

aeesUISSE

Dachorganisation der Wirtschaft für
erneuerbare Energien und Energieeffizienz



**Wärme Initiative
Schweiz**

TEP

ECOPLAN

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

Erneuerbare- und CO₂-freie Wärme- versorgung Schweiz

Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und
Auswirkungen

Schlussbericht vom 6. Juni 2020

Auftraggeber

AEE SUISSE, Wärme Initiative Schweiz

Auftragnehmer

TEP Energy GmbH
Rotbuchstrasse 68, CH-8037 Zürich
www.tep-energy.ch
Telefon +41 43 500 71 71

ECOPLAN

Monbijoustrasse 14, CH-3011 Bern
www.ecoplan.ch
Tel. +41 31 356 61 61
Fax +41 31 356 61 60

Autoren

Dr. Martin Jakob (Projektleitung), TEP Energy
Dr. Ulrich Reiter, TEP Energy
Dr. Giacomo Catenazzi, TEP Energy
Benjamin Sunarjo, TEP Energy
Larissa Lienhard, TEP Energy
André Müller, ECOPLAN
Dr. Sarina Steinmann, ECOPLAN
Dr. Andrea Herbst, Fraunhofer ISI
Dr. Claudio Nägeli, Chalmers University, sinom AB (in Gründung)

Begleitgruppe

Dr. Luca Baldini, EMPA
Urban Biffiger, Kanton Solothurn
Stefan Batzli, AEE Suisse
Marcus Diacon, Kanton Basel-Stadt
Jan Flückiger, Swisspower
Simon Geisshüsler, suissetec
Dr. Gianfranco Guidati, SCCER JASM
Andreas Haller, Swissolar
Andreas Hurni, Verband Fernwärme Schweiz (VFS)
Andreas Keel, Holzenergie Schweiz
Dr. Katharina Link, Geothermie-Schweiz
Ernst A. Müller, InfraWatt
Ulrich Nyffenegger, Kanton Bern
Christoph Rutschmann, Holzenergie Schweiz
Christoph Schär, suissetec
David Stickelberger, Swissolar
Adrian Stiefel, Stadt Bern

Die Autoren danken den Mitgliedern der Begleitgruppe und weiteren Kollegen für ihre Begleitung und ihre Beiträge zur vorliegenden Studie und bei der Wärmeinitiative und ihren finanzierenden und weiteren Mitgliedern für den Auftrag und für das Vertrauen. TEP Energy und Chalmers University of Technology bedanken sich bei EIT Climate-KIC für das co-funding (Project ID 190515 BTA, project Building Market Briefs).

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

Auftraggeber:

AEE SUISSE
Falkenplatz 11, CH-3001 Bern
Tel. +031 301 89 62
info@aeesuisse.ch
<https://www.aeesuisse.ch/de/imprint>

Ein paar Worte vorab

2017 hat die Schweizer Bevölkerung der Energiestrategie 2050 zugestimmt und das Parlament das Schweizer Klimaabkommen ratifiziert. Damit sind die energie- und klimapolitischen Weichen neu gestellt. Will die Schweiz die Klimaziele erreichen, dürfen ab 2030 keine Heizungen mit fossiler Energie mehr eingebaut werden. Heute sind wir noch weit davon entfernt.

Zwischen 2012 und 2018 wurden beispielsweise in der Stadt Zürich insgesamt über 80 Prozent aller fossiler Heizungen durch ebensolche ersetzt. Diese fossilen Heizungen stehen nun weitere 20 bis 25 Jahre im Keller und werden Klima und Eigentümer unter dem Strich mehr kosten als eine erneuerbare Lösung. Das ist nicht der Weg, der in eine dekarbonisierte Wärmeversorgung führen wird. Diese Entwicklung ist deshalb bedauerlich, weil erneuerbare und CO₂-neutrale Lösungen längstens verfügbar sind. Die Schweiz kommt bis 2050 ohne Wärmeenergie aus fossilen Quellen aus, davon sind wir überzeugt. Aber dafür braucht es die passenden Rahmenbedingungen.

