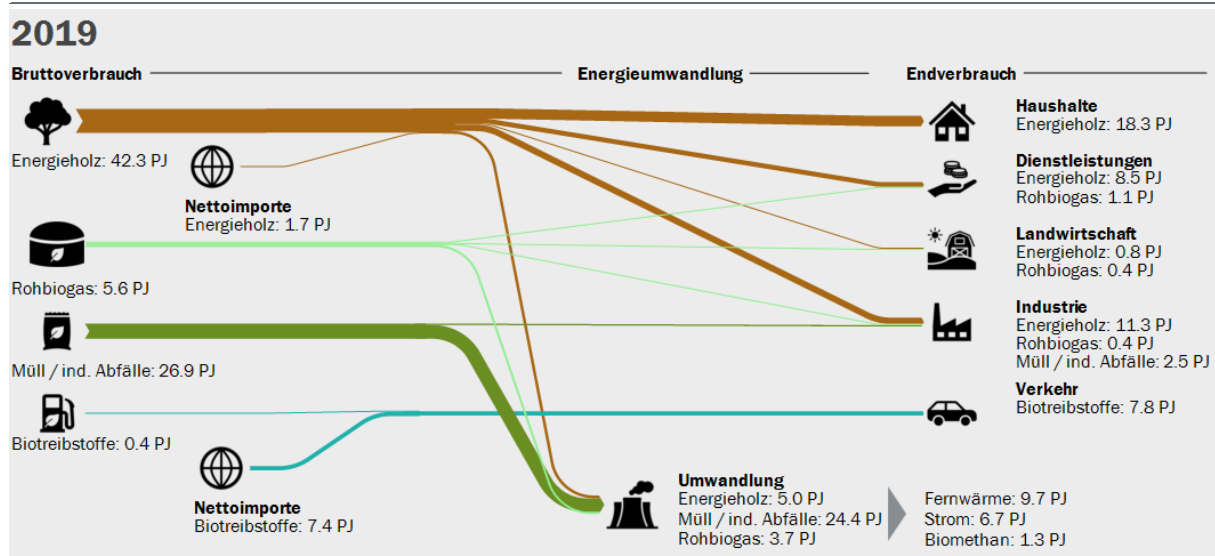


inkl. biogenem Anteil des Mülls und der Industrieabfälle, ohne Biotreibstoffe des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 99: Biomasseverbrauch im Jahr 2019

Energiefluss: Herkunft, Umwandlung und Verwendung, in PJ



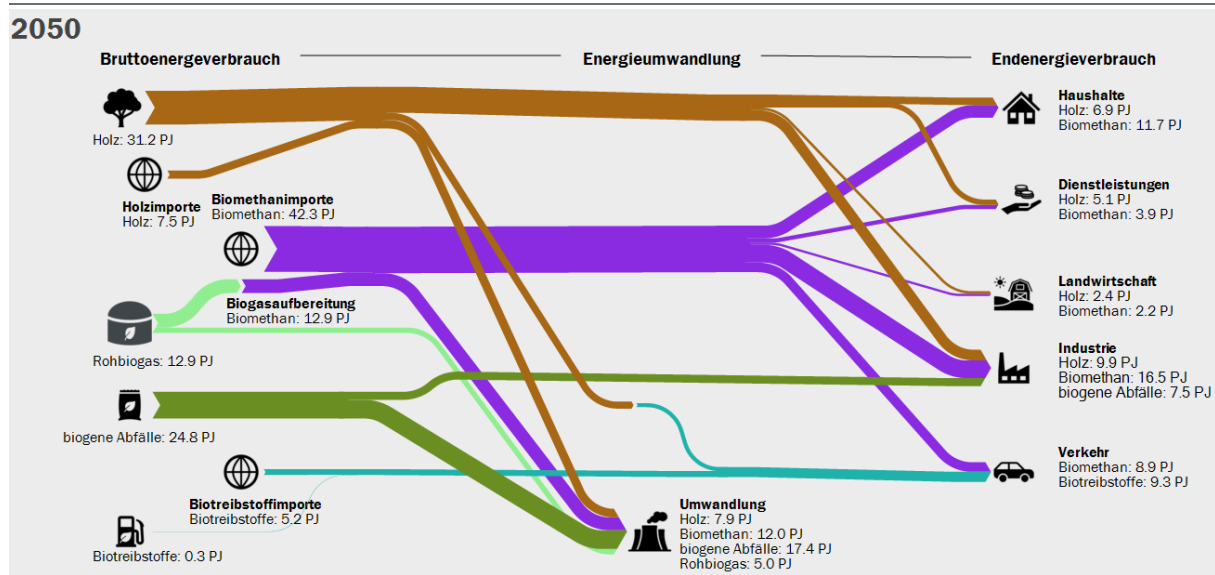
ohne Biotreibstoffe des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 100: Biomasseverbrauch im Jahr 2050

Energiefluss: Herkunft, Umwandlung und Verwendung, in PJ



ohne Biotreibstoffe des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bei der energetischen Nutzung der Bioenergieträger zeit sich zudem eine Verschiebung zwischen den Aggregatsformen. Während im Jahr 2019 hauptsächlich feste Biomasse in Form von

Energieholz oder biogenen Abfällen genutzt wird, steigt langfristig die Verwendung von importierten Biomethan deutlich an (s. Abbildung 100). Die Grundlagen der unterstellten Importpotenziale sind beschrieben im Kapitel 5.1 sowie im Exkurs zur Biomasse (Prognos et al., 2021a). Die Nutzung von Holz und biogenen Abfällen verändert sich aufgrund der limitierten Potenziale dagegen nicht wesentlich, der Verbrauch verbleibt in etwa auf dem heutigen Niveau. Die Bedeutung der flüssigen Biotreibstoffe bleibt gering. Auch dies ist auf die begrenzten Potenziale zurückzuführen. Zwar könnten aus dem vorhandenen Biomassesubstrat zusätzliche Biotreibstoffe erzeugt werden. Die Umwandlung ist jedoch mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden und aufgrund der Nutzungskonkurrenz würde diese zusätzliche Produktion die verfügbaren Potenziale für anderen Anwendungen schmälern.

8.1.3 Treibhausgasemissionen

Die gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz betragen im Jahr 2018 46.4 Mt CO₂eq.⁶⁴ Im Szenario ZERO Basis zeigt sich über alle Sektoren ein kontinuierlicher Rückgang der Treibhausgasemissionen. Im Jahr 2050 verbleibt ein Sockel von 11.8 Mt CO₂eq, der durch CCS gesenkt bzw. durch Negativemissionstechnologien im In- und Ausland ausgeglichen werden muss (s. Tabelle 64). Die Restemissionen setzen sich im hauptsächlich zusammen aus der Verbrennung fossiler Abfälle in den Sektoren Energiewirtschaft (2.6 Mt CO₂eq) und Industrie (0.9 Mt CO₂eq), aus industriellen Prozessemissionen (2.0 Mt CO₂eq), der Landwirtschaft (4.6 Mt CO₂-eq) und aus den Emissionen des Abfallsektors (0.5 Mt CO₂eq).

Die grössten Beiträge für die inländische Emissionsreduktion im Zeitraum 2018 bis 2050 sind im Verkehrssektor und im Sektor Private Haushalte notwendig. Die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors sinken von 14.9 Mt CO₂eq im Jahr 2018 und die Treibhausgasemissionen des Sektors Private Haushalte von 7.7 Mt CO₂eq 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 (in Kombination mit CCS-Anlagen).

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 verbleiben jedoch auch langfristig die fossilen Anteile des Abfalls in Kehrichtverwertungsanlagen und damit Treibhausgasemissionen in einer Höhe von rund 2.6 Mt CO₂eq. Die nichtenergetischen Emissionen der Landwirtschaft sinken auf Basis des verwendeten Szenarios zwar im Zeitverlauf, im Jahr 2050 verbleiben allerdings Restemissionen von 4.6 Mt CO₂eq (BAFU 2020).

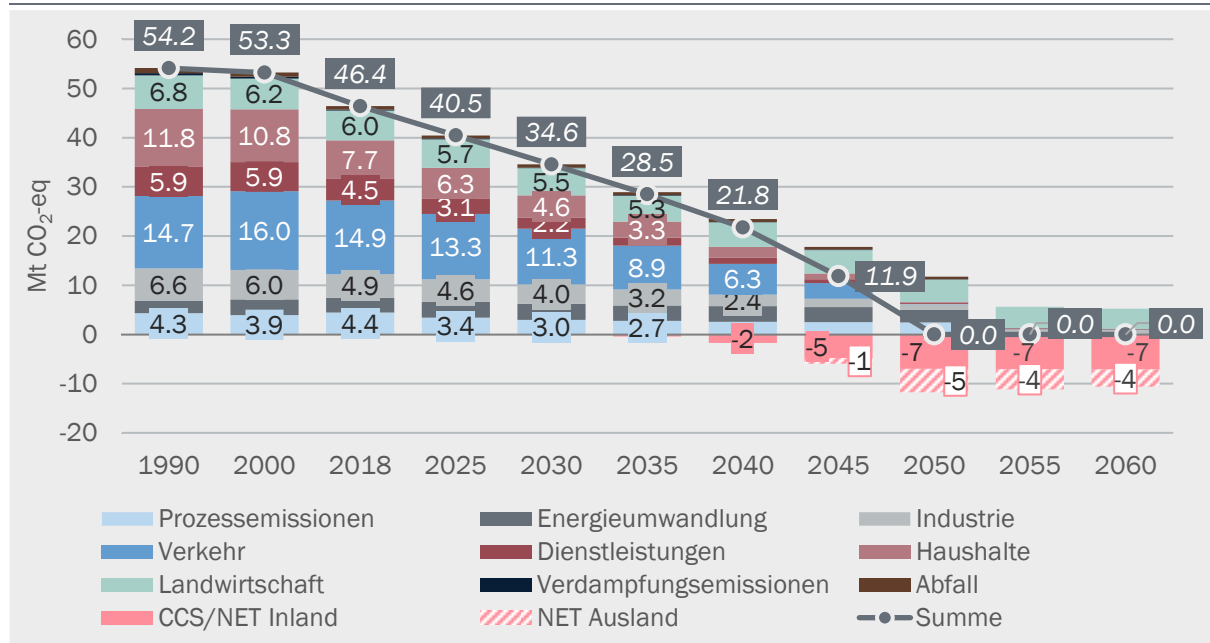
Abbildung 101 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren und den Einsatz von CCS bzw. Negativemissionstechnologien im Szenario ZERO Basis. Nach 2050 verringern sich die THG-Emissionen im Szenario ZERO Basis nur noch geringfügig. Die Emissionen der Landwirtschaft sinken auf 4.1 Mt CO₂eq, die energiebedingten THG-Emissionen verringern sich von 4.2 Mt

⁶⁴ Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts liegt das THG-Inventar bis und mit dem Jahr 2018 vor.

CO₂eq in 2050 auf 3.7 Mt CO₂eq in 2060. Insgesamt verbleiben im Jahr 2060 ohne den Einsatz von CCS und NET Restemissionen von 10.7 Mt CO₂eq.

Abbildung 101: Entwicklung der Treibhausgasemissionen

und des Einsatzes von CCS- und Negativemissionstechnologien im Szenario ZERO Basis, in Mio. t CO₂eq



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Aufgrund der verbleibenden Treibhausgasemissionen aus Prozessemissionen der Industrie, der energetischen Abfallverwertung sowie der Landwirtschaft ist bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus 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 Kehrichtverwertungsanlagen und bei grossen Biomassekraftwerken implementiert. Durch erneuerbare Anteile der Brennstoffe in Kombination mit CCS bei Kehrichtverwertungsanlagen, grossen Industriefeuerungen und Biomassekraftwerken werden Negativemissionen im Inland erzeugt (BECCS). Diese Mengen reichen noch nicht aus, um die gesamten verbleibenden Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auszugleichen. 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 (DACCS).

Tabelle 64: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO Basisin der Abgrenzung des THG-Inventars in Mio. t CO₂eq

	1990	2000	2018	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Energie (Verbrennung; 1A)	41.5	41.9	35.0	30.5	25.3	20.2	15.2	9.9	4.2	3.7
Energieumwandlung (1A1)	2.5	3.2	3.4	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	2.6	2.5
Industrie (1A2)	6.6	6.0	4.8	4.6	4.0	3.2	2.4	1.7	1.2	1.0
Verkehr (1A3)	14.7	16.0	14.9	13.3	11.3	8.9	6.3	3.2	0.0	0.0
Dienstleistungen (1A4a & 1A5)	5.1	5.1	3.6	2.4	1.6	1.2	0.8	0.6	0.2	0.1
Haushalte (1A4b)	11.8	10.8	7.7	6.3	4.6	3.3	2.2	1.2	0.1	0.0
Landwirtschaft (Energie, 1A4C)	0.8	0.8	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	0.2	0.1	0.0
Verdampfungsemissionen (1 B)	0.4	0.4	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	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	2.4
Landwirtschaft (3)	6.8	6.2	6.0	5.7	5.5	5.3	5.0	4.8	4.6	4.1
Abfall (5)	1.1	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	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	0.02
Summe (Inland)	54.2	53.3	46.4	40.5	34.6	28.9	23.5	17.8	11.8	10.7
NET im Ausland					0.0	0.0	0.0	-1.2	-4.7	-3.6
CCS / NET im Inland					0.0	-0.4	-1.7	-4.8	-7.0	-7.1
Zementklinkerherstellung					0.0	0.0	-0.2	-1.8	-2.4	-2.4
Chemie, Pharma					0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.5	-0.5
Kehrichtverwertungsanlagen					0.0	-0.4	-1.1	-2.3	-3.6	-3.5
Biomasseanlagen					0.0	0.0	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4
übrige					0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.4
Summe (Inland, inkl. CCS/NET)	54.2	53.3	46.4	40.5	34.6	28.5	21.8	11.9	0.0	0.0

Die indirekten CO₂-Emissionen der Kategorie 1A sind in der Summe enthalten, werden jedoch in der Tabelle aufgrund der geringen Mengen (<0,1 Mt CO₂eq) nicht eigenständig ausgewiesen. Die Land-use-and-land-use-change-and -forestry- Emissionen (LULUCF-Emissionen) der Kategorie 4 werden im Klimaziel der Energieperspektiven grundsätzlich berücksichtigt, aufgrund der grossen Unsicherheit bezüglich deren Entwicklung als null angenommen (s. Kapitel 3.2) und hier nicht ausgewiesen.

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Einsatz von CCS und 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 CO₂eq pro Jahr angenommen.

Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen zum Einsatz und der Entwicklung von CCS- und NE-Technologien ist im Exkurs «Negativemissionstechnologien und CCS; Potenziale, Kosten und Einsatz von Negativemissionstechnologien und CCS in den Energieperspektiven 2050+» beschrieben (Prognos et al., 2021c).

8.1.4 Szenarienvergleich

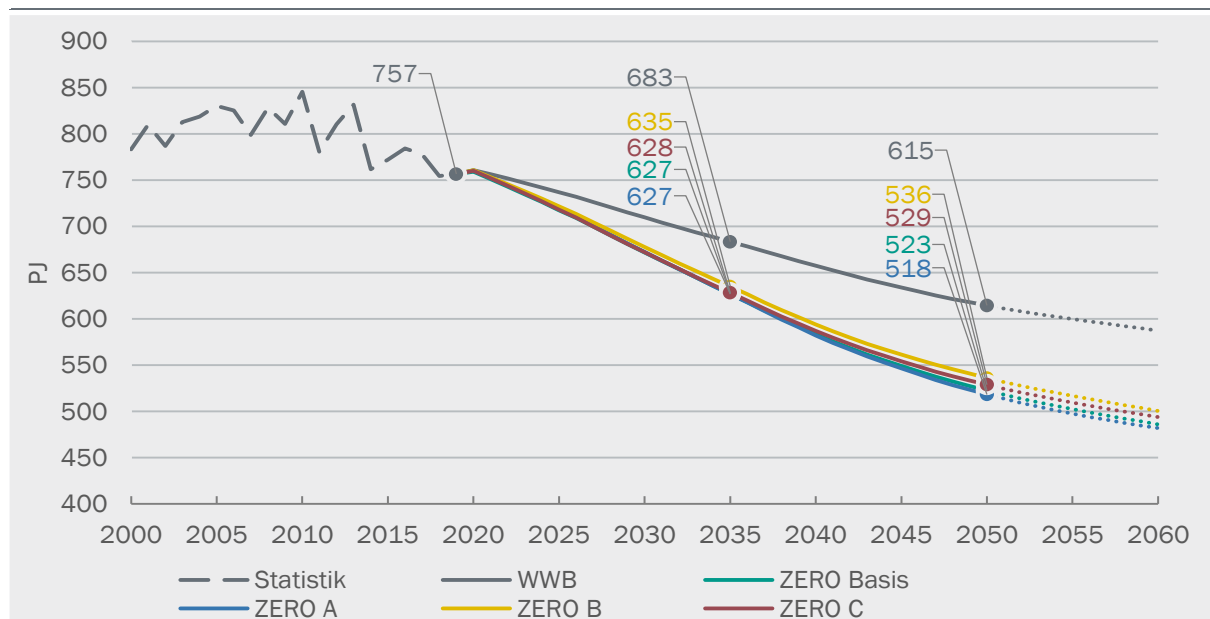
Im nachfolgenden Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse des Szenarios ZERO Basis mit den Ergebnissen der ZERO Varianten A, B und C sowie mit dem Szenario WWB verglichen. Eine umfassende Darstellung der Ergebnisse aller Szenarien ist auf der [Webseite](#) des BFE publiziert.

Endenergieverbrauch

Im Zeitraum 2000 bis 2019 verringerte sich der Endenergieverbrauch von 783 PJ auf 757 PJ, was einer mittleren jährlichen Reduktion um 0.2 % entspricht. Im Szenario ZERO Basis beschleunigt sich die Reduktion im Zeitraum 2019 bis 2050 auf 1.2 % Jahr. In Bezug auf die Höhe des Endenergieverbrauchs unterschieden sich die untersuchten Netto-null-Szenarienvarianten nicht wesentlich (s. Abbildung 102). In den Varianten mit stärkerer Elektrifizierung (ZERO Basis, ZERO A) fällt der Rückgang geringfügig höher aus. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Endenergieverbrauch in den ZERO Szenarien im Vergleich zum Jahr 2019 um 29 % bis 31 %. Auch im Szenario WWB beschleunigt sich die Reduktion des Endenergieverbrauchs, im Mittel der Jahre 2019 bis 2050 auf 0.7 %. Dies ist unter anderem auf die bereits eingeführten Effizienzmassnahmen zurückzuführen. Insgesamt fällt der Rückgang im Szenario jedoch deutlich geringer aus als im Szenario ZERO. Der Rückgang des Endenergieverbrauchs verringert sich im Zeitraum 2019 bis 2050 um 19 %.

Abbildung 102: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch insgesamt

Entwicklung des Endenergieverbrauchs 2000 bis 2060, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

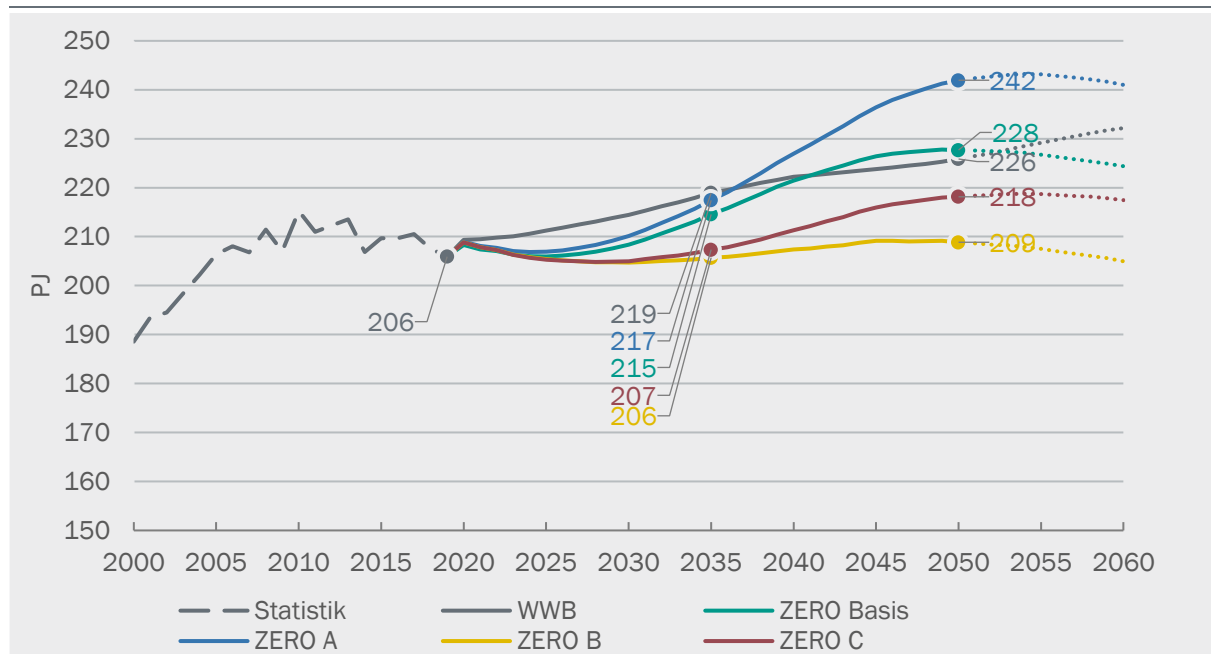
Stromverbrauch

Im Gegensatz zum Endenergieverbrauch ist der Stromverbrauch im Zeitraum 2000 bis 2019 angestiegen, im Mittel der Jahre um 0,5 %. 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). Im Szenario ZERO Basis zeigt sich im Zeitraum 2019 bis 2050 eine mittlere jährliche Wachstumsrate von +0,3 %, im Szenario ZERO A von +0,5 %.

In allen ZERO Szenarien sinkt der Verbrauch nach 2050 wieder leicht ab, im Szenario WWB steigt der Verbrauch hingegen weiter leicht an (s. Abbildung 103). Im Jahr 2050 erreicht der Stromverbrauch im Szenario WWB in etwa das Niveau des Szenarios ZERO Basis. Nach 2050 liegt der Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren im Szenario WWB sogar höher als im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 103: Szenarienvergleich: Elektrizitätsverbrauch

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs der Endverbrauchssektoren, 2000 bis 2060, in PJ



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Fernwärme

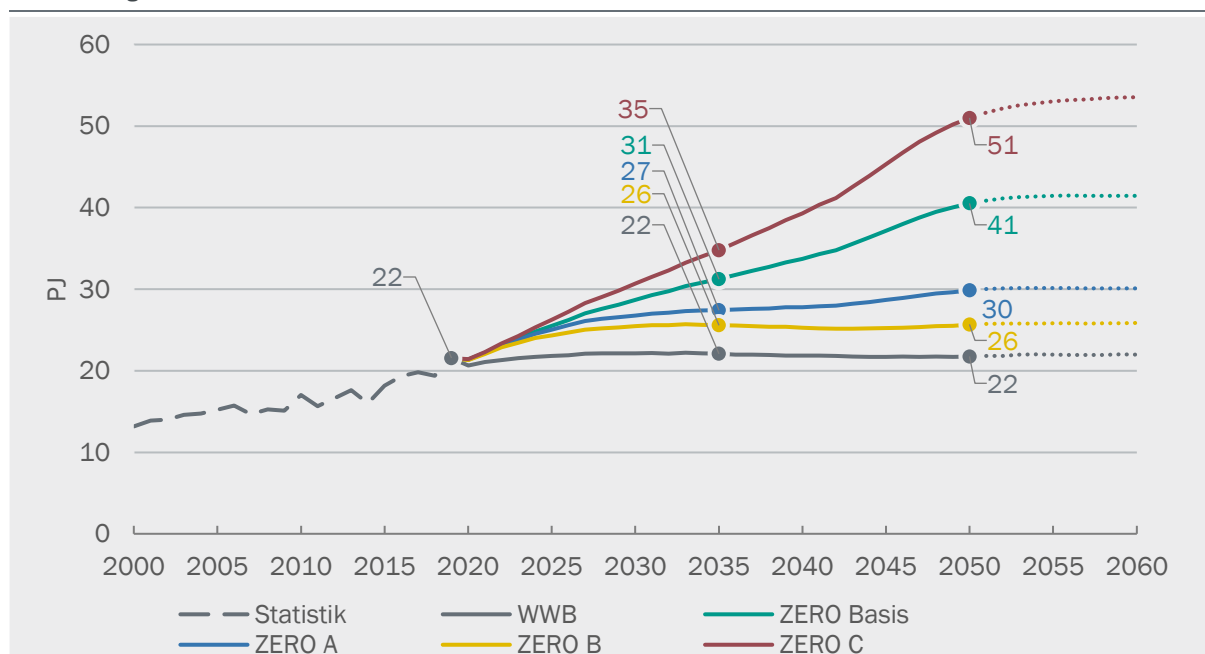
Auch bei der Nutzung der Fernwärme spannen die Szenarien einen weiten Fächer auf. Die Unterseite des Fächers bildet das Szenario WWB, hier verändert sich der Verbrauch gegenüber 2019 nicht wesentlich. Einerseits werden die Wärmenetze noch erweitert, andererseits reduzieren Effizienzmassnahmen den Wärmeverbrauch 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 (Abbildung 104).

Nach 2050 verändert sich der Fernwärmeverbrauch in den Szenarien nicht mehr wesentlich. In den ZERO Varianten ist der Gebäudesektor in 2050 weitestgehend dekarbonisiert, die Energieträgerstruktur verschiebt sich nicht mehr wesentlich. Die (wenigen) zusätzlichen Gebäudeanschlüsse werden durch weitere Effizienzgewinne bei den Gebäudehüllen kompensiert.

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 104: Szenarienvergleich: Fernwärmeverbrauch

Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs in den Endverbrauchssektoren, 2000 bis 2060, in PJ



ohne Energieverbrauch für CCS

Nicht enthalten beim dargestellten Endenergieverbrauch ist der Fernwärmeverbrauch für den Betrieb von CCS-Anlagen im Umwandlungssektor. Dieser Verbrauch setzt ab etwa 2035 ein und erreicht im Jahr 2050 einen Verbrauch von rund 9 PJ. Da der Einsatz von CCS ab 2050 in etwa konstant bleibt, ändert sich auch dieser Verbrauch nach 2050 nicht mehr wesentlich. Im Szenario WWB wird kein CCS betrieben, es fällt kein Wärmeverbrauch für CCS an.

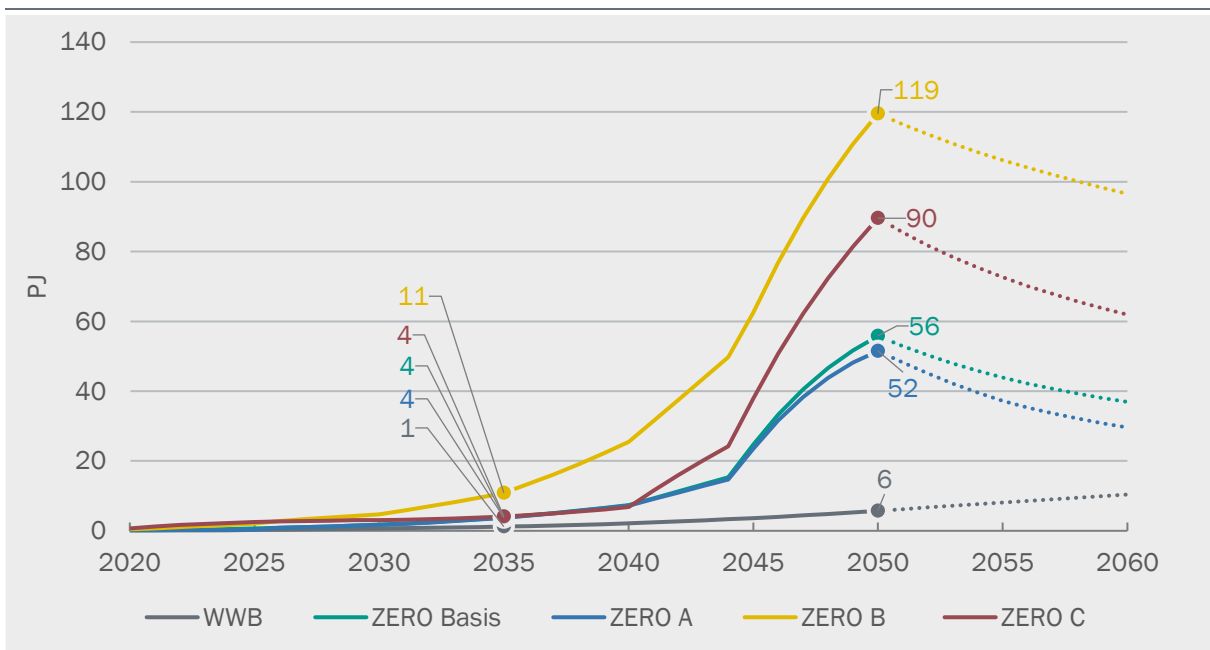
Strombasierte Energieträger – PtX

Strombasierte Energieträger umfassen einerseits grünen Wasserstoff, synthetische Gase sowie flüssige synthetische Brenn- und Treibstoffe. Hergestellt werden sie aus erneuerbarem Strom sowie im Falle synthetischer Brenn- und Treibstoffe zusätzlich aus biogenem Kohlenstoff. Strombasierte Energieträger werden in allen Szenarien eingesetzt. Am geringsten ist der Verbrauch im Szenario WWB. Hier handelt es sich ausschliesslich um grünen Wasserstoff, der 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 (Abbildung 105). 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.

Abbildung 105: Szenarienvergleich: Strombasierte Energieträger (PtX)

Entwicklung des Verbrauchs strombasierter Energieträger in den Endverbrauchssektoren, 2020 bis 2060, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

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) und 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 2050 beträgt dieser Bedarf rund 60 PJ.

Vergleich mit Verbrauchsrichtwerten

Im Energiegesetz (EnG; Fassung 2016; (Bundesversammlung, 2016)) 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 18 % gegenüber dem Stand von 2000 reduziert werden (Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013, Bundesrat 2013). Es stellt sich die Frage, 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 41 % ggü. dem Jahr 2000 und bis 2050 um 53 % erreicht (s. Tabelle 65). Entsprechend verringert sich der indexierte pro Kopf Endenergieverbrauch im Vergleich zum Basiswert des Jahres 2000 bis 2050 auf 47 und bis 2060 auf 43 (s. Tabelle 65). Bezüglich des Energieverbrauchs 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 65 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.⁶⁵

In den Varianten A, B und C des Szenarios ZERO weicht die Entwicklung des pro Kopf Endenergieverbrauchs lediglich geringfügig von der Basisvariante ab. Auch hier werden der Richtwert 2035 und der Zielwert 2050 erreicht. Im Szenario WWB fällt die Reduktion hingegen deutlich geringer aus, der indexierte Verbrauch verringerte sich bis 2050 auf 55 (-45 % ggü. 2000).

⁶⁵ 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 65: Vergleich mit Zielen zum Endenergieverbrauch

Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Summe pro Kopf [GJ/Einwohner]	109	88	79	71	64	58	54	51	47
ZERO Basis Veränderung (Referenzindex 2000)	100	80	72	65	59	53	50	47	43
erreichte Reduktion ggü. 2000	0 %	-20 %	-28 %	-35 %	-41 %	-47 %	-50 %	-53%	-57%
Richtwert / Ziel Energiestrategie 2050					-43 %			-54 %	
Szenarienvergleich – indexierte Veränderung ggü. 2000									
ZERO Basis	100	80	72	65	59	53	50	47	43
ZERO A	100	80	72	65	59	53	49	46	43
ZERO B	100	80	73	65	59	54	51	48	44
ZERO C	100	80	72	65	59	54	50	47	44
WWB	100	80	74	69	64	60	57	55	52

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

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Elektrizitätsverbrauch (pro Kopf)

Den dem Netto-null-Ziel konformen 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 werden neben dem Endverbrauch Elektrizität auch der Elektrizitätsverbrauch für die Fernwärmeproduktion (Grosswärmepumpen), die Wasserstoffproduktion (Power-to-H₂) und die CCS-Technologien, die im Umwandlungssektor anfallen, einbezogen.

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 (s. Tabelle 66). 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.

In den Varianten A, B und C des Szenario ZERO weicht die Entwicklung des pro Kopf Endenergieverbrauchs teilweise deutlich der Basisvariante ab. Einen höheren pro Kopf Elektrizitätsverbrauch ergibt sich in der Variante A mit dem Fokus auf Strom. Den geringsten Pro-Kopf-Verbrauch zeigt

sich in der Gas-Variante B. Im Szenario WWB verringert sich der Pro-Kopf-Verbrauch bis zum Jahr 2050 um knapp 13 % gegenüber dem Jahr 2000. Die stärkere Reduktion im Szenario WWB im Vergleich zum Szenario ZERO Basis 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 im Szenario WWB.

Tabelle 66: Vergleich mit Zielen zum Elektrizitätsverbrauch

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
ZERO Basis	Summe pro Kopf [GJ/Einwohner]	26.2	24.0	23.0	22.6	23.0	23.9	24.6	24.8	24.5
	Veränderung (Referenzindex 2000)	100	91	88	86	88	91	94	95	93
	erreichte Reduktion	0 %	-9 %	-12 %	-14 %	-12 %	-9 %	-6 %	-5 %	-7 %
Richtwert / Ziel Energiestrategie 2050						-13 %		-18 %		
Szenarienvergleich – indizierte Veränderung ggü. 2000										
	ZERO Basis	100	91	88	86	88	91	94	95	93
	ZERO A	100	91	88	87	89	93	97	100	100
	ZERO B	100	91	87	84	83	84	85	85	84
	ZERO C	100	91	87	85	85	87	90	91	91
	WWB	100	91	89	87	86	86	86	87	91

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

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bruttoenergieverbrauch

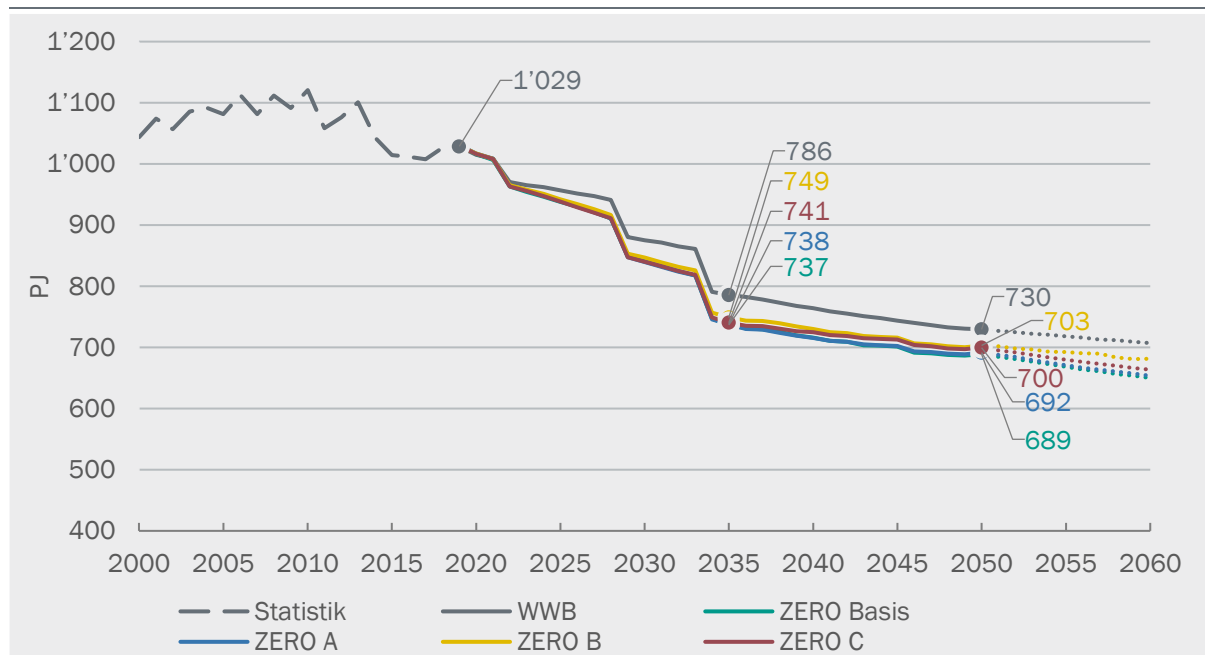
Der Bruttoenergieverbrauch weist im Zeitraum 2000 bis 2010 eine leicht steigenden, im Zeitraum 2010 bis 2019 eine leicht fallende Tendenz auf. Insgesamt hat sich die Höhe des Bruttoenergieverbrauchs im Zeitraum 2000 bis 2019 nicht wesentlich verändert (-1 %).

Wie beim Endenergieverbrauch so fällt auch beim Bruttoenergieverbrauch der Rückgang in allen Netto-null-Szenarien annähernd gleich hoch aus (Abbildung 106). Am stärksten ist der Verbrauchsrückgang im Szenario ZERO Basis (2019 bis 2050: -33 %), am geringsten in ZERO B (-32 %). Im Szenario WWB geht der Bruttoenergieverbrauch im gleichen Zeitraum um 29 % zurück. 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). In der Variante mit einer Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren verschieben sich die Stufen in der Zeitskala um 10 Jahre in die Zukunft.

Nach 2060 nimmt der Bruttoenergieverbrauch weiter ab. Der Rückgang fällt jedoch langsamer aus als im Zeitraum 2019 bis 2050. In den ZERO-Szenarien beträgt die jährliche Reduktion rund 0.5 %.

Abbildung 106: Szenarienvergleich: Bruttoenergieverbrauch

Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs in den Jahren 2000 bis 2060, in PJ



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

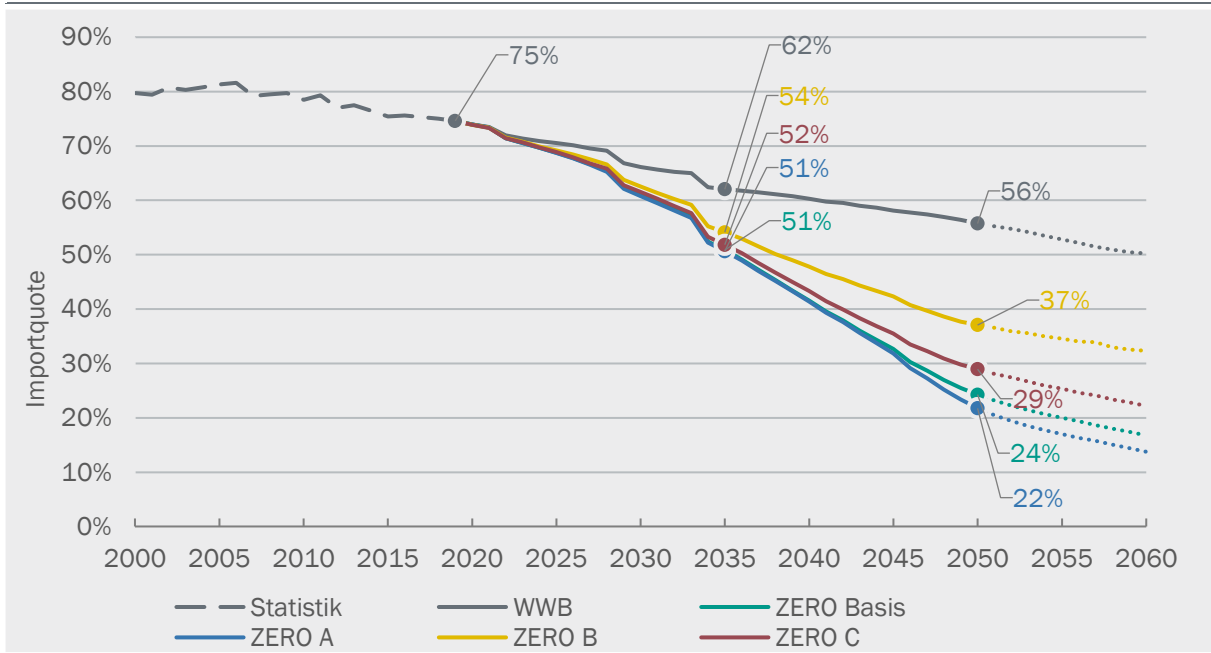
Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Anteil der importierten Energieträger am Bruttoenergieverbrauch ist in allen Szenarien rückläufig (s. Abbildung 107). Am stärksten verringert sich die Importquote in den Szenarien ZERO Basis und ZERO A. In der Basisvariante verringert sich die Quote von rund 75 % in 2019 auf noch 24 % (ZERO A: 22 %) im Jahr 2050. Von den ZERO-Szenarien zeigt sich in der Variante B der schwächste Rückgang (2050: 37 %). Die zusätzlichen Importe im Vergleich zur Basisvariante bestehen hauptsächlich aus strombasierten Energieträgern. Im Szenario WWB nimmt der Importanteil deutlich langsamer ab und es besteht auch langfristig eine grosse Auslandsabhängigkeit.

Abbildung 107: Importquoten

am Bruttoenergieverbrauchs, Szenarienvergleich



ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

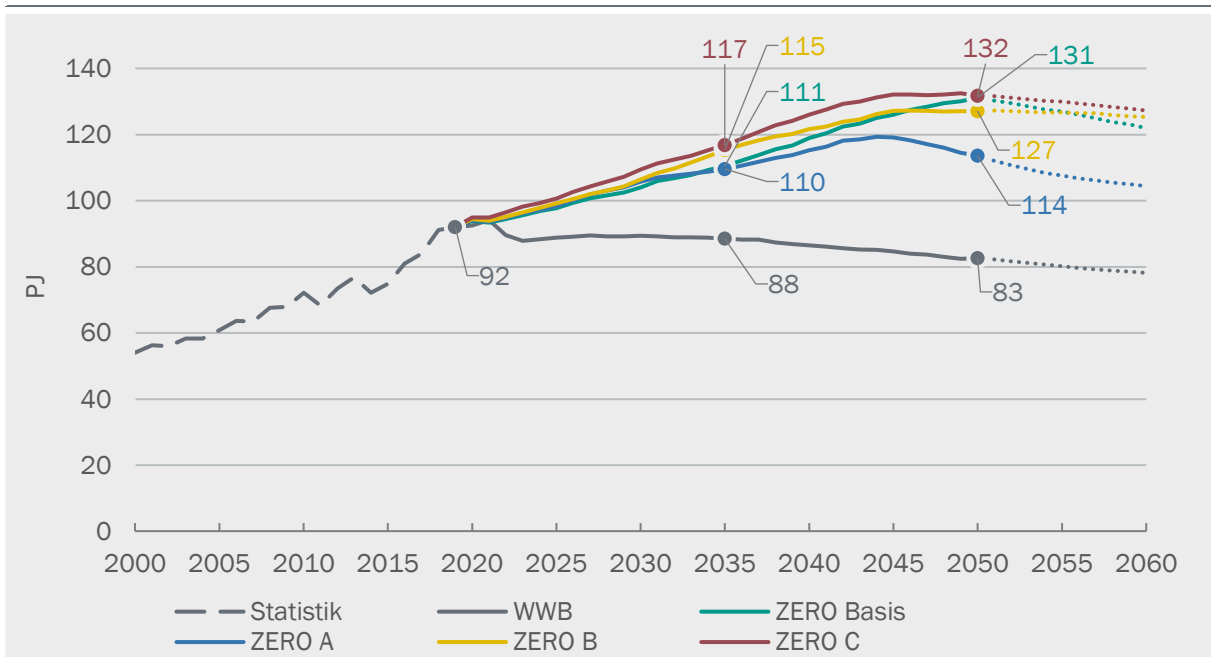
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 Biomethan, der Rest entfällt auf flüssige Bioenergieträger (vgl. Kapitel 5.1. In den Netto-null-Szenarien wird das vorhandene Potenzial weitgehend ausgenutzt, mit Ausnahme von ZERO A. In ZERO A wird zwar das Potenzial an fester und flüssiger Biomasse stark, das Potenzial an importiertem Biomethan jedoch nur teilweise genutzt.

Die maximale Nachfrage nach Bioenergie wird in den ZERO-Szenarien im Zeitraum 2045 bis 2050 erreicht. Nach 2050 nimmt der Bedarf wieder leicht ab (s. Abbildung 108). Im Szenario WWB weist der Verbrauch an Biomasse eine leicht abnehmende Tendenz auf.

Abbildung 108: Szenarienvergleich: Biomasseverbrauch im Zeitverlauf, in PJ

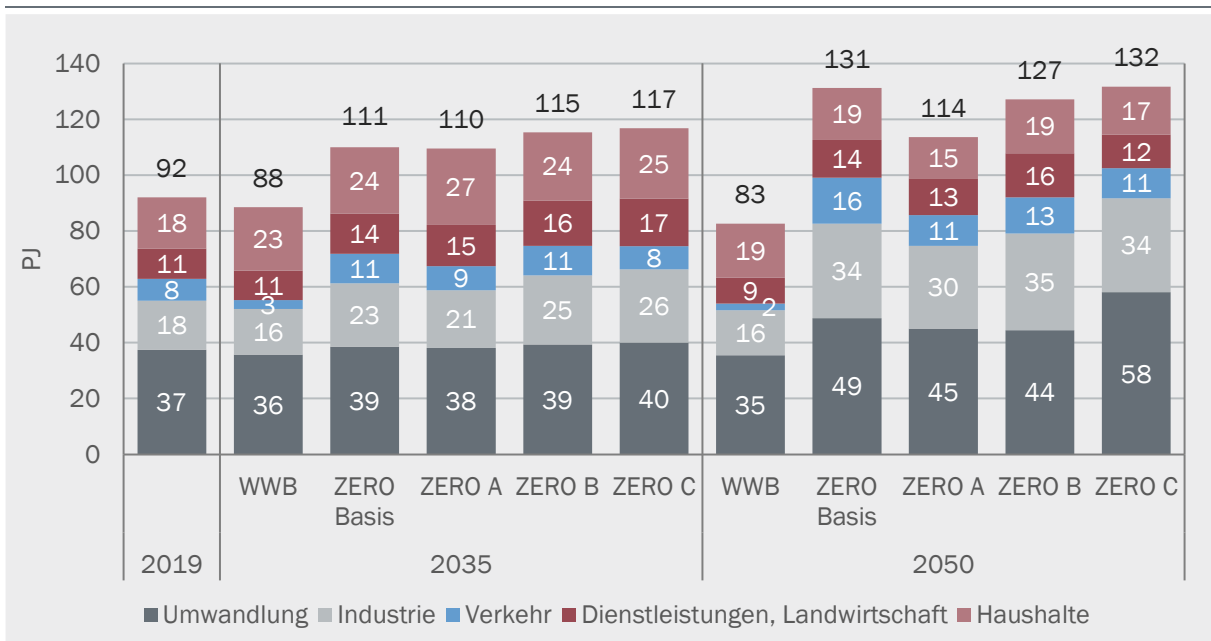


inkl. biogenem Anteil des Mülls und der Industrieabfälle, ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 109: Szenarienvergleich: Biomasseverbrauch nach Sektoren, in PJ



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

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Verteilung des Biomasseverbrauchs auf die Sektoren verschiebt sich im Szenarienzeitraum. Die wichtigsten Abnehmer an Bioenergie werden der Umwandlungssektor und die Industrie (s. Abbildung 109). Diese beiden Sektoren verwerten auch die in den Abfällen enthaltene Biomasse im Umfang von rund 25 PJ. Der Anteil der Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen am Biomasseverbrauch nimmt langfristig ab. Dabei zeigen sich zwei gegenläufige Trends: Der Einsatz an fester Biomasse (Holz) nimmt ab, während der Biomethanverbrauch bis etwa 2050 ansteigt. In Summe steigt der Biomasseverbrauch in diesen Sektoren mittelfristig (2035) an und verringert sich dann wieder in etwa auf das Niveau des Jahre 2019.

Im Verkehrssektor zeigt sich im Szenario ZERO Basis der grösste Anstieg beim Verbrauch an Biotreibstoffen. Die Zunahme gegenüber 2019 ist hier hauptsächlich auf den verstärkten Einsatz an Biogas zurückzuführen. In den ZERO-Varianten A, B, und C fällt der Einsatz an Biogas im Verkehrssektor etwas geringer aus als in der Basis-Variante. In Bezug auf die Nutzung von Biodiesel und Biobenzin unterscheiden sich die ZERO-Szenarien hingegen nicht wesentlich. Im Szenario WWB nimmt der Einsatz von flüssigen Biotreibstoffen bis 2030 deutlich ab und verbleibt auf einem Niveau von 1–2 PJ. Die Menge an eingesetztem Biogas bleibt gering (<1 PJ).

Treibhausgasemissionen

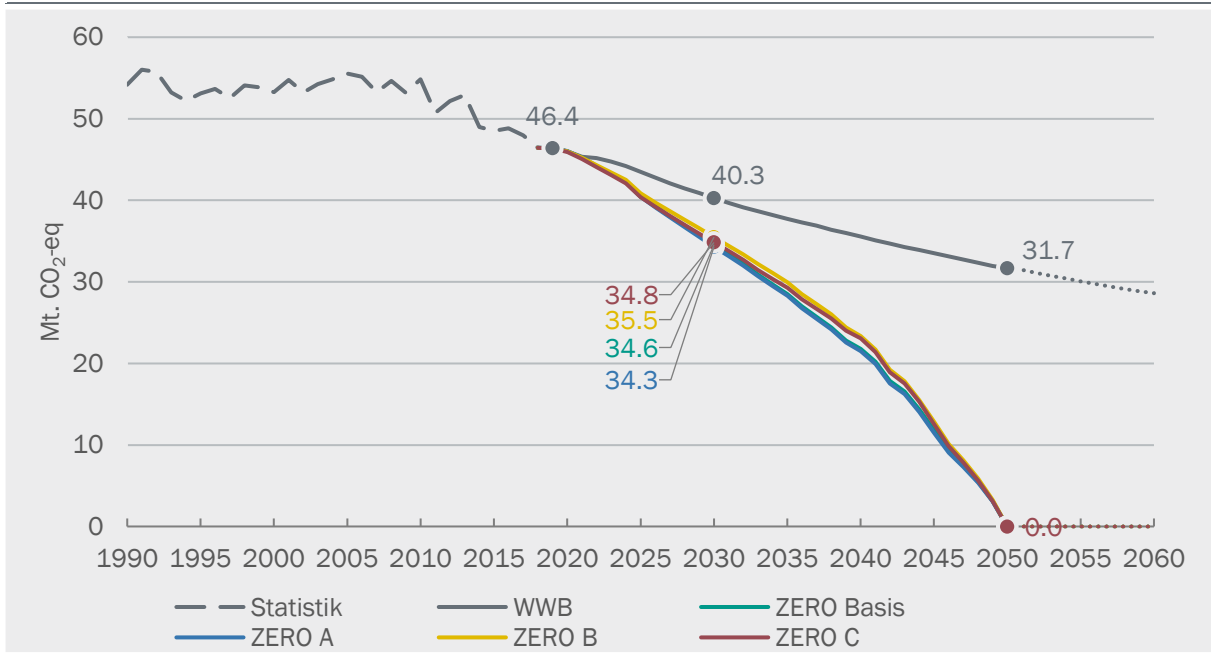
Das vorgegebene THG-Reduktionziel für das Jahr 2050 ist in allen Netto-null-Szenarien identisch. Entsprechend unterscheidet sich die Entwicklung der THG-Emissionen zwischen den Netto-null-Szenarien nicht wesentlich (s. Abbildung 110). Bis zum Jahr 2030 verringern sich die THG-Emissionen in den Netto-null-Szenarien um rund 36 % gegenüber 1990 auf rund 34–35 Mt CO₂eq. Das Reduktionziel Netto-null in 2050 wird in allen Zielszenarien erreicht. Die jährlichen Reduktionsmenge wird im Szenario ZERO stark beschleunigt. Im Zeitraum 2000 bis 2018 wurden die THG-Emissionen im Mittel der Jahre um 0.4 Mt CO₂eq verringert. Im ZERO Szenario steigt die mittlere jährliche Reduktion über 0.9 Mt CO₂eq im Zeitraum 2019 bis 2030 auf 1.8 Mt CO₂eq im Zeitraum 2031 bis 2050. Die starke Zunahme insbesondere nach 2040 ist auf den zunehmenden Einsatz von CCS und Negativemissionstechnologien sowie die Beimischung von strombasierten Treibstoffen zurückzuführen.

Im Szenario WWB verringern sich die THG-Emissionen über 40 Mt CO₂eq im Jahr 2030 auf 31.7 Mt CO₂eq im Jahr 2050. Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies im Jahr 2050 einer Reduktion um 41 % (2030: minus 26 %).

Wird die Entwicklung der THG-Emissionen ohne den Einsatz von CCS oder NET betrachtet, zeigt sich ebenfalls kein wesentlicher Unterschied zwischen den Szenario-ZERO-Varianten (Abbildung 111). Der für die Erreichung des Ziels von netto null THG-Emissionen notwendige Einsatz an CCS und NET ist folglich in den ZERO-Szenarien nahezu identisch. Nach 2050 nehmen die Restemissionen – gemeint sind die THG-Emissionen ohne den Einsatz von CCS und NET – in den ZERO-Szenarien noch leicht ab. Im Jahr 2060 verbleiben jedoch noch immer Restemissionen im Umfang von rund 10 bis 11 Mt CO₂eq. Ein Einsatz von CCS und NET in diesem Umfang bleibt bis 2060 (und darüber hinaus) notwendig, damit das Netto-null-Ziel erfüllt wird. Im Szenario WWB werden auch langfristig weder CCS noch NET eingesetzt.

Abbildung 110: Szenarienvergleich: THG-Emissionen

Entwicklung der THG-Emissionen in den Jahren 1990 bis 2060, in Mt CO₂eq

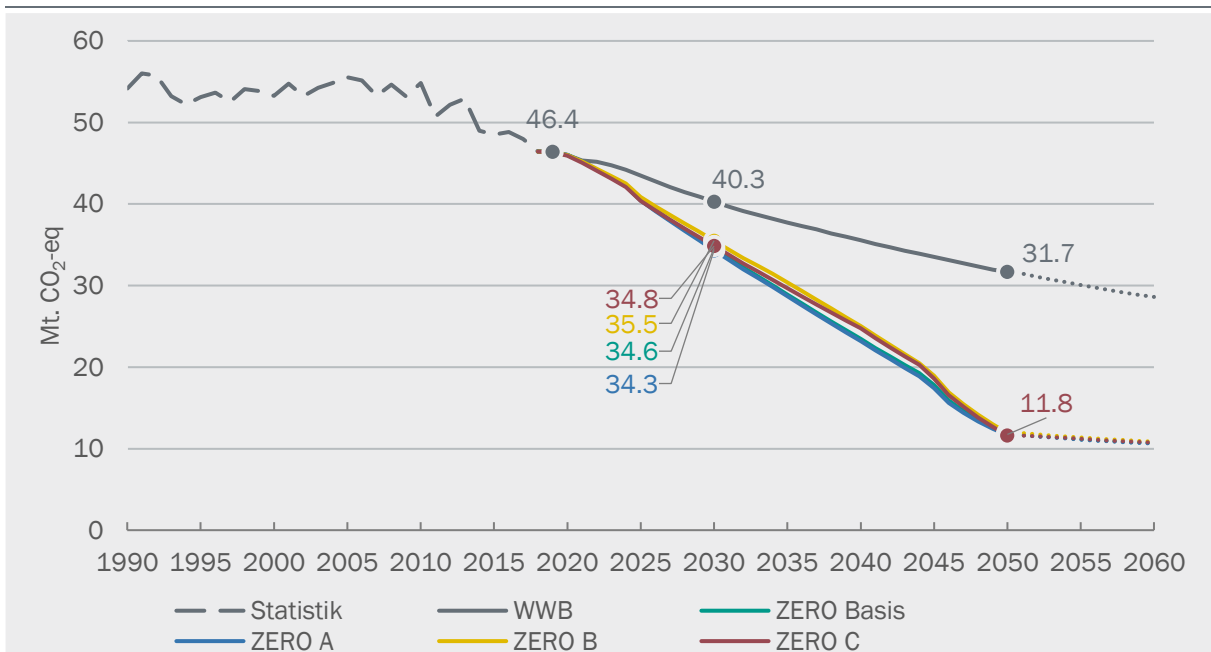


Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 111: Szenarienvergleich: THG-Emissionen – ohne Einsatz von CCS und NET

Entwicklung der THG-Emissionen in den Jahren 1990 bis 2060, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.2 Verkehrssektor

8.2.1 Energieverbrauch

Abbildung 112 zeigt den resultierenden Endenergieverbrauch⁶⁶ des ZERO Basis-Szenarios im Verkehrssektor nach Verkehrsträger im Inland. Der «Tanktourismus» ist dabei die Summe der grauen Importe und Exporte von Treibstoffen und ergänzt den Inlandverbrauch zu Treibstoffabsatz in der Schweiz. Der internationale Luftverkehr ist transparent dargestellt, da er ausserhalb der Systemgrenze der EP 2050+ liegt und die Berechnung, anders als bei allen anderen Verkehrsträgern, nicht dem Inlandprinzip folgt.

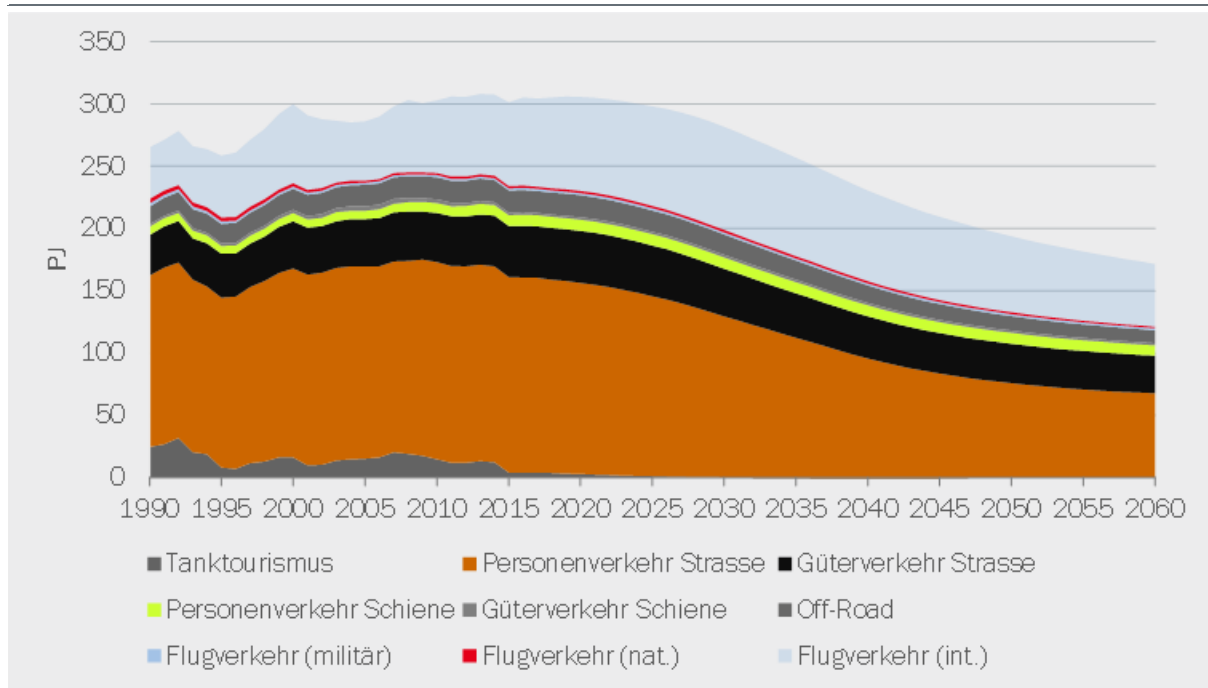
Die Abbildung zeigt, dass der Personenverkehr auf der Strasse bedeutend bleibt, obwohl sein Anteil vor allem aufgrund der starken Elektrifizierung deutlich abnehmen wird. Der Energiebedarf des Strassengüterverkehrs nimmt in deutlich geringerer Masse ab als im Personenverkehr. Gründe dafür sind einerseits der stärkere Anstieg der Fahrleistung im Güterverkehr und andererseits der Umstand, dass beim Schwerverkehr eine Elektrifizierung später und in kleinerem Umfang geschehen wird als bei den leichten Fahrzeugen für den Personenverkehr. Der Energiebedarf des Schienenverkehrs kann nicht so stark reduziert werden wie derjenige des Strassenverkehrs. Das liegt daran, dass beim Schienenverkehr der Effizienzsprung, der durch eine Elektrifizierung erreicht wird, schon vor langer Zeit passiert ist. Der Beitrag des internationalen Flugverkehrs zum Energiebedarf des Verkehrssektors wird in Zukunft deutlich grösser als er heute ist. Grund ist, dass der Flugverkehr auf den Antrieb durch Verbrennungsprozesse angewiesen ist, deren Effizienz aus technisch-physikalischer Sicht beschränkt sind.

Abbildung 113 zeigt den Energieverbrauch im ZERO Basis-Szenario ohne den internationalen Luftverkehr. Man sieht einen Shift von den heute dominierenden fossilen Energieträgern zu Strom und strombasierten Energieträgern. Biotreibstoffe sind nur in relativ kleinen Mengen verfügbar und können keinen grösseren Beitrag zur Versorgung des Verkehrs leisten. 2050 wird Strom knapp die Hälfte des Energiebedarfs des Verkehrs ausmachen. Wasserstoff wird kontinuierlich wichtiger im Verkehrsbereich, aber sein Anteil wird auch bis 2060 unter 20 % bleiben. Da 2050 noch ein beträchtlicher Teil der Flotte für den Strassenverkehr, aber auch für den Off-Road-Bereich und natürlich für den nationalen und militärischen Flugverkehr auf flüssige Kohlenwasserstoffe angewiesen sein wird, wird zum Erreichen des Netto-null-Ziels in 2050 40 PJ PtL benötigt. Das entspricht 30 % der in 2050 benötigten Energie im Verkehrssektor. Um den internationalen Flugverkehr ab der Schweiz ebenfalls zu dekarbonisieren werden in 2050 zusätzlich dazu 61 PJ PtL benötigt. Im Strassenverkehr nimmt der Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen nach 2050 dagegen deutlich ab: 2060 wird ohne internationalen Flugverkehr noch 14 PJ PtL benötigt.

⁶⁶ Aufgrund der Abgrenzung der Sektoren wird hier nur der Endenergieverbrauch ausgewiesen. Darum wird in den Resultaten nicht berücksichtigt, dass die Herstellung von strombasiertem Wasserstoff und von PtL deutlich mehr Energie benötigt als in dem Energieträger gespeichert ist. Für den Teil des Wasserstoffs, der in der Schweiz produziert wird, erscheint der Energieaufwand im Umwandlungssektor. Der Energieaufwand zur Herstellung von strombasierten Treibstoffen im Ausland ist hingegen in der EP 2050+ nicht bilanziert.

Abbildung 112: Energieverbrauch nach Verkehrsträger: ZERO Basis

Int. Flugverkehr zum Vergleich dargestellt, obwohl eigentlich ausserhalb der Systemgrenze von EP 2050+

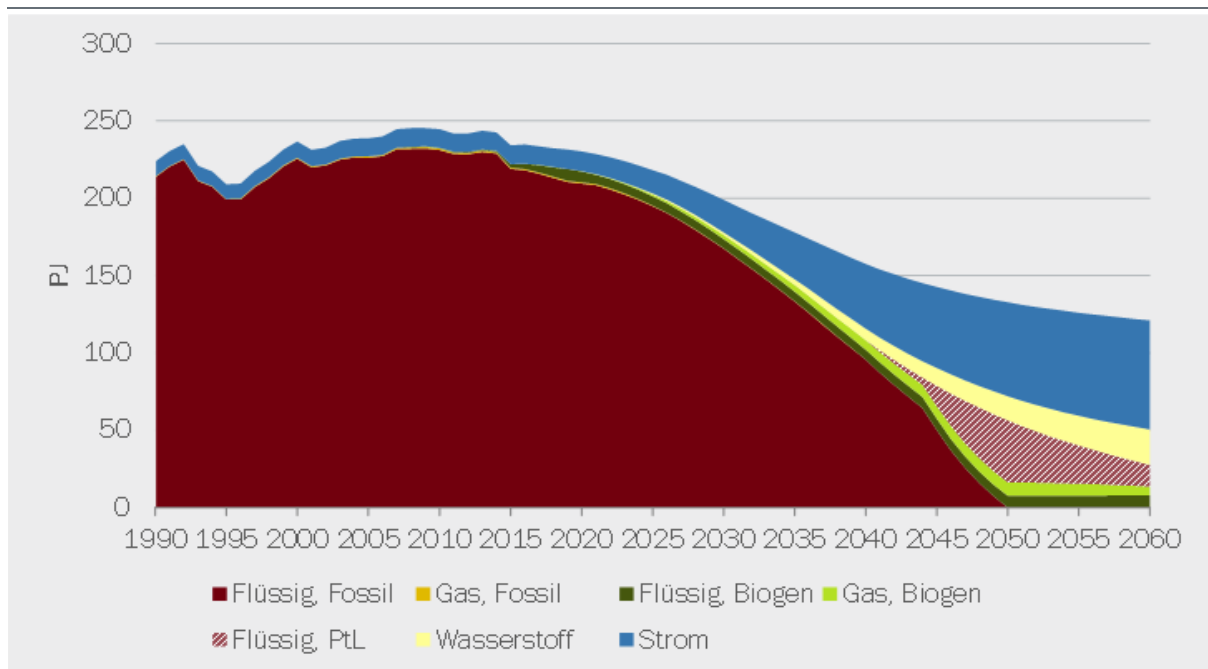


Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 113: Energieverbrauch nach Energieträger: ZERO Basis

Ohne int. Flugverkehr



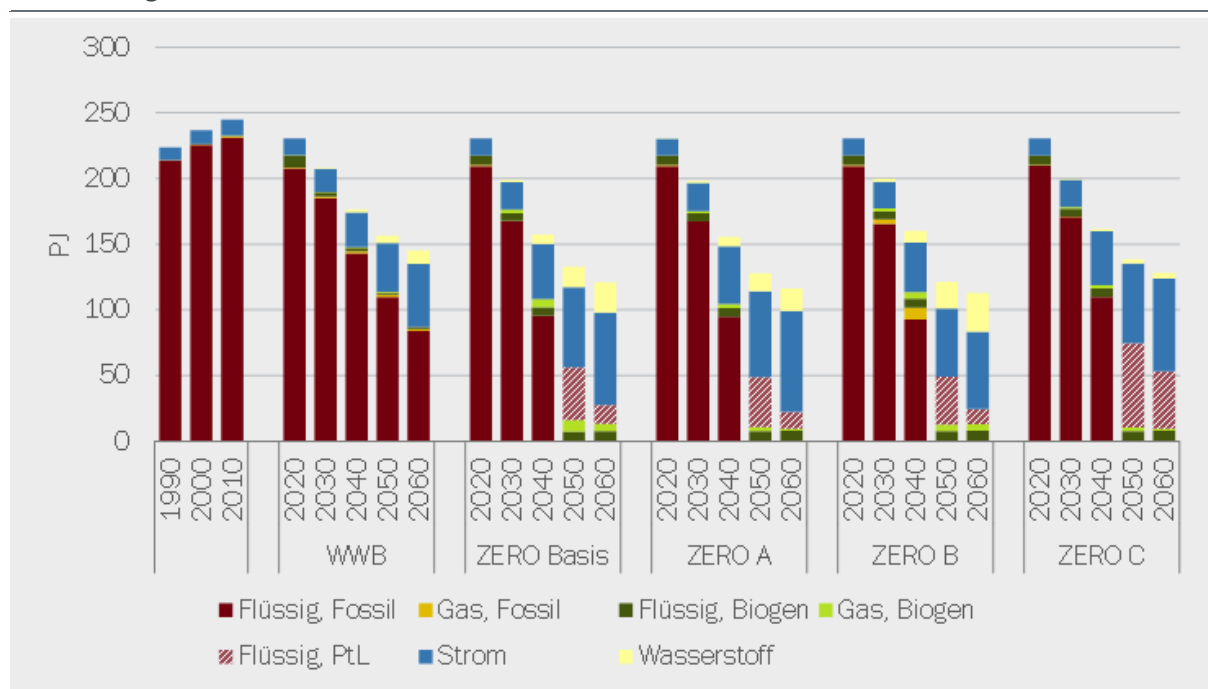
Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Szenarienvergleich in Abbildung 114 zeigt, dass der Energiebedarf des Verkehrssektors der Schweiz im Szenario WWB zwischen 2020 und 2050 um 32 % sinkt. Im Szenario ZERO Basis beträgt die entsprechende Reduktion 42 %. In ZERO A und ZERO B sind die Reduktionen sogar noch etwas höher als in ZERO Basis, in ZERO C ist sie etwas tiefer. Auch nach 2050 wird die Reduktion des Energiebedarfs weitergehen. Relativ zu 2020 wird zwischen 2050 und 2060 in allen Szenarien nochmals eine Reduktion um 5 Prozentpunkte erreicht (z. B. von 42 % auf 47 % in ZERO Basis). Wie durch die Definition des Szenarios zu erwarten war, unterschieden sich die Varianten des ZERO-Szenarios vor allem durch die Anteile der eingesetzten Energieträger.

Abbildung 114: Energieverbrauch nach Energieträger: Szenarienvergleich

Ohne int. Flugverkehr



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

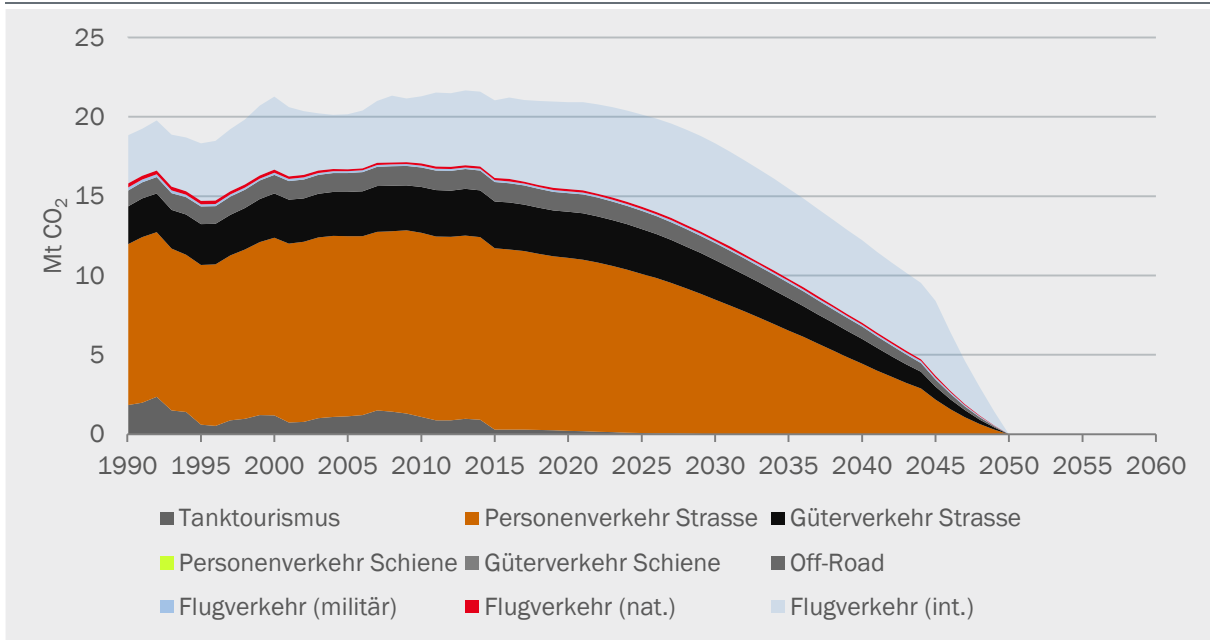
8.2.2 CO₂-Emissionen

Mit der zunehmenden Elektrifizierung und der Substitution der verbleibenden fossilen Treibstoffe durch biogene und strombasierte Kohlenwasserstoffe wird die CO₂-Emission des Verkehrssektors in 2050 auf null reduziert (s. Abbildung 115). Der verstärkte Einsatz von PtL ab 2045 führt zu der sehr steilen Abnahme ab diesem Jahr.

Abbildung 116 und Abbildung 117 zeigen die Entwicklungen der CO₂-Emissionen in den Szenarien im Vergleich. Schon im Szenario WWB wird erwartet, dass die Emissionen bis 2030 deutlich rascher sinken werden als in den letzten zehn Jahren. Danach wird sich die Absenkung noch weiter beschleunigen. In den ZERO Szenarien ist die Absenkrate bis 2040 rund doppelt so hoch wie im Szenario WWB, danach sinkt die Emission auf null in 2050. Die Reduktionspfade der ZERO Varianten sind, mit Ausnahme von ZERO C, in der die Emission etwas langsamer absinkt, fast deckungsgleich.

Abbildung 115: CO₂-Ausstoss: ZERO Basis

Int. Flugverkehr zum Vergleich dargestellt, obwohl eigentlich ausserhalb der Systemgrenze von EP 2050EP 2050+. Klimawirkungen von nicht-CO₂-Emissionen sind nicht enthalten.

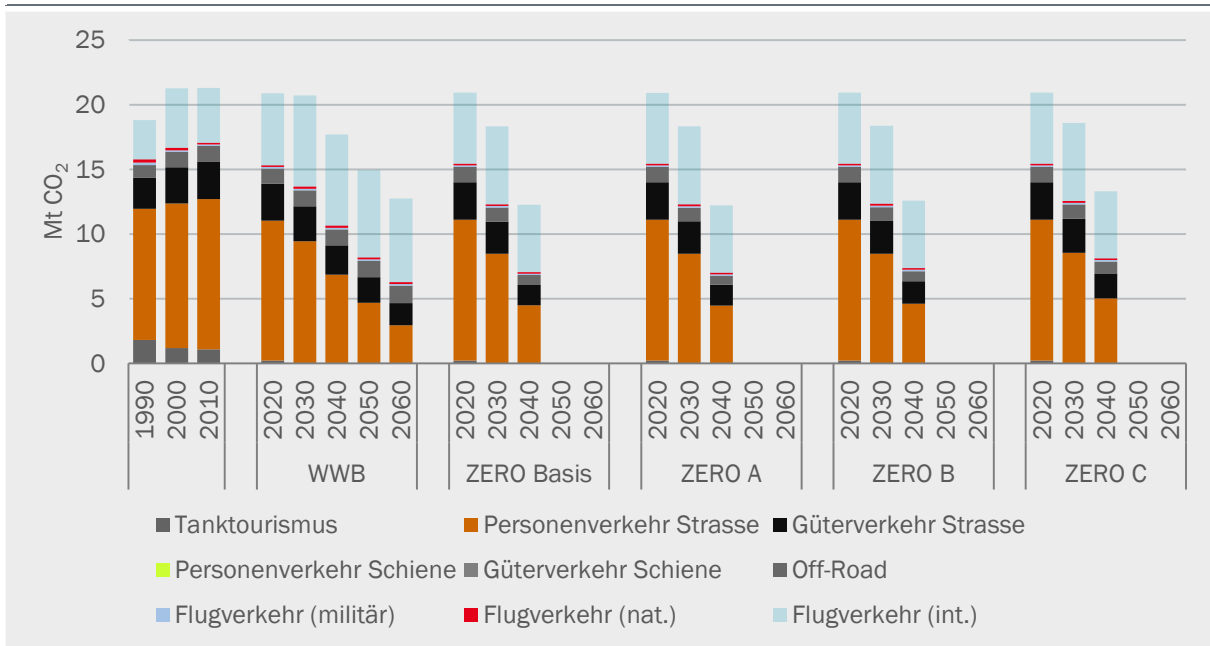


Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 116: CO₂-Ausstoss: Szenarienvergleich

Int. Flugverkehr zum Vergleich dargestellt, obwohl eigentlich ausserhalb der Systemgrenze von EP 2050+. Klimawirkungen von nicht-CO₂-Emissionen sind nicht enthalten.

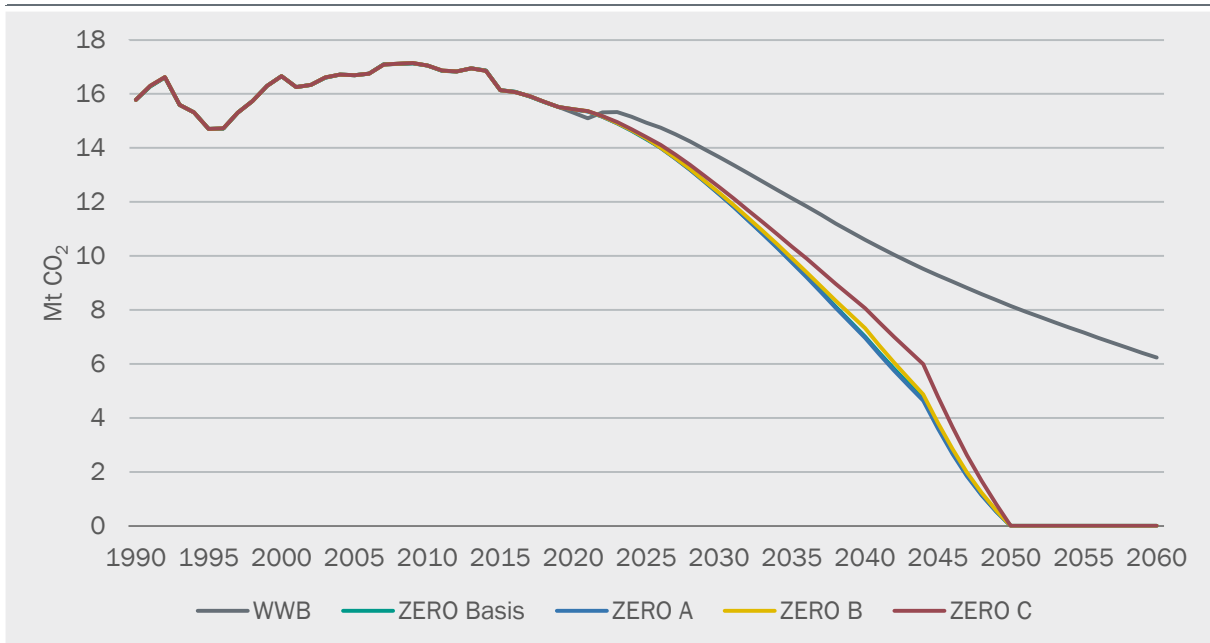


Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 117: CO₂ Ausstoss: Szenarienvergleich

Ohne Int. Flugverkehr



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.2.3 Energieeffizienzentwicklung der Fahrzeugflotten

Die Energieeffizienz (Betriebsstunden oder Fahrzeugkilometer pro Energie) in den Szenarien verändern sich stärker als der Energiebedarf. Grund dafür ist, dass die Fahrleistungen steigen.

Im Schienen- und Luftverkehr wurden Annahmen zur Effizienzentwicklung der Flotten getroffen, die sich direkt in den Ergebnissen manifestieren. So ergibt sich im Schienenverkehr zwischen 2020 und 2040 ein Anstieg der Fahrleistung pro Energiebedarf um 38 %. Details dazu sind in Kapitel 7.1.2 und 7.1.4 zu finden.

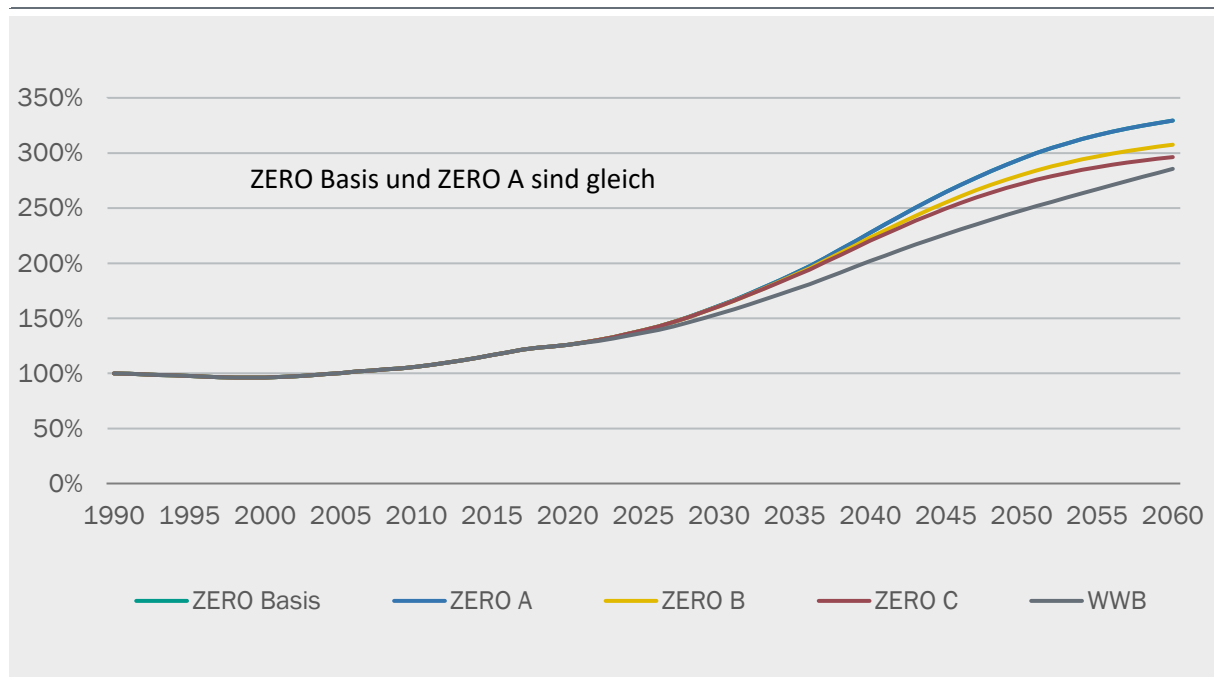
Im Strassenverkehr und bei den Off-Road Maschinen wurden hingegen antriebstypspezifische Effizienzentwicklungen der Fahrzeuge (s. Kapitel 7.1.1; Effizienzentwicklung der Neufahrzeugflotten) bzw. Maschinen (s. Kapitel 7.1.3) vorgegeben sowie die Anteile der Antriebstypen in der Flotte (Kap. 7.1.1; Flottenentwicklung). Aus den beiden Entwicklungen ergibt sich im Modell die Entwicklung der Effizienz der gesamten Flotte. Sie kann anhand der Ergebnisse aus Energieeffizienz (s. Kapitel 8.2.1), CO₂-Effizienz (s. Kapitel 8.2.2) und der Fahrleistungsentwicklung (s. Kapitel 4.4) bestimmt werden.

Abbildung 118 bis Abbildung 123 zeigen die Entwicklungen in den Szenarien für die verschiedenen Fahrzeugkategorien des Strassenverkehrs. Den grössten Einfluss auf diese Entwicklung hat der Anteil BEV in der Flotte. Entsprechend sind die Effizienzsteigerungen in den Szenarien ZERO A und ZERO Basis am höchsten. In den Szenarien ZERO B und ZERO C wird 2060 nur noch eine leicht höhere Effizienzsteigerung erreicht als im Szenario WWB. Allerdings läuft die Entwicklung auch in den Szenarien ZERO B und ZERO C deutlich schneller als im Szenario WWB, was insbesondere für das Erreichen von CO₂-Reduktionszielen in 2030 und 2050 relevant ist.

Bei PW wird die Energieeffizienz 2060 in den verschiedenen Szenarien zwischen 2.9 und 3.3-mal besser als 1990. Faktoren über 3 sehen wir auch in den ZERO-Szenarien bei den MR und im Szenario ZERO A bei den Reisebussen. In all diesen Fällen wird 2060 ein sehr hoher Anteil an BEF in den entsprechenden Flotten angenommen. Bei Reisebussen in den anderen Szenarien, in denen ohne Oberleitungen kaum BEV zum Einsatz kommen, liegt die Energieeffizienz 2060 nur gut doppelt so hoch wie 1990. Und bei den SNF wird ein Faktor von 1.5 bis 1.9 erreicht. Linienbusse werden, dank relativ rascher und weitgehender Elektrifizierung, um einen Faktor zwischen 1.7 und 2.3 effizienter.

Generell ist zu diesen Ergebnissen zu sagen, dass es sich bei der Effizienz um sogenannte Tank-to-Wheel-Werte handelt. Im Gegensatz zu einer Well-to-Wheel-Betrachtung wird hier die Effizienz der Treibstoffherstellung nicht berücksichtigt. Grund dafür ist, dass diese Aspekte für im Inland produzierte Treibstoffe (z. B. einen Teil des Wasserstoffs) im Umwandlungssektor berücksichtigt werden und für importierte Treibstoffe ausserhalb der Systemgrenze der EP 2050+ liegen.

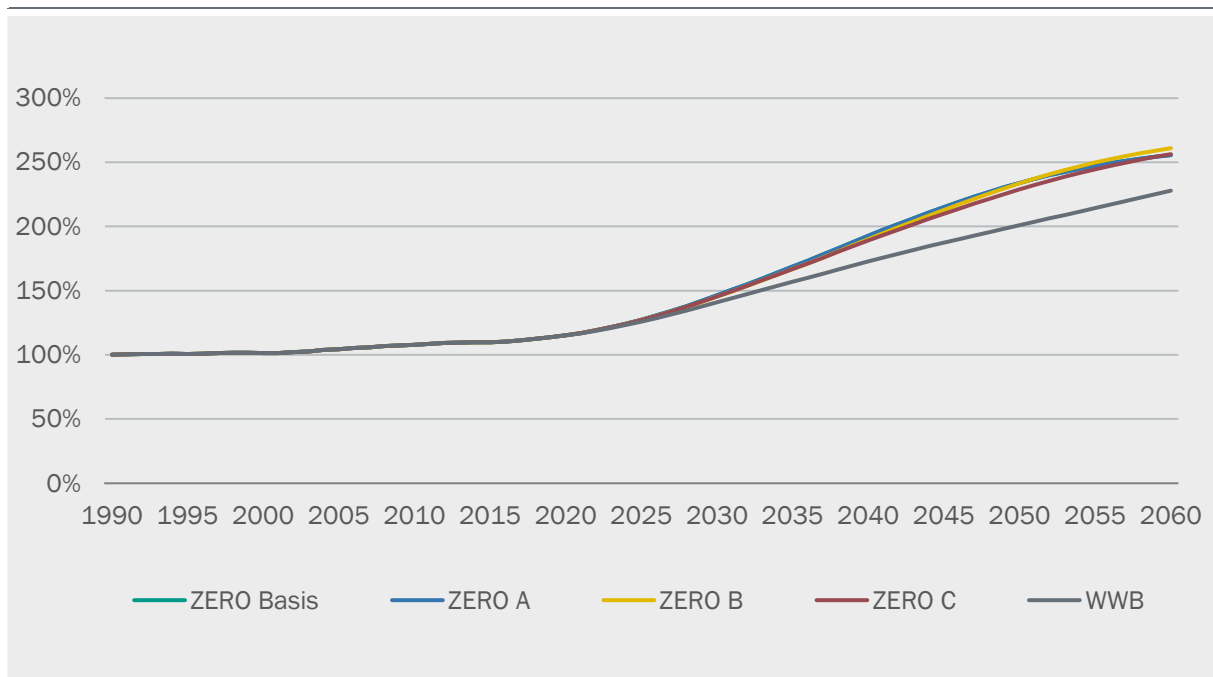
Abbildung 118: Effizienzentwicklung PW: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

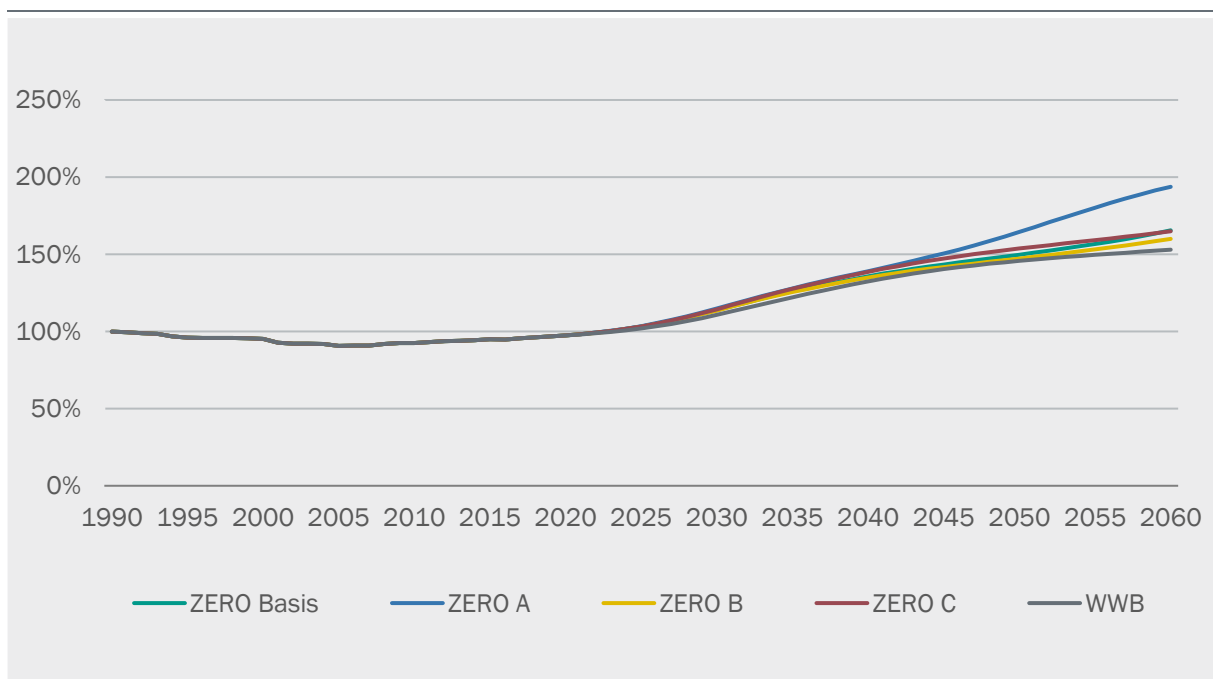
Abbildung 119: Effizienzentwicklung LNF: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

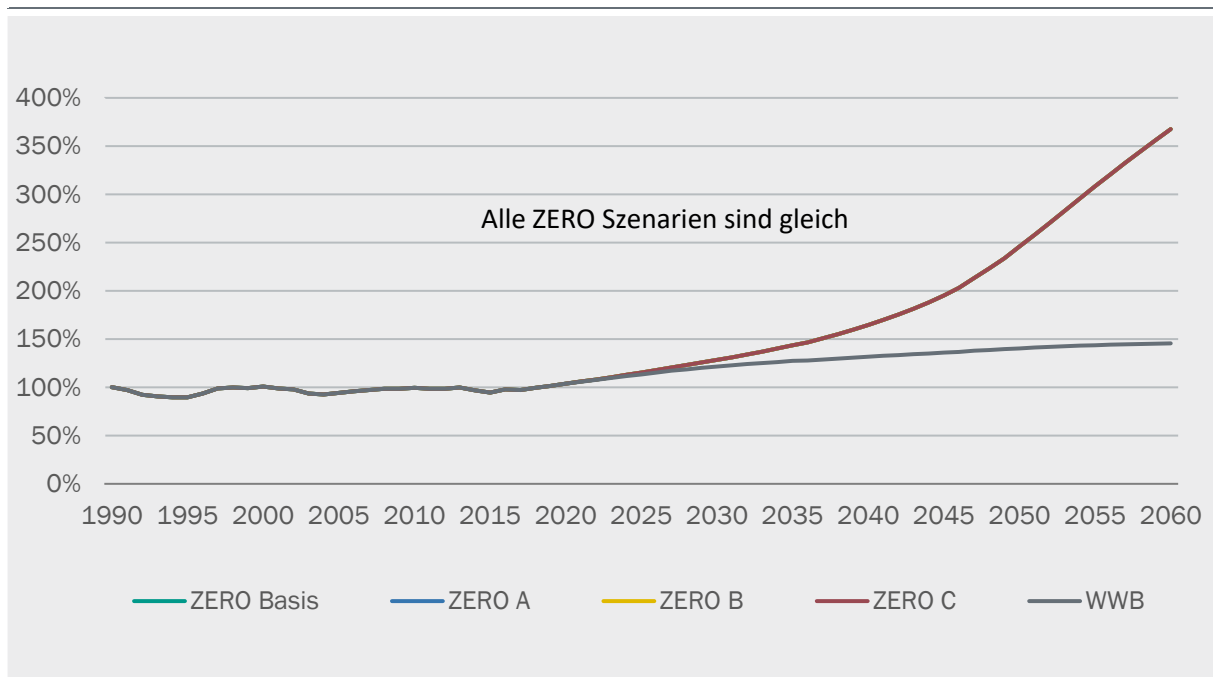
Abbildung 120: Effizienzentwicklung SNF: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

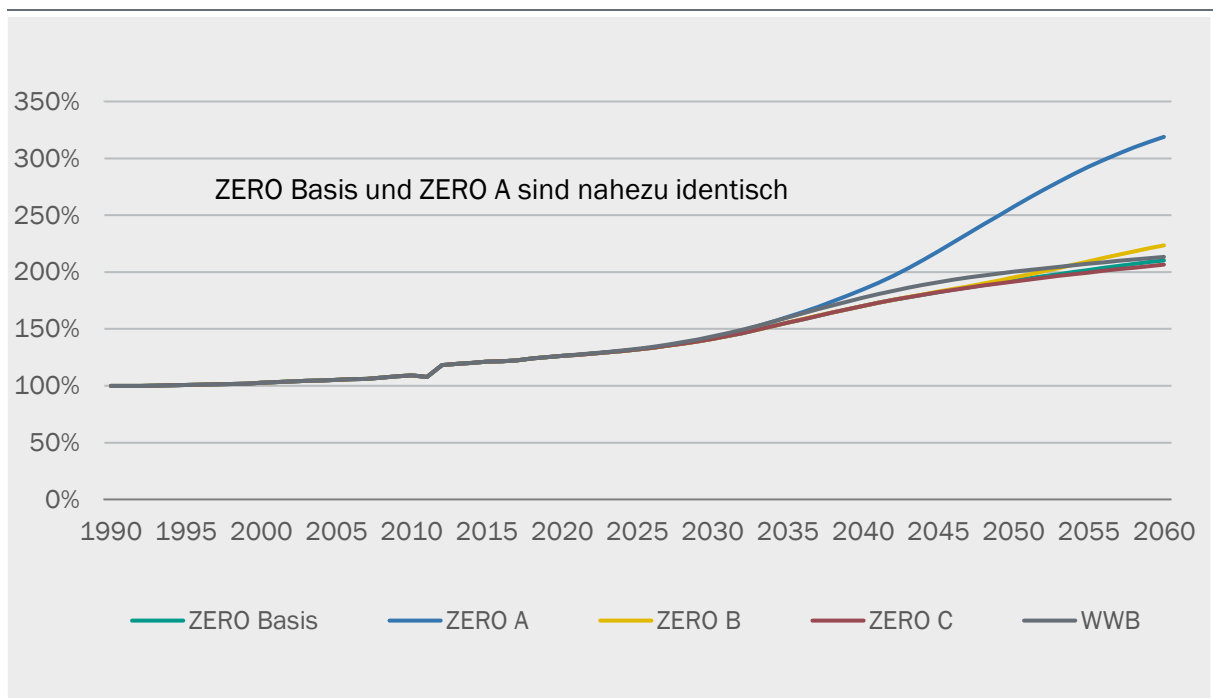
Abbildung 121: Effizienzentwicklung MR: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

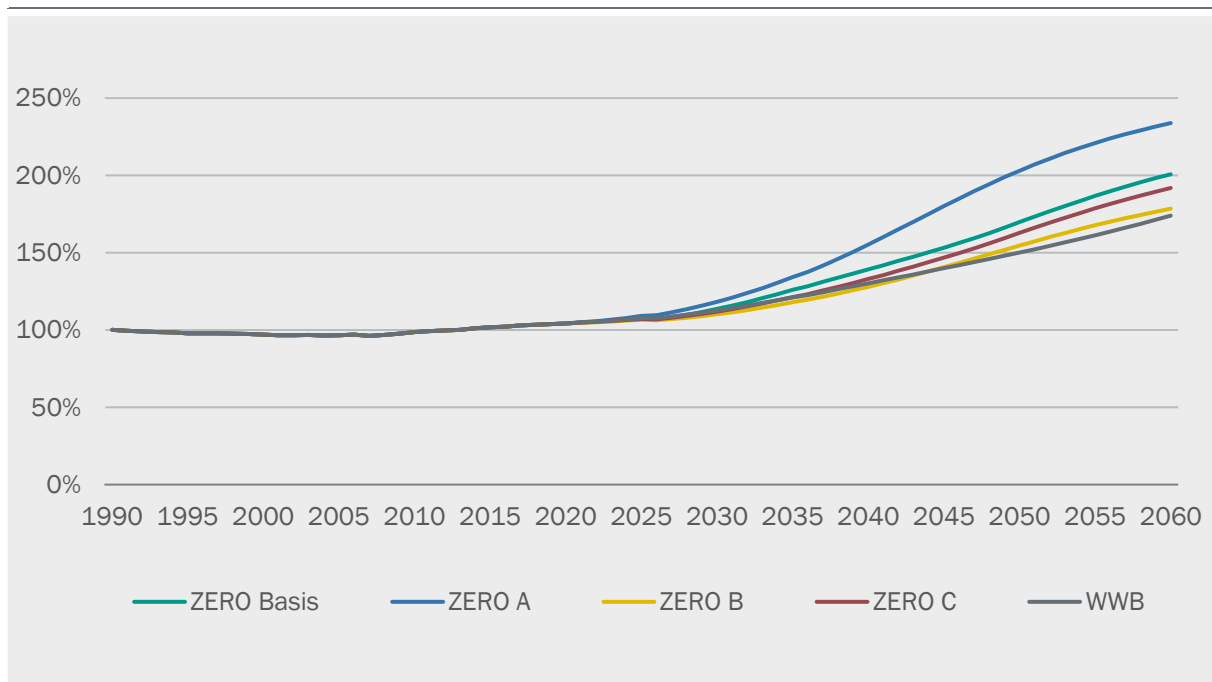
Abbildung 122: Effizienzentwicklung Reisebus: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 123: Effizienzentwicklung Linienbus: Szenarienvergleich

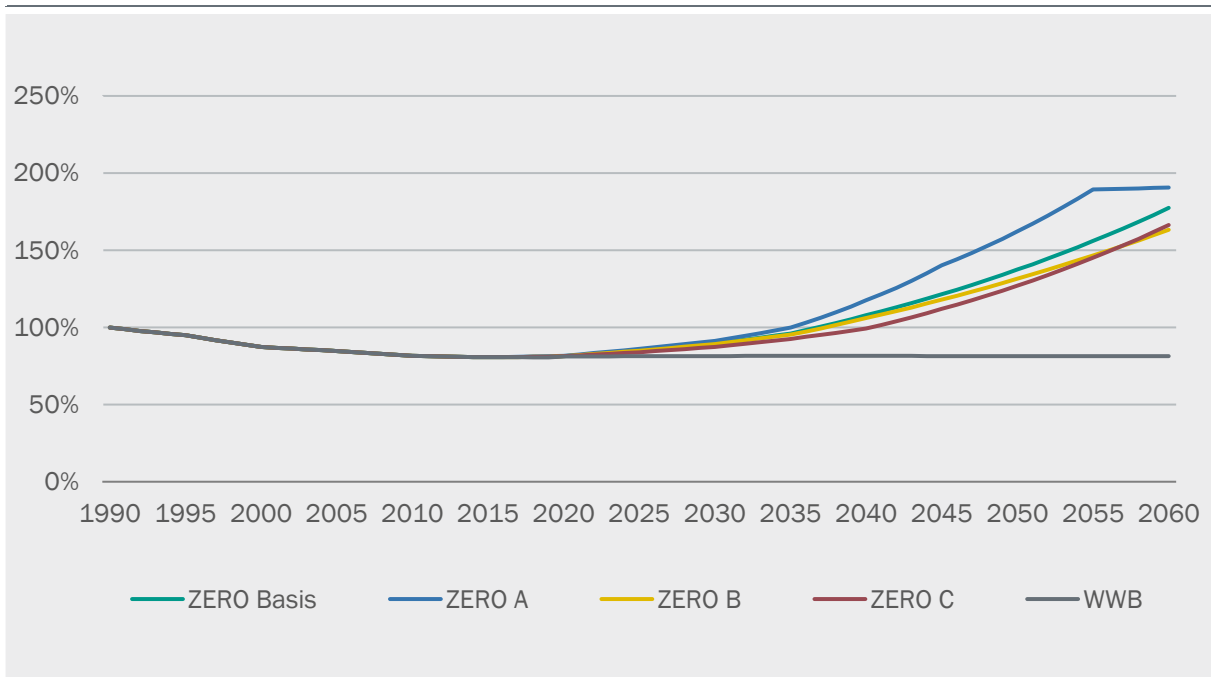


Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Off-Road-Bereich resultieren in den ZERO-Szenarien ähnliche Effizienzentwicklungen wie beim Strassenverkehr. Allerdings liegen die Potenziale tendenziell tiefer. So werden bei Bau- (s. Abbildung 124), Landwirtschafts- (s. Abbildung 125) und Forstmaschinen im Szenario ZERO A maximale Verbesserungen gegenüber 1990 von 91 %, 74 % und 49 % erreicht. Die Unterschiede rühren von den unterschiedlichen Potenzialen zum Einsatz von netz- oder batterieelektrischen Maschinen her. Dieses Potenzial ist im Gartenbau/Hobbybereich (s. Abbildung 126) am höchsten. Entsprechend kann dort die Energieeffizienz um mehr als den Faktor 4 gesteigert werden. Ein wesentlicher Unterschied zum Strassenverkehr manifestiert sich im Szenario WWB, das im Off-Road-Bereich keine wesentliche Verbesserung der Energieeffizienz nach 2020 mehr annimmt.

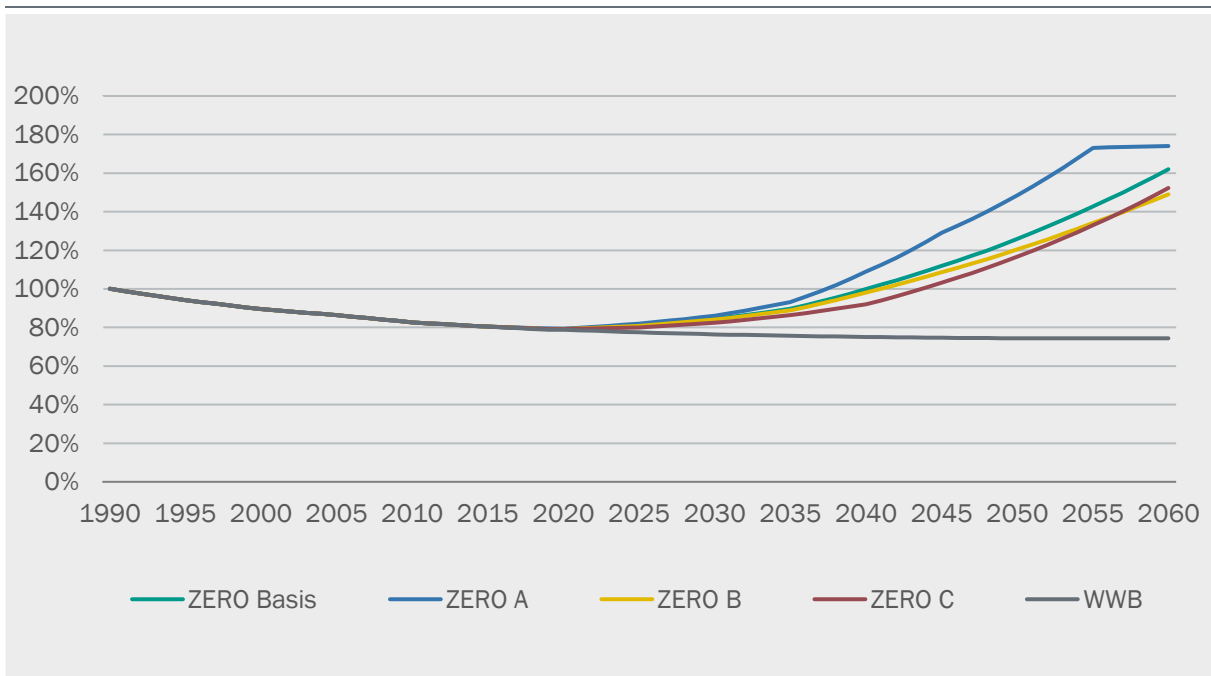
Abbildung 124: Effizienzentwicklung Baumaschinen: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

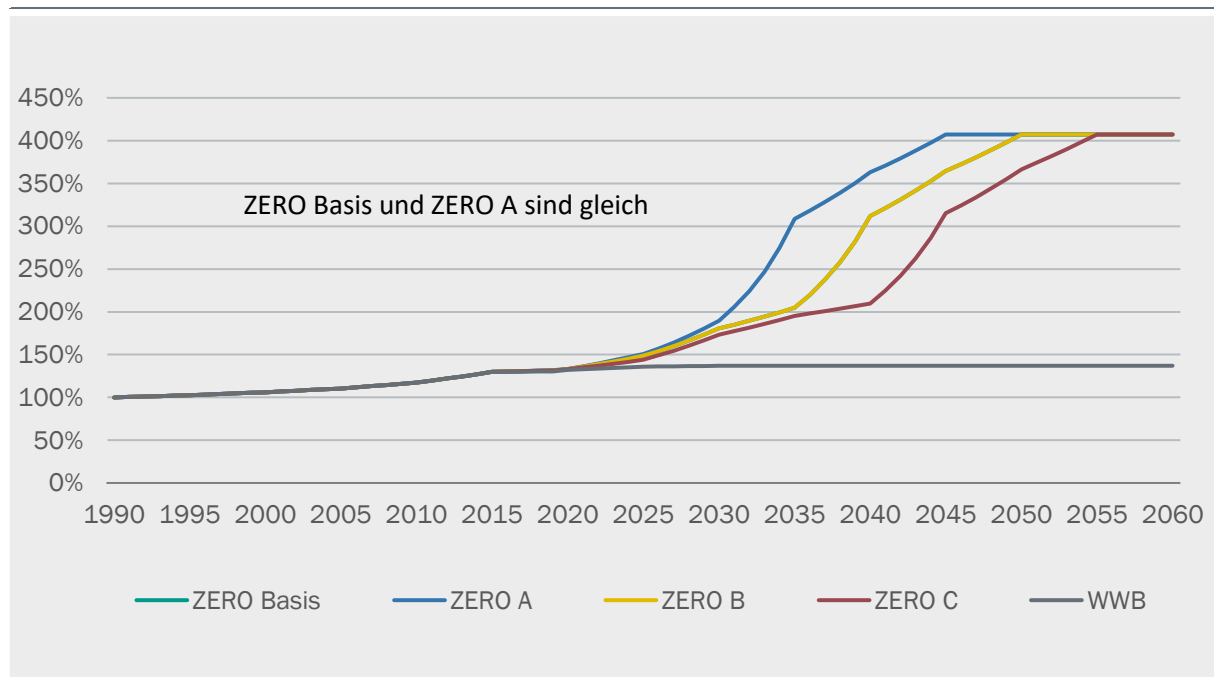
Abbildung 125: Effizienzentwicklung Landwirtschaft: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 126: Effizienzentwicklung Gartenpflege / Hobby: Szenarienvergleich



Quelle: INFRAS AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.3 Industriesektor

8.3.1 Energieverbrauch

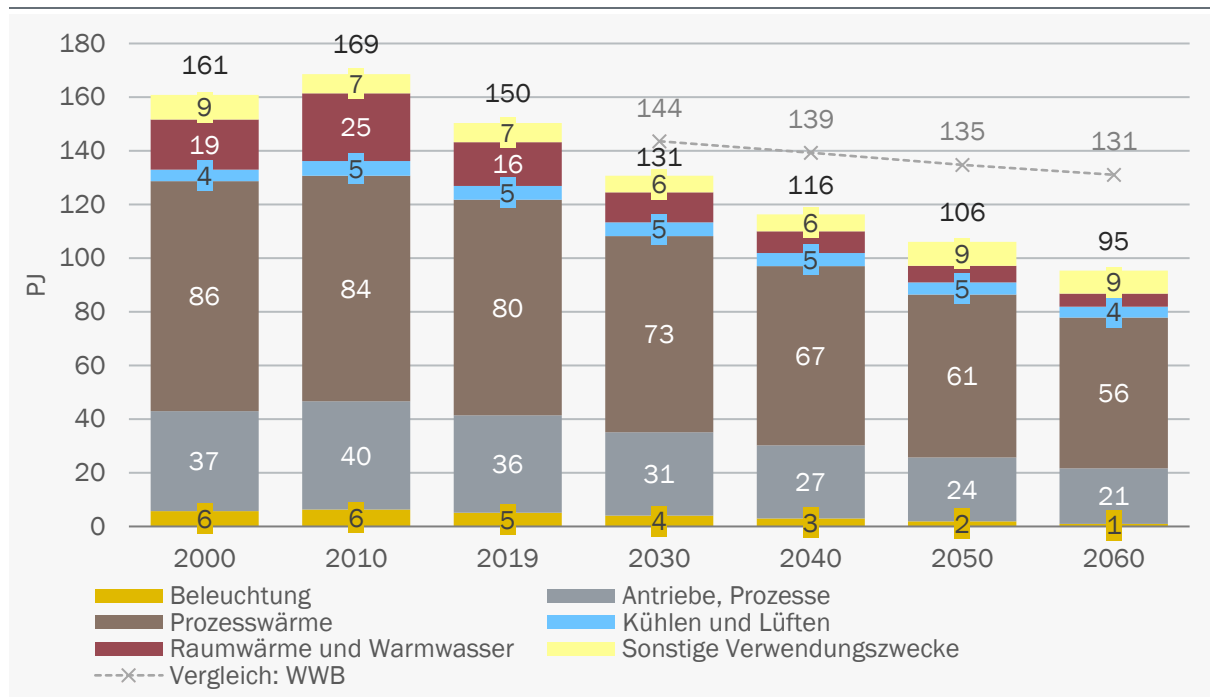
Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor ist in den ZERO-Szenarien geprägt durch einen starken Fokus auf Effizienztechnologien. So werden die Effizienzpotenziale im Wesentlichen vollständig ausgeschöpft, die auf Basis der heute Besten Verfügbaren Technologien (BVT) definiert wurden. Das bedeutet, dass alle strombasierten Querschnittstechnologien einen Wirkungsgrad nahe ihrem theoretischen Optimum besitzen; für Beleuchtung und IKT kommen die heute effizientesten Geräte zum Einsatz. Auch alle thermischen Prozesstechnologien werden optimiert, indem die effizientesten Brenner, Öfen und Dampferzeuger ebenso wie ausgezeichnete Wärmedämmung zum Einsatz kommen. Zudem wird eine werkswerte (nicht nur auf einzelne Anlagen bezogene) Prozessoptimierung unterstellt, die alle Einsparpotenziale durch Wärmerückgewinnung aus den Prozessen, intelligente Abschalt- und Steuerkonzepte sowie konsequente Berücksichtigung der Lebenszykluskosten hebt. Die unterstellten Effizienzpotenziale sind in Abbildung 40 in Kapitel 7.2.2 aufgeführt.

Dies hat zur Folge, dass die Differenz der Energieverbrauchsniveaus in den ZERO-Szenarien zu jenem aus dem Szenario WWB im Zeitverlauf von 2020 bis 2060 kontinuierlich zunehmen. Abbildung 127 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor für das Szenario ZERO Basis nach Verwendungszwecken. Aufgrund der unterstellten Effizienzentwicklung sinkt der Energieverbrauch deutlich schneller ab als im Szenario WWB. Im Jahr 2060 beträgt die Differenz rund 36 PJ. Etwa 70 Prozent (32 PJ) des Rückgangs bis 2050 gegenüber dem letzten Statistikjahr 2019 geht auf die Anwendungen Prozesswärme und Antriebe zurück. Mit einem Verbrauchsrückgang von je 62 Prozent gegenüber 2019 stellen sich die größten relativen Änderungen hingegen

bei den gebäudetechnischen Anwendungen Raumwärme, Warmwasser und Beleuchtung ein (absolut: 10 PJ, 1 PJ und 4 PJ).

Abbildung 127: Szenario ZERO Basis: Energieverbrauch im Industriesektor nach Verwendungszwecken

Darstellung in Dekadenschritten ab 2000, in PJ



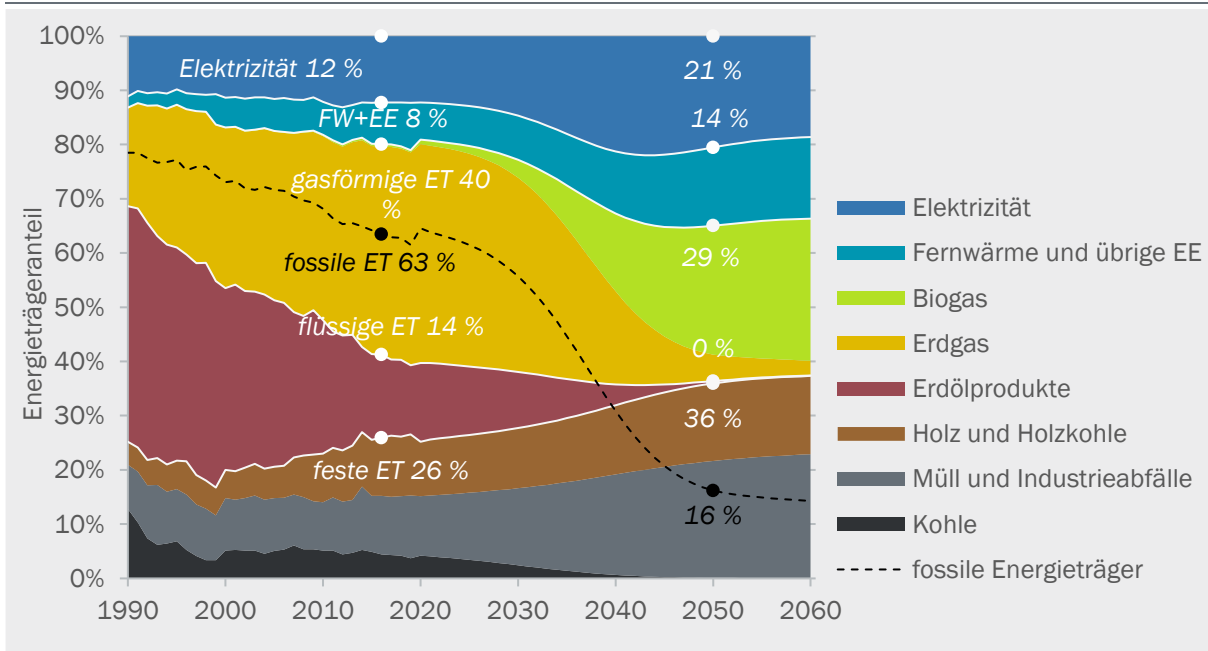
Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Neben dem Verbrauchsrückgang im Zuge zunehmender Energieeffizienz erfolgt die Dekarbonisierung des Industriesektors in den ZERO-Szenarien durch eine umfassende Substitution der eingesetzten Energieträger in der Gebäude- und Prozesstechnik. Die Entwicklung der Energieträgerstruktur im Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 128 dargestellt. Insgesamt sinkt der Anteil fossiler Energieträger von 41 Prozent (62 PJ) im letzten Statistikjahr 2019 auf 11 Prozent (11 PJ) im Jahr 2050. Der Grossteil der verbleibenden fossilen Emissionen geht auf den Einsatz von Müll und Industrieabfällen sowie in geringem Masse auf Erdgas zurück. Bis zum Jahr 2050 geht der Heizölverbrauch nahezu vollständig zurück. Während Erdgas im Jahr 2019 der nahezu einzige gasförmige Energieträger ist, wird dieses bis 2050 grösstenteils durch Biomethan ersetzt. Insgesamt sinkt der Anteil gasförmiger Energieträger von 40 Prozent (40 PJ) im Jahr 2019 auf 29 Prozent (20 PJ) im Jahr 2050. Demgegenüber verdoppeln sich die Verbrauchsanteile von Fernwärme (inkl. übriger erneuerbaren Energien) und Elektrizität im gleichen Zeitraum nahezu.

Abbildung 128: Szenario ZERO Basis: Energieträgerstruktur im Industriesektor

Darstellung der Energieverbrauchsstruktur in der Industrie im Zeitverlauf nach Energieträgern (Flächen), Aggregatzuständen (weisse Linien), sowie Anteil der fossilen Energieträger (gestrichelte schwarze Linie)



Abkürzungen: ET = Energieträger; FW = Fernwärme; EE = Erneuerbare Energieträger (ausser Holz)

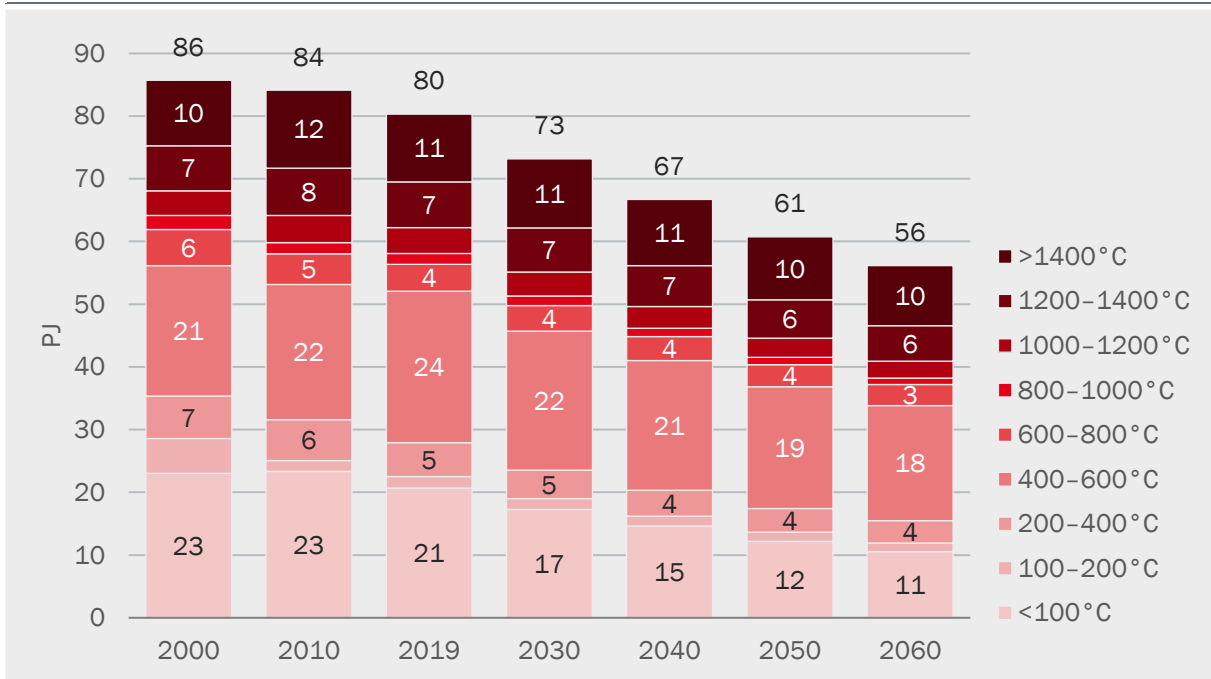
Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Veränderung der Energieträgerstruktur ist derart ausgestaltet, dass das Netto-null-Ziel im Jahr 2050 erreicht wird. Hierbei werden neben den Energie- und Anlagenkosten vor allem Überlegungen bezüglich der Systemdienlichkeit zugrunde gelegt. Für die Bereitstellung von Raumwärme und Niedertemperaturprozesswärme bis 160 °C kommen verstärkt Wärmepumpen und in geringerem Masse solarthermische Anlagen zum Einsatz. Der Einsatz von Wärmepumpen stellt aus Sicht der Prozessintegration eine interessante Option dar, da durch den Wärmepumpenprozess gleichzeitig Kühlenergie auf niedrigem Temperaturniveau und Heizenergie auf einem höheren Temperaturniveau bereitgestellt wird. In Werken, in denen sowohl Wärme- als auch Kältebedarf besteht, kann durch den Einsatz von Wärmepumpen der Energiebedarf des Gesamtsystems weiter reduziert werden.

Für die Bereitstellung von Prozesswärme über 200 °C kommt im ZERO-Szenario verstärkt Biomasse in fester und gasförmiger Form zum Einsatz. Zu Biomethan aufbereitetes Rohbiogas stellt ein direktes Substitut zu Erdgas dar und eignet sich vor allem für den Einsatz in Hochtemperaturprozessen, die beispielsweise in der chemischen oder metallverarbeitenden Industrie Anwendung finden. Feste Biomasse auf Holzbasis wird verstärkt zur Bereitstellung von Prozesswärme auf mittleren Temperaturniveaus zwischen 200 °C und 800 °C eingesetzt. Eine Verteilung des Prozesswärmebedarfs auf die unterschiedlichen Temperaturniveaus ist in Abbildung 129 für das Szenario ZERO Basis dargestellt. Der Anteil von Niedertemperaturprozesswärme unter 200 °C sinkt im Zeitverlauf geringfügig von 28 Prozent (23 PJ) im Jahr 2019 auf 22 Prozent (14 PJ) im Jahr 2050, während der Anteil von Hochtemperaturprozesswärme über 800 °C von 30 Prozent auf 34 Prozent ansteigt (von 24 PJ auf 20 PJ sinkt).

Abbildung 129: Szenario ZERO Basis: Energieverbrauch für Prozesswärme nach Temperaturniveaus
Darstellung in Dekadenschritten ab 2000, in PJ



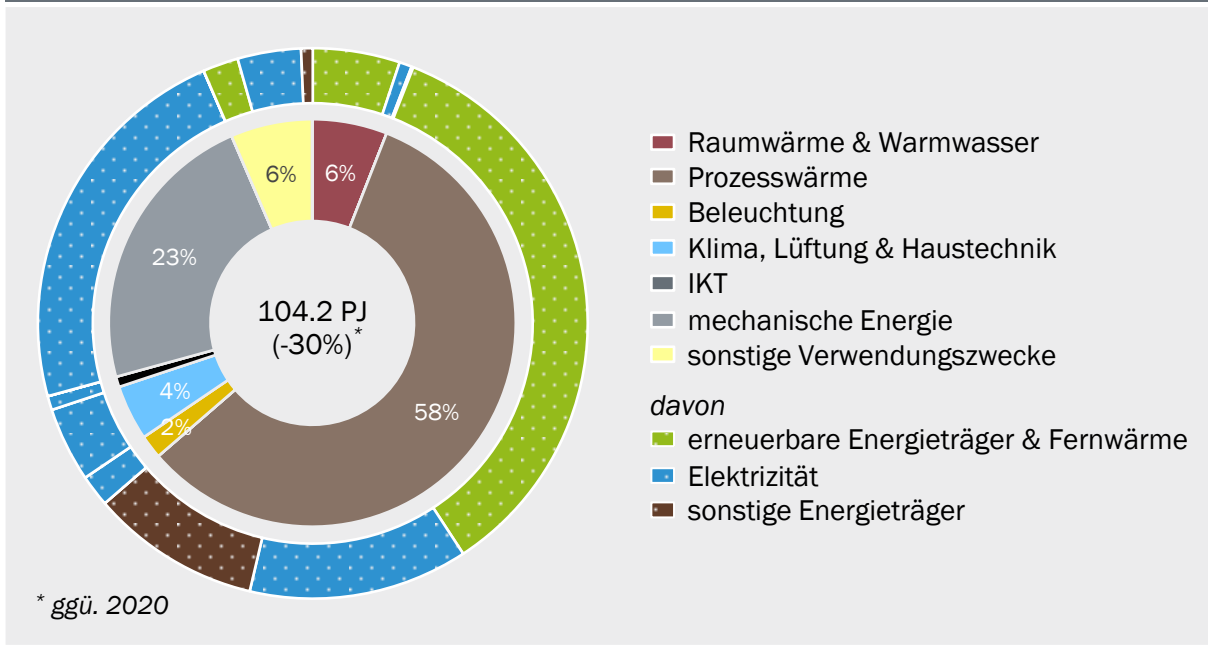
Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der industrielle Energiebedarf im Szenario ZERO Basis (und näherungsweise auch die ZERO-Varianten) wird etwa ab 2040 dominiert durch Elektrizität und erneuerbare Energieträger einschliesslich Fernwärme. Fossile Energieträger bleiben in wenigen Anwendungen und Branchen erhalten – insbesondere in der hohen Prozesswärme bei der Zementherstellung mit CCS. Prozesswärme und mechanische Anwendungen dominieren weiterhin den Energiebedarf. Dieser sinkt absolut über einen Zeitraum von 30 Jahren um rund 30 % (44 PJ), trotz vergleichbarer Produktionsmengen bei real steigender Wertschöpfung (s. Abbildung 130).

Abbildung 130: Szenario ZERO Basis: Energieverbrauchsstruktur im Industriesektor im Jahr 2050

Energieverbrauchsstruktur nach Verwendungszwecken und Energieträgergruppen, Verbrauchsniveau im Jahr 2050 in PJ und Einsparung ggü. 2020 in Prozent

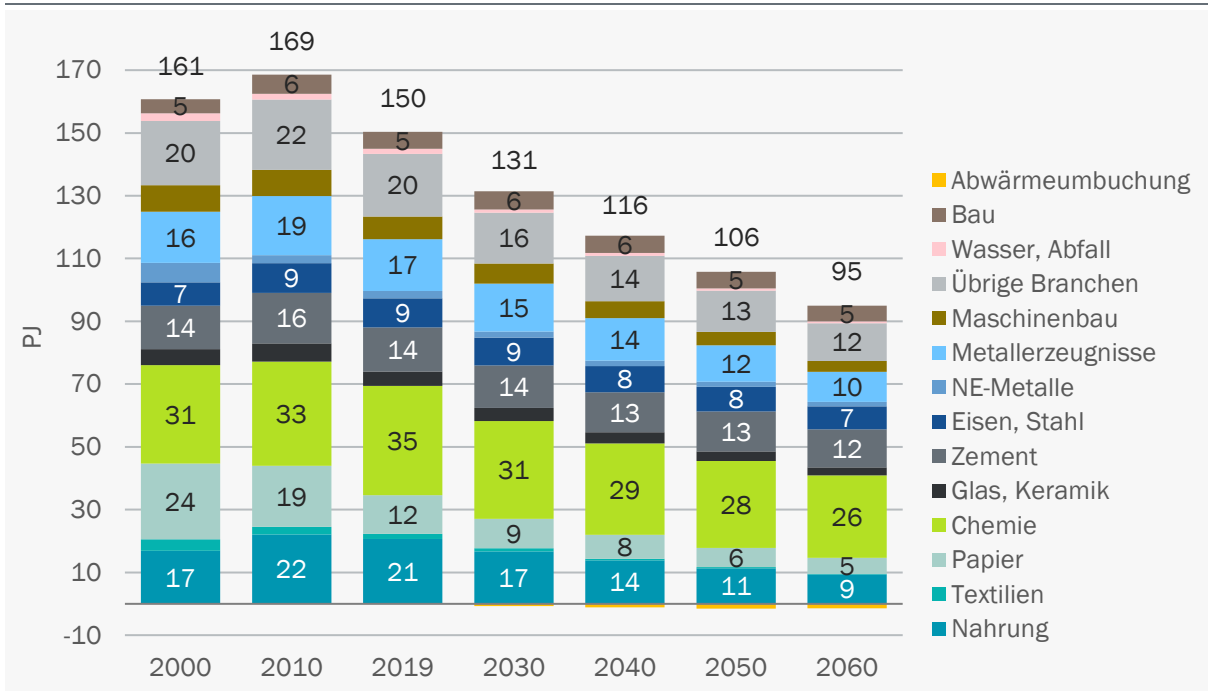


Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 131: Szenario ZERO Basis: Energieverbrauch im Industriesektor nach Branchen

Darstellung in Dekadenschritten ab 2000, in PJ



Quelle: Prognos AG

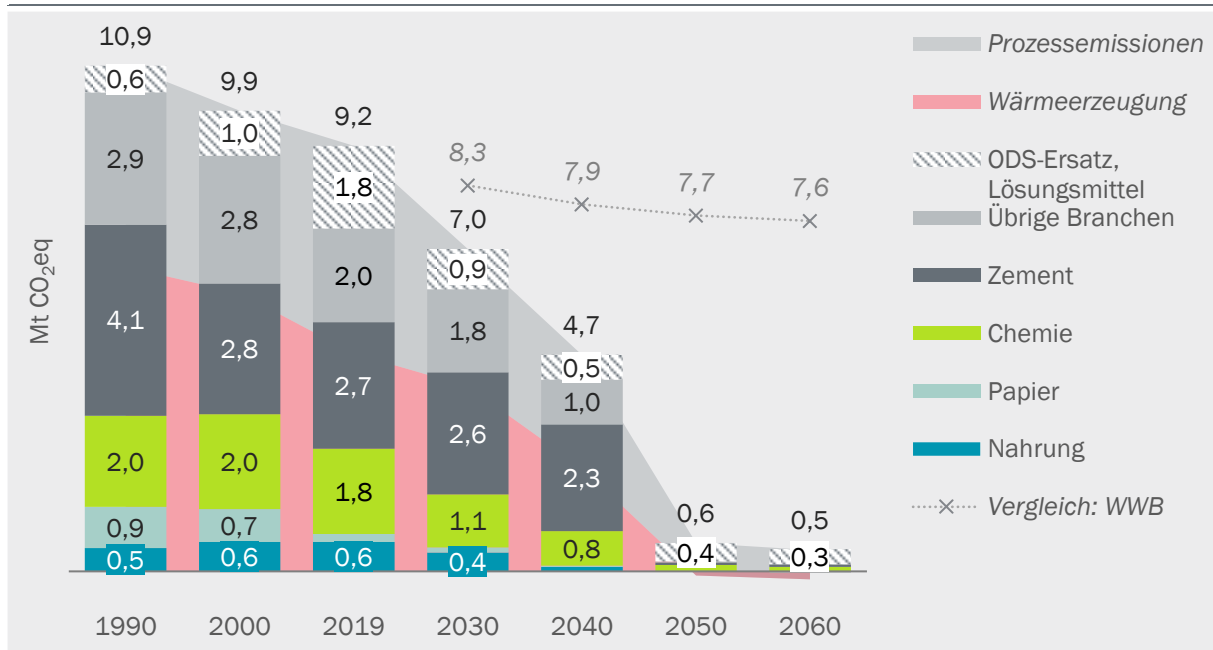
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bedeutende Branchen des industriellen Endenergieverbrauchs im Szenario ZERO Basis (aber auch in WWB und den ZERO-Varianten) sind Nahrung, Papier, Chemie/Pharma, Zement, Metallzeugnisse und Übrige Branchen (s. Abbildung 131). Die energieintensiven Branchen Zement und Eisen/Stahl weisen die geringsten relativen Einsparungen von -9 % (-1 PJ) resp. -15 % (-1 PJ) zwischen 2019 und 2050 auf – bei grob gleichbleibender Produktion (vgl. Tabelle 36). Den stärksten Rückgang im gleichen Zeitraum weisen die Branchen Textilien (-80 %, -1 PJ), Papier (-50 %, -7 PJ) und Wasser/Abfall (-58 %, -1 PJ) auf, was im Wesentlichen auf den Produktionsrückgang in diesen Branchen zurückzuführen ist.

8.3.2 THG-Emissionen

Die Treibhausgasemissionen im Industriesektor gehen zum einen auf die Verbrennung von Brennstoffen und zum anderen auf Emissionen aus den Industrieprozessen selbst zurück. Die Branchen Zement, Kalk, Ziegel sowie Chemie und Pharma sind die Wirtschaftsbereiche mit den höchsten Emissionen (zusammen 50 Prozent des Industriesektors im Jahr 2019). Für die Netto-null-Zielsetzung stellen vor allem die Prozessemissionen eine Herausforderung dar, da sie anders als die verbrennungsbedingten Emissionen nicht durch Energieeffizienzmassnahmen und Energieträgersubstitution reduziert werden können. Im Szenario WWB stellt sich lediglich eine moderate Reduktion der THG-Emissionen von 9.6 Mt CO₂eq im Jahr 2017 auf 7.7 Mt CO₂eq im Jahr 2050 ein (-16 %, gestrichelte Linie in Abbildung 132). Die Emissionen der Industriebranchen sind als gestapelte Balken dargestellt. Die Prozessemissionen sowie die Emissionen der Wärmeerzeugung sind als Flächen im Hintergrund gezeigt. Aufgrund der Effizienzentwicklung und Energieträgersubstitution stellt sich im Szenario ZERO Basis bis 2040 eine deutliche Emissionsminderung von 3.2 Mt CO₂eq gegenüber dem Szenario WWB ein. Nach 2040 bleiben die Prozessemissionen anders als die verbrennungsbedingten Emissionen nahezu auf unverändertem Niveau und werden ab dann, im Wesentlichen durch den Einsatz von Carbon-Capture-Technologien reduziert (s. Abbildung 133). Aufgrund der hierdurch erzielten Emissionsminderung sinken die Gesamtemissionen des Industriesektors bis 2050 auf 0.6 Mt CO₂eq (-93 %, davon -0.1 Mt CO₂eq aus der Wärmeerzeugung (verbrennungsbedingt), +0.3 Mt CO₂eq aus Prozessemissionen sowie +0.4 Mt CO₂eq durch den Einsatz von Lösemitteln, restliche F-Gase in Kühl- und Kälteaggregaten und indirekte THG-Emissionen) und auf 0.5 Mt CO₂eq bis 2060. Damit ist der Industriesektor aus eigener Anstrengung nahezu vollständig treibhausgasneutral. Dieser Transformationsprozess erfordert, das Biomassepotenzial vollständig auszuschöpfen, die aus heutiger Sicht technisch maximal erreichbare Energieeffizienz umzusetzen, CCS an grossen Punktquellen zu installieren sowie Restemissionen (sektorübergreifend) durch DAC im Ausland bilanziell zu neutralisieren.

Abbildung 132: Szenario ZERO Basis: Treibhausgasemissionen im Industriesektor nach Art und Quelle
Darstellung in Dekadenschritten ab 2000, Emissionsart als Fläche, Emissionsquellen als Balken, in Mt CO₂eq

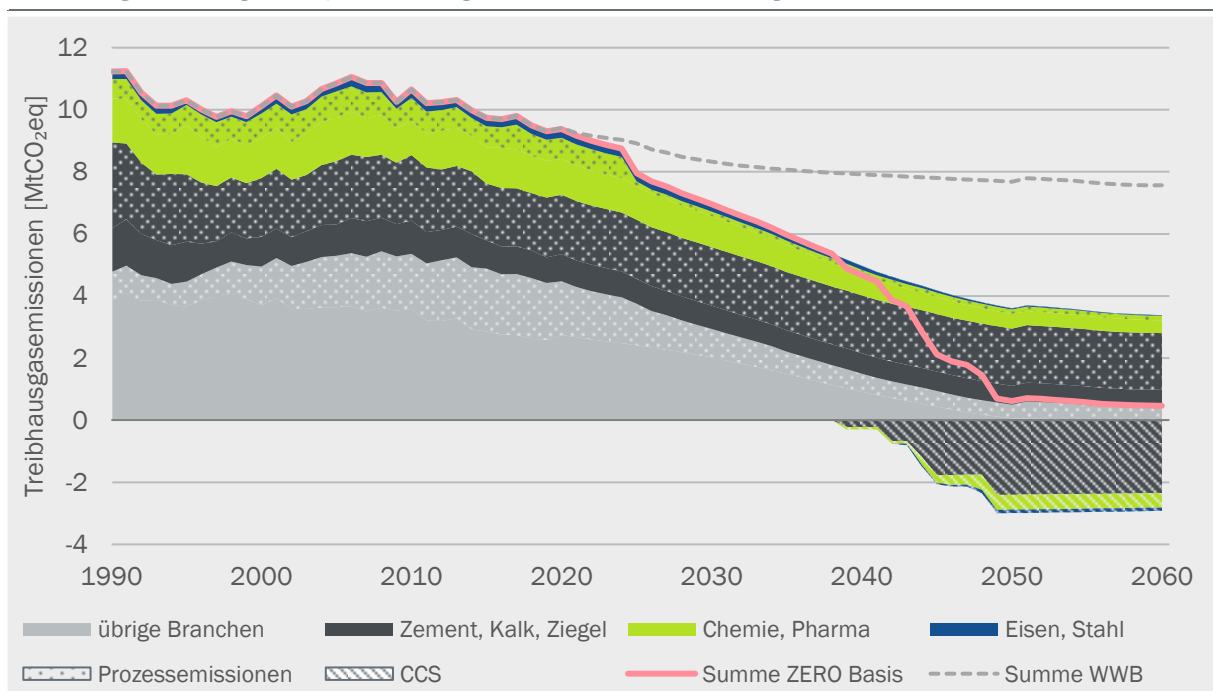


ODS-Ersatz, Lösemittel: Emittenten der CRF-Gruppen 2.D-H, darunter befinden sich auch nahezu alle F-Gas-Emittenten

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 133: Szenario ZERO Basis: Entwicklung der Branchenemissionen nach Emissionskategorie
Darstellung nach energie- und prozessbedingten Emissionen sowie CCS abgeschiedene Emissionen



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.3.3 Szenarienvergleich Industriesektor

Detaillierte Ergebnisse aller Szenarien und Varianten sind als Excel-Tabellen auf der BFE-Seite veröffentlicht. Es folgt ein Szenarienvergleich als Übersicht sowie bezüglich zentraler Grössen.

Übersicht

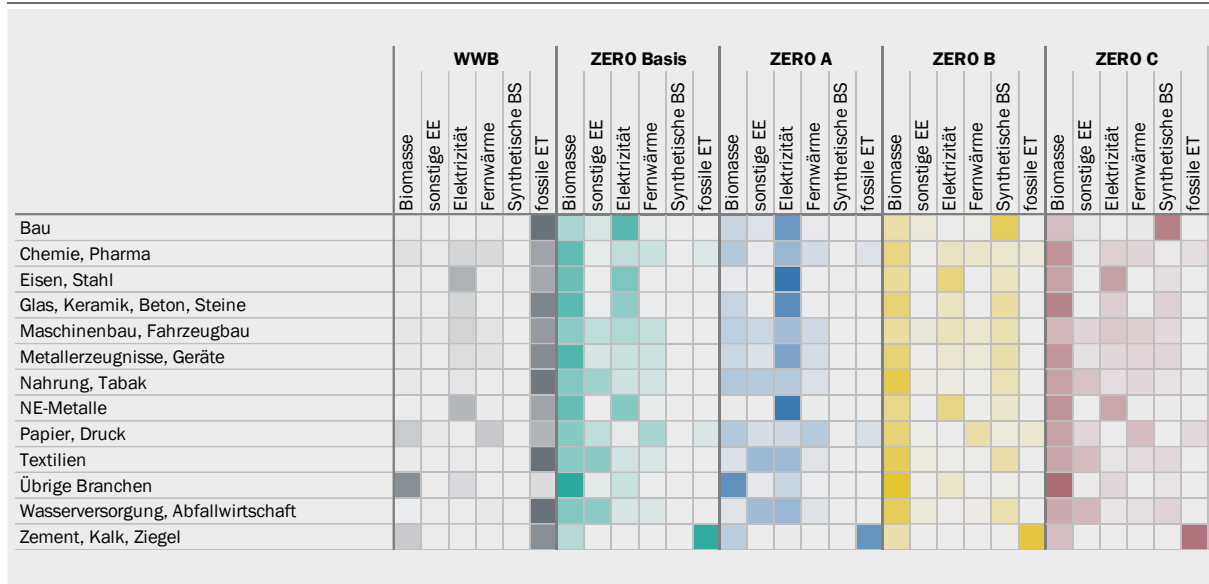
Im Rahmen der ZERO-Varianten wurden unterschiedliche Brennstoffsubstitutionspfade explorativ untersucht. Die szenariospezifischen Energieträgerstrukturen der unterschiedlichen Industriebranchen sind in Abbildung 134 schematisch gegenübergestellt.

In dem Szenario ZERO A wird eine weitgehende Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung unterstellt. Dies betrifft insbesondere die metallverarbeitende Industrie, die nahezu vollständig elektrifiziert wird, aber auch die Glasherstellung und die Papierindustrie. Der Einsatz von Wärmepumpen für Niedertemperaturprozesse wird gemäss Potenzialabschätzungen maximiert. Langfristig werden durch Hochtemperatur-Wärmepumpen Temperaturniveaus bis zu 160°C erreicht. Wo Wärmepumpen nicht eingesetzt werden können, werden fossile Energieträger durch übrige Erneuerbare Energien ersetzt. Zur Gebäudeheizung kommt verstärkt Fernwärme zum Einsatz. Insgesamt ist das Szenario ZERO A die ZERO-Variante mit dem niedrigsten Biomasseeinsatz.

Die Szenariovariante ZERO B beschreibt ein Energiesystem, indem Gas weiterhin eine bedeutende Rolle einnehmen soll. Die Umstellung der Prozess- und Gebäudewärmebereitstellung in der Industrie erfolgt hier also unter der Prämisse, dass gasbetriebene Systeme erhalten bleiben. Erdgas wird dabei sukzessive durch Biomethan ersetzt. In den Jahren nach 2040 kommt darüber hinaus synthetisches Methan zum Einsatz, das im Ausland durch Power-to-Gas-Technologie erzeugt wird. Der Anteil von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme ist geringer als in Variante A. Die Substitution der übrigen fossilen Energieträger geschieht durch erneuerbares Gas und in geringem Ausmass durch Solarthermie. Für die Bereitstellung von Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme werden die übrigen fossilen Energieträger durch feste Biomasse ersetzt. Nicht-gasbetriebene Systeme zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung werden durch Wärmepumpen und Fernwärme ersetzt.

In der Szenariovariante ZERO C wird ein Fokus auf flüssige Energieträger und Fernwärme gesetzt. Für den Industriesektor wurde angenommen, dass ölbetriebene Systeme weiterhin zum Einsatz kommen, wobei fossiles Heizöl sukzessive durch synthetisches Heizöl ersetzt, das durch PtHEL-Technologien im Ausland hergestellt wird. Nicht-ölbetriebene Mitteltemperaturprozesse werden verstärkt durch Biomasseanlagen befeuert. Zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme kommt ähnlich wie im Szenario ZERO Basis verstärkt Biomethan zum Einsatz. Auch für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser bleiben Ölsysteme bestehen und werden mit synthetischem Heizöl betrieben. Zusätzlich wird das Fernwärmeanschlusspotenzial ausgeschöpft und ein höherer Anteil der Gebäude durch Fernwärme versorgt (2050 rund 9 % mehr als in ZERO Basis).

Abbildung 134: Szenarienvergleich: Energieträgerstruktur für thermische Prozesse je Industriebranche
 Schematische Darstellung der Verteilung der Energieträgerverbräuche für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme in den Industriebranchen



Biomasse inkl. erneuerbare Abfälle
 sonstige EE: sonstige Erneuerbare Energieträger (Solarthermie, Umweltwärme, inkl. Abwärme)
 Synthetische BS: Synthetische Brennstoffe (ZERO B: PtG, ZERO C: PtHEL)
 fossile ET: fossile Energieträger (Erdgas, Heizöle, Kohle, fossile Abfälle⁶⁷)
 Erklärung der Farbintensitäten:
 leeres Feld (hellgrau) = Energieträger in Branche nicht im Einsatz
 volles Feld (satte Farbe) = Energieträger in Branche ausschliesslich im Einsatz

Quelle: Prognos AG © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

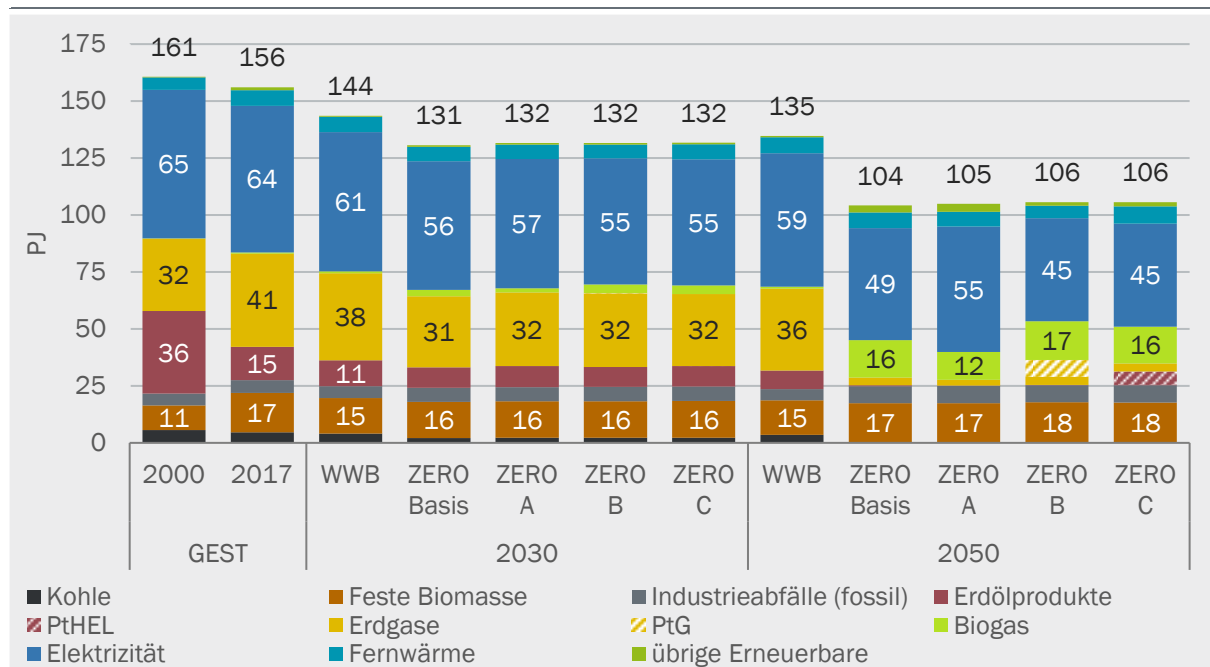
Die Branchen Zement, Kalk, Ziegel sowie Chemie und Pharma emittieren Treibhausgase nicht nur durch die Verbrennung von Brennstoffen, sondern auch aus den Herstellungsprozessen selbst. Um das Netto-null-Ziel bis 2050 zu erreichen, kommen deshalb im Zeitraum nach 2040 an den grossen Industriestandorten⁶⁸ Carbon-Capture-Technologien zum Einsatz. An diesen Standorten erfolgt keine Substitution fossiler Brennstoffe, da sowohl die Prozess- als auch die verbrennungsbedingten Emissionen durch Abscheidung vermieden werden.

Abbildung 135 zeigt den gesamten Energieverbrauch im Industriesektor nach Energieträgern im Szenarienvergleich. Ersichtlich ist der steigende Anteil alternativer Brennstoffe im Zeitverlauf sowie die unterschiedlichen Energieträgerstrukturen in den ZERO-Szenarien. Gleichzeitig zeigt sich, dass sich aufgrund der gleichbleibend hohen Effizienzentwicklung nur minimale Unterschiede in den Energieverbrauchsniveaus der unterschiedlichen ZERO-Varianten einstellen.

⁶⁷ beim Papier sind die Abfälle biogen
⁶⁸ Grenzwert wurde auf 100 kt CO₂ p.a. gesetzt

Abbildung 135: Szenarienvergleich: Energieverbrauch in der Industrie nach Energieträger

Darstellung für die Stichjahre 2030 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

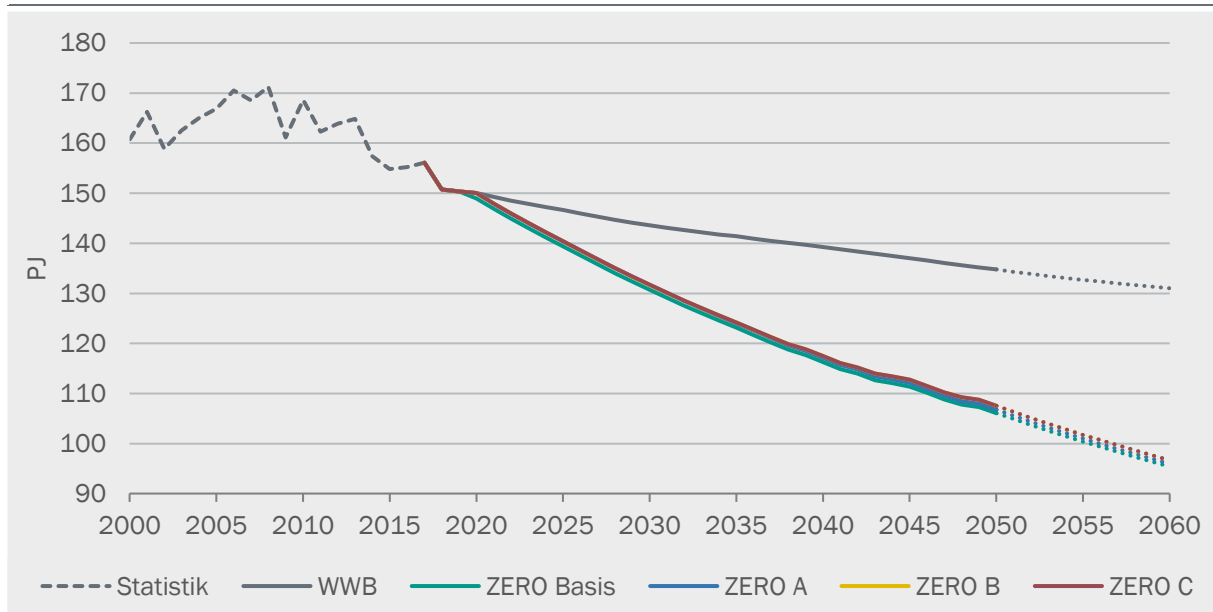
Endenergie

Der Endenergiebedarf im Szenario WWB setzt im Wesentlichen den technischen, politischen und marktwirtschaftlichen Trend der Jahre 2000 bis 2019 fort und sinkt um 0.35 % p. a. auf 135 PJ im Jahr 2050. Das entspricht einer relativen EEV-Reduktion um 10 % ggü. 2019 (s. Abbildung 136). Bei den ZERO-Szenariovarianten, die ab 2020 vom WWB-Pfad abweichen, sinkt der EEV im gleichen Zeitraum absolut um rund ein Drittel, bei vernachlässigbaren Unterschieden unter den Varianten. Das entspricht einer Beschleunigung der Energieeffizienzanstrengungen zwischen WWB und ZERO um den Faktor 3.1.

Aus heutiger Sicht stellt dieser Pfad das technische Maximum der energieeffizienzbedingten Einsparungen dar (vgl. Abbildung 137). Das heutige technische Maximum entspricht jedoch nicht dem technischen Maximum im Jahr 2050. Durch neue Produktionsverfahren, beispielsweise der Elektrifizierung von Hochtemperaturprozessen, liessen sich zusätzliche Effizienzgewinne realisieren. Diese neuen Produktionsverfahren stehen heute noch in einem frühen Entwicklungsstadium, sodass ihr zukünftiger Einsatz nicht seriös im Modell abgebildet werden kann.

Abbildung 136: Szenarienvergleich: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor

Darstellung als Zeitreihe von 2000 bis 2060, in PJ



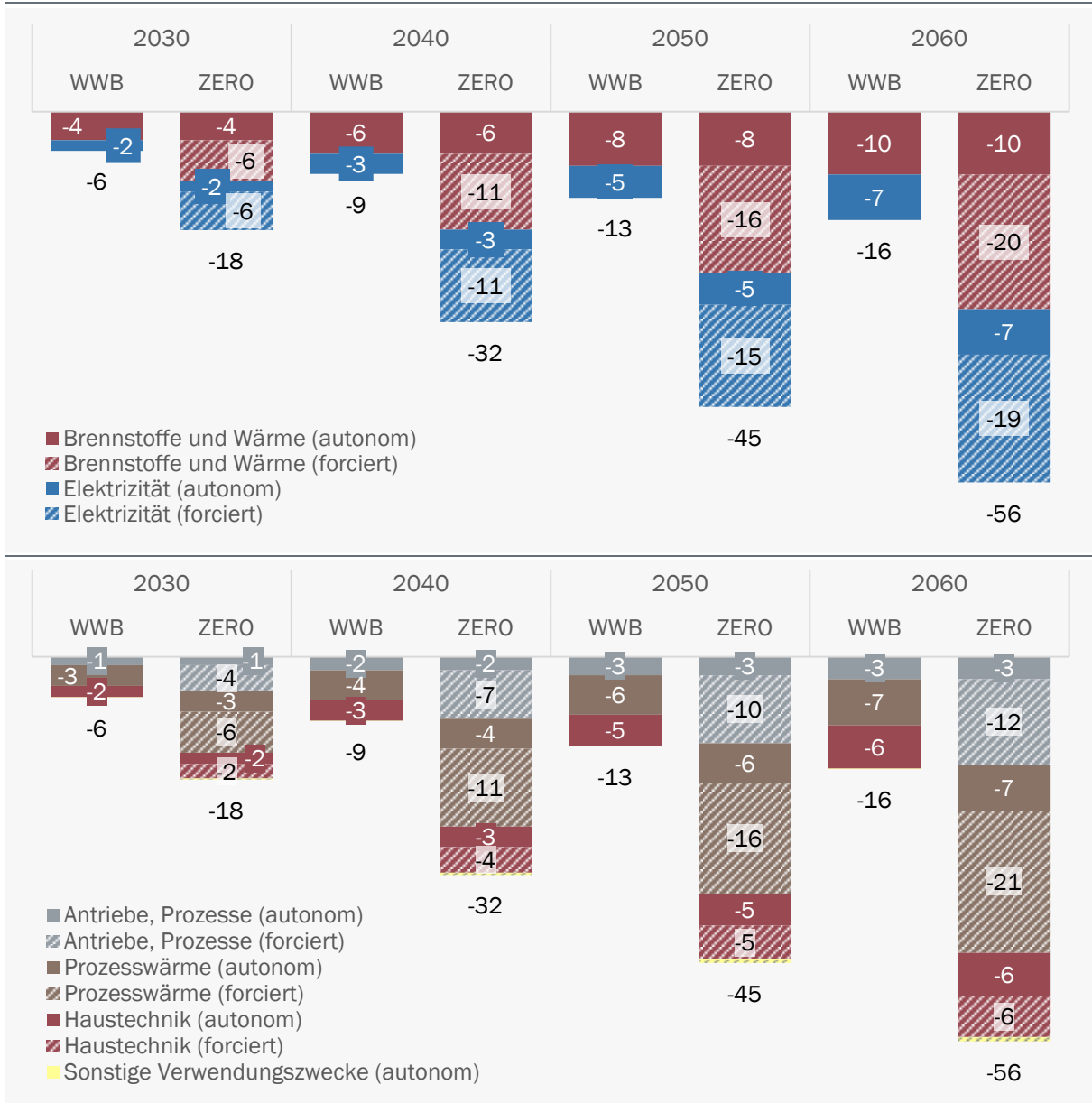
Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 137: Szenarienvergleich: Kumulierte Effizienzeinsparungen im Industriesektor

Darstellung als Zeitreihe von 2000 bis 2060, in PJ

oben: nach Energieträger; unten: nach Verwendungszwecken



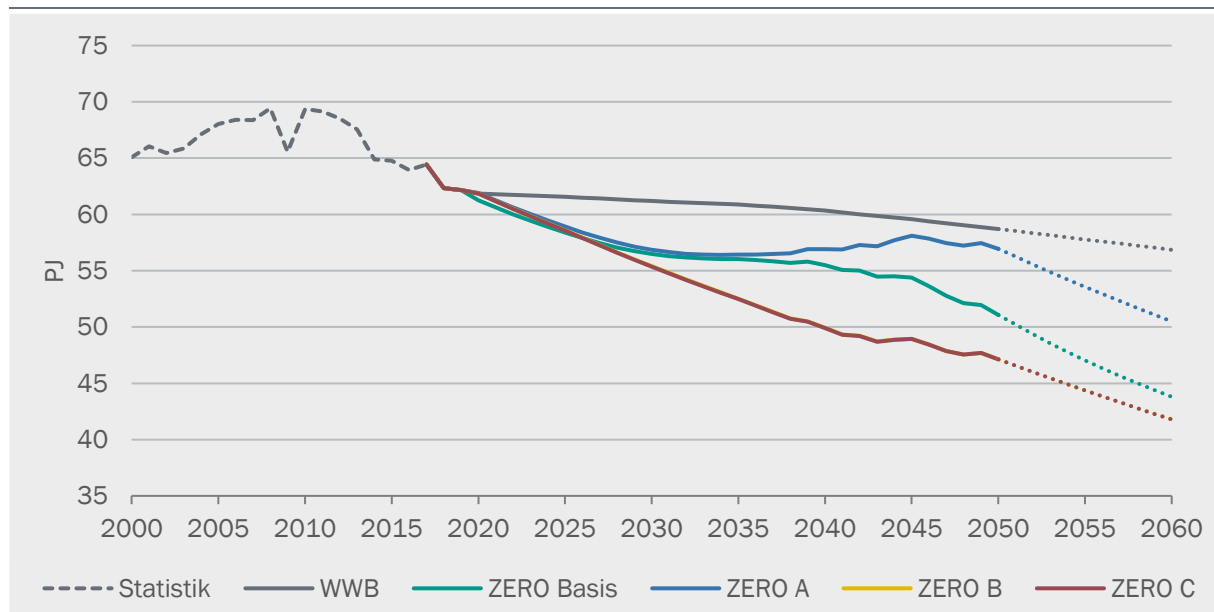
autonom = marktgetrieben; forciert = massnahmengetrieben

Elektrizität

Im Szenario WWB nimmt der Elektrizitätsverbrauch zunehmend ab, im Statistikzeitraum 2000 – 2019 im Mittel um 1 Prozent (-0.08 % p. a., s. Abbildung 138), obwohl der Trend der letzten Jahre seit der Finanzkrise deutlich nach unten zeigt. Im Szenariozeitraum sinkt der Elektrizitätsverbrauch mit -0.18 % p. a. als Resultat zweier gegenläufiger Effekte: der verbrauchssenkenden Energieeffizienz und der verbrauchssteigernden Energieträgersubstitution. In den ZERO-Varianten stellt sich die Entwicklung differenziert dar. Den stärksten Rückgang des Elektrizitätsverbrauchs (-0.89 % p. a.) zeigt sich identisch in den Szenarien ZERO B und C, denn in diesen Szenarien liegt der Schwerpunkt auf (synthetischen) gasförmigen bzw. flüssigen Energieträgern, deren Einsatz weniger Elektrifizierung für eine weitgehend THG-neutrale Industrie erforderlich machen. Umgekehrt führt die starke Elektrifizierung im Szenario ZERO A zu einem Elektrizitätsverbrauch, der 2045/2050 bereits wieder in der Nähe des Szenarios WWB liegt. Dazwischen befindet sich das Szenario ZERO Basis, dessen Elektrifizierung anfangs (bis 2035) der aus ZERO A entspricht, und danach moderater fortgeführt wird. Die Spanne des Elektrizitätsverbrauchs der ZERO-Varianten beträgt 47 bis 57 PJ ($\pm 10\%$) im Jahr 2050.

Abbildung 138: Szenarienvergleich: Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs im Industriesektor

Darstellung als Zeitreihe von 2000 bis 2060, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

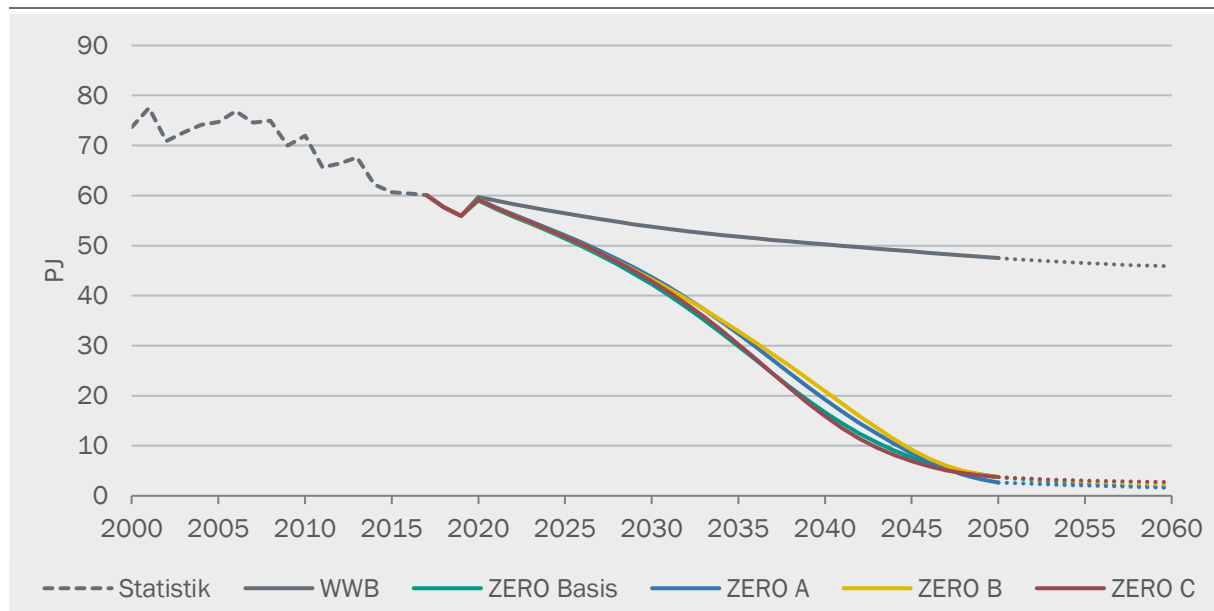
Fossile Brennstoffe

Unter fossilen Brennstoffen sind die Energieträger Erdgas, alle Mineralöle und die Kohlen zusammengefasst, wobei Erdgas am aktuellen Statistikrand mengenmässig über zwei Drittel der fossilen Brennstoffe ausmacht. Bereits 2000 bis 2019 findet ein deutlicher Rückgang von 26 Prozent (-1.6 % p. a., -18 PJ) der fossilen Energieträger in Summe statt (Abbildung 139), bei gleichzeitiger Verschiebung der Anteile hin zum Erdgas. Diese Strukturverschiebung ist bereits weit fortgeschritten, sodass sich im Szenario WWB ab 2020 überwiegend die Effizienzverbesserungen auf den Verbrauch an fossilen Energieträgern auswirken. Im Zeitraum 2020 bis 2050 sinkt dieser mit

15 % (-0.53 % p. a., -8 PJ) moderater als bislang. Der Rückgang in den ZERO- Varianten ist stark beschleunigt auf über 8 % p. a. Im Wesentlichen werden die fossilen durch erneuerbare und z. T. auch strombasierte (ZERO B und C) Energieträger ersetzt. Bei den ZERO-Varianten sind die Unterschiede in den Entwicklungspfaden der fossilen Energieträger gering. Auffällig ist, dass in ZERO A und B nach 2030 die fossilen Energieträger (dann fast ausschliesslich Erdgas) etwas langsamer auslaufen als in den anderen beiden ZERO-Varianten. Das ist darauf zurückzuführen, dass einerseits die Elektrifizierung (ZERO A) und andererseits der Fokus auf gasförmige Energieträger (ZERO B) das Auslaufen des Erdgases leicht verzögert. Kurz vor 2050 gleichen sich die fossilen Brennstoffverbräuche auf niedrigem Niveau an. Dann werden fossile Brennstoffe nur noch an Standorten mit Kohlenstoffabscheidung (CCS) verbrannt.

Abbildung 139: Szenarienvergleich: Entwicklung des fossilen Brennstoffverbrauchs im Industriesektor

Darstellung als Zeitreihe von 2000 bis 2060, Energieträger Erdgas, Mineralöle und Kohlen, in PJ



Quelle: Prognos AG

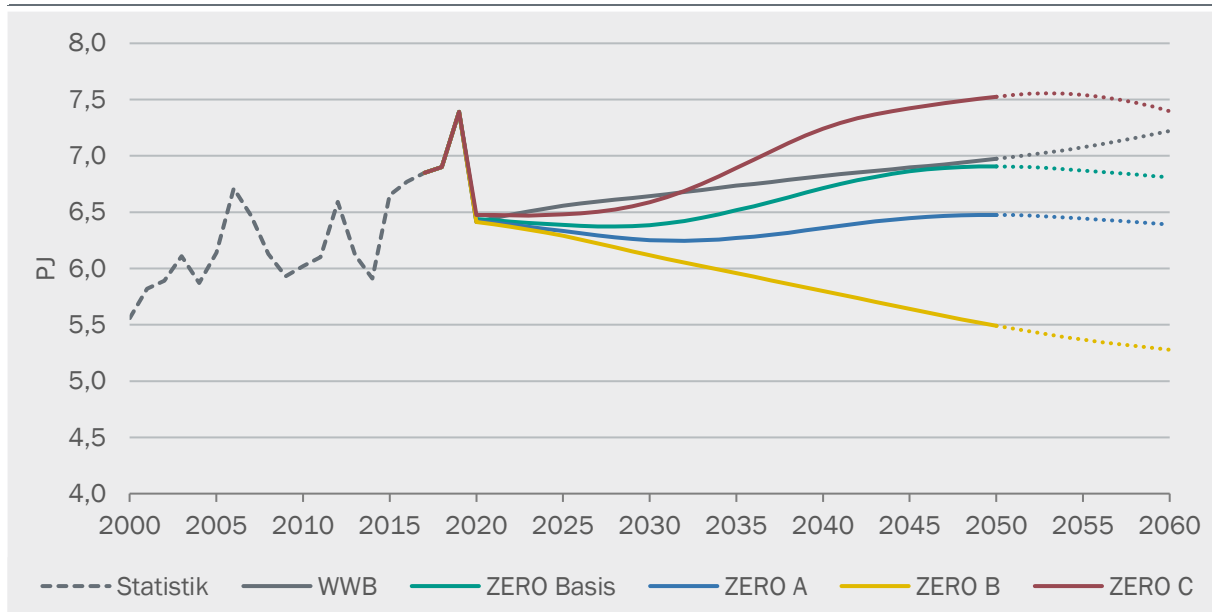
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Fernwärmeverbrauch

Der Fernwärmebedarf im Szenario WWB folgt dem (logarithmischen) Trend der Vergangenheit und steigt zwischen 2020 und 2050 geringfügig auf rund 7 PJ (s. Abbildung 140). Die Streuung beim Fernwärmeverbrauch in den ZERO-Varianten ist mit 2 PJ relativ gross, wenn auch gering gegenüber einem Endenergieverbrauch von rund 100 PJ. Die Differenzen erklären sich durch den unterschiedlichen Umgang mit Fernwärme: In ZERO Basis kompensiert eine Ausweitung an Fernwärme den effizienzbedingten Rückgang, der bis 2030/2035 ggü. dem Szenario WWB eintritt, in ZERO A wird Fernwärme verstärkt eher für die Gebäudeheizung eingesetzt, in ZERO B kommt Fernwärme nur bei nicht-gasbetriebenen Systemen zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung zum Einsatz und ZERO C schöpft das Fernwärmeanschlusspotenzial voll aus, sodass ein höherer Anteil der Gebäude durch Fernwärme versorgt werden kann.

Abbildung 140: Szenarienvergleich: Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs im Industriesektor

Darstellung als Zeitreihe von 2000 bis 2060, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Erneuerbare und strombasierte Energieträger

In allen Szenarien und über den gesamten Szenariozeitraum bleibt der Verbrauch an Holz und Holzkohle auf gleichem Niveau von rund 10 PJ (Tabelle 67). Der Biogasverbrauch hingegen unterscheidet sich deutlich zwischen den Szenarien: Während dieser im Szenario WWB kaum anwächst, steigt er in den ZERO-Varianten deutlich an auf 12 – 17 PJ im Jahr 2050. Das verfügbare (sektorübergreifende) Biomassepotenzial wird dabei ausgeschöpft.

Strombasierte Energieträger sind ausschliesslich in den Szenarien ZERO B bzw. C im Einsatz mit 7 PJ PtG bzw. 6 PJ PtHEL im Jahr 2050. Der Einsatz dieser Energieträger ist der jeweiligen Szenariostrategie geschuldet, den Schwerpunkt auf gasförmige bzw. flüssige Energieträger zu legen.

Tabelle 67: Verbrauch von erneuerbaren und strombasierten Energieträgern im Industriesektor
für die Stichjahre 2000, 2019, 2030, 2040 und 2050, in PJ

Szenario	Energieträger	2000	2019	2030	2040	2050
WWB	Erneuerbare	6	12	11	11	11
	Holz und Holzkohle	6	11	10	10	10
	Biogas	0.1	0.4	1	1	1
	Strombasierte	-	-	-	-	-
	PtG	-	-	-	-	-
	PtHEL	-	-	-	-	-
ZERO Basis	Erneuerbare	6	12	13	21	26
	Holz und Holzkohle	6	11	10	10	10
	Biogas	0.1	0.4	3	11	16
	Strombasierte	-	-	-	-	-
	PtG	-	-	-	-	-
	PtHEL	-	-	-	-	-
ZERO A	Erneuerbare	6	12	12	18	22
	Holz und Holzkohle	6	11	10	10	10
	Biogas	0.1	0.4	2	8	12
	Strombasierte	-	-	-	-	-
	PtG	-	-	-	-	-
	PtHEL	-	-	-	-	-
ZERO B	Erneuerbare	6	12	14	23	27
	Holz und Holzkohle	6	11	10	10	10
	Biogas	0.1	0.4	4	13	17
	Strombasierte	-	-	0	2	7
	PtG	-	-	0	2	7
	PtHEL	-	-	-	-	-
ZERO C	Erneuerbare	6	12	14	26	26
	Holz und Holzkohle	6	11	10	10	10
	Biogas	0.1	0.4	4	16	16
	Strombasierte	-	-	0	2	6
	PtG	-	-	-	-	-
	PtHEL	-	-	0	2	6

Quelle: Prognos AG

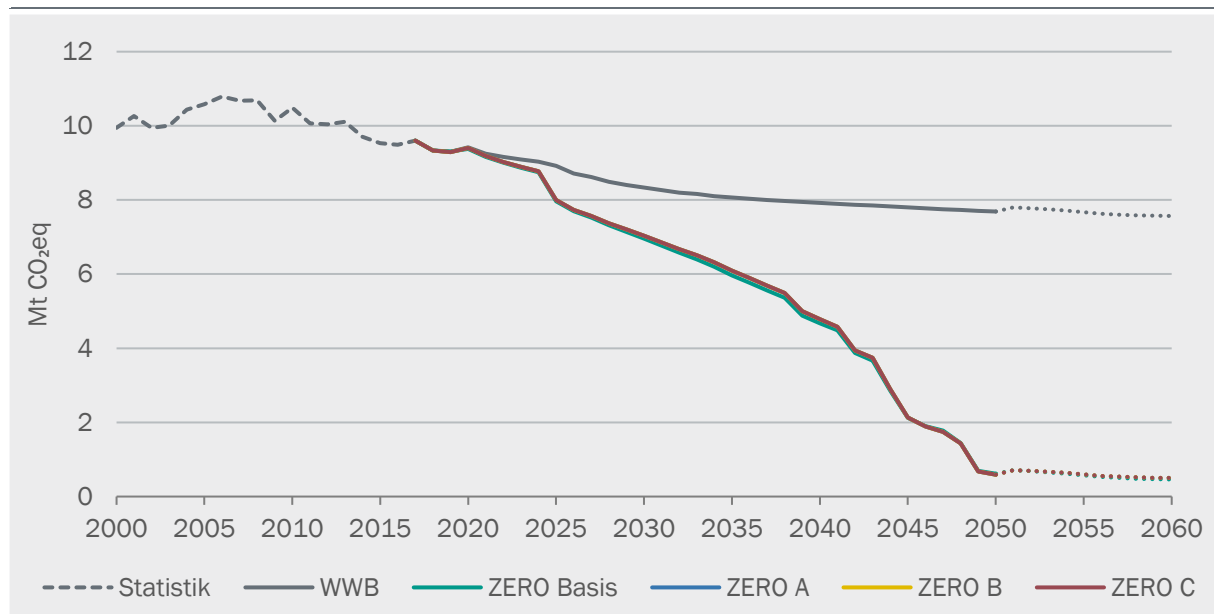
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Treibhausgasemissionen

Zwischen 2000 und 2019 sinken die Treibhausgasemissionen im Industriesektor langsam, aber stetig um 9 % (-0.5 % p. a., -0.6 Mt CO₂eq). Bis 2050 sinken die THG-Emissionen um weitere 17 Prozent (-0.6 % p. a., -1.7 Mt CO₂eq) (Abbildung 141). Die etwa um die Hälfte höhere Reduktionsrate resultiert hauptsächlich aus der beschleunigten Absenkung der F-Gase (Vermeidung von 85 % der F-Gas-Emissionen zwischen 2019 und 2035, vgl. Kapitel 7.2.3). Bei den ZERO-Szenariovarianten ist ein Rückgang der THG-Emissionen von über -8 % p. a. erforderlich, um einen nahezu treibhausgasneutralen Industriesektor im Jahr 2050 zu erreichen. Dieser Absenkpfad ist neben einer maximalen Energieeffizienz und dem Einsatz aller verfügbarer Biomassen geprägt durch Stufen, die die Umstellung einzelner grosser Standorte auf emissionsarme bzw. -freie Technologien kennzeichnet. Um das Jahr 2025 wird eine Lachgasabscheidung einer Chemieanlage am Standort Visp angenommen (-0.5 Mt CO₂eq). Weiterhin werden zwischen 2040 und 2050 CCS-Anlagen an den Industriestandorten mit den grössten Emissionen gebaut (vgl. Kapitel 6.7): sechs Zementwerke (Würenlingen, Wildegg, Péry, Untervaz, Eclépens, Cornaux), zwei Chemiewerke (Visp, Monthey) und ein Elektrostahlwerk (Gerlafingen). 2050 emittiert der Industriesektor in allen ZERO-Varianten noch 0.6 Mt CO₂eq.

Abbildung 141: Szenarienvergleich: Treibhausgasentwicklung im Industriesektor

Darstellung als Zeitreihe von 2000 bis 2060, in Mt CO₂eq



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.4 Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft

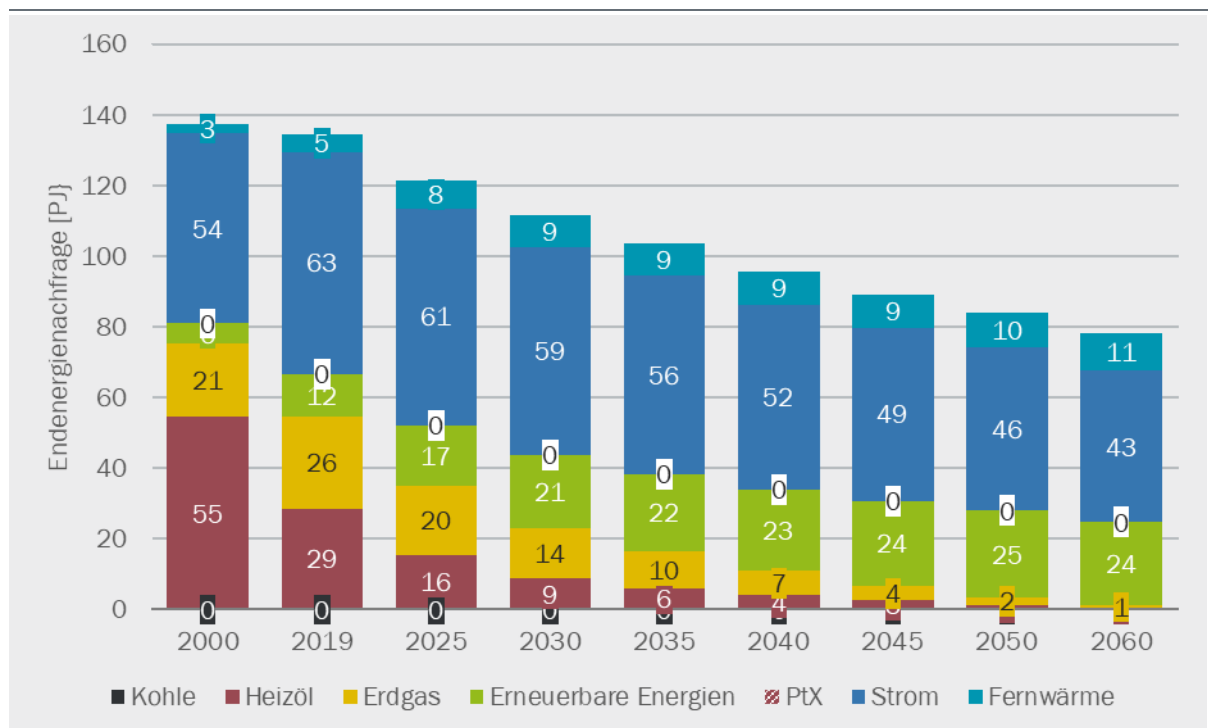
8.4.1 Endenergieverbrauch nach Branchen und nach Energieträger im Sektor Dienstleistungen

Im Szenario ZERO Basis geht der Endenergieverbrauch zwischen 2019 und 2060 im Dienstleistungssektor um rund 42 % zurück von 135 PJ auf 78 PJ (s. Abbildung 142). Zu begründen ist dies durch ein relativ geringes Flächenwachstum (ab 2020 nur rund 10 %, s. Kap. 7.3.3) und nur moderate Mengentreiber in anderen Bereichen bei gleichzeitig deutlichen Verbesserungen der spezifischen Energieverbräuche. Letztere werden ermöglicht durch strukturelle und energetische Effizienzgewinne im Bereich Raumwärme (Ersatz- und Neubau, energetische Erneuerungen (s. Abbildung 43) und im Bereich strombasierte Energiedienste (v. a. bei den Beleuchtungen (Tabelle 68)).

Bereits zwischen 2000 und 2019 sank der Heizölbedarf um rund 26 PJ (-47.3 %) und hat damit die Rolle als wichtigster Energieträger verloren. Dieser Rückgang wurde durch den Einsatz von Erdgas, Fernwärme, erneuerbaren Energien und Strom ausgeglichen, bei relativ stabiler Gesamtnachfrage in dieser Periode. Nach 2020 ermöglichen die Effizienzgewinne sowie der weitere Einsatz erneuerbarer Energien (+100 %) und der Ausbau der Fernwärme (+120 %) die praktisch vollständige Dekarbonisierung des Endenergieverbrauchs.

Abbildung 142: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger

Szenario ZERO Basis



Quelle: TEP Energy

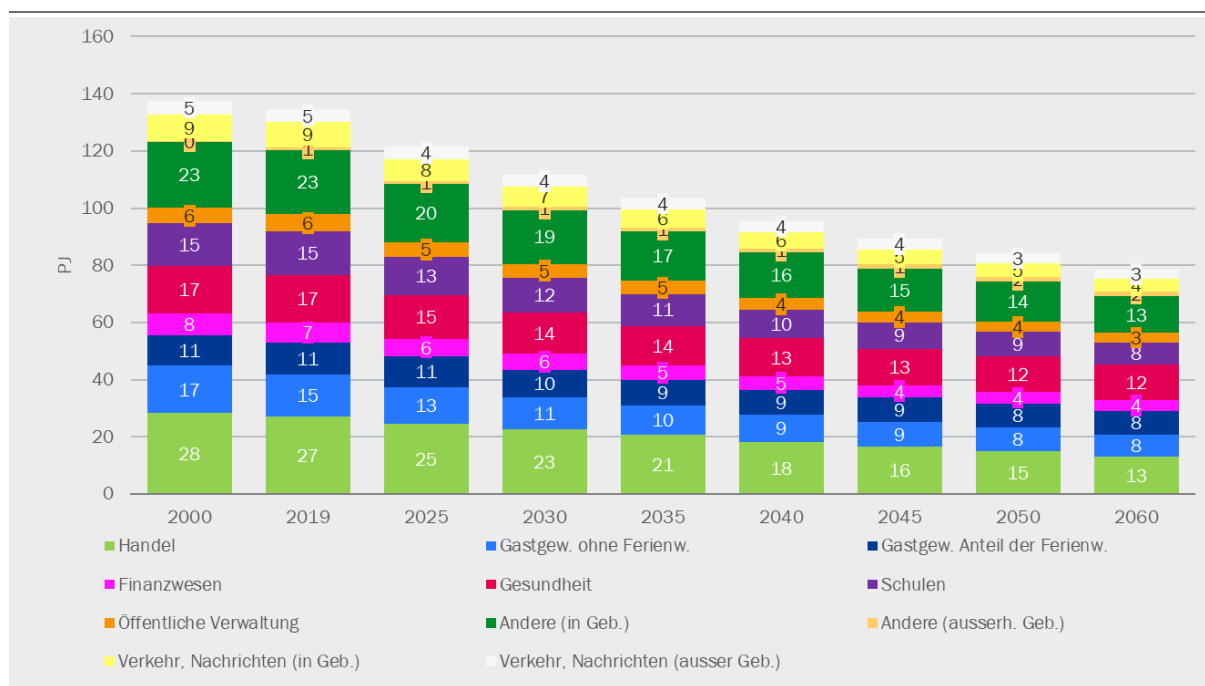
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Betrachtet man die Branchenverteilung im Szenario ZERO Basis dann geht in den meisten Branchen der Endenergieverbrauch um rund die Hälfte zurück (s. Abbildung 143).

Ausnahmen von diesen generellen Feststellungen betreffen z. B. das Gesundheitswesen (Rückgang um rund einen Viertel) und Bereiche ausserhalb der Gebäude («Andere ausserh. Geb.»⁶⁹), bei denen sogar eine Zunahme zu verzeichnen ist. Über alle Branchen resultiert damit eine Reduktion des Endenergieverbrauchs von rund 21 % im Vergleich zum Szenario WWB für das Jahr 2060 (99 PJ Endenergieverbrauch).

Abbildung 143: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Branchen

Szenario ZERO Basis



Quelle: TEP Energy

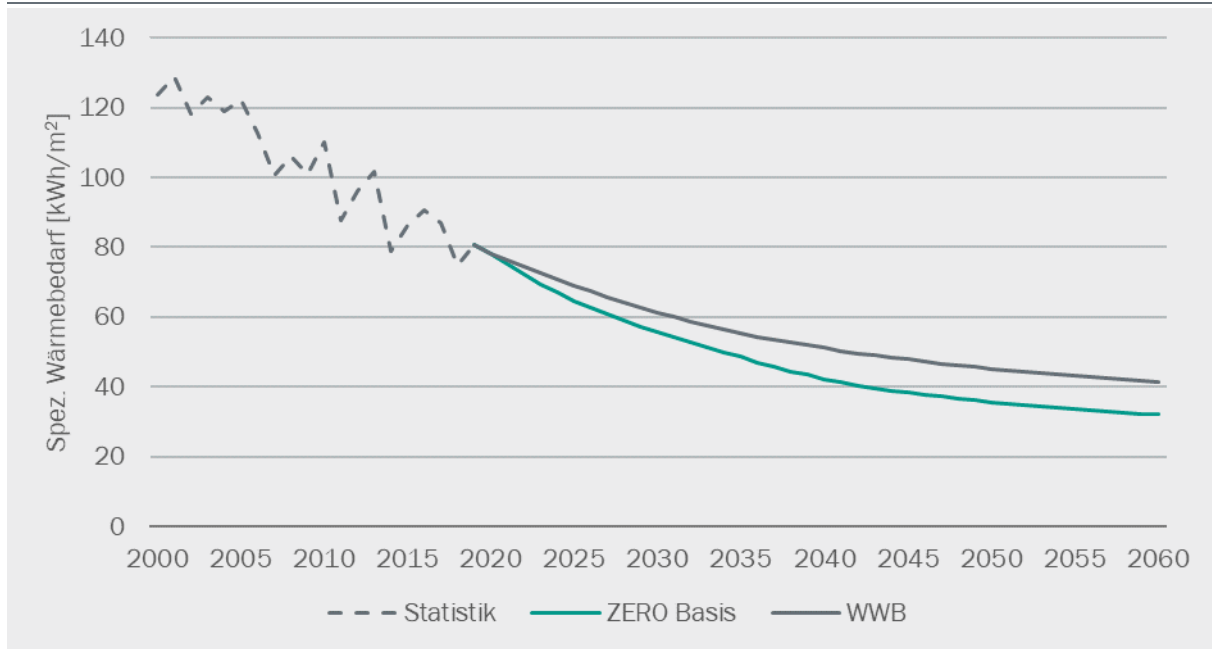
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Ein wichtiger Treiber für die Effizienzgewinne sind die energetischen Verbesserungen und Ersatzneubauten, welche bis 2060 dazu führen, dass u. a. der spezifische Wärmebedarf pro m² EBF um rund 50 % abnimmt nach 2019 (s. Abbildung 144). Die strukturellen Entwicklungen führen bei einer mittleren Ersatzneubaurate von knapp 0.5 % pro Jahr, zu rund 20 % komplett ersetzten Bestandsgebäuden über 40 Jahre. Zusätzlich führen die energetischen Erneuerungen im Bereich Gebäudehülle (namentlich Wärmedämmungen und Fenster und Verglasungen, welche durch weitere bedeutende technische Fortschritte begünstigt werden, s. Kap. 7.3.4) zu wesentlichen Energieeinsparungen. Im Gegensatz zu den privaten Haushalten trägt darüber hinaus auch der Bereich Luftwechsel im Dienstleistungssektor durch die hohe Verbreitung von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung zu weiteren Effizienzgewinnen im Szenario ZERO Basis bei.

⁶⁹ Wie z. B. Strassenbeleuchtung, Bahninfrastruktur, Tunnelbelüftung und IKT-Infrastruktur sowie andere, z. B. Pistenbeschneigungen.

Abbildung 144: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - mittlerer spezifischer Wärmebedarf für Raumwärme

Szenarien ZERO Basis und WWB. In kWh/m² EBF, mit Einfluss der Jahreswitterung (Statistik), ohne Ferienwohnungen,



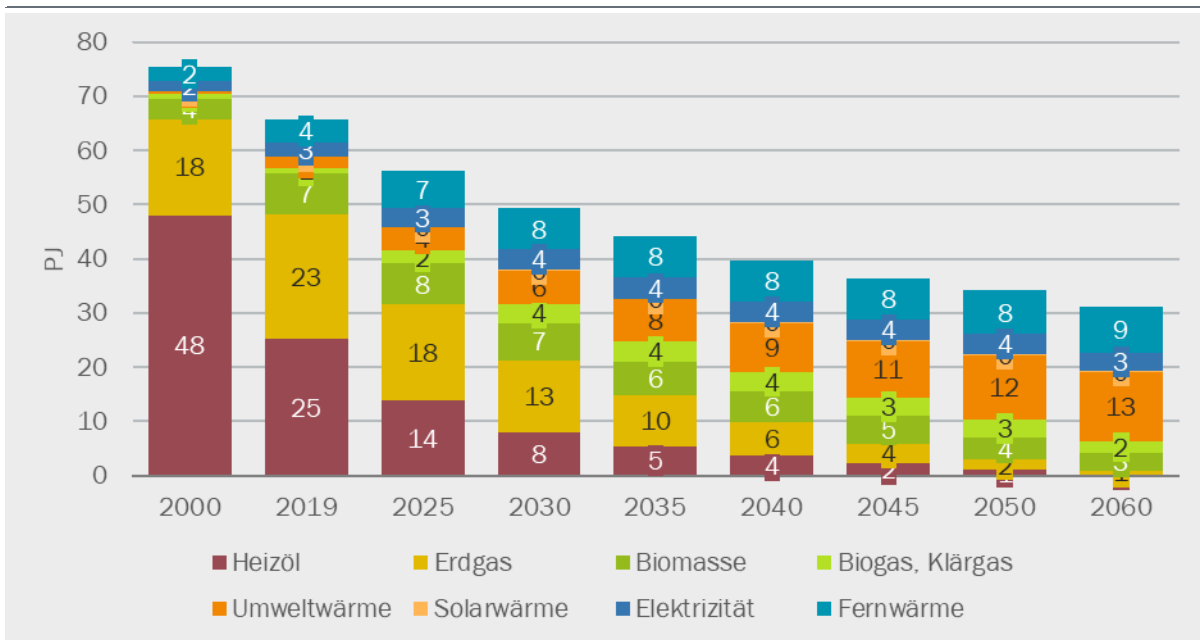
Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Szenario ZERO Basis kann entsprechend durch die Effizienzgewinne bei der Gebäudehülle der Endenergieverbrauch für die Bereitstellung von Raumwärme **im Total** zwischen 2020 und 2060 um etwas mehr als die Hälfte reduziert werden (s. Abbildung 145). Des Weiteren trägt die höhere mittlere Effizienz der Heizanlagen zum Rückgang des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme bei (der Nutzungsgrad von WP ist hier per Definition = 1, da die Umweltwärme als Endenergieträger mit ausgewiesen wird). Im Vergleich zum ZERO Basis fällt der Rückgang beim Szenario WWB etwas geringer aus (rund -40%).

Abbildung 145: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumheizung

Szenario ZERO Basis. Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme nach Energieträger für alle Branchen (inkl. Ferienwohnungen), ohne Strombedarf für den Betrieb der Gebäudetechnik (Pumpen, Lüftungsanlagen, etc.).



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Werden die Energieträger im Einzelnen betrachtet, fällt im Szenario ZERO Basis der Anstieg des Energieträgers Umweltwärme auf. Diese wird durch Wärmepumpen in Gebäuden und Nahwärmenetzen gewonnen. Der Anstieg bei der Elektrizität ist jedoch vergleichsweise gering, weil davon ausgegangen wird, dass Elektroheizungen und -boiler konsequent durch Wärmepumpentechnologie ersetzt werden und damit die teilweise Zunahme der Stromnachfrage für Wärmepumpen kompensiert werden kann. Die aus den Ergebnissen ableitbaren mittleren Jahresnutzungsgrade bei den WP am Ende der Betrachtungsperiode erklären sich durch die Nutzung von gut geeigneten Wärmequellen, u. a. Abwärme aus der Kältebereitstellung, aus Anergienetzen und regenerierten Erdsondenfeldern. Der Anteil der Fernwärme steigt ebenfalls an, aber relativ gesehen nicht so stark wie die Umweltwärme (dafür von einem höheren Niveau), während der Energieträger feste Biomasse (Holz) zurück geht, dies zugunsten von Nutzungen in anderen Bereichen (u. a. als Spitzenlast bei der FW-Erzeugung), siehe Biomasse-Exkurs und Abschnitt 5.1 mit den entsprechenden übergeordneten Überlegungen.

Die Heizanlagen mit den fossilen Energieträger Öl und Erdgas werden gemäss Zielanforderung im Szenario ZERO Basis beinahe komplett v. a. durch andere Arten von Heizanlagen oder in geringerem Mass durch erneuerbare Energieträger (namentlich Biogas) ersetzt. Damit unterscheiden sich die Szenarien ZERO Basis und WWB in diesem Bereich deutlich; im Szenario WWB ist der Anteil des Energieträgers Erdgas weiterhin ansteigend (namentlich zulasten von Heizöl), begründet auch durch den hohen Versorgungsgrad des leitungsgebundenen Energieträgers Erdgas im Bereich der Gebäude des Dienstleistungssektors (s. Aebischer et al. (2004)).

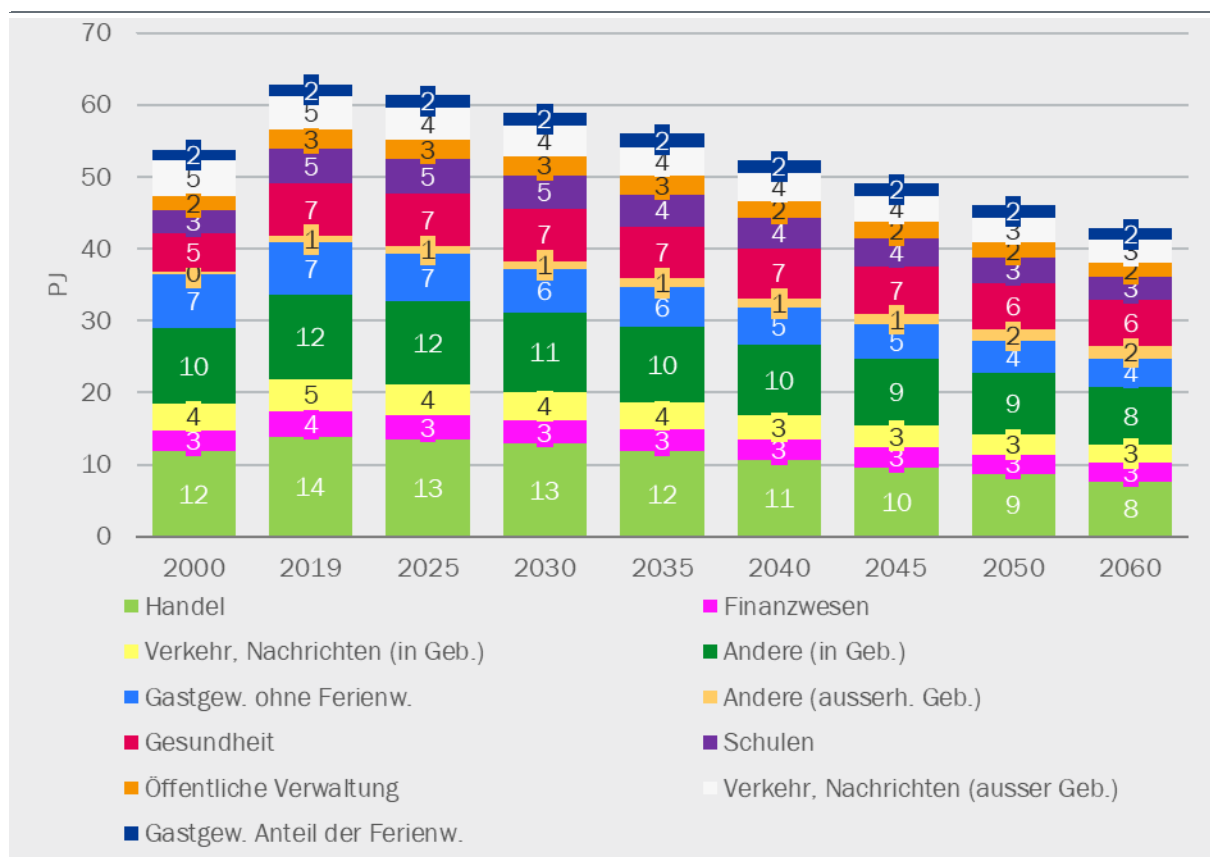
8.4.2 Stromverbrauch des Dienstleistungssektors nach Branche und Verwendungszweck

Der Stromverbrauch des Dienstleistungssektors ist für die beiden Szenarien ZERO Basis und WWB einmal nach Branche (s. Abbildung 146) und einmal nach Verwendungszwecken (s. Abbildung 147) aufgeschlüsselt. Insgesamt geht der Stromverbrauch im Szenario ZERO Basis um gut 30 % zurück. Diese Entwicklung ist namentlich durch die hohen Effizienzgewinne im Bereich Beleuchtung getrieben, welche im Dienstleistungssektor traditionell eine hohe energetische Relevanz hat. In vielen Branchen wird dadurch ein Rückgang des Stromverbrauchs um beinahe die Hälfte ermöglicht, so z. B. im Bereich Handel, unterstützt durch Effizienzgewinne bei weiteren Anwendungen, wie der gewerblichen Kälte (z. B. durch weitere Verbesserungen bei den Kühlmöbeln) und bei der Lüftung.

Ähnlich wie bei der Raumwärme ist der Rückgang bei einigen Branchen unterdurchschnittlich, und durch das z. T. überdurchschnittliche Flächenwachstum begründet.

Abbildung 146: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) – Strombedarf nach Branchen

Szenario ZERO Basis



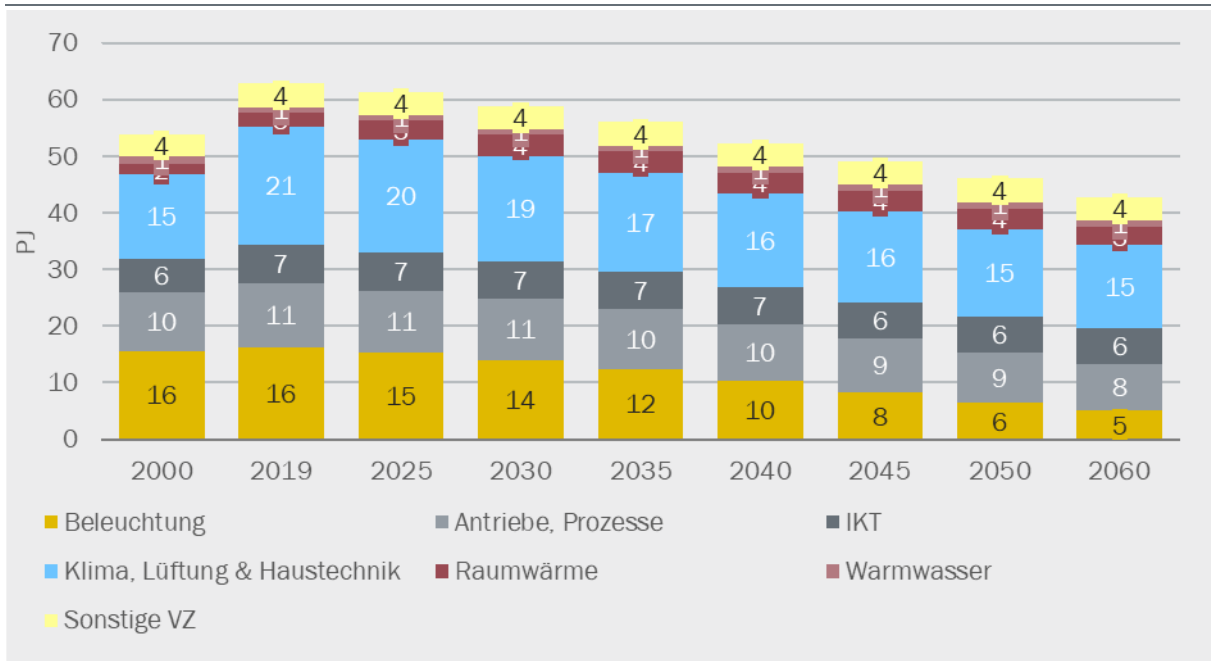
Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

In Bezug auf die Verwendungszwecke ist bei der Beleuchtung der konsequente Wechsel von bestehenden Leuchtmitteln hin zu LED-Leuchtmitteln sowie dem Einsatz von Sensoren und Bewegungsmeldern für den Rückgang von rund 10 PJ ausschlaggebend (s. Abbildung 147).

Dieser Einsatz von Gebäudeautomation und Sensortechnik ist ebenfalls relevant für die Effizienzsteigerung im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik, welche zu einem Rückgang von rund 7 PJ zwischen 2019 und 2060 führen. Bei diesen Verwendungszwecken können durch den Sensoreinsatz und die Gebäudeautomation entsprechend Betriebsstunden reduziert- und Volumenströme verringert werden.

Abbildung 147: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) – Strombedarf nach Verwendungszwecken
Szenario ZERO Basis



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Neben den hohen Effizienzgewinnen in der Beleuchtung (s. Tabelle 68), die sich in den Szenarien ZERO und WWB ähnlich entwickeln, sind insbesondere bei der Raumkälte grosse Unterschiede zu erwarten. Der deutliche Rückgang im Szenario ZERO Basis wird durch die eingesetzten Free-cooling-Optionen ermöglicht, während im Szenario WWB die Stromnachfrage weiter ansteigt, letztlich getrieben v. a. durch die zusätzliche Raumkälte auf Grund der höheren Anzahl CDDs.

Auch bei weiteren strombasierten Verwendungszwecken wie z. B. den Antrieben und Prozessen ist im Szenario ZERO Basis ebenfalls mit weiteren Effizienzgewinnen von rund 2 TWh gegenüber dem Szenario WWB zu rechnen.