Wie die Transformation in eine CO₂-neutrale Welt vor sich gehen kann, haben die beiden Beratungsfirmen TEP und ECOPLAN in unserem Auftrag nachgerechnet. Die Resultate sind ermutigend und zeigen deutlich: Eine CO₂-neutrale Wärmerversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist bis 2050 machbar. Je nachdem, welchen Massnahmenmix man wählt, ist eine Reduktion des CO₂-Austoss um rund 95 % möglich. Die restlichen Prozente fallen auf Härtefälle.

Mit der Revision des CO₂-Gesetzes werden die Weichen richtig gestellt. Good News also!

Jetzt gilt es, Hürden und Hemmnisse abzubauen, veraltete Denkmuster zu erneuern und die richtigen Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die Schweiz 2050 erneuerbar heizt und kühlt. Aktuell debattiert das Parlament über die Revision des CO₂-Gesetzes. Wir zeigen mit unserer Analyse, wie viele der im neuen Gesetz für den Gebäudebereich formulierten Artikel in die richtige Richtung zielen. Mit einem überarbeiteten CO₂-Gesetz wird die Dekarbonisierung des Wärmesektors zusätzlichen Schub erhalten.

Unsere Studie zeigt aber auch, dass das neue Gesetz die Dekarbonisierung lediglich auf den Weg bringt, diese aber noch nicht ins Ziel führen wird. Dafür braucht es weitere Anstrengungen. Dass die Empfehlungen und Erkenntnisse der Studie umgesetzt werden, dafür werden sich die Mitglieder der Wärmeinitiative Schweiz (waermeinitiative.ch) aktiv einsetzen. Wir hoffen, mit den nun geschaffenen Grundlagen weitere Mitstreiter von unserer Vision – und insbesondere auch ihrer Machbarkeit – überzeugen zu können. Nur wenn wir zusammenstehen, sind wir stark genug, die alte fossile Energiewirtschaft aus dem Wärmemarkt zu drängen. Wir sind voller Zuversicht: Dies wird uns gelingen.

Gianni Operto

Präsident AEE Suisse


Christoph Schär

Direktor suissetec, Vorsitzender der Wärmeinitiative Schweiz

Inhalt

Zusammenfassung	i - vi
1 Einleitung	1
2 Aktuelle Klima- und Energiepolitik	3
2.1 Ausgangslage	3
2.2 Klimapolitik	3
2.3 Energiepolitik von Bund und Kantonen	4
3 Methode	7
3.1 Systemgrenzen	7
3.2 Szenariodefinition	8
3.3 Modellrechnungen	14
4 Potenzielle Wärmecluster und erneuerbare Energien	17
4.1 Räumliche Nachfrage- und Clusteranalyse	17
4.2 Räumliche Potenzialanalyse der erneuerbaren Energien	22
4.3 Fazit zu den erneuerbaren Wärme- und Kältepotenzialen	34
4.4 Dynamik bei der Erschliessung von leitungsgebundenen Potenzialen	35
5 Dekarbonisierungs-Szenarien im Wärmebereich	37
5.1 Endenergienachfrage	37
5.2 Sektorübergreifende Ergebnisse	47
5.3 THG-Emissionen	55
6 Volkswirtschaftliche Auswirkungen	57
6.1 Direkte Mehr- und Minderkosten	58
6.2 Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten der Haushalte	60
6.3 Direkte und indirekte Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren	64
7 Umsetzungsstrategie und Empfehlungen	66
7.1 Umsetzungsstrategien	66
7.2 Empfehlungen	68
8 Literaturverzeichnis	73
9 Anhang	75

9.1	Modellgrundlagen (Auswahl)	75
9.2	Räumliche Potenzialanalysen	77
9.3	Detailauswertungen Haushaltsektor	78
9.4	Emissionsentwicklung pro Nachfragesektor	82
9.5	Monatsbilanzen	83
9.6	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	87



**«Grosse Werke voll-
bringt man nicht mit
Kraft, sondern mit
Ausdauer.»**

Samuel Johnson (1709 – 1784)