Tabelle 68: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) - Endenergie für Strom nach Verwendungszweck

Szenario WWB, in PJ

Szenario	2020	2030	2040	2050	2060
Raumwärme	2.6	2.8	2.5	2.3	2.0
Warmwasser	0.8	0.8	0.9	0.8	0.7
Antriebe, Prozesse	11.5	11.5	11.2	10.6	10.2
Klima, Lüftung, Haustechnik	21.2	23.0	24.3	24.2	24.1
Beleuchtung	16.3	15.2	12.8	7.7	5.8
IKT	6.9	6.9	7.1	7.1	7.0
Mobilität, Traktion	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
sonstige	4.3	4.4	4.6	4.7	4.9
alle Anwendungen	63.6	64.6	63.3	57.3	54.8

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

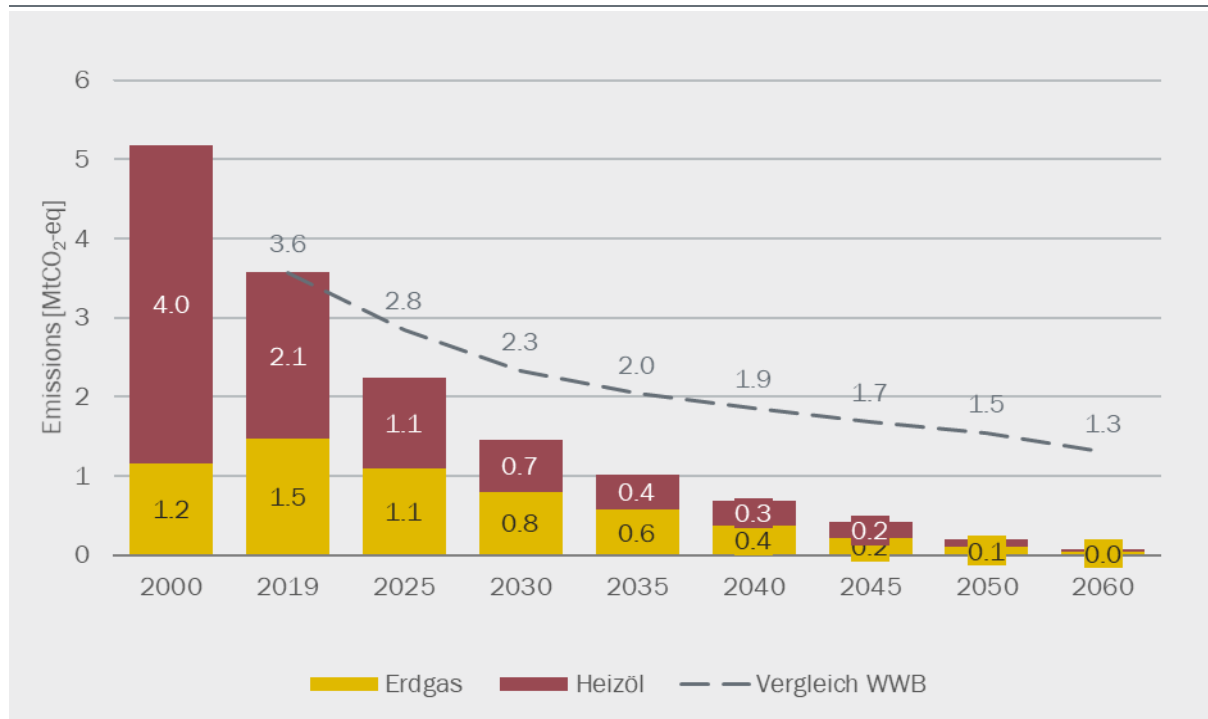
8.4.3 Treibhausgasemissionen

Der Sektor Dienstleistungen (ohne Landwirtschaft) emittierte im Jahr 1990 rund 4.9 Mt CO₂eq. Die Emissionen schwankten seit 1990 bis 2005 in Abhängigkeit der Heizgradtage zwischen rund 5.0 bis 5.8 Mt CO₂eq und konnten bis 2019 auf 3.6 Mt CO₂eq im Jahr 2019 (Abbildung 148) gesenkt werden. Gegenüber 1990 entspricht dies einer Reduktion um 26 %. Die mittlere jährliche Reduktionsrate im Zeitraum 2000 bis 2019 lag bei rund 1.4 % (-0.07 Mt CO₂eq p.a.). THG-Emissionen der Vorketten und die THG-Emissionen, die bei der Erzeugung des genutzten Stroms und der Fernwärme anfallen, werden hier analog zum THG-Inventar nicht berücksichtigt.

Im Szenario ZERO Basis verringern sich die direkten THG-Emissionen bis 2050 auf nahezu null, es verbleiben minimale Restbestände an fossilen Energieträgern (0.1 Mt CO₂eq). Die entsprechenden Heizsysteme können im Zeitraum bis 2060 mit synthetischen Energieträgern genutzt werden bzw. werden in diesem Zeitraum durch erneuerbare Heizsysteme ersetzt, sodass die THG-Emissionen im Sektor Dienstleistungen bis 2060 vollständig vermieden werden. Die jährlichen THG-Reduktionsraten nehmen im Szenariozeitraum weiter zu und erhöhen sich über 6.8 % im Zeitraum 2019 bis 2030 auf 7.2 % im Zeitraum 2030 bis 2040 und bis auf 11.2 % zwischen 2040 und 2050. Die mittlere jährliche THG-Reduktion liegt nach 2025 bis 2050 bei rund 0.1 Mt CO₂eq.

Abbildung 148: Sektor Dienstleistungen (ohne LWT) – Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Energieträgern

Szenario ZERO Basis und WWB zum Vergleich



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

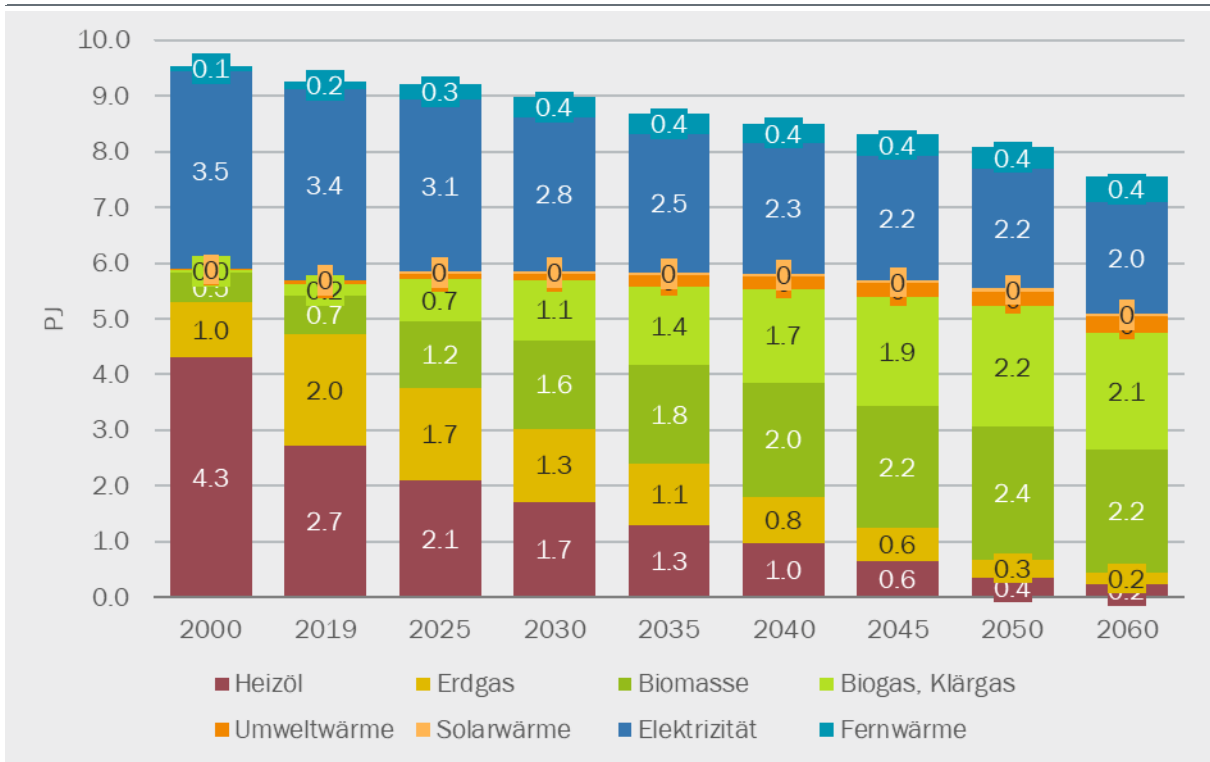
8.4.4 Landwirtschaftssektor

Im Landwirtschaftssektor ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Vergleich zum Dienstleistungssektor geringer, und nimmt zwischen 2019 und 2060 um 2 PJ von rund 9.5 PJ auf rund 7.5 PJ ab (s. Abbildung 150). Diese geringere Abnahme ist u. a. dadurch bedingt, dass einige Mengentreiber (z. B. Flächen von beheizten Treibtunneln) in der Analyse stark zunehmen und der Endenergieverbrauch bei den Prozessen in der Landwirtschaft weniger stark reduziert werden kann. Wobei hier die Unsicherheit bzgl. der Entwicklung der entsprechenden Kennzahlen insb. bei der Milchgewinnung und -prozessierung etwas höher ist, im Vergleich zu den gebäudetechnischen Verwendungszwecken wie z. B. der Beleuchtung, der Klimakälte oder bei den Lüftungsanlagen.

Bezüglich der Energieträgerwahl ist aber auch der praktisch vollständige Ersatz der fossilen Brennstoffe notwendig, um die Zielvorgaben einhalten zu können. Zur Beheizung wird jedoch weniger auf Umweltwärme als vielmehr auf den Einsatz von Biomasse und Biogas gesetzt.

Abbildung 149: Sektor Landwirtschaft – Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Szenario ZERO Basis



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

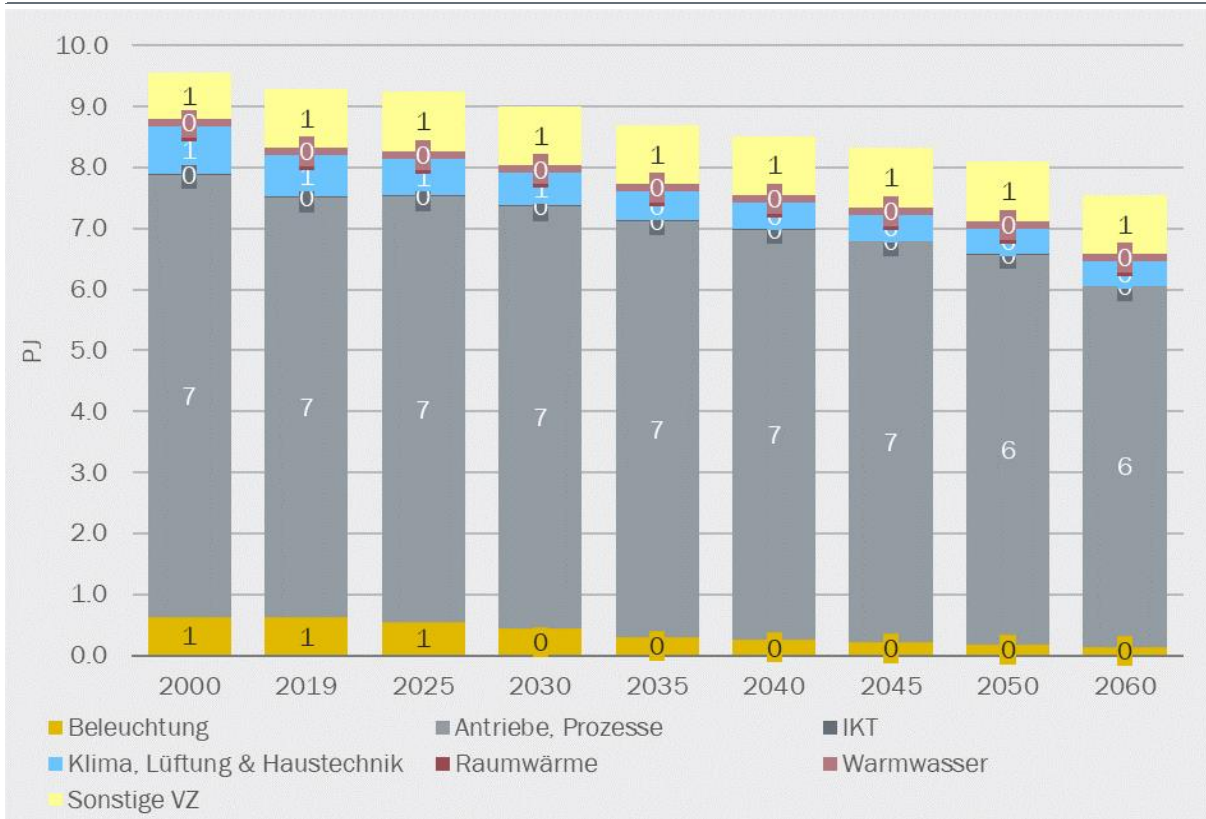
Die Nachfrage der Heizenergie bezieht sich im Landwirtschaftssektor im Wesentlichen auf die Prozesswärme, welche zusammen mit den notwendigen prozessbedingten Antrieben den Endenergieverbrauch dominieren (s. Abbildung 150).

Im Vergleich zum Szenario WWB liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2060 im Szenario ZERO Basis um rund 2 PJ tiefer, was einer Reduktion von rund 20 % entspricht.

In Tabelle 69 ist der Endenergieverbrauch des Sektors Landwirtschaft aufgeschlüsselt nach Verwendungszwecken für das Szenario WWB dargestellt. Es wird ersichtlich, dass hier nur im Bereich der Beleuchtung die Effizienzpotenziale genutzt werden, in allen anderen Verwendungszwecken der Endenergieverbrauch jedoch leicht ansteigt und damit die Einsparungen bei der Beleuchtung vollständig kompensiert.

Abbildung 150: Sektor Landwirtschaft – Energieverbrauch nach Verwendungszweck

Szenario ZERO Basis



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 69: Sektor Landwirtschaft - Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Szenario WWB, in PJ/a

Szenario	2020	2030	2040	2050	2060
Raumwärme	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Warmwasser	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Antriebe, Prozesse	6.9	7.1	7.2	7.2	7.1
Klima, Lüftung, Haustechnik	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
Beleuchtung	0.6	0.6	0.4	0.3	0.2
IKT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mobilität, Traktion	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
sonstige	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2
alle Anwendungen	9.4	9.5	9.5	9.5	9.4

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.4.5 Szenarienvergleich Dienstleistungssektor

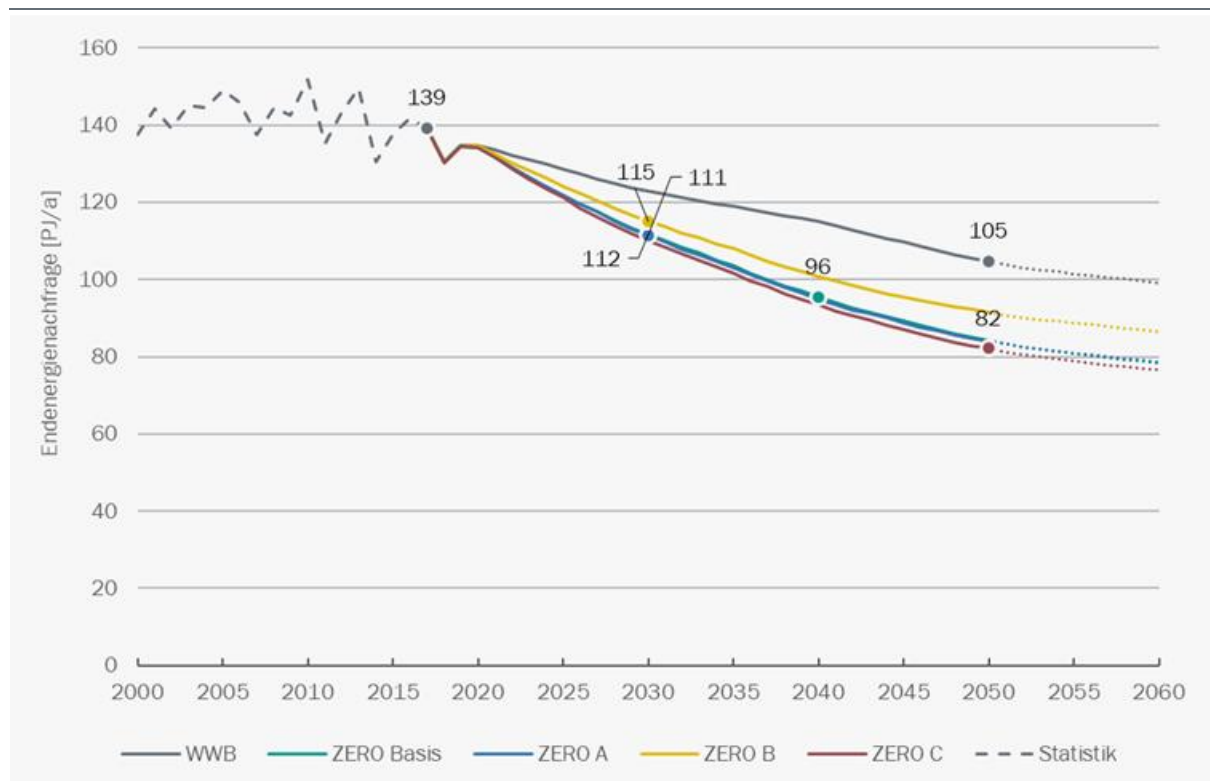
Eine detaillierte Zusammenstellung der Ergebnisse aller Szenarien ist in den auf der Webseite des BFE veröffentlichten Excel-Tabellen enthalten. Hier folgt ein Vergleich der Ergebnisse des Dienstleistungssektors in den verschiedenen Szenarien bezüglich zentraler Grössen und deren Einordnung.

Endenergieverbrauch

Unterschiede im Endenergieverbrauch zwischen den verschiedenen Szenarien und den Varianten ergeben sich aus den eingeführten unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung von Effizienzpotenzialen bei den Stromanwendungen sowie der Verteilung der Heizsysteme und den Annahmen zu den relevanten Treibern. Bereits im Szenario WWB ist davon auszugehen, dass der Endenergieverbrauch bis 2060 abnehmen wird, von heute rund 140 PJ auf rund 105 PJ im Jahr 2050. Im Szenario ZERO Basis und den Varianten nimmt der Endenergieverbrauch stärker ab. Bis zum Jahr 2050 ergibt sich eine zusätzliche Einsparung von rund 23 PJ (s. Abbildung 151). Die Einsparungen werden bestimmt durch eine effizientere Bereitstellung von Raumwärme (-8 PJ) und Energieeinsparung bei Lüftung und Klima (-9 PJ). Bei den übrigen Verwendungszwecken liegen die Einsparungen im Vergleich zum Szenario WWB jeweils zwischen -0.7 bis -1.7 PJ.

Abbildung 151: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: TEP Energy

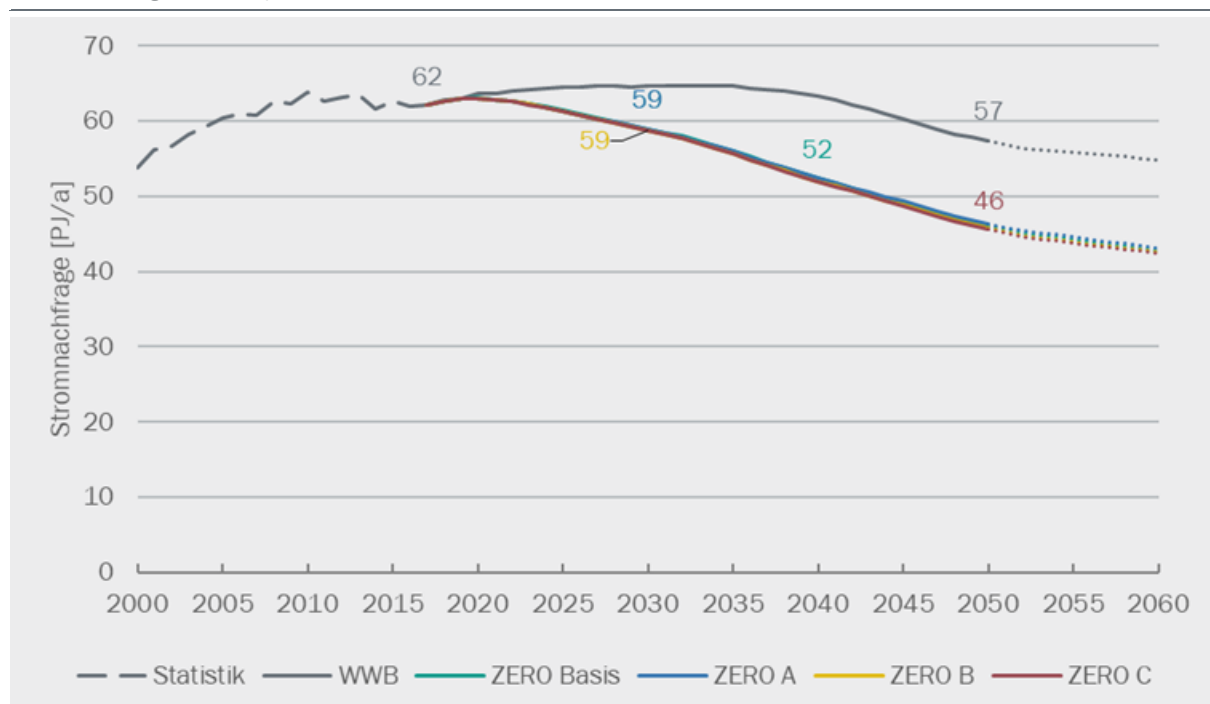
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Stromnachfrage

Die Entwicklung der Stromnachfrage weist nur geringe Unterschiede zwischen den Varianten der Dekarbonisierungs-Szenarien aus, welche wiederum eine tiefere Nachfrage aufweisen als im Szenario WWB (s. Abbildung 152). Bis zum Jahr 2050 sinkt der Stromverbrauch auf rund 46 PJ in allen Dekarbonisierungs-Varianten. Die geringe Differenz im Dienstleistungssektor beruht auf der Dominanz der Stromnachfrage durch die unterschiedlichen branchenspezifischen Verwendungszwecke. Diese unterscheiden sich zwischen den ZERO-Varianten praktisch nicht, da in allen Varianten von entsprechenden Effizienzverbesserungen ausgegangen wird. Nur mit dem Einsatz von Wärmepumpen als Ersatz für bestehende Elektrodirektheizungen sowie Elektroboiler ergeben sich geringe Differenzen bei der Wärme-basierten Stromnachfrage. Der Einfluss der Wärmepumpen in den verschiedenen Varianten beträgt rund 0.6 PJ zwischen der Variante A (Strom) und der Variante B (Gas). Im Dienstleistungssektor spielt auf Grund der höheren Energienachfrage pro Gebäudestandort die Wärmepumpentechnologie eine geringere Rolle als z. B. im Haushaltsbereich. Zur Deckung der höheren gebäudebezogenen Energienachfrage insbesondere in Kernstädten oder auf Parzellen mit einer hohen Ausnutzungsziffer und Wärmenachfrage nehmen die leitungsgebundenen Energieträger die wichtigere Rolle ein.

Abbildung 152: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der Stromnachfrage

Szenarienvergleich, in PJ/a



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Vergleich zwischen den ZERO-Varianten und dem Szenario WWB liegt die Hauptursache für die Unterschiede bei der Stromnachfrage beim unterschiedlichen Einsatz der Stromeffizienz und da insbesondere bei der Beleuchtung und bei Klima, Lüften und Haustechnik. Die Stromnachfrage im Szenario WWB liegt bezüglich Verbrauchsniveau bis zum Jahr 2050 um 11 PJ über den ZERO-Varianten. Der Verbrauch für Wärmepumpen ist im Szenario WWB geringer als in den ZERO-Varianten, wobei dieser tiefere Verbrauch durch die langsamere Effizienzentwicklung

überkompensiert wird. Während sich in den ZERO-Varianten ein Rückgang der Stromnachfrage bereits in den ersten Jahren nach 2020 zeigt, bleibt der Verbrauch im Szenario WWB auf Grund der tieferen Effizienzentwicklung bis 2040 nahezu konstant und sinkt erst danach auf rund 57 PJ im Jahr 2050.

Gasverbrauch

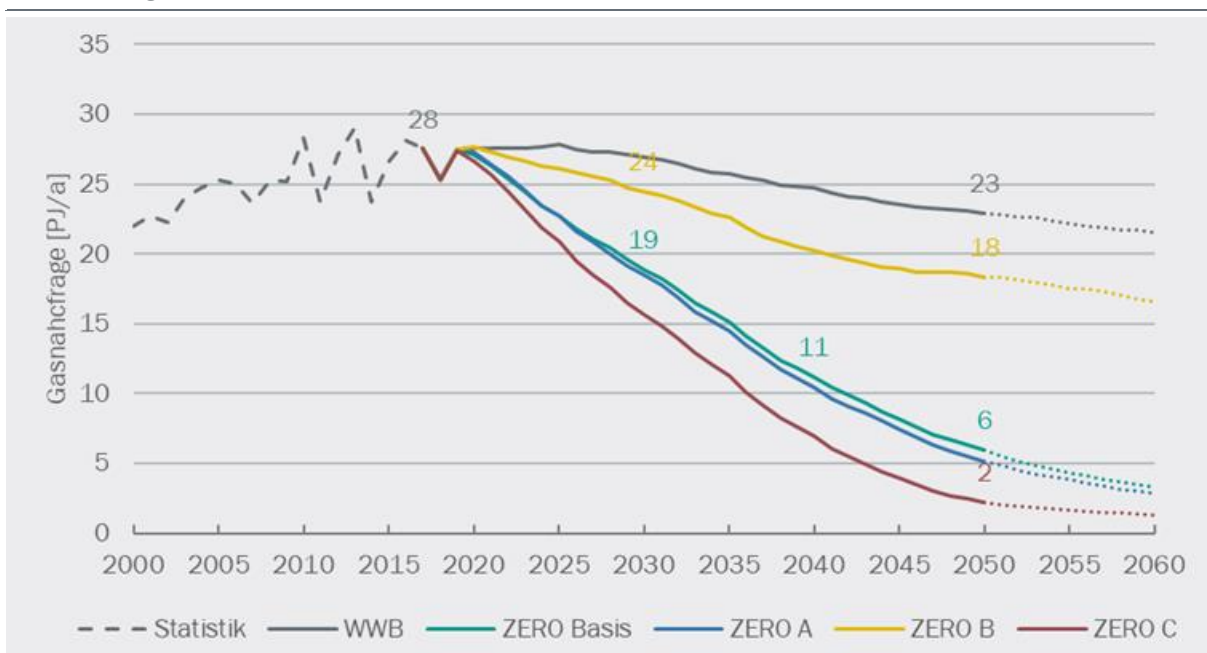
Die Entwicklung des Gasverbrauchs im Dienstleistungssektor ist für die Szenarien in Abbildung 153 dargestellt. Der abgebildete Gasverbrauch berücksichtigt die Summe aus Erdgas, Biogas (inkl. Biomethan) und strombasierten Gasen (PtMethan) wobei letzteres im Dienstleistungssektor nur in der Variante B zum Einsatz kommt.

Zwischen den Szenarien zeigen sich sehr deutliche Unterschiede, die hauptsächlich auf die Struktur der Wärmeversorgung zurückzuführen sind. Im Szenario WWB stagniert der Erdgasverbrauch mittelfristig und beginnt erst nach 2030/2035 langsam abzunehmen auf rund 23 PJ im Jahr 2050. In der Variante B sinkt der Gasverbrauch bereits früher als im Szenario WWB, ebenfalls jedoch nur mit einer leichten Abnahme bis 2050 auf rund 18 PJ. Ursache für den Rückgang ist die verbesserte Energieeffizienz in den Gebäuden und der Ersatz von Einzelgasheizungen durch Nah- und Fernwärmeverbunde. Bis 2050 nimmt der Anteil von Biogas auf rund 10 PJ zu und der Anteil von PtMethan beträgt rund 5 PJ.

In den ZERO-Varianten Basis, A und C nimmt der Gasverbrauch aufgrund des stärkeren Energieträgerwechsels bereits ab 2025 deutlich ab. Im Jahr 2050 liegt der Gasverbrauch in diesen Szenarien zwischen 2 bis 6 PJ und damit über 17 PJ tiefer als im Szenario WWB. Der Restverbrauch basiert in diesen Szenarien mehrheitlich auf Biogas bzw. Biomethan und nur geringen Restmengen an Erdgas.

Abbildung 153: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Gasverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Fernwärme

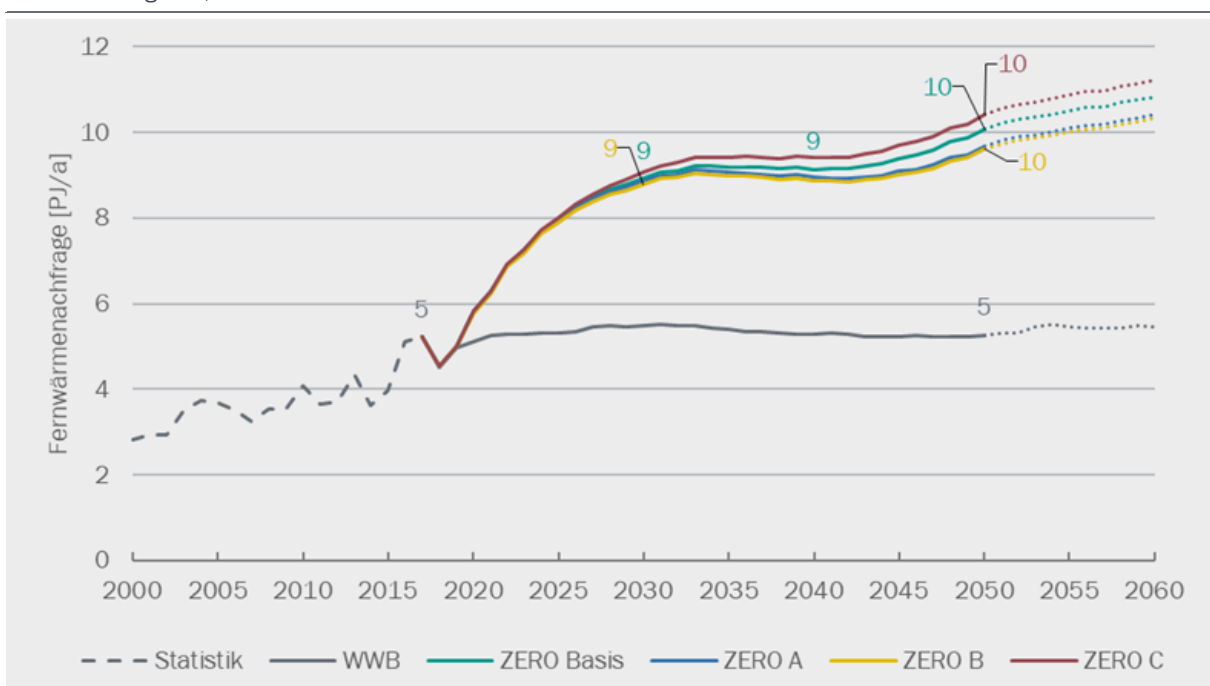
Der Einsatz von Fernwärme im Dienstleistungssektor hat im Zeitraum von 2000 bis 2019 von 2,5 PJ auf rund 5 PJ zugenommen. Im Szenario WWB verbleibt der Verbrauch in etwa auf dem Niveau des Jahres 2019 (s. Abbildung 154).

In den ZERO-Varianten steigt der Fernwärmeverbrauch nach 2020 stark an, auf rund 9 PJ bis 2030, wobei sich die Varianten nur gering unterscheiden. In den Varianten ZERO Basis und ZERO C nimmt der Fernwärmeverbrauch in den späteren Perioden leicht stärker zu als in den Varianten A und B, wobei die Differenz im Jahr 2050 zwischen den Varianten maximal rund 1 PJ beträgt.

In der Abbildung nicht dargestellt ist der Nahwärmeverbrauch, der ebenfalls in ZERO C am stärksten zunimmt.

Abbildung 154: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Mineralölprodukte – Heizöl

Der Verbrauch an Mineralölprodukten besteht im Dienstleistungssektor ausschliesslich aus Heizöl. Der Heizölverbrauch war bereits im Zeitraum 2000 bis 2019 deutlich rückläufig (-26 PJ). Dieser Trend setzt sich in allen Szenarien und Varianten fort (s. Abbildung 155). Im Szenario WWB verbleibt im Jahr 2050 ein Restbestand von 6 PJ. Nach 2050 nimmt der Verbrauch weiter ab auf noch 4 PJ im Jahr 2060.

In den ZERO-Varianten nimmt der Verbrauch noch stärker ab als im Szenario WWB, so dass 2050 noch ein Restverbrauch von 2 bis 3 PJ verbleibt, der nach 2050 auf null sinkt. Im Szenario C verbleiben leicht höhere Restbestände an Heizölheizungen bis 2050 in Betrieb. Dem Heizöl wird jedoch ab 2040 ein ansteigender Anteil an strombasiertem synthetischem Heizöl beigemischt. Bis zum Jahr 2050 wird im Szenario ZERO C das fossile Heizöl zu 60 % durch das synthetische Heizöl ersetzt.

Abbildung 155: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Heizölverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

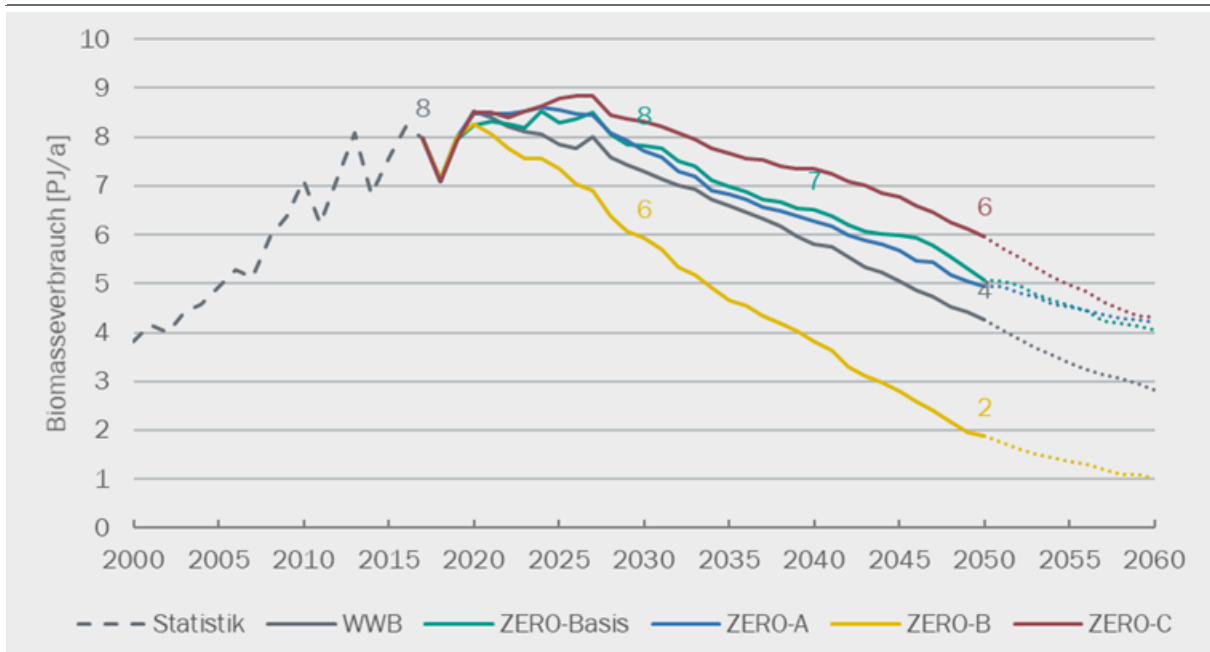
Biomasse

Der Verbrauch von Biomasse (Holz) für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Dienstleistungssektor zeigt im Zeitraum 2000 bis 2019 eine Verdopplung von 4 auf 8 PJ. In den Szenarien ist der Verbrauch an Energieholz ab etwa 2025/2030 rückläufig (s. Abbildung 156). Am geringsten ist der Rückgang in der Variante C. Ursache für den Rückgang sind die Vorteile der Wärmepumpen und der Nah- und Fernwärmeverbunde gegenüber den Holzheizungen, welche den Anteil der Holzheizungen an der erzeugten Wärme zunehmend reduzieren.

In der Variante ZERO B fällt der Rückgang stärker aus, im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 2 PJ. Ursache sind hier zusätzlich zur Verdrängung durch flüssige Brennstoffe auch die Verlagerung in andere Verbrauchssektoren. Aufgrund der beschränkten Biomassepotenziale verlagert sich die Nutzung von Energieholz in den ZERO Szenarien zunehmend in den Industriesektor (und den Umwandlungssektor), da in diesen Sektoren weniger Alternativen zur Verfügung stehen. Auch bieten sich diese Sektoren für den Einsatz von Negativ-Emissions-Technologien an, da an Punktquellen deren Einsatz kosteneffizienter umgesetzt werden kann, um die notwendigen negativen Emissionen zu erzielen.

Abbildung 156: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung des Biomasseverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen im Dienstleistungssektor verringern sich in allen Szenarien und Varianten nach 2019: In den Varianten ZERO Basis, ZERO A und ZERO C wird das THG-Reduktionsziel bis 2050 mehrheitlich erreicht (s. Abbildung 157), und die THG-Emissionen können auf nahezu null reduziert werden. Die geringen verbleibenden Restemissionen können nach 2050 durch Beimischung synthetischer Energieträger weiter reduziert werden. Insgesamt erfolgt in diesen Varianten die Emissionsreduktion etwa rascher und weitreichender als im Szenario ZERO B. In der Variante ZERO B verbleiben noch etwas höhere Emissionen aus dem längeren Einsatz von Erdgas bis 2050. Mit einer zusätzlichen Beimischung synthetischer Energieträger könnten auch in der Variante ZERO B unter Berücksichtigung der höheren Kosten die Emissionen auf null reduziert werden. Negative Emissionen werden im Dienstleistungssektor nicht erzeugt.

Aufgrund der früheren und schnelleren THG-Reduktion fallen die im Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierten THG-Emissionen in den Szenarien ZERO Basis, ZERO A und ZERO C am geringsten aus. Die kumulierten THG-Emissionen fallen in der Variante B um rund 8 Mt CO₂eq höher aus. In der Variante C sind sie hingegen knapp 2 Mt CO₂eq geringer als in der Basisvariante auf Grund der rascheren Absenkung der Emissionen in der Zeitspanne zwischen 2025 und 2040.

Im Szenario WWB nehmen die Emissionen dem Trend zwischen 2000 und 2019 folgend auf rund 2 Mt CO₂eq im Jahr 2050 ab. Trotz des Rückgangs wird im Szenario WWB das Ziel von null THG-Emissionen im Jahr 2050 verfehlt. Darüber hinaus liegen die kumulierten Emissionen im Zeitraum 2020 bis 2050 annähernd 30 Mt CO₂eq höher als im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 157: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der THG-EmissionenSzenarienvergleich, in Mt CO₂-eq

Quelle: TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.5 Private Haushalte

8.5.1 Energieverbrauch im Szenario ZERO Basis

Im Zeitraum 2000 bis 2019 verringerte sich der Endenergieverbrauch des Sektors Private Haushalte von 236 PJ auf 227 PJ. Das entspricht einer mittleren jährlichen Reduktion von 0.2 %. Die Energieträgerstruktur hat sich im Ex-post-Zeitraum 2000 bis 2019 deutlich verändert. Der Anteil der Mineralölprodukte (im Haushaltssektor überwiegend Heizöl) am Sektorverbrauch verringerte sich um 20 %. Demgegenüber zeigten sich bei der Elektrizität (+6 %), Erdgas (+6 %) und der Umweltwärme (+5 %) deutliche Zunahmen (Abbildung 158).

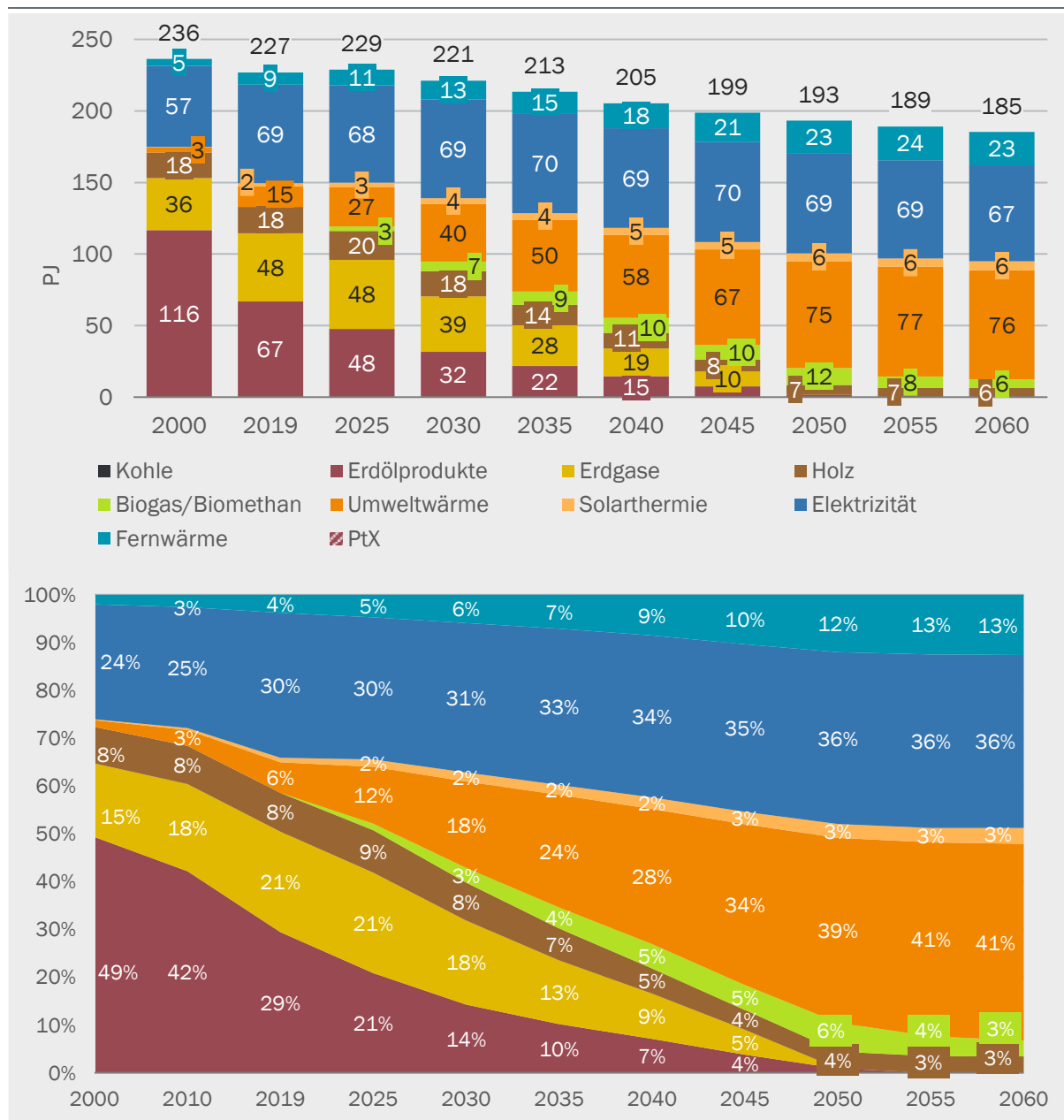
Im Szenariozeitraum setzt sich der Rückgang bei den Mineralölprodukten fort. Der Anteil der Restbestände beträgt in 2050 weniger als 1 %. Nach 2025 nimmt im Szenario ZERO Basis auch der Verbrauchsanteil von Erdgas ab (und auch der absolute Verbrauch in PJ). Im Zeitverlauf wird zunehmend Biomethan dem Erdgas beigemischt. Bis 2050 werden die verbleibenden Gaskessel ausschliesslich mit Biomethan betrieben. Da der Bestand an Gaskesseln nach 2050 weiter rückläufig bleibt, sinkt auch der Einsatz von Biomethan.

Dominiert wird der Energieverbrauch des Haushaltssektor im Jahr 2050 von Strom und der mittels Wärmepumpen genutzten Umweltwärme. Im Vergleich zum Jahr 2019 nimmt auch der Verbrauch an Fernwärme stark zu, der Verbrauchsanteil erhöht sich von 4 % auf 12 % (2060: 13 %).

Ein Verbrauchsanstieg zeigt sich auch bei der Solarthermie, die genutzte Menge bleibt mit 5 bis 6 PJ aber auch langfristig begrenzt. Der Verbrauch an Energieholz verbleibt bis etwa 2030 auf dem Niveau des Jahres 2030 und nimmt dann ab. Die Nutzung von Holz verlagert sich zu

grossen, zentralen Feuerungen, die auch zur Erzeugung negativer THG-Emissionen genutzt werden können.

Abbildung 158: Sektor PHH - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern
Szenario ZERO Basis, in PJ und Struktur in Prozent



Quelle: Prognos AG

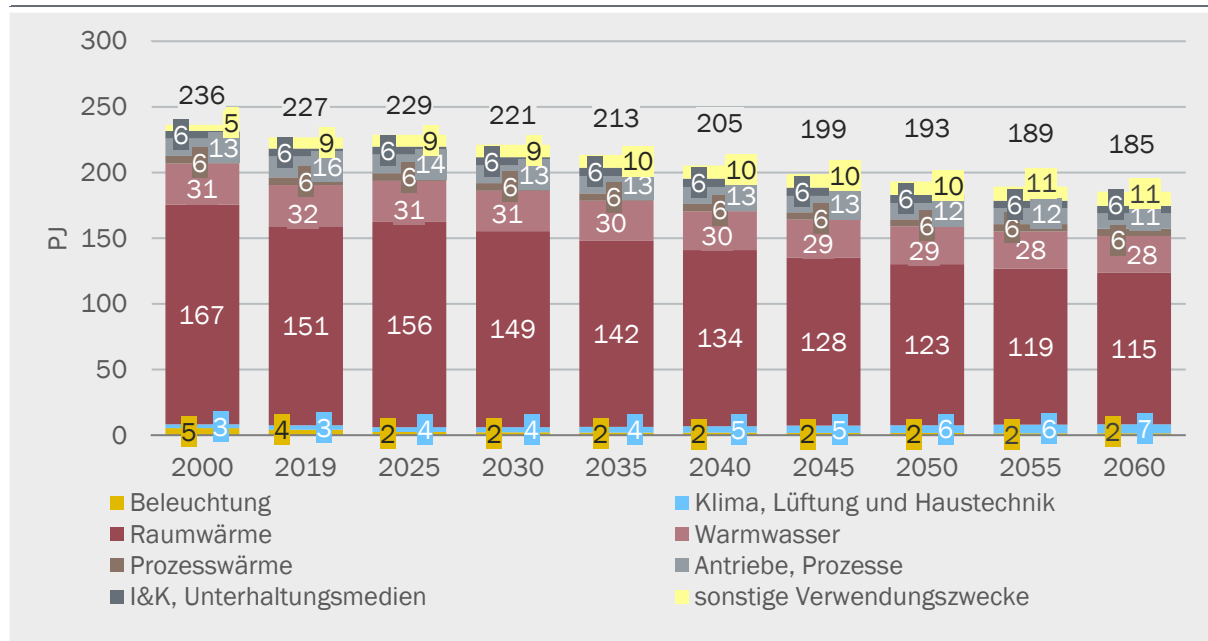
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Verbrauch wird dominiert durch den Verwendungszweck Raumwärme. Der beobachtete Verbrauchsrückgang im Ex-post-Zeitraum ist hauptsächlich auf die gesteigerte Effizienz zur Erzeugung der Raumwärme zurückzuführen. Hingegen nahm der Stromverbrauch für Antriebe und Prozesse sowie sonstigen Verwendungszwecke zu (s. Abbildung 159). Im Szenariozeitraum

beschleunigt sich der Verbrauchrückgang auf 0.5 % p.a. Im Jahr 2050 beträgt der Verbrauch im Szenario ZERO Basis noch 193 PJ, das sind 15 % weniger als im Jahr 2019. Gleichzeitig nimmt die Bevölkerung um 19 % und die Wohnfläche um 24 % zu (s. Kapitel 7.4). Nach 2050 verringert sich der Verbrauch weiter auf 185 PJ im Jahr 2060.

Abbildung 159: Sektor PHH - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken

Szenario ZERO Basis, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Verbrauchsentwicklung der unterschiedenen Verwendungszwecke im Szenarienzeitraum fällt unterschiedlich aus. Über 80 % der Verbrauchsreduktion bis 2050 entfällt auf die Raumwärme, deren Verbrauch im Zeitraum 2019 bis 2050 um 19 % abnimmt. Rückläufig sind auch die Verbräuche für die Erzeugung von Warmwasser (-10 %), die Beleuchtung (-60 %) und Antriebe und Prozesse (-23 %). Die Verbräuche für das Kochen (Prozesswärme) sowie I&K, Unterhaltungsmedien verändern sich im Zeitverlauf nicht wesentlich. Ein weiterer Verbrauchsanstieg zeigt sich in den Bereichen Klima, Lüftung, Haustechnik sowie bei den sonstigen Verwendungszwecken.

Der Anstieg im Bereich Klima, Lüftung, Heiztechnik ist auf das wärmer werdende Klima und den damit verbundenen Anstieg des Kühlbedarfs, die Zunahme an Wohnfläche mit mechanischer Lüftung und dem grösseren Anteil an Flächenheizungen zurückzuführen.⁷⁰ Der Bereich sonstige Verwendungszwecke umfasst verschiedene Kleingeräte wie Staubsauger und Bügeleisen sowie eine Sammelgruppe für nicht erfasste Geräte (z. B. Aquarien, Bohrmaschinen, elektrische Zahnbürsten, Rasierapparate, Mixer, etc.). Der Anstieg ist auf die nicht erfassten Geräte zurückzuführen. Für diese wird je Haushalt ein jährlicher Anstieg von 0.15 % unterstellt.

⁷⁰ Flächenheizungen verfügen über grosse Flächen für die Wärmeübertragung. Aufgrund der grossen Übertragungsflächen können sie mit geringeren Temperaturdifferenzen gegenüber der Raumtemperatur betrieben werden als z. B. konventionellen Heizkörpern. Damit sind sie effizienter als Systeme mit hohen Temperaturdifferenzen.

Nachfolgend wird die Verbrauchsentwicklung in den einzelnen Verwendungszwecken vertieft betrachtet.

Raumwärme

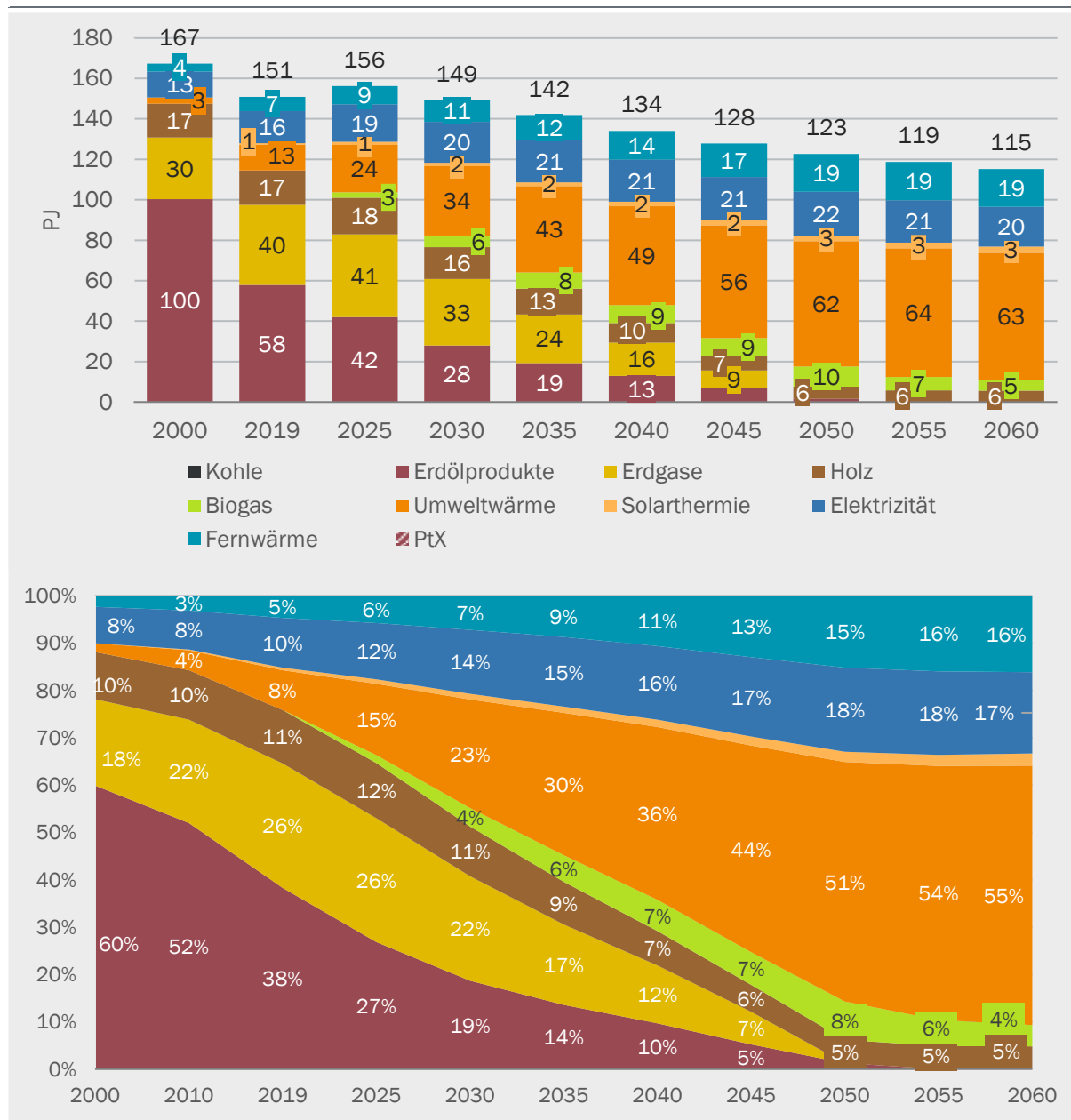
Getrieben durch die Bevölkerungsentwicklung nimmt die Zahl der Wohnungen und der Wohnfläche im Szenariozeitraum weiter zu (Kapitel 7.4.2). Dadurch erhöht sich grundsätzlich auch die Nachfrage nach Raumwärme. Aufgrund der Effizienzfortschritte nimmt der Endenergieverbrauch für Raumwärme dennoch ab. Wichtige Faktoren sind dabei die Effizienzverbesserungen durch energetische Sanierungen, der Abriss alter, wenig effizienter Bestandsgebäude, die effizienter werdenden Wärmeerzeuger aber auch das wärmer werdende Klima.

Im Zeitraum 2019 bis 2050 verringert sich der Raumwärmeverbrauch im Mittel der Jahre um 0.7 % auf 123 PJ. Durch Gebäudeabgänge und energetische Sanierungen nimmt der Raumwärmeverbrauch nach 2050 weiter ab. Aufgrund der Vorgaben zur Beheizungsstruktur der Neubauten, den Substitutionsbeziehungen im Gebäudebestand und der sich daraus ergebenden Veränderung der Beheizungsstruktur (vgl. Abbildung 64 und Abbildung 65) verändert sich die Struktur des Energieverbrauchs für Raumwärme (Abbildung 160). Der Verbrauch der fossilen Energieträger Heizöl, Erdgas und Kohle sinkt langfristig auf null. Die Raumwärme wird im Jahr 2050 überwiegend über Strom und Umweltwärme (Wärmepumpen) sowie Fernwärme gedeckt. Geringe Anteile der Erzeugung entfallen auf Holz und die Solarthermie. Im Jahr 2050 noch verbleibende Gasheizungen werden mit Biomethan betrieben. Dieser Verbrauch nimmt nach 2050 mit dem fortschreitenden Wegfall von Gasheizungen wieder ab. Strombasierte Energieträger werden im Szenario ZERO Basis nicht zur Erzeugung von Raumwärme eingesetzt.

Die Erzeugungsstruktur der Fernwärme ist in Kapitel 8.6.5 beschrieben. Die Nahwärme wird in 2050 zu rund zwei Dritteln mit Grosswärmepumpen erzeugt. Der Rest der Erzeugung entfällt auf die Biomasse (Holz und Biomethan) sowie Solarthermie.

Abbildung 160: Sektor PHH - Entwicklung des Raumwärmeverbrauchs nach Energieträgern

Szenario ZERO Basis, in PJ und Struktur in Prozent



Quelle: Prognos AG

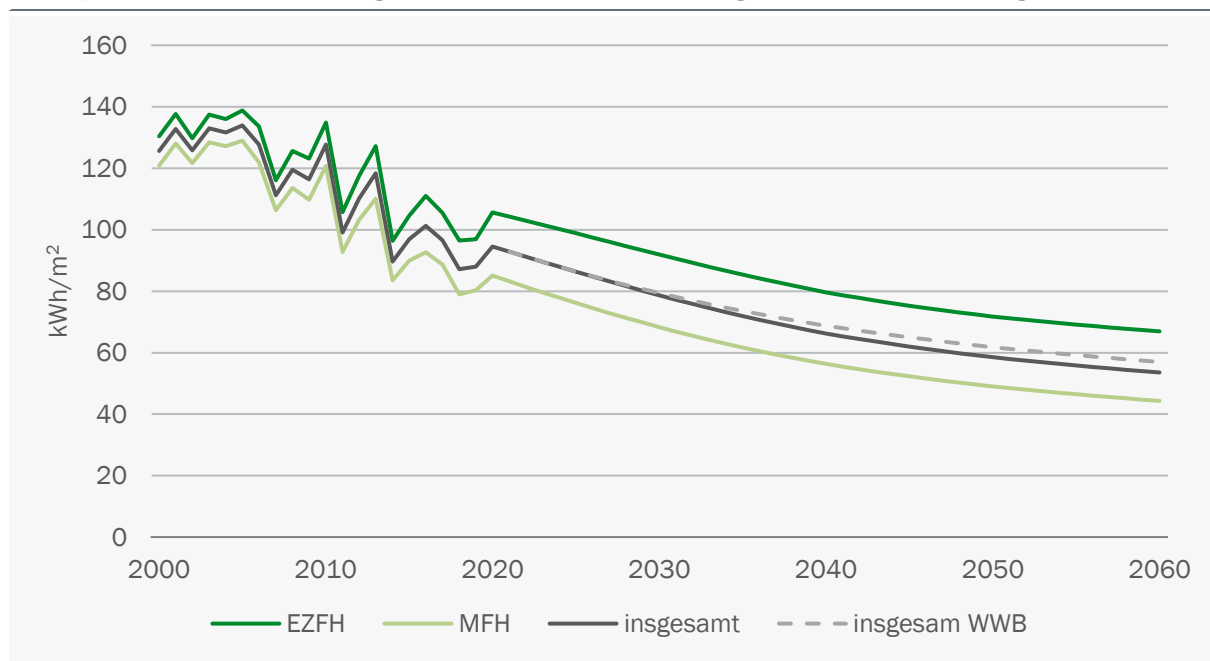
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Unter den im Szenario ZERO getroffenen Annahmen verringert sich der spezifische Raumwärmeverbrauch zum Jahr 2050 auf rund 70 kWh/m² EBF bei den EZFH und rund 50 kWh/m² EBF bei den MFH. Der mittlere Verbrauch über alle Gebäudetypen beträgt 2050 59 kWh/m² (s. Abbildung 161). Bereinigt um den Effekt der Witterung und Klimaerwärmung ergibt sich für den Zeitraum 2019 bis 2050 eine Reduktion des spezifischen Flächenverbrauchs um 36 %.

Im Vergleich zu früheren Szenarien im Rahmen der Energieperspektiven (u. a. Prognos und INFRAS (2012)) fällt der Rückgang des Raumwärmeverbrauchs geringer aus. Dies ist auf verschiedenen Faktoren zurückzuführen: (2019, p. 2019)

- Die zugrunde gelegten Rahmendaten gehen von einer deutlich höheren Steigerung der Bevölkerung aus als die früheren Szenarien.
- Eine Berücksichtigung des Performance Gaps⁷¹ führt zu geringeren Einsparungen bei Sanierungen und höheren Verbrauchswerten bei Neubauten (z. B. Frei et al. (2018), EBP (2019)).
- In den neuen Berechnungen werden Dämmrestriktionen mitberücksichtigt. Gewisse Bauteile sind aufgrund von Dämmrestriktionen nicht oder nur teilweise dämmbar. Dadurch lässt sich der Energieverbrauch weniger reduzieren. Dämmrestriktionen ergeben sich u. a. bei denkmalgeschützten Gebäuden oder durch räumliche Restriktionen (Beuth HS und ifeu, 2012).
- Der verbleibende Zeitraum für zusätzliche Massnahmen bis zum Jahr 2050 wird zusehends kürzer. Im verbleibenden Szenarienzeitraum 2020 bis 2050 können weniger zusätzliche Gebäude modernisiert werden als z. B. bei einem Szenario, bei dem bereits seit 2010 ambitionierte Massnahmen umgesetzt werden.
- Aufgrund der steigenden Effizienz elektrischer Wärmepumpen, die zunehmend auch in teilsanierten Gebäuden mit hoher Effizienz eingesetzt werden können, und dem vorhandenen Potenzial zur Erzeugung erneuerbaren Stroms, kann das THG-Reduktionsziel auch ohne höchsteffiziente, umfassende Sanierungen erreicht werden. Weiterreichende Sanierungen wären zudem mit höheren Kosten im Gebäudesektor verbunden.

Abbildung 161: Sektor PHH – mittlerer spezifischer Verbrauch für Raumwärme nach Gebäudetyp
in kWh/m² EBF, bewohnte Wohnungen, mit Einfluss der Jahreswitterung, ZERO Basis und WWB insgesamt



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

⁷¹ Performance Gap: Hier verstanden als Differenz zwischen dem berechneten Standardbedarf und tatsächlich gemessenem Energieverbrauch bei Gebäuden. Bei alten, ineffizienten Gebäuden ist der tatsächliche Verbrauch oft geringer als der berechnete Bedarf. Bei Neubauten und Sanierungen tritt oftmals ein gegenteiliger Effekt auf, der gemessene Verbrauch liegt über dem vorab berechneten Bedarf. In der EBP-Studie schätzen die Autorinnen und Autoren den Unterschied zwischen dem gemessenen Wärmeverbrauch und dem berechneten Standard-Wärmebedarf des Schweizer Gebäudeparks auf 10 % und 20 %.

Trotz der im Vergleich zu früheren Energieperspektiven vergleichsweise schwächeren Effizienzentwicklung, ist der angestrebte Rückgang unter dem unterstellten Mengenwachstum immer noch als sehr ambitioniert anzuschauen. Die Sanierungsaktivität und auch die Effizienz der durchgeführten Massnahmen muss gegenüber dem IST-Zustand deutlich erhöht werden (vgl. Kapitel 7.4.3).

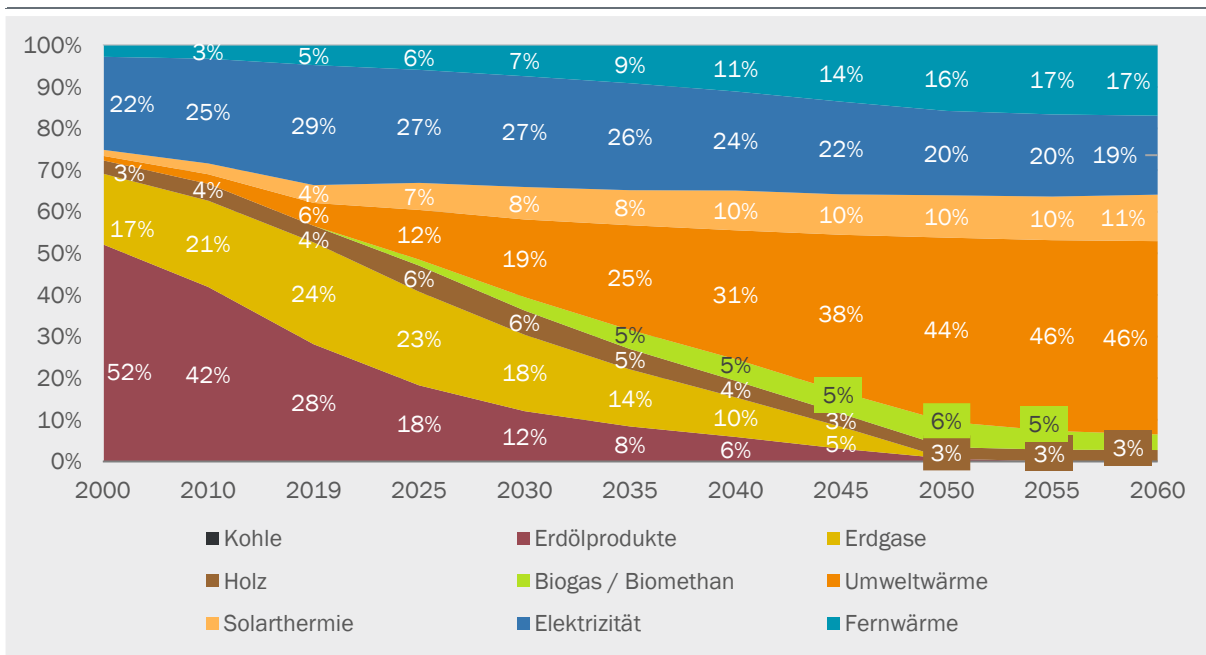
Im Szenario WWB liegt im Jahr 2050 der mittlere spezifische Raumwärmeverbrauch mit 62 kWh/m² EBF nicht wesentlich höher als im Szenario ZERO. Wird jedoch berücksichtigt, dass im Szenario WWB von einer stärkeren Klimaerwärmung ausgegangen wird, ergibt sich ein im Vergleich zum Szenario ZERO 9 % höherer Verbrauchswert. Die vergleichsweise geringe Differenz zwischen den Szenarien ZERO und WWB ist auch darauf zurückzuführen, dass im Szenario WWB bereits verschiedene Effizienzmassnahmen unterstellt sind, u. a. die MuKE 2014 und das Gebäudeprogramm. Zudem haben die Bauteile im Gebäudepark lange Lebensdauern und der Verbrauch ändert sich nur langsam und entsprechend zeigen sich auch nur begrenzte Differenzen zwischen den Entwicklungspfaden.

Warmwasser

Der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser hat sich im Ex-post-Zeitraum 2000 bis 2019 nicht wesentlich verändert. Der verbrauchssteigernde Effekt durch das Bevölkerungswachstum wurde durch die gesteigerte Effizienz der Wärmeerzeugung ausgeglichen. Im Szenario ZERO bleibt der Verbrauch bis 2030 in etwa auf dem Niveau der Jahre 2000 bis 2019. Nach 2030 geht der Verbrauch leicht zurück und liegt im Jahr 2050 mit 29 PJ 10 % unter demjenigen des Jahres 2019. Verbrauchsmindernde Effekte gehen von den effizienteren Wärmeerzeugern, reduzierten Verteilverlusten und verbrauchssparenden Armaturen aus, mit denen der Warmwasserverbrauch pro Kopf reduziert werden kann (Kapitel 7.4.4).

Die Erzeugung des Warmwassers ist in vielen Gebäuden an die Erzeugung der Raumwärme gekoppelt. Aufgrund der Kopplung verändert sich mit der Verschiebung der Energieträgerstruktur der Raumwärmeerzeugung auch diejenige der Warmwassererzeugung (s. Abbildung 162). Im Jahr 2019 wurden noch über 50 % des Warmwassers fossil erzeugt. Bis zum Jahr 2050 wird dieser Anteil durch erneuerbare Energie und Strom ersetzt. Im Jahr 2050 werden rund zwei Drittel des Warmwassers durch Wärmepumpen erzeugt (Strom und Umweltwärme). Darin enthalten sind auch Wärmepumpen von Nahwärmenetzen. Weitere 16 % der Erzeugung entfallen auf die Fernwärme und 10 % auf Solarthermieanlagen. Wie bei der Raumwärme so werden auch beim Warmwasser im Jahr 2050 die verbleibenden Restbestände an Gasheizungen mit Biomethan betrieben. Die Bedeutung von Holz zur Erzeugung des Warmwassers bleibt gering.

Abbildung 162: Sektor PHH – Struktur der Warmwassererzeugung im Szenario ZERO



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Kochen – Prozesswärme und sonstige Küchengeräte

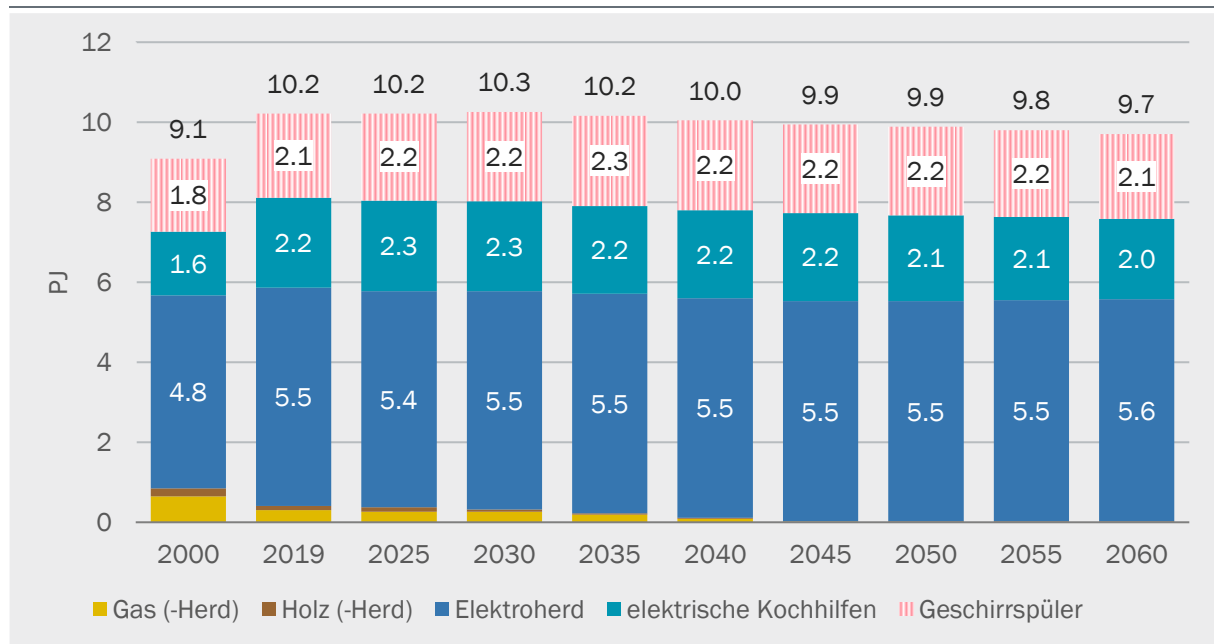
Beim Energieverbrauch für das Kochen werden hier folgende Segmente unterschieden: Kochherde (Elektro, Gas, Holz), elektrische Kochhilfen und der Energieverbrauch der Geschirrspüler. Der Energieverbrauch der Kochherde beinhaltet die Anwendungen Kochen (Herdplatten), Dampfgaren (Steamer) und Backen; dieser Verbrauch entspricht dem Verwendungszweck Prozesswärme.

Zu den Beständen an Holz- und Gasherden sind keine aktuelleren statistischen Grundlagen vorhanden. Unterstellt wird eine Abnahme der Bestände. Holz- und Gasherde sind weniger energieeffizient und weisen im Vergleich zu Elektroherden einen (deutlich) geringeren Bedienungskomfort auf. Bis zum Jahr 2050 werden die Holz- und Gasherde vollständig durch Elektroherde ersetzt. Der Stromverbrauch der Elektroherde verändert sich im Szenario ZERO nicht wesentlich (s. Abbildung 163). Die Zunahme an betriebenen Geräten aufgrund des Bevölkerungswachstums wird kompensiert durch die etwas höhere Geräteeffizienz (u. a. Induktion), die Verlagerung auf Kochhilfen und die etwas abnehmende Gerätenutzung (kleinere Haushalte). Der Energieverbrauch der Kochherde (Summe Elektro, Gas und Holz) nimmt im Zeitraum 2019 bis 2050 um 6 % ab.

Der Verbrauch der Kochhilfen umfasst den Verbrauch von Kaffeemaschinen, Mikrowellen, Toaster, Fritteusen, Dunstabzugshauben und mobiler Kleinöfen (u. a. Grill- und Racletteöfen). Auch in dieser Gerätegruppen wird das Mengenwachstum durch die steigende Effizienz nahezu ausgeglichen. Im Zeitraum 2019 bis 2050 verringert sich der Verbrauch dieser Gerätegruppe um 4 %. Ein bedeutendes Effizienzpotenzial wird u. a. bei den Dunstabzugshauben und den Kaffeemaschinen unterstellt. Der Verbrauch für die Geschirrspüler nimmt aufgrund der steigenden Geräteausstattung bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2019 leicht zu (+5 %).

Insgesamt verringert sich der Energieverbrauch für Kochherde und Küchengeräte von 10.2 PJ im Jahr 2019 auf 9.9 PJ im Jahr 2050 (-3 %).

Abbildung 163: Sektor PHH - Entwicklung des Verbrauchs für das Kochen und für Küchengeräte
Szenario ZERO Basis, in PJ, nach Gerätegruppen



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Stromanwendungen

Der Stromverbrauch im Sektor Private Haushalte hat im Zeitraum 2000 bis 2016 deutlich zugenommen (+12 PJ; +21 %). In den Jahren 2016 bis 2019 stagnierte der Verbrauch bei rund 69 PJ. Im Szenario ZERO Basis verändert sich das Niveau des Stromverbrauchs im Zeitraum 2019 bis 2050 nicht wesentlich (+1 %; s. Abbildung 164 und Tabelle 70).

Der Stromverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme nimmt deutlich zu (+6 PJ; +38%). Dies ist auf die starke Durchdringung des Wärmemarkts mit Wärmepumpen zurückzuführen. Gedämpft wird der Anstieg durch die Effizienz (Gebäude, Anlageneffizienz), aber auch durch den Ersatz konventioneller Stromheizungen, die im Vergleich zu Wärmepumpen sehr ineffizient sind.⁷² Der Stromverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser nimmt im Zeitraum 2019 bis 2050 hingegen ab (-3.4 PJ; -37 %). Hier überwiegt der Effizienzgewinn durch den Ersatz konventioneller Elektroboiler durch die Wärmepumpen.

Der Stromeinsatz im Bereich Klima, Lüftung, Haustechnik nimmt insgesamt deutlich zu (+2.6 PJ; +75 %). Die Zunahme ist hauptsächlich auf den Anstieg für die Klimatisierung zurückzuführen. Dieser nimmt aufgrund des wärmeren Klimas und der zunehmenden Ausstattung mit Klimageräten deutlich zu (+2.9 PJ). Der Verbrauch für die Lüftungsanlagen und die übrige Haustechnik

⁷² Zu berücksichtigen gilt auch, dass das Jahr 2019 mit 3'076 Heizgradtagen vergleichsweise warm war.

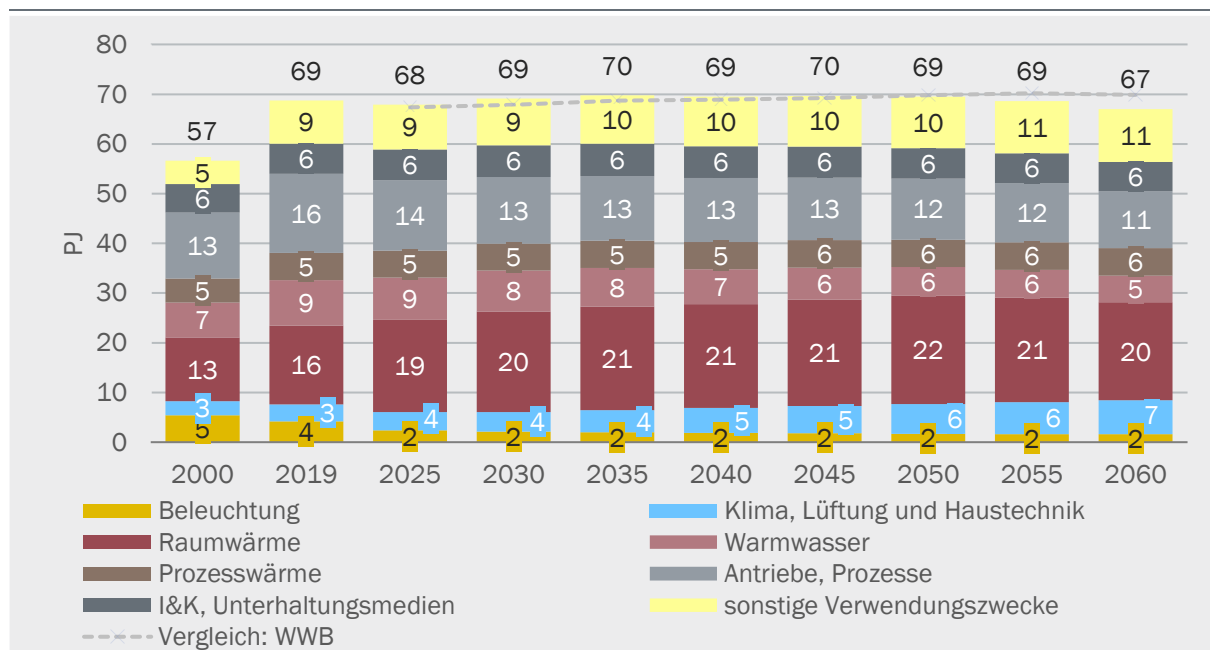
nimmt nur leicht zu, der Hilfsenergieverbrauch für den Betrieb der Wärmeerzeuger und die Wärmeverteilung hingegen leicht ab (-0.5 PJ).

Eine grosse Verbrauchsreduktion zeigt sich bei der Beleuchtung (-2.5 PJ; -60 %). Ursache ist die starke Durchdringung mit LED-Lampen und die verbesserte Effizienz der eingesetzten LED-Lampen. Auch der Stromverbrauch für den Bereich Antriebe und Prozesse nimmt insgesamt deutlich ab (-3.6 PJ; -23 %). Ein Rückgang zeigt sich bei allen unterschiedenen Gerätegruppen. Am stärksten ist der Rückgang bei Kühl- und Gefriergeräten (-1.6 PJ) und bei Waschen und Trocknen (-1.8 PJ). Beim Verwendungszwecke I&K, Unterhaltung verändert sich der Stromeinsatz insgesamt nur geringfügig. In den Segmenten TV, Set-Top-Boxen und Telefonie ist der Verbrauch leicht ansteigend, in den Bereichen Computer (inkl. Monitore, Drucker) und der übrige Unterhaltungsgeräten (Video, Beamer, Radio, Soundsysteme) leicht abnehmend.

Der Stromverbrauch des Segments «übrigen Geräte» nimmt im Zeitraum 2019 bis 2050 deutlich zu (+1.7 PJ). Dies ist auf die Sammelgruppe «sonstige Geräte» zurückzuführen. Darin enthalten sind auch Verbräuche für heute noch nicht bekannte Anwendungen.

Abbildung 164: Sektor PHH - Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verwendungszwecken

Szenario ZERO Basis, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 70: Stromverbrauch nach Anwendungen und Gerätegruppen

im Szenario ZERO Basis, in PJ

	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Raumwärme	12.8	15.8	18.6	20.2	20.9	20.9	21.4	21.8	19.8
Warmwasser	7.0	9.2	8.5	8.2	7.8	7.0	6.5	5.8	5.3
Haustechnik	2.8	3.4	3.6	4.0	4.4	5.0	5.5	6.0	6.8
Hilfsenergie	2.3	2.4	2.4	2.4	2.3	2.2	2.1	1.9	1.6
Klimatisierung	0.1	0.3	0.5	0.9	1.4	2.0	2.6	3.2	4.1
Lüftungsanlagen	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
übrige Haustechnik	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
Beleuchtung	5.4	4.2	2.4	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6
Kochherde (Prozesswärme)	4.8	5.5	5.4	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.6
Antriebe und Prozesse	13.3	15.9	14.2	13.4	13.0	12.8	12.6	12.3	11.4
Kochhilfen, Geschirrspüler	3.4	4.5	4.4	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	4.1
Kühlen und Gefrieren	7.2	6.3	5.5	5.2	5.1	5.0	4.9	4.7	4.2
Kühlgeräte	4.4	4.1	3.7	3.6	3.6	3.5	3.5	3.4	3.0
Gefriergeräte	2.8	2.3	1.9	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2
Waschen und Trocknen	2.7	5.1	4.2	3.7	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1
Waschmaschinen	1.6	2.4	2.1	2.1	2.0	1.9	1.8	1.8	1.6
Trockner	1.1	2.7	2.1	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
I&K, Unterhaltung	5.8	6.0	6.1	6.4	6.5	6.4	6.2	6.1	5.9
TV, Set-Top-Boxen	2.0	2.2	2.4	2.6	2.6	2.6	2.5	2.4	2.3
Computer inkl. Peripherie	1.8	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9
Telefonie, Router	0.5	1.4	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6
übrige Unterhaltungsgeräte	1.5	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0
übrige Geräte	4.7	8.7	9.0	9.4	9.7	10.0	10.2	10.4	10.7
diverse Kleingeräte	1.0	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9
sonstige Geräte (Sammler)	3.7	7.5	7.9	8.3	8.7	9.0	9.2	9.4	9.7
Summe	56.6	68.7	67.9	69.1	69.8	69.5	69.6	69.5	67.0

Quelle: Prognos AG

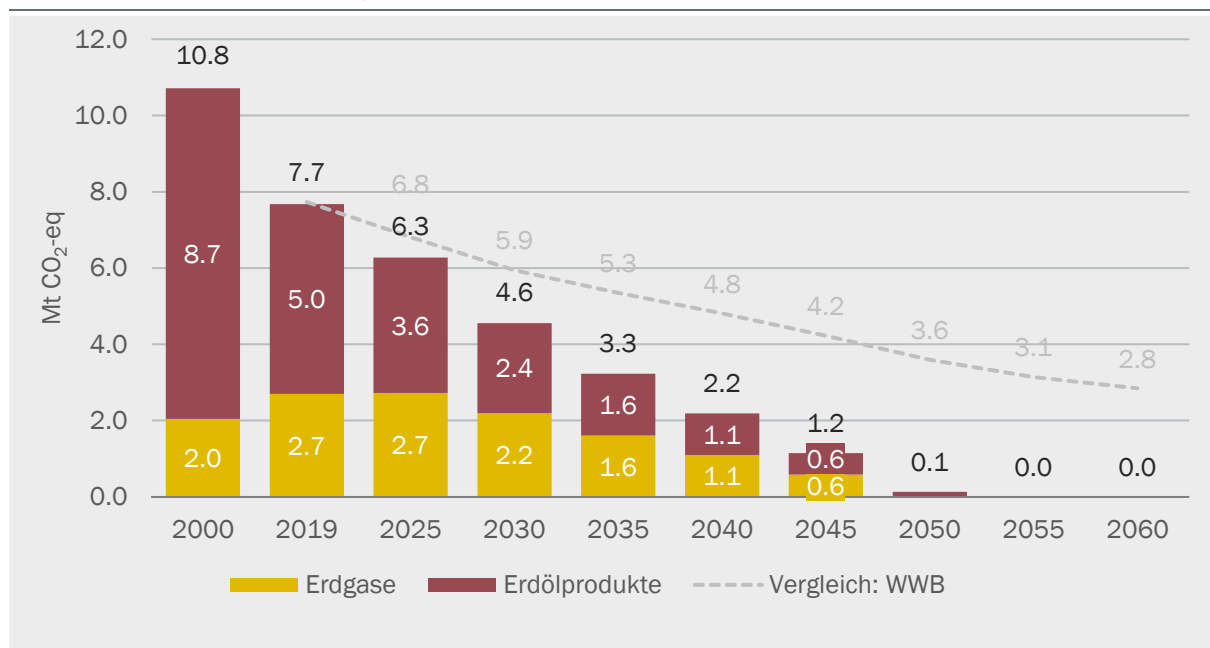
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.5.2 Treibhausgasemissionen

Der Sektor Private Haushalte emittierte im Jahr 1990 11.8 Mt CO₂eq. Die Emissionen verringerten sich über 10.8 Mt CO₂eq im Jahr 2000 auf 7.7 Mt CO₂eq im Jahr 2019 (s. Abbildung 165). Gegenüber 1990 entspricht dies einer Reduktion um 35 %. Die mittlere jährliche Reduktionsrate im Zeitraum 2000 bis 2019 lag bei 1.8 % (-0.2 Mt CO₂eq p.a.). Diese Emissionen bilden die direkten THG-Emissionen nach dem Quellen Prinzip ab. THG-Emissionen der Vorketten und die THG-Emissionen, die bei der Erzeugung des genutzten Stroms und der Fernwärme anfallen, sind hier nicht enthalten. Dies entspricht der Darstellung, die auch im THG-Inventar angewendet wird.

Im Szenario ZERO Basis verringern sich die direkten THG-Emissionen bis 2050 auf nahezu null, es verbleiben minimale Restbestände an fossilen Wärmeerzeugern (0.1 Mt CO₂eq). Diese Anlagen werden im Zeitraum bis 2055 ersetzt, sodass die THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte vollständig vermieden werden. Die jährlichen THG-Reduktionsrate nimmt im Szenariozeitraum deutlich zu und erhöht sich über 4.6 % im Zeitraum 2019 bis 2030 auf 7 % im Zeitraum 2030 bis 2040. Die mittlere jährliche THG-Reduktion liegt nach 2025 bei rund 0.3 Mt CO₂eq.

Abbildung 165: Sektor PHH - Entwicklung der (direkten) THG-Emissionen nach Energieträgern
Szenario ZERO Basis, in Mt CO₂-eq



nicht dargestellt sind die geringen Emissionsmengen durch die Nutzung von Kohle und Biomasse (Holz, Biogas)

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Ex-post-Zeitraum stammte der Grossteil der Emissionen aus der Verbrennung von Heizöl. Durch den starken Substitutionstrend «weg vom Heizöl» nahm die Bedeutung des Heizöls für die Emissionen ab, während der Anteil des Erdgases zunahm. Bis etwa 2030 gleichen sich im Szenario ZERO Basis die Anteile von Heizöl und Erdgas an. Ab etwa 2025 nimmt der Verbrauch von

Erdgas ab, wodurch auch die THG-Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas wieder abnehmen. Die Bedeutung von Kohle und Biomasse für die THG-Emissionen sind vernachlässigbar.⁷³

In Tabelle 71 sind die THG-Emissionen zusätzlich auf die Haupt-Gebäudetypen aufgeteilt. Im Jahr 2019 entfielen schätzungsweise 39 % auf die Ein- und Zweifamilienhäuser, die restlichen 61 % auf die Mehrfamilienhäuser und die übrigen Gebäude mit Wohnungen.

Das Tempo der jährlichen THG-Reduktion nimmt im Szenariozeitraum deutlich zu, unterscheidet sich aber nicht wesentlich zwischen den Gebäudetypen. Dadurch verändern sich auch die Anteile der Gebäudetypen an den Emissionen bis 2045 nicht wesentlich. Die Anteile in 2050 sind von geringer Aussagekraft, da in 2050 die absoluten Emissionen sehr gering sind.

Tabelle 71: THG-Emissionen nach Gebäudetypen im Sektor PHH

im Szenario ZERO Basis, in Mt CO₂eq

	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
EZFH	4.2	3.0	2.5	1.7	1.2	0.8	0.4	0.1	0.0
Erdgase	0.7	0.9	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2	0.0	0.0
Erdölprodukte	3.5	2.1	1.5	1.0	0.7	0.5	0.2	0.1	0.0
übrige Energieträger	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MFH und übrige	6.6	4.7	3.9	2.9	2.1	1.4	0.7	0.1	0.0
Erdgase	1.4	1.8	1.8	1.5	1.1	0.8	0.4	0.0	0.0
Erdölprodukte	5.2	2.9	2.0	1.4	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
übrige Energieträger	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Summe	10.8	7.7	6.3	4.6	3.3	2.2	1.2	0.1	0.0
davon EZFH	39 %	39 %	39 %	37 %	37 %	37 %	38 %	48 %	50 %-
MFH und übrige	61 %	61 %	61 %	63 %	63 %	63 %	62 %	52 %	50 %-

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

⁷³ Die CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung von Biomasse entstehen werden als CO₂-neutral betrachtet, da diese vorgängig beim Wachstum der Pflanzen der Atmosphäre entzogen wurden. Die entstehenden Methan- und Lachgas Emissionen werden miterfasst und sind bei den Ergebnissen bilanziert, die Mengen sind jedoch sehr gering (vgl. Tabelle 71).

8.5.3 Szenarienvergleich Private Haushalte

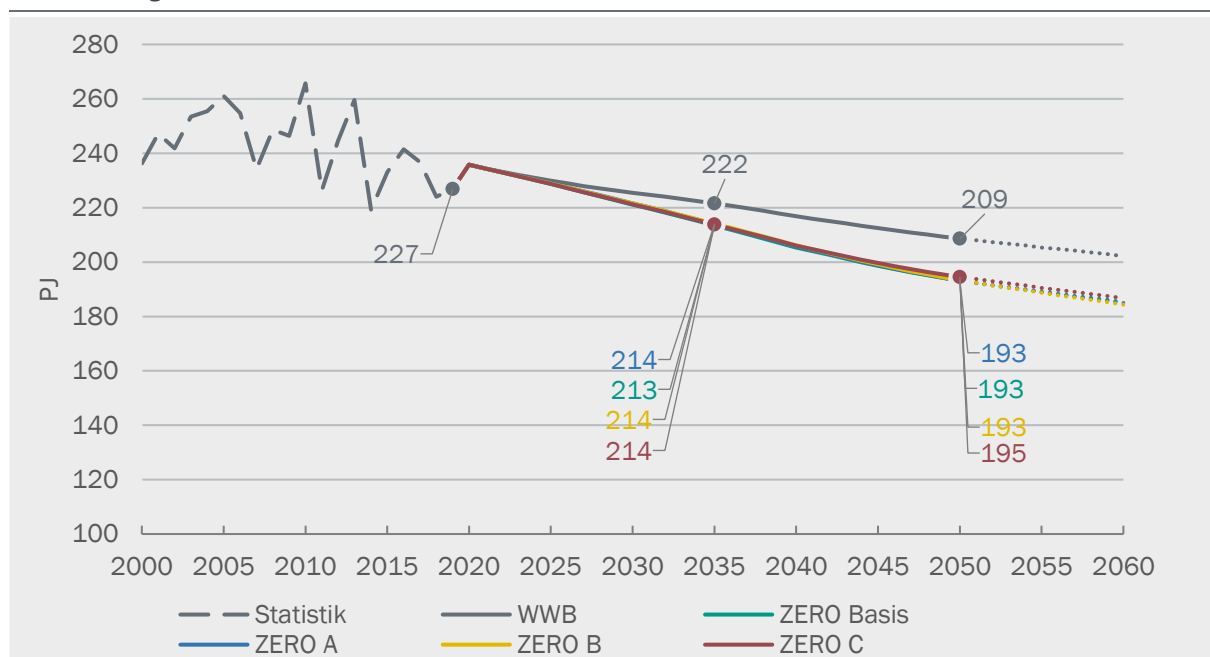
Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse aller Szenarien ist in den auf der Webseite des BFE veröffentlichten Excel-Tabellen enthalten. Hier folgt ein Vergleich der Szenarien bezüglich zentraler Größen und deren Einordnung.

Endenergieverbrauch

Die Varianten des Szenario ZERO gehen grundsätzlich von identischen Annahmen zur Effizienzentwicklung aus. Geringfügige Differenzen ergeben sich aus der abweichenden Beheizungsstruktur und den etwas unterschiedlichen Nutzungsgrade der Wärmeversorger. Im Vergleich zum Szenario WWB wird im Szenario ZERO der Endenergieverbrauch stärker reduziert, bis zum Jahr 2050 ergibt sich eine zusätzliche Einsparung von rund 15 PJ (s. Abbildung 166). Davon entfällt ein Grossteil auf die Raumwärme (7 PJ) und das Warmwasser (4 PJ). Bei den übrigen Verwendungszwecken liegen die Einsparungen im Vergleich zum Szenario WWB zwischen 0.2 PJ bis 1.3 PJ.

Abbildung 166: Sektor PHH - Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

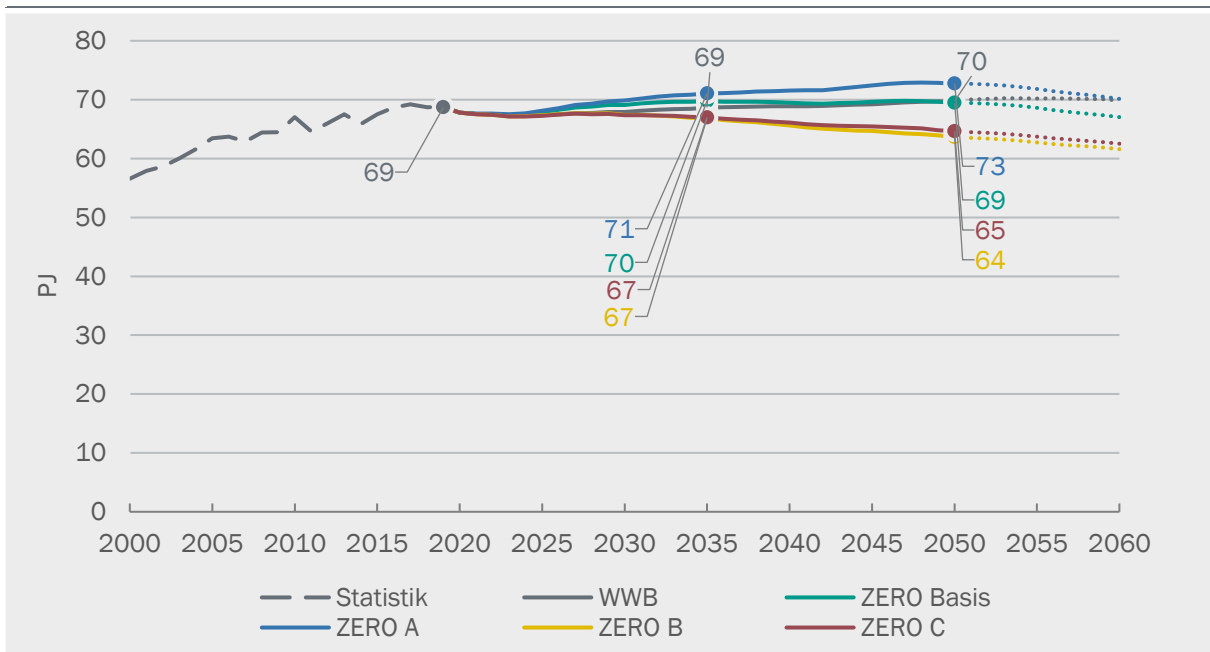
Stromverbrauch

Der Stromverbrauch variiert deutlich zwischen den Szenarien (s. Abbildung 167). Hauptursache für die Unterschiede zwischen den ZERO-Varianten ist die unterschiedliche Bedeutung der Wärmepumpe an den Versorgungsstrukturen für Raumwärme und Warmwasser. Der höchste Stromverbrauch zeigt sich in der Variante ZERO A mit dem Fokus auf dezentrale Wärmepumpen. Bis zum Jahr 2050 steigt der Stromverbrauch auf 73 PJ. In der Gasvariante ZERO B ist der Stromverbrauch am geringsten, im Jahr 2050 beträgt er 64 PJ.

Der Stromverbrauch im Szenario WWB unterscheidet sich bezüglich Verbrauchsniveau bis zum Jahr 2050 nicht wesentlich von den ZERO-Szenarien. Der Verbrauch für Wärmepumpen ist vergleichsweise gering, aber auch die Effizienzentwicklung ist langsamer. Während sich in den ZERO-Szenarien ein Rückgang spätestens ab 2050 zeigt, bleibt der Verbrauch im Szenario WWB bis 2060 nahezu konstant bei rund 70 PJ.

Abbildung 167: Sektor PHH - Entwicklung des Stromverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

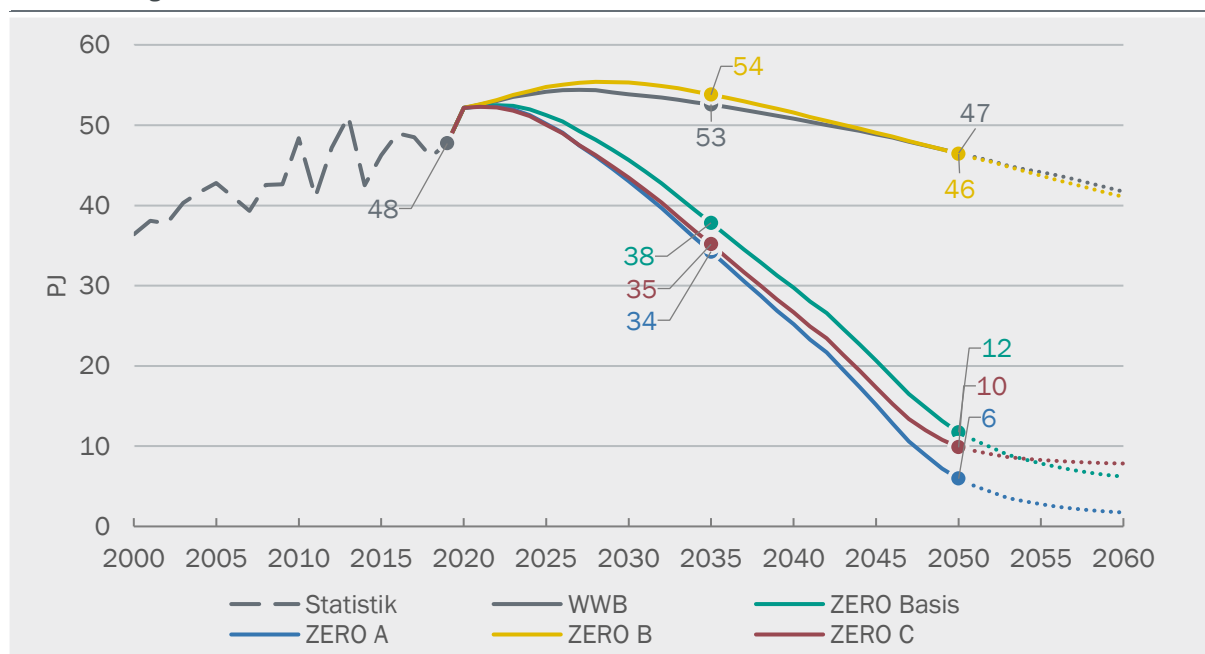
Gasverbrauch

Die Entwicklung des Gasverbrauchs in den Szenarien ist in Abbildung 168 dargestellt. Der abgebildete Gasverbrauch berücksichtigt die Summe aus Erdgas, Biogas (inkl. Biomethan) und strombasiertem Gas (PtMethan). Zwischen den Szenarien zeigen sich sehr deutliche Unterschiede, die hauptsächlich auf die Struktur der Wärmeversorgung zurückzuführen sind. In den Szenarien WWB und ZERO B steigt der Gasverbrauch mittelfristig noch an und beginnt erst nach 2030/2035 langsam abzunehmen. Im Jahr 2050 liegt der mit 46 bis 47 PJ in etwa auf dem Niveau des Jahres 2019. Ursache für die Abnahme sind in beiden Szenarien u. a. die zunehmende Bedeutung der Wärmepumpe, die Gebäudeeffizienz sowie die Klimaerwärmung. In Bezug auf die Struktur der eingesetzten Gase unterscheiden sich die Szenarien WWB und ZERO B hingegen deutlich. Im Szenario WWB wird auch langfristig hauptsächlich fossiles Erdgas eingesetzt; der Biogasanteil steigt langfristig auf rund 10 %. Im Szenario ZERO B wird das fossile Erdgas langfristig vollständig durch Biogas (Anteil 2050: 25 %) und strombasiertes PtMethan (Anteil 2050 75 %) ersetzt.

In den ZERO-Szenarien Basis, A und C nimmt der Gasverbrauch bereits ab 2025 deutlich ab. Im Jahr 2050 liegt der Gasverbrauch in diesen Szenarien zwischen 6 bis 12 PJ. Der Restverbrauch basiert in diesen Szenarien ausschliesslich auf Biogas bzw. Biomethan. In diesen ZERO-Szenarien wird kein strombasiertes PtMethan genutzt.

Abbildung 168: Sektor PHH - Entwicklung des Gasverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Fernwärme

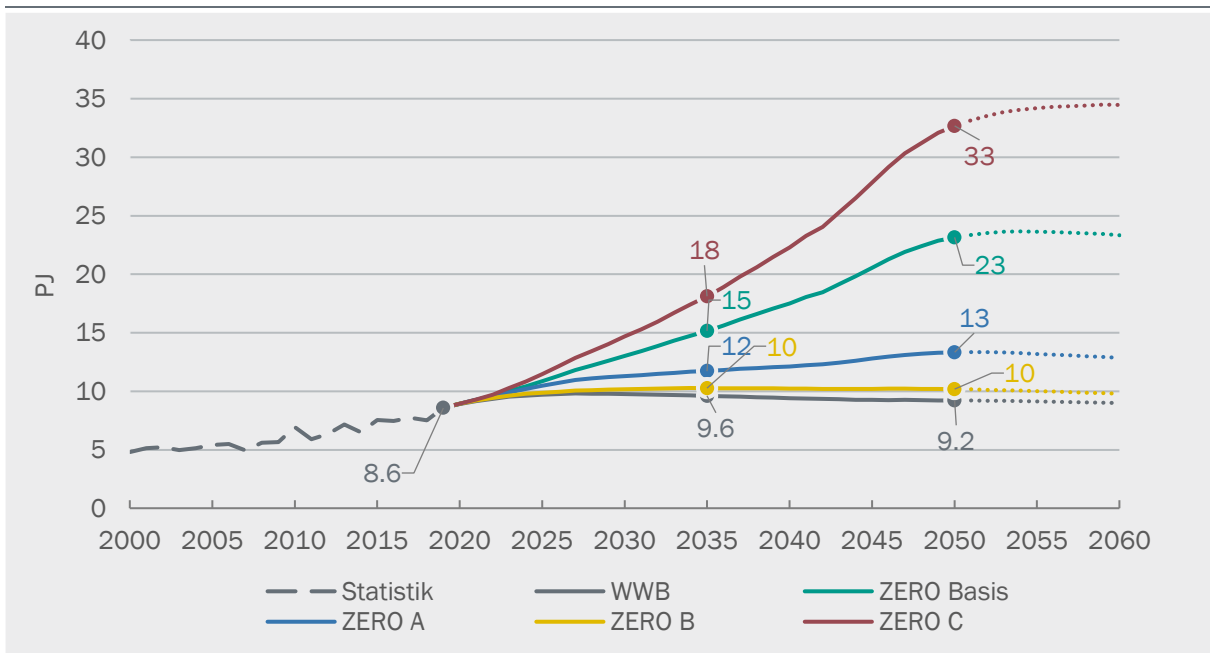
Der Einsatz von Fernwärme im Sektor Private Haushalte hat im Zeitraum von 2000 bis 2019 von 5 PJ auf annähernd 9 PJ zugenommen. Im Szenario WWB und im Szenario ZERO B verbleibt der Verbrauch in etwa auf dem Niveau des Jahres 2019, im Szenario ZERO A steigt er leicht an, auf 13 PJ im Jahr 2050 (s. Abbildung 169).

In den Szenarien ZERO Basis und ZERO C nimmt der Fernwärmeverbrauch hingegen sehr deutlich zu. Am stärksten fällt der Anstieg im Szenario ZERO C mit dem Schwerpunkt auf Wärmenetze aus. Hier steigt der Verbrauch bis 2050 auf 33 PJ (2060: 34 PJ).

In der Abbildung nicht dargestellt ist der Nahwärmeverbrauch, der ebenfalls in ZERO C (auf rund 14 PJ) und ZERO Basis (rund 11 PJ) am stärksten zunimmt.

Abbildung 169: Sektor PHH - Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

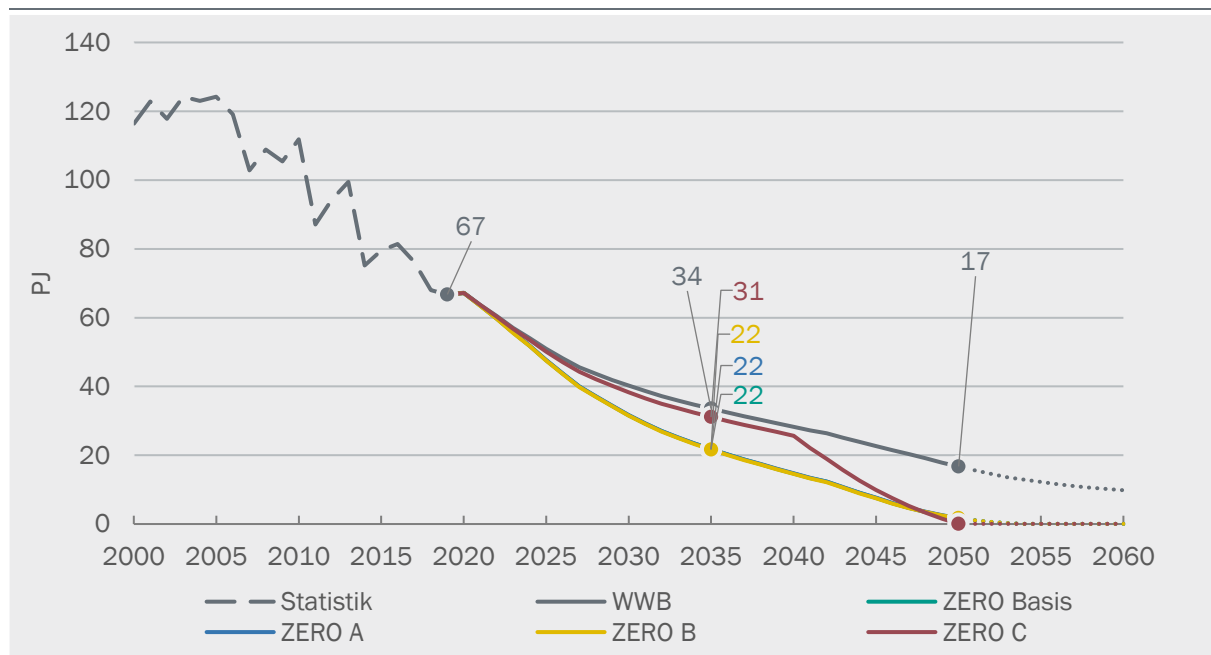
Mineralölprodukte – Heizöl

Der Verbrauch an Mineralölprodukten besteht im Sektor Private Haushalte ausschliesslich aus Heizöl. Der Heizölverbrauch war im Zeitraum 2000 bis 2019 deutlich rückläufig. Dieser Trend setzt sich in den Szenarien fort. Im Szenario WWB verbleibt im Jahr 2050 ein Restbestand von 17 PJ. Nach 2050 nimmt der Verbrauch weiter ab auf noch 10 PJ im Jahr 2060.

In den ZERO Varianten nimmt der Verbrauch noch stärker ab als im Szenario WWB, so dass 2050 noch ein Restverbrauch von 1 bis 2 PJ verbleibt, der nach 2050 auf null fällt. Im Szenario C bleiben geringe Restbestände an Heizölheizungen bis 2050 in Betrieb. Dem Heizöl wird jedoch ab 2040 ein ansteigender Anteil an strombasiertem synthetischem Heizöl beigemischt. Bis zum Jahr 2050 wird im Szenario ZERO C das fossile Heizöl vollständig durch synthetisches Heizöl (PtHel) ersetzt. Dieser Verbrauch ist in der Abbildung 170 nicht dargestellt. Im Jahr 2050 beläuft sich der Verbrauch an PtHel im Szenario ZERO C auf 14 PJ, dies entspricht annähernd dem Heizölverbrauch im Szenario WWB im Jahr 2050.

Abbildung 170: Sektor PHH - Entwicklung des Verbrauchs an Mineralölprodukten

Szenarienvergleich, in PJ



ohne Verbrauch an PtHel im Szenario ZERO C

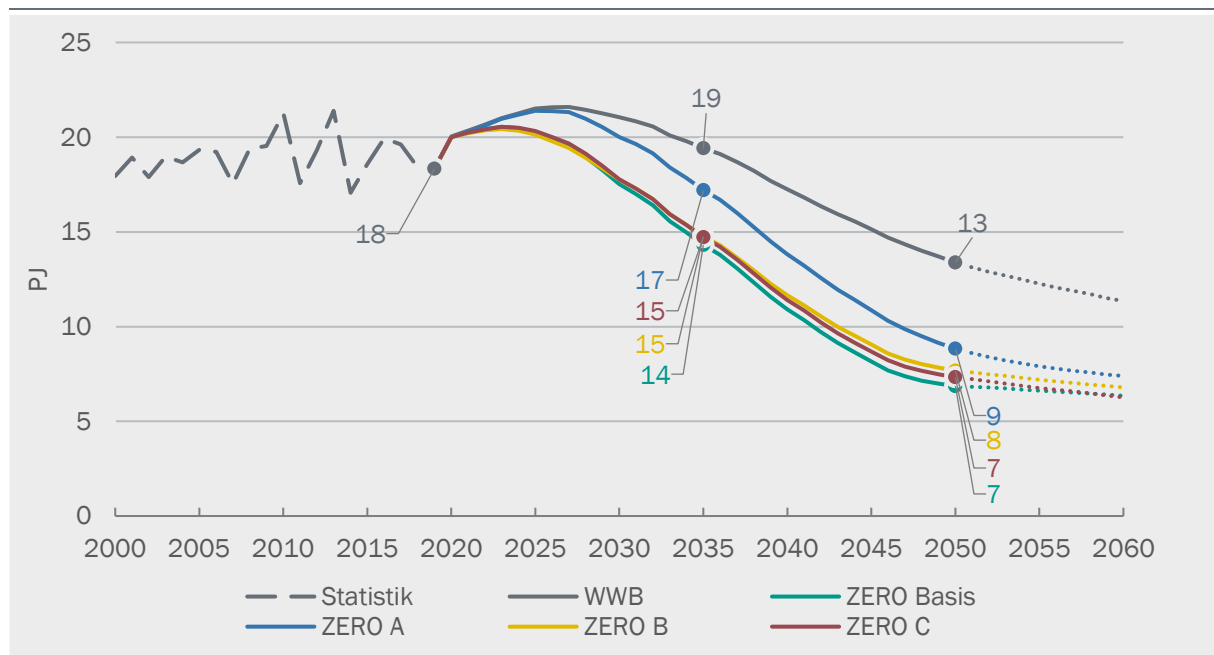
Holz

Der Verbrauch von Holz für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zeigt im Zeitraum 2000 bis 2019 keinen klaren Trend. Bereinigt um die Jahreswitterung zeigt sich ein leichter Anstieg von rund 20 PJ auf 21 PJ. In den Szenarien wird der Verbrauch an Energieholz ab etwa 2025/2030 rückläufig (s. Abbildung 171). Am geringsten ist der Rückgang im Szenario WWB. Ursache für den Rückgang sind die Vorteile der Wärmepumpen gegenüber den Holzheizungen, durch die wird der Anteil der Holzheizungen an der erzeugten Wärme zunehmend reduziert.

In den ZERO-Szenarien fällt der Rückgang stärker aus, im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 7 bis 9 PJ. Ursache sind hier zusätzlich zur Verdrängung durch die Wärmepumpe auch die Verlagerung in andere Verbrauchssektoren. Die Nutzung von Energieholz verlagert sich in den ZERO-Szenarien zunehmend in den Industriesektor (und den Umwandlungssektor). Hier bestehen teilweise weniger CO₂-freie Alternativtechnologien. Zudem kann in grossen Anlagen das CO₂ abge-schieden und gespeichert werden, wodurch negative THG-Emissionen erzeugt werden.

Abbildung 171: Sektor PHH - Entwicklung des Holzverbrauchs

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Strombasierte Energieträger – PtX

Strombasierte Energieträger werden im Haushaltssektor lediglich in den Szenarien ZERO B und ZERO C eingesetzt. Der Einsatz beginnt im Zeitraum 2030 bis 2040 und erreicht jeweils im Jahr 2050 das Maximum (s. Abbildung 172).

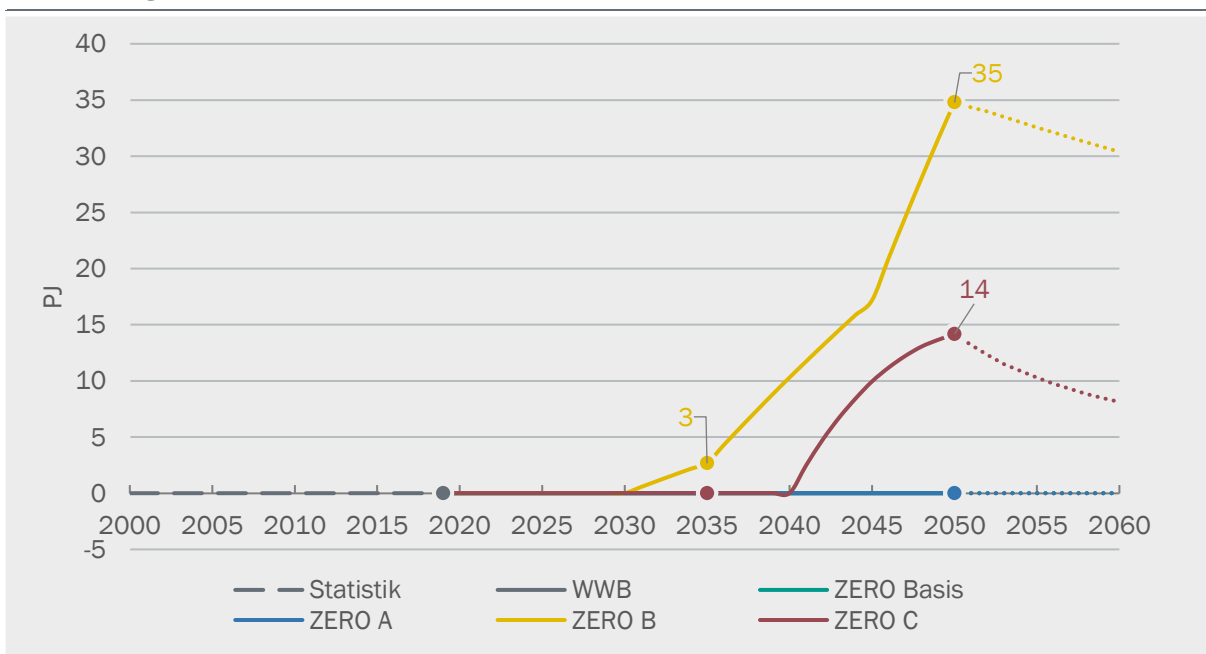
Im Szenario ZERO B wird synthetisches Methan (PtMethan) dem Erdgasnetz beigemischt. Im Jahr 2050 werden 35 PJ synthetisches Methan verbraucht. Nach 2050 wird der Verbrauch wieder rückläufig und liegt im Jahr 2060 bei 30 PJ.

Im Szenario ZERO C wird synthetisches Heizöl (PtHel) genutzt. Der Verbrauch steigt bis auf 14 PJ im Jahr 2050. Auch im Szenario ZERO C nimmt der Verbrauch strombasierter Energieträger nach 2050 wieder ab. Im Jahr 2060 beläuft sich der Verbrauch an synthetischem Heizöl auf noch 8 PJ.

Im Sektor Private Haushalte erfolgt in keinem Szenario ein Einsatz von Wasserstoff, auch nicht im Szenario ZERO B. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass in den Szenarien kein entsprechendes Wasserstoff-Verteilnetz vorgesehen ist.

Abbildung 172: Sektor PHH - Entwicklung des Verbrauchs an strombasierten Energieträgern

Szenarienvergleich, in PJ



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Treibhausgasemissionen

Im Szenario WWB verringern sich die THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte über 5.3 Mt CO₂eq im Jahr 2030 auf 3.6 Mt CO₂eq im Jahr 2050. Trotz des Rückgangs wird im Szenario WWB das Ziel von null THG-Emissionen im Jahr 2050 deutlich verfehlt.

In den ZERO Szenarien wird das THG-Reduktionsziel erreicht, in allen ZERO-Varianten verringern sich die THG-Emissionen bis 2050 auf nahezu null. Nach 2050 verbleiben die THG-Emissionen bei null. Negative Emissionen werden im Haushaltssektor nicht erzeugt. Der Haushaltssektor ist aufgrund seiner dezentralen Struktur und seinen vergleichsweise kleinen Anlagen nicht dazu geeignet.

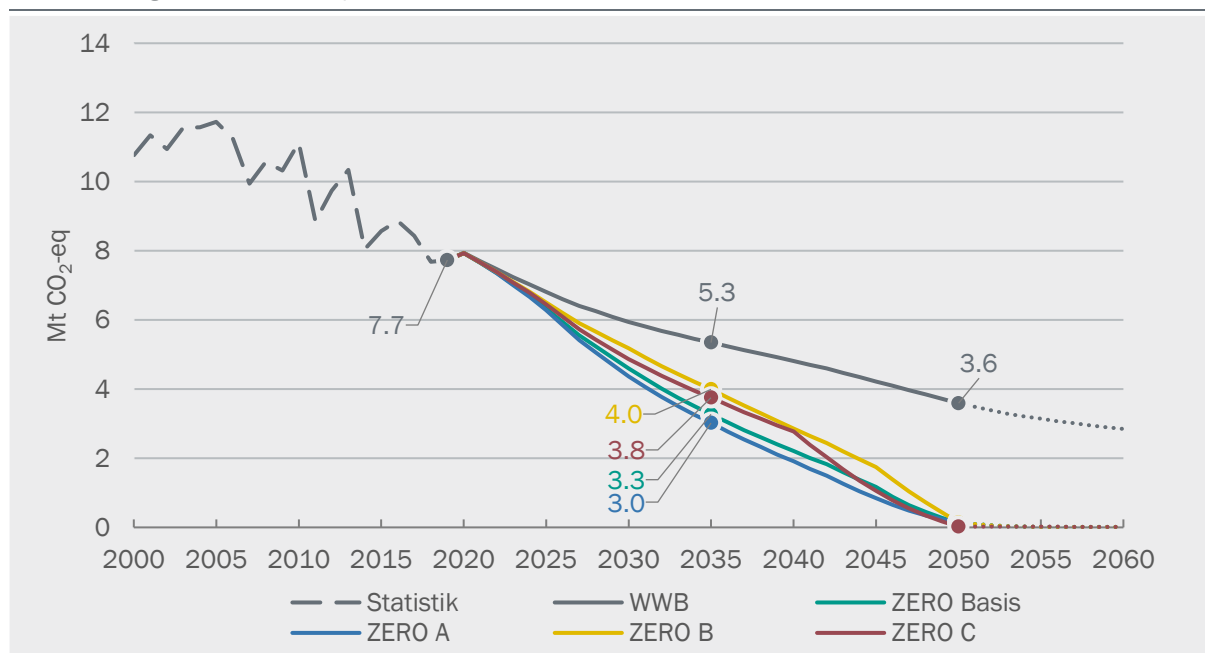
Die Reduktion der THG-Emissionen erfolgt in den Varianten ZERO Basis und ZERO A etwas rascher als in den Szenarien ZERO B und ZERO C. Mit einer früheren und stärkeren Beimischung synthetischer Energieträger könnten auch hier die Emissionen schneller reduziert werden, damit wären aber auch höhere Kosten verbunden.

Aufgrund der früheren und schnelleren THG-Reduktion fallen die im Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierten THG-Emissionen im den Szenarien ZERO Basis und ZERO A am geringsten aus. Die kumulierten THG-Emissionen fallen in der Variante B um rund 14 Mt CO₂eq und in der Variante C um rund 6 Mt CO₂eq höher aus. In der Variante A sind sie hingegen um 6 Mt CO₂eq geringer als in der Basisvariante.

Im Szenario WWB sind im Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierten Emissionen annähernd 60 Mt CO₂eq höher als im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 173: Sektor PHH - Entwicklung der THG-Emissionen

Szenarienvergleich, in Mt CO₂-eq



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.6 Energieumwandlung

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse zur Strom- und Fernwärmeerzeugung beschrieben. Dabei wird zuerst das Szenario ZERO Basis mit der Strategievariante »ausgeglichene Jahresbilanz 2050« dargelegt. Anschliessend werden die weiteren Strategievarianten des Szenarios ZERO Basis, »aktuelle Rahmendaten« und »Richtwerte« beschrieben. Danach werden in gleicher Reihenfolge die Ergebnisse der weiteren Szenariovarianten ZERO A, B und C aufgezeigt und im Anschluss wird das Szenario WWB beschrieben.

8.6.1 Stromerzeugung im Szenario ZERO Basis

Die Modellierung der Strom- und Wärmeerzeugung im Klimazielszenario beruht auf der Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs sowie dem Einsatz von synthetischen Brenn- und Treibstoffen in den Nachfragesektoren unter Erreichung der Klimaziele für 2030 und 2050. Für den Ausbau erneuerbarer Energien werden die Richtwerte im Energiegesetz für 2035 und die Ausbauziele des Bundesrats für 2050 (Bundesrat, 2013) vorgegeben. Für den Ausbau von Wasserkraftwerken werden optimierte Nutzungsbedingungen auf Basis der aktualisierten Potenzialstudie des BFE BFE (2019a) berücksichtigt. Dadurch ergibt sich ein höherer Ausbau als im WWB. Der Charakter der energie- und klimapolitischen Vorgaben für die Schweiz wird im Stromsystem auch für das europäische Ausland unterstellt. Es wird angenommen, dass die langfristigen Klimaziele unter Einhaltung des Klimaabkommens von Paris und damit einer beinahe vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems erreicht wird.

Im Klimazielszenario wurden zudem wie im Referenzszenario zwei Varianten für die Laufzeit von Kernkraftwerken berücksichtigt: In der Variante 50 wird eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren (mit Ausnahme von Mühleberg, Beznau 1 und 2) unterstellt. In Variante 60 wird hingegen eine Laufzeit von 60 Jahren angenommen (mit Ausnahme des Kernkraftwerks Mühleberg).

Landesverbrauch

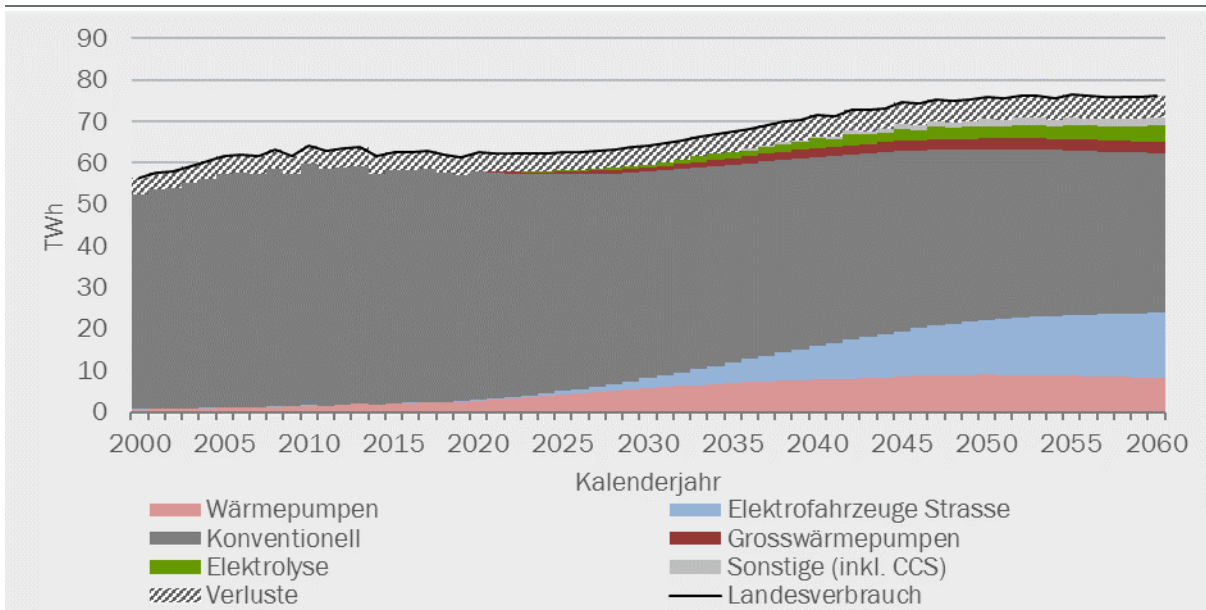
Der Landesverbrauch an Elektrizität ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch für Elektrizität unter zusätzlicher Berücksichtigung der auftretenden Verluste und des im Betrachtungszeitraum steigenden Eigenverbrauchs im Sektor Energieumwandlung. Darin enthalten ist der Stromverbrauch für Grosswärmepumpen 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 inklusive des Verbrauchs der Zubringerpumpen. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Elektrizität im Szenario ZERO Basis wird in Kapitel 8.1.1 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 im Umwandlungssektor steigt bis zum Jahr 2050 auf rund 1.8 TWh. Damit steigt der Landesverbrauch für Elektrizität insgesamt um mehr als 24 % (ggü. 2019) auf rund 76 TWh im Jahr 2050.

Abbildung 174 und Tabelle 72 zeigen die Entwicklung des Landesverbrauchs im Szenario ZERO Basis für die Kernkraftlaufzeitvarianten 50 und 60 Jahre.

Abbildung 174: Landesverbrauch Elektrizität – Szenario ZERO Basis

Entwicklung des jährlichen Landesverbrauchs für Elektrizität nach Anwendungsbereichen im Szenario ZERO Basis (KKW 50 und KKW 60), in TWh



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 72: Landesverbrauch für Elektrizität – Szenario ZERO Basis

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	2055	2060
ZERO Basis	Endenergieverbrauch	52.4	57.2	57.2	57.9	59.6	61.5	62.9	63.2	63.0	62.3
	davon Elektrofahrzeuge (Strasse)	0.1	0.2	0.8	2.4	5.0	8.1	11.0	13.1	14.7	15.7
	davon Wärmepumpen (Gebäude)	0.6	2.4	4.2	5.8	6.9	7.8	8.5	9.0	8.7	8.2
	Elektrolyse, Gross-WP und CCS	0.0	0.0	0.9	1.8	3.1	5.0	6.5	7.4	8.1	8.5
	Verluste	3.9	4.3	4.4	4.5	4.7	5.0	5.2	5.3	5.3	5.3
	Landesverbrauch*	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0	76.4	76.2
WWB	Landesverbrauch*	52.4	57.2	57.2	57.9	59.6	61.5	62.9	63.2	63.0	62.3

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

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 %, dies bedeutet eine Stromerzeugung von 39 TWh. Der Anteil von Wasserkraftwerken an der Landeserzeugung beträgt im Jahr 2050 rund 53 %, das bedeutet eine Stromerzeugung von 45 TWh und einen Anstieg um rund 10 % gegenüber der Erzeugung im Jahr 2019. In der Stromerzeugung verbleiben geringfügige Anteile an fossiler Stromerzeugung durch die fossilen Anteile des eingesetzten Mülls in Kehrichtverwertungsanlagen.

i

Kernenergie-Laufzeiten

Für alle Varianten des Szenarios ZERO und für das Szenario WWB wurden zwei unterschiedliche Laufzeiten der Kernenergie gerechnet: 50 Jahre «KKW 50» und 60 Jahre «KKW 60». 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 (Kernkraftwerk Leibstadt im Jahr 2044) grundsätzlich geringere Stromimporte durch die höhere inländische Erzeugung. 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.

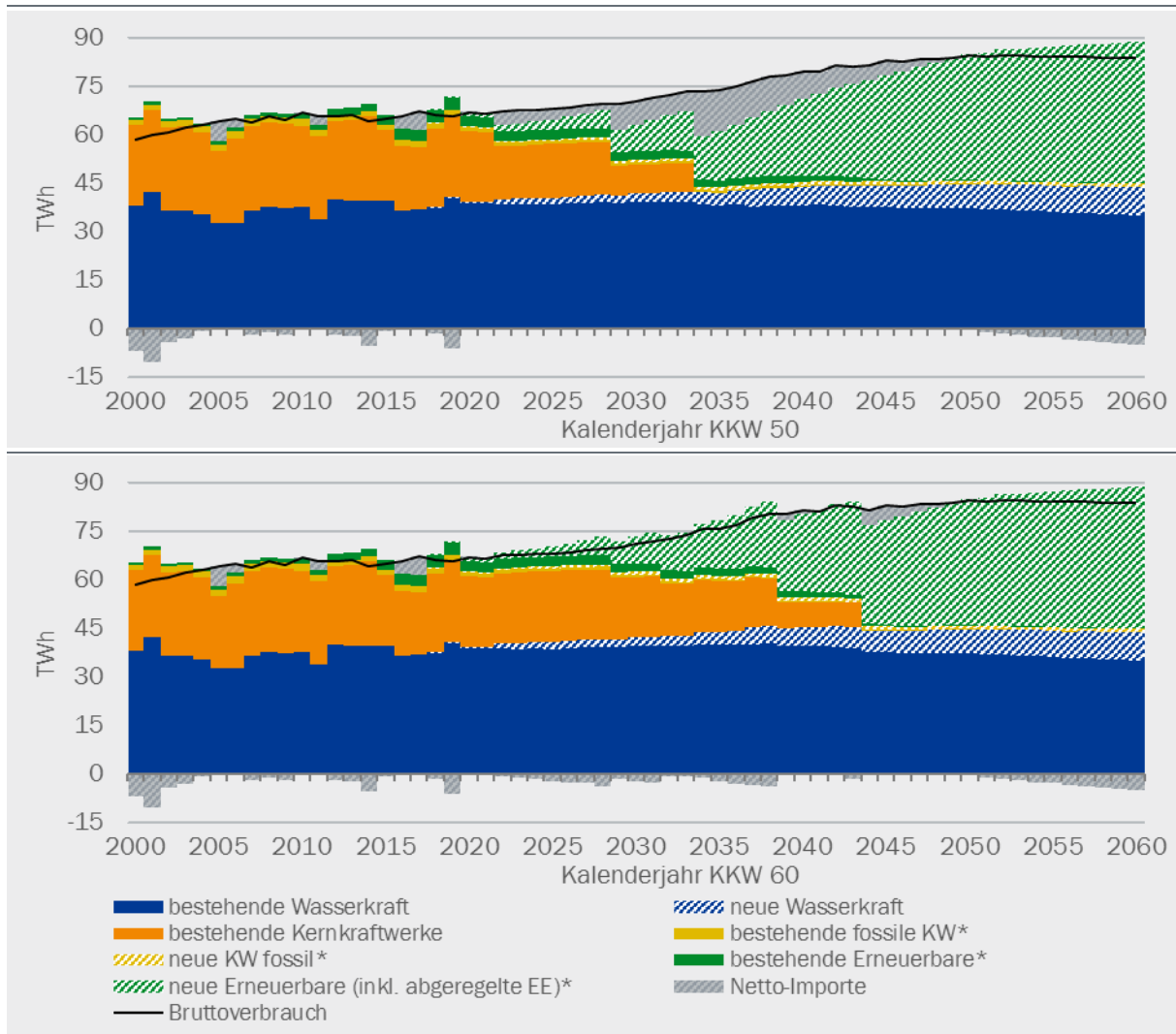
Temporär entsteht in der KKW 50-Variante nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt im Jahr 2034 ein Importsaldo von rund 14 TWh. Der Importsaldo wird im Szenario ZERO Basis mit der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» bis 2050 durch Effizienzmassnahmen, den Ausbau von erneuerbaren 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 175 und Tabelle 73 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung und des Bruttoverbrauchs an Elektrizität in der Schweiz für die Varianten KKW 50 und KKW 60. Der gesamte Verbrauch an Elektrizität berücksichtigt den Landesverbrauch zuzüglich des sich aus dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ergebenden Verbrauchs der Speicherpumpen (inkl. Zubringerpumpen) und beträgt im Jahr 2050 rund 84 TWh.

Der längere Einsatz der Kernkraft in der Variante KKW 60 hat im Wesentlichen Einfluss auf den Importsaldo, der in den Jahren 2025 bis 2040 bedingt durch die entsprechend höhere Produktion von Kernkraft 5 bis 15 TWh geringer ausfällt. Im Jahr 2044, nachdem auch nach der längeren Kernkraftlaufzeit von 60 Jahren das letzte Kernkraftwerk vom Netz gegangen ist, beträgt der Importsaldo noch rund 5 TWh, bis er im Jahr 2050 die Jahresbilanz ausgeglichen wird.

Abbildung 175: Stromerzeugung nach Technologien – Szenario ZERO Basis

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis KKW 50, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

Tabelle 73: Stromverbrauch und Stromerzeugung – Szenario ZERO Basis

Entwicklung im Szenario ZERO Basis mit KKW 50 und mit KKW 60, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
ZERO Basis KKW 50	Wasserkraftwerke	37.9	40.6	40.4	41.7	41.9	43.8	44.2	44.7	44.1	43.8
	Kernkraftwerke	24.9	25.3	16.6	8.8	0.0	0.0	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	1.0	1.0
	Erneuerbare*/**	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.8	32.9	39.1	42.0	43.9
	Landeserzeugung (brutto)	65.3	71.9	64.6	63.0	60.9	71.0	78.4	84.8	87.2	88.7
	Verbrauch Speicher- pumpen	-2.0	-4.1	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5	-7.9	-7.6
	Landeserzeugung (netto)	63.4	67.8	59.4	56.7	54.8	63.0	70.0	76.4	79.3	81.1
	Importsaldo	-7.1	-6.3	3.2	7.5	12.7	8.5	4.5	-0.4	-3.0	-5.0
	Landesverbrauch	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0	76.4	76.2
	Gesamter Verbrauch inkl. Speicherpumpen	58.3	65.6	67.8	70.4	73.5	79.5	82.9	84.4	84.3	83.7
ZERO Basis KKW 60	Wasserkraftwerke	37.9	40.6	40.5	42.1	43.8	45.3	44.2	44.7	44.1	43.8
	Kernkraftwerke	24.9	25.3	22.1	18.7	15.6	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fossile KW*	1.7	1.9	1.5	1.5	1.6	1.4	1.2	1.0	1.0	1.0
	Erneuerbare*/**	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.7	32.9	39.1	42.0	43.9
	Landeserzeugung (brutto)	65.3	71.9	70.1	73.2	78.4	80.2	78.4	84.8	87.2	88.7
	Verbrauch Speicher- pumpen	-2.0	-4.1	-5.4	-6.7	-8.4	-9.8	-8.3	-8.5	-7.9	-7.6
	Landeserzeugung (netto)	63.4	67.8	64.7	66.5	70.0	70.3	70.0	76.4	79.3	81.1
	Importsaldo	-7.1	-6.3	-2.2	-2.4	-2.6	1.1	4.5	-0.4	-3.0	-5.0
	Landesverbrauch	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0	76.4	76.2
	Gesamter Verbrauch inkl. Speicherpumpen	58.3	65.6	67.9	70.9	75.8	81.3	82.9	84.4	84.3	83.7

* gekoppelt und ungekoppelt

** unter Abzug abgeregelter Strommengen

Farbskala: leicht höherer Wert ggü. KKW 50 | deutlich höherer Wert ggü. KKW 50 |

leicht geringerer Wert ggü. KKW 50 | deutlich geringerer Wert ggü. KKW 50

Quelle: Prognos AG

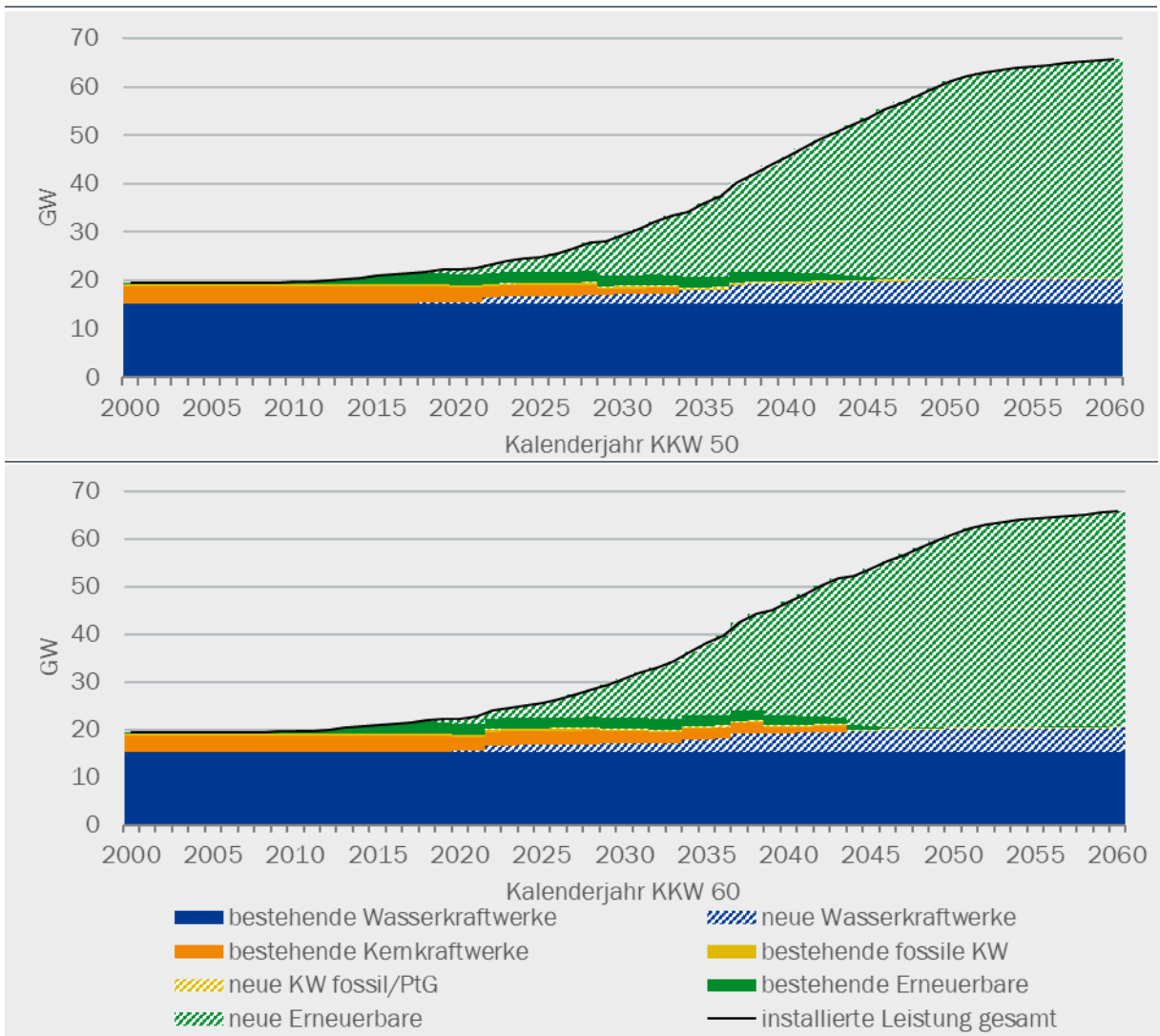
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 176 und Tabelle 74 zeigen die Entwicklung der installierten Leistung des Kraftwerksparks der Schweiz. Der Unterschied in den KKW-Laufzeiten 50 und 60 Jahre besteht in der laufzeitbedingt höheren Kernkraft-Kapazität in den Jahren 2025 bis 2040 und der dadurch erhöhten Gesamtkapazität bei identischer sonstiger Kapazitätsentwicklung.

Abbildung 176: Installierte Leistung nach Technologien Szenario ZERO Basis

Entwicklung der installierten Leistung nach Technologien im Szenario ZERO Basis KKW 50 und KKW 60, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 74: Installierte Leistung nach Technologien Szenario ZERO Basis

im Szenario ZERO Basis KKW 50 und 60, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
ZERO Basis	Wasserkraftwerke	15.3	15.3	16.7	17.1	18.0	19.3	19.7	20.0	20.2	20.3
	Kernkraftwerke KKW 50	3.3	3.3	2.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kernkraftwerke KKW 60	3.3	3.3	3.0	2.6	2.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fossile KW*	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
	Erneuerbare*	0.3	3.0	5.4	10.5	17.3	25.8	33.6	40.7	43.7	45.2
	davon Photovoltaik	0.0	2.5	4.8	9.8	16.2	24.1	31.0	37.5	40.4	41.9
	davon Windenergie	0.0	0.1	0.2	0.3	0.6	1.2	1.7	2.2	2.3	2.3
	davon gekoppelte Erzeugung	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.6	0.8	1.0	1.0	1.0
	installierte Leistung gesamt KKW 50	19.4	22.2	24.9	29.4	35.8	45.5	53.6	61.0	64.2	65.8
	installierte Leistung gesamt KKW 60	19.4	22.2	25.6	30.8	38	46.8	53.6	61	64.2	65.8
WWB	installierte Leistung gesamt	19.4	22.2	24.5	26.8	26.4	27.4	28.9	30.8	35.1	38.8

* gekoppelt und ungekoppelt

Farbskala: höherer Wert in KKW 60 ggü. KKW50

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Winter-/Sommerbilanz

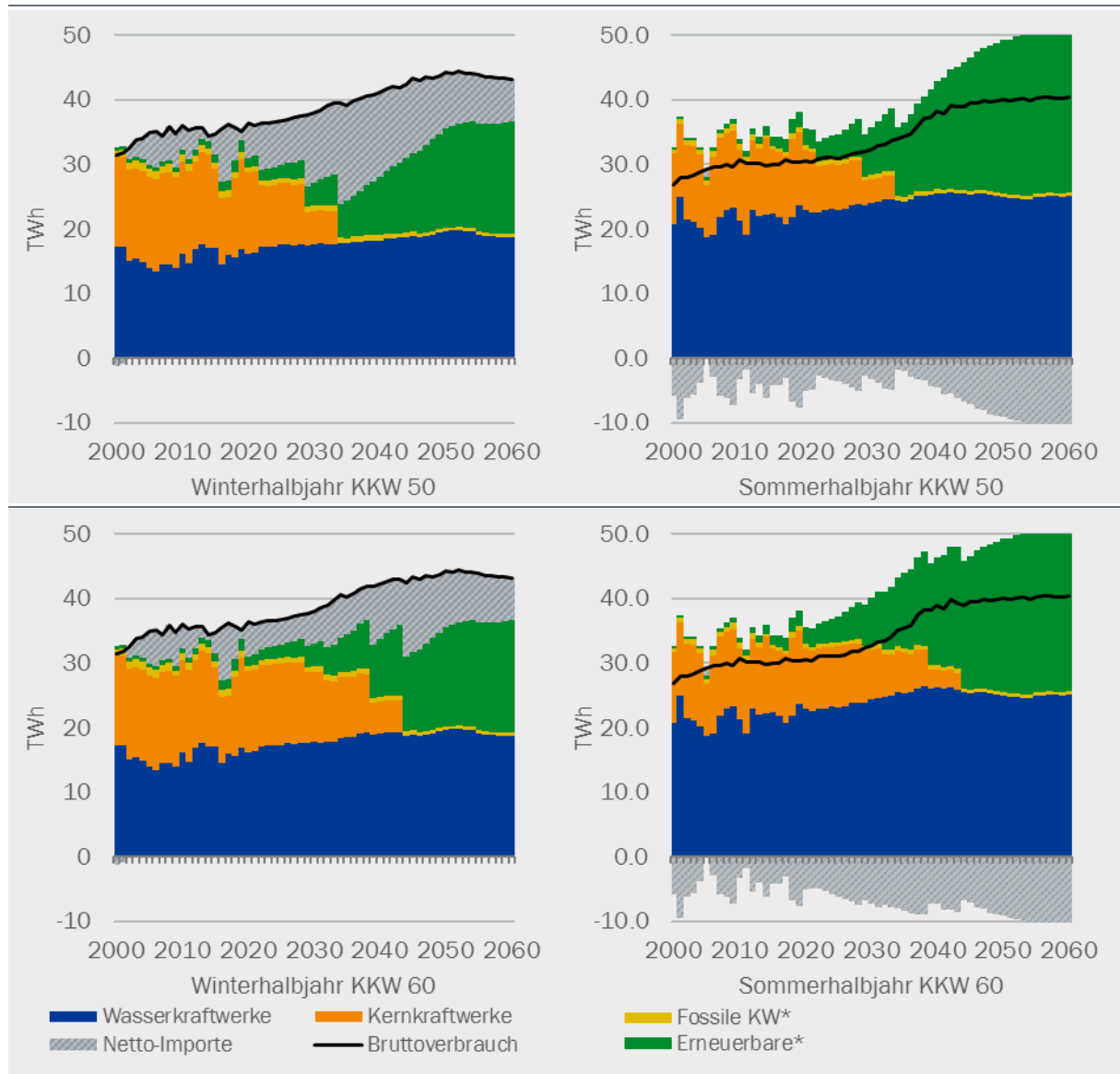
Durch den hohen Anteil von Wasserkraftwerken an der Stromerzeugung weist die Schweiz in der Regel bereits heute im Winterhalbjahr einen Importsaldo auf und ist im Sommer Nettoexporteur. Diese Situation verstärkt sich durch die Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke und den steigenden Strombedarf. Langfristig sinkt jedoch der Importsaldo im Winterhalbjahr durch den Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Abbildung 177). 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 31 %.

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

Abbildung 177: Winter-/Sommerbilanz – Szenario ZERO Basis

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



* gekoppelt und ungekoppelt

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 hoher gesellschaftlicher Akzeptanz, umfangreichen inländischen Potenzialen und weiter sinkenden Gestehungskosten 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 TWh⁷⁴ (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 Gestehungskosten von Windkraftanlagen sind jedoch an guten Standorten im Vergleich mit anderen Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung tief und liegen langfristig in der Grössenordnung 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. Mit Blick 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, die 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, die im

⁷⁴ 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.

Hinblick auf das Ziel von netto null Treibhausgasemissionen soweit möglich durch CCS abgeschieden und gespeichert werden müssen.

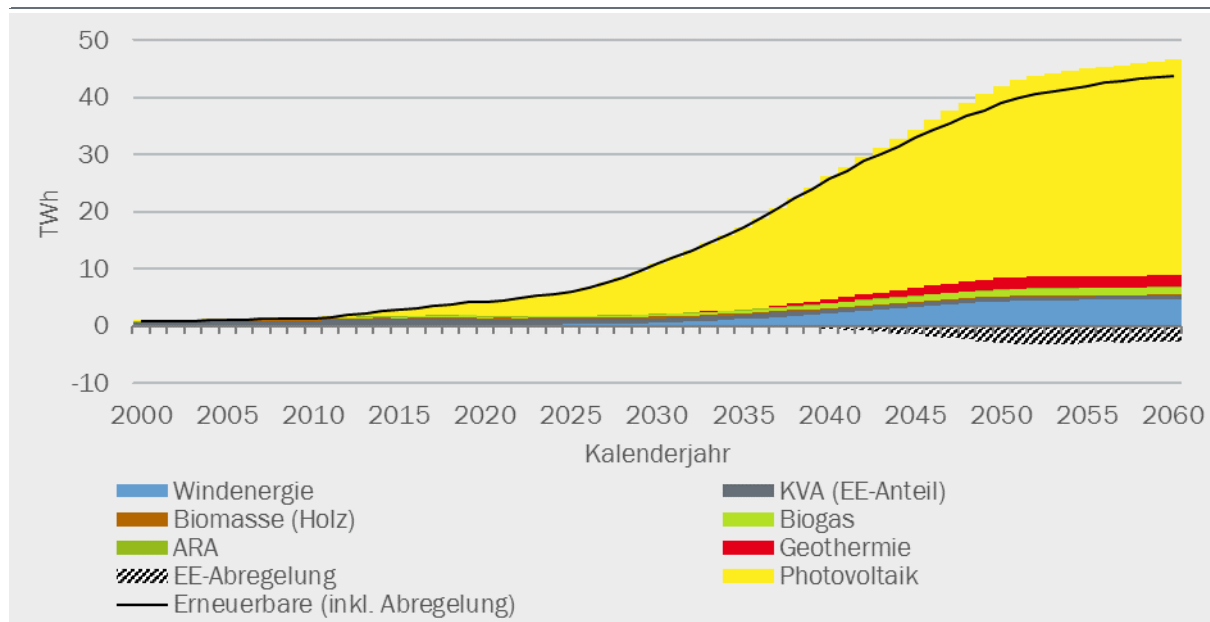
Durch den steigenden Winteranteil der Photovoltaik-Anlagen und die hohe Flexibilität im Stromsystem der Schweiz belaufen sich die abgeregelten Strommengen trotz des umfassenden Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2050 auf Basis der durchgeführten Analysen auf rund 7 % (bzw. 3 TWh) der erneuerbaren Stromerzeugung. Bei den Modellierungen wurde die Schweiz, genauso wie weitere europäische Länder, als Kupferplatte modelliert.

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 gemäss Botschaft des Bundesrats zum Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 von 24.2 TWh im Jahr 2050. Der Richtwert aus dem EnG und die Ausbauziele gemäss 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 178 und Tabelle 75 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien im Szenario ZERO Basis für die Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050».

Abbildung 178: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario ZERO Basis

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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 75: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario ZERO Basis

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	2055	2060
ZERO Basis	Photovoltaik	0.0	2.2	4.3	8.7	14.4	21.5	27.8	33.6	36.3	37.7
	Windenergie	0.0	0.1	0.3	0.6	1.2	2.2	3.4	4.3	4.6	4.7
	Biomasse (Holz)	0.0	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	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	1.3	1.3
	ARA	0.1	0.1	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	0.7	0.7
	Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.3	2.0	2.0	2.0
	EE-Abregelung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	-1.5	-3.0	-3.0	-2.7
	Erneuerbare Energien*	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.8	32.9	39.1	42.0	43.9
WWB	Erneuerbare Energien*	0.8	4.2	5.9	8.7	9.5	10.3	11.6	13.3	36.3	37.7

* unter Abzug abgeregelter Strommengen

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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.

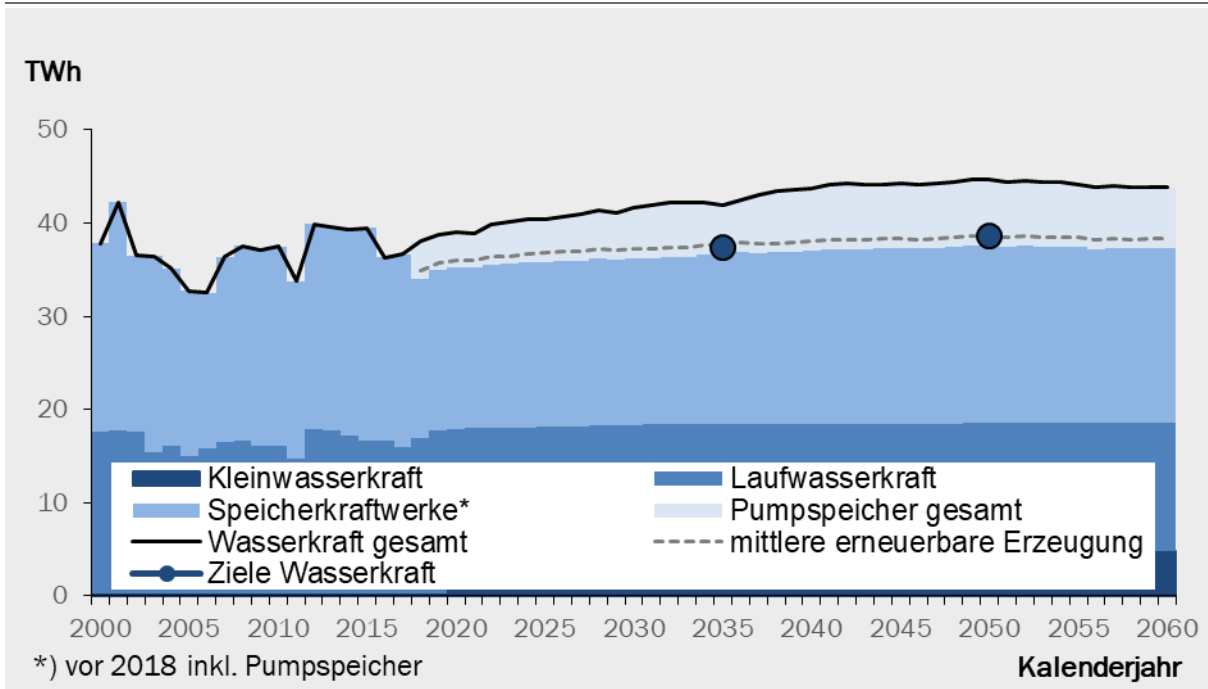
Der Richtwert zum Ausbau der Wasserkraft (mittlere erneuerbare Stromproduktion) von 37.4 TWh im Jahr 2035 aus dem EnG wird knapp erreicht. Knapp erreicht wird auch das Ausbauziel für die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken aus der Botschaft des Bundesrats zur ES 2050 von 38.6 TWh im Jahr 2050.

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 179 und Tabelle 76 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und des Verbrauchs der Speicherpumpen in der Schweiz.

Abbildung 179: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario ZERO Basis

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



* bis 2019 inkl. Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 76: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario ZERO Basis

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	2055	2060
ZERO Basis	Kleinwasserkraft		3.4	3.7	3.9	4.1	4.1	4.3	4.5	4.6	4.8
	Speicherkraftwerke*	20.3	22.9	17.7	17.9	18.2	18.6	18.9	19.0	18.9	18.8
	Laufwasserkraft	17.4	14.3	14.4	14.4	14.4	14.4	14.2	14.1	13.9	13.7
	Pumpspeicher			3.7	4.5	4.4	5.8	6.0	6.2	5.8	5.6
	Wasserkraft gesamt	37.9	37.8	39.5	40.8	41.0	42.9	43.3	43.8	43.3	43.0
	Verbrauch Speicherpumpen		-4.2	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5	-7.9	-7.6
	nachrichtlich: mittlere erneuerbare Stromerzeugung			36.8	37.2	37.6	38.1	38.3	38.6	38.4	38.4
WWB	Wasserkraft gesamt	37.9	40.6	39.9	40.4	39.6	39.3	39.0	38.9	38.7	38.2

* bis 2019 inkl. Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 Stromimporte 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).

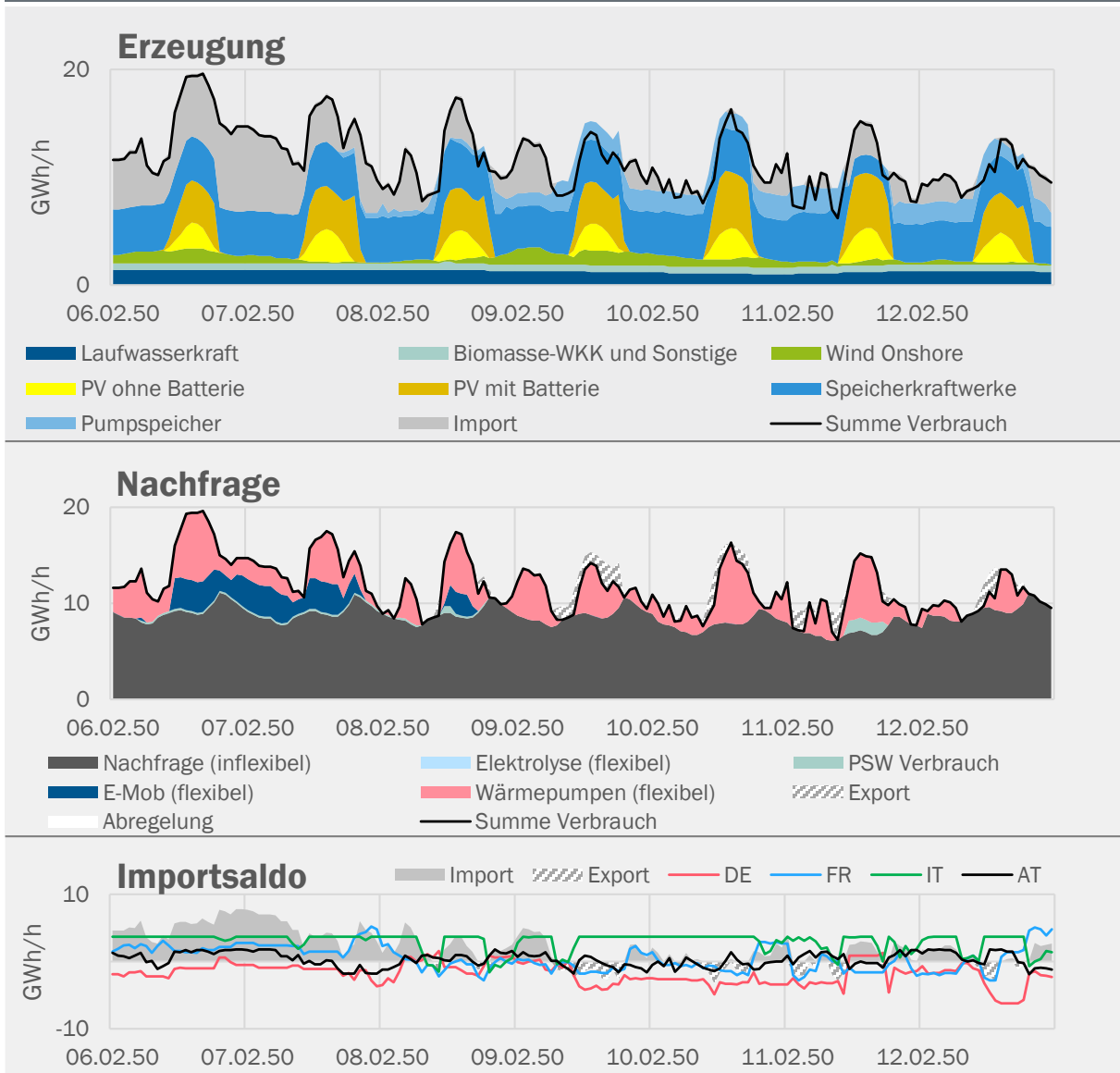
Abbildung 180 zeigt diese Effekte für eine Woche im Winter des Jahres 2050 im Szenario ZERO Basis. Flexible Verbraucher verschieben ihren Strombedarf soweit möglich an den Beginn der Periode (mit hoher Wind-Erzeugung im Ausland). Die Auslastung der Speicherkraftwerke ist durchgehend hoch und steigt durch 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 181 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 180: Stündliche Stromerzeugung (Winterhalbjahr) - Szenario ZERO Basis

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

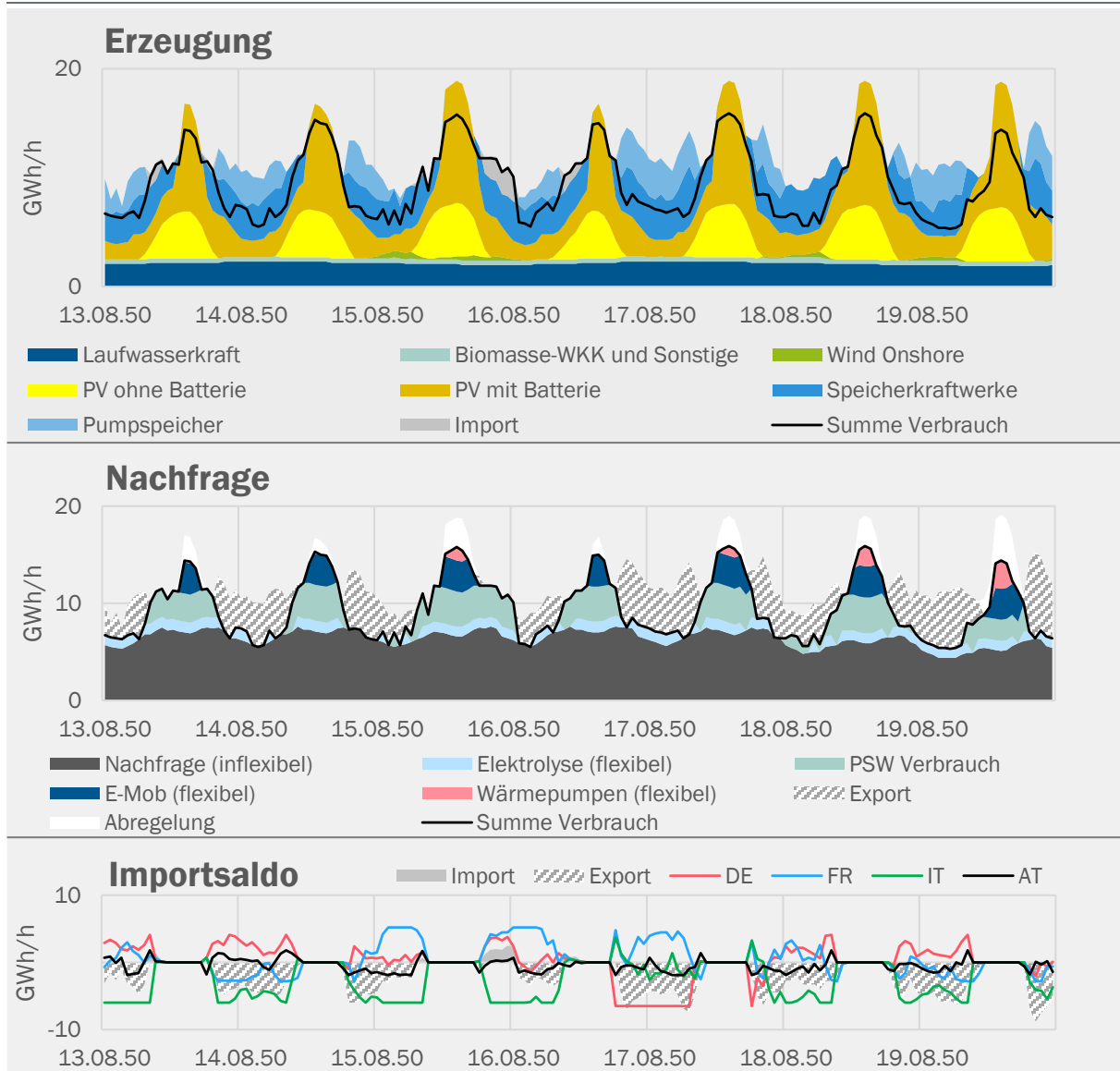


Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 181: Stündliche Stromerzeugung (Sommerhalbjahr) – Szenario ZERO Basis

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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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

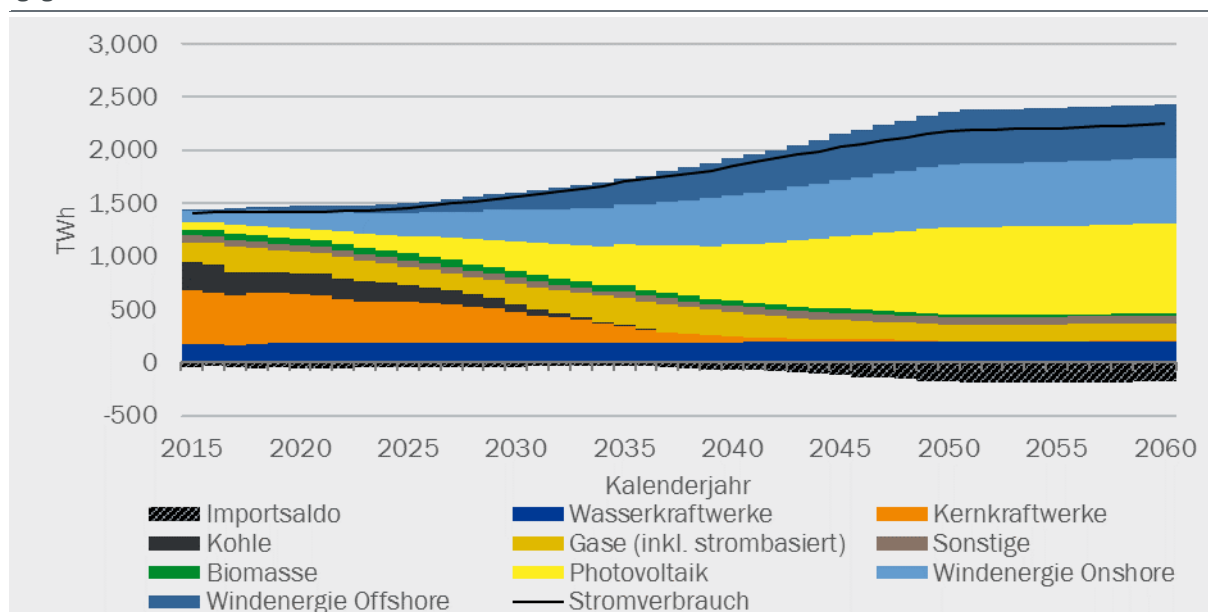
(vgl. Kapitel 2.5). Die Annahmen umfassen den Ausbau der Erzeugungskapazitäten von erneuerbarer und regelbarer Leistung für jedes Land zur angestrebten Deckung seiner Strombilanz.

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 der 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.

Abbildung 182: Stromerzeugung Ausland – Szenario ZERO Basis

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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 unter Annahme einer Laufzeit von 50 Jahren. 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 182 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario ZERO Basis.

8.6.2 Stromerzeugung im Szenario Weiter wie bisher (WWB)

Das Szenario Weiter wie bisher (WWB) beruht auf einer Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs unter heutigen politischen Rahmenbedingungen in den Nachfragesektoren. Dies gilt auch für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare Energien werden auf Basis bestehender (und auslaufender) Fördermechanismen sowie der Finanzierung erneuerbarer Energien aufgrund der Eigenwirtschaftlichkeit der Anlagen (insb. auch unter Berücksichtigung von Eigenverbrauchsleistungen) ausgebaut. Für den Ausbau von Wasserkraftwerken werden ebenfalls heutige Nutzungsbedingungen berücksichtigt. Der Charakter der energie- und klimapolitischen Vorgaben für die Schweiz für das Stromsystem wird auch für das europäische Ausland angenommen. Die Entwicklung des Stromsystems beruht auf aktuellen politischen Rahmenbedingungen und Strategien. Damit wird das europäische Ausland konsistent mit der Schweiz abgebildet.

Im Szenario Weiter wie bisher werden zudem zwei Varianten für die Laufzeit von Kernkraftwerken berücksichtigt: in der Variante 50 wird eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren (mit Ausnahme von Mühleberg, Beznau I und II) unterstellt. In Variante 60 wird hingegen eine Laufzeit von 60 Jahren angenommen (mit Ausnahme des Kernkraftwerks Mühleberg).

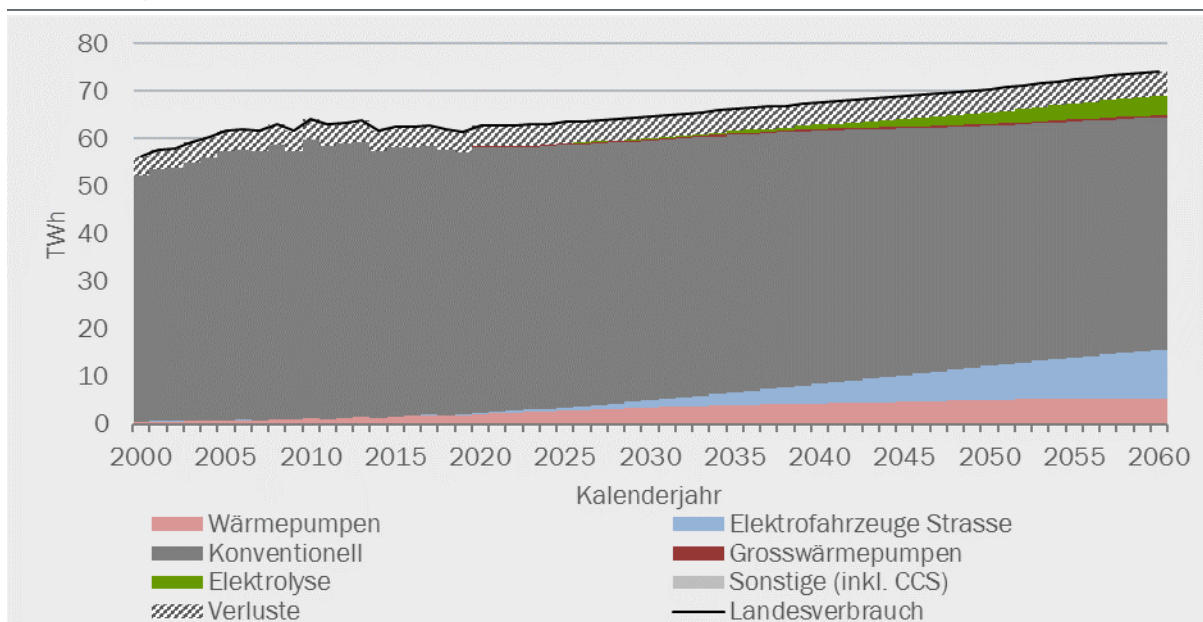
Landesverbrauch

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 und für die inländische Produktion von Wasserstoff. Nicht enthalten ist der Stromverbrauch für Speicherpumpen. Dieser ergibt sich aus dem (strommarktabhängigen) Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke inklusive des Verbrauchs der Zubringerpumpen. Die inländische Produktion von Wasserstoff verursacht einen Stromverbrauch von gut 2 TWh im Jahr 2050. Damit steigt der Landesverbrauch für Elektrizität insgesamt um rund 15 % (ggü. 2019) auf gut 70 TWh im Jahr 2050.

Abbildung 183 und Tabelle 77 zeigen die Entwicklung des Landesverbrauchs im Szenario WWB für die Kernkraftlaufzeitvarianten 50 und 60 Jahre.

Abbildung 183: Landesverbrauch Elektrizität – Szenario WWB

Entwicklung des jährlichen Landesverbrauchs für Elektrizität nach Anwendungsbereichen im Szenario WWB (KKW 50 und KKW 60), in TWh



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH 2019

Tabelle 77: Landesverbrauch für Elektrizität – Szenario WWB

Entwicklung des Landesverbrauchs für Elektrizität im Szenario WWB KKW 50, in TWh

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Endenergieverbrauch	52.4	57.2	58.7	59.6	60.8	61.7	62.2	62.7	63.7	64.5
davon Elektrofahrzeuge (Strasse)	0.1	0.2	0.7	1.5	2.7	4.1	5.6	7.1	8.7	10.2
davon Wärmepumpen (Gebäude)	0.5	2.0	2.9	3.5	4.0	4.4	4.7	5.1	5.4	5.5
Elektrolyse, Gross-WP und CCS	0.0	0.0	0.4	0.6	0.9	1.3	1.9	2.8	3.7	4.6
Verluste	3.9	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.1	5.2
Landesverbrauch*	56.3	61.5	63.5	64.7	66.3	67.7	68.9	70.5	72.4	74.3

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

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

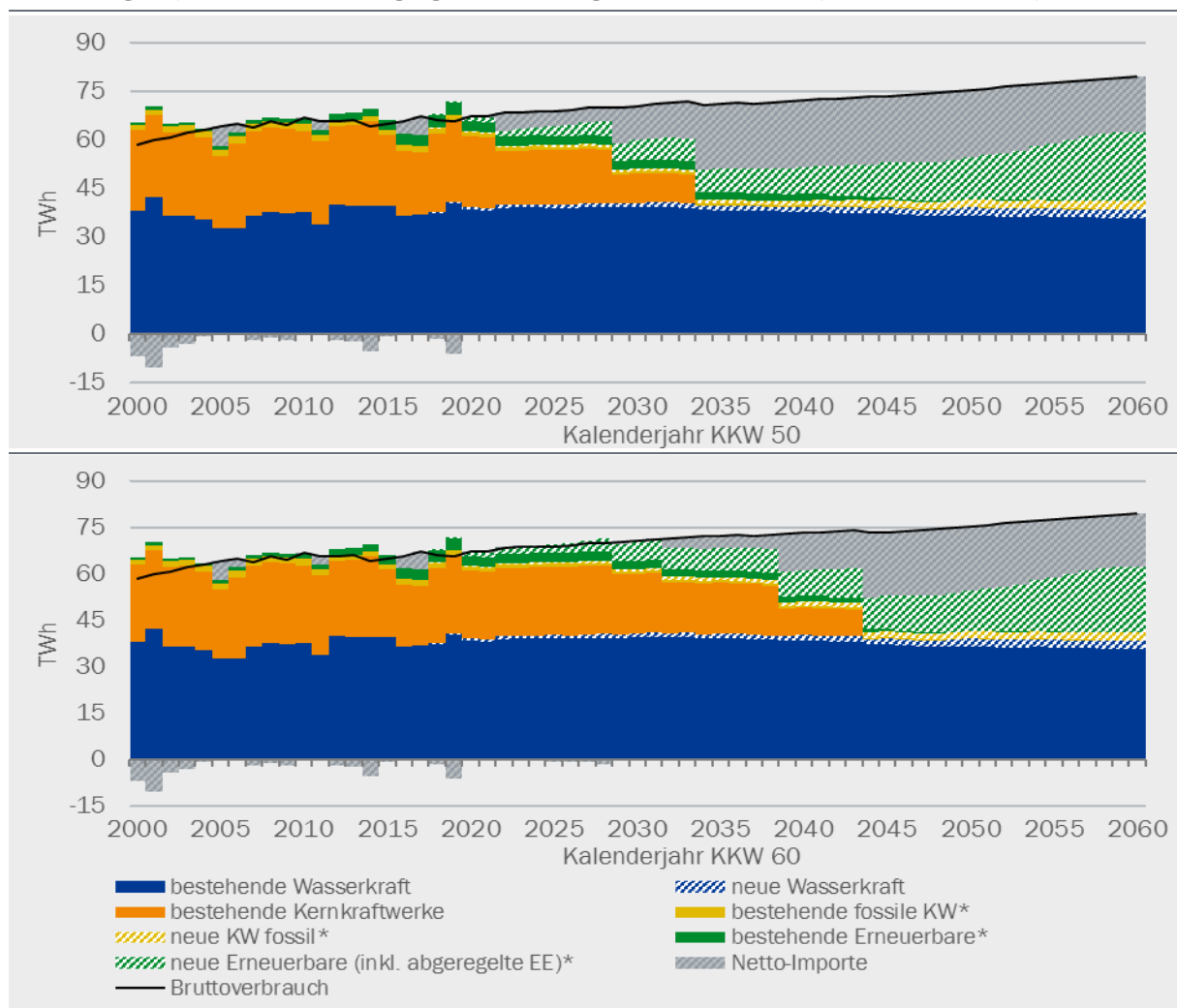
Stromerzeugung

Abbildung 184 und Tabelle 78 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung und des Bruttoverbrauchs an Elektrizität in der Schweiz für die Varianten KKW 50 und KKW 60. Der gesamte Verbrauch an Elektrizität berücksichtigt den Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der Speicherpumpen aus dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke und beträgt im Jahr 2050 rund 75 TWh.

Der längere Einsatz der Kernkraft in der Variante KKW 60 hat vor allem Einfluss auf den Importsaldo, der in den Jahren 2025 bis 2040 5 bis 9 TWh geringer ausfällt, bedingt durch die entsprechend höhere Produktion der Kernkraft. Im Jahr 2044, nachdem auch nach der längeren Kernkraftlaufzeit von 60 Jahren das letzte Kernkraftwerk vom Netz gegangen ist, beträgt der Importsaldo 21 TWh und sinkt bis 2060 leicht auf 17 TWh ab.

Abbildung 184: Stromerzeugung nach Technologien – Szenario WWB

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario WWB (KKW 50 und KKW 60), in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

Tabelle 78: Stromverbrauch und Stromerzeugung – Szenario WWB

Entwicklung im Szenario WWB KKW 50 und KKW 60, in TWh

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
WWB KKW 50	Wasserkraftwerke	37.9	40.6	39.9	40.4	39.6	39.3	39.0	38.9	38.7	38.2
	Kernkraftwerke	24.9	25.3	16.7	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fossile KW*	1.7	1.9	1.6	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.5	2.7
	Erneuerbare*/**	0.8	4.2	5.9	8.7	9.5	10.3	11.6	13.3	17.6	21.4
	Landeserzeugung (brutto)	65.3	71.9	64.1	59.7	50.9	51.5	52.9	54.7	58.8	62.3
	Verbrauch Speicher- pumpen	-2.0	-4.1	-5.3	-5.6	-4.6	-4.4	-4.5	-4.8	-5.3	-5.3
	Landeserzeugung (netto)	63.4	67.8	58.8	54.1	46.3	47.1	48.3	49.8	53.5	57.0
	Importsaldo	-7.1	-6.3	4.7	10.6	20.0	20.6	20.6	20.6	19.0	17.3
	Landesverbrauch	56.3	61.5	63.5	64.7	66.3	67.7	68.9	70.5	72.4	74.3
	Gesamter Verbrauch inkl. Speicherpumpen	58.3	65.6	68.8	70.3	70.9	72.1	73.4	75.3	77.7	79.6
WWB KKW 60	Wasserkraftwerke	37.9	40.6	40.2	40.7	40.6	40.2	39.0	38.9	38.7	38.2
	Kernkraftwerke	24.9	25.3	22.1	19.3	16.5	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fossile KW*	1.7	1.9	1.5	1.6	1.7	1.9	2.2	2.4	2.5	2.7
	Erneuerbare*/**	0.8	4.2	5.9	8.8	9.5	10.3	11.6	13.3	17.6	21.4
	Landeserzeugung (brutto)	65.3	71.9	69.7	70.3	68.4	61.2	52.9	54.7	58.8	62.3
	Verbrauch Speicher- pumpen	-2.0	-4.1	-5.4	-6.0	-6.0	-5.4	-4.5	-4.8	-5.3	-5.3
	Landeserzeugung (netto)	63.4	67.8	64.3	64.3	62.4	55.8	48.3	49.8	53.5	57.0
	Importsaldo	-7.1	-6.3	-0.8	0.4	3.9	12.0	20.6	20.6	19.0	17.3
	Landesverbrauch	56.3	61.5	63.5	64.7	66.3	67.7	68.9	70.5	72.4	74.3
	Gesamter Verbrauch inkl. Speicherpumpen	58.3	65.6	68.9	70.7	72.3	73.2	73.4	75.3	77.7	79.6

* gekoppelt und ungekoppelt

** unter Abzug abgeregelter Strommengen

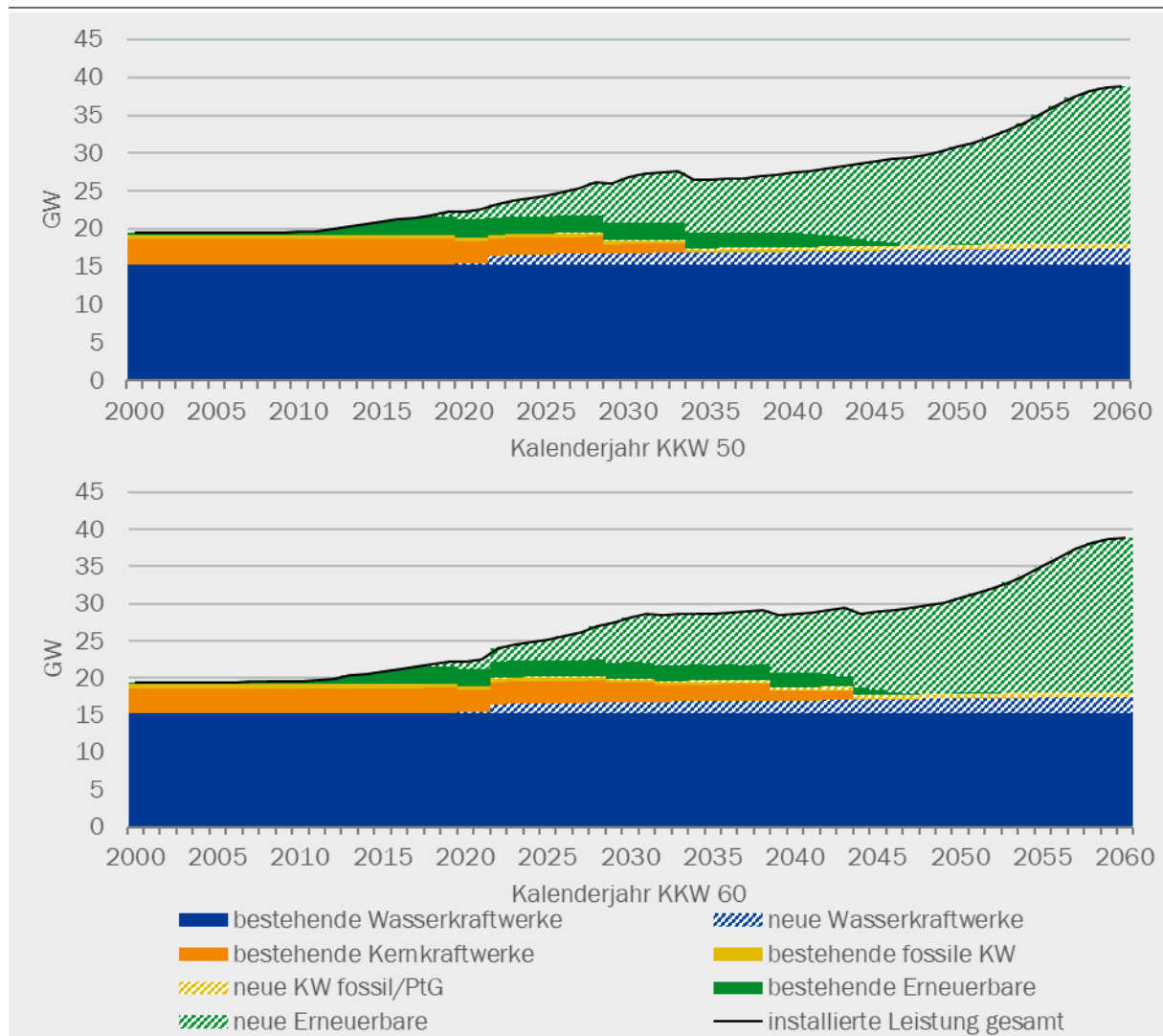
Farbskala: leicht höherer Wert ggü. KKW 50 | deutlich höherer Wert ggü. KKW 50 |

leicht geringerer Wert ggü. KKW 50 | deutlich geringerer Wert ggü. KKW 50

Abbildung 185 und Tabelle 79 zeigen die Entwicklung der installierten Leistung des Kraftwerksparks der Schweiz. Der Unterschied in den KKW-Laufzeiten 50 und 60 Jahre besteht in der laufzeitbedingt höheren Kernkraft-Kapazität in den Jahren 2025 bis 2043 der Variante KKW 60 und der dadurch erhöhten Gesamtkapazität bei identischer sonstiger Kapazitätsentwicklung im Vergleich zu KKW 50.

Abbildung 185: Installierte Leistung nach Technologien – Szenario WWB

Entwicklung der installierten Leistung nach Technologien im Szenario WWB, KKW 50 und KKW 60, in GW



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 79: Installierte Leistung nach Technologien – Szenario WWB

im Szenario WWB KKW 50 und 60, in GW

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
WWB	Wasserkraftwerke	15.3	15.3	16.6	16.8	16.9	17.0	17.1	17.3	17.3	17.3
	Kernkraftwerke KKW 50	3.3	3.3	2.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kernkraftwerke KKW 60	3.3	3.3	3.0	2.6	2.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fossile KW*	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7
	Erneuerbare*	0.3	3.0	5.0	8.2	9.0	9.8	11.2	12.9	17.0	20.8
	davon Photovoltaik	0.0	2.5	4.5	7.6	8.4	9.2	10.6	12.2	16.4	20.2
	davon Windenergie	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	davon gekoppelte Erzeugung	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
	installierte Leistung gesamt KKW 50	19.4	22.2	24.5	26.8	26.4	27.4	28.9	30.8	35.1	38.8
	installierte Leistung gesamt KKW 60	19.4	22.2	25.2	28.1	28.7	28.6	28.9	30.8	35.1	38.8

* gekoppelt und ungekoppelt

Farbskala: höherer Wert in KKW 60 ggü. KKW50

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Winter-/Sommerbilanz

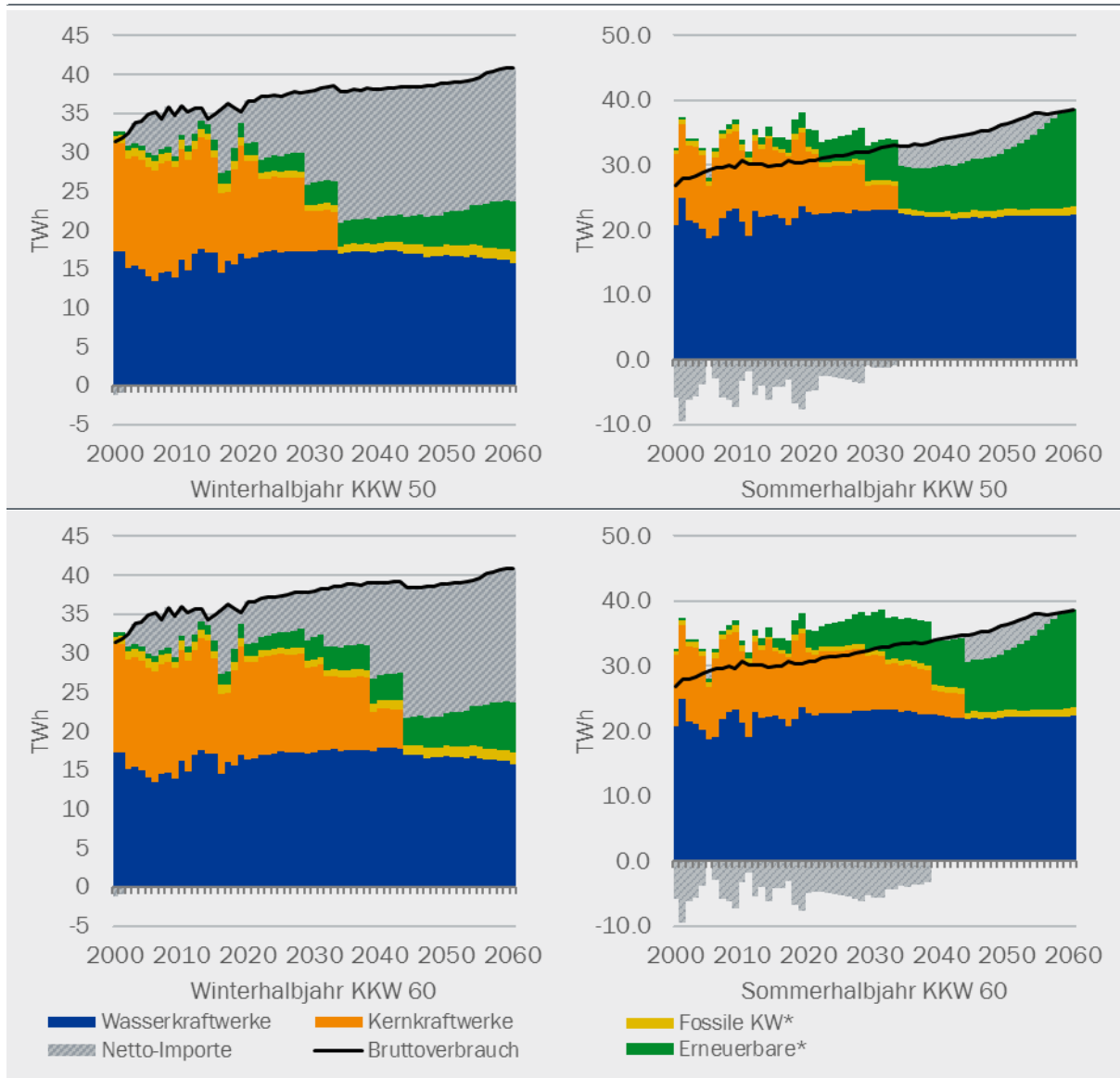
Durch den hohen Anteil von Wasserkraftwerken an der Stromerzeugung weist die Schweiz in der Regel bereits heute im Winterhalbjahr einen Importsaldo auf und ist im Sommer Nettoexporteur. Diese Situation verstärkt sich durch die Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke und den steigenden Strombedarf. Durch den im Vergleich zur ZERO-Variante geringen Ausbau an erneuerbaren Energien liegen die Importe im Winterhalbjahr im WWB in der 50er Kernenergielaufzeitvariante mit rund 17 TWh im Jahr 2035 höher als in der ZERO-Variante. Durch den auch bis 2050 deutlich geringeren Ausbau an neuen erneuerbaren Energien und dem weiteren Stromverbrauchsanstieg verbleiben die Winterimporte auch langfristig bis 2050 auf dem Niveau rund 16 bis 17 TWh. In der 60er Variante liegen die Winterimporte bis 2035 in einer Grössenordnung von rund 8 TWh. Bis 2045 steigen die Importe im Winter dann durch den verzögerten Kernenergieausstieg auf das gleiche Niveau wie in der 50er-Variante an und liegen 2050 ebenfalls bei rund 17 TWh.

Die Importe in beiden Varianten werden hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke im Ausland gedeckt, die in der WWB-Variante zur Verfügung stehen.

Abbildung 186 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung und des gesamten Verbrauchs an Elektrizität (inkl. Speicherpumpen) in der Schweiz für das Winter- und Sommerhalbjahr.

Abbildung 186: Winter-/Sommerbilanz – Szenario WWB

Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario WWB, in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

Quelle: Prognos AG

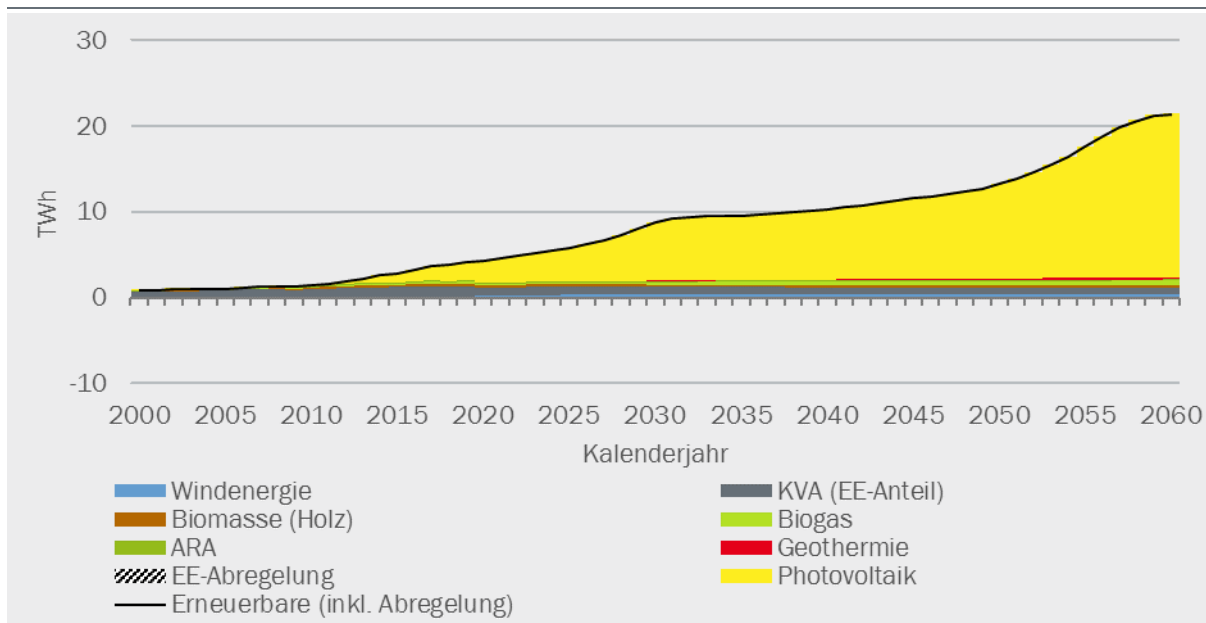
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Erneuerbare Energien

Abbildung 187 und Tabelle 80 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien im Szenario WWB. Wichtigster erneuerbarer Energieträger im Zubau ist wie in den anderen Szenarien die Photovoltaik, die Entwicklung der erneuerbaren Energien verläuft allerdings deutlich flacher und erreicht mit 13,3 TWh im Jahr 2050 nur etwa ein Drittel der Produktion wie in Szenario ZERO Basis.

Abbildung 187: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario WWB

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien nach Technologien im Szenario WWB, in TWh



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 80: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Szenario WWB

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Szenario WWB, in TWh

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
WWB	Photovoltaik	0.0	2.2	4.0	6.8	7.5	8.2	9.5	11.1	15.3	19.2
	Windenergie	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
	Biomasse (Holz)	0.0	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Biogas	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6
	ARA	0.1	0.1	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	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8
	Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
	EE-Abregelung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
	Erneuerbare Energien*	0.8	4.2	5.9	8.7	9.5	10.3	11.6	13.3	17.6	21.4

* unter Abzug abgeregelter Strommengen

Quelle: Prognos AG

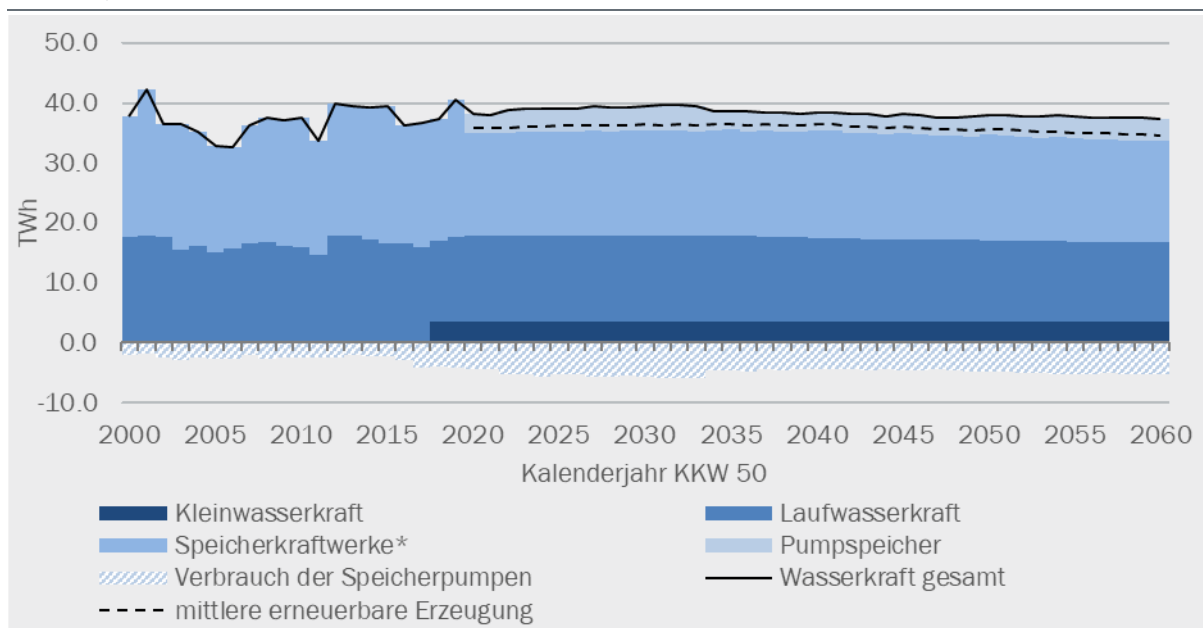
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wasserkraft

Abbildung 188 und Tabelle 81 zeigen die Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und des Verbrauchs der Speicherpumpen in der Schweiz.

Abbildung 188: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario WWB

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken nach Technologien im Szenario WWB, in TWh der Kalenderjahre



* bis 2019 inkl. Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 81: Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken – Szenario WWB

Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken in der Schweiz im Szenario WWB, in TWh

Szenario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
WWB										
Kleinwasserkraft		3.5	3.5	3.6	3.6	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6
Speicherkraftwerke*	20.3	22.9	17.5	17.6	17.7	17.9	17.8	17.6	17.2	16.9
Laufwasserkraft	17.6	14.2	14.3	14.3	14.2	14.1	13.8	13.6	13.3	13.1
Pumpspeicher			3.7	4.0	3.1	3.0	3.1	3.4	3.7	3.7
Wasserkraft gesamt	37.9	40.6	39.0	39.5	38.7	38.4	38.1	38.0	37.8	37.3
Verbrauch Speicherpumpen		-4.1	-5.3	-5.6	-4.6	-4.4	-4.5	-4.8	-5.3	-5.3
nachrichtlich: mittlere erneuerbare Stromerzeugung			36.3	36.5	36.6	36.4	36.0	35.7	35.1	34.6

* bis 2019 inkl. Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: Prognos AG

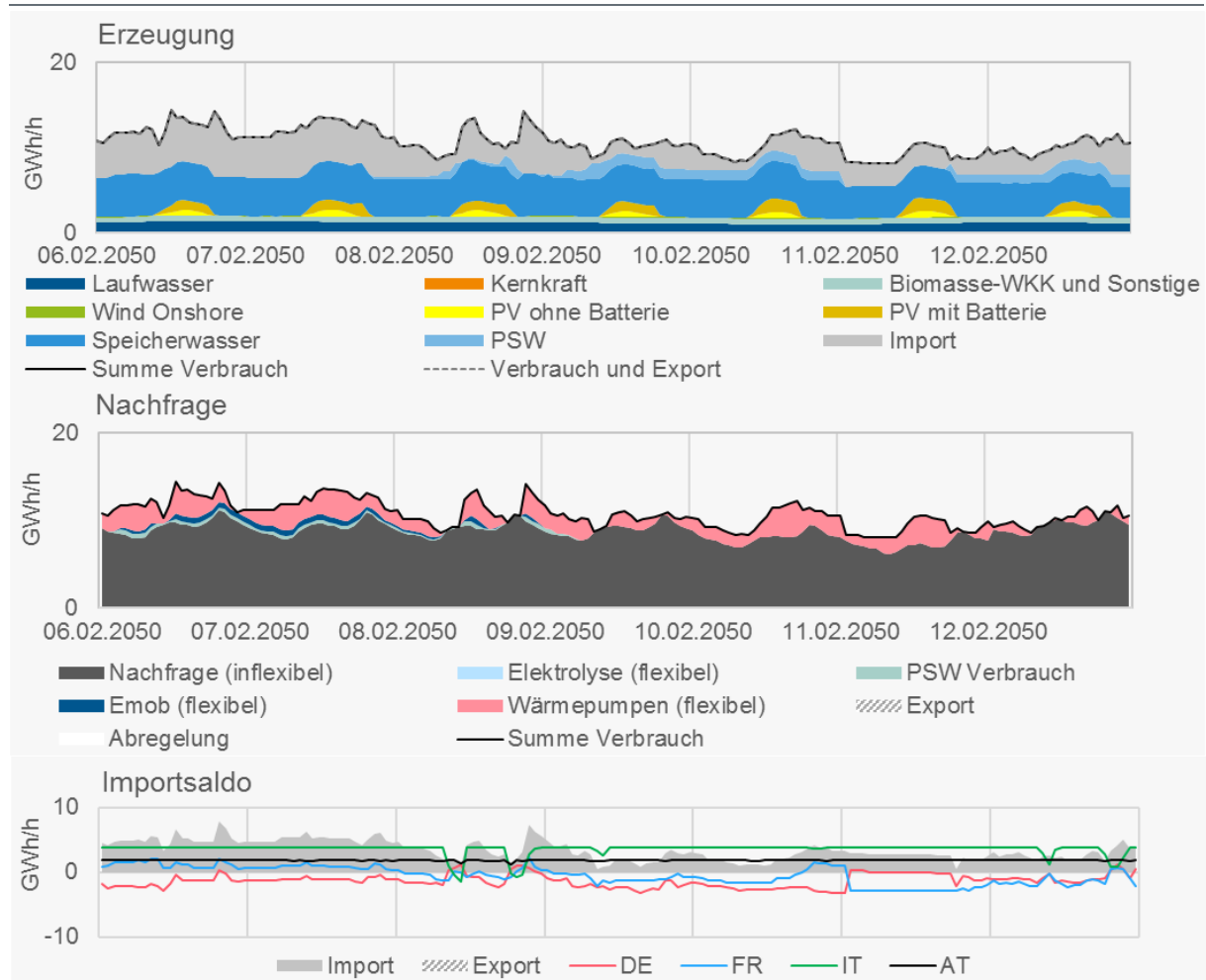
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Flexibilität: Stromerzeugung und Stromverbrauch

Abbildung 189 und Abbildung 190 stellen die stündliche Stromerzeugung für eine Beispielwoche im Winter- und Sommerhalbjahr der Nachfrage und den Im- und Exporten gegenüber.