Zusammenfassung

Ausgangslage

Die Treibhausgas-Emissionen müssen rasch und stark reduziert werden. Darüber besteht in der Schweiz und international ein grosser Konsens. Um die Ziele des Klimaabkommens von Paris von 2015 und jene des Bundesrats vom Herbst 2019 (Netto-Null bis 2050) erreichen zu können, ist der Wärme- und Kältesektor bis 2050 vollständig zu dekarbonisieren. Dies bedeutet Folgendes: Die Bereitstellung von Wärme und Kälte im Gebäudebereich und im Industriesektor muss weitgehend ohne fossile Energieträger erfolgen. Dies betrifft sowohl Heizungen, Warmwassererzeuger und Prozessanlagen, welche für Wärme- und Kältezwecke eingesetzt werden, als auch die Erzeugung von Fernwärme und Strom sowie die Bereitstellung von Gasen.

Die Schweiz hat auf verschiedenen Ebenen Massnahmen ergriffen, um die CO₂-Emissionen massgeblich zu reduzieren. Die vorliegenden Untersuchungen zeigen auch: Die aktuellen Rahmenbedingungen, namentlich die Gebäudevorschriften der Kantone, das aktuelle CO₂-Gesetz und diverse Förderprogramme reichen jedoch nicht aus, den Wärmesektor bis 2050 zu dekarbonisieren.

Zielsetzung

Die Wärmeinitiative Schweiz (WIS), eine Allianz aus dem Bereich erneuerbare Wärme und Gebäudetechnik, hat das Ziel, den Wärmesektor bis 2050 zu dekarbonisieren, das heisst, eine 100 % erneuerbare und CO₂-neutrale Wärme- und Kälte-Versorgung zu etablieren. Um dafür die erforderlichen Voraussetzungen, Instrumente und Massnahmen zu definieren und auf verschiedenen Ebenen umzusetzen, hat die WIS die beiden Unternehmen TEP Energy und ECOPLAN beauftragt, eine umfassende Analyse mit folgenden Zielen zu erstellen:

- Konzipieren von Instrumenten und Massnahmen zur Dekarbonisierung des Wärme- und Kältesektors im Sinne einer Roadmap.
- Aufzeigen der Erfordernisse und der Auswirkungen im Rahmen von **zwei Dekarbonisierungsszenarien**:
 1. Im **Szenario «Vorschrift»** liegt der Fokus der Instrumente und Massnahmen auf gesetzlichen Vorschriften und Regulierungen. Dabei werden die Mustervorschriften der Kantone rasch flächendeckend eingeführt. Ab 2025 ist die CO₂-Belastung pro m² zu begrenzen, um den Einsatz von fossilen Energien bei Gebäude- und Heizungserneuerungen sukzessive zu reduzieren (Absenkpfad).
 2. Im **Szenario «Anreiz»** liegt der Fokus der Instrumente und Massnahmen auf ökonomischen und darunter insbesondere finanziellen Anreizen, um den Wärmesektor zu dekarbonisieren, u.a. mit einer raschen Erhöhung der CO₂-Abgabe auf 240 CHF im Jahr 2025, 300 CHF ab 2030. Zudem wird ein Ausbau der Förderprogramme unterstellt und mit Anreizen für thermische Netze in Städten ergänzt.

Die beiden Szenarien werden im Vergleich zu einem **Referenzszenario** bewertet, das die heutigen Rahmenbedingungen beinhaltet. Je **zwei Varianten** der Dekarbonisierungsszenarien sollen ausserdem einen vorhandenen Spielraum bei der Umsetzung aufzeigen. Diesen gibt es sowohl zwischen dezentralen, also den individuellen Heizanlagen im einzelnen Gebäude, als auch bei zentralen Konzepten mit Nah- und Fernwärme. Hier besteht auch ein Spielraum, was die verfügbaren Wärmequellen betrifft, beispielsweise Kehrlichtabwärme, See- oder Flusswasser oder auch Erdwärme verschiedener Tiefen.

Betrachtet werden Energieverbrauch und CO₂-Emissionen mit Fokus auf die Bereiche Gebäude und deren Wärmebedarf, Potenziale für erneuerbare Energien und deren räumlichen Übereinstimmung mit der Wärmenachfrage und auch

Abschätzungen in weiteren Bereichen (z.B. Industrieprozesse, Speicherung). Die Bewertung der Szenarien umfasst zudem die volkswirtschaftlichen Auswirkungen: Nutzen und Kosten der Dekarbonisierung und ihre Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren (Wertschöpfung und Beschäftigung) und Haushalte (Mehr- und Minderkosten) sowie generelle soziale Verteilungswirkungen.