Abbildung 189: Stündliche Stromerzeugung (Winterhalbjahr) – Szenario WWB

Stündliche Stromerzeugung und Stromverbrauch der Schweiz für eine ausgewählte Winterwoche im Szenario WWB, in GWh/h

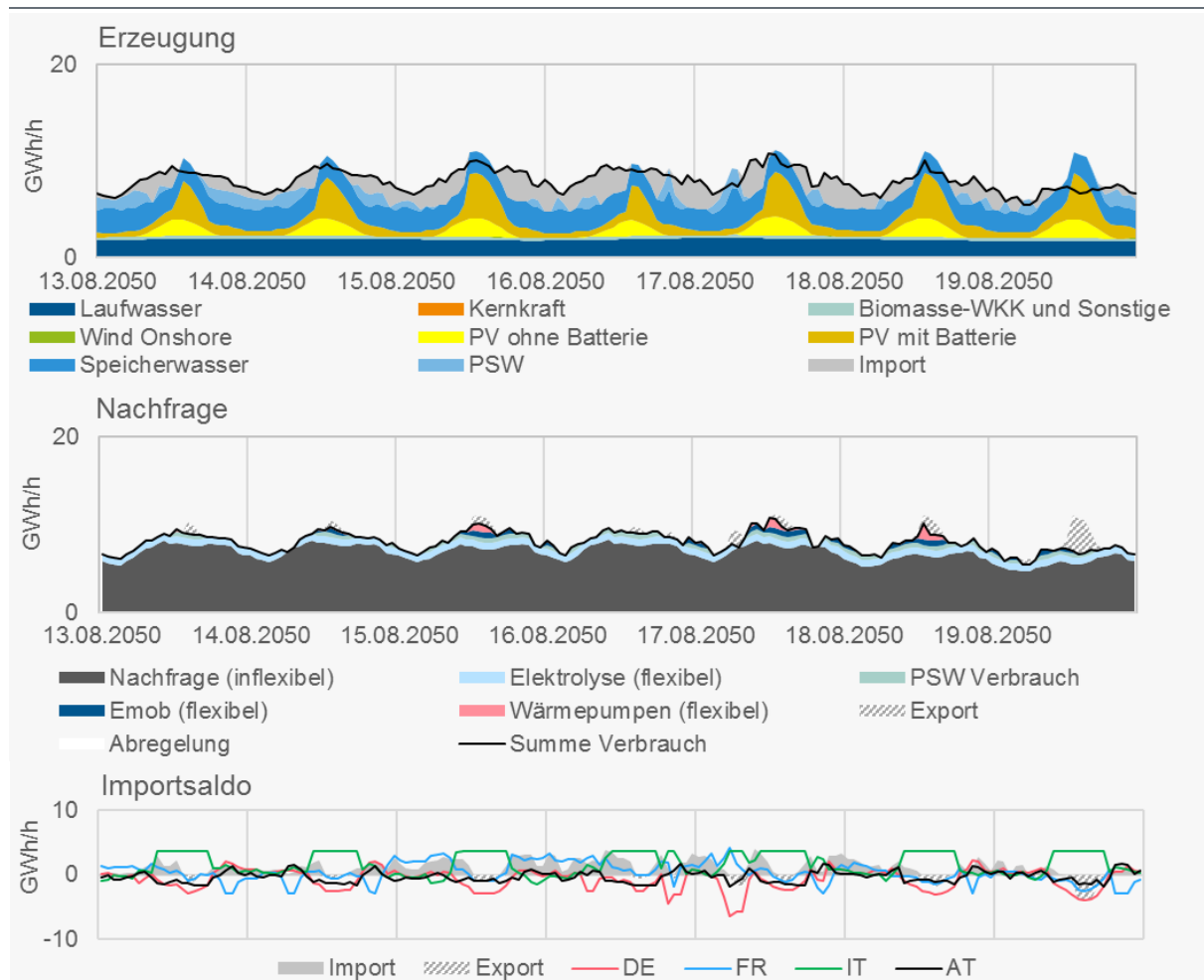


Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 190: Stündliche Stromerzeugung (Sommerhalbjahr) – Szenario WWB

Stündliche Stromerzeugung und Stromverbrauch der Schweiz für eine ausgewählte Sommerwoche im Szenario WWB, in GWh/h



Quelle: Prognos AG

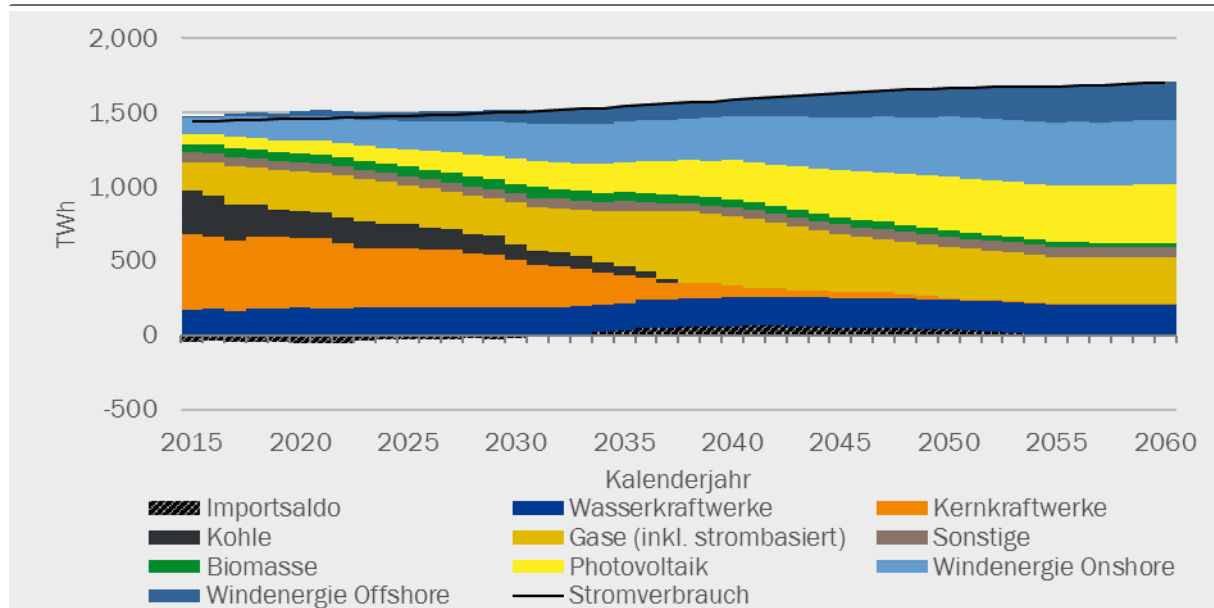
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Ausland

Abbildung 191 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario ZERO Basis. In den Nachbarländern wird die bereits beschlossene Klimapolitik fortgeführt. In Deutschland wird der Kernenergieausstieg 2022 und der Kohleausstieg bis 2038 vollzogen. Auch die Kernkraftkapazitäten in Frankreich gehen sukzessive zurück und erzeugen 2050 noch 9 TWh. Der Rückgang der Kern- und Kohlekrafterzeugung wird durch einen Anstieg der vor allen Dingen an neuen erneuerbaren Energien aber auch der Gaserzeugung um rund 30 % gegenüber 2019 bis 2050 auf 340 TWh ausgeglichen. Die Erzeugung neuer erneuerbarer Energien vervierfacht sich bei der PV bis 2050 gegenüber 2019, bei Wind onshore kommt zu einer knappen Verdreifachung. Der grösste Anstieg ist mit Faktor sechs bei Wind offshore zu verzeichnen, jedoch ausgehend von relativ geringem Niveau von 28 TWh.

Abbildung 191: Stromerzeugung Ausland – Szenario WWB

Entwicklung der Stromerzeugung in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario WWB, in TWh



8.6.3 Stromerzeugung Szenarienvergleich

Stromsystem

In den Varianten A, B und C des Szenarios ZERO ergeben sich insbesondere durch die unterschiedliche Entwicklung des Stromverbrauchs in den Nachfragesektoren (vgl. Kap 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.

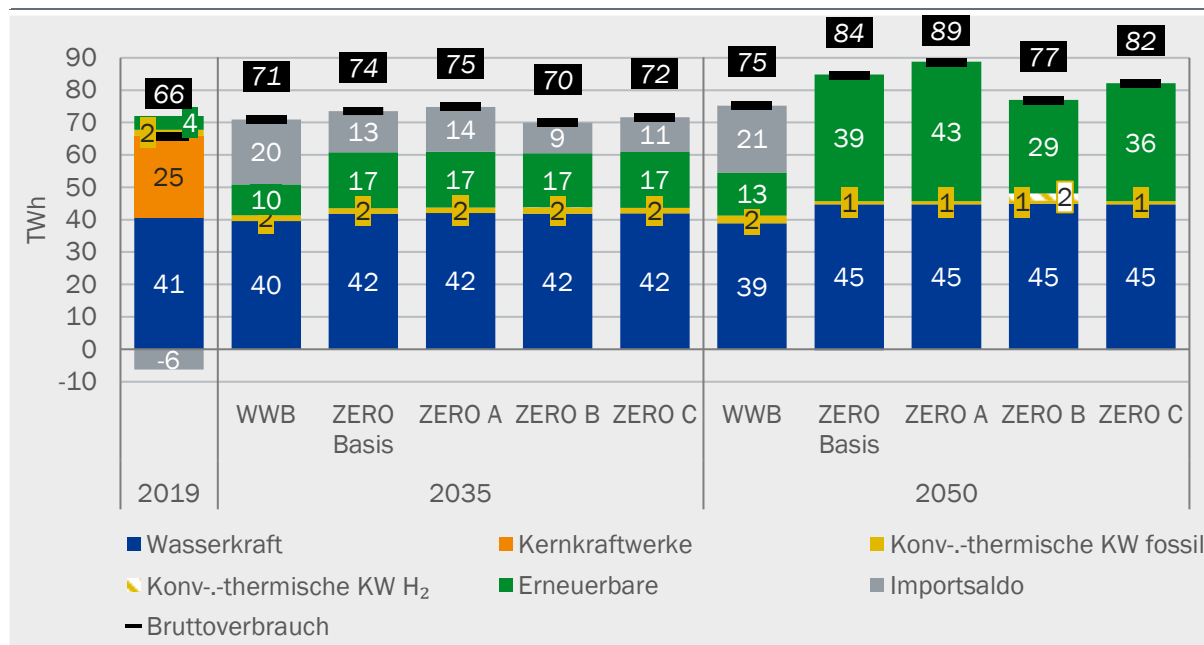
- **ZERO C:** durch die geringere Elektrifizierung im Vergleich zum Szenario ZERO Basis ist ein etwas tieferer Ausbau an erneuerbaren Energien notwendig. Der Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen ist daher etwas tiefer als im Szenario ZERO Basis. Die Annahmen zur Flexibilität des Stromverbrauchs entsprechen 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 192 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 192: Stromerzeugungsstruktur (Szenarienvergleich)

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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

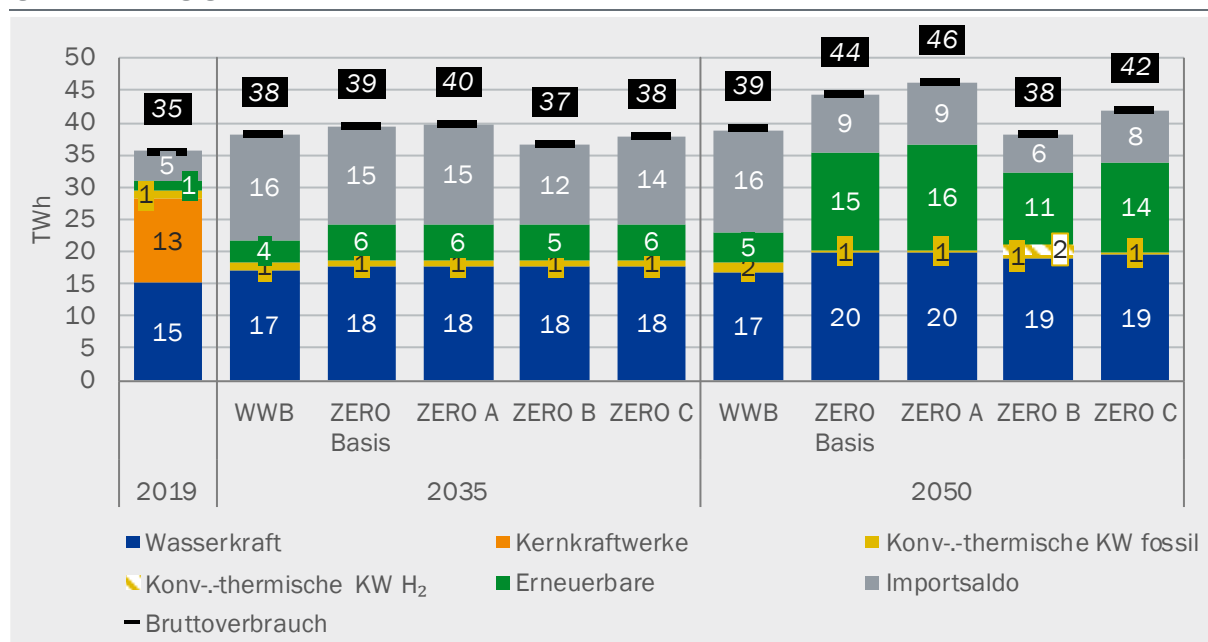
Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien zur Erreichung der ausgeglichenen Jahresbilanz liegt in den Varianten des Szenarios ZERO im Jahr 2050 zwischen 29 TWh in Variante B und 43 TWh in Variante A. Der Strombedarf der Schweiz kann mit diesem Ausbau erneuerbarer Energien in allen Varianten des Szenarios 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 193 zeigt die Erzeugungsstruktur im Szenario ZERO Basis im Vergleich zu den Varianten A, B und C sowie dem Szenario WWB im Winterhalbjahr.

Abbildung 193: 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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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.

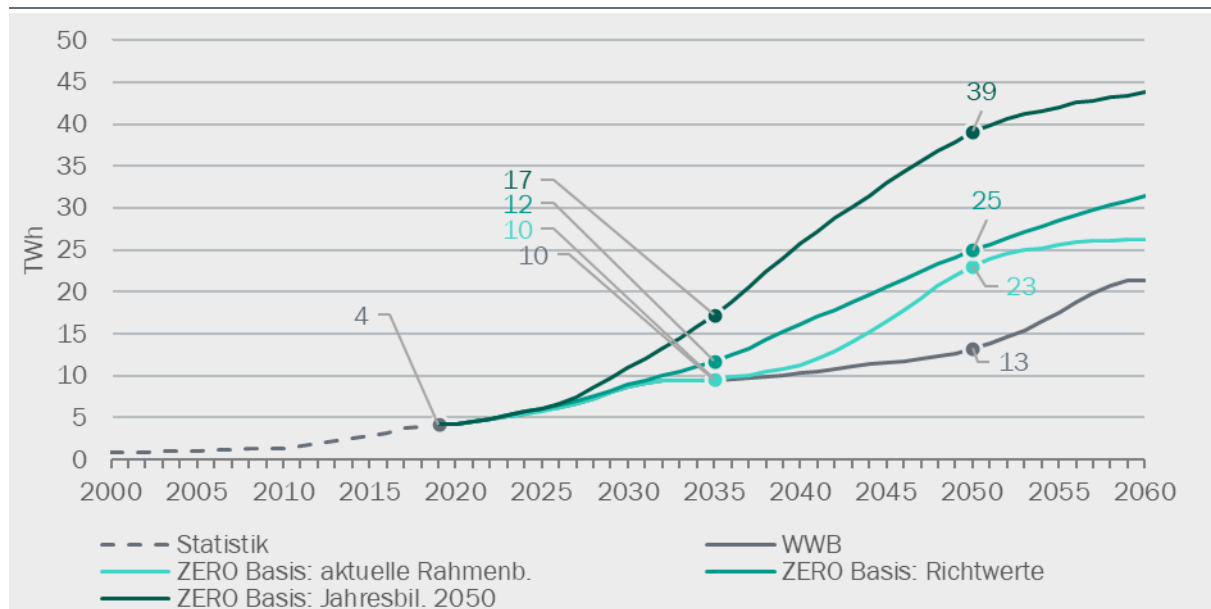
Abbildung 194 zeigt einen Vergleich der Stromerzeugung erneuerbarer Energien für die verschiedenen Strategievarianten in der Basisvariante des Szenarios ZERO. In der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» werden der Richtwert zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2035 und die Ausbauziele 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 194: 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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

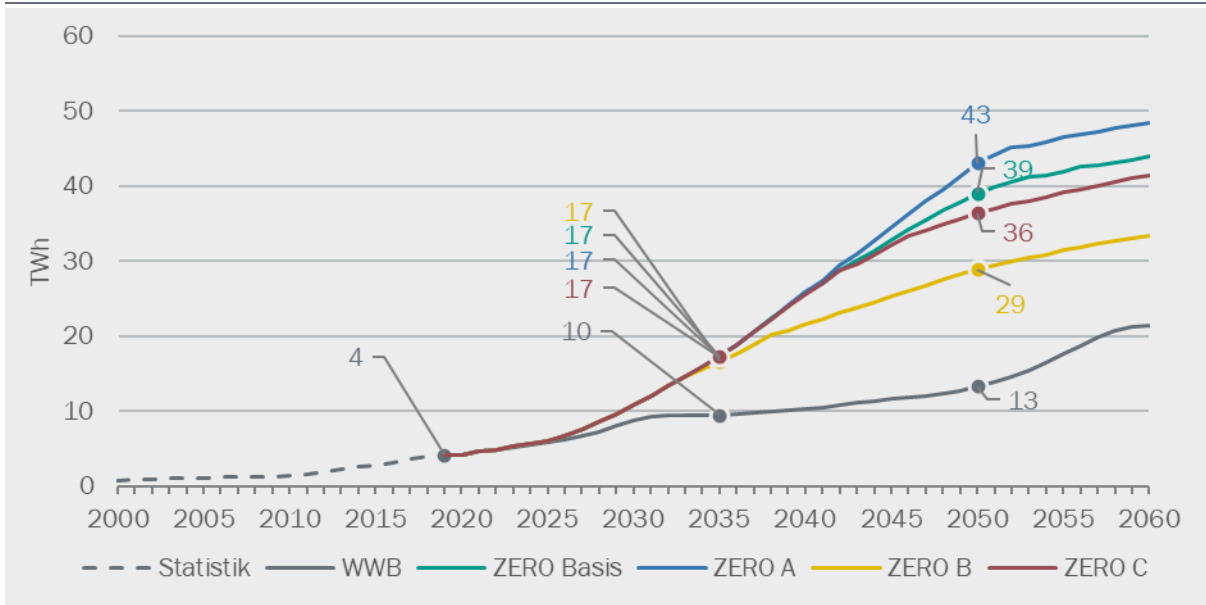
Abbildung 195 zeigt den Ausbau erneuerbarer Energien in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» des Szenarios ZERO für die Basisvariante und die Varianten A, B und C im Vergleich zum Ausbau erneuerbarer Energien im Szenario WWB.

Um eine ausgeglichene Jahresbilanz im Jahr 2050 zu erreichen, muss in allen Varianten des Szenarios ZERO der Ausbau erneuerbarer Energien deutlich höher sein als im Szenario WWB, . 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 195: 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



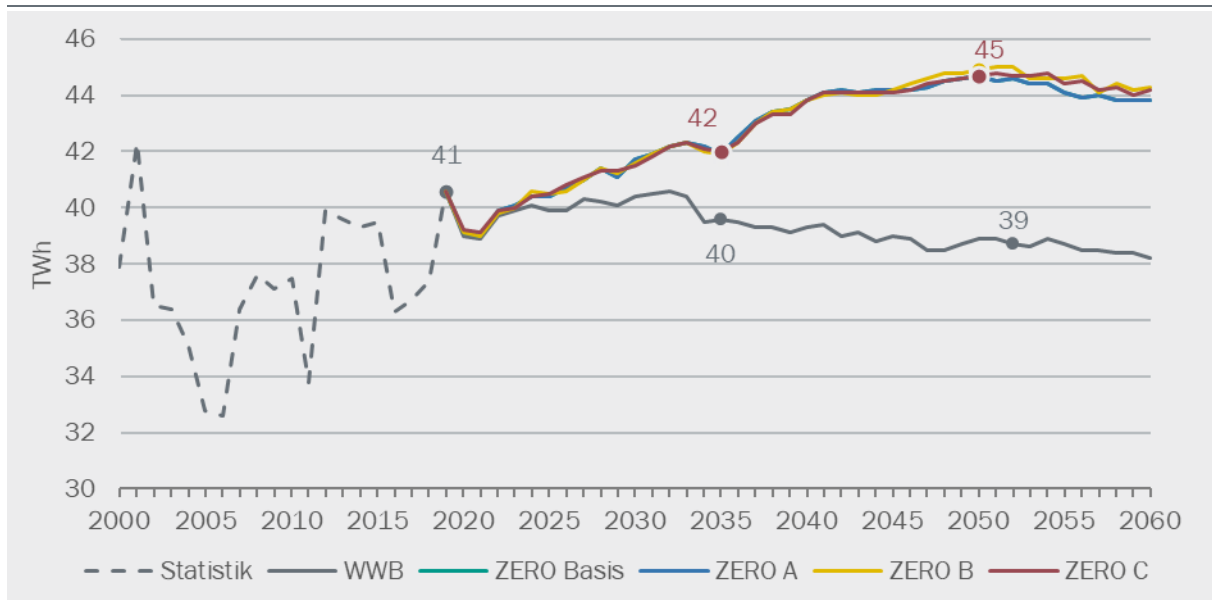
Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken, dargestellt in Abbildung 196, 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 196: 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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Stromimporte

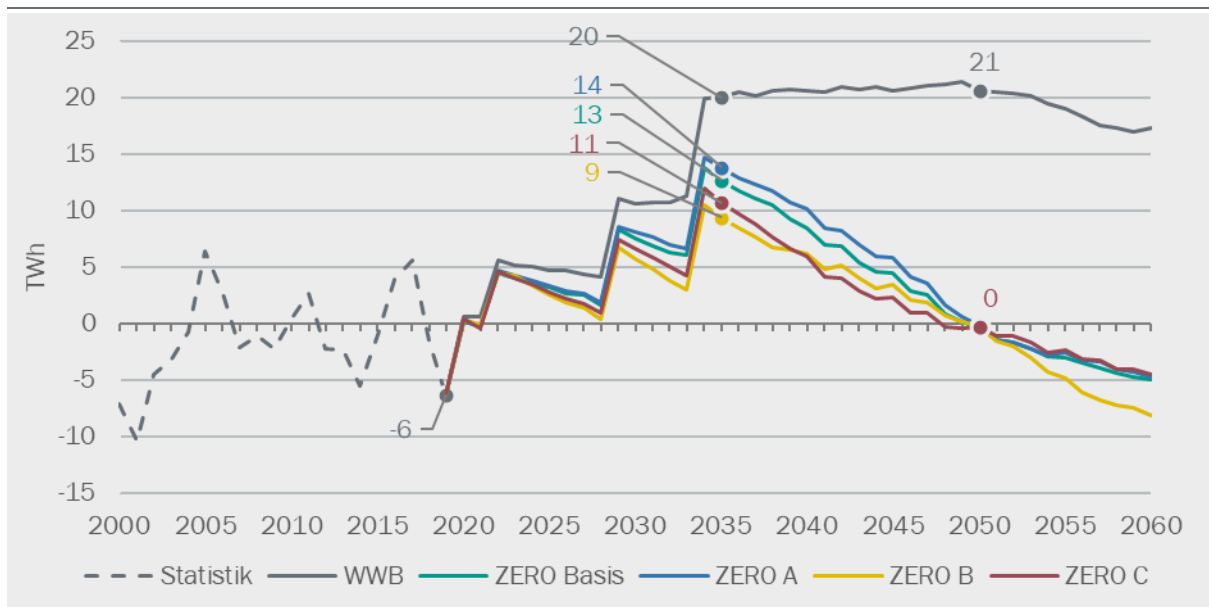
In der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» zielt der Ausbau erneuerbarer Energien darauf ab, die Jahresbilanz des Stromimportsaldos im Jahr 2050 auszugleichen. Im Zeitverlauf weicht der Importsaldo im Vergleich der verschiedenen Varianten jedoch leicht ab, insbesondere da der Strombedarf 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 197 dargestellt.

Abbildung 197: Importsaldo (Szenarienvergleich)

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



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.6.4 Strompreise

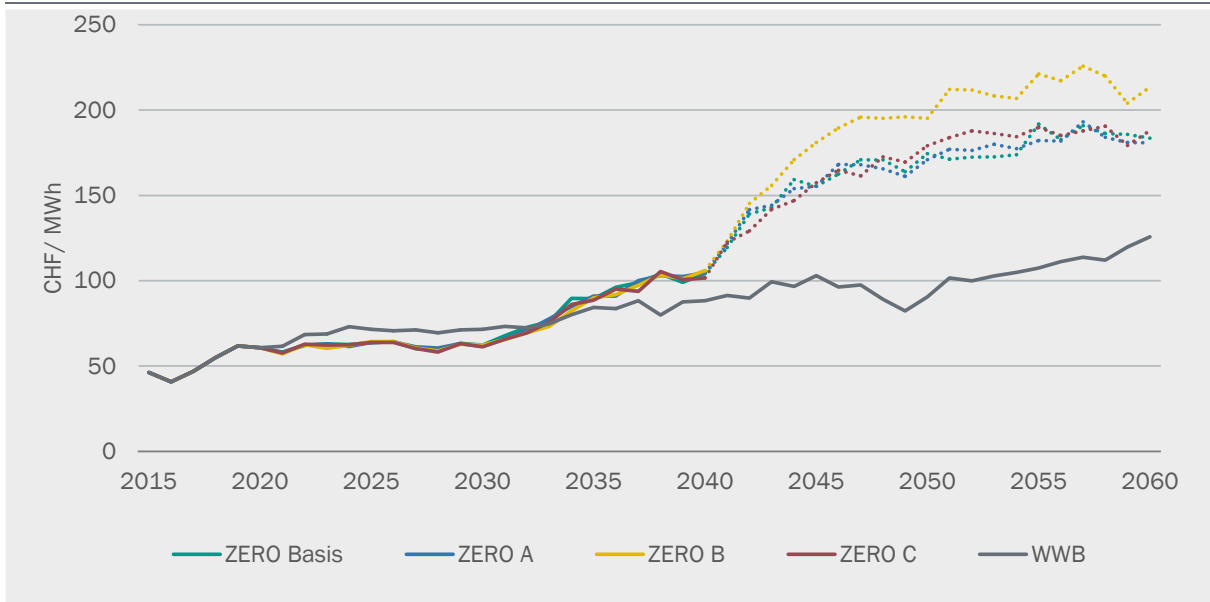
Die folgende Abbildung 198 zeigt einen Vergleich der jährlichen Durchschnittstrompreise im Grosshandelsmarkt bis 2060. In allen Szenarien steigen die Strompreise an. Der Grund hierfür liegt vor allen in den steigenden CO₂- und Energiepreisen die zugrunde gelegt wurden (s. Kapitel 4.5 Energiepreise).

In den ZERO-Szenarien steigen die Strompreise bis ca. 2040 relativ gleichförmig an. Nach 2040 erfolgt der Anstieg nochmals deutlich stärker. Der Grund hierfür liegt zum einen in den dann stärker ansteigenden CO₂-Preisen, zum anderen kommt ab 2040 zunehmend Wasserstoff und Biogas bzw. Biomethan im Stromsystem des Auslands zum Einsatz. Diese relativ teuren Energieträger treiben dann in den Backupkraftwerken, die preissetzend am Strommarkt agieren, die Strompreise nach oben.

Hinsichtlich des Vergleichs der Preise nach 2040 muss jedoch die Einschränkung gemacht werden, dass in den Energieperspektiven keine Veränderung des Marktdesigns oder zusätzlich eingeführte Instrumente unterstellt bzw. angenommen wurden. Das führt dazu, dass Backup-Kraftwerke mit teuren Energieträgern preissetzend den Strommarkt beeinflussen und dann zu einem deutlichen Anstieg der Strompreise führen. Es erscheint jedoch wahrscheinlicher – weil gesamtwirtschaftlich kostengünstiger – dass zusätzliche Erlösmöglichkeiten ausserhalb des Strommarktes für diese Kraftwerke eingeführt werden. Im Falle der Einführung zusätzlicher Instrumente ausserhalb des reinen Grosshandelsstrommarktes würden die Strompreise dann in deutlich geringerer Masse ansteigen. Daher ist ein Vergleich der Strompreise ab ca. 2040 nur eingeschränkt möglich bzw. die hier ausgeblendete Anpassung der Instrumentierung ist bei der Interpretation zu berücksichtigen. Die Darstellung der Strompreise nach 2040 erfolgt daher in Abbildung 198 gestrichelt.

Abbildung 198: Strompreise (Szenarienvergleich)

Entwicklung der jährlichen durchschnittlichen Grosshandelspreise im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») und des Szenarios WWB



Quelle: Prognos AG

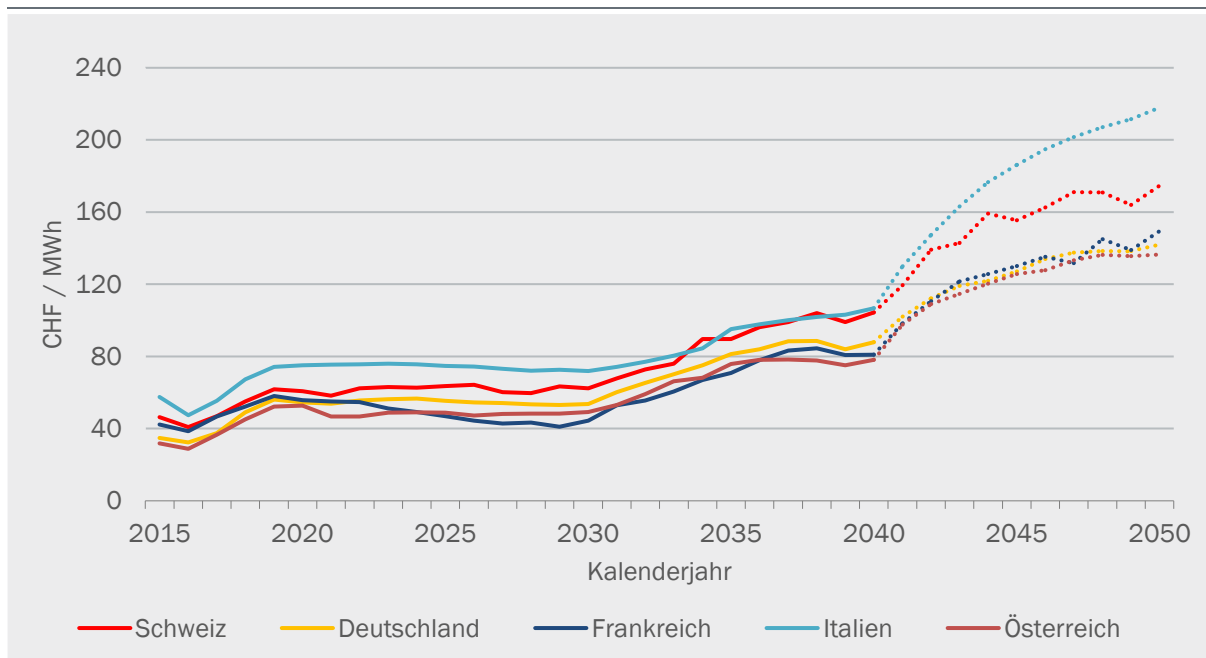
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Beim Vergleich der Strompreise des ZERO-Szenarios fällt auf, dass die Strompreise der Variante B über dem Niveau der anderen Varianten liegen. Der Grund hierfür liegt im verstärkten Einsatz von Wasserstoff und Biomethan in dieser Variante und dem vergleichsweise geringeren Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Abbildung 198). Auch bei diesem Vergleich ist ebenfalls die oben gemachte Einschränkung hinsichtlich der nicht berücksichtigten alternativen Instrumentierung zu beachten.

Die Schweizer Strompreise liegen zwischen den Strompreisen des benachbarten Auslands, die in Abbildung 199 gegenübergestellt sind. Italien weist höhere Strompreise auf als die Schweiz, Deutschland, Frankreich und Österreich liegen jeweils tiefer. Über den Szenariozeitraum ändert sich dieses Verhältnis allenfalls in einzelnen Übergangsjahren, es bleibt aber grundlegend bestehen. Der Anstieg der Strompreise ist ebenfalls in den Nachbarländern zu beobachten. Die Schweiz profitiert von dem Preisunterschied in den Nachbarländern auch ökonomisch, da die Exportpreise über den Zeitraum stets über den Importpreisen liegen (s. hierzu Exkurs Winterstrom Kap. 5.5). Für eine Darstellung der Strompreise im unterjährigen Verlauf siehe Exkurs Winterstrom, Kapitel 5.1.

Abbildung 199: Strompreise (Ländervergleich)

Entwicklung der jährlichen durchschnittlichen Grosshandelspreise im Ländervergleich, im Szenario ZERO Basis KKW 50 (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050»)



Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.6.5 Fernwärmeerzeugung im Szenario ZERO Basis

Im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf nettonull 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 dar, da die Potenziale (erneuerbarer) Wärmequellen zur Fernwärmeerzeugung in der Schweiz grundsätzlich umfangreich sind (vgl. Kapitel 5.3.5).

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 in der Fernwärme verzichtet.

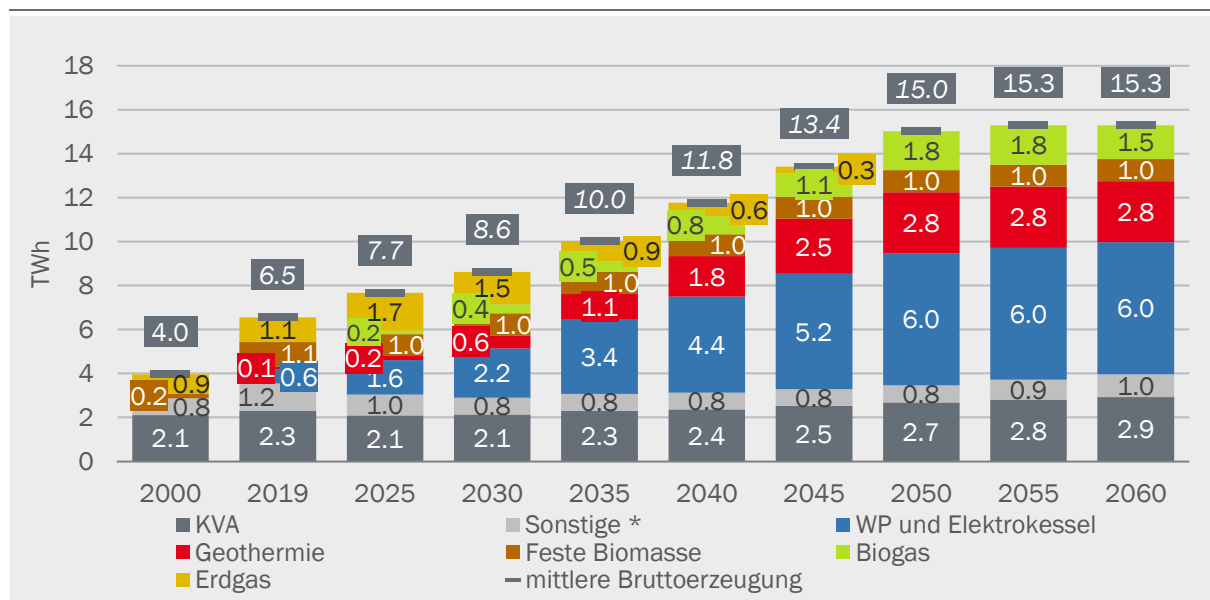
Darüber hinaus werden die Abwärmepotenziale von Kehrlichtverwertungsanlagen stärker ausgenutzt. In der Fernwärmeerzeugung von Kehrlichtverwertungsanlagen verbleiben aufgrund der fossilen Anteile des Mülls CO₂-Emissionen. Die Abwärme aus der Stromerzeugung von Kehrlichtverwertungsanlagen wird daher aufgrund des notwendigen Temperaturniveaus von über 100 °C primär für den internen Einsatz im CCS-Prozess der Kehrlichtverwertungsanlagen 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, die mittels Wärmepumpen zur Wärmeversorgung genutzt werden können. Dazu gehören Seen, Flüsse aber insbesondere auch das Abwasser von Abwasserreinigungsanlagen, das aufgrund des hohen und im Jahresverlauf nahezu konstanten 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 Wärme bereit. Abbildung 200 zeigt die Entwicklung der Fernwärmeerzeugung im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 200: Fernwärme – Szenario ZERO Basis

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



* Kernenergie, Abwärme, sonstige erneuerbare Energien

Quelle: Prognos AG

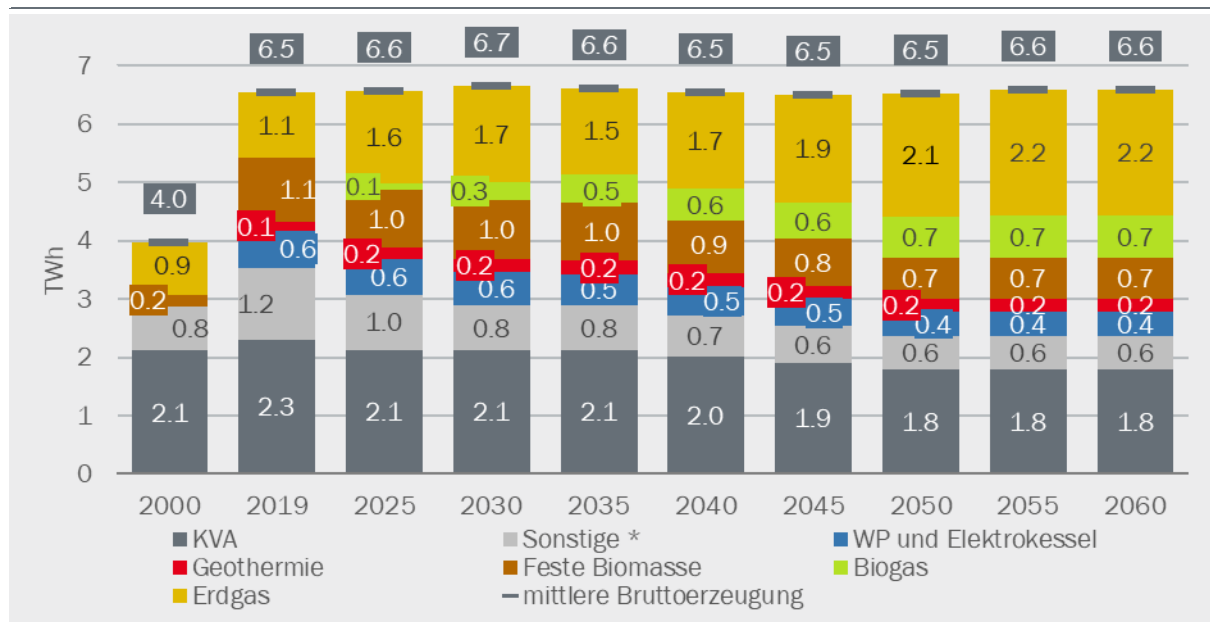
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.6.6 Fernwärmeerzeugung im Szenario Weiter wie bisher (WWB)

Im Szenario WWB bleibt die Erzeugung von Fernwärme, dargestellt in Abbildung 201, bis 2050 gegenüber 2019 weitestgehend konstant. Die Erzeugung durch Gase sowohl von konventionellem Erdgas als auch Biogas nimmt bis 2050 zu und gleicht den Rückgang der sonstigen Energieträger, KVA, fester Biomasse und Wärmepumpen aus.

Abbildung 201: Fernwärme – Szenario WWB

Entwicklung des Verbrauchs und der Erzeugung von Fernwärme im Szenario WWB, in TWh



* Kernenergie, Abwärme, sonstige erneuerbare Energien

Quelle: Prognos AG

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

8.6.7 Fernwärmeerzeugung Szenarienvergleich

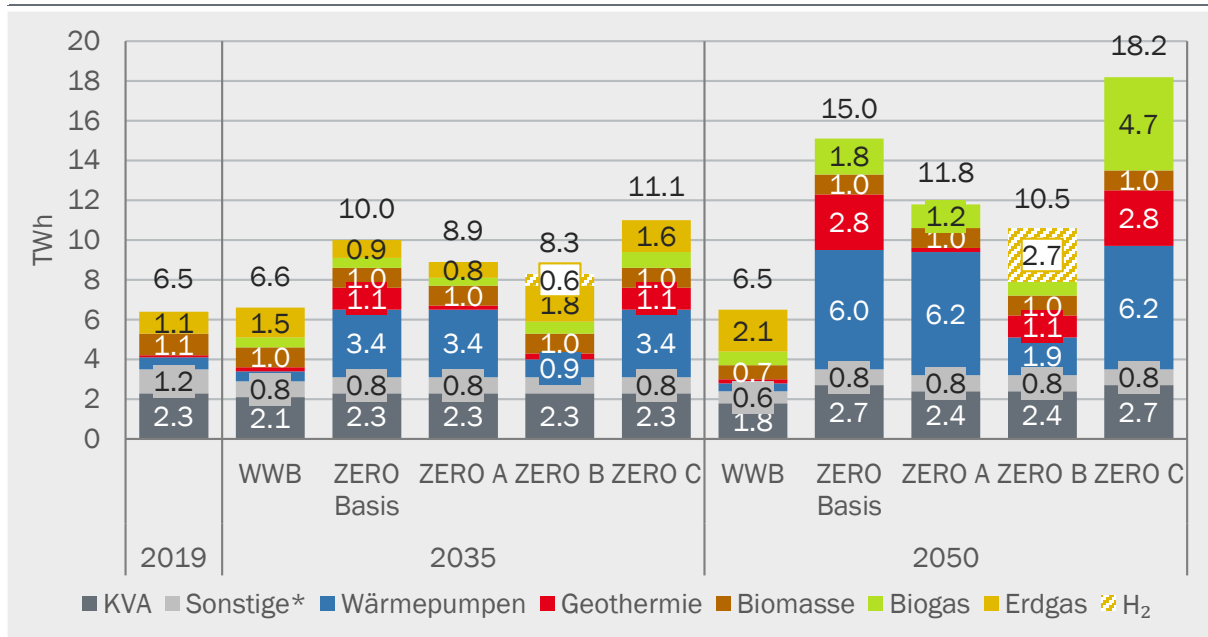
Im Vergleich zum Szenario WWB sind alle Varianten des Szenarios ZERO einerseits durch einen steigenden Verbrauch an Fernwärme und andererseits durch eine Zunahme von CO₂-freien Erzeugungstechnologien gekennzeichnet. Für die Fernwärmeerzeugung ist ein breites Portfolio von Erzeugungstechnologien vorhanden (vgl. Kapitel 5.3).

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

Abbildung 202: Fernwärmeerzeugung (Szenarienvergleich)

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



* Kernenergie, Abwärme, sonstige erneuerbare Energien

9 Direkte volkswirtschaftliche Kosten

9.1 Definition und Herleitung

Der erweiterte Umbau des Energiesystems Richtung Netto-null-Ziel ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Dafür erhält die Schweiz ein nahezu emissionsfreies Energiesystem. Dies ist unerlässlich, um die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf netto null zu reduzieren und in Kooperation mit der weltweiten Staatengemeinschaft – die Klimaerwärmung gemäss dem Übereinkommen von Paris auf unter 1.5 °C zu beschränken. So können die Kosten einer ungebremsten Klimaerwärmung vermieden werden (vgl. nachfolgende Infobox).

Der Umbau des Energiesystems, der nötig ist, um das Netto-null-Ziel zu erreichen, bedingt zusätzliche Investitionen in Anlagen und Infrastrukturen sowie in emissionsreduzierende und effizienzsteigernde Massnahmen. Diese gehen über die ohnehin anfallenden Investitionen hinaus. Hinzu kommen zusätzliche Kosten für den Betrieb und den Unterhalt dieser Anlagen. Gleichzeitig führt die Abkehr von fossilen Brenn- und Treibstoffen sowie eine zunehmende Energieeffizienz zu Einsparungen bei den Energiekosten.

In einem ersten Schritt wird bei der Kostenbetrachtung auf das Energiesystem fokussiert, dabei werden die direkten volkswirtschaftlichen Kosten ermittelt, jedoch ohne Rückkoppelungen innerhalb der Volkswirtschaft und Wechselwirkungen mit dem Ausland zu berücksichtigen. Diese Effekte sowie die Auswirkungen auf Wohlfahrt und BIP werden im Rahmen der Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen durch EcoPlan untersucht. Die Ergebnisse werden in einem eigenständigen Bericht veröffentlicht (voraussichtlich erste Jahreshälfte 2022).

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

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

Dabei werden auch die Kosten für die Energieinfrastruktur berücksichtigt (u. a. Stromnetzinfrastuktur, Wärmenetze, Infrastruktur der Mineralölwirtschaft und die Gasnetzinfrastuktur). 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 den Annahmen im Legislaturfinanzplan 2021 bis 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 anderem 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 (s. Kapitel 8.1.2). 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.⁷⁵ Alle Kosten werden in realen Preisen mit dem Basisjahr 2017 ausgewiesen (CHF 2017).



Kosten einer ungebremsten Klimaerwärmung

Nicht berücksichtigt bei den hier vorliegenden Kostenbetrachtungen sind die Kosten des «Nichts-tuns», respektive einer ungebremsten Klimaerwärmung. Das Bundesamt für Umwelt (BAFU) hat den Stand der Erkenntnisse zu den Kosten eines ungebremsten 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 ungebremst 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 bis 30 Milliarden Franken. Längerfristig nimmt dieser Nutzen stark zu, weil die Kosten einer ungebremsten 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

⁷⁵ 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.

Ein leicht abweichendes Vorgehen wird beim Biomethan gewählt. Da ein erheblicher Anteil des Biomethans inländisch erzeugt wird, die Investitionen für die Biomethanproduktion aber nicht explizit bei den Investitionen abgebildet sind, wird für Biomethan ein Mischpreis aus Grenzübergangspreis und inländischen Gesteungskosten angesetzt.

Szenarien und den berücksichtigten Teilbereichen abhängig und können sich deshalb je nach Studie stark unterscheiden (Ecoplan, 2007; EPFL, 2017; Vöhringer et al., 2019).

9.2 Ergebnisse

9.2.1 ZERO Basis

Im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») fallen gegenüber der Entwicklung im Szenario WWB bis zum Jahr 2050 direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten in der Höhe von 73 Milliarden Franken an. 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 (-50 Milliarden; Tabelle 82).

Tabelle 82: Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO Basis

ZERO Basis gegenüber dem Szenario WWB für den Betrachtungszeitraum 2020-2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2020 bis 2050	2020 bis 2060
annualisierte Investitionen	+109 Mrd. CHF	+183 Mrd. CHF
Betriebs- und Unterhaltskosten	+14 Mrd. CHF	+23 Mrd. CHF
eingesparte Energiekosten	-50 Mrd. CHF	-70 Mrd. CHF
Total Mehrkosten	73 Mrd. CHF	136 Mrd. CHF

Angebotsvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Werte ohne internationalen Flugverkehr

Quelle: eigene Darstellung

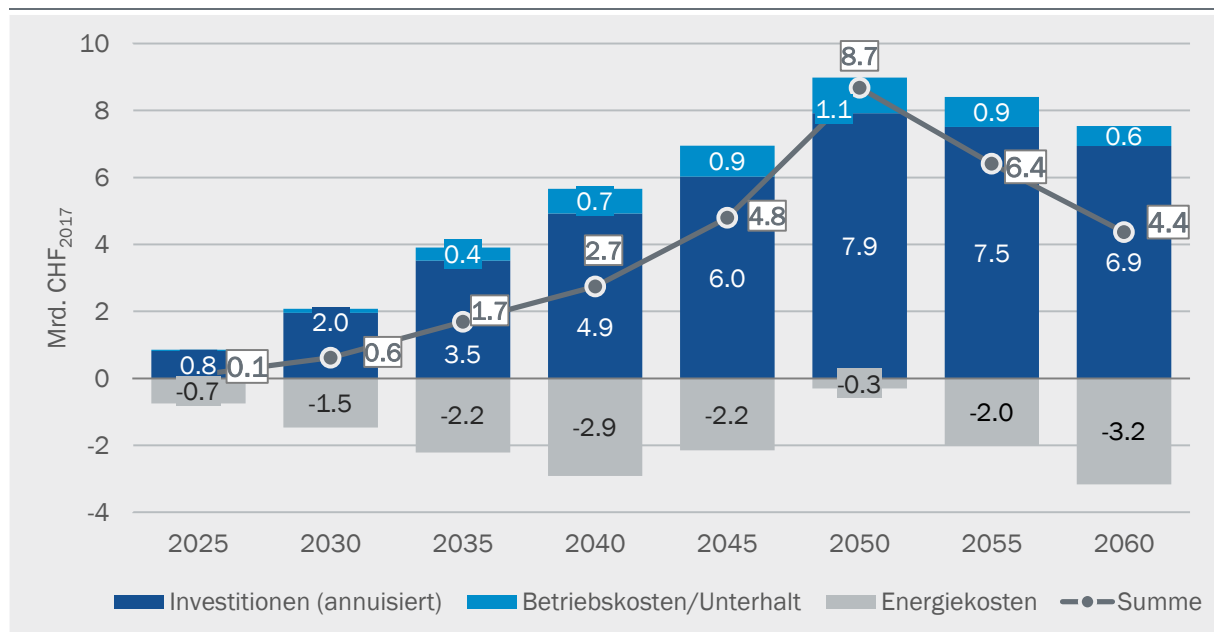
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Durchschnitt der Jahre 2020 bis 2050 belaufen sich die jährlichen direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten auf 2.4 Milliarden Franken. Die jährlichen Kosten sind über den Betrachtungszeitraum jedoch nicht gleich verteilt (s. Abbildung 203). Die jährlichen direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten steigen bis 2050 zwischenzeitlich auf knapp 9 Milliarden Franken an. Ursache für den Anstieg sind die im Vergleich teuren Massnahmen (Investitionen) zur weitgehenden Reduktion der verbleibenden 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 die langen Lebenszyklen der Investitionen kumulieren sich Kostenbestandteile früherer Investitionen gegen Ende des Betrachtungszeitraums. Nach 2050 nehmen die jährlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten wieder ab, 2060 liegen sie bei

noch 4.4 Milliarden Franken. Der Rückgang ist sowohl auf die wieder abnehmenden Differenzinvestitionen und Betriebskosten als auch die wieder ansteigenden Einsparungen bei den Energiekosten zurückzuführen. Ursache für Letzteres ist u. a. die weiter fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrs. Dadurch müssen nach 2050 zunehmend weniger teure strombasierte Treibstoffe importiert werden.

Abbildung 203: 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



Quelle: eigene Darstellung, Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Folgenden werden die drei Kostenbestandteile detailliert 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 auszubauen. Nach 2050 fallen weitere Mehrinvestitionen an, bis 2060 kumulieren sich die annualisierten Mehrinvestitionen auf 183 Milliarden Franken

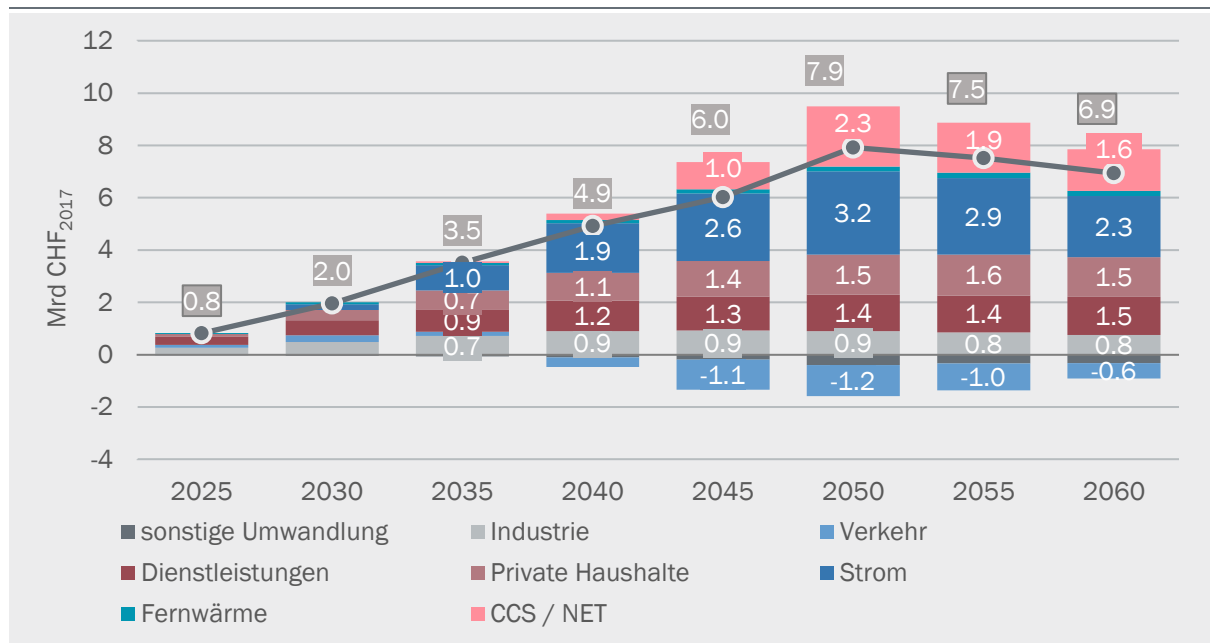
Der Ausbau der erneuerbaren Nah- und Fernwärme und vor allem der Stromproduktion erfolgt deutlich stärker als im Szenario WWB. Der grösste Teil der Mehrinvestitionen bis zum Jahr 2050 fällt mit rund 38 Milliarden Franken im Stromsystem an (s. Abbildung 204). Davon entfällt der Grossteil auf den Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien (25.3 Milliarden Franken), die Netzinfrastruktur (9.2 Mrd. Franken) und Batteriespeicher (3.3 Mrd. Franken). Die

zusätzlichen Investitionen im Bereich der konventionellen Stromerzeugung sind leicht geringer als im Szenario WWB (Tabelle 83).

Die Mehrinvestitionen im Sektor Private 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. Im Dienstleistungssektor sind auch die Mehrinvestitionen für die Gebäudetechnik und Anlagen nicht unerheblich (bis 2050: 7.6 Mrd. Franken).

Abbildung 204: Jährliche annualisierte Differenzinvestitionen nach Sektoren

Zeitraum 2025 bis 2060, Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



Quelle: eigene Darstellung, Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Verkehrsbereich erfolgt die Durchdringung der Elektrofahrzeuge im Szenario ZERO Basis deutlich schneller und weitgehender als im Szenario WWB. Aufgrund der sinkenden Kosten für Batterie-Elektrofahrzeuge – diese werden mittelfristig billiger als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren (vgl. Kapitel 7.1.1) – ergeben sich im Verkehrssektor bis zum Jahr 2050 Minderinvestitionen gegenüber dem Szenario WWB in Höhe von rund 9 Milliarden Franken. Dabei berücksichtigt sind Mehrinvestitionen im Umfang von rund 3 Milliarden Franken für Elektro-Ladestationen. Aufgrund der geringen Bedeutung von Wasserstofffahrzeugen fallen vergleichsweise geringe Mehrkosten bei der Wasserstoff-Ladeinfrastruktur an. Bei der konventionellen Tankinfrastruktur (Benzin, Diesel) fallen die Investitionen etwas geringer aus.

Im Industriesektor belaufen sich die Mehrinvestitionen bis zum Jahr 2050 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, die im Szenario WWB keine Rolle spielen.

Für den verstärkten Ausbau der Wärmenetze und der Wärmeerzeugung sind annuisierte Mehrinvestitionen von rund 3 Milliarden Franken bis 2050 notwendig.⁷⁶ Im Bereich sonstigen Umwandlung ergeben sich im Szenario ZERO Basis geringere Investitionen als im Szenario WWB. Dies ist auf reduzierte Investitionen im Bereich der Mineralöl- und Gasnetzinfrastruktur zurückzuführen. Für die inländische Erzeugung von Wasserstoff ergeben sich hingegen Mehrinvestitionen von 2.6 Milliarden Franken bis 2050 (2060: 4.5 Mrd. Franken).

Die Mehrinvestitionen für CCS und Negativemissionstechnologien haben bis zum Jahr 2040 lediglich geringe Bedeutung. Dies ändert ab 2040: Bis zum Jahr 2050 kumulieren sie sich auf rund 13 Milliarden Franken (2060: 32 Mrd. Franken). Davon entfällt eine Hälfte auf Investitionen im Inland, hauptsächlich für den Einbau der CCS-Infrastruktur bei KVA, grösseren Industrieanlagen und bei Biomasseanlagen. Die andere Hälfte betrifft Massnahmen im Ausland zur Erzeugung negativer THG-Emissionen.

Tabelle 83: Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO Basis

jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumuliert bis 2050	kumuliert bis 2060
Verkehr	0.11	0.26	0.16	-0.37	-1.15	-1.18	-0.59	-8.9	-18.4
Pkw	0.09	0.24	0.21	-0.24	-0.96	-1.06	-0.95	-6.8	-17.5
Leichte Nutzfahrzeuge	-0.01	-0.04	-0.12	-0.24	-0.36	-0.38	-0.30	-5.1	-8.6
Schwere Nutzfahrzeuge	0.03	0.04	0.02	0.00	-0.02	-0.03	-0.02	0.3	0.1
übrige Fahrzeuge	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.2	-0.4
Ladestationen elektrisch	0.01	0.03	0.06	0.12	0.20	0.30	0.69	2.9	7.9
übrige Lade/Tankinfrastruktur	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.0	0.1
Oberleitungen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
Industrie	0.27	0.48	0.72	0.91	0.92	0.90	0.76	19.2	27.6
Effizienz	0.24	0.43	0.62	0.77	0.77	0.78	0.72	16.5	24.1
Anlagen/Substitution	0.03	0.05	0.09	0.14	0.15	0.12	0.04	2.7	3.5
Private Haushalte	0.11	0.38	0.73	1.07	1.35	1.54	1.51	22.8	38.2
Gebäudehülle	0.01	0.08	0.20	0.35	0.49	0.64	0.88	7.5	15.4
Wärmeerzeuger	0.06	0.22	0.37	0.51	0.61	0.64	0.39	10.8	15.9
sonstige Gebäudetechnik	0.01	0.03	0.06	0.09	0.12	0.14	0.15	1.9	3.4
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.02	0.05	0.10	0.13	0.13	0.12	0.09	2.5	3.6
DL und Landwirtschaft	0.30	0.57	0.85	1.15	1.31	1.39	1.45	25.2	39.5

⁷⁶ Die Wärmeerzeugung der Nahwärme sind unter den Differenzinvestitionen für Wärmeerzeuger in Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen enthalten.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Gebäudehülle	0.07	0.14	0.20	0.33	0.42	0.49	0.60	7.4	12.9
Wärmeerzeuger	0.07	0.15	0.22	0.28	0.32	0.32	0.23	6.3	9.0
sonstige Gebäudetechnik, Antriebe	0.09	0.18	0.28	0.34	0.37	0.39	0.41	7.6	11.6
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.06	0.10	0.15	0.19	0.19	0.19	0.21	4.0	6.0
Stromerzeugung	0.01	0.21	0.75	1.42	1.92	2.36	1.77	28.6	49.9
Wasserkraft	0.01	0.01	0.02	0.04	0.06	0.07	0.07	0.9	1.6
übrige Erneuerbare	0.00	0.17	0.65	1.22	1.63	2.01	1.54	24.4	42.7
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle Erzeugung, KVA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.1	-0.1
Batterien	0.00	0.03	0.07	0.16	0.23	0.28	0.16	3.3	5.7
Stromnetze	-0.02	0.02	0.22	0.47	0.66	0.82	0.57	9.2	16.1
Wärmenetze	0.04	0.07	0.09	0.13	0.16	0.19	0.21	3.0	5.0
Erzeugung Fernwärme	0.02	0.04	0.05	0.09	0.11	0.14	0.14	1.9	3.3
Netze (Nah- und Fernwärme)	0.02	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.07	1.1	1.7
Sonstige Umwandlung	-0.01	-0.04	-0.06	-0.10	-0.18	-0.40	-0.32	-3.4	-6.8
H ₂ Erzeugung, inkl. Verteilung	0.01	0.02	0.08	0.13	0.17	0.18	0.17	2.6	4.5
Mineralölinfrastruktur	-0.02	-0.06	-0.11	-0.20	-0.32	-0.54	-0.44	-5.3	-10.1
Gas-Netzinfrastruktur	0.00	-0.01	-0.02	-0.03	-0.04	-0.04	-0.05	-0.6	-1.1
CCS / NET	0.00	0.00	0.06	0.24	1.04	2.30	1.58	12.8	31.8
CCS / NET Inland	0.00	0.00	0.05	0.20	0.59	0.85	0.73	6.5	14.3
NET Ausland	0.00	0.00	0.01	0.05	0.45	1.45	0.86	6.3	17.4
Summe	0.82	1.96	3.51	4.93	6.03	7.92	6.94	108.6	182.9

Quelle: eigene Darstellung, Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 M Milliarden Franken. Die Mehrkosten werden hauptsächlich durch die Mengenausweitungen bei der Fernwärme- und vor allem bei der erneuerbaren Stromerzeugung verursacht (s. Tabelle 84). 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.

Tabelle 84: Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungen

im Szenario ZERO Basis, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	-0.01	-0.02	-0.05	-0.09	-0.16	-0.27	-0.47	-2.4	-6.3
PkW	0.00	-0.01	-0.06	-0.15	-0.24	-0.32	-0.33	-3.3	-6.7
Leichte Nutzfahrzeuge	0.00	0.01	0.06	0.13	0.19	0.21	0.12	2.6	4.3
Schwere Nutzfahrzeuge	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.02	-0.01	0.4	0.5
übrige Fahrzeuge	-0.01	-0.03	-0.06	-0.10	-0.14	-0.18	-0.25	-2.2	-4.4
PHH	-0.02	-0.05	-0.08	-0.10	-0.13	-0.14	-0.13	-2.3	-3.6
DL	0.04	0.06	0.09	0.11	0.12	0.12	0.13	2.5	3.8
Stromerzeugung	-0.04	0.04	0.32	0.65	0.89	1.10	0.82	12.6	22.5
Wasserkraft	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.4	0.6
übrige Erneuerbare	-0.04	0.03	0.31	0.64	0.87	1.08	0.80	12.3	22.0
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.1	-0.1
Stromnetze	0.00	0.00	0.02	0.03	0.05	0.06	0.04	0.6	1.1
Erzeugung Fernwärme	0.06	0.09	0.09	0.14	0.16	0.20	0.19	3.1	5.1
Erneuerbare mit WKK	0.06	0.08	0.08	0.11	0.12	0.14	0.13	2.6	4.0
übrige	0.00	0.01	0.01	0.04	0.04	0.06	0.07	0.6	1.2
Summe	0.03	0.12	0.39	0.74	0.92	1.07	0.59	14.2	22.6

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

c) Eingesparte Energiekosten

Den Mehrinvestitionen und höheren Betriebs- und Unterhaltskosten stehen eingesparte Energieträgerkosten gegenüber. Diese kommen hauptsächlich durch verminderte Energieträgerimporte zu Stande, daneben hat aber auch die energetische Nutzung inländischer Biomasse eine gewisse Bedeutung. Aktuell werden jährlich Energieträger für rund 8 Milliarden Franken in die Schweiz importiert (Mittelwert über den Zeitraum 2009-2019; (BFE, 2020a)). Rund 98 % dieser Importausgaben entstehen durch die Importe von Erdölprodukten 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. Dies resultiert in Minderkosten gegenüber dem Szenario WWB um rund 86 Milliarden Franken bis zum Jahr 2050 (s. Tabelle 85). Gleichzeitig steigt die Nachfrage nach biogenen Energieträgern (Biogas, Biomethan, Biotreibstoffe und feste Biomasse) und es entsteht langfristig 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. Insgesamt belaufen sich die im Szenario ZERO Basis gegenüber dem Szenario WWB eingesparten Energieträgerkosten bis zum Jahr 2050 auf annähernd 50 Milliarden Franken. 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 205). 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 jährliche Einsparungen an Energiekosten resultieren.

Da im Szenario WWB die Stromerzeugung weniger stark ausgebaut wird als im Szenario ZERO, der Stromverbrauch dennoch deutlich ansteigt (s. Kapitel 8.1.4), muss im Szenario WWB deutlich mehr Strom importiert werden. Den Mehrinvestitionen in die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien von rund 25 Milliarden Franken bis 2050 (s. Tabelle 85) stehen dadurch verringerte Stromimporte von rund 21 Milliarden Franken gegenüber.

Tabelle 85: Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis

Differenz gegenüber dem Szenario WWB, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumuliert bis 2050	kumuliert bis 2060
Mineralöle	-0.92	-1.62	-2.17	-2.65	-3.17	-3.51	-3.07	-64.0	-96.7
Erdgas	-0.18	-0.39	-0.66	-0.92	-1.21	-1.40	-1.52	-21.1	-35.8
Kohle	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.5	-0.7
Biomasse	0.48	0.85	1.14	1.59	1.93	2.36	2.05	37.1	59.1
Strom (Importe)	-0.12	-0.28	-0.54	-1.02	-1.18	-1.75	-2.41	-21.2	-43.0
Abfälle	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.03	-0.3	-0.5
Wasserstoff	0.00	0.00	0.05	0.11	0.26	0.46	0.67	3.8	9.9
strombasierte Energieträger	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24	3.48	1.18	16.6	37.7
Summe	-0.74	-1.46	-2.21	-2.92	-2.15	-0.30	-3.16	-49.6	-69.9

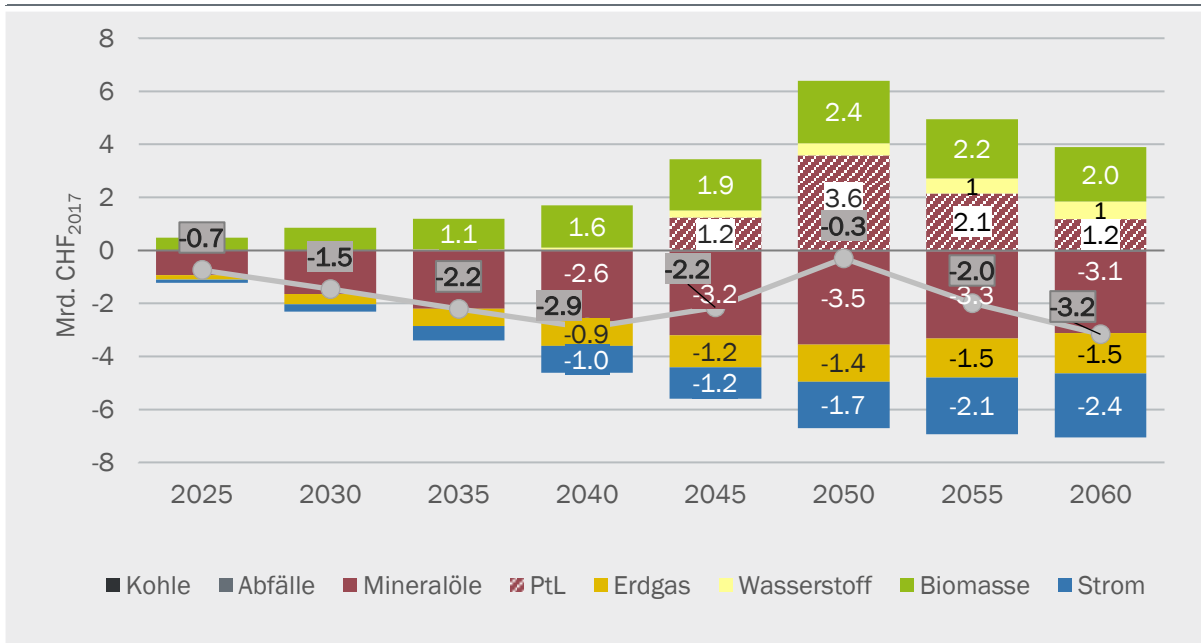
nicht einzelnen ausgewiesen sind die geringen Differenzkosten bei der Kernenergie (im Mittel bis 2033 rund -2 Millionen CHF/a)

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 205: Jährliche eingesparte Energiekosten nach Energieträgern

Zeitraum 2025 bis 2060, Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



nicht dargestellt sind die geringen Einsparungen bei der Kohle und der Kernenergie; Werte ohne internationalen Flugverkehr

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

9.2.2 ZERO A

Im Szenario ZERO A in Kombination mit der Stromvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» be- laufen sich gegenüber der Entwicklung im Szenario WWB die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten bis zum Jahr 2050 auf 79 Milliarden Franken (s. Tabelle 86). Diese setzen sich zusammen aus zusätzlichen Differenzinvestitionen (+118 Mrd. Franken; s. Tabelle 87), den Mehrkosten für Betrieb und Unterhalt (+15 Mrd. Franken; s. Tabelle 88) sowie eingesparten Energiekosten im Umfang von 54 Milliarden Franken (s. Tabelle 89). Bis zum Jahr 2060 steigen die kumulierten Mehrkosten gegenüber WWB auf 142 Milliarden Franken.

Tabelle 86: Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO A

ZERO A gegenüber dem Szenario WWB für den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2020 bis 2050	2020 bis 2060
annualisierte Investitionen	+119 Mrd. CHF	+206 Mrd. CHF
Betriebs- und Unterhaltskosten	+15 Mrd. CHF	+24 Mrd. CHF
eingesparte Energiekosten	-54 Mrd. CHF	-87 Mrd. CHF
Total Mehrkosten	79 Mrd. CHF	142 Mrd. CHF

Angebotsvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Werte ohne internationalen Flugverkehr

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

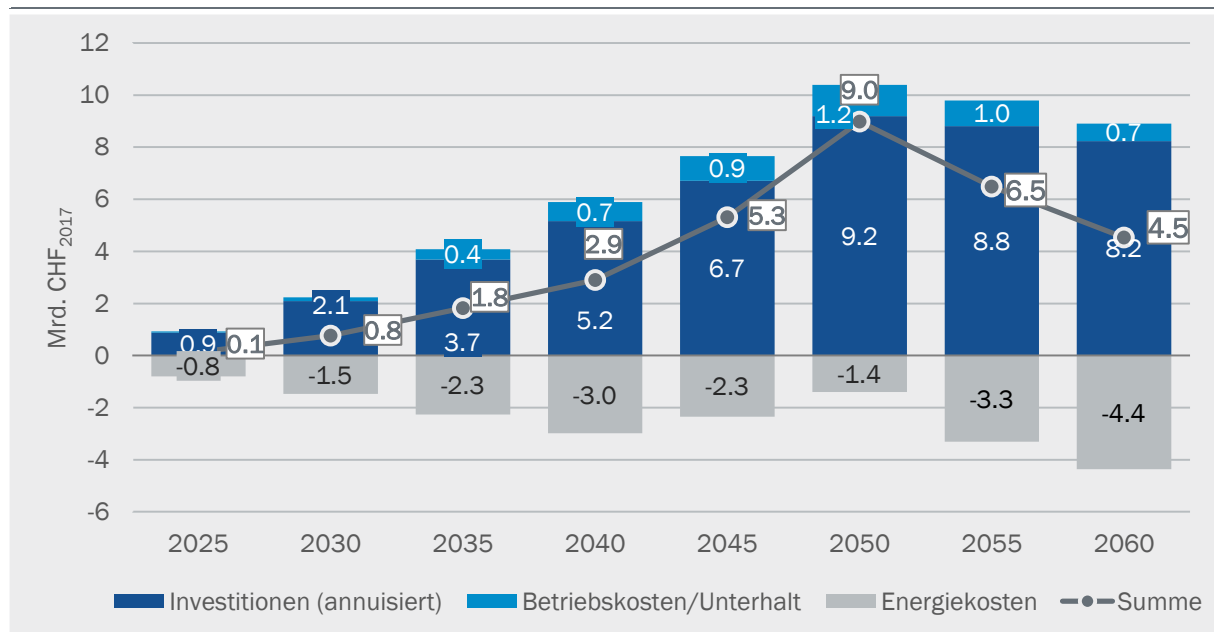
Die jährlichen Mehrkosten im gegenüber dem Szenario WWB steigen im Zeitverlauf an und erreichen im Jahr 2050 mit 9 Milliarden Franken das Maximum (s. Abbildung 206). Nach 2050 nehmen die jährlichen Mehrkosten ab, was hauptsächlich auf die eingesparten Energiekosten zurückzuführen ist.

Die im Vergleich zum Szenario ZERO Basis höheren Investitionen sind hauptsächlich auf den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur im Verkehrssektor, die zusätzlichen Wärmepumpen im Gebäudesektor sowie die zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten zurückzuführen. Die Betriebs- und Unterhaltskosten unterscheiden sich insgesamt nicht wesentlich von der Basisvariante. Sie fallen im Bereich der Stromerzeugung etwas höher aus, dem gegenüber stehen Einsparungen beim Schwerverkehr.

Bei den Energiekosten zeigen sich in ZERO A im Vergleich zum Szenario ZERO Basis höhere Aufwendungen für Stromimporte und geringere Kosten für Importe an Biomethan. In Summe fallen die bis zum Jahr 2050 kumulierten eingesparten Energiekosten um rund 4.5 Milliarden Franken höher aus (bis 2060: 17 Mrd. Franken).

Abbildung 206: Jährliche Differenzkosten im Szenario ZERO A

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



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 87: Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO Ajährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	0.13	0.30	0.19	-0.36	-1.01	-0.92	-0.40	-6.9	-14.2
Pkw	0.09	0.24	0.21	-0.24	-0.96	-1.06	-0.95	-6.8	-17.5
Leichte Nutzfahrzeuge	-0.01	-0.04	-0.12	-0.24	-0.36	-0.38	-0.30	-5.1	-8.6
Schwere Nutzfahrzeuge	0.05	0.08	0.06	0.03	-0.01	-0.06	-0.13	0.9	-0.2
übrige Fahrzeuge	0.00	0.00	-0.02	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.5	-0.8
Ladestationen elektrisch	0.01	0.03	0.06	0.12	0.20	0.30	0.69	2.9	7.9
übrige Lade/Tankinfrastruktur	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
Oberleitungen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.32	0.32	1.8	4.9
Industrie	0.27	0.49	0.72	0.91	0.92	0.91	0.77	19.3	27.7
Effizienz	0.24	0.43	0.62	0.77	0.78	0.78	0.72	16.6	24.1
Anlagen/Substitution	0.03	0.05	0.10	0.14	0.15	0.13	0.04	2.8	3.6
Private Haushalte	0.13	0.45	0.86	1.27	1.62	1.86	1.81	27.2	45.8
Gebäudehülle	0.01	0.08	0.20	0.35	0.49	0.64	0.88	7.5	15.4
Wärmeerzeuger	0.08	0.28	0.49	0.69	0.86	0.94	0.65	14.9	22.9
sonstige Gebäudetechnik	0.01	0.03	0.07	0.10	0.14	0.17	0.18	2.2	4.0
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.02	0.05	0.10	0.13	0.13	0.12	0.09	2.5	3.6
DL und Landwirtschaft	0.30	0.58	0.89	1.21	1.38	1.48	1.57	26.4	41.7
Gebäudehülle	0.07	0.13	0.20	0.33	0.43	0.49	0.60	7.3	12.8
Wärmeerzeuger	0.08	0.17	0.27	0.35	0.41	0.43	0.37	7.7	11.8
sonstige Gebäudetechnik, Antriebe	0.10	0.18	0.28	0.34	0.36	0.38	0.40	7.4	11.4
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.05	0.09	0.14	0.19	0.19	0.18	0.21	3.8	5.7
Stromerzeugung	0.03	0.24	0.77	1.45	2.12	2.88	2.38	31.5	58.6
Wasserkraft	0.01	0.01	0.02	0.04	0.06	0.07	0.07	0.9	1.6
übrige Erneuerbare	0.02	0.20	0.67	1.25	1.80	2.44	2.04	26.9	49.9
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle Erzeugung, KVA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	-0.1
Batterien	0.00	0.03	0.07	0.16	0.26	0.37	0.27	3.7	7.1
Stromnetze	-0.03	0.00	0.20	0.44	0.71	0.99	0.76	9.5	18.3
Wärmenetze	0.06	0.07	0.11	0.14	0.16	0.18	0.19	3.3	5.1
Erzeugung Fernwärme	0.03	0.04	0.07	0.10	0.12	0.13	0.12	2.3	3.5

Netze (Nah- und Fernwärme)	0.02	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	1.0	1.6
Sonstige Umwandlung	-0.01	-0.05	-0.11	-0.18	-0.28	-0.52	-0.46	-5.1	-9.9
H ₂ Erzeugung, inkl. Verteilung	0.01	0.02	0.03	0.06	0.09	0.07	0.04	1.2	1.7
Mineralölinfrastruktur	-0.02	-0.06	-0.12	-0.21	-0.33	-0.55	-0.45	-5.6	-10.5
Gas-Netzinfrastuktur	0.00	-0.01	-0.02	-0.03	-0.04	-0.04	-0.05	-0.7	-1.1
CCS / NET	0.00	0.00	0.06	0.29	1.10	2.34	1.62	13.4	32.7
CCS / NET Inland	0.00	0.00	0.05	0.23	0.64	0.89	0.76	7.0	15.2
NET Ausland	0.00	0.00	0.01	0.05	0.46	1.45	0.87	6.4	17.5
Summe	0.88	2.09	3.68	5.16	6.72	9.20	8.24	118.5	205.8

Quelle: eigene Darstellung, Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 88: Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungenim Szenario ZERO A, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	-0.01	-0.03	-0.07	-0.13	-0.23	-0.39	-0.68	-3.4	-9.1
PkW	0.00	-0.01	-0.06	-0.15	-0.24	-0.32	-0.33	-3.3	-6.7
Leichte Nutzfahrzeuge	0.00	0.01	0.06	0.13	0.19	0.21	0.12	2.6	4.3
Schwere Nutzfahrzeuge	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.03	-0.09	-0.20	-0.4	-2.0
übrige Fahrzeuge	-0.01	-0.03	-0.06	-0.10	-0.15	-0.20	-0.27	-2.4	-4.8
PHH	-0.01	-0.04	-0.07	-0.09	-0.11	-0.13	-0.12	-2.0	-3.3
DL	0.04	0.07	0.10	0.12	0.12	0.13	0.13	2.6	3.9
Stromerzeugung	0.02	0.13	0.35	0.67	0.99	1.36	1.15	14.7	27.7
Wasserkraft	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.4	0.6
übrige Erneuerbare	0.02	0.12	0.35	0.66	0.97	1.34	1.13	14.4	27.2
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.1	-0.1
Stromnetze	0.00	0.00	0.01	0.03	0.05	0.07	0.05	0.7	1.3
Erzeugung Fernwärme	0.01	0.02	0.07	0.13	0.12	0.16	0.13	2.0	3.5
Erneuerbare mit WKK	0.01	0.03	0.08	0.15	0.14	0.19	0.16	2.5	4.2
übrige	0.00	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.4	-0.7
Summe	0.04	0.14	0.40	0.73	0.94	1.19	0.67	14.6	24.0

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 89: Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO ADifferenz gegenüber dem Szenario WWB, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Mineralöle	-0.91	-1.62	-2.16	-2.64	-3.17	-3.51	-3.07	-63.9	-96.5
Erdgas	-0.19	-0.43	-0.70	-0.97	-1.26	-1.41	-1.52	-22.1	-36.9
Kohle	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.5	-0.7
Biomasse	0.45	0.86	1.07	1.45	1.72	1.56	1.22	32.6	45.9
Strom (Importe)	-0.11	-0.25	-0.46	-0.90	-1.02	-1.73	-2.37	-19.1	-40.5
Abfälle	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.03	-0.3	-0.5
Wasserstoff	-0.03	0.00	0.02	0.10	0.23	0.36	0.36	3.2	7.2
strombasierte Energieträger	0.00	0.00	0.00	0.00	1.19	3.36	1.07	15.9	34.7
Summe	-0.79	-1.47	-2.26	-2.99	-2.35	-1.40	-4.37	-54.1	-87.2

nicht einzelnen ausgewiesen sind die geringen Differenzkosten bei der Kernenergie (im Mittel bis 2033 rund -2 Millionen CHF/a)

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

9.2.3 ZERO B

Im Szenario ZERO B in Kombination mit der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» ergeben sich gegenüber dem Szenario WWB bis zum Jahr 2050 direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten in der Höhe von 115 Milliarden Franken (s. Tabelle 90). Diese setzen sich zusammen aus zusätzlichen Differenzinvestitionen (+86 Mrd. Franken; s. Tabelle 91), den Mehrkosten für Betrieb und Unterhalt (+10 Mrd. Franken; s. Tabelle 92) sowie höheren Energiekosten (+19 Mrd. Franken; s. Tabelle 93). Bis zum Jahr 2060 steigen die kumulierten Mehrkosten gegenüber WWB auf 222 Milliarden Franken.

Tabelle 90: Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO BZERO B gegenüber dem Szenario WWB für den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2020 bis 2050	2020 bis 2060
annualisierte Investitionen	+86 Mrd. CHF	+138 Mrd. CHF
Betriebs- und Unterhaltskosten	+10 Mrd. CHF	+13 Mrd. CHF
eingesparte Energiekosten	+19 Mrd. CHF	+71 Mrd. CHF
Total Mehrkosten	115 Mrd. CHF	222 Mrd. CHF

Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Werte ohne internationalen Flugverkehr

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

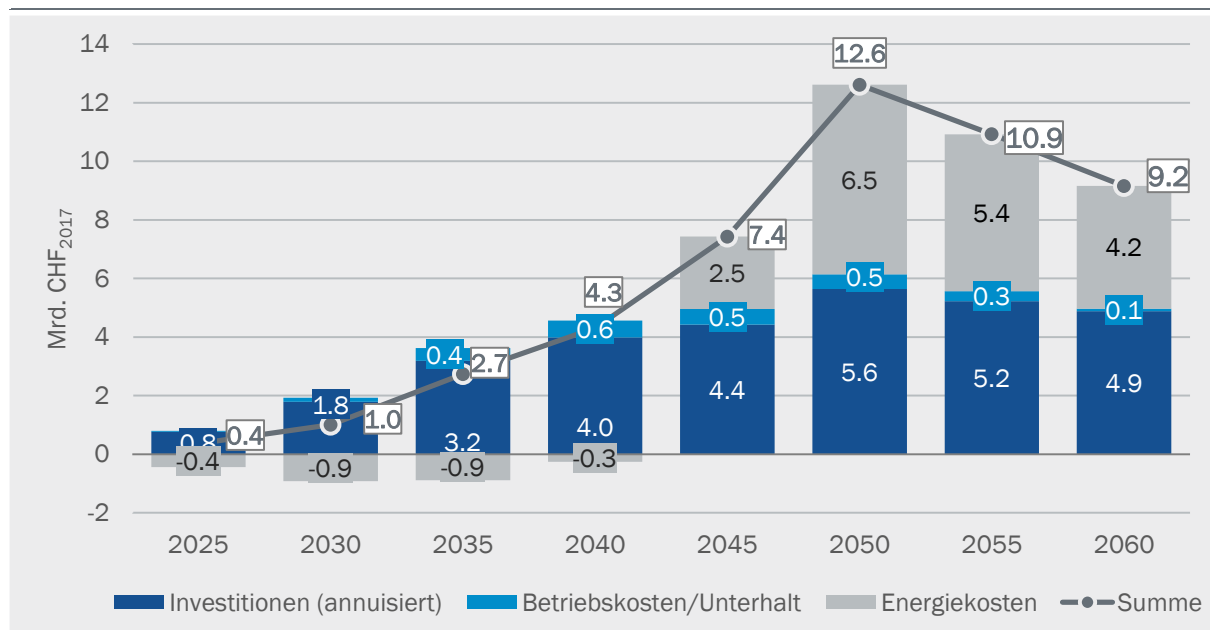
Auch im Szenario ZERO B steigen die jährlichen Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB im Zeitverlauf an und erreichen im Jahr 2050 das Maximum (s. Abbildung 207). Dieses liegt mit über 12 Milliarden Franken deutlich höher als in der Basisvariante oder in ZERO A. Nach 2050 werden die jährlichen Mehrkosten wieder leicht rückläufig.

Der Investitionsbedarf ist im Szenario ZERO B geringer als in der Basisvariante. Hauptsächlich ist dies auf den geringeren Strombedarf sowie dem damit verbundenem geringeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und Netzinfrastruktur zurückzuführen. Signifikant geringere Investitionen ergeben sich auch im Bereich der Wärmeerzeuger im Gebäudesektor (weniger Wärmepumpen). Höher fallen die Investitionen im Verkehrssektor und bei der konventionellen Stromerzeugung (gasbetriebenen WKK) aus. Auch die leicht geringeren Betriebs- und Unterhaltskosten im Vergleich zur Basisvariante sind hauptsächlich auf die Unterschiede bei der erneuerbaren Stromproduktion zurückzuführen.

Im Gegensatz zur Basisvariante und auch zu ZERO A werden im Szenario ZERO B keine Energiekosten eingespart. Nach etwa 2040 sind die jährlichen Energiekosten aufgrund der teuren Importe an strombasierten Gasen (Wasserstoff, PtMethan) höher als im Szenario WWB. Bis zum Jahr 2050 kumulieren sich die Mehrkosten für Energie gegenüber der Variante ZERO Basis auf 68 Milliarden Franken.

Abbildung 207: Jährliche Differenzkosten im Szenario ZERO B

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



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 91: Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO Bjährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	0.12	0.29	0.25	-0.17	-0.88	-0.95	-0.40	-5.2	-12.5
Pkw	0.11	0.31	0.33	0.00	-0.63	-0.73	-0.51	-1.9	-8.6
Leichte Nutzfahrzeuge	-0.01	-0.04	-0.10	-0.21	-0.33	-0.37	-0.29	-4.6	-8.0
Schwere Nutzfahrzeuge	0.01	0.01	-0.02	-0.04	-0.05	-0.05	-0.04	-0.6	-1.1
übrige Fahrzeuge	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	0.00	-0.1	-0.2
Ladestationen elektrisch	0.01	0.02	0.04	0.08	0.13	0.19	0.42	1.9	5.0
übrige Lade/Tankinfrastruktur	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.02	0.03	0.2	0.5
Oberleitungen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
Industrie	0.27	0.49	0.72	0.89	0.90	0.88	0.75	19.0	27.2
Effizienz	0.24	0.43	0.62	0.77	0.78	0.78	0.72	16.6	24.1
Anlagen/Substitution	0.03	0.06	0.09	0.12	0.12	0.09	0.03	2.4	3.0
Private Haushalte	0.07	0.24	0.46	0.69	0.84	0.94	1.04	14.3	24.2
Gebäudehülle	0.01	0.08	0.20	0.35	0.49	0.64	0.88	7.5	15.4
Wärmeerzeuger	0.03	0.08	0.13	0.16	0.14	0.08	-0.04	2.9	3.0
sonstige Gebäudetechnik	0.01	0.02	0.04	0.06	0.08	0.10	0.10	1.3	2.3
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.02	0.05	0.09	0.13	0.13	0.12	0.09	2.5	3.6
DL und Landwirtschaft	0.28	0.53	0.79	1.08	1.20	1.28	1.38	23.4	36.7
Gebäudehülle	0.07	0.14	0.20	0.34	0.44	0.50	0.61	7.5	13.1
Wärmeerzeuger	0.06	0.12	0.17	0.21	0.23	0.22	0.17	4.7	6.6
sonstige Gebäudetechnik, Antriebe	0.09	0.18	0.27	0.34	0.36	0.37	0.40	7.4	11.3
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.05	0.09	0.14	0.19	0.18	0.18	0.20	3.8	5.7
Stromerzeugung	0.01	0.22	0.77	1.06	1.13	1.21	0.67	19.8	29.5
Wasserkraft	0.01	0.01	0.02	0.04	0.06	0.07	0.07	0.9	1.6
übrige Erneuerbare	0.00	0.16	0.57	0.77	0.80	0.86	0.37	14.3	20.7
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle Erzeugung, KVA	0.00	0.02	0.11	0.16	0.19	0.21	0.22	3.0	5.3
Batterien	0.00	0.03	0.06	0.09	0.09	0.07	0.01	1.6	1.9
Stromnetze	-0.03	0.00	0.17	0.25	0.24	0.21	-0.08	3.8	4.2
Wärmenetze	0.06	0.07	0.07	0.09	0.09	0.10	0.11	2.3	3.3
Erzeugung Fernwärme	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.04	1.3	1.7

Netze (Nah- und Fernwärme)	0.02	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06	1.0	1.5
Sonstige Umwandlung	-0.02	-0.06	-0.10	-0.14	-0.19	-0.36	-0.20	-4.2	-6.9
H ₂ Erzeugung, inkl. Verteilung	0.01	0.02	0.06	0.11	0.19	0.23	0.29	2.6	5.3
Mineralölinfrastruktur	-0.02	-0.07	-0.14	-0.22	-0.35	-0.55	-0.45	-6.1	-11.1
Gas-Netzinfrastuktur	0.00	-0.01	-0.02	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.6	-1.0
CCS / NET	0.00	0.00	0.06	0.25	1.08	2.35	1.62	13.2	32.6
CCS / NET Inland	0.00	0.00	0.05	0.20	0.60	0.86	0.73	6.6	14.4
NET Ausland	0.00	0.00	0.01	0.05	0.49	1.49	0.89	6.7	18.1
Summe	0.76	1.79	3.19	3.99	4.42	5.63	4.89	86.4	138.2

Quelle: eigene Darstellung, Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 92: Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungenim Szenario ZERO B, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	-0.01	-0.03	-0.06	-0.09	-0.14	-0.22	-0.34	-2.3	-5.2
PkW	0.00	0.00	-0.03	-0.08	-0.13	-0.17	-0.12	-1.7	-3.3
Leichte Nutzfahrzeuge	-0.01	-0.01	0.01	0.06	0.10	0.09	-0.01	1.1	1.5
Schwere Nutzfahrzeuge	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.5	0.7
übrige Fahrzeuge	-0.01	-0.03	-0.05	-0.09	-0.13	-0.17	-0.24	-2.1	-4.2
PHH	-0.01	-0.04	-0.05	-0.06	-0.08	-0.08	-0.06	-1.4	-2.1
DL	0.04	0.07	0.10	0.12	0.13	0.13	0.14	2.7	4.1
Stromerzeugung	-0.04	0.04	0.34	0.47	0.51	0.57	0.27	8.4	12.7
Wasserkraft	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.4	0.6
übrige Erneuerbare	-0.05	0.02	0.25	0.35	0.38	0.43	0.14	6.2	9.2
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle	0.00	0.01	0.07	0.11	0.11	0.11	0.10	1.8	2.9
Stromnetze	0.00	0.00	0.01	0.02	0.02	0.01	-0.01	0.3	0.3
Erzeugung Fernwärme	0.07	0.10	0.10	0.12	0.10	0.08	0.08	2.6	3.4
Erneuerbare mit WKK	0.07	0.11	0.11	0.14	0.12	0.11	0.10	3.0	4.0
übrige	0.00	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.4	-0.6
Summe	0.04	0.14	0.43	0.58	0.54	0.50	0.08	10.2	13.2

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 93: Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO BDifferenz gegenüber dem Szenario WWB, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Mineralöle	-0.92	-1.64	-2.20	-2.68	-3.19	-3.51	-3.07	-64.5	-97.1
Erdgas	-0.12	-0.22	-0.40	-0.64	-1.03	-1.39	-1.51	-16.3	-30.9
Kohle	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.5	-0.7
Biomasse	0.60	1.04	1.47	1.83	2.11	2.25	2.34	41.9	65.1
Strom (Importe)	-0.15	-0.36	-0.77	-1.19	-1.32	-1.72	-2.87	-24.6	-49.0
Abfälle	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.03	-0.2	-0.5
Wasserstoff	-0.03	0.01	0.43	1.00	1.80	2.65	4.22	24.4	61.9
strombasierte Energieträger	0.19	0.28	0.61	1.44	4.14	8.22	5.13	58.4	122.4
Summe	-0.44	-0.92	-0.89	-0.26	2.48	6.47	4.19	18.6	71.1

nicht einzelnen ausgewiesen sind die geringen Differenzkosten bei der Kernenergie (im Mittel bis 2033 rund -2 Millionen CHF/a)

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

9.2.4 ZERO C

Im Szenario ZERO C in Kombination mit der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» belaufen sich gegenüber dem Szenario WWB die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten bis zum Jahr 2050 auf 121 Milliarden Franken (s. Tabelle 94). Diese setzen sich zusammen aus zusätzlichen Differenzinvestitionen (+121 Mrd. Franken; s. Tabelle 95), den Mehrkosten für Betrieb und Unterhalt (+15 Mrd. Franken; s. Tabelle 96) sowie eingesparten Energiekosten (16 Mrd. Franken; s. Tabelle 97). Bis zum Jahr 2060 steigen die kumulierten Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB auf 221 Milliarden Franken.

Tabelle 94: Zusammensetzung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Szenario ZERO CZERO C gegenüber dem Szenario WWB für den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2020 bis 2050	2020 bis 2060
annualisierte Investitionen	+121 Mrd. CHF	+198 Mrd. CHF
Betriebs- und Unterhaltskosten	+15 Mrd. CHF	+23 Mrd. CHF
eingesparte Energiekosten	-16 Mrd. CHF	+1 Mrd. CHF
Total Mehrkosten	121 Mrd. CHF	221 Mrd. CHF

Angebotsvariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Werte ohne internationalen Flugverkehr

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

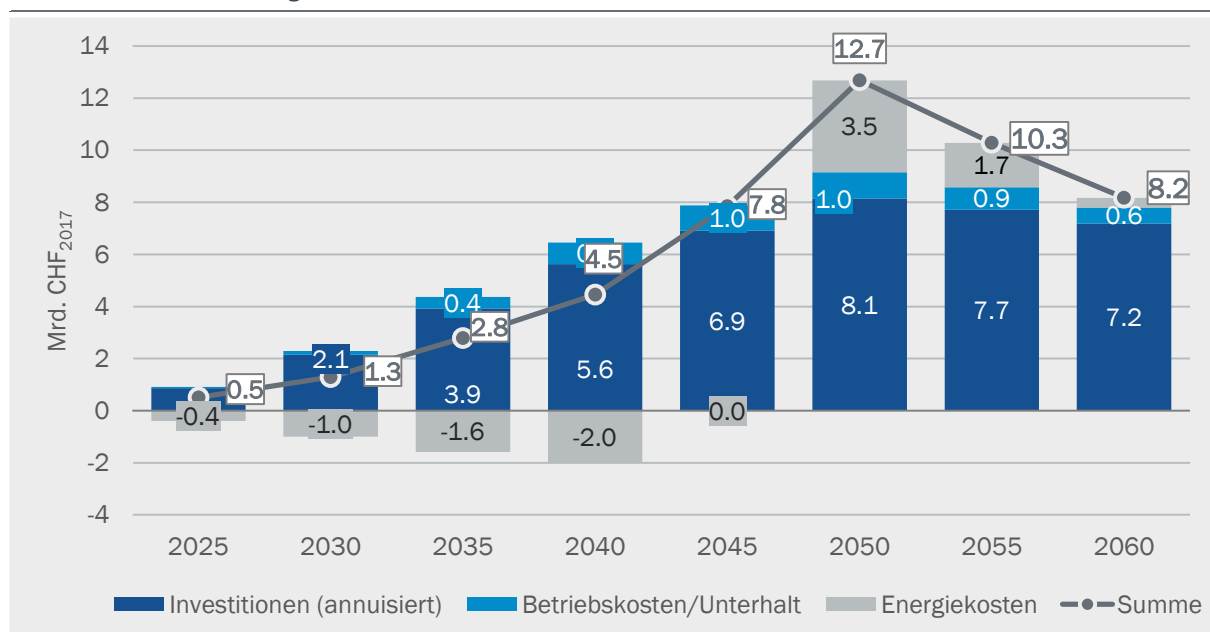
Die jährlichen Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB steigen im Zeitverlauf an und erreichen im Jahr 2050 mit knapp 13 Milliarden Franken das Maximum (s. Abbildung 208). Wie in den anderen ZERO-Varianten nehmen nach 2050 die jährlichen Mehrkosten wieder ab, was hauptsächlich auf die rückläufigen Energiekosten zurückzuführen ist.

Die im Vergleich zum Szenario ZERO Basis höheren Investitionen sind fast ausschliesslich auf die unterschiedliche Entwicklung im Verkehrssektor zurückzuführen. Hier führt die langsamere Diffusion mit batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) im Pkw-Bereich bis zum Jahr 2050 zu rund 13 Milliarden Franken höheren Kosten. In den übrigen Segmenten zeigen sich nur geringe Unterschiede in Bezug auf die Investitionen. Auch die Betriebs- und Unterhaltskosten unterscheiden sich insgesamt nicht wesentlich von der Basisvariante. Sie fallen im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung etwas geringer und im Verkehrssektor sowie bei den Wärmenetzen etwas höher aus.

Bei den Energiekosten zeigen sich in ZERO B im Vergleich zum Szenario ZERO Basis etwas höhere Aufwendungen für Mineralölprodukte und Biomasse. Hinzu kommen teure Importe an flüssigen strombasierten Energieträgern. Demgegenüber stehen etwas geringere Kosten für Importe von Strom und Wasserstoff. In Summe fallen die bis zum Jahr 2050 kumulierten Energiekosten um rund 34 Milliarden Franken höher aus als in der Basisvariante (bis 2060: 71 Mrd. Franken).

Abbildung 208: Jährliche Differenzkosten im Szenario ZERO C

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



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 95: Differenzinvestitionen nach Sektoren und Anwendungen im Szenario ZERO Cjährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	0.14	0.43	0.54	0.32	-0.16	-0.22	0.25	5.5	5.1
Pkw	0.10	0.36	0.52	0.37	-0.02	-0.08	0.10	6.3	6.0
Leichte Nutzfahrzeuge	-0.01	-0.03	-0.09	-0.18	-0.28	-0.30	-0.20	-3.8	-6.4
Schwere Nutzfahrzeuge	0.04	0.08	0.08	0.06	0.02	-0.01	-0.03	1.4	1.1
übrige Fahrzeuge	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.1	-0.3
Ladestationen elektrisch	0.01	0.02	0.04	0.08	0.13	0.19	0.42	1.9	5.0
übrige Lade/Tankinfrastruktur	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.1	-0.3
Oberleitungen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
Industrie	0.27	0.50	0.74	0.92	0.92	0.90	0.76	19.5	27.9
Effizienz	0.24	0.43	0.62	0.77	0.78	0.78	0.72	16.6	24.1
Anlagen/Substitution	0.03	0.07	0.11	0.15	0.15	0.12	0.03	3.0	3.7
Private Haushalte	0.11	0.37	0.71	1.04	1.31	1.49	1.46	22.1	37.1
Gebäudehülle	0.01	0.08	0.20	0.35	0.49	0.64	0.88	7.5	15.4
Wärmeerzeuger	0.06	0.22	0.37	0.51	0.61	0.64	0.39	10.8	15.9
sonstige Gebäudetechnik	0.01	0.02	0.04	0.06	0.08	0.09	0.09	1.3	2.3
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.02	0.05	0.09	0.13	0.13	0.12	0.09	2.5	3.5
DL und Landwirtschaft	0.28	0.54	0.83	1.14	1.30	1.38	1.43	24.6	38.7
Gebäudehülle	0.07	0.13	0.20	0.33	0.43	0.49	0.60	7.3	12.9
Wärmeerzeuger	0.05	0.13	0.20	0.27	0.31	0.31	0.21	5.8	8.4
sonstige Gebäudetechnik, Antriebe	0.10	0.19	0.28	0.35	0.37	0.39	0.42	7.6	11.7
Elektrogeräte, Beleuchtung	0.05	0.09	0.14	0.19	0.19	0.18	0.20	3.8	5.7
Stromerzeugung	0.01	0.20	0.74	1.39	1.76	1.87	1.34	26.3	42.6
Wasserkraft	0.01	0.01	0.02	0.04	0.06	0.07	0.07	0.9	1.6
übrige Erneuerbare	0.00	0.16	0.64	1.20	1.49	1.60	1.17	22.4	36.5
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle Erzeugung, KVA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.1	-0.1
Batterien	0.00	0.03	0.07	0.16	0.21	0.20	0.10	3.0	4.6
Stromnetze	-0.02	0.01	0.21	0.46	0.62	0.64	0.39	8.3	13.2
Wärmenetze	0.08	0.11	0.14	0.19	0.22	0.26	0.27	4.5	7.1
Erzeugung Fernwärme	0.05	0.08	0.11	0.14	0.17	0.20	0.20	3.4	5.4

Netze (Nah- und Fernwärme)	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06	0.07	1.1	1.8
Sonstige Umwandlung	0.00	-0.02	-0.05	-0.06	-0.14	-0.41	-0.30	-2.6	-6.1
H ₂ Erzeugung, inkl. Verteilung	0.01	0.02	0.05	0.10	0.17	0.18	0.19	2.3	4.1
Mineralölinfrastruktur	-0.01	-0.04	-0.08	-0.13	-0.27	-0.55	-0.44	-4.2	-9.1
Gas-Netzinfrastuktur	0.00	-0.01	-0.02	-0.03	-0.04	-0.04	-0.05	-0.6	-1.1
CCS / NET	0.00	0.00	0.06	0.24	1.08	2.24	1.59	13.0	31.9
CCS / NET Inland	0.00	0.00	0.05	0.20	0.60	0.86	0.73	6.6	14.4
NET Ausland	0.00	0.00	0.01	0.05	0.49	1.39	0.86	6.5	17.5
Summe	0.86	2.14	3.92	5.63	6.91	8.14	7.19	121.2	197.5

Quelle: eigene Darstellung, Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 96: Differenzen in den Unterhalts- und Betriebskosten nach Sektoren und Anwendungenim Szenario ZERO C, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Verkehr	-0.01	-0.03	-0.04	-0.05	-0.07	-0.12	-0.26	-1.3	-3.3
PkW	0.00	0.00	-0.02	-0.05	-0.07	-0.07	0.01	-0.9	-1.2
Leichte Nutzfahrzeuge	-0.01	0.00	0.02	0.08	0.12	0.13	0.04	1.4	2.3
Schwere Nutzfahrzeuge	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.00	-0.06	0.2	-0.1
übrige Fahrzeuge	-0.01	-0.03	-0.06	-0.09	-0.13	-0.18	-0.25	-2.1	-4.3
PHH	-0.01	-0.03	-0.05	-0.07	-0.09	-0.10	-0.10	-1.6	-2.7
DL	0.04	0.07	0.10	0.12	0.12	0.13	0.14	2.6	4.0
Stromerzeugung	-0.04	0.03	0.30	0.58	0.74	0.79	0.55	10.5	17.3
Wasserkraft	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.4	0.6
übrige Erneuerbare	-0.05	0.02	0.29	0.57	0.72	0.77	0.53	10.2	16.8
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
konventionelle	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.1	-0.1
Stromnetze	0.00	0.00	0.01	0.03	0.04	0.04	0.03	0.6	0.9
Erzeugung Fernwärme	0.07	0.12	0.13	0.21	0.22	0.27	0.26	4.3	7.0
Erneuerbare mit WKK	0.07	0.13	0.13	0.21	0.22	0.27	0.26	4.4	7.0
übrige	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
Summe	0.04	0.15	0.44	0.83	0.97	1.01	0.62	15.1	23.2

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 97: Kumulierte jährliche Energiekosten nach Energieträgern im Szenario ZERO CDifferenz gegenüber dem Szenario WWB, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/-2060, in Mrd. CHF₂₀₁₇

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	kumu- liert bis 2050	kumu- liert bis 2060
Mineralöle	-0.88	-1.49	-1.95	-2.34	-3.00	-3.52	-3.07	-59.7	-92.4
Erdgas	-0.22	-0.46	-0.73	-1.00	-1.27	-1.41	-1.52	-22.8	-37.5
Kohle	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.5	-0.7
Biomasse	0.60	1.08	1.41	1.91	2.19	2.31	2.30	43.2	66.4
Strom (Importe)	-0.13	-0.32	-0.68	-1.21	-1.45	-1.73	-2.34	-24.8	-45.9
Abfälle	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.03	-0.2	-0.5
Wasserstoff	-0.03	-0.09	0.05	0.15	0.18	0.24	0.19	2.4	4.9
strombasierte Energieträger	0.28	0.29	0.34	0.53	3.34	7.70	4.87	47.0	106.5
Summe	-0.40	-1.00	-1.58	-2.00	-0.03	3.54	0.37	-15.5	0.8

nicht einzelnen ausgewiesen sind die geringen Differenzkosten bei der Kernenergie (im Mittel bis 2033 rund -2 Millionen CHF/a)

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

9.2.5 Szenarienvergleich

In Tabelle 98 und Abbildung 209 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. Bis zum Jahr 2060 kumulieren sich die Mehrkosten auf 136 Milliarden Franken im Szenario ZERO Basis und 143 Milliarden Franken im Szenario A. In den Varianten ZERO B und C kumulieren sich die Differenzkosten auf 222 respektive 221 Milliarden Franken.

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 um 8 % höher als in der Basisvariante (2060: +5 %).

Die ZERO Variante mit dem geringsten zusätzlichen Investitionsbedarf ist Variante ZERO B. Gegenüber der Variante ZERO Basis fällt der zusätzliche Investitionsbedarf bis zum Jahr 2050 um 20 % geringer aus (2060: -24 %). Es ergeben sich in der Variante B jedoch keine Einsparungen der Energiekosten, die Energiekosten sind höher als im Szenario WWB. Zurückzuführen ist das 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. Bis zum Jahr 2060 ergeben sich so Mehrkosten für Energie im Vergleich zum Szenario WWB um 71 Milliarden Franken, während im Szenario ZERO Basis die Energiekosten im gleichen Zeitraum um 70 Milliarden verringert werden. Insgesamt fallen die kumulierten direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten in der Variante B bis zum Jahr 2050 um 57 % höher aus als in der Basisvariante (2060: 64 %).

Tabelle 98: Vergleich der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB
nach zentralen Kostenkomponenten, jährliche Werte und kumuliert 2020 bis 2050/2060, in CHF₂₀₁₇

Szenario	Kostenkomponente	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060	bis 2050	bis 2060
ZERO Basis	Investitionen	0.8	2.0	3.5	4.9	6.0	7.9	6.9	109	183
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.1	0.6	14	23
	Energiekosten	-0.7	-1.5	-2.2	-2.9	-2.2	-0.3	-3.2	-50	-70
	Summe	0.1	0.6	1.7	2.7	4.8	8.7	4.4	73	136
ZERO A	Investitionen	0.9	2.1	3.7	5.2	6.7	9.2	8.2	119	206
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.2	0.7	15	24
	Energiekosten	-0.8	-1.5	-2.3	-3.0	-2.3	-1.4	-4.4	-54	-87
	Summe	0.1	0.8	1.8	2.9	5.3	9.0	4.5	79	143
ZERO B	Investitionen	0.8	1.8	3.2	4.0	4.4	5.6	4.9	86	138
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.1	0.4	0.6	0.5	0.5	0.1	10	13
	Energiekosten	-0.4	-0.9	-0.9	-0.3	2.5	6.5	4.2	19	71
	Summe	0.4	1.0	2.7	4.3	7.4	12.6	9.2	115	222
ZERO C	Investitionen	0.9	2.1	3.9	5.6	6.9	8.1	7.2	121	197
	Betriebskosten/Unterhalt	0.0	0.2	0.4	0.8	1.0	1.0	0.6	15	23
	Energiekosten	-0.4	-1.0	-1.6	-2.0	0.0	3.5	0.4	-16	1
	Summe	0.5	1.3	2.8	4.5	7.8	12.7	8.2	121	221

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

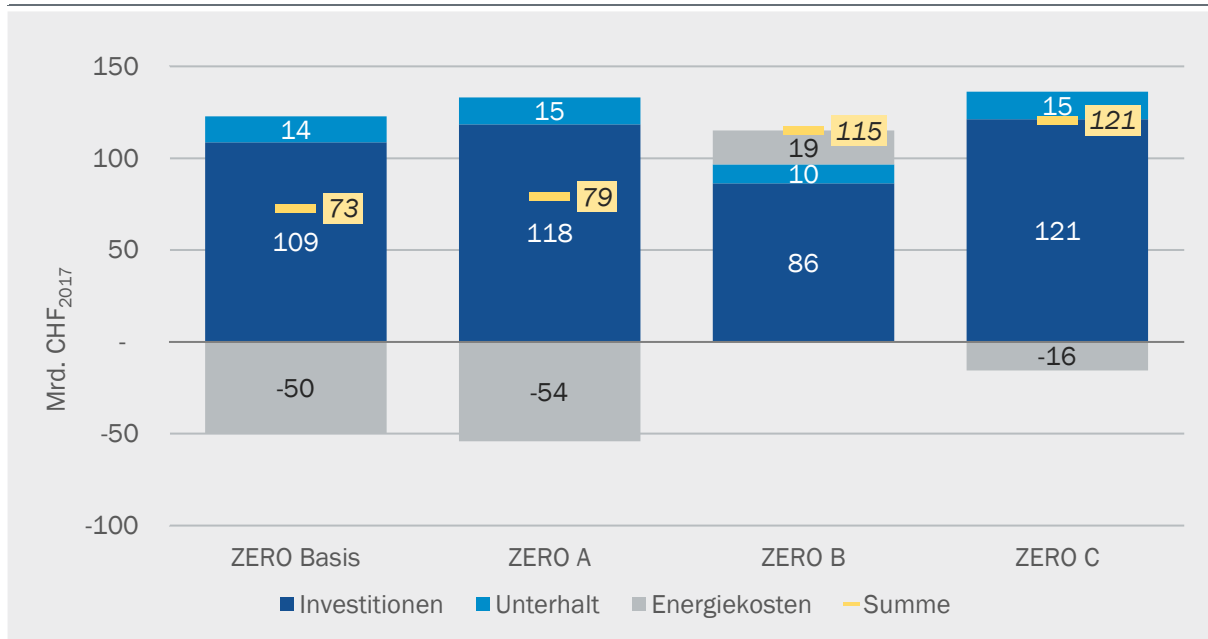
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

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 Elektromobilität die Investitionen gegenüber dem Szenario WWB reduziert werden können, ergeben sich in der Variante C höhere Investitionen als im Szenario 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 um 65 % höher als in der Basisvariante. Die Variante C weist unter den untersuchten ZERO Szenarien im Jahr 2050 die höchsten

Kosten auf. Im Jahr 2060 sind die Mehrkosten in etwa gleich hoch wie in der Variante ZERO C, das sind 63 % mehr als in der Basisvariante.

Abbildung 209: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB

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



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

10 Regionalisierung Stromnachfrage und Erzeugung

10.1.1 Motivation und gewählte Methodik zur Regionalisierung

Die durchgeführte Regionalisierung umfasst die inländische Stromerzeugung und den Stromverbrauch. Weitere Energieträger werden bei der Regionalisierung nicht betrachtet. Die Regionalisierung basiert auf der Klassifizierung der Regionen des BFS auf der NUTS-2-Ebene (BFS, 2021c). NUTS steht dabei für «Nomenclature des unités territoriales statistiques» und bezeichnet eine hierarchische Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten amtlicher Statistiken. In der Schweiz werden auf der NUTS-2-Ebene sieben Grossregionen unterschieden. Diese Gebiete umfassen immer ganze Kantone (s. Tabelle 99; Abbildung 210).

Im Ergebnis liefert die Regionalisierung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs detaillierte Stundenwerte auf Ebene der Technologie (Stromerzeugung) bzw. der Sektoren und Verwendungszwecke (Stromverbrauch) nach Grossregionen für die Jahre 2020 bis 2060. Angaben zu flexiblen (steuerbaren) Verbrauchern werden gesondert ausgewiesen (u. a. zu Elektro-Pkw oder Wärmepumpen). Diese Daten dienen als Input für eine nachgelagerte System-Adequacy-Studie zur Analyse der Versorgungssicherheit. Die Analyse der System Adequacy erfolgt in einem separaten vom BFE beauftragten Forschungsvorhaben. Diese Analysen sind noch nicht abgeschlossen, eine Veröffentlichung wird 2022 erwartet.

Die Regionalisierung des Stromverbrauchs und Stromerzeugung wird für folgende Szenarien durchgeführt:

- Szenario ZERO Basis, ausgeglichene Jahresbilanz 2050, KKW-Laufzeit 50 Jahre
- Szenario ZERO A, EE-Ausbau mit aktuellen Rahmenbedingungen, KKW-Laufzeit 50 Jahre
- Szenario ZERO B, ausgeglichene Jahresbilanz 2050, KKW-Laufzeit 50 Jahre
- Szenario WWB

Für die Regionalisierungen wird keine Neuberechnung auf Ebene der Grossregionen durchgeführt. Die Regionalisierung setzt auf den bestehenden Szenarien auf und allokiert die Ergebnisse auf nationaler Ebene auf die Grossregionen. Für die Allokation werden regionale Strukturdaten genutzt. In vielen Fällen liegen die regionalen Strukturdaten auf Kantonsebene vor. Da die Grossregionen immer ganze Kantone umfassen, können aus den Kantonsdaten Angaben für die Grossregionen abgeleitet werden.

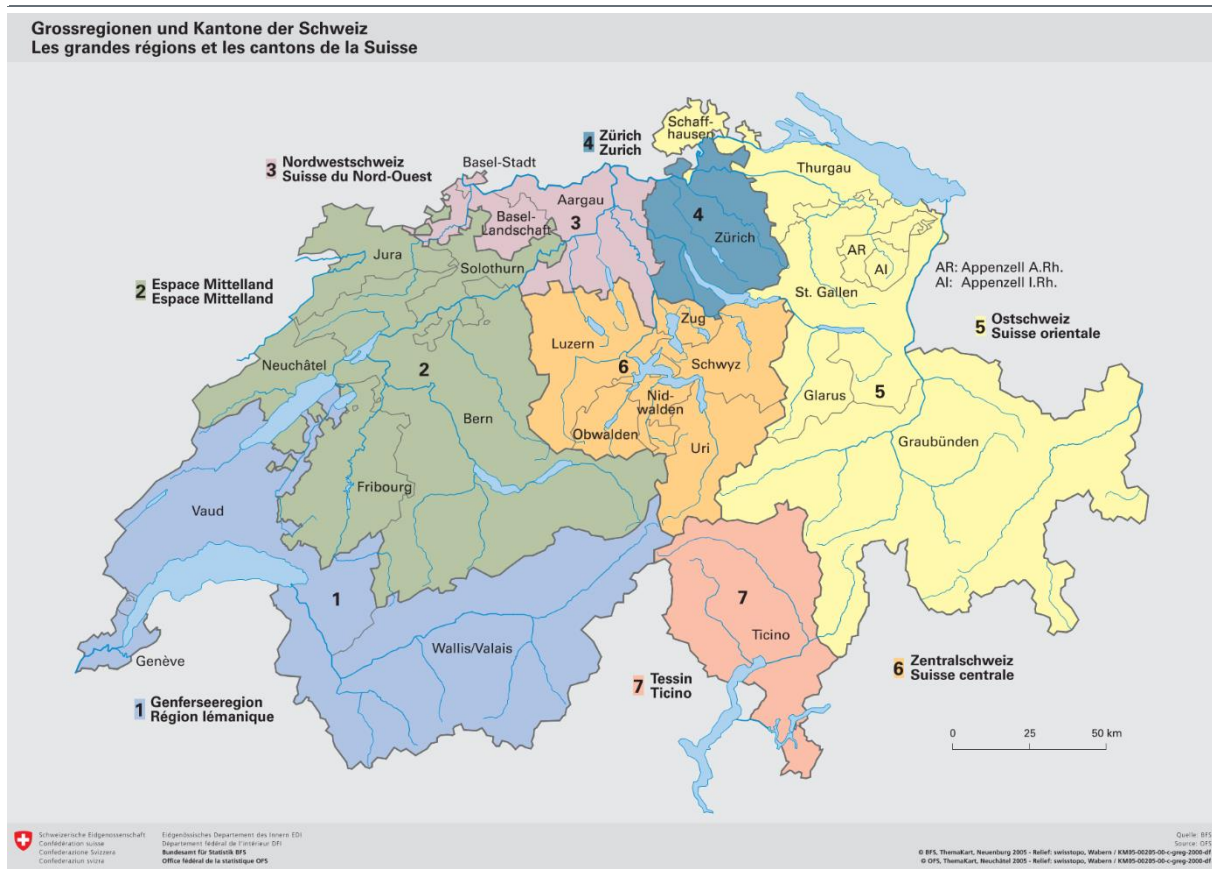
Tabelle 99: Unterschiedene Grossregionen und ihre Kantone, nach NUTS-2-Ebene

NUTS-Code	Grossregion	Kanton	laufende Kantonsnummer
CH01	Genferseeregion	Genf	1
CH01	Genferseeregion	Waadt	2
CH01	Genferseeregion	Wallis	3
CH02	Espace Mittelland	Bern	4
CH02	Espace Mittelland	Freiburg	5
CH02	Espace Mittelland	Jura	6
CH02	Espace Mittelland	Neuenburg	7
CH02	Espace Mittelland	Solothurn	8
CH03	Nordwestschweiz	Aargau	9
CH03	Nordwestschweiz	Basel Land	10
CH03	Nordwestschweiz	Basel Stadt	11
CH04	Zürich	Zürich	12
CH05	Ostschweiz	Appenzell A. Rh	13
CH05	Ostschweiz	Appenzell I. Rh	14
CH05	Ostschweiz	Glarus	15
CH05	Ostschweiz	Graubünden	16
CH05	Ostschweiz	St.Gallen	17
CH05	Ostschweiz	Schaffhausen	18
CH05	Ostschweiz	Thurgau	19
CH06	Zentralschweiz	Luzern	20
CH06	Zentralschweiz	Nidwalden	21
CH06	Zentralschweiz	Obwalden	22
CH06	Zentralschweiz	Schwyz	23
CH06	Zentralschweiz	Uri	24
CH06	Zentralschweiz	Zug	25
CH07	Tessin	Tessin	26

Quelle: (BFS, 2021c)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 210: Grossregionen und Kantone der Schweiz



Die Grundlagen für die Aufschlüsselung des Stromverbrauchs des Verkehrssektors auf die Grossregionen sind in Tabelle 100 beschrieben. Eine Hauptquelle bildet das regionale Mengengerüst der Verkehrsperspektiven 2040 (ARE, 2016). Der Schienenverkehr wird anhand der Schienenlänge auf die Grossregionen aufgeteilt. Im Verkehrssektor wird davon ausgegangen, dass sich die Verteilschlüssel für die einzelnen Verkehrsträger im Zeitverlauf nicht verändern.

Tabelle 100: Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Verkehrssektor

Verkehrsträger	Grundlage für Verteilungsschlüssel
Personenwagen	MIV Verkehrsperspektiven 2040
Leichte Nutzfahrzeuge	LI Verkehrsperspektiven 2040
Schwere Nutzfahrzeuge	SN Verkehrsperspektiven 2040
Reisebus	ÖV Verkehrsperspektiven 2040
Bus	ÖV Verkehrsperspektiven 2040
Motorräder	MIV Verkehrsperspektiven 2040
Trolley	ÖV Verkehrsperspektiven 2040
Tram	ÖV Verkehrsperspektiven 2040
Schienenverkehr	
Fernverkehr (Passagiere)	Schienenlänge
Nahverkehr (Passagiere)	Schienenlänge
Fernverkehr (Güter)	Schienenlänge
Nahverkehr (Güter)	Schienenlänge
Nichtverkehr	
Baumaschinen	Bausausgaben
Industrie	Vollzeitäquivalente Sekundärer Sektor (im Jahr 2014)
Landwirtschaft	Landwirtschaftsfläche
Forstwirtschaft	Forstfläche
Gartenpflege/Hobby	Bevölkerung (2020)
Schiffsverkehr	Wasserfläche
Schiene	Schienenlänge
Militär	Bevölkerung (2020)
Luftverkehr	(kein Stromverbrauch)

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Sektor Private Haushalte wird bei den Verwendungszwecken der Stromverbrauch anhand der Zahl der privaten Haushalte auf die Grossregionen aufgeteilt (s. Tabelle 101). Bei der Raumwärme und der Klimatisierung wird zusätzlich berücksichtigt, dass sich das Klima in den Grossregionen unterscheidet und unterschiedlich viele Heiz- bzw. Kühlgradtage anfallen. Bei der Raumwärme werden ausserdem kantonale Unterschiede bei der Wärmeversorgungsstruktur berücksichtigt. Grundlagen dazu sind einerseits die Gebäude- und Wohnungszählung 2000 sowie aktuellen Arbeiten von TEP Energy in Bezug auf die Berichterstattung der Kantone zu den kantonalen CO₂-Emissionen (TEP Energy, 2020a). Die Fortschreibung der regionalen Beheizungsstrukturen orientiert sich an den Trends auf nationaler Ebene. Zusätzlich werden regionale Restriktionen bei

den Wärmeversorgungstechnologien berücksichtigt. Die Restriktionen basieren auf der GIS-Analyse zu den regionalen Wärmepotenzialen (s. Kapitel 5.3).

Tabelle 101: Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Sektor Private Haushalte

Verwendungszweck	Grundlage für Verteilungsschlüssel
Raumwärme	Haushalte
	Beheizungsstrukturen
	Heizgradtage
Warmwasser	Bevölkerung
Klimatisierung	Haushalte
	Kühlgradtage (CDD)
Lüftung, Hilfsenergie	Haushalte
	Heizgradtage
übrige Haustechnik	Haushalte
Kochen	Haushalte
Beleuchtung	Haushalte
IKT, Unterhaltungsmedien	Haushalte
mechanische Energie	Haushalte
sonstige	Haushalte

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Sektor Dienstleistungen wird bei den Verwendungszwecken der Stromverbrauch anhand der Vollzeitäquivalente und der Energiebezugsflächen auf die Grossregionen aufgeteilt (Tabelle 102). Bei der Raumwärme und der Klimatisierung ist das Vorgehen vergleichbar zum Sektor Private Haushalte. Zusätzlich zur Verteilung der Energiebezugsfläche wird berücksichtigt, dass sich das Klima in den Grossregionen unterscheidet und unterschiedlich viele Heiz- bzw. Kühlgradtage anfallen bzw. die monatlichen Mittelwerte der Aussentemperatur schwanken und die Strahlungsdaten variieren. Bei der Raumwärme und dem Warmwasser werden ausserdem kantonale Unterschiede bei der Wärmeversorgungsstruktur und die Baualtersklassen berücksichtigt. Grundlagen dazu sind einerseits die Gebäude- und Wohnungszählung 2000 sowie eine aktuelle Arbeit von TEP Energy in Bezug auf die Berichterstattung der Kantone zu den kantonalen CO₂-Emissionen (TEP Energy, 2020a). Die Fortschreibung der regionalen Beheizungsstrukturen orientiert sich an den Trends auf nationaler Ebene und berücksichtigt darüber hinaus die regionalen Potenziale und Restriktionen für die unterschiedlichen Heizsysteme. Diese regionalen Restriktionen basieren auf der GIS-Analyse zu den Wärmepotenzialen (Kapitel 5.3) und die Ergebnisse sind in Tabelle 104 dargestellt.

Tabelle 102: Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Sektor Dienstleistungen

Verwendungszweck	Grundlage für Verteilungsschlüssel
Raumwärme	Branche (VZÄ, EBF)
	Beheizungsstrukturen (inkl. Bauperiode)
	Temperatur (Monatsmittel) und Strahlungsdaten
	Potenziale für Heizsysteme
Warmwasser	Branche (VZÄ, EBF)
	Potenziale für Heizsysteme bzw. Warmwasser
Klimatisierung	Branche (VZÄ, EBF)
	Kühlgradtage (CDD)
Lüftung & Haustechnik	Branche (VZÄ, EBF)
Antriebe und Prozesse	Branche (VZÄ, EBF)
Beleuchtung	Branche (VZÄ, EBF)
IKT	Branche (VZÄ, EBF)
Sonstige	Branche (VZÄ, EBF)

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Allokation des Stromverbrauchs im Sektor Industrie basiert auf den regionalen Wirtschaftsdaten zu Bruttowertschöpfung für Prozessanwendungen und Erwerbstätigen für Haustechnikanwendungen jeweils nach Branchen (Ecoplan, 2019). Die inländische Wasserstoffherstellung ist gekoppelt an die Produktion aus Laufwasserkraftwerken. Der Stromverbrauch der Elektrolyseure wird deshalb anhand der regionalen Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken auf die Grossregionen verteilt.

Bei der Stromerzeugung sind die Standorte und die Leistung der grösseren Kraftwerke bekannt und können eindeutig den Grossregionen zugewiesen werden. Dies betrifft die Lauf- und Speicherkraftwerke, die Kernkraftwerke sowie die Kehrrechtverwertungsanlagen. Kleine Wasserkraftwerke werden aggregiert und proportional zu den grossen Wasserkraftwerken auf die Regionen verteilt. Regelbare Kraftwerke wie KKW, bestehende Biomasse- und WKK-Anlagen werden block-scharf und stündlich in den Szenarien modelliert und können so den Grossregionen eindeutig zugeordnet werden. Neue (Biomasse)-WKK-Anlagen werden proportional zu den bestehenden Erzeugungsstrukturen auf die Grossregionen aufgeteilt. Die Verteilung der Windanlagen erfolgt proportional zu den kantonalen Windkraftpotenzialen wie sie im Konzept Windenergie angeführt sind (ARE, 2020). Auch bei der Erzeugung durch Geothermie-Anlagen erfolgt die Verteilung auf die Grossregionen anhand Berücksichtigung bekannter und geplanter Projekte. Die Allokation der Erzeugung durch PV-Anlagen basiert auf der Modellierung unter aktuellen Rahmenbedingungen im Szenario WWB. Diese regionale Struktur wird auch für die übrigen Szenarien angesetzt. In Tabelle 103 sind die Grundlagen der Allokation der Stromerzeugung zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 103: Grundlagen für die Verteilungsmatrix im Sektor Energiewirtschaft

Technologie	Grundlage für Verteilungsschlüssel
Wasserkraft	Statistik der Wasserkraftanlagen
Kleine Wasserkraft	proportional zu den grossen Anlagen
Kernkraft	bestehende Standorte
Kehrrichtverwertungsanlagen	Verteilung gemäss bestehenden Standorten
PV	regionale Zubau-Logik –basierend auf Modellierung WWB
Wind	proportional zur Verteilung der regionalen Potenziale
Geothermie	proportional zur Verteilung der regionalen Potenziale
Biomasse / übrige WKK	Prognos Strommarktmodellierung, Zubau proportional zu heutiger Verteilung

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

10.1.2 Rahmendaten und regionale Strukturen

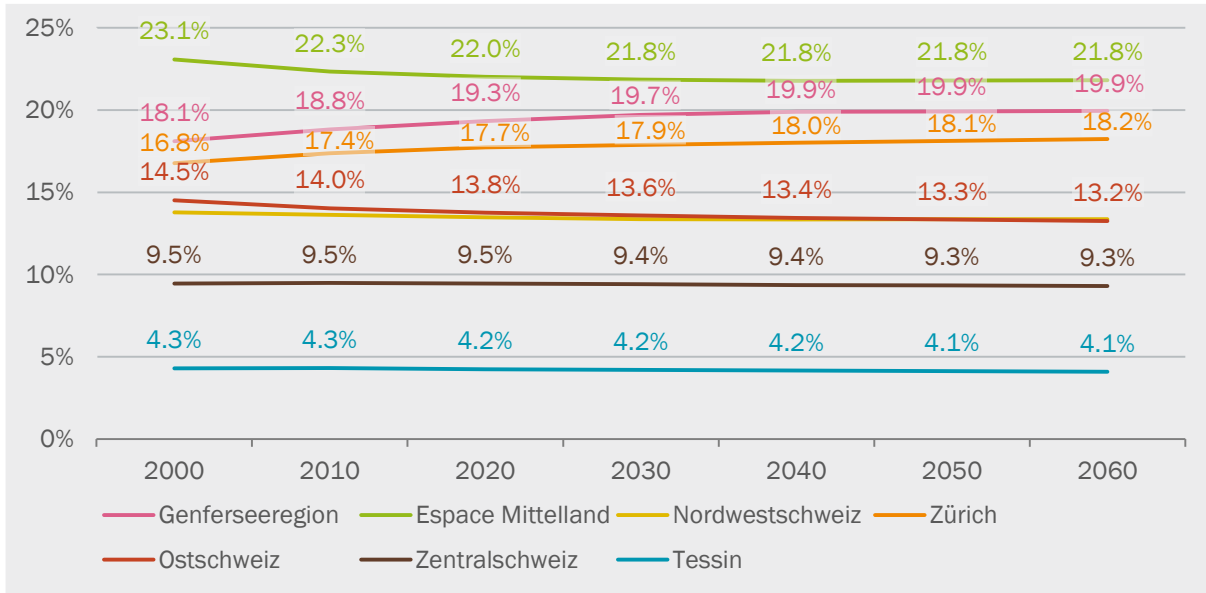
Im nachfolgenden Kapitel werden zentrale regionale Rahmendaten beschrieben, welche für die Allokation des Stromverbrauchs und der Erzeugung verwendet werden.

Bevölkerung und Vollzeitäquivalente

Die Entwicklung der Gesamtbevölkerung entspricht derjenigen der Hauptszenarien (Kapitel 4.1). Die Verteilung der Bevölkerung auf die sieben Grossregionen ist in Abbildung 211 dargestellt. Basis sind die kantonalen Bevölkerungsszenarien des BFS (2016); für die Jahre nach 2045 werden die Strukturen trendmässig fortgeschrieben. Bevölkerungsreiche Grossregionen sind die Regionen Genfersee, der Espace Mittelland und Zürich. Vergleichsweise geringe Bevölkerungsanteile weisen die Regionen Zentralschweiz und Tessin auf. Die Bevölkerungsanteile verschieben sich im Zeitraum 2020 bis 2060 nur geringfügig (max. ± 1 %-Punkt).

Die Verteilung der Zahl der Haushalte auf die Grossregionen ist in Abbildung 212 dargestellt. Da sich die mittlere Haushaltsgrösse zwischen den Regionen leicht unterscheidet – sie ist am grössten in der Region Genfersee und am kleinsten im Tessin – unterscheidet sich die Verteilung der Haushalte geringfügig von der Verteilung der Bevölkerung. Auch bei der Verteilung der Haushalte auf die Grossregionen zeigt sich im Zeitraum 2020 bis 2060 keine nennenswerte Verschiebung.

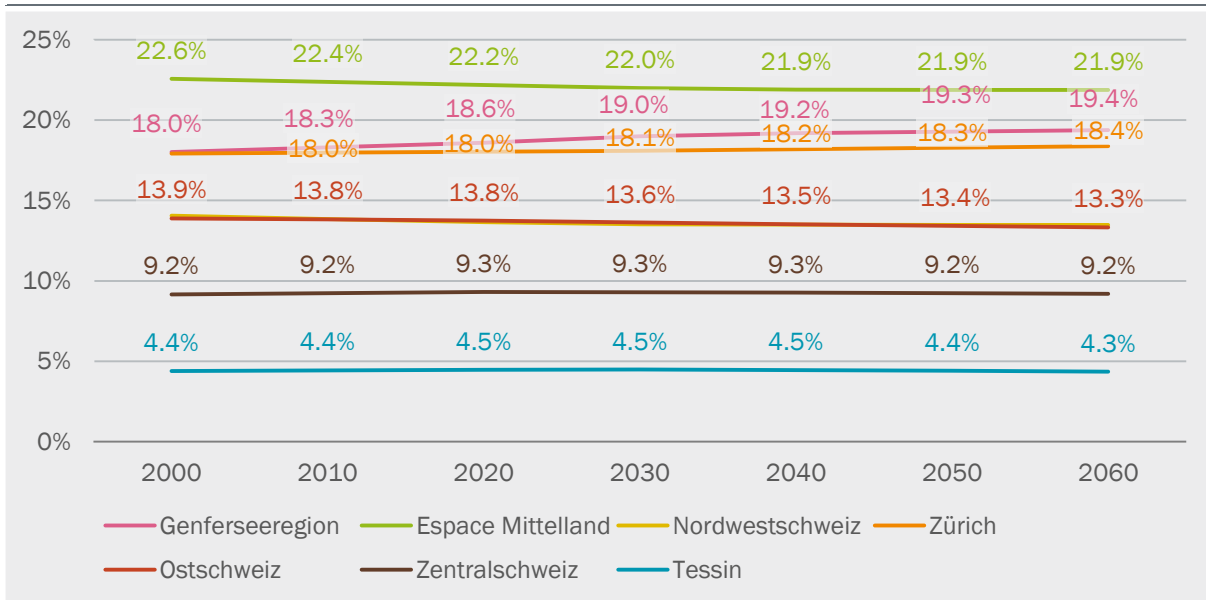
Abbildung 211: Bevölkerungsentwicklung – Anteile der Grossregionen an der Gesamtbevölkerung
Entwicklung im Zeitraum 2000 bis 2060



Basierend auf BFS 2016 und eigenen Berechnungen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 212: Haushaltsentwicklung – Anteile der Grossregionen am Total der Haushalte
Entwicklung im Zeitraum 2000 bis 2060



Anteile der Grossregionen Ostschweiz und Nordwestschweiz sind nahezu identisch

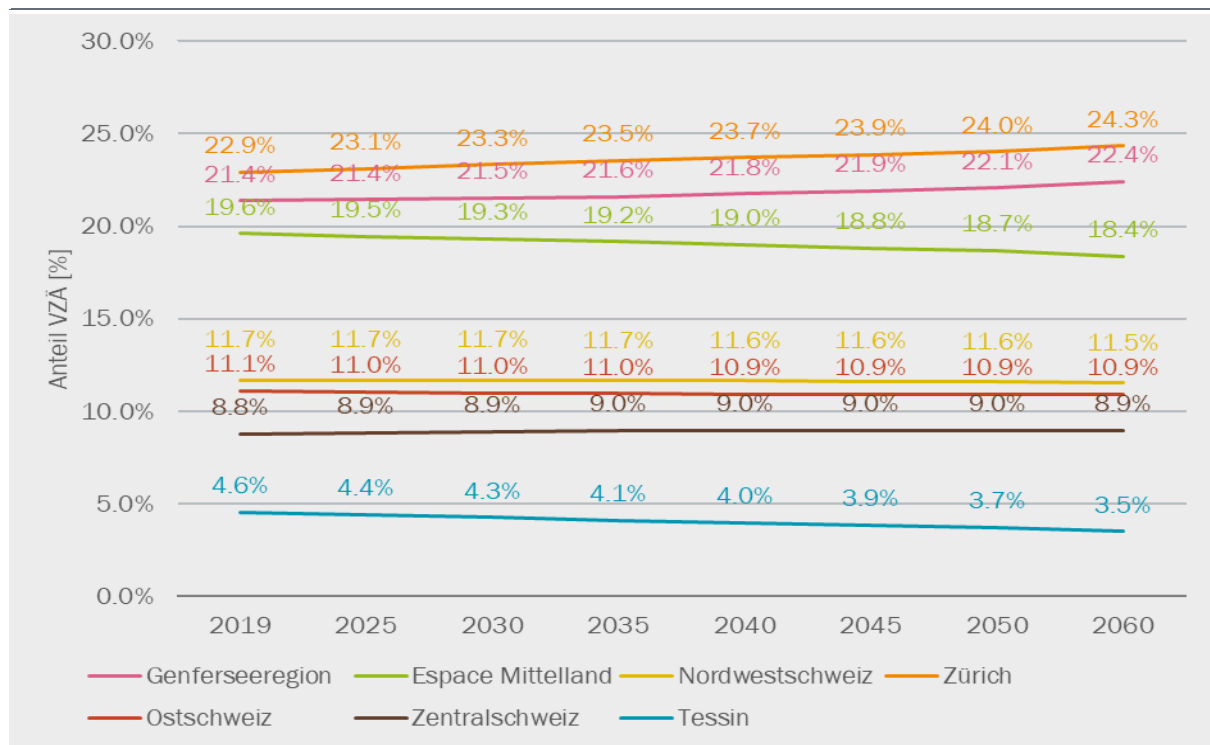
Basierend auf BFS 2016 und eigenen Berechnungen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Verteilung der Vollzeitäquivalente der verschiedenen Branchen bestimmt die Zuweisung der Stromnachfrage aus dem Dienstleistungssektor (s. Abbildung 213). Im Branchendurchschnitt sind die Grossregionen Zürich, Genfersee sowie das Espace Mittelland die bestimmenden Regionen mit mehr als 60 % der Vollzeitäquivalente. Bis 2060 nimmt der Anteil der beiden Grossregionen Zürich und Genfersee weiter zu, während das Espace Mittelland und das Tessin einen abnehmenden Trend der Vollzeitäquivalente aufweisen. Entsprechend verschiebt sich die Energienachfrage in den genannten Regionen.

Abbildung 213: Sektor Dienstleistungen – Entwicklung der Vollzeitäquivalente nach Grossregion

Anteile der Grossregionen an den Vollzeitäquivalente im Dienstleistungssektor, Mittelwerte über Branchenveränderung



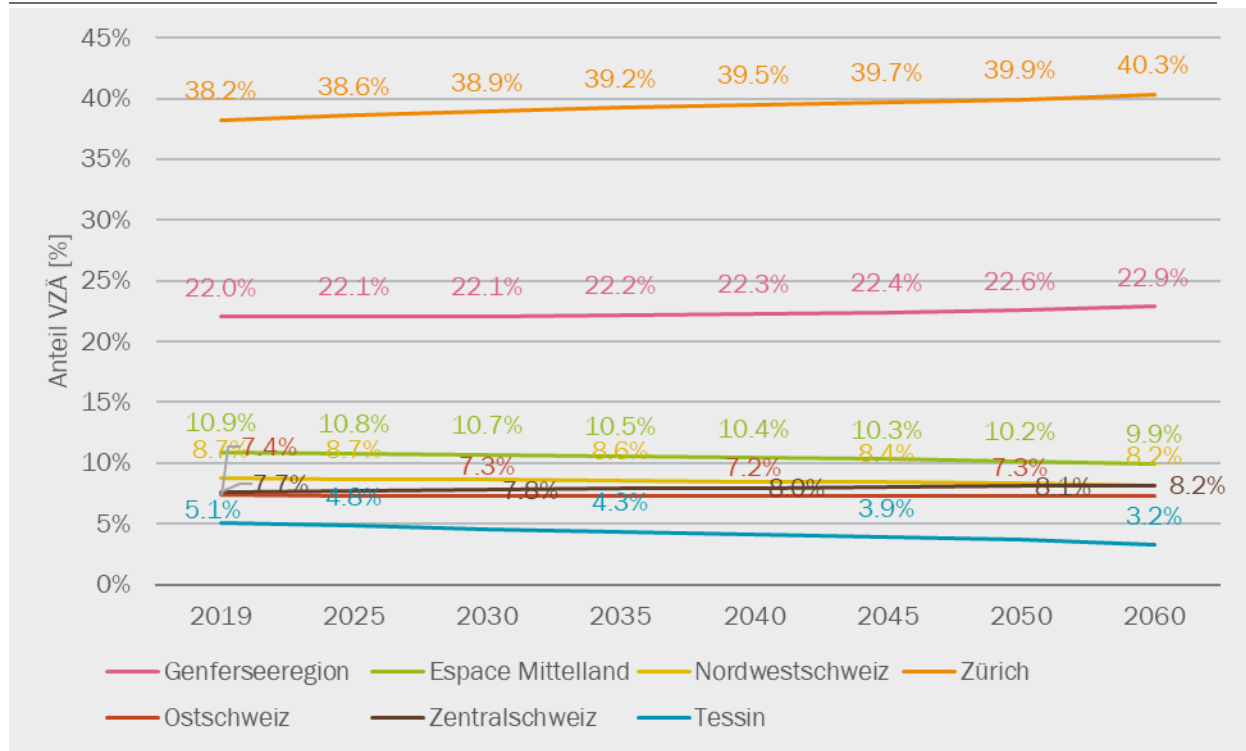
Basierend auf Ecoplan 2019 und eigenen Berechnungen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Je nach Einzelbranche entwickeln sich die Anzahl und Anteile der Vollzeitäquivalente in den Grossregionen unterschiedlich (Abbildung 214). Beispielsweise wird die Finanzbranche mit einem Anteil der Vollzeitäquivalente von bis zu 40 % durch die Grossregion Zürich dominiert, während die Genferseeregion mit etwas über 22 % nur knapp die Hälfte der VZÄ im Vergleich zur Grossregion Zürich aufweist. Die verbleibenden fünf Grossregionen vereinen je 10 % oder weniger der Vollzeitäquivalente der Finanzbranche in den entsprechenden Kantonen. Es wird davon ausgegangen, dass eine weitere Konzentration der Branche in den dominierenden Regionen Zürich und Genfersee bis 2060 stattfinden wird.

Abbildung 214: Sektor Dienstleistungen - Entwicklung der Vollzeitäquivalente nach Grossregion für die Branche Finanzwesen

Anteil der VZÄ in der Finanzbranche



Basierend auf Ecoplan 2019 und eigenen Berechnungen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Regionale Potenziale erneuerbare Energien und leitungsgebundene Energieträger

Für die Umsetzung der zukünftigen Beheizungsstruktur (siehe folgenden Abschnitt) sind die Potenziale der vorhandenen erneuerbaren Energien sowie die leitungsgebundenen Energieträger zu berücksichtigen. Auf Basis der beschriebenen Potenzialanalysen (s. Kapitel 5.3.6) können die vorhandenen Potenziale auch für die sieben Grossregionen ausgewertet werden, je für die drei Grenzkostenstufen (Tief, Mittel und Hoch) separat. Bei der nachfolgenden Darstellung fokussieren wir auf den Fall Grenzkosten Mittel.

Je nach Grossregion variieren die Anteile der Energiebezugsfläche pro Potenzialtypus stark (s. Tabelle 104). Bei mittleren Grenzkosten liegen 67 % der Energiebezugsfläche der Genferseeregion (GR 1) im Potenzialgebiet, in dem sowohl Verbundlösungen als auch dezentrale Wärmepumpen in Frage kommen. In der Grossregion 3 (Nordwestschweiz) liegen nur 46 % der Energiebezugsfläche in der gleichen Potenzialkategorie. In dieser Grossregion 3 liegt auch der grösste Anteil von 5 % der Energiebezugsfläche in einem Gebiet, in dem keine ortsgebundenen oder ortsfeste Potenziale vorhanden sind. Hinzuweisen ist zudem auf die Kategorie «Nur Verbund», bei der keine dezentralen WP möglich sind. Der EBF-Anteil dieser Kategorie ist in der Grossregion Zürich (GR 4) mit Abstand am höchsten (beinahe 30 %), gefolgt von den Grossregionen 3 (Nordwestschweiz) und 6 (Zentralschweiz), bei denen dieser Anteil ebenfalls etwas überdurchschnittlich hoch ist (20 % oder knapp mehr). Diese 3 Grossregionen sind also besonders gefordert, wenn es darum geht, den Gebäudesektor komplett zu dekarbonisieren.

Tabelle 104: Topologie der Potenziale und Restriktionen nach Grossregion, Fall Grenzkosten Mittel
Energiebezugsfläche pro Potenzialtypus (in Prozent)

Potentialverfügbarkeit	Unterstellte Grenzkosten der Wärmeverteilung: Mittel						
	GR1	GR2	GR3	GR4	GR5	GR6	GR7
Nur Verbund (ohne dezentrale Lösungen)	8%	15%	22%	28%	14%	20%	12%
Verbund + dezentrale WP (Erdwärmesonden-WP oder L/W-WP)	67%	49%	46%	49%	51%	52%	55%
WP-Erdwärmesonde + WP-L/W	17%	23%	14%	11%	22%	16%	21%
WP-L/W	2%	6%	6%	3%	5%	5%	4%
WP-Erdwärmesonde	5%	6%	7%	7%	6%	4%	7%
Keine ortsgebundene oder ortsfeste nutzbare Potenziale	1%	2%	5%	2%	2%	2%	1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Definition der Grossregionen (GR): 1: Genferseeregion, 2: Espace Mittelland, 3: Nordwestschweiz, 4: Zürich, 5: Ostschweiz, 6: Zentralschweiz, 7: Tessin

Quelle: eigene Berechnungen TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

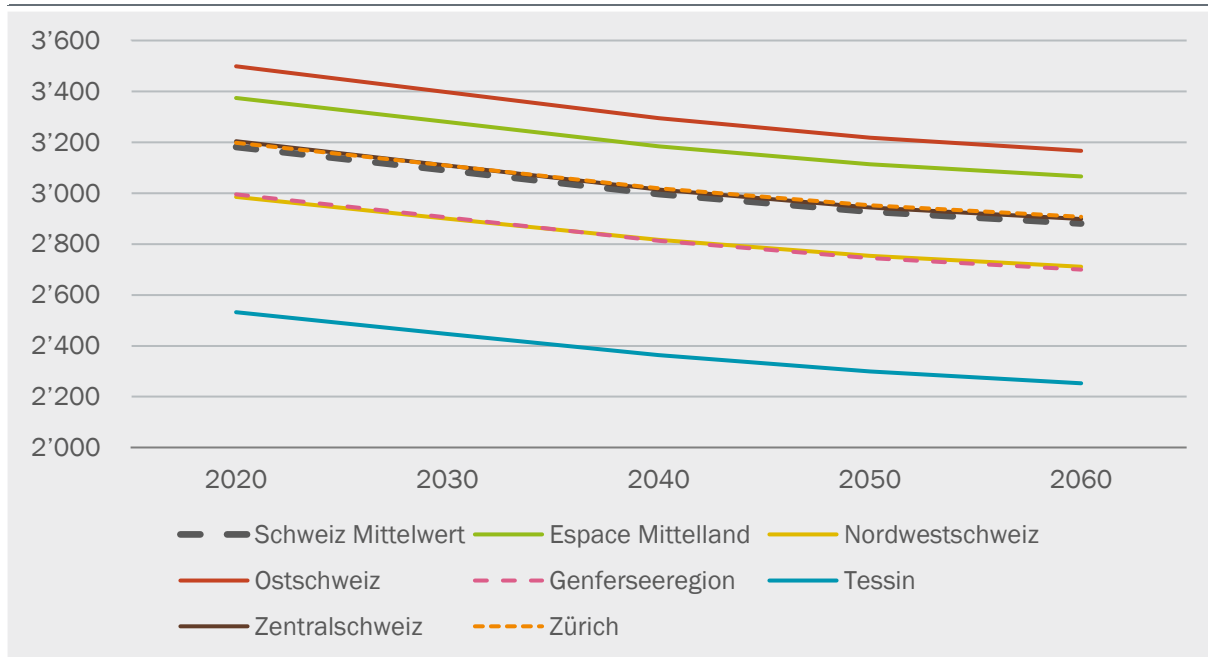
Klimadaten und Beheizungsstrukturen

Im Tessin ist das Klima am wärmsten, in der Region Ostschweiz am kühlfsten. Entsprechend fallen im Tessin in einem Jahr mit durchschnittlicher Witterung weniger Heizgradtage als in der Ostschweiz an (s. Abbildung 215). Vergleichsweise warm sind auch die Regionen Genfersee und Nordostschweiz. Die Entwicklung in den Regionen Zürich und Zentralschweiz entspricht in etwa derjenigen des Schweizer Mittelwerts.

Ein umgekehrtes Bild zeigt sich bei den Kühlgradtagen (CDD). Hier fallen am meisten CDD im Tessin und am wenigsten in der Region Ostschweiz an (s. Abbildung 216).

Aufgrund der Klimaerwärmung nimmt im Zeitverlauf die erwartete Zahl an Heizgradtagen ab, während die Zahl an Kühlgradtagen ansteigt. Die Klimaerwärmung fällt in allen Regionen annähernd gleich stark aus, entsprechend fällt die Veränderungen der Heiz- und Kühlgradtage bis 2060 in den Regionen weitgehend identisch aus.

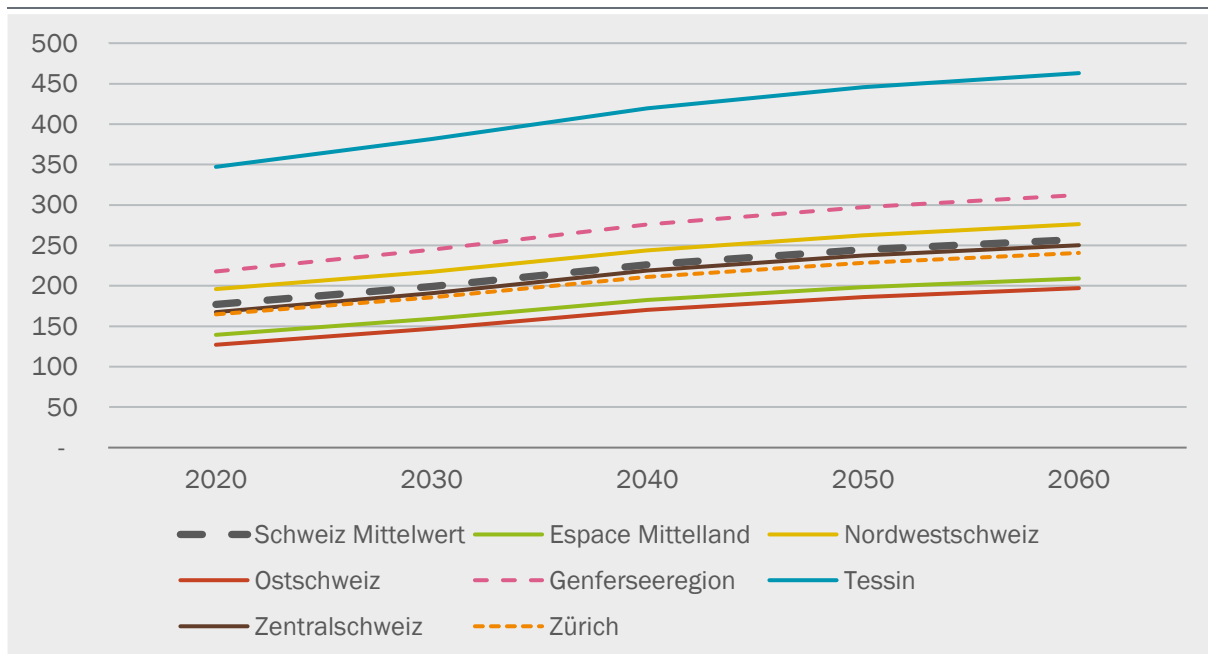
Abbildung 215: Entwicklung der erwarteten mittleren jährlichen Zahl an Heizgradtagen
nach Grossregion und Mittelwert Schweiz, basierend auf Klimaszenario RCP 2.6



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (CH2018, 2018)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 216: Entwicklung der erwarteten mittleren jährlichen Zahl an Kühlgradtagen (CDD)
nach Grossregion und Mittelwert Schweiz, basierend auf Klimaszenario RCP 2.6



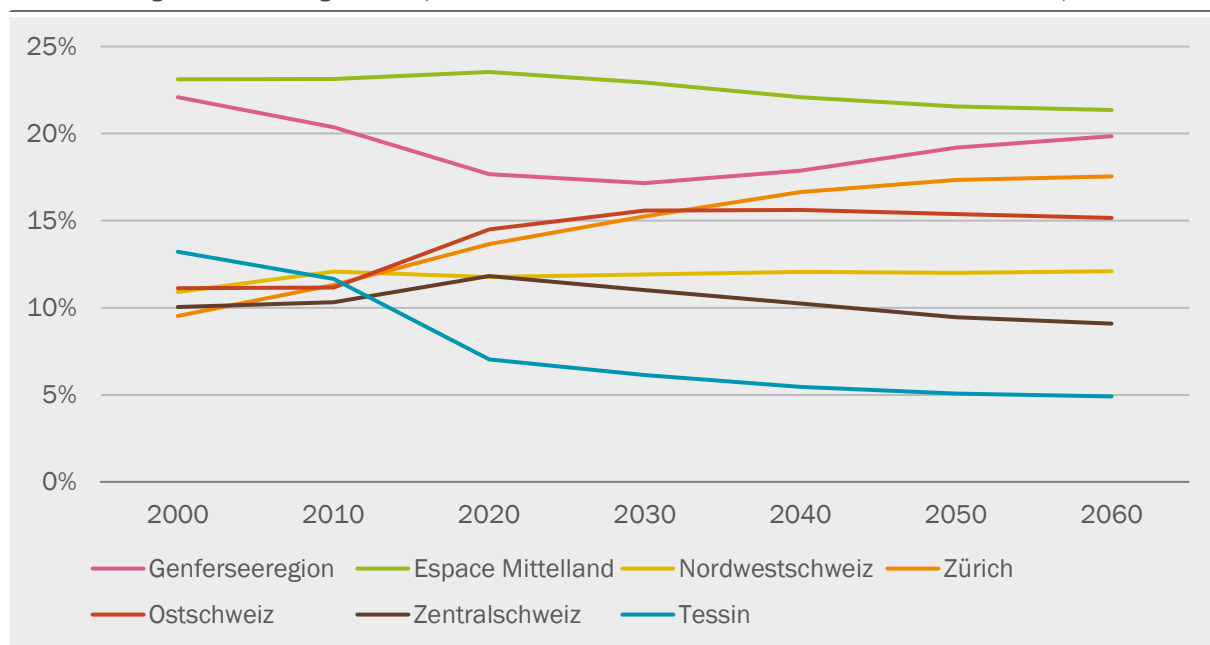
Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (CH2018, 2018)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bei der Verteilung des Stromverbrauchs für Raumwärme werden zusätzlich zur Verteilung der Haushalte und des regionalen Klimas auch regionale Beheizungsstrukturen berücksichtigt. Aus den regionalen Beheizungsstrukturen kann ermittelt werden, wie sich die insgesamt mit Strom beheizte Fläche auf die Grossregionen verteilt. Diese Abschätzung ist in Abbildung 217 für das Szenario ZERO Basis dargestellt. Die Werte beinhalten sowohl konventionelle Stromdirektheizungen als auch elektrische Wärmepumpen. Für die Aggregation der Typen werden diese anhand der Nutzungsgrade unterschiedlich gewichtet. In den Regionen Genfersee und Tessin war um 2000 der Anteil der Stromdirektheizungen überdurchschnittlich hoch. Dadurch ergeben sich für diese Regionen höhere Anteile an mit Strom beheizten Flächen als der Anteil an der Bevölkerung erwarten liesse. Durch die zunehmende Bedeutung der Wärmepumpe und dem Ersatz der konventionellen Stromdirektheizungen verschieben sich die regionalen Anteile im Zeitverlauf.

Abbildung 217: Wohngebäude – Regionale Verteilung der mit Strom beheizten Flächen

nach Grossregion, verbrauchsgewichtet (Anteil am Stromverbrauch für Raumwärme ohne Klimaeinfluss)



eigene Abschätzung basierend auf (BFS, 2002; TEP Energy, 2020a)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Verkehrsdaten

Der unterstellte Verteilungsschlüssel für den Stromverbrauch im Verkehrssektor nach Verkehrsträgern auf die Grossregionen ist in Tabelle 105 dargestellt. Die Anteile bleiben, wie in Kapitel 10.1.1 beschrieben, im Betrachtungszeitraum konstant. Bei den Anteilen zeigt sich im Allgemeinen eine hohe Korrelation mit den regionalen Bevölkerungsanteilen. Bei den Personenwagen fällt in den eher ländlich geprägten Regionen der Anteil leicht überproportional aus, während in den urbanen Regionen der Anteil an Bussen oder Tram leicht überproportional ist. Für den Luftverkehr wird kein Strom eingesetzt, es können keine Anteile bestimmt werden.

Tabelle 105: Verteilungsmatrix für die Aufteilung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor

Verkehrsträger	Genfer- see- region	Espace Mittelland	Nordwest- schweiz	Zürich	Ost- schweiz	Zentral- schweiz	Tessin
Personenwagen	18 %	23 %	10 %	15 %	15 %	13 %	6 %
Leichte Nutzfahrzeuge	16 %	23 %	11 %	16 %	16 %	14 %	5 %
Schwere Nutzfahrzeuge	12 %	24 %	13 %	13 %	15 %	17 %	6 %
Reisebus	14 %	26 %	12 %	20 %	11 %	14 %	4 %
Bus	14 %	26 %	12 %	20 %	11 %	14 %	4 %
Motorräder	18 %	23 %	10 %	15 %	15 %	13 %	6 %
Trolley	14 %	26 %	12 %	20 %	11 %	14 %	4 %
Tram	14 %	26 %	12 %	20 %	11 %	14 %	4 %
Schienenverkehr							
Fernverkehr (Passagiere)	15 %	24 %	13 %	15 %	16 %	12 %	7 %
Nahverkehr (Passagiere)	15 %	24 %	13 %	15 %	16 %	12 %	7 %
Fernverkehr (Güter)	15 %	24 %	13 %	15 %	16 %	12 %	7 %
Nahverkehr (Güter)	15 %	24 %	13 %	15 %	16 %	12 %	7 %
Nichtverkehr							
Baumaschinen	19 %	22 %	13 %	5 %	17 %	10 %	14 %
Industrie	24 %	15 %	16 %	5 %	13 %	11 %	17 %
Landwirtschaft	31 %	17 %	6 %	2 %	5 %	12 %	27 %
Forstwirtschaft	26 %	18 %	6 %	11 %	4 %	10 %	25 %
Gartenpflege/Hobby	22 %	19 %	14 %	4 %	18 %	10 %	14 %
Schiffsverkehr	21 %	30 %	2 %	7 %	5 %	15 %	21 %
Schiene	15 %	24 %	13 %	15 %	16 %	12 %	7 %
Militär	22 %	19 %	14 %	4 %	18 %	10 %	14 %
Luftverkehr	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

10.1.3 Ergebnisse der Regionalisierung – Szenario ZERO Basis

Im nachfolgenden Unterkapitel werden einige ausgewählte Ergebnisse der Regionalisierung dargestellt. Diese beziehen sich hier ausschliesslich auf das Szenario ZERO Basis. Für die detaillierte System-Adequacy-Analyse wurden wie unter Kapitel 10.1.1 zusätzlich die Szenarien ZERO A, ZERO B und WWB regionalisiert. Bei den nachfolgenden Darstellungen werden die generierten Stundenwerte zu Jahresmengen aggregiert.

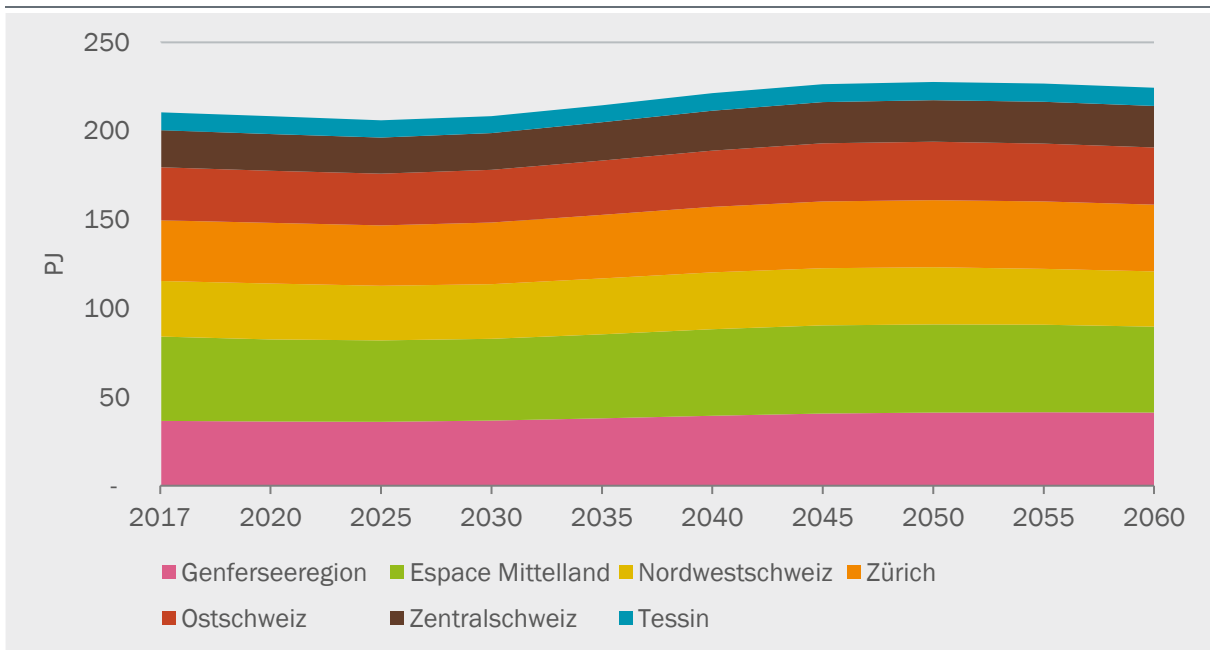
a) Stromverbrauch insgesamt nach Grossregionen

In Abbildung 218 ist die Entwicklung des Stromverbrauchs in den sieben unterschiedenen Grossregionen für die Jahre 2017 bis 2060 abgebildet. Die prozentualen Anteile der Grossregionen sind in Abbildung 219 dargestellt. Der Stromverbrauch nimmt auf der Ebene der Endenergie im Szenario ZERO Basis im Zeitraum bis 2050 leicht zu und wird danach wieder leicht rückläufig (vgl. Kapitel 8.1). Bei der Verteilung des Verbrauchs auf die Grossregionen besteht eine hohe Korrelation zur regionalen Bevölkerungsstruktur – die Anteile am Stromverbrauch unterscheiden sich um lediglich ± 2 %-Punkte von den jeweiligen Anteilen der Regionen an der Gesamtbevölkerung. Leicht überproportional ist der Verbrauch in den Regionen Ostschweiz, Zentralschweiz, Nordwestschweiz und Tessin. Mit einem Anteil von rund 22 % ist der Stromverbrauch in der bevölkerungsreichsten Region Espace Mittelland am höchsten, am geringsten ist er im Tessin (Anteil rund 4.5 %).

Die Struktur verändert sich im Zeitraum 2020 bis 2060 nicht wesentlich. Die Anteile der Regionen Genfersee, Zentralschweiz, Ostschweiz und Zürich steigen geringfügig an, die Anteile der übrigen Regionen sind leicht rückläufig. Die Verschiebungen der Anteile liegen zwischen -1.2 %-Punkte bis +1 %-Punkt.

Abbildung 218: Stromverbrauch (Endenergie) nach Grossregionen

Szenario ZERO Basis; Zeitraum 2017 bis 2060, in PJ

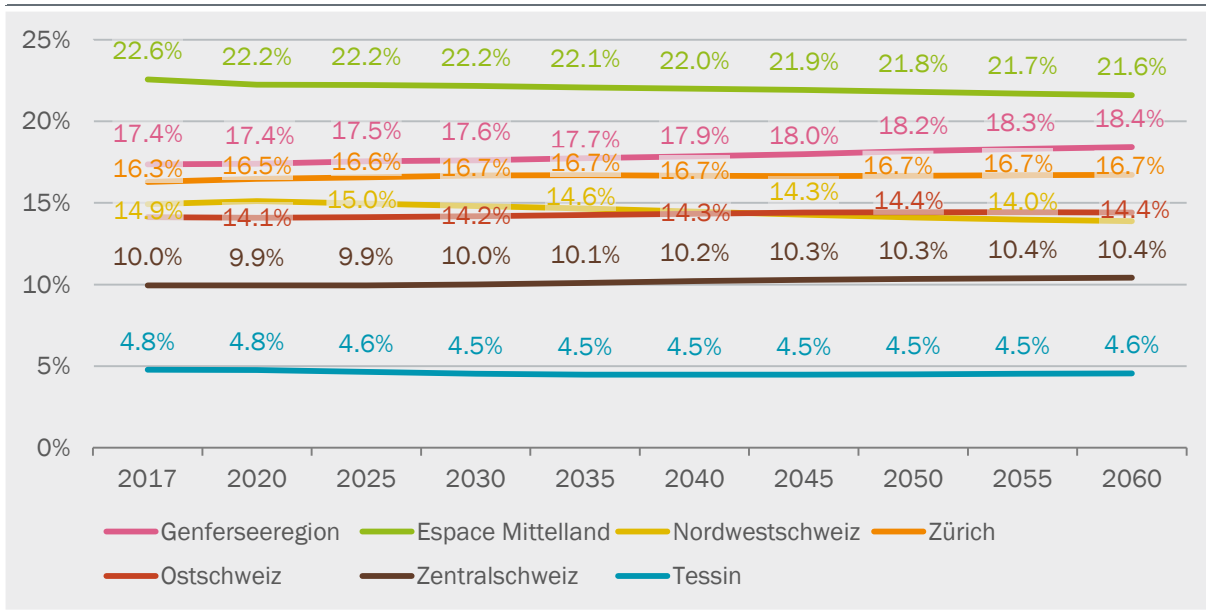


eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 219: Anteile der Grossregionen am Stromverbrauch (Endenergie)

Szenario ZERO Basis; Entwicklung im Zeitraum 2017 bis 2060



eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

b) Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser

Elektrische Wärmepumpen werden im Szenario ZERO Basis zur zentralen Technologie für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen führt zu einem Anstieg des Stromverbrauchs. Gleichzeitig werden im Szenario ZERO Basis die vergleichsweise wenig effizienten Stromdirektheizungen ersetzt; dies reduziert den Stromverbrauch.

Für das Szenario ZERO Basis ist in Abbildung 220 der Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser unterschieden nach den Grossregionen bis zum Jahr 2060 dargestellt. Der Verbrauch steigt bis etwa 2035 deutlich an und nimmt danach aufgrund verbesserter Gebäude- und Anlageneffizienz, dem wärmer werdenden Klima und dem fortschreitenden Ersatz der Stromdirektheizungen wieder leicht ab.

Die Struktur der regionalen Anteile ist in Abbildung 221 abgebildet. Grundsätzlich zeigt sich auch bei der Raumwärme eine gute Korrelation zwischen dem regionalen Stromverbrauch und den regionalen Bevölkerungsanteilen. So ist der Verbrauchsanteil der Region Espace Mittelland am höchsten und derjenige des Tessins am geringsten. Aufgrund der regional unterschiedlichen Beheizungsstrukturen und den unterschiedlichen klimatischen Bedingungen weichen die Anteile jedoch etwas von der Bevölkerungsstruktur ab.

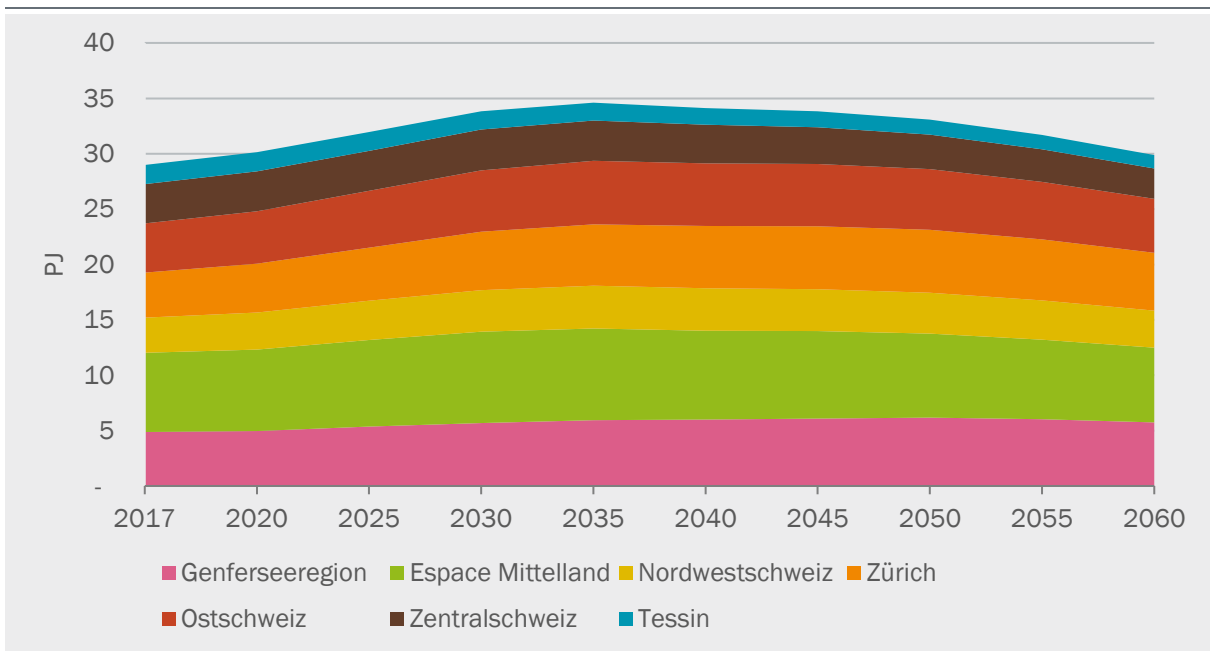
Das Tessin ist einerseits die wärmste Region mit der geringsten Anzahl an HGT. Andererseits sind Stromdirektheizungen im Tessin überproportional vertreten (BFS, 2002). In Summe ergibt sich am aktuellen Rand ein leicht überproportionaler Anteil der Region Tessin am Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser. Durch den zunehmenden Ersatz der ineffizienten Stromdirektheizungen nimmt der Anteil im Tessin im Zeitverlauf ab.

Neben den Verbrauchsanteilen im Tessin (-1.7 %-Punkte) sind auch die Verbrauchsanteile der Regionen Zentralschweiz (-2.8 %-Punkte) und Espace Mittelland (-2.7 %-Punkte) im Zeitraum 2020 bis 2060 rückläufig. Deutlich ansteigende Anteile zeigen sich bei den Regionen Genfersee (+2.7 %) und Zürich (2.9 %-Punkte). Das sind Regionen, bei denen die Bevölkerung überproportional ansteigt und die Bedeutung der mit strombeheizten Flächen vergleichsweise stark zunimmt.

Die Region Ostschweiz ist die kühlfte Region mit dem grössten spezifischen Bedarf an Raumwärme. In der Region Ostschweiz ist der Anteil am Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser um 3 %-Punkte höher als der Anteil der Region an der Bevölkerung.

Abbildung 220: Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Grossregionen

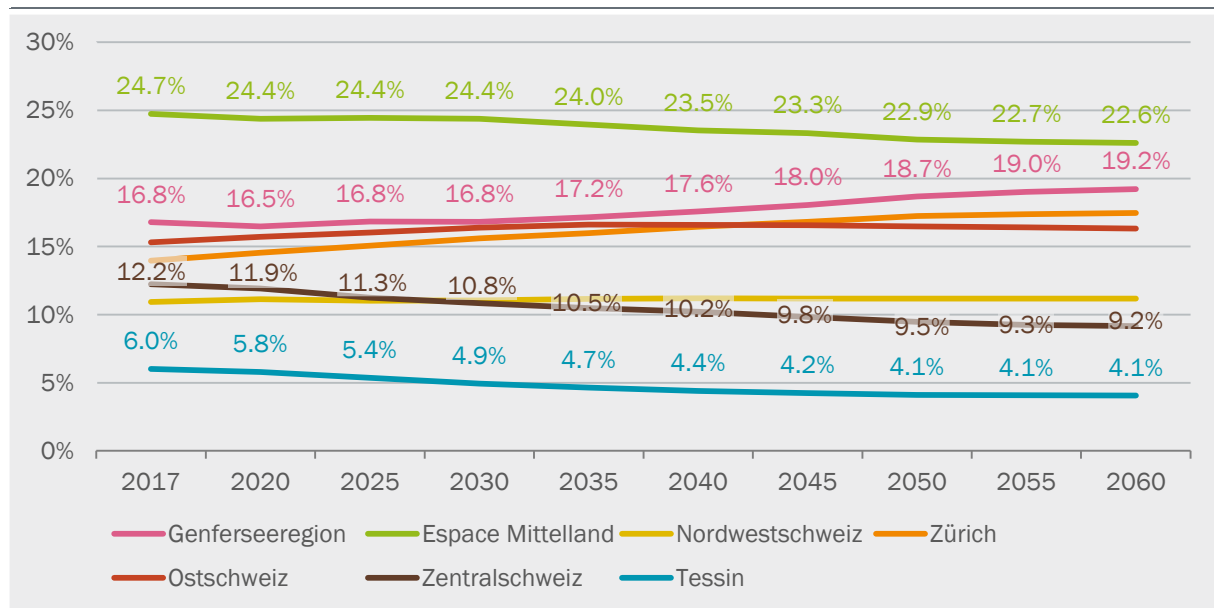
Szenario ZERO Basis; Zeitraum 2017 bis 2060, in PJ



eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 221: Anteile der Grossregionen am Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser
Szenario ZERO Basis, Entwicklung im Zeitraum 2017 bis 2060



eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

c) Mobilität

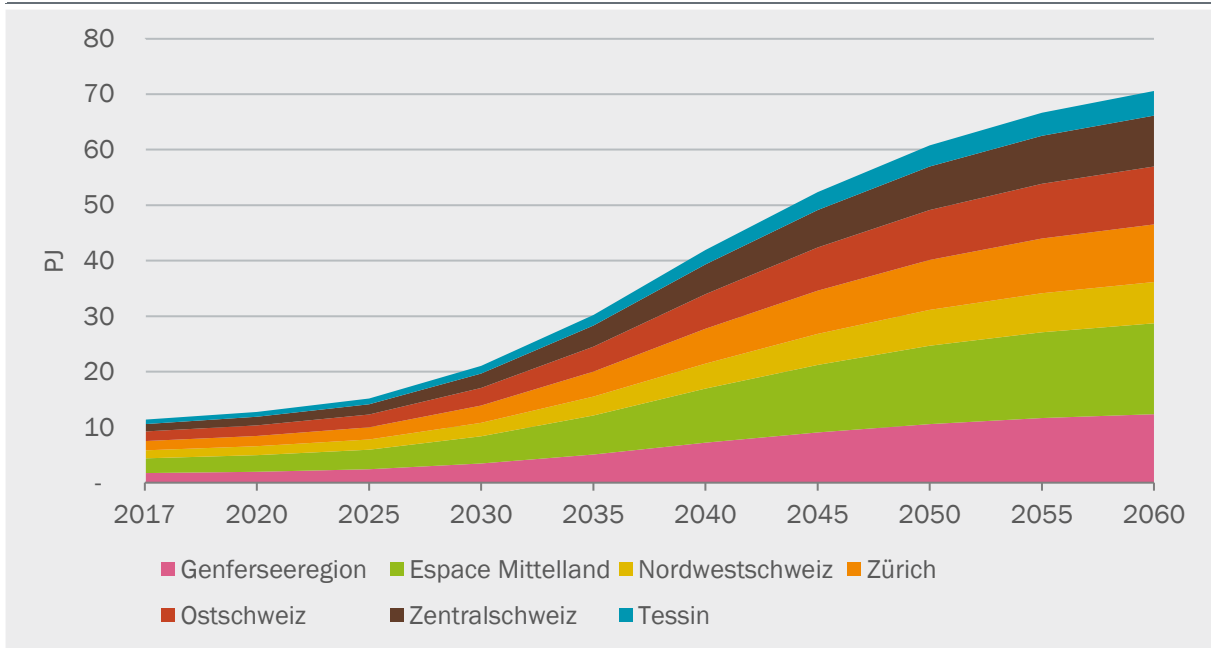
Im Jahr 2020 fällt der Stromverbrauch für Mobilität noch hauptsächlich beim Schienenverkehr an. Der starke Anstieg des Stromverbrauchs für Mobilität im Szenario ZERO Basis im Zeitraum bis 2060 ist hingegen überwiegend auf den Strassenverkehr und hier insbesondere auf den Personenverkehr zurückzuführen. Die Verteilung des Stromverbrauchs für Mobilität nach Grossregionen ist in Abbildung 222 und Abbildung 223 dargestellt. Insgesamt nimmt der Stromverbrauch für Mobilität im Zeitraum 2020 bis 2060 um 453 % zu. Am stärksten fällt die relative Zunahme in der Genferseeregion aus (+527 %), vergleichsweise schwach dagegen in der Region Nordostschweiz (+414 %).

Auch bei der Mobilität zeigt sich eine hohe Korrelation zwischen dem Bevölkerungsanteil und dem regionalen Anteil am Stromverbrauch. In den eher urban geprägten Regionen Genfersee, Nordostschweiz und Zürich sind die Anteile am Mobilitätsverbrauch unterproportional im Vergleich zu deren Anteil an der Bevölkerung.

Die regionalen Anteile verschieben sich leicht über den Betrachtungszeitraum. Der Anteil der Genferseeregion nimmt um 2.1 %-Punkte zu, der Anteil der Zentralschweiz um 2.2 %-Punkte ab. In den übrigen Regionen sind die Veränderungen geringer.

Abbildung 222: Stromverbrauch für Mobilität nach Grossregionen

Szenario ZERO Basis; Zeitraum 2017 bis 2060, in PJ

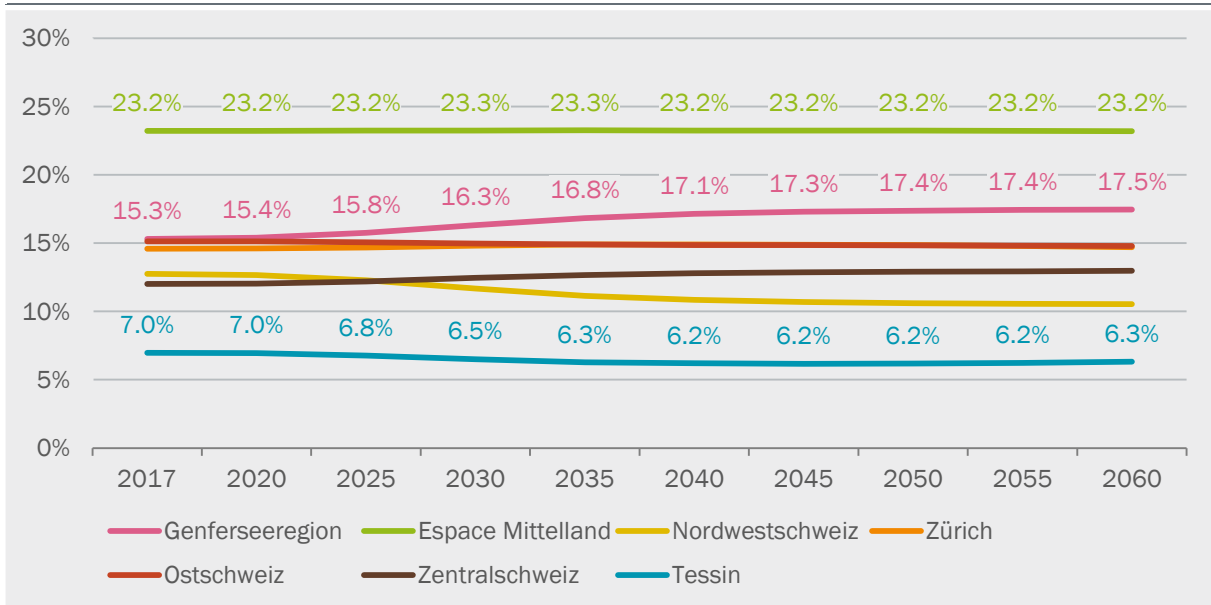


eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 223: Anteile der Grossregionen am Stromverbrauch für Mobilität

Szenario ZERO Basis; Entwicklung im Zeitraum 2017 bis 2060



eigene Abschätzung

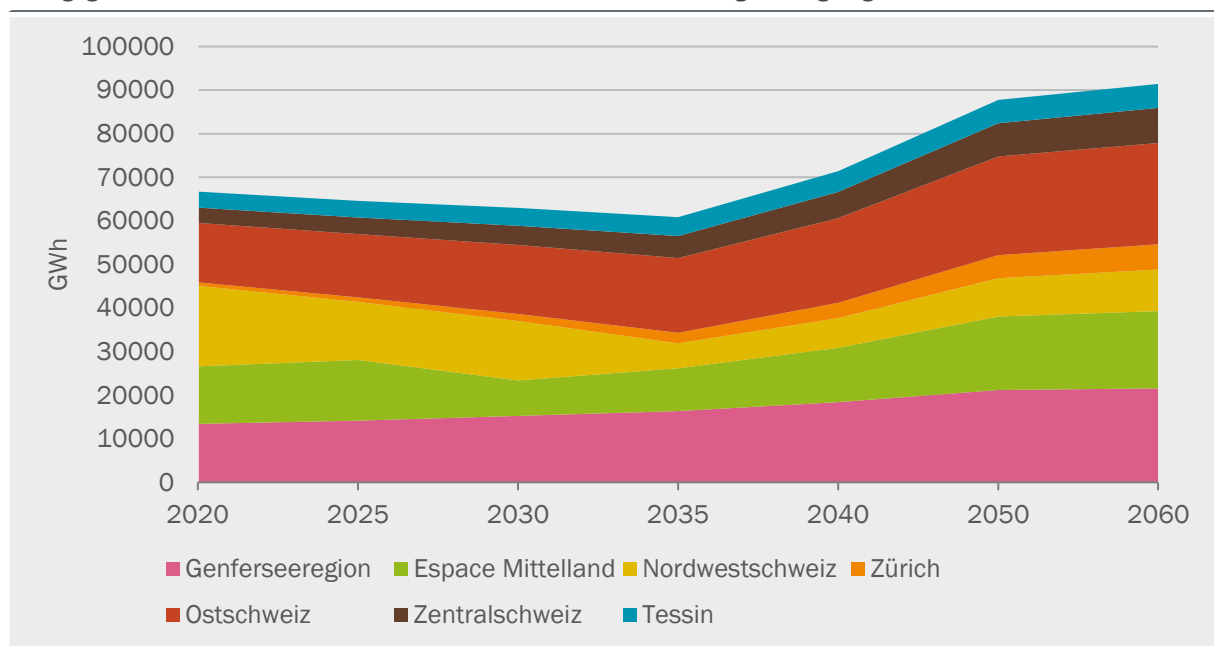
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

d) Stromerzeugung insgesamt

Die Entwicklung der inländischen Stromerzeugung im Szenario ZERO Basis ist durch zwei grosse Trends gekennzeichnet: die Ausserbetrieb der Kernkraftwerke und durch den Zubau erneuerbarer Stromproduktion (insbesondere PV). Bis zum Jahr 2035 nimmt die jährliche Stromerzeugung durch den Wegfall von KKW-Blöcken ab. Nach 2035 steigt die Gesamtproduktion mit dem Zubau an erneuerbarer Stromproduktion wieder an (Abbildung 224).

Abbildung 224: Stromerzeugung nach Grossregionen

Szenario ZERO Basis; Bruttoerzeugung im Zeitraum 2020 bis 2060, in GWh, alle Technologien, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre, ohne Abzug der abgeregelten Produktion



Hinweis: Die Regionalisierung der Stromerzeugung ist in dieser Abbildung nur für Stützjahre (5-Jahreswerte) dargestellt, die Zwischenwerte wurden linear interpoliert. Aus diesem Grund sind die Stufen, die sich bei der Ausserbetriebnahme der einzelnen Kernkraftwerke ergeben, nur bedingt, bzw. verwischt über mehrere Jahre sichtbar.

eigene Abschätzung

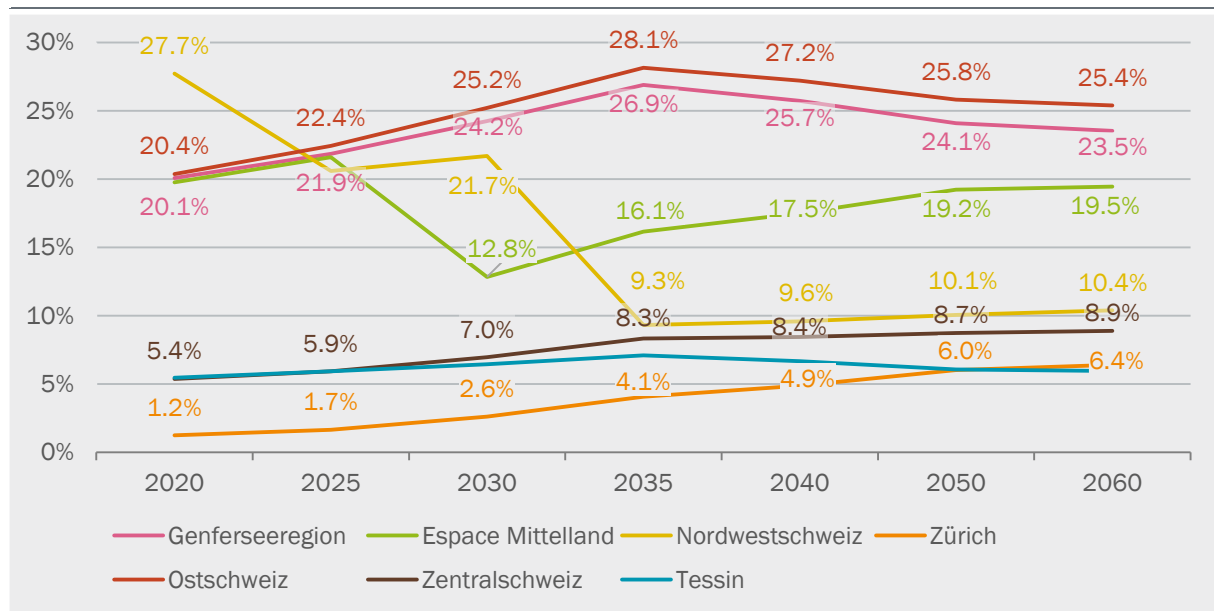
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Anteile der Grossregionen an der inländischen Stromerzeugung sind in Abbildung 225 dargestellt. Im Gegensatz zum Verbrauch zeigt sich bei der Erzeugung keine nennenswerte Korrelation mit der Bevölkerung.

Der Anteil der Nordostschweiz nimmt im Zeitverlauf deutlich ab, dies ist auf die Stilllegung von KKW zurückzuführen (Beznau, Leibstadt). Auch in der Region Espace Mittelland zeigt sich bis zum 2035 ein rückläufiger Produktionsanteil. Auch dies ist auf die Stilllegung von KKW-Kapazitäten zurückzuführen (Gösgen). Nach der Stilllegung der KKW weisen die Regionen Ostschweiz und Genfersee die höchsten Produktionsanteile auf. Dies ist insbesondere auf die hohen Kapazitäten an Wasserkraftwerken in den Kantonen Graubünden und Wallis zurückzuführen.

Abbildung 225: Anteile der Grossregionen an der Bruttostromerzeugung

Szenario ZERO Basis; Zeitraum 2020 bis 2060, Variante «ausgeglichene Strombilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



Hinweis: Die Regionalisierung der Stromerzeugung erfolgte nur für Stützjahre (5-Jahreswerte), die Zwischenwerte wurden in der Abbildung linear interpoliert. Aus diesem Grund sind die Stufen, die sich bei der Ausserbetriebnahme der einzelnen Kernkraftwerke ergeben, nur bedingt, bzw. verschmiert über mehrere Jahre sichtbar.

eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

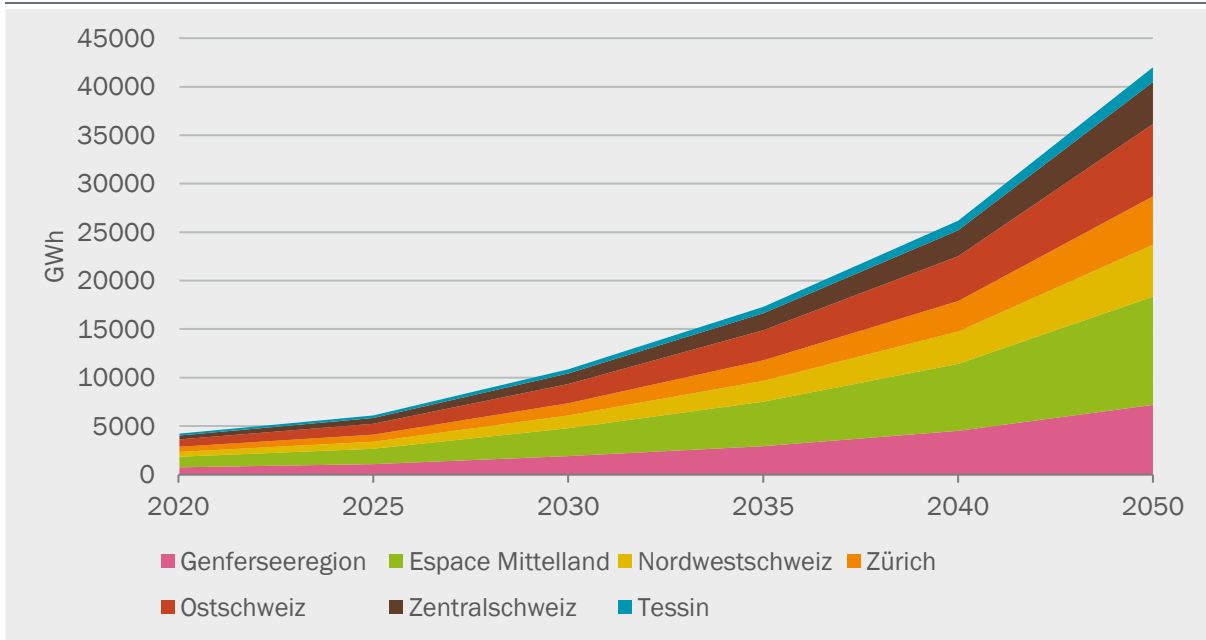
d) Stromerzeugung aus «neuen» erneuerbaren Technologien

In Abbildung 226 ist die Entwicklung der erneuerbaren Stromproduktion ohne die Wasserkraft nach Grossregionen dargestellt. Die daraus abgeleiteten Anteile der Grossregionen sind in Abbildung 227 abgebildet. Während die Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien im Szenario ZERO Basis im Zeitverlauf stark ansteigt, verschieben sich die Anteile der einzelnen Regionen an der Produktion nicht wesentlich.

Im Gegensatz zur Gesamtstromerzeugung zeigt sich bei der Produktion aus neuen erneuerbaren Energien wieder eine starke Kopplung an die Bevölkerung. Die höchste Produktion findet sich in der bevölkerungsreichsten Region Espace Mittelland; der kleinste in der Region Tessin, der Region mit dem geringsten Bevölkerungsanteil. Eine etwas grössere Abweichung vom Anteil an der Bevölkerung zeigt sich in der Region Zürich. Hier liegt der Anteil an der erneuerbaren Stromproduktion rund 6 %-Punkte tiefer als der Anteil an der Bevölkerung. Das liegt u. a. an der hohen Bevölkerungsdichte und damit verbunden an der im Vergleich zu den übrigen Kantonen geringen Dachfläche pro Kopf.

Abbildung 226: Stromerzeugung aus neuen Erneuerbaren nach Grossregionen

Szenario ZERO Basis; Bruttoerzeugung im Zeitraum 2020 bis 2060, in GWh, ohne Wasserkraft, Variante «ausgeglichene Strombilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre, ohne Abzug der abgeregelten Produktion

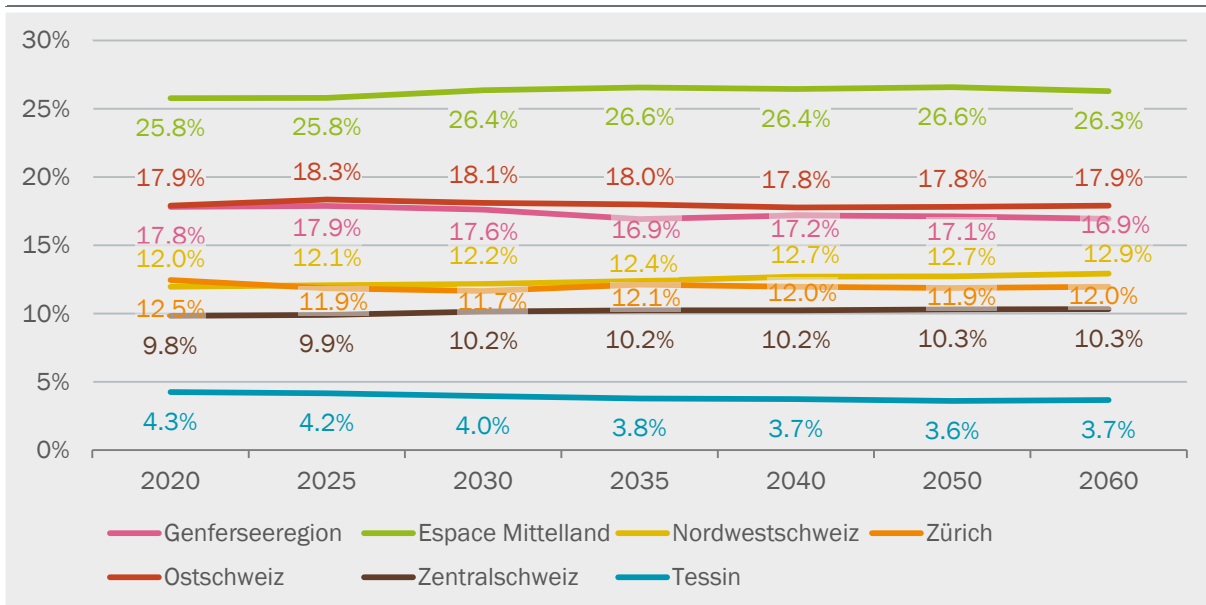


eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 227: Anteile der Grossregionen an der Bruttostromerzeugung

Szenario ZERO Basis; Zeitraum 2020 bis 2060, Variante «ausgeglichene Strombilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Abschätzung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

11 Sensitivitäten

Im Rahmen der EP 2050+ werden zwei Sensitivitäten durchgeführt:

1. Die eine bildet die Wirkung eines stärkeren Bevölkerungswachstums und damit verbunden auch eines stärkeren Wirtschaftswachstums ab. Diese Sensitivität wird im Nachfolgenden zuweilen mit «BIP-Pop hoch» abgekürzt.
2. Die zweite Sensitivität betrachtet die Auswirkung veränderter Weltmarktenergiepreise auf die resultierenden Energiekosten.

11.1 Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch («BIP-Pop hoch»)

In der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch wächst die Bevölkerung schneller und stärker als in den Basisszenarien. In Abhängigkeit der höheren Bevölkerung nimmt auch die Zahl der Erwerbstätigen und die von den Erwerbstätigen erwirtschaftete Bruttowertschöpfung (BWS) stärker zu. Aufgrund der grösseren Bevölkerung, der höheren Zahl an Erwerbstätigen und einer höheren BWS nehmen wiederum davon abgeleitete Mengenfaktoren wie die Energiebezugsfläche, die Verkehrsleistung und die Produktionsmengen zu. In der Sensitivität wird untersucht, wie sich diese veränderten Mengenfaktoren auf den Energieverbrauch und die THG-Emissionen auswirken. Dabei werden alle übrigen Faktoren, u. a. die Effizienzentwicklungen und Substitutionsbeziehungen im Vergleich zum Hauptszenario unverändert belassen.

Die Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch wird berechnet für das Szenario ZERO Basis und das Szenario WWB. Die Stromerzeugung basiert bei der Sensitivität zum Szenario ZERO Basis auf der Variante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» in Kombination mit der Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren. Die Sensitivität zum Szenario WWB wird kombiniert mit der Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen».

11.1.1 Rahmendaten

Die in der Sensitivität unterstellte Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung ist in Abbildung 228 dargestellt. Grundlage bildet das «hohe Szenario» (B-00-2015) des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2015).⁷⁷ In der Sensitivität steigt die Bevölkerung über 9.7 Mio. (Hauptszenario: 9.5 Mio.) im Jahr 2030 auf 11 Mio. im Jahr 2050 (Hauptszenario: 10.3 Mio.). Im Jahr 2050 entspricht dies einer Differenz von 7.4 %. Bis zum Jahr 2060 ist die Bevölkerung in der Sensitivität rund 10 % höher als im Hauptszenario.

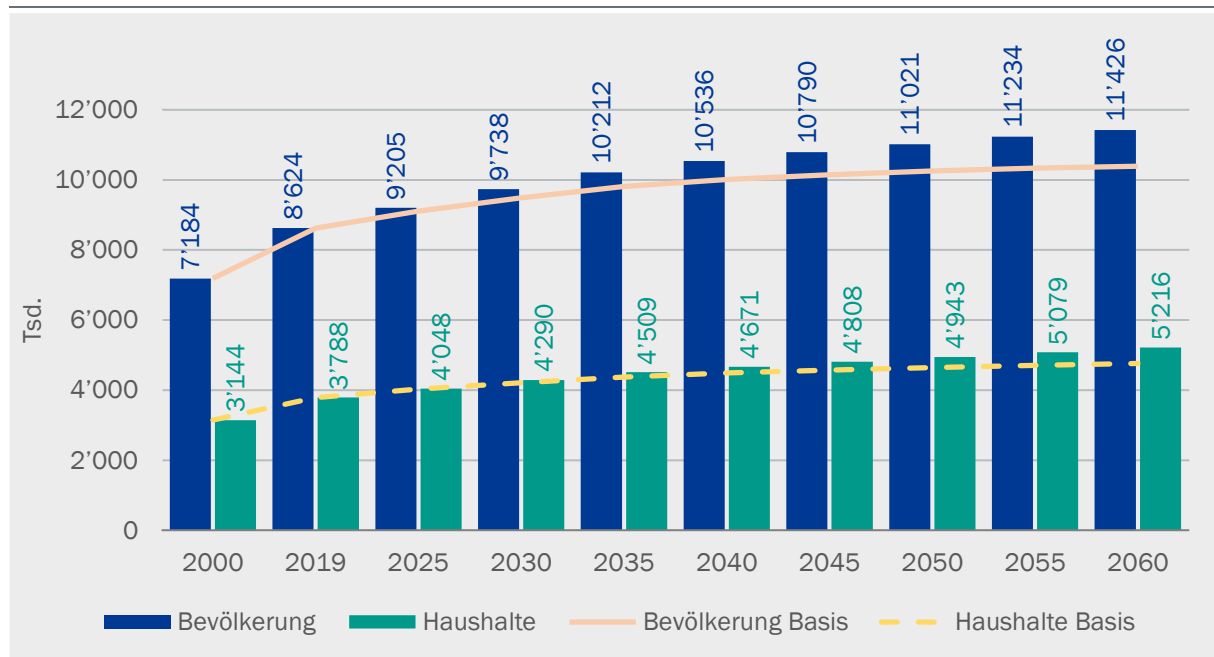
Die Entwicklung der Haushaltsstruktur basiert auf dem BFS Szenario BM-00-2015. Die Unterschiede bei der mittleren Haushaltsgrösse im Vergleich zum Hauptszenario sind gering, die mittlere Haushaltsgrösse ist in der Sensitivität im Jahr 2050 geringfügig höher. Aufgrund der etwas grösseren mittleren Haushaltsgrösse ist die Differenz bei der Zahl der Haushalte etwas geringer

⁷⁷ Wie bei den Hauptszenarien wird das Bevölkerungsszenario des BFS nicht 1:1 übernommen. Mit der Veränderungsrate der Bevölkerungsszenarien wird der Stand der Bevölkerung ab dem Jahr 2017 fortgeschrieben. Dabei wird bis zum Jahr 2021 in der Sensitivität von einer identischen Bevölkerung ausgegangen wie im Hauptszenario, ab 2022 wächst die Bevölkerung schneller.

als bei der Bevölkerung. Im Jahr 2050 liegt die Zahl der privaten Haushalte in der Sensitivität um 6.4 % und um in Jahr 2060 um 9.5 % höher als im Hauptszenario.

Abbildung 228: Bevölkerungsentwicklung in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch

Annahmen zur Entwicklung von Bevölkerung und Haushalten, 2000 bis 2060



Quelle: eigene Darstellung, Basierend auf (BFS, 2017a, 2015)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

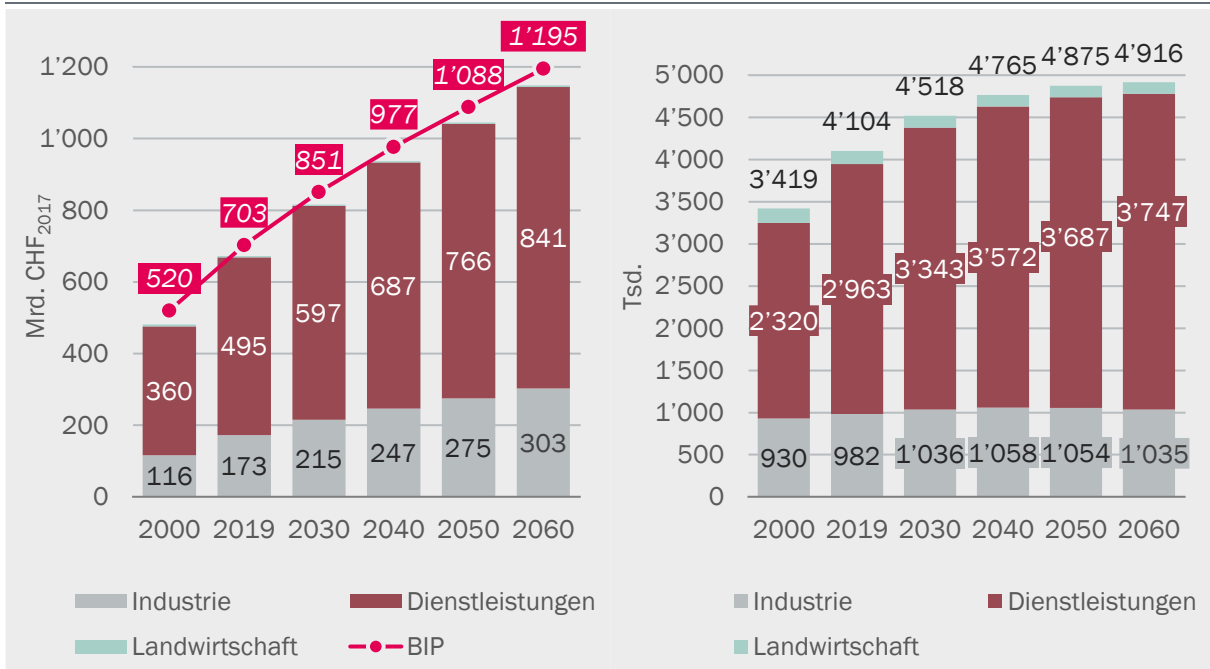
Die sektorale Entwicklung der Bruttowertschöpfung und der Erwerbstätigen in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch basieren auf den Branchenszenarien von (Ecoplan, 2019) und eigenen Annahmen. Grundlage für diese Arbeiten bilden die BIP-Prognosen des Staatssekretariats für Wirtschaft (SECO, 2018). Für die Sensitivität BIP-Pop hoch wurde dabei das Szenario B verwendet, das auf dem hohen Szenario (B-00-2015) der Bevölkerungsprognosen aufsetzt.