Methodisches Vorgehen

Das Vorgehen umfasst für die verschiedenen Szenarien folgende Analyseschritte:

- **Gebäudebereich:** räumliche Identifikation von Gebäudeclustern für Wärmenetze mittels eines geographischen Informationssystems (GIS) sowie von Effizienzpotenzialen mit dem Gebäudeparkmodell (GPM)
- **Erneuerbare Energien** im Wärmebereich: umfangreiche räumliche Analyse von ortsgebundenen Energiepotenzialen wie Kehrlichtverwertungs- und Abwasserreinigungsanlagen, Oberflächengewässer, Grundwasser, oberflächennahe- sowie mitteltiefe Geothermie etc. ebenfalls im GIS
- **Industriebereich:** Vereinfachte Analyse der Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien bei Prozesswärme pro Branche sowie Prozesse pro Temperaturniveau mit dem Modell FORECAST Industry
- **Umwandlungssektor:** monatliche und saisonale Deckung des Gas-, Fernwärme- und Strombedarfs für Wärme- und Kältezwecke unter Einbezug des Speicherbedarfs
- **Volkswirtschaftliche Bewertung** der Investitions- und Lebenszykluskosten mittels bottom-up-Modellen und Auswirkungen auf Beschäftigung und Einkommensbelastung mittels Input-Output-Analyse

Diese Elemente werden zu einer Gesamtanalyse vereint. Sie bilden die Grundlage der Empfehlungen, welche die verschiedenen Zielgruppen zum Konzipieren von Umsetzungsinstrumenten brauchen.

Entwicklung der Energienachfrage

Der heutige Endenergieverbrauch im Wärmebereich für die Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie summiert sich in der Schweiz auf etwa 100 TWh. Trotz eines erwarteten, weiteren Bevölkerungswachstums (+ 22 % bis 2050) und dem damit verbundenen Anstieg der Beschäftigten (+ 14 % bis 2050) und dem Ausbau der Energiebezugsfläche (+ 26 % im Haushaltssektor und + 10 % im Dienstleistungssektor bis 2050) geht die Wärmenachfrage bis 2050 je nach Szenario (geringfügig) zurück (- 10 % bis - 20 % bis 2050). Dies wird durch Effizienzsteigerungen erklärt: Gebäudeerneuerungen, Neu- und Ersatzneubauten sowie Dämmvorschriften sind die wesentlichen Treiber für die Entwicklung im Bereich der Gebäudehülle. Im Industriesektor nimmt die Wärmenachfrage im Referenzszenario aufgrund der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung um rund 13 % zu, währenddessen sie in den Dekarbonisierungsszenarien wegen Effizienzsteigerungen (z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen und kombinierten Wärme-Kälte-Anlagen) um rund - 10 % abnimmt. Über alle Sektoren zusammen ergibt sich bis 2050 ein Endenergieverbrauch für Wärme von 80-90 TWh, davon rund 60 TWh für Raumwärme und Warmwasser sowie 20-25 TWh für Tief- bis Hochtemperatur-Prozesswärme.

Die erwähnten Nachfragetreiber können teilweise durch politische Massnahmen beeinflusst werden. Werden die beiden Szenarien miteinander verglichen, zeigen die Ergebnisse der Modellrechnungen allerdings geringfügige Unterschiede. Wenn vermehrt allgemeine Anreize wie Förderungen für die Gebäudehülle eingesetzt werden, ist dies etwas effektiver als mit den unterstellten Vorschriften. Diese zielen auf die Reduktion der CO₂-Emissionen ab und forcieren damit vor allem den Energieträger, weniger die Gebäudehüllenerneuerungen. Die etwas stärkere Abnahme der Energienachfrage im Anreizszenario verdeutlicht dies.