In der Sensitivität steigt die Zahl der Erwerbstätigen im Vergleich zum Hauptszenario etwas stärker als die Bevölkerung. So ist die Zahl der Erwerbstätigen im Jahr 2050 um 10.4 % und 2060 um 12.6 % höher als im Hauptszenario (s. Abbildung 229). Die Zunahme fällt im Industriesektor etwas stärker aus als im Dienstleistungssektor.

Die höhere Zahl an Erwerbstätigen überträgt sich auf die Wertschöpfung. Die Bruttowertschöpfung (BWS) der Wirtschaft ist in der Sensitivität im Jahr 2050 um 10.7 % höher als im Hauptszenario, im Jahr 2060 beträgt die Differenz 12.8 %. Auch bei der BWS ist die Zunahme im Vergleich zum Hauptszenario bei der Industrie etwas grösser (+12.3 %) als im Dienstleistungssektor (+9.9 %; Werte jeweils bezogen auf das Jahr 2050).

Abbildung 229: Wirtschaftsentwicklung in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch

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



BWS- und VZÄ-Entwicklung gemäss Ecoplan (2019), BIP gemäss SECO (2018) und eigenen Annahmen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Aufgrund der höheren Bevölkerung und der höheren Zahl an Erwerbstätigen steigt in der Sensitivität die Nachfrage nach Wohn- und Gewerbefläche stärker an als im Hauptszenario (Tabelle 106). Der zusätzliche Anstieg der Energiebezugsfläche verhält sich annähernd proportional zur zusätzlichen Bevölkerung. So ist die Energiebezugsfläche im Jahr 2030 um 2.7 % und im Jahr 2050 um 7.3 % höher als im Hauptszenario (2060: +9.8 %). Im Jahr 2050 beträgt die Energiebezugsfläche insgesamt rund 977 Mio. m² (2060: 1'012 Mio. m²).

Auch die Verkehrsleistung des Personen- und Güterverkehrs nimmt in der Sensitivität der Bevölkerung und BIP hoch stärker als im Hauptszenario. Die Personenverkehrsleistung steigt in der Sensitivität bis 2050 auf 156 Milliarden Pkm (Hauptszenario: 150 Mrd. Pkm). Im gleichen Zeitraum erhöht sich die Güterverkehrsleistung auf 40 Milliarden tkm (Hauptszenario 37 Mrd. tkm).

Tabelle 106: Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch: Energiebezugsflächen und Verkehrsleistung

Entwicklung in der Sensitivität und Vergleich zum Hauptszenario

	2000	2019	2030	2040	2050	2060
Energiebezugsflächen (Mio. m²)						
Haushalte	379	479	548	597	632	666
Dienstleistungen inkl. LWT	170	230	253	267	273	275
Industrie	72	66	69	71	71	71
Summe Sensitivität	621	775	870	935	977	1'012
zum Vergleich: Werte Basisszenario:						
Summe Basisszenario	621	775	847	890	910	921
Verkehrsleistungen						
Personenverkehr (Mrd. Pkm)	95	128	143	153	156	157
davon MIV (Mrd. Pkm)	79	102	111	117	119	120
Güterverkehr (Mrd. tkm)	24	29	34	38	40	41
zum Vergleich: Werte Basisszenario:						
Personenverkehr (Mrd. Pkm)	95	128	140	146	150	151
Güterverkehr (Mrd. tkm)	24	29	33	35	37	38

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

11.1.2 Ergebnisse der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch – ZERO Basis

Der Endenergieverbrauch in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch zum Szenario ZERO Basis verringert sich von 757 PJ im Jahr 2019 über 688 PJ im Jahr 2030 auf 552 PJ im Jahr 2050 (s. Abbildung 230). Im Jahr 2050 sind das 29 PJ mehr als im Szenario ZERO Basis. 29 PJ entspricht einer Zunahme des Verbrauchs um 5.6 %. Dies bedeutet, dass der Endenergieverbrauch weniger stark ansteigt als die Bevölkerung (+7.4 %) und die BWS (+10.7 %). Bis zum Jahr 2060 steigt der zusätzliche Verbrauch in der Sensitivität im Vergleich zum Basisszenario auf 33 PJ (+6.8 % ggü. ZERO Basis).

Im Jahr 2050 entfallen im Szenario ZERO Basis rund 80 % des Endenergieverbrauchs auf die Elektrizität und die erneuerbaren Energieträger. Der zusätzliche Energieverbrauch in der Sensitivität entfällt zu 86 % auf diese Energieträger: 16 PJ entfallen auf die Elektrizität und 9 PJ auf die erneuerbaren Energien (inkl. Holz). Aufgrund des überproportionalen Anstiegs bei diesen Energieträgern nehmen die Anteile der Elektrizität und der erneuerbaren Energieträger am Gesamtverbrauch leicht zu.

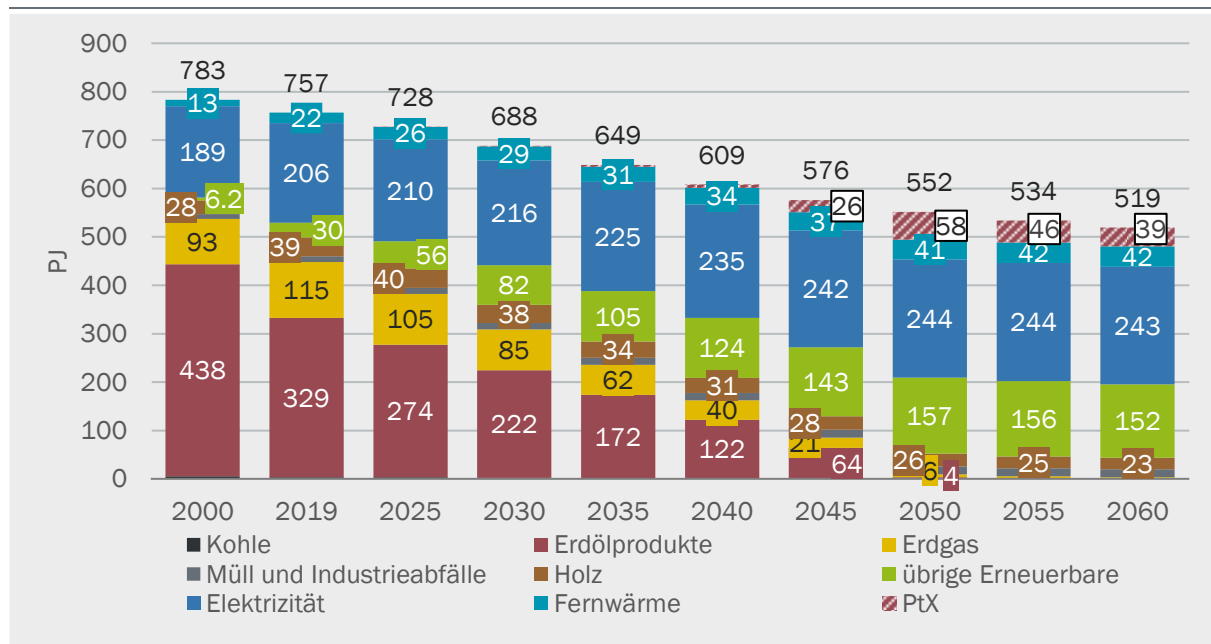
Der zusätzliche Verbrauch verteilt sich nicht gleichmässig auf die verschiedenen Verwendungszwecke. Unterproportionale Verbrauchszunahmen zeigen sich insbesondere bei Verkehr und bei der Raumwärme. Bis zum Jahr 2050 betragen hier die Verbrauchszunahmen in Sensitivität im Vergleich zum Basisszenario 4 % (Mobilität) respektive 2 % (Raumwärme). Dies hängt zum einen

mit der unterproportionalen Zunahme der Fahrleistung zusammen (im Vergleich zur Bevölkerungs- und BIP-Zunahme). Zudem wird der zusätzliche Wohn- und Nutzflächenbedarf über effiziente Neubauf Flächen zur Verfügung gestellt, sodass der Raumwärmeverbrauch nur geringfügig ansteigt.

Hohe relative Verbrauchszunahmen in der Sensitivität im Vergleich zum Basisszenario zeigen sich bei den Verwendungszwecken Prozesswärme sowie Antriebe, Prozesse. Hier besteht eine enge Kopplung an die BWS. Die Zunahmen der Verwendungszwecke Beleuchtung, Klima, Lüftung und Haustechnik sowie Information und Kommunikation sind eng an die Bevölkerungsentwicklung gekoppelt. Hier sind die relativen Verbrauchszunahmen annähernd identisch zur Veränderung der Bevölkerung.

Der zusätzliche Stromverbrauch verteilt sich auf Ebene des Endenergieverbrauchs auf alle Verwendungszwecke (s. Abbildung 231). Am stärksten fällt der Mehrverbrauch in 2050 aus bei den Verwendungszwecken Antriebe und Prozesse (+5 PJ), Mobilität (+3 PJ) sowie Klima, Lüftung und Haustechnik (+2 PJ).

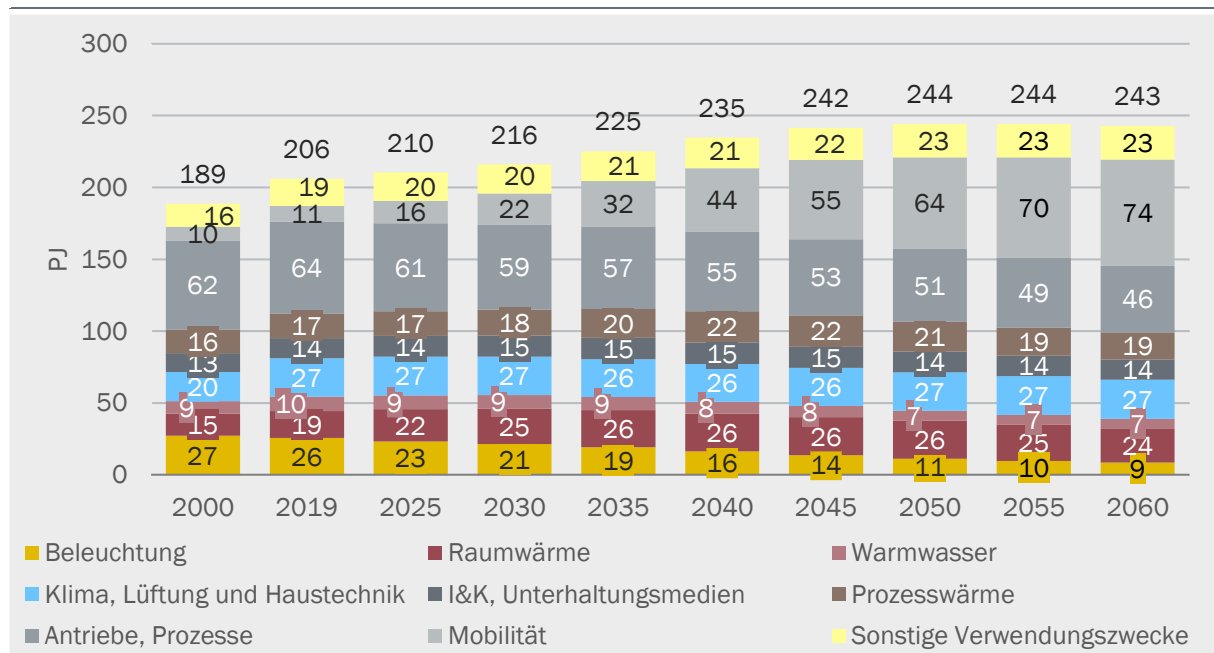
Abbildung 230: Endenergieverbrauch in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario ZERO Basis
Inlandverbrauch nach Energieträgern, ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, in PJ



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 231: Elektrizitätsverbrauch in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario ZERO Basis
 Inlandverbrauch nach Verwendungszwecken, ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, in PJ



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Landesverbrauch für Elektrizität, hier als Summe des Verbrauchs in den Endverbrauchssektoren, des sonstigen Verbrauchs im Umwandlungssektor und der Verluste – steigt in der Sensitivität zum Szenario ZERO Basis bis ins Jahr 2050 auf 81 TWh (292 PJ; Tabelle 107 und Abbildung 232). Nicht enthalten im Landesverbrauch ist der Verbrauch der Speicherpumpen.

Der Landesverbrauch liegt in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch im Jahr 2050 um 5.0 TWh über dem Verbrauch im Basisszenario. Das entspricht einem Mehrverbrauch um 6.5 %. Bis ins Jahr 2060 wächst die Differenz auf 5.6 TWh (+7.4 %). Der Mehrverbrauch erklärt sich hauptsächlich durch den höheren Endenergieverbrauch. Bei den Netzverlusten wird als Vereinfachung unterstellt, dass diese proportional mit dem Verbrauch ansteigen.

Tabelle 107: Landesverbrauch für Elektrizität – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch

Entwicklung in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» im Vergleich mit dem Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
ZERO Basis BIP-Pop hoch	Endenergieverbrauch	52.4	57.2	58.4	60.0	62.6	65.2	67.1	67.8	67.8	67.5
	davon										
	Elektrofahrzeuge (Strasse)	0.1	0.2	0.9	2.5	5.2	8.5	11.5	13.8	15.3	16.4
	Wärmepumpen (Gebäude)	0.6	2.3	4.1	5.7	6.9	7.7	8.5	9.0	8.7	8.3
	Elektrolyse, Gross-WP und CCS	0.0	0.0	0.9	1.8	3.3	5.0	6.5	7.5	8.1	8.6
Verluste	3.9	4.3	4.5	4.6	5.0	5.3	5.5	5.7	5.7	5.7	
	Landesverbrauch*	56.3	61.5	63.8	66.5	70.9	75.5	79.1	81.0	81.7	81.8
ZERO Basis	Landesverbrauch*	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0	76.4	76.2

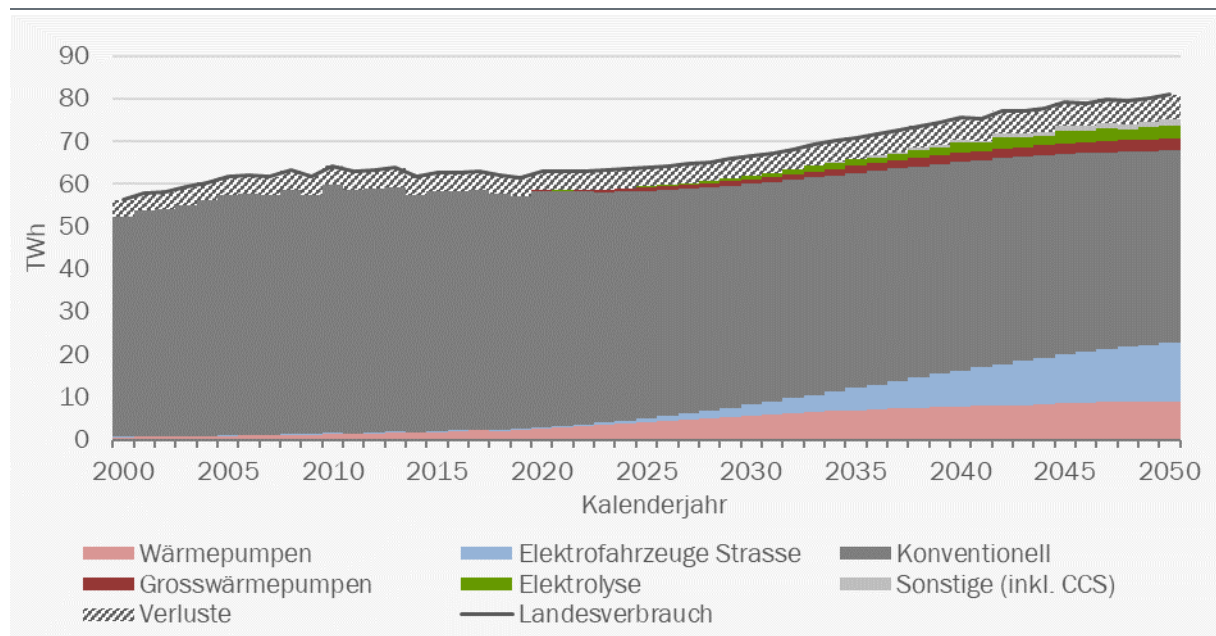
* Landesverbrauch = Endverbrauch + Verluste + sonstiger Verbrauch Umwandlungssektor (CCS, Elektrolyse, Grosswärmepumpen), ohne Verbrauch der Speicherpumpen

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 232: Landesverbrauch Elektrizität – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch

Entwicklung des jährlichen Landesverbrauchs für Elektrizität nach Anwendungsbereichen in der Sensitivität zum Szenario ZERO Basis, in TWh



Quelle: eigene Darstellung

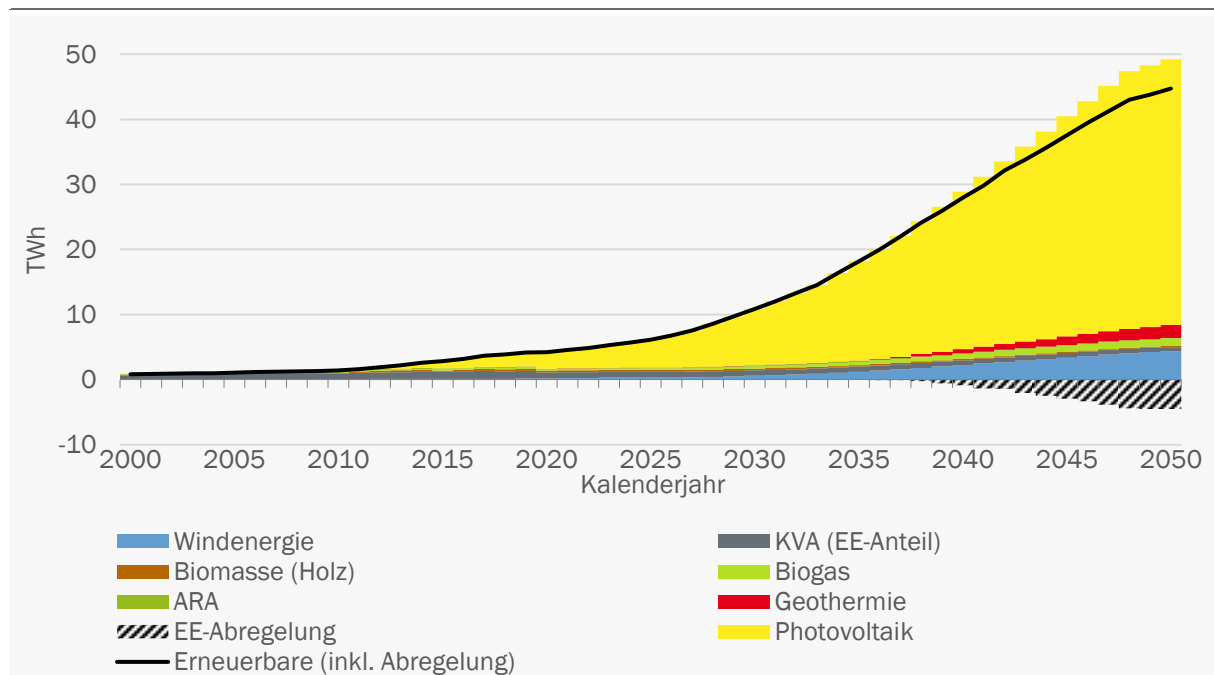
© Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH 2021

Unter der Vorgabe einer ausgeglichenen Jahresbilanz im Jahr 2050 muss bei einem höheren Stromverbrauch auch die inländische Stromerzeugung ansteigen. In der Sensitivität Bevölkerung

und BIP hoch zum Szenario ZERO Basis nimmt die Nettoerzeugung im Vergleich zum Szenario ZERO Basis bis zum Jahr 2050 um 5.4 TWh zu. Diese zusätzliche Erzeugung resultiert überwiegend aus der Erzeugung durch PV (s. Abbildung 233). Die aus neuen erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge liegt in der Sensitivität im Jahr 2050 rund 14 % über der entsprechenden Produktion im Basisszenario. Mit der zusätzlichen Erzeugung aus PV steigt auch die abgeregelte Strommenge an, auf rund 4.5 TWh in 2050 (ZERO Basis: rund 3 TWh).

Abbildung 233: Stromerzeugung neuer erneuerbarer Energien – Sensitivität «BIP-Pop hoch»

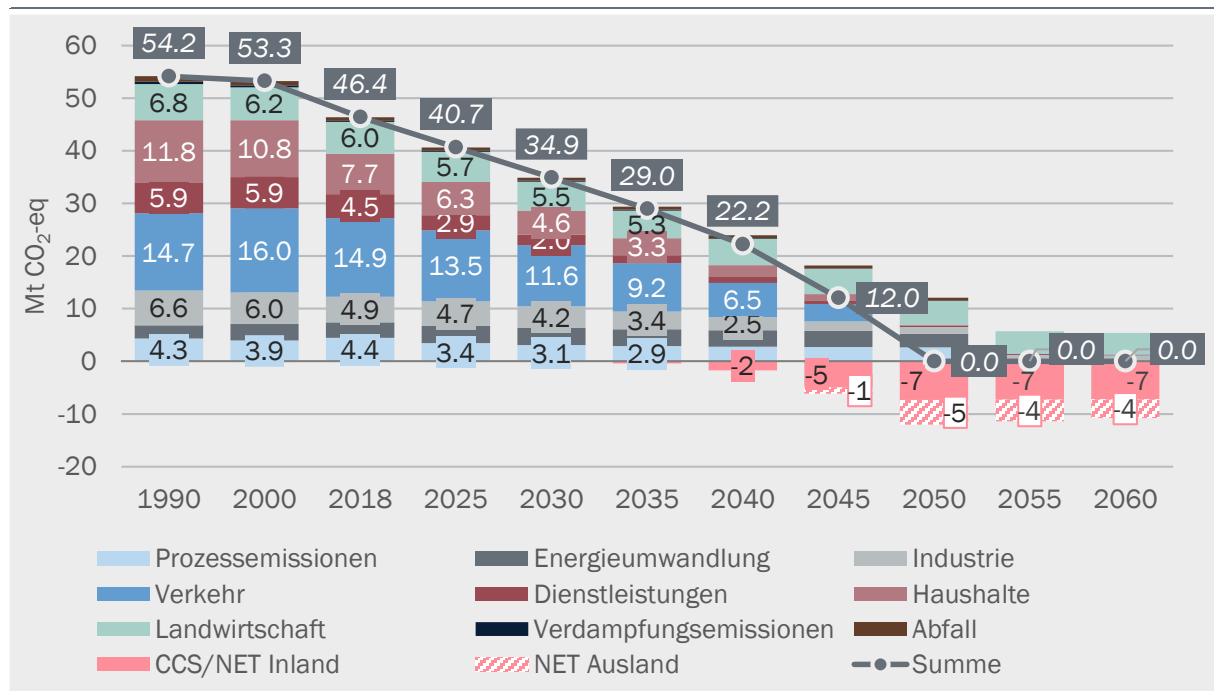
Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien nach Technologien in der Sensitivität zum Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH 2021

Da der zusätzliche Energieverbrauch in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch hauptsächlich auf Strom und erneuerbare Energie entfällt, und auch der zusätzliche Strom mit erneuerbaren Energien erzeugt wird, unterscheiden sich die THG-Emissionen in der Sensitivität nicht wesentlich vom Szenario ZERO Basis (Abbildung 234). Im Jahr 2050 ergeben sich im Industriesektor leicht höhere THG-Emissionen, sowohl beim Energieverbrauch (u. a. fossile Abfälle) als auch bei den Prozess-emissionen. Diese zusätzlichen Emissionen werden kompensiert durch einen etwas stärkeren Einsatz von CCS. In den übrigen Sektoren zeigen sich keine nennenswerten Unterschiede im Jahr 2050 in Bezug auf die THG-Emissionen.

Abbildung 234: THG-Emissionen nach Sektoren – Sensitivität Bevölkerung und BIP hochund des Einsatzes von Negativemissionstechnologien in der Sensitivität zum Szenario ZERO Basis, in Mt CO₂-eq

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

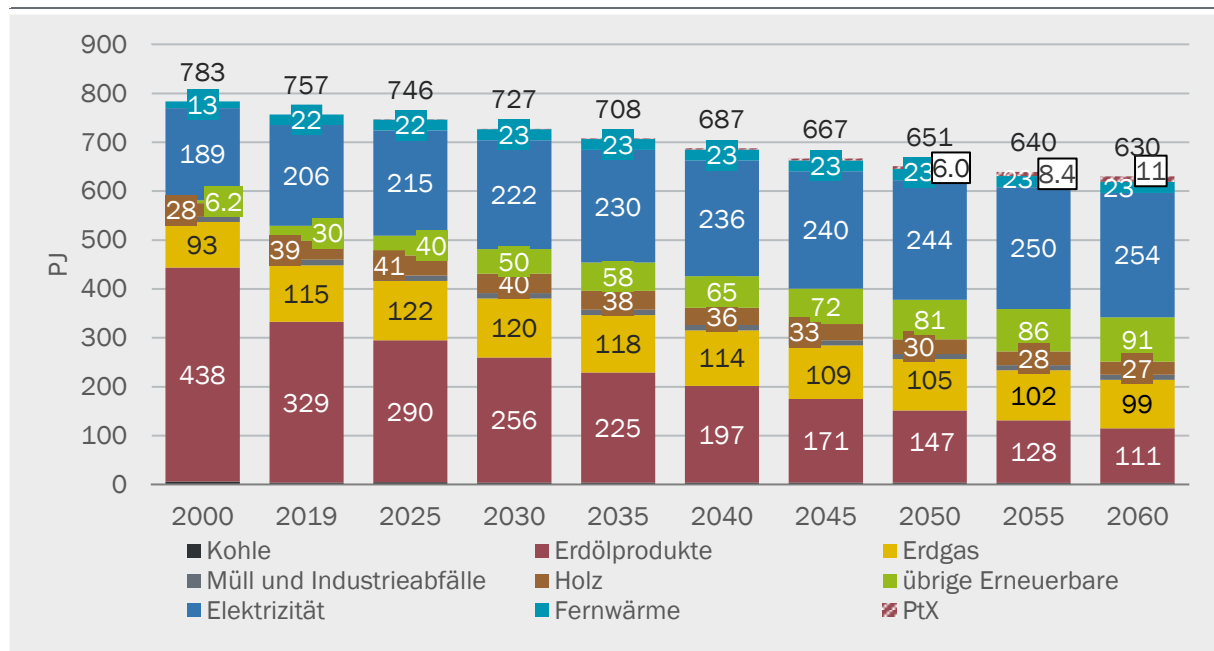
11.1.3 Ergebnisse der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch – Szenario WWB

Der Endenergieverbrauch in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch zum Szenario WWB verringert sich von 757 PJ im Jahr 2019 über 727 PJ im Jahr 2030 auf 651 PJ im Jahr 2050 (s. Abbildung 235). Im Jahr 2050 sind das 36 PJ mehr als im Szenario WWB. Die zusätzlichen 36 PJ entsprechen einer Zunahme des Verbrauchs um rund 6 %. Die relative Verbrauchszunahme in der Sensitivität zum Szenario WWB fällt demnach annähernd gleich hoch aus wie in der Sensitivität zum Szenario ZERO Basis – auch dort steigt der Verbrauch im Jahr 2050 in der Sensitivität um zusätzliche 6 % an.

Und wie bei der Sensitivität zu ZERO Basis entfällt auch bei der Sensitivität zum Szenario WWB ein Grossteil des zusätzlichen Verbrauchs auf die Elektrizität (18 PJ). Bei der Sensitivität zu WWB ergibt sich jedoch auch ein Mehrverbrauch an fossilen Energieträgern, dieser beträgt im Jahr 2050 bei den Erdölprodukten 4 PJ und beim Erdgas 5 PJ. Bis zum Jahr 2060 vergrößert sich der zusätzliche Verbrauch in der Sensitivität WWB im Vergleich zum Szenario WWB auf 43 PJ (+7 %).

Abbildung 235: Endenergieverbrauch in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario WWB

Inlandverbrauch nach Energieträgern, ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs, in PJ



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Landesverbrauch für Elektrizität steigt in der Sensitivität zum Szenario WWB bis ins Jahr 2050 auf 75.9 TWh (244.2 PJ); Tabelle 108). Im Vergleich zum Szenario WWB entspricht dies einem Mehrverbrauch um 5.5 TWh, respektive einer Zunahme um 7.8 %. Dieser Mehrverbrauch an Elektrizität in der Sensitivität «BIP Pop hoch» ist auf die um 7.4 % höhere Bevölkerung und die um 10.7 % höhere Wirtschaftsleistung (ausgedrückt in BWS) zurückzuführen. Bis zum Jahr 2060 erhöht sich der Landesverbrauch in der Sensitivität auf 80.9 TWh. Der Mehrverbrauch im Vergleich zum Szenario WWB beträgt dann 6.6 TWh, respektive 8.9 %.

In der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch zum Szenario WWB wird der zusätzliche Strombedarf nicht über eine höhere inländische Erzeugung, sondern über zusätzliche Importe ausgeglichen (s. Abbildung 236). Die Nettoimporte liegen im Jahr 2050 in der Sensitivität um rund 5.45 TWh höher (+26 %). Die inländische Erzeugung bleibt hingegen nahezu unverändert im Vergleich zum Basisszenario. Der Grund ist, dass sich beim endogenen PV-Zubau im Vergleich zum Szenario WWB keine Veränderung ergab, da sich das Strompreisniveau nicht signifikant geändert hatte.⁷⁸ Die etwas höhere inländische Nachfrage hat auf diesen nur einen sehr geringen Einfluss.

⁷⁸ Die Berechnung des endogenen Zubaus über den Zeitraum bis 2060 ist mit Unsicherheiten behaftet, deshalb wurden die geringen Differenzen bei Strompreis vernachlässigt und ein im Vergleich zum WWB gleichbleibender Zubau unterstellt.

Tabelle 108: Landesverbrauch für Elektrizität – Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch

Entwicklung in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» im Vergleich mit dem Szenario WWB, Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen», in TWh

Szenario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
WWB BIP-Pop hoch	Endenergieverbrauch	52.4	57.2	59.8	61.8	64.0	65.6	66.7	67.8	69.3	70.7
	davon										
	Elektrofahrzeuge (Strasse)	0.1	0.2	0.7	1.5	2.8	4.4	5.9	7.5	9.1	10.7
	Wärmepumpen (Gebäude)	0.6	2.3	3.5	4.4	5.0	5.4	5.9	6.4	6.7	6.8
	Elektrolyse, Gross-WP und CCS	0.0	0.0	0.4	0.6	0.9	1.3	1.9	2.8	3.7	4.6
	Verluste	3.9	4.3	4.5	4.7	4.9	5.0	5.2	5.3	5.5	5.7
Landesverbrauch*	56.3	61.5	64.7	67.1	69.7	71.9	73.8	75.9	78.5	80.9	
WWB	Landesverbrauch*	56.3	61.5	63.5	64.7	66.3	67.7	68.9	70.5	72.4	74.3

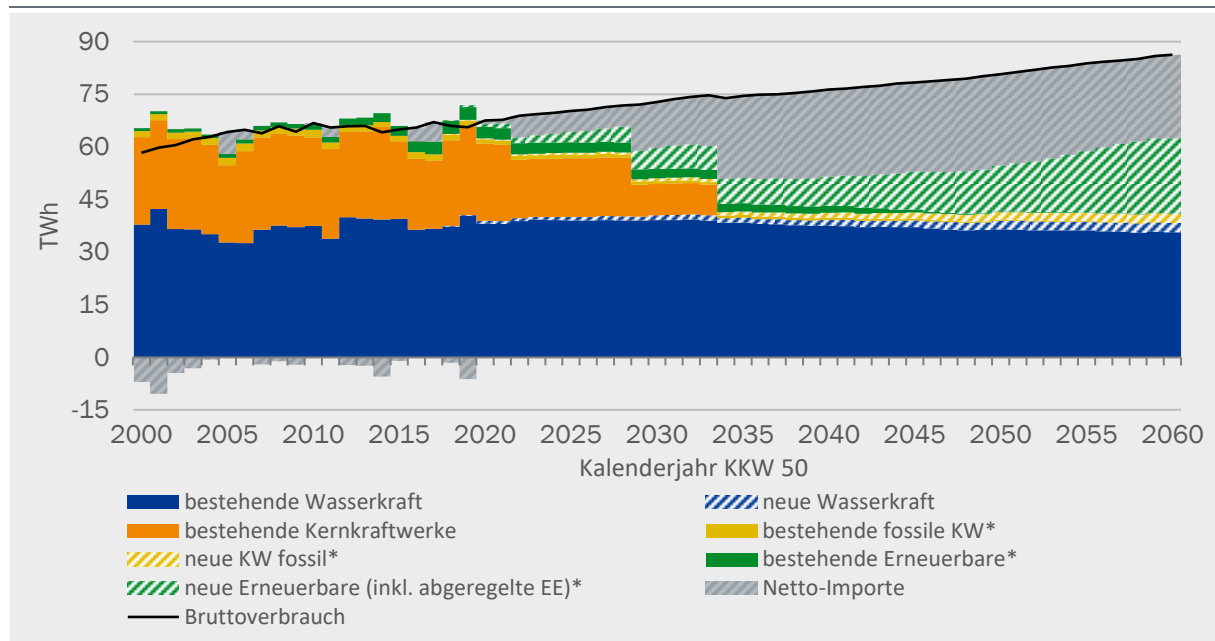
* Landesverbrauch = Endverbrauch + Verluste + sonstiger Verbrauch Umwandlungssektor (CCS, Elektrolyse, Grosswärmepumpen), ohne Verbrauch der Speicherpumpen

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 236: Stromerzeugung in der Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario WWB

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien, Strategievariante «aktuelle Rahmenbedingungen», in TWh



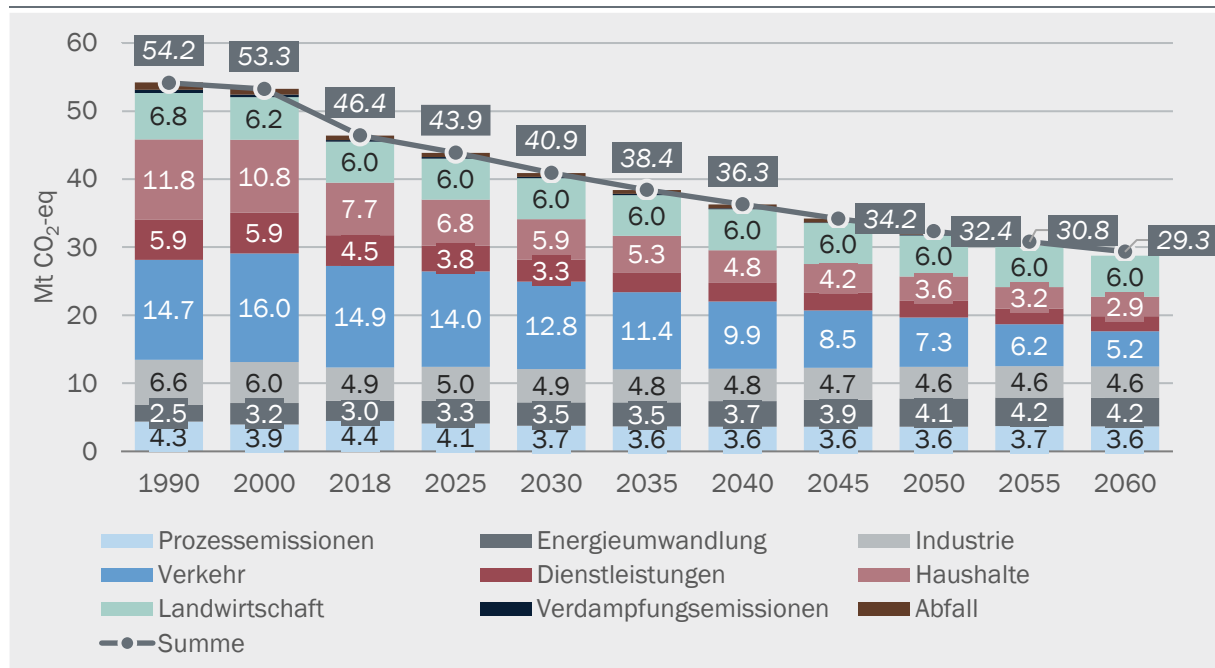
Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH 2021

Der zusätzliche Verbrauch fossiler Energieträger in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch führt im Vergleich zum Szenario WWB zu leicht höheren THG-Emissionen (s. Abbildung 237). Auch die Prozessemissionen im Industriesektor fallen in der Sensitivität leicht höher aus. Für die Landwirtschaft wurde als Vereinfachung von einer identischen Entwicklung ausgegangen wie im Hauptszenario WWB.

Insgesamt ergeben sich in der Sensitivität zu WWB im Vergleich zum Szenario WWB im Jahr 2050 zusätzliche THG-Emissionen im Umfang von 0.8 Mt CO₂eq. Die zusätzlichen Emissionen fallen hauptsächlich bei der Industrie (energetisch und Prozessemissionen) und beim Verkehr an. Die zusätzlichen Emissionen in den Sektoren Dienstleistungen und Private Haushalte sind gering (zusammen weniger als 0.1 Mt CO₂eq. Bis zum Jahr 2060 steigt die Differenz zwischen der Sensitivität und dem Hauptszenario WWB auf 0.9 Mt CO₂eq. Wie im Szenario WWB erfolgt in der Sensitivität Bevölkerung und BIP hoch zum Szenario WWB kein Einsatz von NET & CCS.

Abbildung 237: THG-Emissionen nach Sektoren – Sensitivität «BIP-Pop hoch» zum Szenario WWB
in Mt CO₂-eq



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

11.2 Sensitivität Energiepreise

11.2.1 Beschreibung des Vorgehens und der Annahmen

In der Sensitivität zu den Energiepreisannahmen werden die Grenzübergangspreise im Szenario ZERO variiert und der daraus resultierende Effekt auf die Energiekosten berechnet. Die Variation wird auf Ebene der Grenzübergangspreise durchgeführt, da die Grenzübergangspreise in die Berechnung der direkten volkswirtschaftlichen Kosten einfließen. Die Preise sind bei allen ZERO Varianten, ausser beim Stromimport ergeben sich geringfügige Differenzen. In der «Sensitivität Energiepreise» werden die Preise des Szenario ZERO variiert, während die Energiepreise des Szenario WWB unverändert bleiben. Die Grenzübergangspreise des Szenario ZERO werden in der Sensitivität im Vergleich zu den in Kapitel 4.5 beschriebenen Basispreisen um folgende Bandbreiten variiert:

- minus 50 %
- minus 25 %
- plus 25 %
- plus 50 %

Die Zu- bzw. Abschläge gegenüber den Basispreisen steigen ab 2020 linear an und erreichen im Jahr 2050 die oben angegebene Höhe. Nach 2050 bleiben die Zuschläge konstant. Bei einzelnen Energieträgern wird von diesem Ansatz leicht abgewichen. So wird bei den strombasierten Energieträgern (u. a. PtH₂, PtMethan) aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich der Preisentwicklung die Variation über den gesamten Zeitraum konstant belassen. Da der Verbrauch dieser Energieträger in den Szenarien bis 2040 gering ist, hat dies jedoch keinen grösseren Einfluss auf die Summe der Energiekosten. Beim Strompreis werden die Zu- bzw. Abschläge abgeschwächt; unterstellt wird jeweils eine Variation, die um 50 % geringer ist als bei den übrigen Energieträgern. Die Begründung für das gewählte Vorgehen ist hier der abnehmende Einfluss der fossilen Energieträger auf den Strompreis. Die Preissteigerungen der fossilen Energieträger übertragen sich nicht 1:1 auf den Strompreis, da dieser zunehmend auch durch erneuerbare Energien bestimmt wird.⁷⁹ Die unterstellten Zu- und Abschläge auf die Energiepreise sind exemplarisch in Abbildung 238 dargestellt.

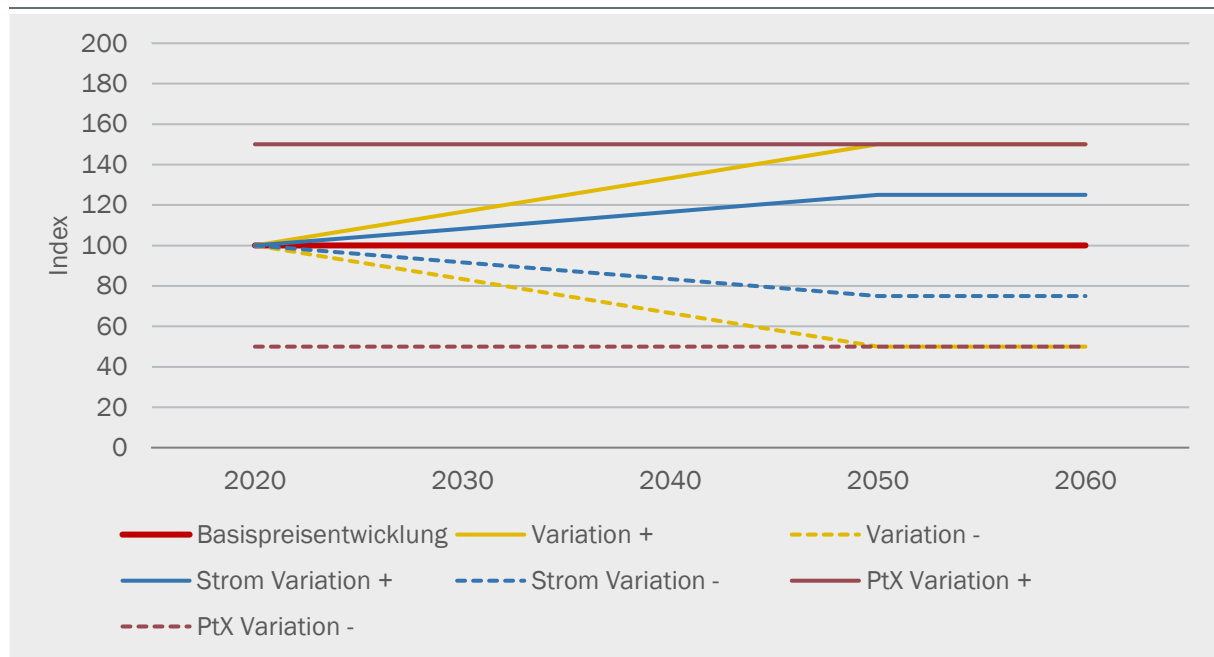
In der Sensitivität wird unterstellt, dass die Veränderung der Energiepreise weder die nachgefragten Mengen (z. B. Wohnflächen, Fahrleistungen, Produktion), noch die Effizienzentwicklung noch die Energieträgerstruktur verändern. Begründet wird die mit der begrenzten Variation von $\pm 50\%$, der gleichzeitigen Veränderung aller Energiepreise sowie dem gleichbleibenden THG-Reduktionsziel (Netto-Null bis 2050).

Da sich die Mengengrössen (u. a. Bevölkerung, Produktion, Fahrleistung), die Effizienzentwicklung und die Energieträgerstruktur in der Sensitivität im Vergleich zu den Hauptszenarien nicht verändern, ergeben sich auch keine Unterschiede in Bezug auf die in den Szenarien ausgelösten Investitionen. Die Investitions- und Unterhaltskosten sind in der Energiepreis-Sensitivität identisch zu den Hauptszenarien. Aufgrund der veränderten Energiepreise verändern sich aber die Kosten für die genutzte Energie. Höhere Energiepreise im Szenario ZERO führen zu höheren Energiekosten und damit auch zu höheren direkten volkswirtschaftlichen Kosten. Umgekehrt gilt, dass

⁷⁹ In den Hauptszenarien werden die Strompreise endogen berechnet, in Abhängigkeit der unterstellten Brennstoffpreise, der Entwicklung des Kraftwerkparcs, aber auch in Abhängigkeit der Nachfrage. In der Sensitivität werden die Preise exogen "geschockt" ohne die Kosten für das Stromangebot neu zu berechnen.

tiefere Energiepreise im Szenario ZERO die Energiekosten und damit auch direkten volkswirtschaftlichen Kosten reduzieren. Alle Energiekosten werden in realen Preisen mit dem Basisjahr 2017 ausgewiesen (CHF 2017).

Abbildung 238: Schematische Darstellung der Preis Zu- und Aufschläge in der Sensitivität Energiepreise
Exemplarisch für die Variationen -50 % und +50 %



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

11.2.2 Ergebnisse der Sensitivität Energiepreise

Die Veränderungen der Energiepreise um $\pm 25\%$ respektive $\pm 50\%$ führen im Vergleich zum Basisszenario zu einer symmetrischen Verschiebung der Energiekosten. Im Szenario ZERO verändern sich die im Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierten Energiekosten bei einer Verschiebung der Energiepreise um $\pm 25\%$ im Vergleich zum Basisszenario um ± 28 Milliarden CHF₂₀₁₇ ($\pm 56\%$; s. Abbildung 239). Bei einer Veränderung der Energiepreise um $\pm 50\%$ verändern sich die bis 2050 kumulierten Energiekosten um ± 56 Milliarden CHF₂₀₁₇ ($\pm 112\%$).

Mit den Basisenergiepreisen werden im Szenario ZERO Basis im Vergleich zum Szenario WWB die Energiekosten im Zeitraum 2020 bis Jahr 2050 um rund 50 Milliarden CHF₂₀₁₇ reduziert (vgl. Kapitel 9.2.1). Bei einer Erhöhung der Energiepreise im Szenario ZERO um 50 % ergeben sich im Szenario ZERO Basis leicht höhere Energiekosten als im Szenario WWB – es werden somit keine Energiekosten eingespart. Bei einer Erhöhung der Energiepreise im Szenario ZERO um 25 % ergeben sich im Szenario ZERO Basis hingegen weiterhin Energieeinsparungen in der Höhe von 22 Milliarden CHF₂₀₁₇ im Zeitraum 2020 bis 2050.

Im Szenario ZERO A sind die Veränderungen durch die Verschiebung der Energiepreise grundsätzlich vergleichbar mit der Entwicklung im Szenario ZERO Basis (Abbildung 240). Im Szenario ZERO A sind die Energiekosten jedoch auch bei einer Erhöhung der Preise um 50 % immer noch geringer als im Szenario WWB – auch eine Erhöhung der Energiepreise um 50 % führt im Vergleich

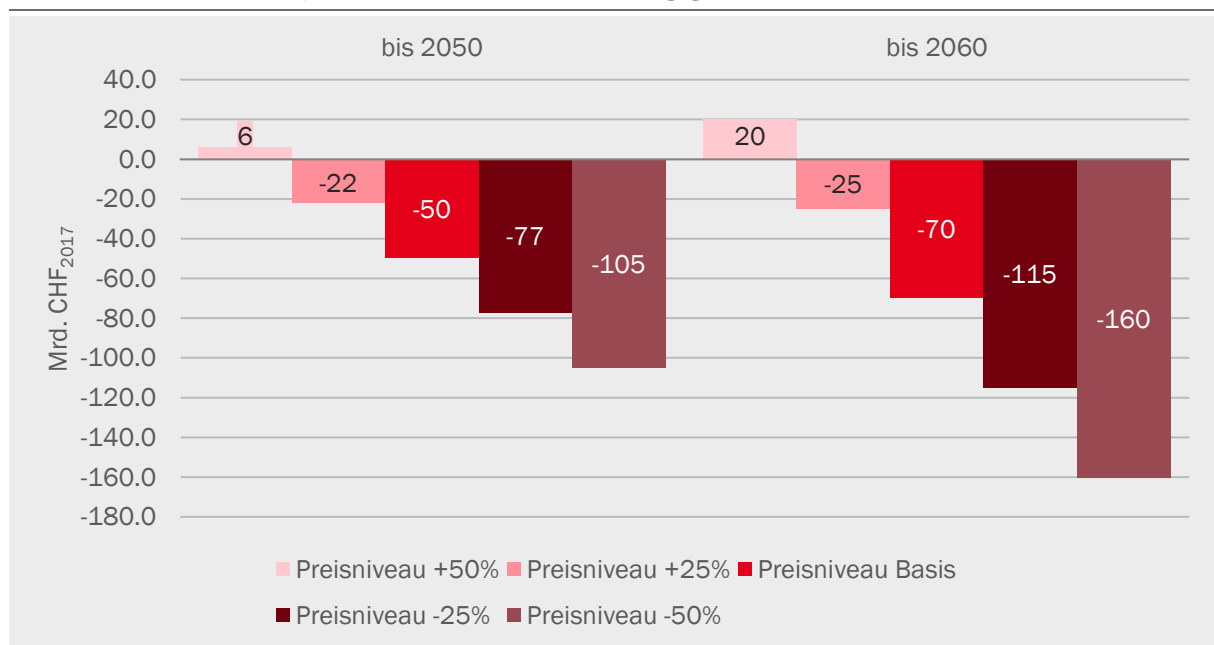
zum Szenario WWB zu einer Reduktion der Energiekosten. Im Vergleich zum Szenario ZERO Basis ergeben sich bei einer Steigerung der Energiepreise um 50 % im Szenario ZERO A aufgrund des höheren Stromverbrauchs höhere Kosten für Stromimporte. Da die Strompreise um weniger als 50 % angehoben werden, sind die Mehrkosten für die Stromimporte vergleichsweise gering (rund +2.5 Milliarden CHF₂₀₁₇ bis 2050). Demgegenüber stehen geringere Kosten für Gas, insbesondere für Biogas (bis 2050 -7 Mrd. CHF₂₀₁₇). Bei den übrigen Energieträgern zeigen sich zwischen den Szenarien ZERO Basis und ZERO A in Bezug auf die Energiekosten nur geringe Unterschiede.

Im Szenario ZERO B fallen die absoluten und relativen Veränderungen grösser aus als im Szenario ZERO Basis. Bei einer Veränderung der Energiepreise um $\pm 25\%$ verändern sich die bis 2050 kumulierten Energiekosten im Vergleich zum Basisszenario um ± 44 Milliarden CHF₂₀₁₇, bei einer Veränderung um $\pm 50\%$ um ± 88 Milliarden CHF₂₀₁₇. Mit den Energiepreisen des Basisszenarios ergeben sich im Szenario ZERO B höhere Energiekosten als im Szenario WWB. Bei einer Reduktion der Energiepreise im Szenario ZERO B um 25 % ergeben sich leicht geringere Energiekosten als im Szenario WWB (s. Abbildung 241).

Die Veränderung der kumulierten Energiekosten im Szenario ZERO C in Abhängigkeit der Energiepreise ist in Abbildung 242 beschrieben. Mit den Basispreisen fallen die kumulierten Energiekosten annähernd gleich aus wie im Szenario WWB. Eine Erhöhung der Energiepreise im Szenario ZERO C führt in der Sensitivität zu Mehrkosten im Vergleich zum Szenario WWB, eine Reduktion der Energiepreise hat Minderkosten zur Folge.

Abbildung 239: Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO Basis

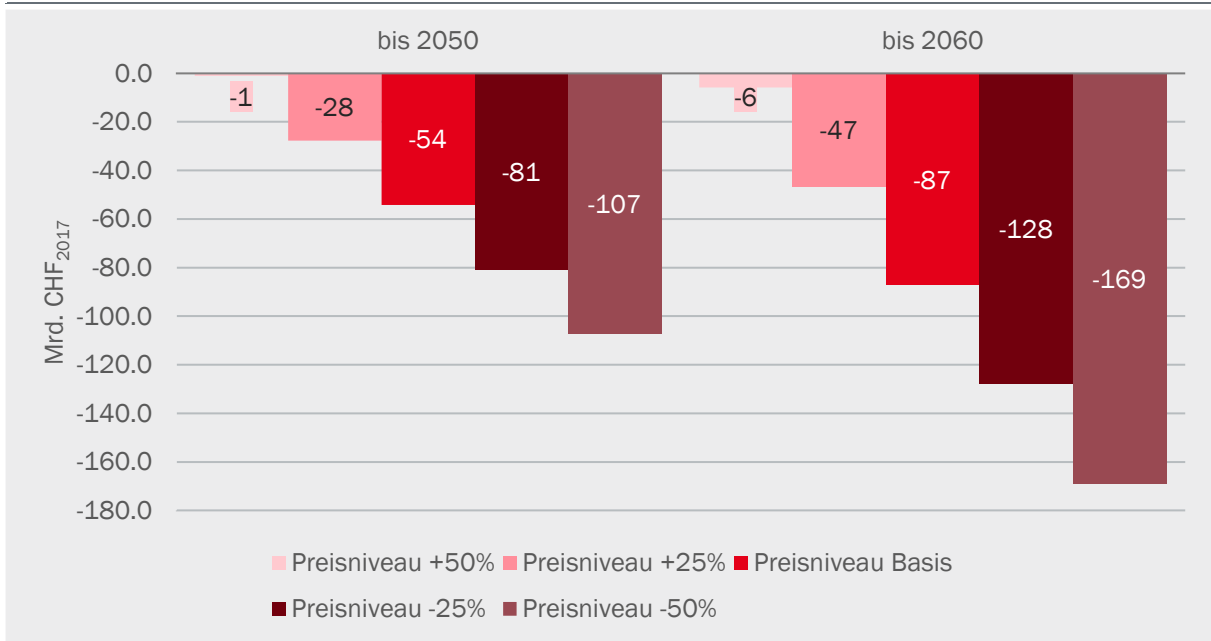
im Zeitraum 2020 bis 2050 / 2060 kumulierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

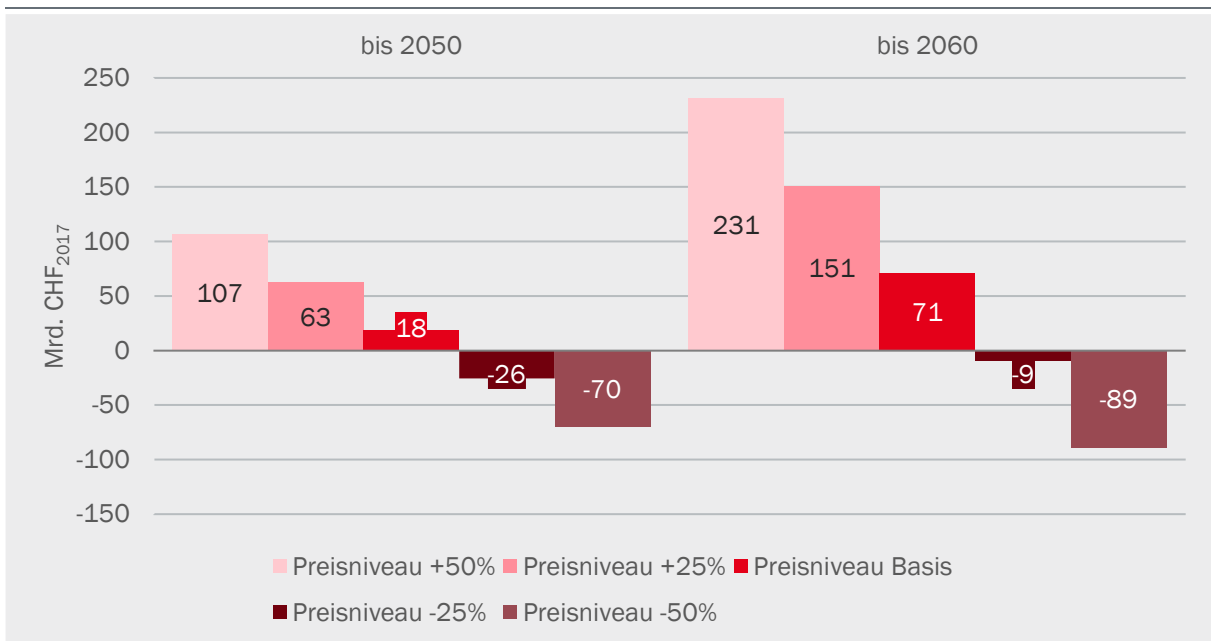
Abbildung 240: Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO A
 im Zeitraum 2020 bis 2050 / 2060 kumulierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

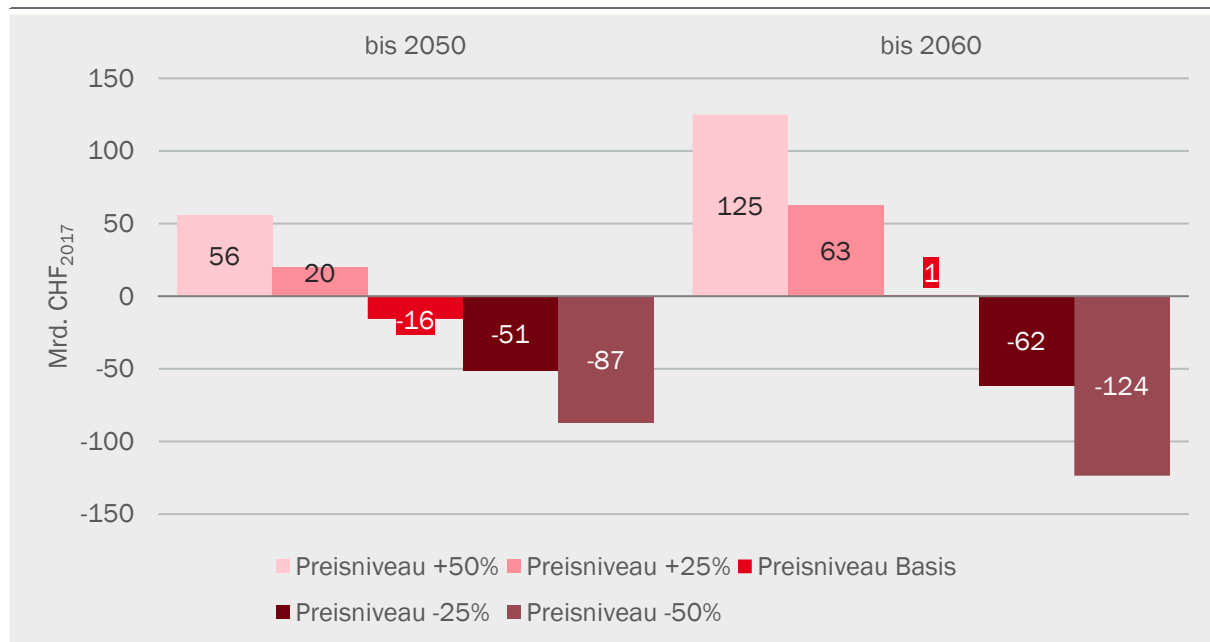
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 241: Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO B
 im Zeitraum 2020 bis 2050 / 2060 kumulierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 242: Sensitivität Energiepreise – eingesparte Energiekosten im Szenario ZERO Cim Zeitraum 2020 bis 2050 / 2060 kumulierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇

Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

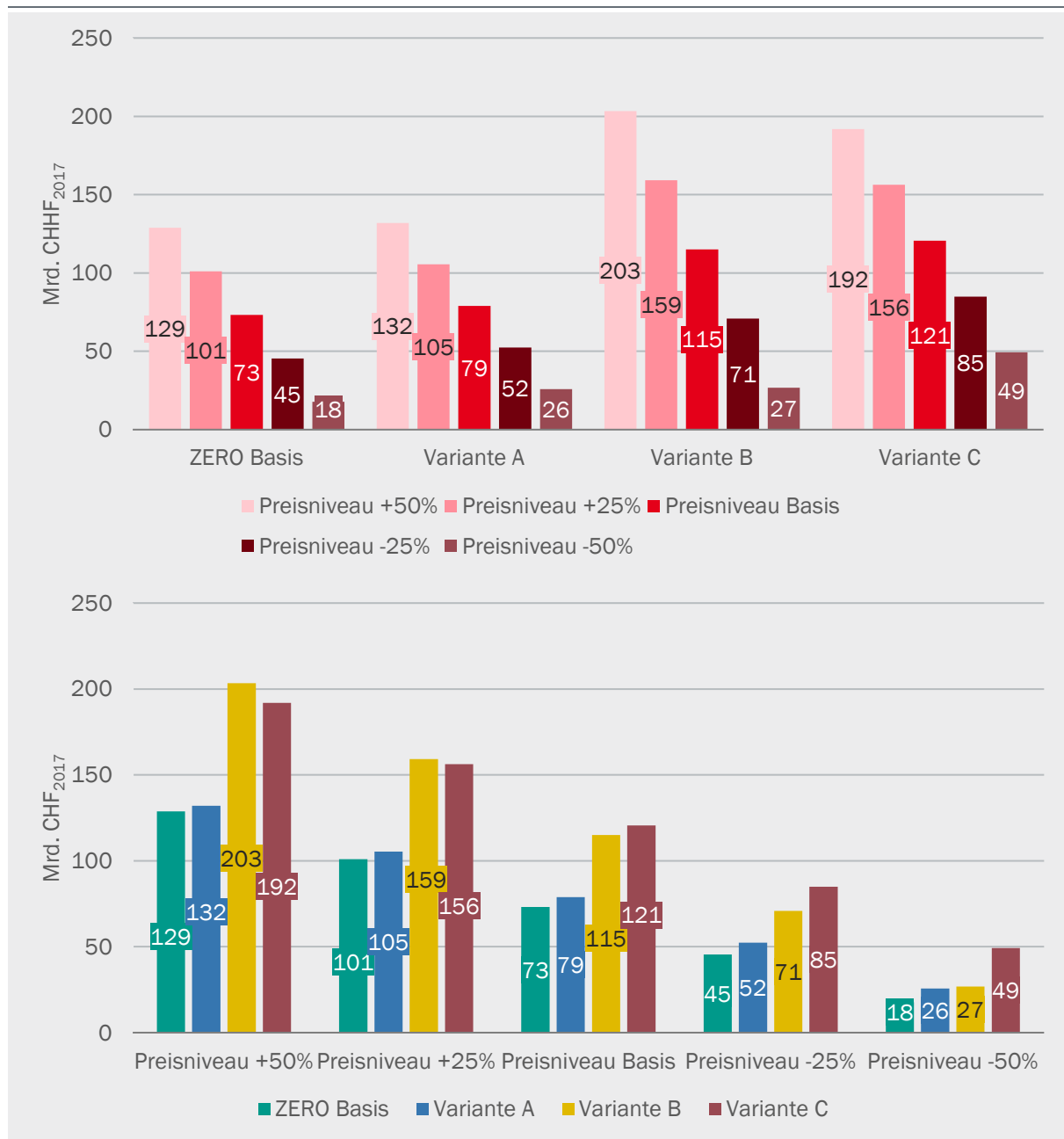
In Abbildung 243 (für Zeitpunkt 2050) und Abbildung 244 (für Zeitpunkt 2060) werden die Effekte der veränderten Energiepreise auf die kumulierten direkten volkswirtschaftlichen Differenzkosten im Vergleich zum Szenario WWB beschrieben. Allgemein lässt sich festhalten, dass die direkten volkswirtschaftlichen Differenzkosten im Vergleich zum Szenario WWB mit steigenden Energiepreisen anwachsen und bei fallenden Energiepreisen abnehmen – unter der Annahme unveränderter Investitionen und Unterhaltskosten. Auch bei einer starken Reduktion der Energiepreise um 50 % ergeben im Szenario ZERO (alle Varianten) höhere direkte volkswirtschaftliche Kosten als im Szenario WWB.

Die Bedeutung der Energiekosten ist in den betrachteten Szenario-Varianten unterschiedlich. Im Szenario ZERO Basis und Szenario ZERO A sind die bis zum Jahr 2050 kumulierten Energiekosten in etwa gleich hoch, im Szenario ZERO C fallen sie im Vergleich dazu rund 15 % und im Szenario ZERO B um rund 30 % höher aus. Eine Veränderung der Energiepreise hat einen stärkeren Effekt auf die Szenarien mit höheren absoluten Energiekosten. Hier werden die Energiekosten durch die Veränderung der Energiepreise stärker beeinflusst (grössere absolute Veränderung).

Trotz der unterschiedlichen Bedeutung der Energiekosten für die Gesamtkosten in den ZERO-Varianten vertauscht die Veränderung der Energiepreise nicht die Reihenfolge der ZERO-Varianten in Bezug auf die Gesamtkosten. Bei allen untersuchten Energiepreisen weisen die Szenarien Zero Basis und Zero A in etwa gleich hohe direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten auf, während die Kosten in den Szenarien ZERO B und ZERO C (deutlich) höher sind. Die Reihenfolge der Varianten in Bezug auf die Kosten ist weitgehend unabhängig vom Preisniveau. Bei sehr geringen Energiepreisen (Sensitivität -50 %) gleichen sich die Kostenniveaus der Szenarien jedoch stark an. Bei der Sensitivität -50 % sind die Unterschiede zwischen den ZERO Varianten in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten nur noch wenig ausgeprägt. Dies bedeutet auch, dass das Verhältnis zwischen den eingesparten Energiekosten und den Mehrinvestitionen in allen

untersuchten Szenarien sehr ähnlich ist. Keines der Szenarien ist deutlich stärker oder schwächer gegenüber Energiepreisveränderungen exponiert. Die relativen Veränderungen der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten in Abhängigkeit des Energiepreisniveaus unterscheidet sich nicht wesentlich zwischen den Szenarien (s. Abbildung 245).

Abbildung 243: Sensitivität Energiepreise – Vergleich der direkten volkswirtschaftlichen Kosten in 2050
im Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇,
nach Szenarien (oben) und nach Preisvariation (unten)

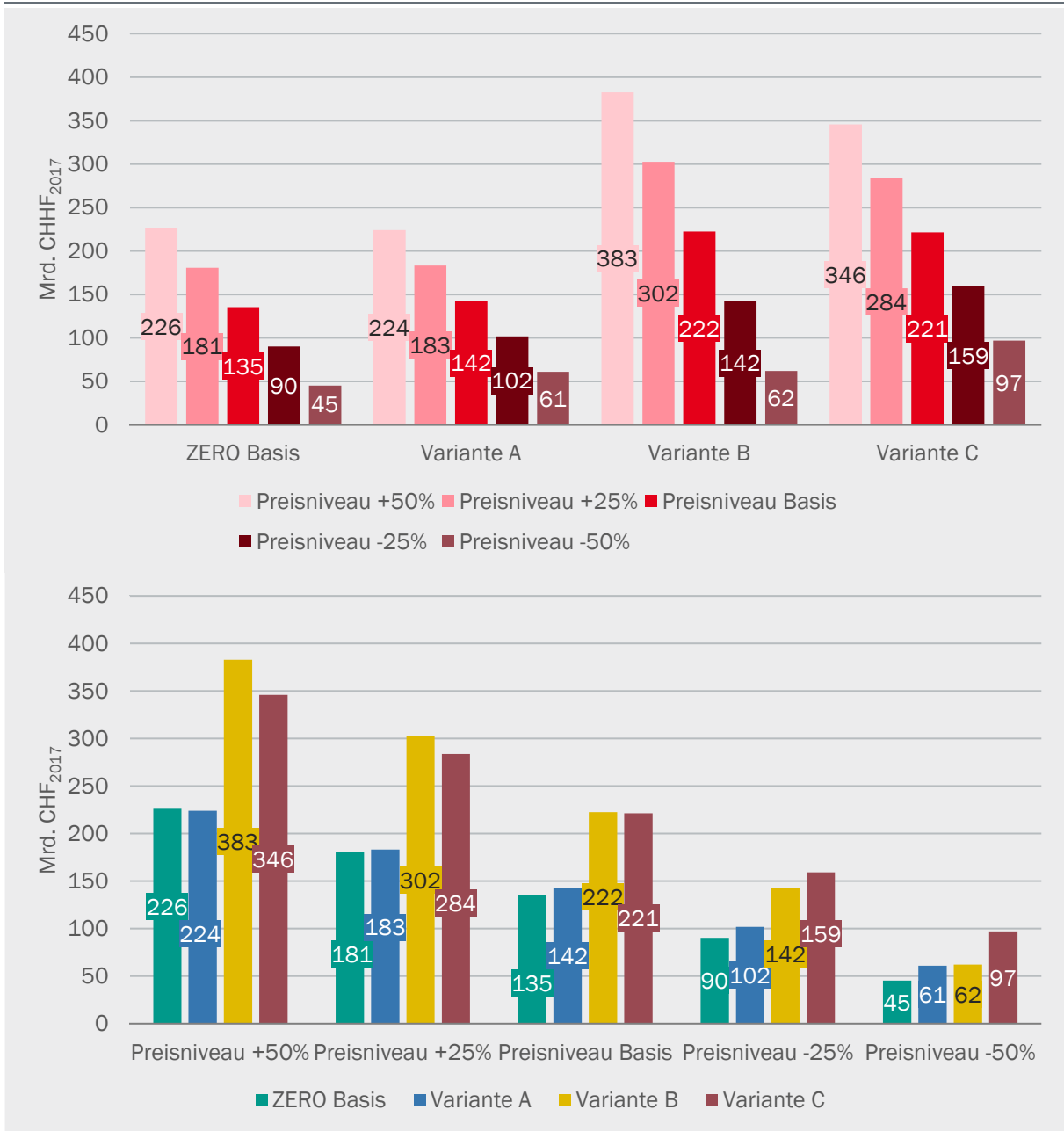


Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 244: Sensitivität Energiepreise – Vergleich der direkten volkswirtschaftlichen Kosten in 2060

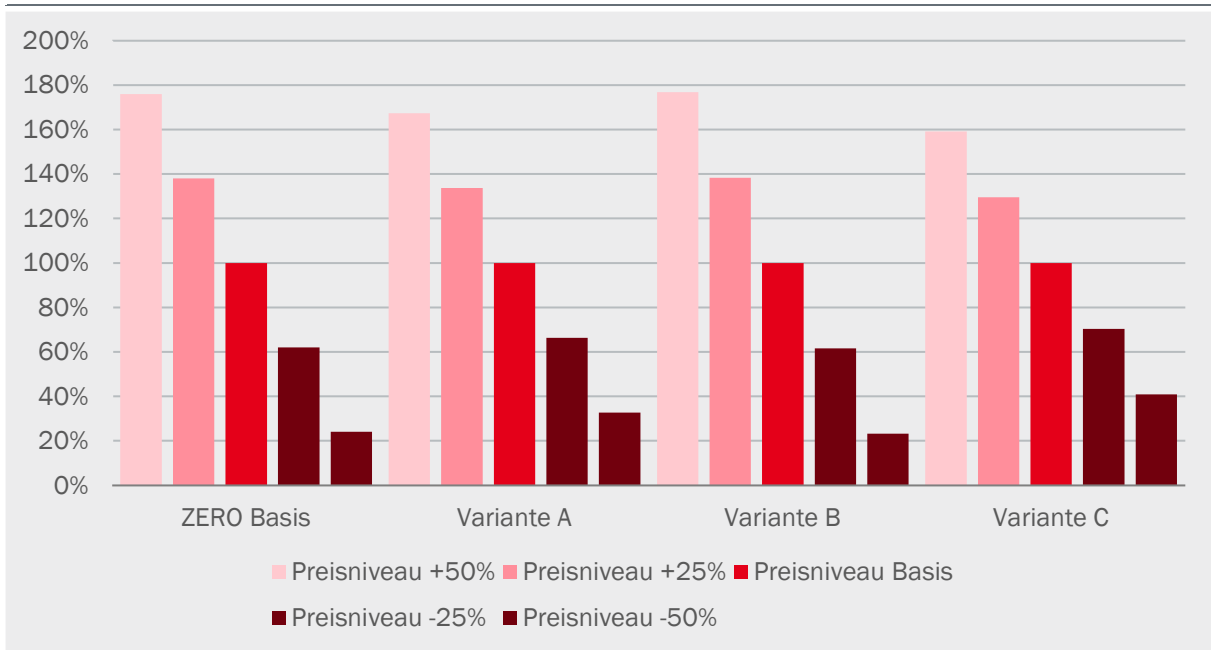
im Zeitraum 2020 bis 2060 kumulierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario WWB, in Mrd. CHF₂₀₁₇, nach Szenarien (oben) und nach Preisvariation (unten)



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 245: Sensitivität Energiepreise – relative Veränderung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten
 Veränderung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Zeitraum bis 2050, im Vergleich zu den Basispreisen



Quelle: eigene Darstellung; Werte ohne internationalen Flugverkehr

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

12 Anhang

Modelle und Module

12.1 Verkehrssektor

Das Verkehrsmodell basiert primär auf der Entwicklung der Fahrleistungen der verschiedenen Verkehrsträger und auf der Effizienzentwicklung der Flotten sowie auf der Entwicklung der Treibstoffzusammensetzung (Anteil Bio- oder strombasierte Treibstoffe).

Weil der Strassenverkehr aktuell rund 86% des Energiebedarfs und über 90% der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors (ohne Int. Luftfahrt) verursacht, wird er in (INFRAS et al., 2019) deutlich detaillierter modelliert als Schiene-, Luft- und Off-Road-Verkehr. Wie Abbildung 246 zeigt, wird die Entwicklung der Strassenfahrzeuge bzw. der Fahrzeugflotten⁸⁰ (Effizienz, Zusammensetzung) und deren Einsatz (Jahresfahrleistung und Anteile unterschiedlicher Verkehrssituationen in Abhängigkeit der Antriebstechnologie) basierend auf unterschiedlichen (zum Teil szenarioabhängigen) Rahmendaten modelliert. Daraus resultieren für jedes einzelne Jahr die Anteile an der Fahrleistung in jeder von über 200 Fahrsituationen⁸¹, die durch Fahrzeuge mit einer spezifischen Antriebstechnologie und ggf. Gewichts- oder Emissionsklasse sowie einem spezifischen Alter (Fahrzeugeffizienz ist altersabhängig) zurückgelegt werden. Zusammen mit den Fahrleistungen aus den Rahmendaten, den Treibstoffzusammensetzungen sowie den Verbrauchs- und Emissionsfaktoren der Fahrzeuge resultieren der Energiebedarf und die THG- und Schadstoffemissionen pro Jahr für den gesamten Verkehr auf Schweizer Strassen (ohne Tram- und Trolleybusse, die im Schienenverkehr modelliert sind).

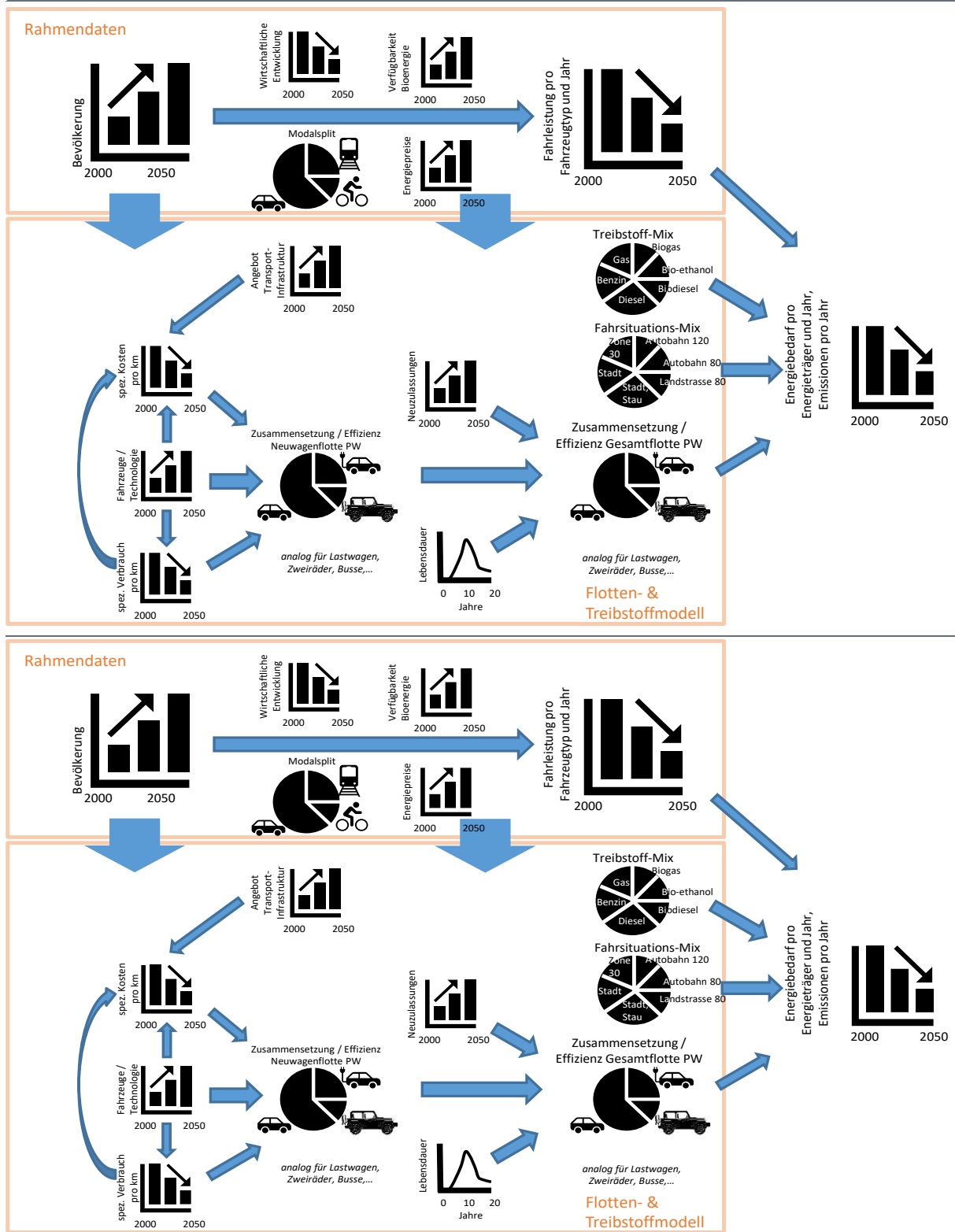
Der Schienenverkehr macht aktuell rund 5% des Energiebedarfs des Verkehrssektors aus und, weil er vollständig elektrifiziert ist, verursacht keine direkten CO₂-Emissionen⁸². Auch wäre für ein detailliertes Bottom-up Modell der Entwicklung des Energiebedarfs ein sehr differenziertes Mengengerüst nötig, das zur Zeit der Berechnung nicht verfügbar war. Darum wurde in einer stark vereinfachten Modellierung eine jährliche Effizienzsteigerung abgeschätzt und daraus, zusammen mit der Entwicklung der Fahrleistung, die relative Veränderung des Energiebedarfs modelliert.

⁸⁰ Bei den Flotten werden auch die ausländischen Fahrzeuge berücksichtigt, die auf Schweizer Strassen unterwegs sind.

⁸¹ zum Beispiel «Autobahn, 120 km/h, flüssiger Verkehr» oder «Stadt, stop-and-go» etc.

⁸² Der sehr geringe Dieselverbrauch durch Bauzüge und Rangierarbeiten wird dem «Off-Road-Verkehr» zugezählt

Abbildung 246: Strassenverkehrsmodell EP 2050+



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, 2021

Die Modellierung des Off-Road-Bereichs basiert auf BAFU (2015). Dazu zählen Baumaschinen, Industriefahrzeuge (z. B. Gabelstapler), land- und forstwirtschaftliche Geräte und Maschinen, Maschinen für den Gartenbau, Schiffe, (dieselbetriebene) Schienenfahrzeuge für den Rangierverkehr, Unterhalt und Bauzüge) sowie militärische Fahrzeuge und Maschinen. Die Modellierung des Energiebedarfs und der Emissionen basieren auf dem Mengengerüst (Entwicklung der Maschinenstunden pro Maschinentyp) und auf der Entwicklung des Maschinenparks (Effizienz, Anteile alternativer Technologien). Letztere wurde in Abhängigkeit der Szenarien auf Basis von spezifischen Maschinen und deren typischen Anwendungen abgeschätzt.

Der Internationale Luftverkehr ist mit 24 % des Energiebedarfs des Verkehrssektors (inkl. Intl. Luftverkehr) zwar relevant, liegt aber nicht im Fokus der Energieperspektive und wird nur informativ mitgezogen. Der nationale und militärische Luftverkehr tragen zusammen nur ca. 1,5 % zum Energiebedarf des Verkehrssektors (exkl. Intl. Luftverkehr) bei. Das erlaubt auch hier auf eine detaillierte Bottom-up-Modellierung der Entwicklung der Flottenzusammensetzung und -effizienz zu verzichten und eine stark vereinfachte Modellierung zu verwenden. Prinzipiell wird eine Entwicklung der Nachfrage und szenarioabhängige Entwicklungen der Effizienz der Flugzeugflotte (Energiebedarf pro Passagier-km) aus der Literatur übernommen. Daraus werden die relativen Veränderungen des Energiebedarfs gegenüber dem letzten statistischen Wert von 2019 berechnet. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens findet sich in Kapitel 7.1.4.

Die verwendeten Modelle zu Strassenverkehr und Off-Road-Bereich sind in der Dokumentation zu [HBEFA - Handbook Emission Factors for Road Transport](#) und in der Non-Road Publikation des BAFU (2015). dokumentiert. Bahn- und Luftverkehr wurden mit relativ einfachen Modellen berechnet, die in Kap. 7.1.2 und 7.1.4 dokumentiert sind.

12.2 Industriesektor

12.2.1 Einleitung

Der Endenergieverbrauch im Industriesektor wird mit dem Industriemodell der Prognos berechnet. Bei diesem Modell handelt es sich um eine Weiterentwicklung des Industriemodells, welches ursprünglich von der Firma Basics AG entwickelt wurde (Basics AG, 2000). Seit 2020 liegt es in der 2. Version vor und wird für die aktuellen Energieperspektiven des Bundes sowie ab 2021 für die Ex-post- sowie die Heizöl-Panel-Berechnungen eingesetzt.

12.2.2 Methodik

Das Modell setzt den Endenergieverbrauch möglichst kleinteilig aus den einzelnen Verbrauchergruppen zusammen (bottom-up). Die industrielle Produktion wird gemäss verfahrenstechnischer Systematik jeweils in einzelne Prozessschritte unterteilt, die separat betrachtet werden. Dabei wird nach vergleichsweise homogenen Produkten (Vor-, Zwischen- und Endprodukte) unterschieden. Wo dies nicht möglich oder nicht zielführend ist, wird stattdessen die Branche bzw. Unterbranche gesamthaft betrachtet. Jedem Prozessschritt wird mindestens eine Anlage zugewiesen, die die kleinste Verbrauchseinheit innerhalb des Modells darstellt. Der Energieträgereinsatz, den die Anlage für die Ausführung des Prozessschritts benötigt, hängt von den vorgegebenen Produktionsmengen und Annahmen über den technologischen Fortschritt ab.

Insgesamt unterscheidet das Bottom-up-Modell über 150 Produktionsprozesse, darunter z. B. das Kochen und Blanchieren in der Nahrungsmittelproduktion, das Klinkerbrennen in der

Zementindustrie und das Pressen von Profilen, Rohren, Stangen in der Metallindustrie, sowie rund 100 Haustechnikprozesse, die die energetischen Aufwendungen für Raumheizung, Beleuchtung etc. in den unterschiedenen Branchen beschreiben. Die gesamthaft für die Industrie unterschiedenen Prozesse werden 12 Branchen bzw. etwa 60 Unterbranchen und Produkten zugeordnet (s. Tabelle 109). Die gewählte Branchenabgrenzung orientiert sich an den Veröffentlichungen des BFE, insbesondere von (BFE, 2021b; Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021).

Tabelle 109: Klassifikation der modellierten Industriebranchen

inkl. Anzahl der Unterbranchen und Prozesse

Branche	NOGA 2008	Produkte und/oder Unterbranchen*	Produktionsprozesse	Haustechnikprozesse#
Nahrung	10–12	4	8	4
Textilien	13–15	2	5	9
Papier	17–18	19	47	9
Chemie	20–21	4	19	11
Mineralien	23	14	30	12
Metalle	24	8	19	11
Metallerzeugnisse	25	1	15	8
Elektrotechnik	26–27	1	5	8
Maschinen	28–30	1	9	8
Wasser/Abfall	36–39	1	2	8
Bau	41–43	2	6	9
Übrige Branchen	05–09/16/22/31–33	2	4	9
Total Industrie	05–18/20–33/36–43	59	169	106

*) Unterbranchen bzw. Vor-, Zwischen- und Endprodukte

#) viele der Haustechnikprozesse unterscheiden sich branchenübergreifend nur in ihrem Niveau (in Anhängigkeit der Energiebezugsfläche), nicht jedoch in ihrer Struktur (identische Annahmen zur Effizienzentwicklung)

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Den rund 250 einzelnen Verbrauchern (Produktions- und Haustechnikprozesse) werden neben einer Branchenzugehörigkeit ebenfalls ein Verwendungszweck sowie ein oder mehrere Energieträger zugeordnet. Es werden intern 25 Verwendungszwecke unterschieden (s. Tabelle 110), wobei die Auflösung bei den Prozesswärmeniveaus, sowie der Aufteilung der Haustechnik auf Hallen und Büros zur Reduktion statistischer Unsicherheiten teilweise nur aggregiert ausgewiesen werden. Weiterhin werden 20 BFE-kompatible Energieträger unterschieden (s. Tabelle 111), wobei es leicht möglich ist, zusätzliche Energieträger hinzuzufügen, falls dies z. B. aufgrund einer bestimmten Szenariendefinition notwendig sein sollte. Inklusiv der zeitlichen Entwicklung entweder in Jahren oder in Quartalen weist das Modellergebnis damit insgesamt vier Dimensionen auf: Zeit, Branche/Produkt, Verwendungszweck und Energieträger.

Tabelle 110: Hierarchie der modellierten Verwendungszwecke

inkl. Anzahl der Verwendungszwecke in der höchsten Auflösung

1. Ebene	2. Ebene	3. Ebene	
Prozesstechnik	Mechanische Arbeit	Mechanische Arbeit	
		Walzen und Pressen	
		Antrieb	
	Prozesswärme		Prozesswärme (<100 °C)
			Prozesswärme (100–200 °C)
			Prozesswärme (200–400 °C)
			Prozesswärme (400–600 °C)
			Prozesswärme (600–800 °C)
			Prozesswärme (800–1000 °C)
			Prozesswärme (1000–1200 °C)
Prozesswärme (1200–1400 °C)			
	Prozesswärme (>1400 °C)		
	Elektrochemische Arbeit	Elektrochemische Arbeit	
	Umweltschutz	Umweltschutz	
	Energieerzeugung	Wärme-Kraft-Kopplung	
Haustechnik	Raumwärme	Hallenheizung	
		Büroheizung	
	Warmwasser	Hallenwarmwasser	
		Bürowarmwasser	
	Lüftung/Klimatisierung	Hallenlüftung	
		Bürolüftung	
	Beleuchtung	Hallenbeleuchtung	
		Bürobeleuchtung	
	EDV/I&K	Hallen-EDV	
		Büro-EDV	
Anzahl insgesamt		25	

Hinweis: «Halle» meint «Produktionshalle», «Büro» meint «Verwaltungsgebäude»; die Begriffe sind komplementär zueinander

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 111: Hierarchie der modellierten Energieträger

inkl. Anzahl der Energieträger in der höchsten Auflösung

1. Ebene	2. Ebene	3. Ebene
Kohlen	Kohlen	Kohlen
Mineralölprodukte	Heizöle	Heizöl (extra-leicht)
		Heizöl (mittel und schwer)
	Andere Mineralölprodukte	Petrolkoks
		Flüssiggas
Gase	Erdgas	Erdgas
Abfälle	Industrieabfall	Industrieabfall
	Siedlungsabfall	Siedlungsabfall
Erneuerbare	Feste Erneuerbare	Holz
	Flüssige Erneuerbare	Flüssige Erneuerbare
	Gasförmige Erneuerbare	Biogase
	Wärmeerzeugende Erneuerbare	Solarthermie Umweltwärme
Synthetische	PtX	PtMethan
		PtHEL
		PtH2
	Andere Synthetische	Wasserstoff (grau)
Elektrizität	Elektrizität	Elektrizität
Wärme	Fernwärme	Fernwärme
	Abwärme	Abwärme
Anzahl insgesamt		20

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Berechnung und Fortschreibung des Endenergieverbrauchs der einzelnen Verbraucher (ergo der einzelnen Produktionsschritte) erfolgt auf Grundlage von Mengenindikatoren einerseits und spezifischen Energieverbräuchen andererseits. Als Mengenindikatoren werden soweit möglich physische Produktionsmengen verwendet, beispielsweise Hektoliter Bier oder Tonnen Verpackungspapier. Dies gelingt bei vergleichsweise homogen produzierenden Branchen. Für die übrigen Branchen wird die Produktionsmenge hauptsächlich anhand des Produktionsindex und der Bruttowertschöpfung beschrieben. Diese monetären Grössen bestimmen den Energieverbrauch zwar nicht unmittelbar, sind aber mit diesem korreliert. Der Mengenindikator der Haustechnikprozesse ist die Energiebezugsfläche, differenziert nach Branchen und Gebäudetyp, d. h. nach Produktionshalle und Verwaltungsgebäude.

Der Energieverbrauch für jeden Prozessschritt innerhalb eines Zeitraums ergibt sich durch Multiplikation von Mengenindikator und spezifischem Energieverbrauch. Die Prozessschritte haben in der Regel einen allgemeinen Charakter und weisen einen typischen Energieträgermix sowie energieträgerbezogene spezifische Energieverbräuche auf, welche für die einzelnen Prozessschritte auf den Branchendurchschnitt kalibriert werden. Durch Aufaddieren aller Einzelverbräuche erhält man schliesslich den gesamtschweizerischen industriellen Endenergieverbrauch:

$$E(t) = \sum_{p,et} M(t,p) \times SV(t,p,et)$$

$E(t)$:	Endenergieverbrauch im Zeitraum t
$M(t,p)$:	Mengenindikator im Zeitraum t für Prozessschritt p
$SV(t,p,et)$:	spezifischer Endenergieverbrauch im Zeitraum t für Prozessschritt p und Energieträger et
t :	Zeitraum (Kalenderjahr oder Quartal)
p :	Prozessschritt
et :	Energieträger

Jedem Prozessschritt p ist genau ein Mengenindikator M zugeordnet. Insgesamt berechnet das Industriemodell über 2000 Einzelverbräuche je Zeitraum t simultan für Branchen, Verwendungszwecke und Energieträger.

Die spezifischen Energieverbräuche der einzelnen Prozessschritte werden über einen Kohortenalgorithmus ermittelt. Die Geschwindigkeit, mit der sie sich verändern, hängt im Wesentlichen von Technologieentwicklungen und autonomen Entwicklungstrends der Branche ab. Auch die hergestellten Mengen beeinflussen die Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche. Je mehr produziert wird, desto stärker erhöht sich zunächst die Auslastung der bestehenden Anlagen. Dadurch verringert sich in der Regel der auf die Produktion bezogene spezifische Verbrauch. Kann die Auslastung nicht weiter gesteigert werden, wird der Anlagenpark durch neue (modernere und dadurch energetisch bessere) Einheiten erweitert. Bei Erreichen ihrer individuellen wirtschaftlichen Nutzungsdauer (und nicht früher) werden Altanlagen stillgelegt. Aufgrund dieser Zusammenhänge verändert sich der spezifische Energieverbrauch des Anlagenparks nur allmählich. Zusätzlich werden in beschränktem Umfang Substitutionseffekte abgebildet.

12.2.3 Daten

Die berücksichtigten exogenen Rahmendaten für das Industriemodell sind vor allem

- Endenergiebedarfe (absolut und spezifisch),
- Technologiekennwerte,
- Produktionsmengen,
- Produktionsindizes,
- Bruttowertschöpfung,
- Beschäftigte und
- Energiebezugsflächen.

Weitere sozioökonomische Größen wie Materialeinsatz, Umsatz, Energiepreise sowie energiebezogene Größen wie Witterungscharakteristika fließen ebenfalls in die Modellierung mit ein, wenn auch mit untergeordneter Bedeutung.

Die energetische Ausgangslage bilden die aktuellen Daten der Gesamtenergiestatistik (BFE, 2021b). Eine weitere wichtige Quelle stellt die Erhebung zum Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor dar (Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021). Das Industriemodell wird an beide Statistiken derart angepasst, dass absolute Größen sowie Tendenzen im Mittel übereinstimmen.

Die physischen Produktionsmengen stammen, wo möglich, direkt von den verschiedenen Branchenverbänden.⁸³ Da jedoch für die meisten Branchen geeignete Angaben zur Produktionsmenge fehlen, müssen diese anhand der anderen, zuvor genannten branchenspezifischen Rahmendaten in einem Zwischenschritt abgeschätzt werden – meist werden hierfür die umsatzbasierten (und demnach nichtphysischen) Produktionsindizes vom Bundesamt für Statistik gewählt (BFS, 2020b, 2020c). Analoges gilt für die Energiebezugsfläche, welche von Wüest & Partner für die Industrie nur gesamthaft ausgewiesen wird (Wüest Partner, 2020). Die grundlegende Verteilung auf die einzelnen Branchen wurde durch das BFE berechnet (BFE, 2019b) und dient als wichtige Grundlage zur Revision der Energiebezugsflächen nach Branchen. Beide Resultate stellen eigenständige, intermediäre Modellergebnisse dar.

Die Bruttowertschöpfung sowie die Beschäftigten (als Vollzeitbeschäftigte, VZÄ) sind wichtige Grössen zur prognostischen Extrapolation der Produktionsmengen, denn oftmals liegen als ex-ante Rahmendaten lediglich diese beiden Informationen auf Branchenebene vor. Eine Einordnung des Einflusses dieser beiden Grössen wird für den Statistikzeitraum (ex-post) vorgenommen, um die BWS und die VZÄ ex-ante als Indikatoren für die Produktionsmenge verwenden zu können. Historische Daten stammen aus (BFS, 2020b, 2020d, 2020e).

Technologiekennwerte bzw. Anlagendaten wie z. B. spezifische Energieverbräuche, Ausstattungsquoten, relevante Querschnittstechnologien, Lebensdauern, Kostenstrukturen u. v. m. stammen aus unterschiedlichen nationalen wie auch internationalen Fachpublikationen. Diese Daten fließen als Startwerte bzw. bester erster Schätzer der einzelnen Verbraucher ein und werden im Zuge der Modellkalibration (geringfügig) modifiziert, um den Schweizer Industrie-Anlagenpark bestmöglich zu repräsentieren.

12.2.4 Spezifika

Abgrenzung, Bilanzierung

Die hergestellten Produktionsmengen werden insgesamt zwölf Branchen zugeordnet, deren Klassifikation auf energetischen und pragmatischen Überlegungen beruht. Sie orientiert sich in den Abgrenzungen an den verwendeten Branchenstrukturen des BFS und des BFE, der so genannten NOGA-Systematik.⁸⁴ Damit ist die modellseitige Branchenstruktur inhaltlich weitgehend mit derjenigen der Industriestatistik (Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021) identisch und es ist gewährleistet, dass grosse, homogen produzierende Verbraucher möglichst in einer Branche zusammengefasst werden. Das Industriemodell deckt die NOGA 2008-Klassen 05 bis 43 ab und ist damit klar vom Dienstleistungsmodell abgegrenzt.⁸⁵

Das Industriemodell erfasst nur den Verbrauch an Endenergie, nicht aber den Energieträgereinsatz zu Umwandlungszwecken, sei es zur Eigenstromerzeugung oder für Stoffumwandlungen. Dieses Vorgehen folgt der Systematik der GEST, welche seit der Ausgabe 2010 strikt Produktionsprozesse von (energetischen) Umwandlungsprozessen trennt (BFE, 2011). Von einer Eigenenergieerzeugung aus WKK-Anlagen werden daher nur die Energieträger zur Wärmeproduktion sowie der

⁸³ diese sind: Verband der Schweizerischen Cementindustrie, Verband Schweizerischer Papier-, Karton- und Folienhersteller (SPKF), Vetropack Holding AG (Hohlglas), Aluminium-Verband Schweiz, World Steel Association AISBL, Schweizer Zucker AG, Schweizer Brauerei Verband (SBV), Verband Schweizerischer Schokoladefabrikanten; für Keramik, Ziegel, restliches Glas, Eisen, Stahl, NE-Metalle (ausser Aluminium): (BAFU, 2021b)

⁸⁴ NOGA-Nomenklatur in der Version von 2008; NOGA = Nomenclature Générale des Activités économiques = Allgemeine Systematik der Wirtschaftszweige

⁸⁵ exklusive der NOGA 2008-Klassen 19 und 35, welche beide dem Umwandlungssektor zugeschrieben werden

erzeugte (und im Betrieb verbrauchte) Strom, nicht jedoch die Energieträger, welche für die Stromproduktion eingesetzt wurden, als Verbrauch ausgewiesen.

Kalibration, Eichung

Zwischen den verwendeten Statistiken und Datenquellen zur Abbildung der Grundlagendaten (u. a. Mengengrößen und spezifische Verbräuche der Prozesse) sowie den verschiedenen Statistiken zu den Energieverbräuchen nach Energieträgern und Branchen lässt sich bei den Modellierungen keine vollständige Konsistenz herstellen. Erschwerend kommt dabei hinzu, dass die verschiedenen Statistiken zum Energieverbrauch im Detail jeweils mit unterschiedlichen Abgrenzungen, Erhebungsmethoden und Hochrechnungen operieren. Ausserdem fließen neben den Statistiken des BFE und des BFS einige brancheninterne Energiestatistiken ein, die wichtige Detailinformationen liefern, jedoch zusätzliche statistische Unsicherheiten und Zuordnungsprobleme generieren. Aus diesem Grund kann die Energieverbrauchsstatistik modellseitig nicht in allen Details exakt reproduziert werden. Darum erfolgt vor jeder Szenarienarbeit und mit jedem neuen Statistikjahr eine Kalibration der Modellergebnisse auf die offiziellen Endenergieverbräuche des BFE – separat für jede Branche aus Tabelle 111. Dies gewährleistet einerseits, dass das Industriemodell Niveau sowie Trend der einzelnen Energieverbräuche möglichst adäquat reproduziert und gewährleistet andererseits eine statistisch fundierte Fortschreibung ebendieser Energieverbräuche anhand der vorliegenden Rahmendaten. Eine Eichung der ex-post-Werte findet erst nach den Modellrechnungen statt, um die Statistik in den Ausgabedaten exakt zu reproduzieren.

Energiebezugsflächen

Das Industriemodell führt in seiner Datenbank branchenscharfe Energiebezugsflächen, aufgeteilt nach Produktionshallen und Büroräumen. An beiden Größen bemisst sich der Endenergieverbrauch für die Haustechnik, darunter Raumwärme, Licht und IKT-Geräte. Die Nutzung der Haustechnik besitzt mit durchschnittlich 20 % des Endenergieverbrauchs der Industrie eine relevante Grössenordnung.

Auf Basis einer Erhebung bei Industrie- und Dienstleistungsbetrieben (Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021) stehen umfangreiche Informationen zu den gesamten Energiebezugsflächen von insgesamt zwölf Industriebranchen der Jahre 1999 bis 2017 zur Verfügung. Die Energiebezugsflächen konnten anhand der Korrelation zu den Vollzeitbeschäftigten auf einige Stichjahre erweitert und basierend auf der bestehenden EBF-Struktur auf die notwendigen Unterbranchen des Industriemodells aufgeteilt werden.

Energieträger-Substitution

Die Energieträger-Substitution beschreibt den Ersatz von einem Energieträger durch einen anderen bei demselben Prozess. Da eine produzierende Anlage meist an den Einsatz eines bestimmten Energieträgers gebunden ist, geht eine Energieträgersubstitution frühestens einher mit einem Ersatz einer Anlage am Ende ihrer Lebensdauer durch eine neue Anlage.