Potenziale Nachfragecluster

Die Energienachfrage hat nicht nur eine zeitliche und sektorale, sondern auch eine räumliche Struktur, ausgedrückt zum Beispiel durch eine unterschiedliche Energiedichte (MWh pro Hektare). Diese Unterschiede sind wesentlich im Hinblick auf die Nutzung der Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen (EEQ). In der Tat ist ein Grossteil der Potenziale räumlich gebunden oder ortsfest. Dies betrifft zum einen Abwärme aus Industrie und Infrastruktur wie Kehrlichtverwertungs- und Abwasserreinigungsanlagen und zum anderen Umgebungswärme aus Boden und Wasser (Seen, Flüsse, Grundwasser und Geothermie).

Ein Grossteil dieser EEQ ist nur durch ein Wärmenetz nutzbar. Darum sind mittels GIS-Analysen die Gebäude identifiziert worden, die durch Cluster potenziell mit solchen Wärmenetzen verbunden werden können. Deren Anbindungsfähigkeit hängt zum einen von der Siedlungsstruktur, der Effizienz der Gebäude und den Investitionskosten der Wärmenetze ab. Zum anderen spielen auch die «erlaubten», das heisst die unterstellten maximalen Wärmeverteilungskosten (im Referenzszenario 3 bis 6 Rp/kWh, in den Dekarbonisierungs-Szenarien 4 bis 10 Rp/kWh) eine wichtige Rolle. Im Referenzszenario lassen sich damit potenziell Gebiete erschliessen, in denen sich 5 % der Nachfrage der Einfamilienhäuser, 25 % bis 30 % der Mehrfamilienhäuser und bis zu 60 % der Dienstleistungsgebäude befinden. In den Dekarbonisierungs-Szenarien liegt je nach Gebäudetyp 40 bis über 80 % der Nachfrage in solchen Gebieten. Der Grund dafür: Es werden höhere Verteilungskosten zugelassen.

Wieviel von der Nachfrage tatsächlich durch Wärmenetze versorgt wird, hängt von den verfügbaren Potenzialen und von der Attraktivität von konkurrierenden dezentralen Lösungen ab. Auf die Potenziale wird gleich anschliessend eingegangen, auf den Versorgungsmix in den verschiedenen Szenarien im darauffolgenden Abschnitt «Deckung der Nachfrage durch erneuerbare Energien».

Potenziale erneuerbare Energien

Die thermischen erneuerbaren Energien liegen in verschiedener Form und räumlicher Konzentration vor. Sie lassen sich frei transportieren und lagern (z.B. Holz), benötigen ein Transport- und Verteilnetz (orts- und leitungsgebundene Potenziale) oder bedingen eine Nutzung direkt am Gebäude (standortgebundene Potenziale). Die GIS-gestützten räumlichen Energieanalysen (REA) zeigen folgende Ergebnisse (Tabelle 1):

- Die gebäudegebundenen Potenziale Solarthermie, Luft und Erdwärmesonden machen etwa 50 bis 75 TWh aus (inkl. Regeneration der Erdwärmesonden durch Solarenergie oder Gebäudekühlung sowie WP-Strom).
- Die Potenziale aus KVA, ARA, Gewässern, mitteltiefer Geothermie, die mit thermischen Netzen zu erschliessen sind, betragen 18 TWh bei tiefen, 38 TWh bei mittleren und 44 TWh bei hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung (Angaben jeweils inkl. WP-Strom und rund 25% bis 30 % Energieanteil aus Spitzenlastanlagen, z.B. aus Holz oder Biogas). Nicht berücksichtigt ist dabei die tiefe Geothermie, welche ebenfalls thermische Netze bedingt und leitungsgebundene Potenzial zusätzlich erhöht.
- Die gebäudeungebundenen inländischen Potenziale Holz und Biogas summieren sich auf knapp 20 TWh.

Unter Berücksichtigung von Doppelzählungen ergibt sich ein Total von mindestens 100 TWh an erneuerbarer Energie für Wärmezwecke (ohne Photovoltaik).