Im Industriemodell sind für viele Anlagen keine solch detaillierten Betriebsdaten vorhanden, um eine Energieträgersubstitution auf Anlagenbasis modellieren zu können. Darum wird eine Substitution implementiert, die isoliert jeweils auf die möglichen Kombinationen von Branche und Verwendungszweck wirkt. Bedingt durch die Verallgemeinerung auf generische Anlagen ist es bei der globalen Substitution nicht möglich, die verschiedenen Anlagenwirkungsgrade der Energieträgerverbrennung zu berücksichtigen. Sie ist deshalb neutral, d. h. der Energieeinsatz des ersetzten

und des ersetzenden Energieträgers sind identisch; Effizienzgewinne werden an anderer Stelle berücksichtigt.

Seit Jahren lassen sich bei der Energieträgersubstitution folgende globale Trends erkennen:

- Die zunehmende Elektrifizierung von Produktionsabläufen in allen Branchen ausser den energieintensiven.
- Der Rückgang des Einsatzes von Kohle und Heizöl bei gleichzeitiger Zunahme des Gaseinsatzes bei allen Verbrauchern.
- Ein konstant wachsender Anteil Erneuerbarer Energien über den gesamten Sektor.

Diese Trends werden vom Modell in einer Substitutionsmatrix beschrieben und dem prognostizierten Energieverbrauch überlagert.

COVID-19-Effekt

Wie bereits schon die Auswirkungen der Finanzkrise 2009/2010 kann auch der Einfluss der COVID-19-Pandemie in den exogenen Rahmendaten, insbesondere dem Produktionsindex, der Bruttowertschöpfung sowie den Beschäftigten, umfänglich abgebildet werden. Damit ist keine Anpassung des Modells zur Berücksichtigung des COVID-19-Effekts notwendig.

Im Rahmen der EP 2050+ wurde jedoch *kein* COVID-19-Effekt berücksichtigt, da der Statistikzeitraum im Kalenderjahr 2019 endet und zu dieser Zeit noch keine wirtschaftlichen Auswirkungen der Pandemie zu sehen waren.

Unterschiede zur vorigen Modellversion

Gegenüber dem Stand, mit dem die Energieperspektiven 2012 sowie zuletzt die Ex-Post-Analysen des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 bearbeitet wurden, sind einige relevante Ergänzungen und Erweiterungen hinzugekommen:

Eine umfangreiche Kalibration der Modelldatenbank auf alle Statistikjahre hat zur Folge, dass sämtliche Verbraucher leicht andere Verbrauchswerte aufweisen. Weil eine Kalibration aufwändig ist und zugleich insbesondere am aktuellen Statistikrand zu Verschiebungen der Modellergebnisse führt, wurde bei der jährlichen Berechnung der Ex-Post-Analysen darauf verzichtet. Für die Energieperspektiven 2050+ wurde diese Kalibration erneut durchgeführt.

In weiteren Schritten wurden ebenfalls einzelne Branchen neu abgegrenzt bzw. unterteilt sowie kalibriert. Bei der Zementherstellung wurde eine Substruktur eingeführt, die die Verfahrensschritte und die Zementsorten differenziert abbildet. Bei den NE-Metallen konnte Aluminium als (energetisch) wichtigstes Metall von den restlichen NE-Metallen separiert werden. Die Branche «Energie/Abfall» ist nun «Abfall/Wasser» und wurde ebenfalls überarbeitet. Beim Bau wurde die Substruktur (Hochbau, Tiefbau, Vorbereitende Arbeiten) rekaliert. Hilfreich war hierbei im Speziellen die Veröffentlichung (BFE, 2020b).

Für die Branchen Eisen und NE-Metalle konnten nun physische statt monetäre Mengentreiber verwendet werden. Die Mengenentwicklungen der energetisch sehr bedeutenden, jedoch nur schwer zu untergliedernden Branchen Chemie und Pharma basieren nun auf Regressionsfits anhand der Gesamtbeschäftigten in der Industrie und der Energiebezugsfläche sowie anhand der Energiebezugsfläche (diese Kombinationen wiesen jeweils die höchste Güte über den gesamten Statistikzeitraum aus).

Die Energieträger-Substitution funktioniert statt global neu auf der Ebene Branche × Verwendungszweck, d. h. ein Energieträger kann nur isoliert innerhalb dieser Ebene substituiert werden. Damit ist gewährleistet, dass der Anlagen-/Prozessscharfe Modellierungsansatz erhalten bleibt. Ausserdem wird die Energieträger-Substitution technisch nun mittels linear fortgeschriebenen Brennstoffanteilen je Energieträger und Branche parametrisiert.

Die Verbräuche der Gebäude wurden umfangreich überarbeitet. Im Zuge dessen konnten die Bürogebäude mit denen des Dienstleistungssektors harmonisiert sowie die Verbräuche der Produktionshallen auf Grundlage von (FZB, 2012) abgeschätzt und hochgerechnet werden.

12.3 Sektoren Dienstleistungen und Landwirtschaft

12.3.1 GPM Modell zur Berechnung der Energienachfrage im Dienstleistungssektor

Struktur und Berechnungsansatz

Im Sektor Dienstleistungen erfolgt die Berechnung des Energieverbrauchs mit dem Modell TEP GPM (Gebäude der Sektoren DL) sowie mittels spezifischer Ad hoc Modelle (Infrastruktur des Verkehrssektors und des Tourismus, Landwirtschaft und räumliche Energieanalysen). Eine Übersicht über die Modell-Abhängigkeiten gibt die folgende Abbildung 247.

Das Modell TEP GPM verfolgt einen agentenbasierten Bottom-Up-Ansatz, welcher zwischen Branchengruppen (31 Branchen im DL-Sektor und eine im Landwirtschaftssektor) und zwischen verschiedenen Energieanwendungen differenziert (siehe BFE-Projekte Gebäudetechnikpotenziale (TEP Energy (2016a) und GEPAMOD TEP Energy (2016b)).

Das Modell beschreibt eine hohe Anzahl virtueller Gebäude mit unterschiedlicher Geometrie und unterschiedlichem Nutzungsmix, wobei sich deren statistischen Verteilungen an entsprechenden Grundlagen orientieren:

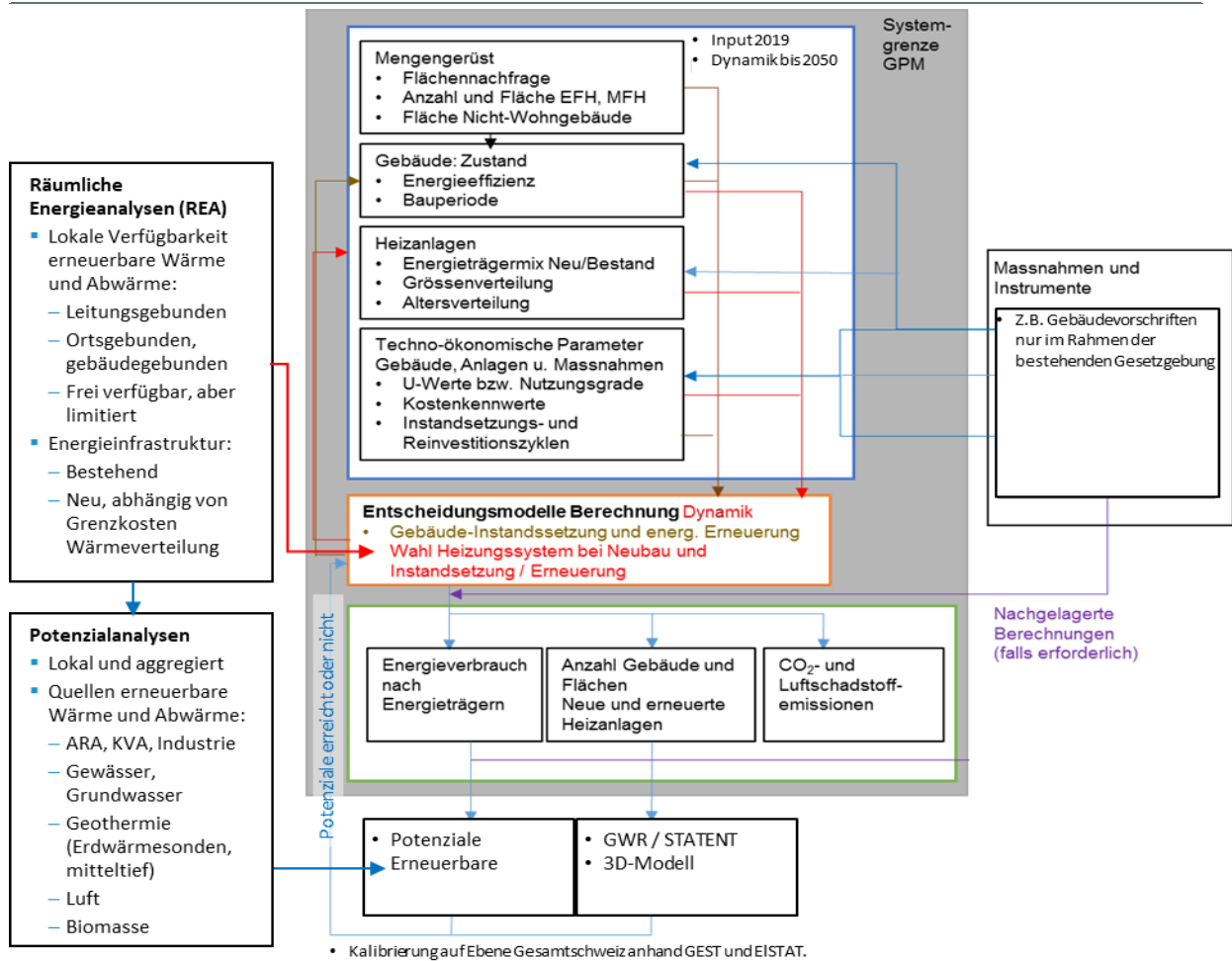
- Bei der Geometrie (Gebäudeform) werden unterschiedliche Gebäudetypen anhand von Daten des Swiss-3D-Modells von swisstopo erstellt.
- Beim Nutzungsmix wird auf den Branchemix gemäss STATENT abgestützt und bzgl. der Anteile der verschiedenen Bauperioden auf das GWR des BFS.

Die anhand der virtuellen Gebäude berechneten Ergebnisse werden am Ende auf die effektiven Energiebezugsflächen skaliert (pro Branche und Bauperiode).

Basierend auf diesem Ansatz der Repräsentanten ist die Struktur des GPM ähnlich wie bei bekannten Bottom-up-Modellen im Gebäudebereich: ein Mengengerüst (hier hauptsächlich EBF, z. T. Beschäftigte) wird mit spezifischen Verbrauchswerten verknüpft. Der daraus resultierende Nutzenergiebedarf wird in der Folge durch verschiedene Technologien gedeckt. Im Wärmebereich kommen dafür Technologien mit verschiedenen Energieträgern zum Einsatz, bei den übrigen Anwendungen wie Beleuchtung, IKT etc. in der Regel nur Strom (bei der Kälte kann zudem Fernkälte eingesetzt werden). Nachfolgend wird auf diese verschiedenen Elemente des Bottom-up-Ansatzes näher eingegangen.

Abbildung 247: Sektor Dienstleistungen - Schematische Darstellung Modellansatz

Gebäudeparkmodell (GPM) und Räumliche Energieanalysen (REA)



Quelle: eigene Darstellung TEP Energy

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Mengengerüst

Für die Modellrechnungen werden für alle Jahre die Rahmendaten Beschäftigte im Sinn von Vollzeitäquivalenten (gestützt auf folgende Quellen des BFS: STATENT, BESTA, ETS), Energiepreise sowie zahlreiche weitere Modelleingangsdaten aktualisiert. Weitere Daten betreffen einzelne Verwendungszwecke wie z. B. die jährliche Lichtmarktstudie SLG und weitere, detailliertere Daten der SLG für den Bereich Beleuchtung. Die Anpassung an die aktuelle Witterung (mittels HGT und CDD) erfolgt in einem späteren Arbeitsschritt individuell für die einzelnen Verwendungszwecke.

Strombasierte Energieanwendungen

Bezüglich der Energieanwendungen orientiert sich das Modell grundsätzlich an der im Jahre 2018 in Kraft getretenen Version der SIA 380/1 (SIA, 2016), an der aktuellen Version der Standardnutzungsbedingungen SIA 2024 (SIA, 2015) sowie den neusten Erkenntnissen, die sich im Rahmen der Überarbeitung dieses Merkblatts ergeben haben. Dies betrifft sowohl

Berechnungsverfahren als auch Kennwerte. Damit kann eine gute Abgrenzung zwischen den Bereichen Antriebe, Prozesswärme und Klima, Lüftung und übrige Gebäudetechnik erzielt werden.

Auch die Spezifikation von Energieeffizienzmassnahmen (sog. Energy Saving Options, ESO) stützen sich teilweise auf vorgenannte Grundlagen ab. Nebst diesen SIA-Grundlagen wurden Erkenntnisse und Daten aus verschiedenen Projekten des BFE und der TEP Energy einbezogen, z. B. zum Thema Lüftung und Kälte (TEP Energy, 2013), das BFE-Projekt zur Potenzialabschätzung von Massnahmen im Bereich der Gebäudetechnik (TEP Energy, 2016a) sowie das BAFU-Projekt zum subsidiären Verbot von fossilen Heizanlagen (INFRAS und TEP Energy, 2017, p. 2017). Dies ermöglicht im Vergleich zu den vergangenen Analysen eine bessere empirische Fundierung des Modells. Weitere spezifische Energieanwendungen, namentlich diejenigen ausserhalb des Gebäudereichs (z. B. Verkehrs- und Kommunikationsinfrastruktur), wurden gemäss Erfordernis ins Modell eingeführt. Das Modell deckt auch die Gebäude des Verkehrssektors und den Sektor Landwirtschaft ab. Die Zuordnungsmatrix zwischen Energieanwendungen gemäss TEP GPM und den im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ unterschiedenen Verwendungszwecken ist in Tabelle 112 dargestellt.

Wärmenachfrage

Die Berechnung der Wärmenachfrage erfolgt in Anlehnung an die Berechnungsnorm SIA 380:1:2016. Die dafür erforderlichen Eingangsgrössen betreffen:

- Geometrische Daten: Flächenanteile von Wand, Dach, Fenstern und Verglasungen etc., abgeleitet aus dem 3D-Modell von Swisstopo und Auswertungen von TEP Energy via Google Street View.
- Energierelevante bautechnische Kennwerte: U-Werte und g-Werte sowie Verschattungsfaktoren basierend auf diversen Studien, Forschungsberichten, SIA-Grundlagen und energetischen Vorschriften der letzten Jahrzehnte, differenziert nach Bauperiode der Gebäude und nach energetischem Erneuerungsstatus (weitere Details siehe unten stehend).
- Nutzungsdaten: Annahmen zu internen Wärmelasten durch Personen und Geräte sowie zu thermisch relevantem Luftwechsel in Abhängigkeit des Branchenmixes in den Gebäuden.
- Betriebliche Daten wie beispielsweise Annahmen zur zeitlichen Nutzung und zum Sonnenschutz Einsatz.

Im Modell TEP GPM werden auch Interaktionseffekte berücksichtigt: Dies betrifft namentlich den Bereich Luftaustausch, d. h. das Installationsjahr von Fenstern (wegen der Dichtigkeit), das Vorhandensein einer Lüftungsanlage (mit oder ohne WRG) werden in die Simulationen integriert. Im Bereich Raumwärme werden die Auswirkungen von internen Wärmelasten direkt im Modell mit dem Stromverbrauch von entsprechenden Anwendungen verknüpft.

Heizsystem- und Energieträgerwahl

Die Wahl des Heizsystems bzw. des oder der Energieträger bei Neubauten und bei Heizanlageerneuerungen erfolgt pro Repräsentant über ein mikro-ökonomisches Entscheidungsmodul. Dabei wird die Entscheidung der Gebäudeeigentümer und Investoren mittels Nutzenfunktion simuliert. In diese fliessen Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten sowie weiteren Kriterien ein. Berücksichtigt wird hierbei namentlich auch die Verfügbarkeit des Marktangebots und von leitungsgebundenen Energieträgern sowie von Restriktionen (z. B. wegen Platz- und Lärmproblemen). Letztere werden mittels dezidierter GIS-Analysen bestimmt (siehe entsprechendes Kapitel im Hauptteil des Berichts)

Weil in der Nutzenfunktion sowohl Investitions- als auch laufende Kosten für Energie und Unterhalt werden, können diverse energie- und klimapolitische Instrumente direkt abgebildet werden. Dies betrifft z. B. Subventionen, steuerliche Vergünstigungen, die CO₂-Abgabe, spezielle Tarife etc. Die Parameter der Nutzenfunktion und das Verhalten der Gebäudeeigentümer (Wahlentscheide, Trade-offs) werden mittels empirischer Studien, welche z. B. im Rahmen des EWG-Programms des BFE durchgeführt werden, validiert.

Eine wichtige Basis dieses Entscheidungsmoduls bilden verschiedene techno-ökonomische Daten wie z.B. Investitionskosten und Nutzungsgrade (siehe entsprechende Annahmen im Hauptteil des Berichts). Diese werden auf Basis aktueller Studien wie z.B. den BFE-Projekten INSPIRE und Low Invest Cost Solutions (LICS) differenziert nach Gebäudetyp bestimmt. Dabei wird insbesondere berücksichtigt, dass beim Wechsel auf ein anderes Heizsystem Umrüst- und Anpassungskosten anfallen (häufig auch bauseits), die beträchtlich sein können.

Abgrenzungen

Der mit dem Modell TEP GPM bestimmte Wärmeenergie- und Stromverbrauch pro Energieanwendung wird anschliessend auf verschiedene Verwendungszwecke aggregiert. Bei der Wärmeenergie werden Raumwärme auf der einen Seite sowie Warmwasser und Prozesswärme auf der anderen Seite separat modelliert. Die Verbräuche werden so zusammengezogen, dass sie den vorgegebenen Verwendungszwecken der Gesamttaggregation entsprechen. Für die Brennstoffe wird angenommen, dass der gesamte Verbrauch des Dienstleistungssektors innerhalb der Gebäude anfällt. Beim Stromverbrauch werden zusätzlich Anwendungen ausserhalb von Gebäuden unterschieden. Der Verbrauch dieser Anwendungen wird mit einzelnen ad-hoc Ansätzen bestimmt. Bei diesen Rechnungen werden die öffentliche Beleuchtung sowie die Infrastruktur von Bahnen, Strassentunnels und Beschneiungsanlagen berücksichtigt. Der Energieverbrauch für die Verkehrsinfrastruktur (z. B. Bahnhöfe) wird folglich im Dienstleistungssektor ausgewiesen, während der gesamte verkehrsbedingte Traktionsenergieverbrauch im Verkehrssektor abgebildet wird.

Tabelle 112: Zuordnungsmatrix zwischen TEP GPM Anwendungen und den Verwendungszwecken

TEP GPM	EP 2050+						
	Raumwärme	Warmwasser	Beleuchtung	Klima, Lüftung & Haustechnik	Information & Kommunikation (IKT)	Antriebe, Prozesse	Sonstige
Energieanwendung gemäss TEP GPM							
Beleuchtung			■				
Strassenbeleuchtung			■				
IKT Büro					■		
IKT Rechenzentren					■		
IKT Infrastruktur					■		
Kühlung, Klimaanlage				■			
Lüftungen				■			
Pumpen und andere gebäudetechnische Aggregate				■			
Lifte						■	
diverse Gebäudetechnik						■	
gewerbliche Kälte						■	
Küche						■	
Wäsche						■	
Strassentunnels							■
Bahninfrastruktur							■
Schneekanonen							■
übrige							■
Elektrowärme (Heizungen)	■						
Elektrische Wärmepumpen	■						
Raumwärme ¹⁾	■						
Warmwasser (elektrisch)		■				■	
Warmwasser (Elektro-Wärmepumpe)		■				■	
Warmwasser ¹⁾		■				■	

IKT: Informations- und Kommunikationstechnik

¹⁾ Brennstoffe, Fernwärme, Umweltwärme, Solarenergie, etc.

Quelle: TEP Energy

Eine weitere Abweichung zur Definition der Wirtschaftssektoren wird für den Teil des Energieverbrauchs in den Wohngebäuden vorgenommen, der nicht von den Haushalten selbst direkt bezahlt wird, sondern von einer Verwaltung, einer Immobilienfirma oder einer Drittperson. Im

Strombereich handelt es sich dabei im Wesentlichen um den sogenannten «Allgemeinstrom», nämlich im Bereich Korridore und Gemeinschaftsgeräte in Waschküchen. Der Raumwärmeverbrauch in Zweit- und Ferienwohnungen wird ebenfalls dem Dienstleistungssektor zugeschlagen. Diese Verbräuche werden im Modell Private Haushalte durch Prognos berechnet und anschliessend an den Bereich Dienstleistungen übergeben. Mit diesem Vorgehen wird erreicht, dass die Abgrenzung, die in der Gesamtenergie- und Elektrizitätsstatistik angewendet wird, übernommen wird.

Kalibrierung

Die energiestatistische Grundlage für die Kalibrierung des Modells bilden die aktuellen Daten der Gesamtenergiestatistik (BFE, 2021b) und der Elektrizitätsstatistik (BFE, 2021c). Eine weitere wichtige Quelle stellt die Erhebung des Energieverbrauchs in der Industrie und im Dienstleistungssektor nach Branchen (Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021). Die Modelleingangsdaten und -parameter werden an die beiden erstgenannten Datengrundlagen derart angepasst, dass das Niveau sowie die Trends und deren Veränderungen im Mittel übereinstimmen, ohne jedoch die einzelnen Jahreswerte auf die Energiestatistiken zu kalibrieren. Dieser Ansatz wird u. a. mit den Unsicherheiten der Grundlagen in Bezug auf Jahr-zu-Jahr-Veränderungen begründet. Auf Branchenebene werden die Modellergebnisse mit der Energieverbrauchserhebung (Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021) verglichen und einzelne Modellparameter werden iterativ so angepasst, dass Niveau und Verlauf im Modell den empirischen Grundlagen angeglichen werden, sofern die empirischen Daten als sensitiv beurteilt werden.

Der Verbrauch des Landwirtschaftssektors wird zusammen mit dem Verbrauch des Dienstleistungssektors ausgewiesen.⁸⁶ Dadurch erklären sich teilweise die Differenzen gegenüber den Verbrauchswerten gemäss der Gesamtenergiestatistik. In der Gesamtenergiestatistik wird der Verbrauch des Landwirtschaftssektors zusammen mit der statistischen Differenz ausgewiesen.

Weitere Datengrundlagen

Im Folgenden die Übersicht der Annahmen zur U-Wert-Entwicklung bei Neubauten bei Dienstleistungsgebäuden im Szenario WWB (s. Tabelle 113) sowie bei Sanierungen im Szenario ZERO Basis in Abhängigkeit der Sanierungstiefe (s. Tabelle 114 bis Tabelle 116).

⁸⁶ Beinhaltet den Verbrauch der Landwirtschaft ohne den Treibstoffverbrauch und ohne den Verbrauch für Wärme ausserhalb von Gebäuden (z. B. Treibhausbeheizung).

Tabelle 113: Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für Neubauten, WWB-SzenarioU-Wert in W/m²K

	vor 1920	1920- 1946	1947- 1975	1976- 1990	1991- 2009	2010- 2020	2020- 2030	2030- 2040	2040- 2050	2050- 2060
U-Wert Wand	0.90	0.90	1.05	0.65	0.28	0.23	0.21	0.19	0.18	0.17
U-Wert Dach	0.75	0.75	0.70	0.60	0.25	0.20	0.18	0.16	0.15	0.14
U-Wert Keller- decke	0.68	0.68	0.70	0.60	0.35	0.27	0.23	0.20	0.18	0.17
U-Wert Fenster	2.20	2.20	2.00	1.65	1.25	1.00	0.90	0.84	0.78	0.72
g-Wert Fenster	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59

Quelle: TEP Energy

Tabelle 114: Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für einfache energetische ErneuerungenU-Wert in W/m²K

	1991- 1995	2001- 2005	2011- 2015	2021- 2025	2031- 2035	2041- 2045	2051- 2055	2056- 2060
U-Wert Wand	0.58	0.36	0.32	0.31	0.29	0.28	0.27	0.27
U-Wert Dach	0.47	0.31	0.29	0.28	0.26	0.25	0.24	0.24
U-Wert Kellerdecke	0.60	0.55	0.46	0.33	0.30	0.28	0.27	0.27
U-Wert Fenster	2.04	1.68	1.35	1.05	0.99	0.93	0.87	0.87
g-Wert Fenster	0.62	0.58	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56

Quelle: TEP Energy

Tabelle 115: Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für mittlere energetische ErneuerungenU-Wert in W/m²K

	1991- 1995	2001- 2005	2011- 2015	2021- 2025	2031- 2035	2041- 2045	2051- 2055	2056- 2060
U-Wert Wand	0.53	0.33	0.29	0.26	0.24	0.23	0.22	0.22
U-Wert Dach	0.45	0.28	0.24	0.23	0.21	0.20	0.19	0.19
U-Wert Kellerdecke	0.58	0.53	0.43	0.28	0.25	0.23	0.22	0.22
U-Wert Fenster	1.70	1.40	1.17	1.00	0.94	0.88	0.82	0.82
g-Wert Fenster	0.66	0.61	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59

Quelle: TEP Energy

Tabelle 116: Sektor Dienstleistungen - U- und g-Werte für ausgewählte Jahre für aufwändige energetische Erneuerungen mit hoher Effizienzverbesserung

U-Wert in W/m²K

	1991- 1995	2001- 2005	2011- 2015	2021- 2025	2031- 2035	2041- 2045	2051- 2055	2056- 2060
U-Wert Wand	0.47	0.29	0.26	0.23	0.21	0.20	0.19	0.19
U-Wert Dach	0.43	0.26	0.23	0.20	0.18	0.17	0.16	0.16
U-Wert Kellerdecke	0.55	0.50	0.41	0.25	0.22	0.20	0.19	0.19
U-Wert Fenster	1.62	1.33	1.11	0.95	0.89	0.83	0.77	0.77
g-Wert Fenster	0.69	0.64	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62

Quelle: TEP Energy

12.3.2 Modul Landwirtschaftssektor

Für die Energienachfrage des Landwirtschaftssektors wurde ein neues Perspektiven- und Szenarienmodul erstellt. Dazu wurden neueste Erkenntnisse und Studien zu Ausmass und Struktur des Energieverbrauchs im Landwirtschaftssektor berücksichtigt (z. B. in Gewächshäusern, bei Heulüftern oder Trocknungsanlagen), wobei der Sektorabgrenzung besonderes Augenmerk geschenkt wurde (z. B. bei gekühlten Lagerhallen zw. Landwirtschafts- und Dienstleistungssektor).

Vorgehen

Für Bereiche wie Gewächshäuser, Heulüfter, etc. mit entsprechender Datenlage wurde ein Bottom-up Ansatz verfolgt, bestehend aus einem abstützbaren Mengengerüst (z. B. Anzahl Grossvieheinheiten (GVE)) sowie spezifischen Verbräuchen (Energiekennzahl wie Brennstoffverbrauch pro GVE). Im Gegensatz zum Dienstleistungsmodell wird im Landwirtschaftsmodell die Energiekennzahl (spezifischer Verbrauch) nicht in die drei Komponenten «Diffusion», «Installierte Leistung» und «Volllaststunden» aufgegliedert, da keine entsprechenden Daten bekannt sind. Für die Szenarioanalyse wird die zeitliche Entwicklung der spezifischen Verbräuche summarisch exogen angepasst. Auf die Modellierung von Energy Saving Options wird mangels Datengrundlagen ebenfalls verzichtet, spezifische Effizienzverbesserungen jedoch exogen angenommen auf Basis möglicher Entwicklungen analog zum Dienstleistungssektor. Dadurch wird der effektive Energieverbrauch jedoch tendenziell überschätzt.

Datengrundlagen landwirtschaftliche Kennzahlen

Zur Erhebung des Energieverbrauchs im Landwirtschaftssektor sind die bereits erwähnten Mengengerüste ausschlaggebend. Das Bundesamt für Statistik erhebt für verschiedene Tiergattungen und Bodennutzungen entsprechende Kennzahlen in der Vergangenheit. Entsprechend wird im Landwirtschaftsmodell auf folgende Quellen abgestützt:

- Die Angaben zu Tierzahlen (GVE) stammen aus der landwirtschaftliche Strukturerhebung des Bundesamts für Statistik (BFS, 2018d). Fehlende Angaben wurden durch Interpolation (1991-1995) ergänzt.

- Die Aufteilung der «Zuchtsauen» in «nicht säugende» und «säugende» Zuchtsauen sowie die Aufteilung der «Übrigen Schweine» in «Saugferkel», «abgesetzte Ferkel» und «Remonten und Mastschweine» erfolgt anhand der Statistik des Schweizerischen Bauernverbandes (Erudin, 2011). Die Aufteilung der Jahre 2009 und 2010 wurde auf alle anderen Jahre übertragen.
- Die Angaben zu den Hektarenzahlen der Naturwiesen und Weiden stammen aus dem Agrarbericht 2018 (BLW, 2018). Fehlende Angaben wurden durch Interpolation ergänzt.
- Die Werte für die die Treibhäuser und -Tunnel entstammen einem internen Dokument der Agroscope (Latsch und Anken, 2015), welches für die Berechnung der Umweltindikatoren im Landwirtschaftsbereich für den jährlichen Agrarbericht verwendet wird.

Aus den Zahlenreihen der Vergangenheit wurden für die Szenarioanalyse die jährlichen Änderungsraten genutzt, um eine Prognose der Bestandseinheiten bis 2060 erstellen zu können. Neben dem Mengengerüst sind auch die spezifischen Energieverbräuche relevant für die Entwicklung des Landwirtschaftsmodells. Folgende Quellenangaben wurden herangezogen:

- Wichtigste Quelle für die Energiekennzahlen in der Tierhaltung stellt die Studie „Energieeffizienz in der Landwirtschaft“ dar (Zorn et al., 2018). Darin sind Angaben zu den Energiekennzahlen in der Tierhaltung enthalten. Es werden hierbei Werte für den Wärme- und Elektrizitätsbedarf pro Tier und Jahr angegeben sowie deren Zuweisung auf verschiedene Energieanwendungen (z. B. Beleuchtung, Lüftung, Raumwärme, etc.).

Wo vorhanden wurden für das vorliegende Landwirtschaftsmodell die Durchschnittswerte aus der Literatur verwendet. Die Kennzahlen für den Wärme- und Elektrizitätsbedarf pro Tier und Jahr wurden dann wiederum anhand der Methode von (Zorn et al., 2018) auf die verschiedenen Anwendungen aufgegliedert. Anwendungen mit geringer energetischer Relevanz wurden vernachlässigt.

- Für die Energiekennzahl der Heutrocknung wurde der Bericht „Rationelle Energieanwendung in der Landwirtschaft“ verwendet (Hersener und Meier, 2001).
- Wie auch die Kennwerte zur Flächenentwicklung entstammen die energetischen Kennwerte für Treibhäuser und -Tunnels dem Dokument von (Latsch, 2017). Darin enthalten sind die Energieverbräuche, aufgegliedert nach Gas und Heizöl.

Für die Abschätzung der zeitlichen Entwicklung der Energiekennzahlen werden die relativen Werte zum Bezugsjahr (Ist-Situation) aus dem GPM herangezogen. Dies wird auf die Verbrauchergruppen „Lüftung“, „Beleuchtung“ und „Antriebe, Prozesse“ angewendet. Hierbei wird zwischen dem Referenz- und dem Klimaszenario unterschieden:

- Für Wärmeanwendungen wird im Referenzszenario eine jährliche Effizienzsteigerung von 0.2% und im Klimaszenario von 0.5% angenommen.
- Für die Herleitung der historischen Werte wird die Entwicklung gemäss Referenzszenario herangezogen.

Energieträger

Die Aufteilung auf die verwendeten Energieträger ist für den Wärmebedarf relevant. Hierzu konnten lediglich Literaturwerte für Treibhäuser und -Tunnels gefunden werden (Latsch 2017).

Für alle anderen Anwendungen wurde angenommen, dass zu 100 % Heizöl eingesetzt wird. Dies ist in einem nächsten Überarbeitungsschritt des Modells zu überarbeiten.

Kalibrierung des Modells

Der Elektrizitätsverbrauch wird anhand des Agrarbericht 2018 kalibriert (BLW, 2018). Die Werte aus dem Agrarbericht entstammen direkt der Gesamtenergiestatistik 2017 (BFE, 2018b). Für die Kalibrierung wird die Differenz zwischen dem modellierten Elektrizitätsverbrauchs und den historischen Angaben aus dem Agrarbericht als „Sonstige“ deklariert. Für die Prognose wird der Verbrauch von „Sonstige“ als konstant angenommen.

Der Brennstoffverbrauch wird auf gleiche Weise anhand des Agrarbericht 2018 kalibriert (BLW, 2018). Die Werte aus dem Agrarbericht entstammen nicht direkt der Gesamtenergiestatistik 2017 (BFE, 2018b) und verlaufen konstanter.

Der Verbrauch an erneuerbaren Energien wurde auf Grund fehlender Datengrundlagen bisher als vernachlässigbar erachtet. Ausgehend von der dynamischen Entwicklung der erneuerbaren Nachfrage in anderen Sektoren ist diese Annahme in einer allfälligen Überarbeitung des Modells zu überprüfen.

12.4 Haushaltssektor

Struktur und Berechnungsansatz

Im Modell Private Haushalte (PHH) der Prognos wird die Energienachfrage im Sektor Private Haushalte differenziert nach Energieträgern und Verwendungszwecken analysiert und in die Zukunft fortgeschrieben. Das Modell ist ein bottom-up-Simulationsmodell. Es berechnet grundsätzlich Jahreswerte, aus diesen können bei Bedarf nachgelagert Monats-, Tages- oder Stundenwerte generiert werden. Das Modell wird sowohl für Ex-Post-Analysen des Energieverbrauchs als auch für in die Zukunft reichende Prognosen und Szenarien eingesetzt. Vorketten, also die Up-stream-Effekte zur Bereitstellung der im Sektor PHH verbrauchten Energie, werden nicht betrachtet.

Als übergeordnete Verwendungszwecke werden Raumwärme, Warmwasser, Haustechnik, Kochen sowie der Strombedarf für Haushaltsgeräte und Beleuchtung unterschieden. Rund 80 % des Energieverbrauchs im Sektor Private Haushalte wird für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet. Entsprechend erhält dieser gebäudebezogene Energieverbrauch auch bei der Modellierung eine hohe Bedeutung. Er wird in einem eigenständig Modellteil, dem Wohngebäudemodell berechnet.

Gebäudebezogener Energieverbrauch

Beim Wohngebäudemodell handelt es sich um ein bottom-up-basiertes Simulationsmodell, bei dem sich der Gesamtverbrauch aus Teilsegmenten zusammensetzt. Für jedes Teilsegment ergibt sich der Energieverbrauch aus dem Produkt aus Mengenkomponekte, spezifischem Energieverbrauch und Nutzungskomponente. Es basiert auf einer historischen Fortschreibung von Wohnungen und Wohnflächen ab 1990. Dabei werden die Wohnflächen differenziert berechnet nach

- Gebäudetypen
 - Ein- und Zweifamilienhäuser
 - Mehrfamilienhäuser
 - Nichtwohngebäude mit Wohnungen (berücksichtigt wird nur Wohnfläche)
- Gebäudealtersklassen (Baualter)
 - bis 1918

- 1919–1945
- 1946–1960
- 1961–1970
- 1971–1975
- 1976–1980
- 1981–1985
- 1986–1989
- ab 1990 jährliche Kohorten für jedes Baujahr
- Beheizungsstrukturen nach Energieträgern
 - Zentralheizungen
 - Holz
 - Elektro
 - Öl
 - Gas
 - Kohle
 - Wärmepumpen
 - Fernwärme
 - Nahwärme
 - Einzelheizungen
 - Holz
 - Elektro
 - Öl
 - Gas
 - Kohle
- Belegung
 - dauernd bewohnte Erstwohnungen
 - teilweise bewohnte Zweit- und Ferienwohnungen

Bei den Heizsystemen werden sowohl Einzelheizsysteme und Zentralheizungen betrachtet. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass in einem Gebäude mehrere Energieträger genutzt werden können. Beispielsweise ein zentrales Heizsystem mit einer Holzzusatzheizung (Kaminholz) oder mit solarthermischer Unterstützung.

Die durch die Differenzierung gebildeten Bestandskohorten werden im Wohngebäudemodell in Jahresschritten rekursiv fortgeschrieben. Dabei werden folgende Phasen unterschieden:

- Abgang: Abriss von alten Wohnungen und Wohnflächen, abhängig vom Baualter, Gebäudetyp und Jahr,
- Zugang durch neugebaute Wohnungen und Wohnflächen, nach Gebäudetyp,
- energetische Sanierungen (inkl. Zubau von Lüftungsanlagen) und
- Substitution: Ersatz und oder Wechsel von Wärmeerzeugern im Gebäudebestand.

Im Modell werden die Haustechnikanlagen (Heizungen, Lüftungsanlagen) direkt mit den Wohnungen und Wohnflächen verknüpft und in die Fortschreibung der Bestandsentwicklung und Verbrauchsberechnung integriert. Die Substitution wird über Übergangswahrscheinlichkeiten gesteuert.

Das Modell ist kein Optimierungsmodell, das beispielsweise nach Kosten optimiert. Der Einfluss der Preise kann jedoch bei Bedarf in vorgelagerten Modulen abgeschätzt werden. Dabei kann bestimmt werden, wie die Übergangswahrscheinlichkeiten (bei der Energieträgersubstitution) oder

die Sanierungshäufigkeit durch die Energie- und Investitionskosten sowie aktorenspezifische Präferenzen (individuelle Diskontraten) beeinflusst werden.

Für die rekursive Bestandsfortschreibung gehen in das Modell spezifische Annahmen über Wohnungs- und Wohnflächenzugänge und ihre Beheizungsstrukturen sowie über Wohnflächenabgänge (Verteilung nach Gebäudetypen und -altersklassen) ein. Zentrale Leitvariable für die Fortschreibung der Wohnungen und Wohnflächen ist die Bevölkerung, insbesondere die Zahl der Haushalte. Die Zahl der dauernd bewohnten Wohnungen soll in jedem Jahr der Zahl der Haushalte entsprechen. Der Sollwohnungsbestand umfasst zusätzlich zu den dauernd bewohnten Wohnungen auch die zeitweise bewohnten Zweit- und Ferienwohnungen sowie den Leerstand. Ausgehend vom Bestand des Vorjahres abzüglich der Wohnungsabgänge im aktuellen Jahr wird aus dem Vergleich mit dem Sollwohnungsbestand durch das Modell der jährliche Zubau berechnet.

Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Heizwärmebedarfe modelliert, die sich ihrerseits durch Abgang, Zugang und Sanierung von bestehenden Wohnflächen im Zeitablauf ändern. Die Inputs für diese Treiber sind in der Regel abhängig vom Gebäudetyp und Baualter (z. B. gebäudetyp- und baualters-spezifische Sanierungsraten). Für die unterschiedlichen Szenarienberechnungen werden für diese Eingangsparameter unterschiedliche Werte eingesetzt (s. Abbildung 248). Bei der Berechnung der Effizienzentwicklung wird berücksichtigt, dass bei einem Teil des Gebäudebestands Dämmrestriktionen vorliegen und dadurch der Energieverbrauch durch Sanierungen nur beschränkt verringert werden kann. Dies betrifft überwiegend die Baualtersklassen vor 1990; als Orientierung dient der Anteil der Gebäude mit Denkmalschutz.

Unterstellt wird eine Lebensdauer der Wärmeerzeuger von 25 Jahren. Nach Ablauf der Lebensdauer werden die Anlagen ersetzt, entweder durch eine Anlage gleichen Typs oder durch einen neuen Anlagentyp. Dabei wird berücksichtigt, dass mit dem Ersatz bzw. Wechsel in der Regel auch eine Veränderung des Anlagennutzungsgrades einhergeht. Die zukünftige Entwicklung der Absatzstruktur der Wärmeerzeuger kann in einem Zusatzmodul des Haushaltsmodells, dem Wärmemarkt-Tool, berechnet werden. Im Falle der EP 2050+ wurde dieses Tool für das Szenario WWB eingesetzt, für das Szenario ZERO erfolgte die Absatzstruktur auf Basis exogener Setzung entsprechend den Szenarienvorgaben.

Wärmemarkt-Tool

Beim Wärmemarkt-Tool handelt es sich um ein diskretes Entscheidungsmodell, in dem die definierten Akteursgruppen die auf dem Markt verfügbaren Anlagen nach unterschiedlichen Kriterien bewerten und in eine Präferenzhierarchie einordnen, welche die Kaufentscheidung bestimmt. Die Präferenzhierarchien werden für die verfügbaren Anlagen differenziert nach Gebäudetyp, Sanierungsart (Teilsanierung, Vollsanierung, Neubau) und Akteurstyp gebildet.

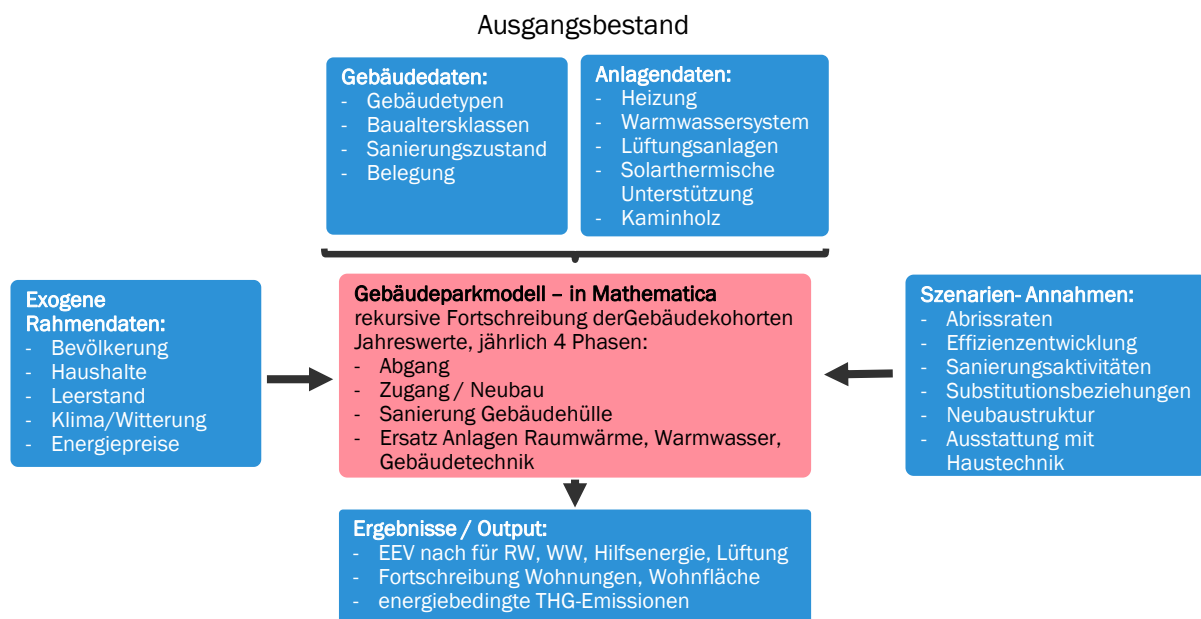
In die modellierte Präferenzbildung gehen drei Kriterien ein: die Investitionskosten für die Wärmeerzeuger, die laufenden Kosten für Energie und Unterhalt sowie die mit dem Betrieb verbundenen CO₂-Emissionen. Diese Kriterien werden von den verschiedenen modellierten Akteursgruppen unterschiedlich gewichtet. Das heißt, die Akteure unterscheiden sich in ihren Präferenzen bezüglich der Bedeutung der laufenden Kosten, der Investitionskosten oder der Umweltauswirkung (ausgedrückt durch die verursachten THG-Emissionen).

In dem Modul werden die Heizungstypen aus dem Gebäudemodell abgebildet. Dabei sind auch Hybridanlagen berücksichtigt wie beispielsweise Gasheizungen mit solarthermischer

Unterstützung. Die Investitionskosten sind auf Basis aktueller Literaturwerte differenziert nach Gebäudotyp bestimmt. Beim Wechsel auf ein neues Heizsystem fallen Umrüstkosten an, diese Kosten werden mitberücksichtigt. In dem Modul werden im Zeitverlauf technologiespezifische Kostendegressionen und Effizienzgewinne unterstellt. Für die Bestimmung der bei der Kaufentscheidung antizipierten kumulierten laufenden Kosten wird eine Anlagenlebensdauer von 25 Jahren unterstellt. Hierbei werden die Kostenbestandteile differenziert betrachtet: Die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise ist für die Akteure bei der Kaufentscheidung nicht vorhersehbar, weshalb diese bei der Berechnung des Anlagennutzens als gleitender Durchschnitt auf Basis der historischen Entwicklung berechnet wird. Dem gegenüber wird bei massnahmengetriebenen Preiskomponenten wie der CO₂-Bepreisung unterstellt, dass deren Verteuerung frühzeitig kommuniziert und somit von den Entscheidungsträgern berücksichtigt wird.

Auch die Wirkungen anderer Massnahmen, wie Investitionsförderungen werden in dem Modul abgebildet und fliessen in die Entscheidungsfindung ein. Die Anzahl der in einem Modelljahr erfolgenden Neuinstallationen bzw. Anlagenersetzungen wird von dem Modul als Inputgrössen aus dem Energieverbrauchsmodell der Privaten Haushalte ausgelesen. In dem Modul werden für jedes Modelljahr Anlagenpräferenzen für jeden Akteurs- und Gebäudotyp ermittelt, welche mit einem Logit-Entscheidungsmodell in eine Absatzstruktur überführt werden.

Abbildung 248: Schematische Darstellung des Wohngebäudemodells



RW. Raumwärme; WW: Warmwasser

Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Warmwasser

Der Energieverbrauch für Warmwasser wird pro Kopf und Wassersystem berechnet. Bei zentralen Heizungssystemen wird angenommen, dass das Heizsystem oft auch für die Warmwasseraufbereitung verwendet wird (Kopplung). Dies wird durch die Anwendung von Nutzungsgradrelationen

berücksichtigt. Die über die Zukunft abgeleiteten Aussagen basieren auf Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung, zum Warmwasserverbrauch pro Kopf (in Liter) und zur Effizienzentwicklung der Warmwasseranlagen.

Der Hilfsenergieverbrauch für die Wärmeverteilung ist abhängig vom Heizsystem. Der Verbrauch ist beispielsweise höher bei Flächenheizungen. Der Verbrauch wird berechnet anhand der Beheizungsstruktur der Wohnfläche und Annahmen über die Entwicklung des spezifischen Verbrauchs je Flächeneinheit. Bei Gebäuden mit mechanischer Lüftung mit Wärmerückgewinnung werden die Lüftungsverluste reduziert, es fällt jedoch ein zusätzlicher Verbrauch für den Betrieb der Anlagen an.

Als Ergebnis liefert das Wohngebäudemodell den Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern und Gebäudetypen sowie den Hilfsenergieverbrauch für den Betrieb der Heizungen und Lüftungsanlagen. Die Ergebnisse der Ex-Post-Jahre werden mit verfügbaren Statistiken abgeglichen und die Annahmen überprüft (Back-Testing). Damit bietet das Modell eine verlässliche Grundlage bezüglich der absoluten Höhe des Energieverbrauchs, des spezifischen Energieverbrauchs pro Wohnfläche wie auch bezüglich der Geschwindigkeit ihrer Veränderung.

Kochen und Elektrogeräte

Kochen: Der Energieverbrauch für die Kochherde wird modellmässig durch Multiplikation des durchschnittlichen Energieverbrauchs eines Kochherdes mit der Anzahl der Kochherde ermittelt, die sich ihrerseits an der Haushaltszahl und dem Ausstattungsgrad der Haushalte mit Herden orientiert. Es wird dabei nach Energieträgern (Strom, Gas, Holz) differenziert. Der durchschnittliche Energieverbrauch berücksichtigt einerseits die technische Entwicklung (z. B. Reduktion bei Induktionsherden) als auch die Nutzungshäufigkeit. Die Nutzungshäufigkeit ist an die Haushaltsstruktur gekoppelt (mittlere Haushaltsgrösse).

Elektrogeräte: Die Elektrogeräte sind differenziert nach Haushaltsgrossgeräten (Weisse Ware), Geräte der Unterhaltungselektronik, Geräte der Informations- und Kommunikationstechnologie, Haustechnikanlagen sowie sonstige elektrische Verbraucher. Die verbrauchsrelevantesten Geräte werden in Kohortenmodellen einzeln abgebildet, darunter Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Kühlschränke, Kühlgefrier-Kombis, Gefriergeräte, Klimaanlage, TV, Set-Top-Boxen, PC, Laptop, Tablets, Monitore. Zentrale Eingangsgrössen für die Kohortenmodell bilden die jährlichen Geräteabsätze, Annahmen zur Überlebensfunktion, der mittlere jährliche Verbrauch eines Gerätejahrgangs und teilweise kommen zusätzlich Annahmen über die Nutzungsdauer zum Tragen.

Der Energieverbrauch weiterer Kleingeräte (u. a. Bügeleisen, Fön, Mikrowelle, Staubsauger u. a.) wird in aggregierter Form abgeschätzt (ohne Kohorten). Ausserdem werden die Verbräuche der Vielzahl der restlichen kleinen (oder wenig genutzten) Elektrogeräte in Form eines Aggregats erfasst. Es wird unterstellt, dass dieses Verbrauchsaggregat überdurchschnittlich wächst, weil auch zukünftig neue stromverbrauchende Geräte und Anlagen auf den Markt kommen werden, die es heute noch nicht gibt, respektive nicht bekannt sind.

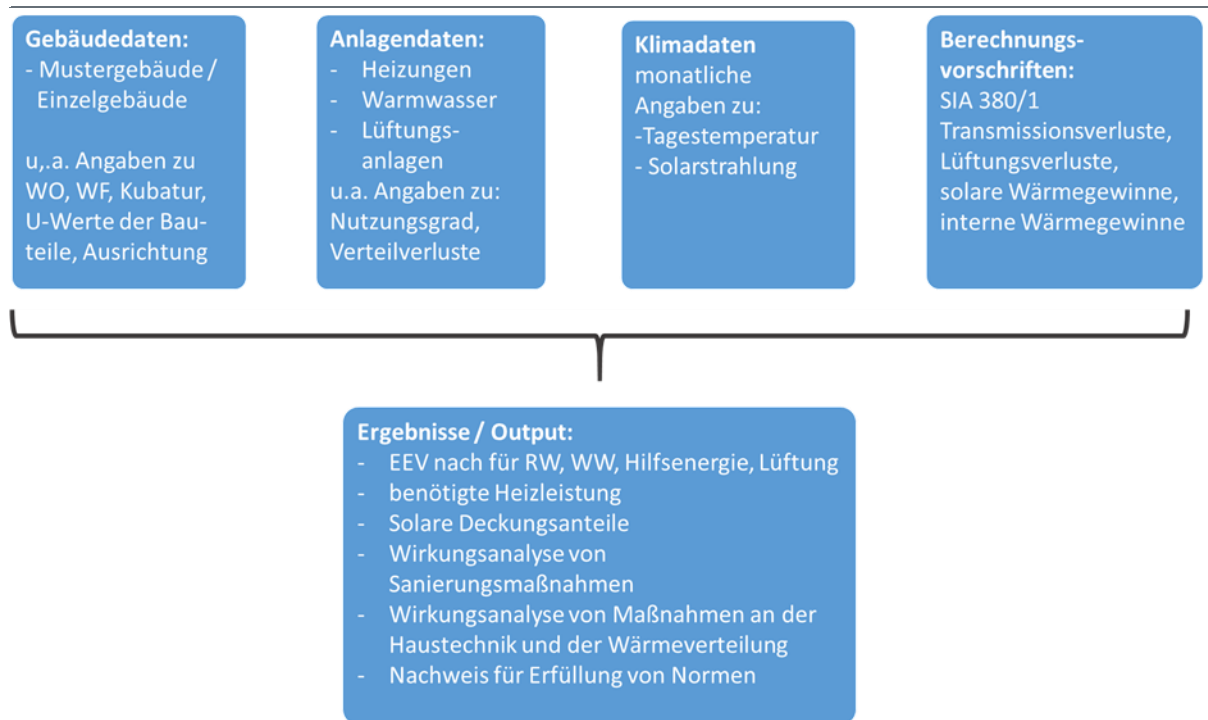
Für die Szenarien werden Annahmen getroffen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, über die künftige Ausstattung der Haushalte mit Geräten, über die Nutzungsdauer der Geräte und über die durchschnittliche Lebensdauer der Geräte. Als Ergebnis resultieren mittlere Jahresverbräuche je Gerät oder Haushalt, der Gerätebestand sowie der Energieverbrauch des gesamten Gerätebestands.

Beleuchtung: Die Berechnung des Energieverbrauchs für die Beleuchtung basiert auf Annahmen zur installierten Lampenleistung und zur Brenndauer. Die installierte Lampenleistung wird berechnet aus der Anzahl Haushalte, der Ausstattung der Haushalte mit Lampen differenziert nach Lampentypen (u. a. Glühlampen, Temperaturstrahler, Leuchtstoffröhren, LED) sowie der lampentypspezifischen Lampenleistung. Leitvariablen für die Fortschreibung sind die Entwicklung der Lampeneffizienz (Lichtstrom in Lumen je Watt Lampenleistung nach Lampentyp) und der installierte Lichtstrom je m² Wohnfläche.

Simulations-Tool für Einzelgebäude

Der Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser einzelner Mustergebäude kann mit dem Gebäudesimulations-Tool der Prognos berechnet werden (s. Abbildung 249). Das Berechnungs-Tool berücksichtigt SIA Normen, u. a. für die Berechnung des Heizwärmebedarfs (SIA 380/1), die SIA-Norm 384/3 (2013) wird verwendet für die Berechnung der Verteilverluste des Heizungssystems und der Speicherverluste des Warmwassersystems.

Abbildung 249: Schematische Darstellung des Einzelgebäudesimulation-Tools



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Zur Berechnung der benötigten Endenergie wird im Simulations-Tool die Berechnung des Heizwärmebedarfs mit dem Bedarf zur Deckung des Warmwasserbedarfs und mit dem installierten Wärmeerzeuger verknüpft. Dadurch kann berücksichtigt werden, dass Verluste der Warmwasserverteilung in beheizten Gebäudeteilen wieder "genutzt" werden können. Optional können im Simulations-Tool ergänzende Haustechnikanlagen berücksichtigt und deren Einfluss berechnet werden, wie z. B. Solarthermieanlagen oder mechanische Lüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung. Insgesamt kann der gebäudeseitige Verbrauch für rund 30 unterschiedliche Einzelgebäude

berechnet werden. Die Wirkungsabschätzungen von Effizienzmassnahmen durch das Einzelgebäudesimulations-Tool können für das übergeordnete Wohngebäudemodell genutzt werden. Beispielsweise kann bestimmt werden, welcher mittlere Heizwärmebedarf bei vorgegebenen U-Werten für die Bauteile im Mittel erreicht wird.

Datengrundlagen

Die Basis für die Modellrechnungen bilden unterschiedliche Datenquellen, die wichtigsten sind nachfolgend aufgelistet:

- Gebäude- und Wohnungszählungen des BFS der Jahre 1990 und 2000 (BFS, 2002)
- Gebäude- und Wohnungsregister des BFS (u. a. für die Bestandsentwicklung und die Neubauflächen; (BFS, 2021b, 2021a, 2018f, 2018g))
- Mikrozensus zur Beheizungsstruktur 2017 (SETW des BFS (BFS, 2017e))
- Neubaustatistiken (Wohnungen nach Gebäudetyp, Beheizungsstruktur)
- Bevölkerungsstatistik des BFS
- Haushaltsstatistik des BFS (Anzahl, Struktur)
- Beheizungsstruktur des Neubaus nach Wüest & Partner
- Gesamtenergiestatistik des BFE,
- Statistik der erneuerbaren Energie des BFE
- Wärmepumpenstatistik des BFE
- Absatzzahlen von Wärmeerzeugern nach GebäudeKlimaSchweiz
- Wetter- und Klimadaten der MeteoSchweiz
- SIA Normen, u. a. 380/1 und 384/3 (hauptsächlich relevant für das Einzelgebäude-Simulations-Tool)
- Statistik Minergie (u. a. als Anhaltspunkt für die Ausstattung mit Lüftungsanlagen)
- Absatzzahlen nach Energie-Effizienzklassen der Haushaltsgrossgeräte (FEA-Statistiken)
- Absatzzahlen und Angaben zum Energieverbrauch von IKT-Geräten (Swico-Marktstatistiken)
- punktuelle Angaben zur Sanierungsaktivität und zu
- Angaben zur Sanierungstätigkeit (TEP Energy, 2020a, 2014)

12.5 Strommarktmodell

Das Strommarktmodell der Prognos bildet die Grosskraftwerke ab einer Leistung von 50 MW in Europa ab. Blöcke mit einer geringeren Leistung werden aggregiert im Modell modelliert. Die Schweizer Kraftwerke werden hingegen ab 20 MW kraftwerksscharf modelliert. Das Modell simuliert bis zum Jahr 2050 stundenscharf den Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke. In das Modell fliessen für die zu betrachtenden Marktregionen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:

- Technische und ökonomische Parameter der einzelnen fossil-thermischen Kraftwerksblöcke (Nettonennleistung, Nettowirkungsgrad, Mindestleistung, Brennstofftyp, Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Anfahrbrennstoffkosten, saisonale Verfügbarkeiten, Anforderungen aus Wärmebereitstellungen)
- Jahreslastgang der inflexiblen Verbraucher als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden und der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Indikatoren der einzelnen Sektoren
- Restriktionen für das Ladeverhalten von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der stündlichen Wärmenachfrage, der verschiedenen Fahrprofile sowie den Restriktionen beim Wärmespeicher und der Fahrzeugbatterie

- Einspeisezeitreihen für variable erneuerbare Energien unter Berücksichtigung nationaler Ausbauziele
- Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen, Transportkosten und volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Netztransferkapazitäten (NTC) zwischen den benachbarten Marktregionen
- Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik und den Emissionen des jeweiligen Kraftwerksparks
- Restriktionen bei der Bewirtschaftung von Speicherkraftwerken

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz realitätsnah entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage nach der Grenzkostenlogik (Merit-Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten wird zuerst eingesetzt, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäss ihren Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten den Preis. Stromspeicher (insbesondere Speicherwasserkraftwerke) werden bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Diese Anlagen bieten zu Grenzkosten, so dass der Ertrag dieser Anlagen über das Jahr maximiert wird. Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicherkraftwerke nutzen Spreads in den Strompreisen, um ihren Ertrag zu maximieren.

Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Grosshandelspreise und den vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet. Wie am realen Strommarkt glätten Im- und Exporte im Modell die Preise in den einzelnen Ländern, einseitige Preisausschläge werden im Rahmen der Strommarktkopplung reduziert.

Die Stilllegung von thermischen bzw. regelbaren Kraftwerken erfolgt i. d. R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des jeweiligen Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmassnahmen und Stilllegungen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Der Zubau für Kraftwerke erfolgt exogen, entweder anhand technischer Notwendigkeiten (z. B.: Deckung der Nachfrage) oder anhand von Wirtschaftlichkeitskriterien. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird dabei zunächst ihre Position in der Merit-Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet.

Erneuerbare Energien können entweder nach exogenen Vorgaben unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale oder anhand einer positiven Wirtschaftlichkeit zugebaut werden. Der Zubau wird wie auch die Stilllegungen iterativ geprüft.

Ein besonderer Fokus liegt auf der Modellierung der Stromnachfrage. Der jährliche Strombedarf wird von in Nachfragesektoren nach Anwendungen und Branchen modelliert. Die jährliche Stromnachfrage wird dann in stündliche Lastprofile überführt. Hierbei ist zwischen zwei Typen zu unterscheiden: Inflexible Verbraucher können nicht auf Strommarktsignale reagieren, deren Verbrauchsprofil ist somit vorgegeben. Flexible Verbraucher können hingegen auf Strommarktsignale reagieren (unter Berücksichtigung der wesentlichen Anlagenparameter), deren Verbrauch verschieben und somit Flexibilität für das Stromsystem zur Verfügung stellen.

Abbildung 250: Prognos Strommarktmodell

Stündliches Dispatch- und Investitionsmodell für 20 europäische Länder

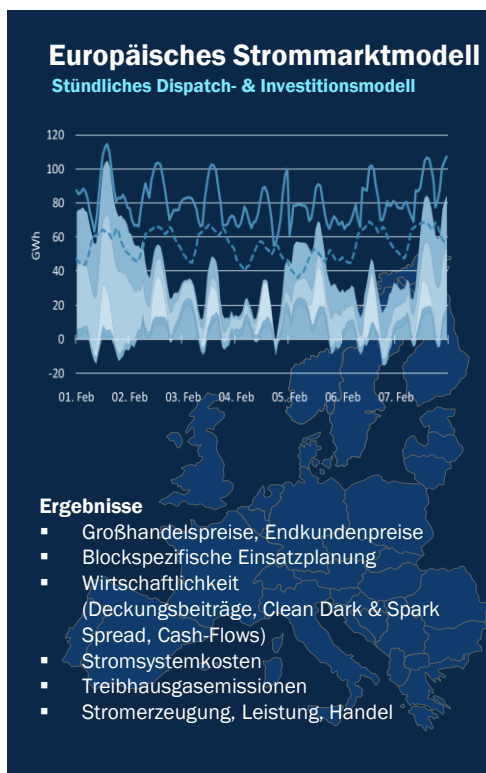
Prognos Energiemodelle

Stromnachfrage

- Sektorale Bottom-up-Modellierung der Energienachfrage
- Jährlicher Strombedarf nach Anwendungen (Raumwärme, Beleuchtung, Kühlung) für einzelne Verbrauchssektoren und sonstige Umwandlung (Raffinerien Kokereien etc.) H2, Fernwärme
- Klassische Stromnachfrage: Stündliche Lastmodellierung
- Neue Stromanwendungen: technische Parameter für Elektromobilität, Wärmepumpen, H2-Elektrolysen

Erneuerbare Energien

- Ausbauszenarien
- Synthetische Modellierung von stündlichen Wind- und PV-Einspeiseprofilen anhand spezifischer Leistungskennlinien und Wetterdaten
- Technologische Entwicklung
- Analysen zu Potenzialen, Kosten Volllaststunden
- Wirtschaftlichkeit (PPA)
- Eigenverbrauch



Rahmendaten

Ökonomie

- BIP
- Wechselkurse
- Inflationsraten
- Bevölkerung, Erwerbstätige

Energiepreise

- Internationale und Grenzübergangspreis
- Strukturierung und Transport
- Preis frei Kraftwerk

Politik & Technik

Politik

- EU-ETS-Preise (z.B. MSR, nat. Mindestpreis)
- Kohleausstieg
- BEHG
- KWK-Förderung
- Vermiedene Netznutzungsentgelte
- Mieterstromgesetz

Regelbare Leistung

- Technische Parameter zu 5.000 Kraftwerksblöcke der allg. Versorgung und Industrie >20 MW in DE und Europa
- Aktuelle Neubauprojekte, Stilllegungen
- Wärmenachfrage für KWK aus öffentlichen Versorgung und Industrie
- Investitionskosten, O&M, Anfahrkosten

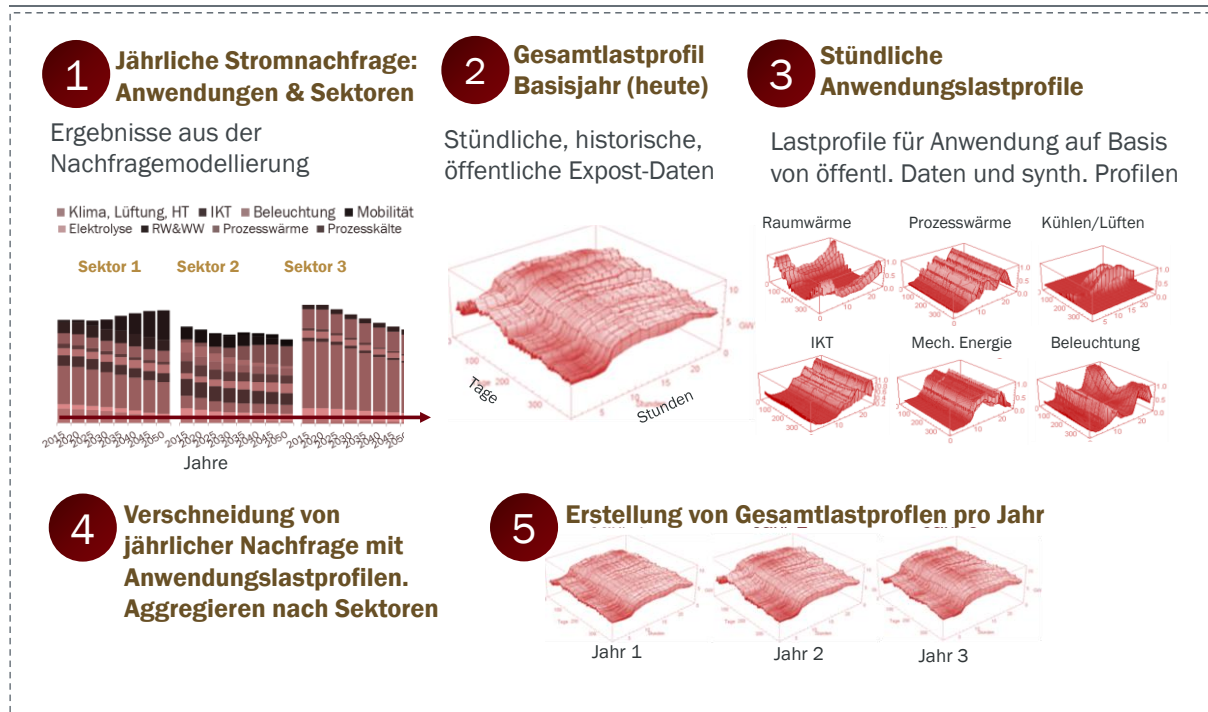
Flexibilität

- Nachfrageflexibilität von neuen Anwendungen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, H2-Elektrolysen)
- PSW, Speicherwasser, Großbatterien
- DSM Industrie
- Kapazität Grenzkuppelstellen

Quelle: eigene Darstellung Prognos

Abbildung 251: Modellierung des stündlichen Stromverbrauchs

Überführung der jährlichen inflexiblen Stromverbräuche pro Anwendung, Sektor und Branche in stündliche Lastprofile

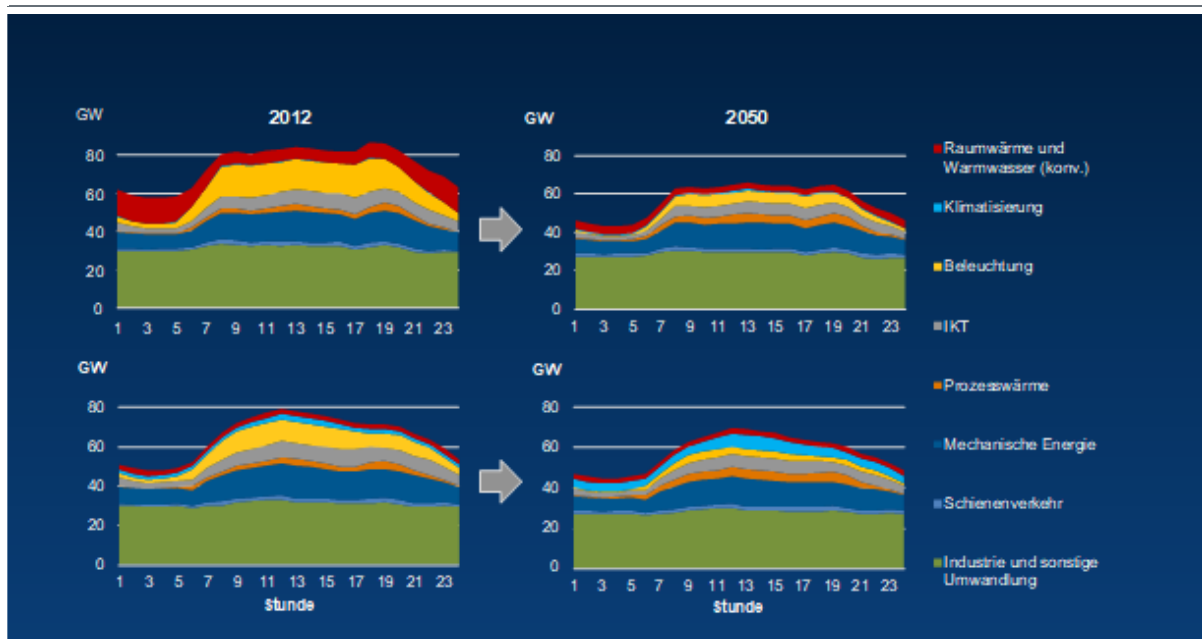


Quelle: eigene Darstellung Prognos

Die Modellierung der inflexiblen Verbraucher erfolgt, in dem der jährliche Stromverbrauch pro Anwendung (aus den Nachfragesektoren) mit anwendungsspezifischen Lastprofilen hinterlegt wird. Damit liegen Lastprofile für die wesentlichen Anwendungen (z. B. Beleuchtung, Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung, Prozesswärme) und Branchen vor. Die Lastprofile pro Anwendung werden anschliessend aggregiert und es wird das Gesamtlastprofil berechnet. Für das Basisjahr erfolgt ein Vergleich mit Ist-Daten zum Gesamtlastprofil (auf Basis von stündlichen Stromverbrauchsdaten der ENTSO-E für Deutschland) und eine Kalibration mit dem Gesamtlastprofil des Basisjahrs. Auf Basis der Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs pro Anwendung werden die stündlichen Stromverbräuche skaliert und jeweils wieder für die einzelnen Jahre aggregiert. Auch für das Ausland werden in einem vereinfachten Verfahren auf Basis der jährlichen Verbrauchsmengen und aggregierter sektoraler Lastprofile Gesamtlastprofile berechnet. Für die Modellierung der Lastprofile wird dabei ein konsistentes Wetterjahr für die witterungsabhängigen Bestandteile (insb. Raumwärme, Klimatisierung) berücksichtigt. Das Gesamtlastprofil fließt in die Modellierung der Stromerzeugung ein.

Die Modellierung der flexiblen Verbraucher erfolgt unter Berücksichtigung des Lastverschiebungspotenzials insbesondere von Wärmepumpenheizungen, Elektrofahrzeugen sowie von Elektrolysen.

Abbildung 252: Veränderung der Höchstlast des inflexiblen Stromverbrauchs im Zeitverlauf



Hier ist beispielhaft die stündliche Stromnachfrage für einen Wintertag (oben) und einen Sommertag (unten) in den Jahren 2012 (links) und 2050 (rechts) nach Verwendungszwecken abgebildet. Deutlich sichtbar sind die abnehmende Bedeutung von Beleuchtung, mechanischer Energie und IKT sowie die zunehmende Bedeutung der Anwendung Klima und Lüften (im Sommer). Dies führt tagsüber zu einer Senkung des Stromverbrauchs und einer Reduzierung der Lastspitzen.

Quelle: eigene Darstellung Prognos

Als Ergebnis der stündlichen Modellierung liefert das Strommarktmodell mit seinen Zusatzmodulen die Stromerzeugung, CO₂-Emissionen, den Brennstoffeinsatz, Grosshandelsstrompreise sowie die Wirtschaftlichkeit und Rentabilität der einzelnen Kraftwerksblöcke.

Im Nachgang zur Modellierung des Strommarktes werden aus Grosshandelspreisen und Umlagen die Endkundenpreise für verschiedene Verbrauchergruppen (private Haushalte, Gewerbe, energieintensive Industrie etc.) ermittelt. Im Rahmen von Szenarioberechnungen werden diese wiederum iterativ genutzt, um die ursprüngliche Stromnachfrage hinsichtlich ihrer Preiselastizität zu verifizieren und gegebenenfalls anzupassen.

12.6 Fernwärmeerzeugung

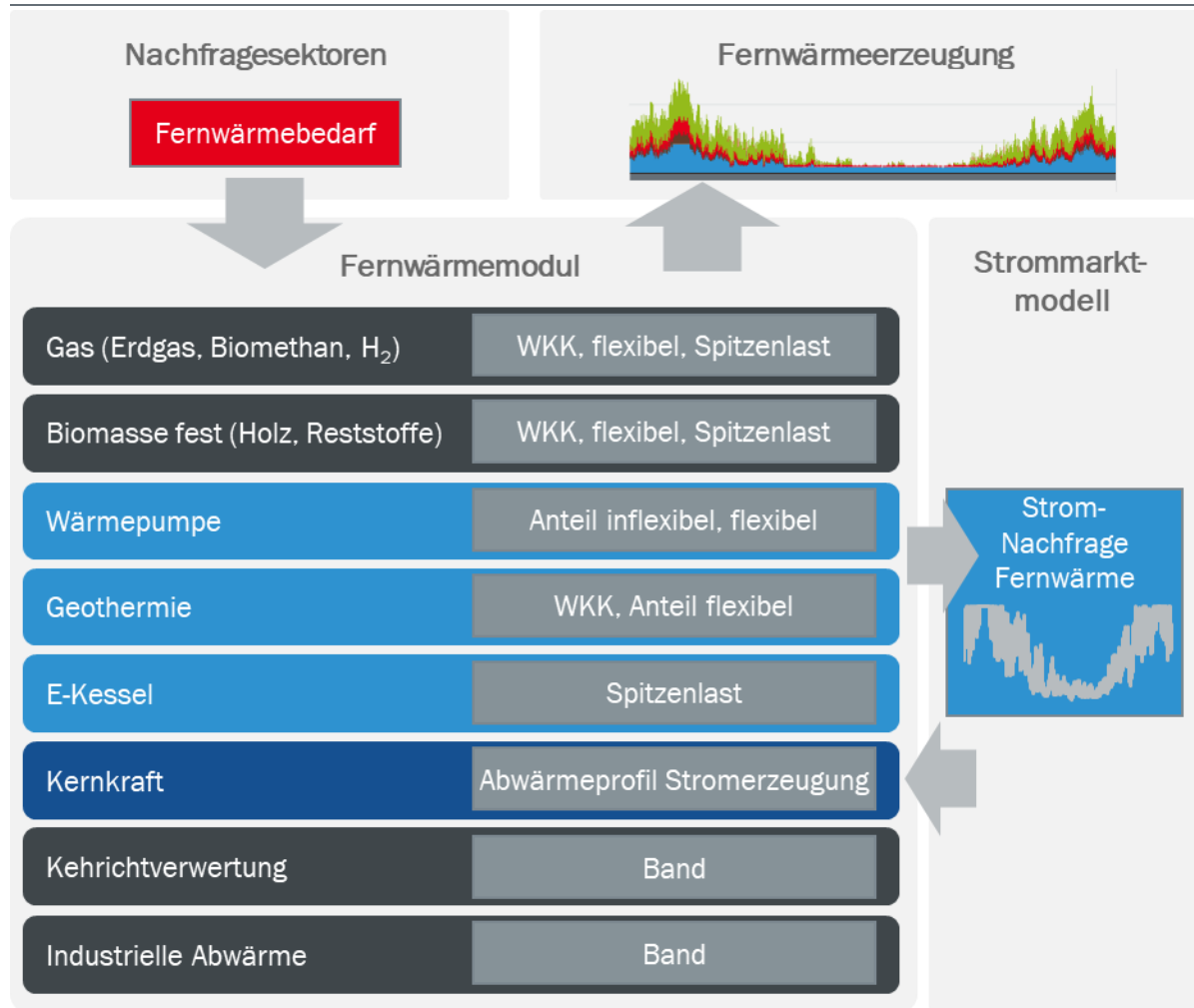
Zur Deckung der Fernwärmenachfrage als Ergebnis der Modellierung der Nachfragesektoren werden verschiedene Technologien eingesetzt, die in Abbildung 253 aufgelistet sind.

Die Einsatzreihenfolge für die Nachfragedeckung ergibt sich aus der Verfügbarkeit und Flexibilität der jeweiligen Wärmequelle. Industrielle Abwärme fällt als Bandwärmequelle an. Müllabfall wird ganzjährig in Kehrlichtverwertungsanlagen verbrannt und aufgrund der Entsorgungsaufgabe wird angenommen, dass die Wärmeerzeugung als Band anfällt. Die Kernkraft wird zur Stromerzeugung im Strommarktmodell modelliert und die dabei entstehenden Abwärmemengen werden zur

Deckung der Fernwärme eingesetzt. Geothermische Quellen werden unterschieden in reine Geothermie tief (> 3'000 m Tiefe) und reine Geothermie mitteltief (2'000 bis 3'000 m Tiefe, ca. 100 °C) und Geothermie mitteltief mit Grosswärmepumpe (1'000 bis 2'000 m Tiefe, 50 °C). Ein Teil der Geothermie wird zur Stromerzeugung eingesetzt und dort fällt Wärme als Nebenprodukt an.

Abbildung 253: Fernwärmemodul

Schematische Darstellung des Informationsflusses in der Fernwärmemodellierung



Quelle: eigene Darstellung Prognos

Mit Grosswärmepumpen wird Ab- und Umweltwärme aus drei Kategorien erschlossen: Abwasserreinigungsanlagen, Gewässer (Flüsse, Seen) und Grundwasser. Darüber hinaus gibt es direkt elektrische E-Kessel. Der elektrische Energieeinsatz der Fernwärmeproduktion wird zeitlich durch vom Wetterjahr abhängige stündliche Wärmelastprofile aufgelöst und ist wiederum ein Input in die Strommarktmodellierung und Teil der zu deckenden elektrischen Energienachfrage im Strommarktmodell. Feste Biomasse in Form von Holzschnitzeln, Pellets und biogenen Reststoffen decken einen weiteren Anteil der Wärmenachfrage. Der Energieträger Erdgas kommt in WKK und als Spitzenlastenergieträger auch für saisonale Spitzen der Wärmelast zum Einsatz und wird zur THG-Emissionsminderung durch Biomethan (oder Wasserstoff) ersetzt.

Je nach Szenario werden unterschiedliche Entwicklungs- bzw. Ausbaupfade der Wärmequellen und Technologien unter Berücksichtigung von verschiedenen Randbedingungen wie der Laufzeit der Kernenergie, Potenzialgrenzen (vgl. Abschnitt 5.3) und der Treibhausgasemissionen entwickelt.

Quellenverzeichnis

Aebischer, B., Catenazzi, G., Jakob, M., Jochem, E., Madlener, R., Wickart, M., Bahn, O., Gutzwiller, L., Heck, T., Hirschberg, S., Jannsen, A., Kypreos, S., Lienin, S., Frischknecht, R., Schwarz, J., 2004. Energieperspektiven und CO₂-Reduktionspotenziale in der Schweiz bis 2010. vdf ETH Zürich, Zürich.

Aguilar-Santana, L.J., Jarimi, H., Velasco-Carrasco, M., Riffat, S., 2019. Review on window-glazing technologies and future prospects. *Int J Low-Carbon* 2020, 112–120.
<https://doi.org/10.1093/ijlct/ctz032>

ARE, 2021. Schweizerische Verkehrsperspektiven 2050. Bundesamt für Raumentwicklung, Bern.

ARE, 2016. Perspektiven des schweizerischen Personen- und Güterverkehrs bis 2040. Projektion 2050. ARE, Ittigen.

ASTAG, 2017. ASTAG Selbstkostentabelle 2017.

ASTRA, B. für S., 2018. Fahrzeughalterregister [WWW Document]. URL <https://www.astra.admin.ch/astra/de/home/fachleute/fahrzeuge/fahrzeughalterregister.html>

BAFU, 2021a. Kunststoffe [WWW Document]. URL <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/abfall/abfallwegweiser-a-z/kunststoffe.html> (accessed 10.27.21).

BAFU, 2021b. Switzerland's Greenhouse Gas Inventory 1990–2019. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU, 2018. Hydrologische Daten und Vorhersagen des BAFU, <https://www.hydrodaten.admin.ch>. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU, 2015. Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des Non-Road-Sektors. Studie für die Jahre 1980-2050. Umwelt-Wissen Nr. 1519. Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bern.

BAFU, 2014. Erhebung der Kehrrichtzusammensetzung 2012. Bundesamt für Umwelt, Bern.

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.

Basics AG, 2000. Perspektiven des Energieverbrauchs in der Industrie – Modelldokumentation. Basics AG.

Basler & Hofmann AG, 2021. Studie Winterstrom Schweiz. Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Im Auftrag von EnergieSchweiz, Zürich.

Benchmark Minerals, 2019. Outlook for energy and minerals markets in the 116th Congress.

- Beuth HS, ifeu, 2012. Technische Restriktionen bei der energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BFE, 2021a. Elektrowärmepumpen-Statistikmodell. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2021b. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2021c. Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2020a. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019. Bundesamt für Energie.
- BFE, 2020b. Energieverbrauch in der Schweiz 2011–2019 nach NOGA Stufe 2 (Abteilungen). Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2019a. Wasserkraftpotenzial der Schweiz: Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2019b. Bruttogeschossflächen in der Industrie und im Dienstleistungssektor 1999–2017 — Statistische Auswertung der Industrie- und Dienstleistungserhebung des BFE. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2018a. Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2018b. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2011. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2010. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, MeteoSchweiz, swisstopo, 2019. Sonnendach - Wie viel Strom oder Wärme kann mein Dach produzieren? Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, MeteoSchweiz, swisstopo, 2017. Sonnendach-Daten. Bundesamt für Energie, MeteoSchweiz, swisstopo (Solarpotenzialanalyse durchgeführt von Meteotest), Bern.
- BFS, 2021a. Wohnungen nach Kanton, Gebäudekategorie, Anzahl Zimmer, Bauperiode und Jahr, Werte bis 2019. STAT-TAB – interaktive Tabellen. Bundesamt für Statistik.
- BFS, 2021b. Bewohnte Wohnungen nach der Anzahl Bewohner und nach Kanton. Bundesamt für Statistik.
- BFS, 2021c. Analyseregionen [WWW Document]. URL <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/querschnittsthemen/raeumliche-analysen/raeumliche-gliederungen/analyseregionen.html>
- BFS, 2020a. Schweizerische Zivilluftfahrtstatistik 2019 - 7. Treibstoffverbrauch und Schadstoffemissionen.
- BFS, 2020b. Produktionskonto nach Branchen (58 Branchen). Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.

- BFS, 2020c. Zeitreihen: Entwicklung der Quartalsindizes nach Wirtschaftszweigen – 1996/I bis 2020/I. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2020d. Vollzeitäquivalente nach Wirtschaftsabteilungen (BESTA). Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2020e. Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Jahr, Kanton, Wirtschaftsabteilung und Beobachtungseinheit (STATENT). Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2018a. Schätzung einer schweizerischen Input-Output-Tabelle für das Jahr 2014; Korrigierte Version 31.08.2018. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2018b. Schweizerische Zivilluftfahrtstatistik 2017 - 7. Treibstoffverbrauch und Schadstoffemissionen.
- BFS, 2018c. Strassenlängen: Stand 31. Dezember [WWW Document]. URL <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeuge/streckenlaenge.assetdetail.6567088.html> (accessed 10.25.19).
- BFS, 2018d. Landwirtschaftliche Betriebe und Nutztiere auf Klassifizierungsebene 3 nach Kanton.
- BFS, 2018e. Bewohnte Wohnungen nach der Anzahl Bewohner und nach Kanton. Bundesamt für Statistik.
- BFS, 2018f. Neu erstellte Gebäude mit Wohnnutzung, neu erstellte Wohnungen nach Kategorie der Gebäude. Tabelle je-d 09.04.02.02. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2018g. Durchschnittliche Wohnfläche (in m²) nach Zimmerzahl, Gebäudekategorie sowie Bauperiode. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2017a. Szenarien zur Entwicklung der Haushalte 2017–2045. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2017b. Fahrzeugbewegungen und Fahrleistungen im Personenverkehr [WWW Document]. URL <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home.assetdetail.2040800.html> (accessed 8.14.17).
- BFS, 2017c. Bau- und Wohnbaustatistik 2017. Gebäude- und Wohnungsstatistik 2017. Leerwohnungszählung vom 1. Juni 2018. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2017d. GWS-Datenbank Energiebereich: Gebäude nach Kanton, Gebäudekategorie, Jahr, Bauperiode und Energieträger der Heizung. Eigene Auswertung, Werte bis 2015. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2017e. Statistik der Energieträger von Wohngebäuden (SETW). Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2016. Kantonale Bevölkerungsszenarien 2015-2045 - Zukünftige Bevölkerungsentwicklung nach Staatsangehörigkeit, Geschlecht, Altersklasse, Szenario, Kanton und Jahr. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.

- BFS, 2015. Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2015 –2065. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2010. Gebäude- und Wohnungsstatistik: Energiebereich: Gebäude bei Kanton, Warmwasserversorgung, Energieträger. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BFS, 2002. Gebäude und Wohnungszählung 2000. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BioTrade2020+, 2016. BioTrade2020plus: Supporting a Sustainable European Bioenergy Trade Strategy [WWW Document].
- BLW, 2018. Agrarbericht 2018. Bern.
- Brunner, A., Prochaska, V., Tillenkamp, F., Kriegers, M., 2019. Klimakälte heute: Kluge Lösungen für ein angenehmes Raumklima.
- Bundesrat, 2019. Medienmitteilung: Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz, 28.08.2019. Bern.
- Bundesrat, 2013. Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, September 2013.
- Bundesversammlung, 2016. Energiegesetz. Fassung 2016. AS 2017 6839.
- BWP, 2018. BWP Branchenstudie 2018: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen. Bundesverband Wärmepumpe, Berlin.
- Carbotech AG, 2020. Emissionsperspektiven F-Gase: HFKW, PFKW, NF3 und SF6 – Bericht (Update II). Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Bern.
- CEPE, HBT, ETH Zürich, 2002. Grenzkosten bei forcierten Energieeffizienzmassnahmen bei Wohngebäuden. Studie im Auftrag des Forschungs-pro-gramms EWG des Bundesamtes für Energie (BFE), Bern.
- CH2018, 2018. CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland. National Centre for Climate Services, Zürich.
- cng mobility, 2020. Grosser Wirbel um die VW-Strategie. CNG-Mobil. URL <https://www.cng-mobility.ch/beitrag/wirbel-um-vw-strategie/>
- Consentec, 2017. Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze, Aktualisierung 2017.
- Consentec, 2015. Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze.
- Cox, B., Bauer, C., Mendoza Beltran, A., van Vuuren, D.P., Mutel, C.L., 2020. Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios. Appl. Energy 269, 115021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115021>

- Cox, B., Jemiolo, W., Mutel, C., 2018. Life cycle assessment of air transportation and the Swiss commercial air transport fleet. *Transp. Res. Part Transp. Environ.* 58, 1–13.
<https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.10.017>
- EBP, 2019. Energie Performance Gap in Neubauten». Grundlagen aus der Forschung für die Praxis. Grundlagenbericht. Ernst Basler Partner.
- Econcept, 2017. Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger beim Heizungsersatz. Forschungsprojekt FP-2.8. Energieforschung Stadt Zürich, Zürich.
- Ecoplan, 2019. Branchenszenarien 2014 bis 2030/2060 – Aktualisierung 2018. Studie im Auftrag des Bundesamts für Raumentwicklung und des Bundesamts für Energie, Bern.
- Ecoplan, 2011. Branchenszenarien 2008–2030. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Ecoplan, 2007. Auswirkungen der Klimaänderung auf die Schweizer Volkswirtschaft (nationale Einflüsse). Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt und des Bundesamtes für Energie, Bern.
- EFV, 2020. Legislaturfinanzplan 2021-2023. Eidgenössische Finanzverwaltung.
- Eicher + Pauli AG, 2014. Weissbuch Fernwärme Schweiz - VFS Strategie Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz.
- EnDK, 2015. Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) Ausgabe 2014. Konferenz Kantonalen Energiedirektoren.
- energie-agentur-elektrogeräte, Eurofins, FEA, Swico, Prognos, 2019. Verkaufszahlenbasierte Energieeffizienzanalyse von Elektrogeräten 2019. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- EnergieSchweiz, 2019. Bericht «WP-Feldmessungen Jahresbericht 2018» Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018 (Auswertung verlängert bis Dez. 2019). Bundesamt für Energie, Bern.
- ENTSO-E, 2018. Ten Year Network Development Plan (TYNDP).
- EPFL, 2017. Assessing the impacts of climate change for Switzerland. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt.
- EPFL, Environmental Change Institute, 2020. Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty (No. 262), *Applied Energy*. EPFL.
- Erdin, D., 2011. Der Nutztierbestand der Schweiz. SBV Stat. Landwirtsch. Monatszahlen 4.
- EUC, 2019. Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. ILF und AIT im Auftrag der EUC (DG JRC).
- EUC, 2018. Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. European Commission, Brüssel.

- Europäischer Rat, 2019. Emissionssenkung: Rat nimmt CO₂-Emissionsnormen für Lkw an [WWW Document]. URL <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2019/06/13/cutting-emissions-council-adopts-co2-standards-for-trucks/> (accessed 11.24.21).
- FEA, 2020. FEA-Marktstatistiken mit Verkaufsdaten bis 2019. Nicht veröffentlicht.
- Fleming, G., de Lépinay, I., 2019. Environmental Trends in Aviation to 2050. ICAO.
- Frei, B., Sagerschnig, C., Gyalistras, D., 2018. ParkGap – Performance Gap Gebäude Bestandsaufnahme und Handlungsempfehlungen für den Gebäudepark der Schweiz. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
- Fuss et al., 2018. Negative emissions - Part 2: Costs, potentials and side effects, Environ. Res. Lett. 13 063002.
- FZB, 2012. Gesamtanalyse Energieeffizienz von Hallengebäuden (Abschlussbericht). Forschungsinitiative Zuk. Bau F 2808.
- Gaudard, Schmid, Wüest, 2018. Thermische Nutzung von Seen und Flüssen - Potenzial der Schweizer Oberflächengewässer. AQUA GAS 2, 26–33.
- GebäudeKlimaSchweiz, 2021. Absatzstatistiken 2002 bis 2020. Produktsegmente Öl, Gas, Holz, Wärmepumpen, Solar und Wassererwärmer.
- Haller, M., Ruesch, F., Baldini, L., Brändle, S., Haselbacher, A., Palla, H., Villasmil, W., 2019. Fokusstudie Saisonale Wärmespeicher.
- Helbling Beratung + Bauplanung AG, 2021. Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor – Resultate 2020. Bundesamt für Energie, Bern.
- Hersener, J.-L., Meier, U., 2001. Rationelle Energieanwendung in der Landwirtschaft (REAL).
- HSLU, 2019. Aktualisierung Energieperspektiven: Stellungnahme Prof. Beat Wellig (HSLU) zu Wärmenutzungsgrad / Jahresarbeitszahl. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Luzern.
- Hyundai, 2020. Hyundai Motors liefert erste XCIENT Fuel Cell Trucks in der Schweiz aus und kündigt die Expansion auf globalen Märkten an. Hyundai Hydrog. Mobil. URL <https://hyundai-hm.com/2020/10/07/hyundai-motors-liefert-die-ersten-xcient-fuel-cell-trucks-in-der-schweiz-aus-und-kuendet-die-expansion-auf-die-globalen-nutzfahrzeugmaerkte-an/> (accessed 11.24.21).
- IEA, 2020. Global EV Outlook 2020 – Analysis [WWW Document]. IEA. URL <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020> (accessed 11.24.21).
- IEA, 2018. World Energy Outlook 2018. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IINAS, 2016. Biomass Policies Task 2.4: Sustainable Imports. Biomass Policies. Darmstadt, Madrid.

- INFRAS, 2020. Abschätzung des Einsatz- und CO₂-Reduktionspotenzials durch Busse mit nicht fossilen Antriebstechnologien und Fördermöglichkeiten Grundlagenstudie. INFRAS.
- INFRAS, 2019. E-Bus-Strategie, Verkehrsverbund Luzern. Zürich.
- INFRAS, ifeu, MKC, 2019. HBEFA 4.1 Development Report. Update of the Handbook of Emission Factors for Road Transport to Version 4.1. INFRAS, ifeu, MK Consulting, Bern, Heidelberg.
- INFRAS, TEP Energy, 2017. Auswirkungen eines subsidiären Verbots fossiler Heizungen. Studie im Auftrag des Bundesamts für Umwelt (BAFU), Zürich/Bern.
- Intraplan, 2015. Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz bis 2030. Nachfrageprognose.
- IWU, 2018. Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt.
- IWU, BEI, 2010. Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Institut für Wohnen und Umwelt.
- Junginger, M., Louwen, A., 2020. Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System, 1st Editio. ed. Academic Press (Elsevier).
- Latsch, A., 2017. Energieverbrauch in Gewächshäusern und -Tunnels.
- Latsch, A., Anken, T., 2015. Landwirtschaftlicher Energieverbrauch in der Schweiz. Umw. Agroscope Transf. 4.
- Mayer Glastechnik, 2018. MGTherm Heat Mirror Prospekt.
- MeteoSchweiz, 2018. Vorindustrielle Referenzperiode [WWW Document]. URL <https://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/schweizer-klima-im-detail/vorindustrielle-referenzperiode.html>
- Minergie, 2020. Minergie Geschäftsbericht 2019. Minergie Schweiz.
- Moore, Simon, 2019. Outlook for energy and minerals markets in the 116th Congress. Washington D.C.
- NTB, 2019. Ausblick auf mögliche Entwicklungen von WP-Anlagen bis 2050. Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Öko-Institut, 2015. Entwicklungsperspektiven des Gebäudesektors - Entwicklungsportfolio im Rahmen der Wissenschaftlichen Koordination des BMBF-Förderprogramms „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems. Öko-Institut.
- Prognos, 2020. Ex-Post-Analyse: Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000–2019. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos, 2018a. Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Deutschland, Berlin.

- Prognos, 2018b. Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050 – Auswirkungen auf das Kehrichtaufkommen für die thermische Verwertung in den KVA und die Gesamtauslastung der KVA. Im Auftrag des Verbands der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen (VBSA), Bern.
- Prognos, INFRAS, 2012. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos, TEP Energy, INFRAS, 2020. Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Verwendungszwecken. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), Bern.
- Prognos, TEP Energy, INFRAS, 2018. Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2017 nach Verwendungszwecken. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), Bern.
- Prognos, TEP, INFRAS, 2021a. EP2050+ Exkurs Biomasse Potenziale und Einsatz in den Szenarien, EP 2050+. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos, TEP, INFRAS, 2021b. Wasserstoff. Hintergrund zum Einsatz von Wasserstoff in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+. Bundesamt für Energie.
- Prognos, TEP, INFRAS, 2021c. EP2050+ Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS Potenziale, Kosten und Einsatz, EP 2050+. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos, TEP, INFRAS, 2021d. EP2050+ Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung, EP 2050+. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- PSI, 2019. Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. Aufdatierung des Hauptberichts (2017). Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- PSI, 2017. Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. Synthese. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Ragonesi, M., Paulus, A., Plüss, I., Notter, G., Ettl, M., Burkhardt, D., Miloni, R., Lenel, S., Bachmann, O., Schüller, E., Wolfisberg, U., Zurfluh, B., 2016. Bautechnik der Gebäudehülle.
- Remund, J., 2017. Solarpotenzial Schweiz, Solarwärme und PV auf Dächern und Fassaden. Swisolar.
- Schädle, K.-H., 2020. Geothermie in der Wärmeinitiative Schweiz.
- SECO, 2018. Langfristszenarien für das BIP, unveröffentlicht. Staatssekretariat für Wirtschaft.
- SIA, 2016. SIA 380/1 Thermische Energie im Hochbau, Ausgabe 2016. Zürich.
- SIA, 2015. SIA 2024 - Raumnutzungsdaten für Energie- und Gebäudetechnik. SIA.
- SLG, 2020. Licht-Markt Schweiz 2019. Schweizer Licht Gesellschaft.

- Stiftung Risiko-Dialog, 2019. The Role of Atmospheric Carbon Dioxide Removal in Swiss Climate Policy. Fundamentals and Recommended Actions. Bundesamt für Umwelt.
- Streicher, K.N., 2020. Cost-effective energy retrofit at national building stock level. Genève.
- STS, 2018. Swiss Tunnel Society, Fachgruppe für Untertagebau: Tunneldatenbank [WWW Document].
- TEP Energy, 2020a. Kantonale Energiekennzahlen und CO₂-Emissionen im Gebäudebereich. Zwischenbericht zuhanden BAFU, EnDK, KVV sowie kantonale Energie- und Umweltfachstellen, Bern.
- TEP Energy, 2020b. Kostenerhebungen, durchgeführt im Rahmen des laufenden BFE-Forschungsprojekts „Low Invest Cost Solutions (LICS)“.
- TEP Energy, 2016a. Potenzialabschätzung von Massnahmen im Bereich der Gebäudetechnik – Grundlagen für ein Potenzial- und Massnahmenkonzept der Gebäudetechnik zur Reduktion von Endenergie, Primärenergie und Treibhausgasemissionen. Studie im Auftrag von EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie, Bern.
- TEP Energy, 2016b. Erweiterung des Gebäudeparkmodells und Herstellung der Kompatibilität des SIA Effizienzpfades mit langfristigen energiepolitischen Zielen (Projekt GEPAMOD). Projekt im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern.
- TEP Energy, 2014. Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich - Synthesebericht zu Gebäudehülle und Heizanlagen. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- TEP Energy, 2013. Thermischer Energiebedarf in Zürich-Altstetten. Ist-Zustand (2010) und Entwicklungsszenarien bis 2050. Studie im Auftrag des Departements der Industriellen Betriebe der Stadt Zürich, Zürich.
- TEP Energy, Ecoplan, 2020. Erneuerbare- und CO₂-freie Wärmeversorgung Schweiz – Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen. TEP Energy im Auftrag der aee suisse, Bern.
- Thees, O., Burg, V., Erni, M., Bowman, G., Lemm, R., 2017. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL, Birmensdorf.
- VCS, 2019. Auto Umweltliste. Verkehrs-Club der Schweiz.
- Verenum, 2018. Planungshandbuch Fernwärme. Studie im Auftrag von EnergieSchweiz.
- Vöhringer, F., Vielle, M., Thalmann, P., Frehner, A., 2019. Costs and benefits of climate change in Switzerland. Clim. Change Econ., Climate Change Economics 10, 1–34.
- Wagner, R., Weisskopf, T., 2014. Erdsondenpotenzial in der Stadt Zürich, Schlussbericht. Weisskopf Partner GmbH i.A. Stadt Zürich, Amt für Hochbauten, Fachstelle Energie- und Gebäudetechnik, Zürich.

Wohlgemuth, D., 2015. Optimale Dämmstärken bei Wohngebäuden – Ökologische und ökonomische Optimierung. Masterthesis, Hochschule für Technik und Architektur, Luzern.

Wüest Partner, 2021. Heizsysteme - Entwicklung der Marktanteile 2007–2020. Bern.

Wüest Partner, 2020. Energiebezugsflächen 1990 - 2020.

Zorn, S., Hilse, H., Pommer, R., 2018. Energieeffizienz in der Landwirtschaft - Leitfaden für die Landwirtschaft.

Impressum

Energieperspektiven 2050+ Gesamtdokumentation der Arbeiten

Herausgeber

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel
Telefon: +41 61 3273-310
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_aG

Autoren

Prognos AG:

Dr. Andreas Kemmler, Dr. Almut Kirchner, Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Dr. Alexander Piégsa, Dr. Thorsten Spillmann, Hans Dambeck, Hanno Falkenberg, Sebastian Lübbers, Andreas Brutsche, Dina Tschumi, Julia Thureau, Florian Ess (ehemals Prognos AG), Christoph Thormeyer (ehemals Prognos AG)

TEP Energy GmbH:

Dr. Martin Jakob, Dr. Ulrich Reiter, Dr. Giacomo Catenazzi, Benjamin Sunarjo, Lia Weinberg, Jonas Müller, Larissa Lienhard

INFRAS AG:

Dr. Hans-Jörg Althaus, Dr. Brian Cox, Dr. Benedikt Notter

Kontakt

Dr. Andreas Kemmler (Projektleitung)
Telefon: +41 61 327 33 97
E-Mail: andreas.kemmler@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG

Stand: 20. Dezember 2021

Copyright: 2021 Jahr, Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG (2021): Energieperspektiven 2050+ - Gesamtdokumentation der Arbeiten. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.