Ein Grossteil der thermischen Potenziale, namentlich Umweltenergie aus Luft, Gewässern, Abwasserreinigungsanlagen, oberflächennaher und mitteltiefer Geothermie befindet sich auf einem tiefen bis mittleren Temperaturniveau. Diese Potenziale können nur mit Wärmepumpen genutzt werden, die in der Regel mit Strom betrieben werden. Wird dieser Strom, der letztlich ebenfalls als Wärme genutzt wird, ebenfalls durch erneuerbare Energien erzeugt (z.B. aus

Wasserkraft, Photovoltaik, Wind, Biomasse/Biogas oder KVA), kann der Wärmebedarf im Jahr 2050 durch die verfügbaren Potenziale an erneuerbaren Energiequellen mehr als gedeckt werden.

Tabelle 1: Zusammenstellung der nachhaltig nutzbaren, erneuerbaren thermischen Energiequellen und Photovoltaik.

Energiequelle	Potenzial [TWh]	
	Monovalent	Bivalent ²⁾
Holz	14	
Biogas	6	
Solarenergie (thermisch, Direktnutzung für Heizen und Warmwasser)	< 11 (Dach + Fassade)	
Solarenergie (PV)	50	
Luft ¹⁾	25-35	
Erdsonden (bodennah, ohne Regeneration) ¹⁾	8	
Erdsonden (bodennah, mit Regeneration) ¹⁾	31-35	
KVA	2	5
ARA ¹⁾	2	7
Seen, Flüsse ¹⁾	1-21	1-17
Grundwasser ¹⁾	1-5	1-9
Mitteltiefe Geothermie ¹⁾	8-31	4-22

¹⁾ Inkl. Strom für dezentrale bzw. zentrale Wärmepumpen

²⁾ Inkl. rund 30 % hochwertige Energie aus Spitzenlastanlagen, z.B. aus KVA, Holz oder Biogas

Quelle: TEP Energy, diverse (siehe Tabelle 16)

Als erstes Fazit kann aus dem eben ausgeführten gezogen werden: Aus energetischer Sicht lässt sich der Wärmesektor grundsätzlich dekarbonisieren. Dafür muss ein grosser Teil der Potenziale genutzt werden und es müssen teil-

weise Nah- und Fernwärmenetze zum Einsatz kommen. Diese sind vor allem im urbanen Umfeld und bei grösseren Gebäuden von besonderem Interesse.

Deckung der Nachfrage durch erneuerbare Energien

Im Referenzszenario ist bereits ein deutlicher Trend hin zu erneuerbaren Energien festzustellen. Dieser ist in den Gebäudesektoren deutlich stärker ausgeprägt als in der industriellen Prozessenergie. In der Summe wird im Referenzszenario im Jahr 2050 noch etwa 44 % der Wärmenachfrage durch fossile Energieträger gedeckt.

In den Dekarbonisierungs-Szenarien kann die fossile Energie grundsätzlich komplett ersetzt werden. Hierbei besteht ein gewisser Spielraum in der konkreten Umsetzung, sowohl was die Instrumente betrifft (Anreize bzw. Vorschriften) als auch den konzeptionellen Ansatz (eher dezentrale oder zentrale Wärmebereitstellung).

So variiert beispielsweise der Anteil der thermischen Netze zwischen den Szenarien im Jahr 2050 von 8 % (Referenz) bis 14 % (Szenario «Vorschrift», Variante 1) und bis zu 27 % (Szenario «Vorschrift», Variante 2). Im Haushaltssektor variiert der Anteil thermischer Netze im Jahr 2050 von 5 % (Referenz) bis 12 % (Szenario «Vorschrift») in Variante 1 und bis 25 % in Variante 2. Im Dienstleistungssektor liegen die Anteile noch höher, aufgrund der hohen Nachfrage in urbanen Gebieten. Die Anteile variieren hier im Jahr 2050 zwischen 9 % (Referenz) bis 19 % (Szenario «Vorschrift») in der Variante 1 und bis zu 42 % (Szenario «Vorschrift») in Variante 2. Zum Vergleich: der leitungsgebundene Energieträger Erdgas hat heute einen Anteil von 21 % (Haushaltssektor) und 28 % (Dienstleistungssektor) an der jeweiligen Wärmenachfrage und der Aufbau der Gasversorgung dauerte mehrere Jahrzehnte.

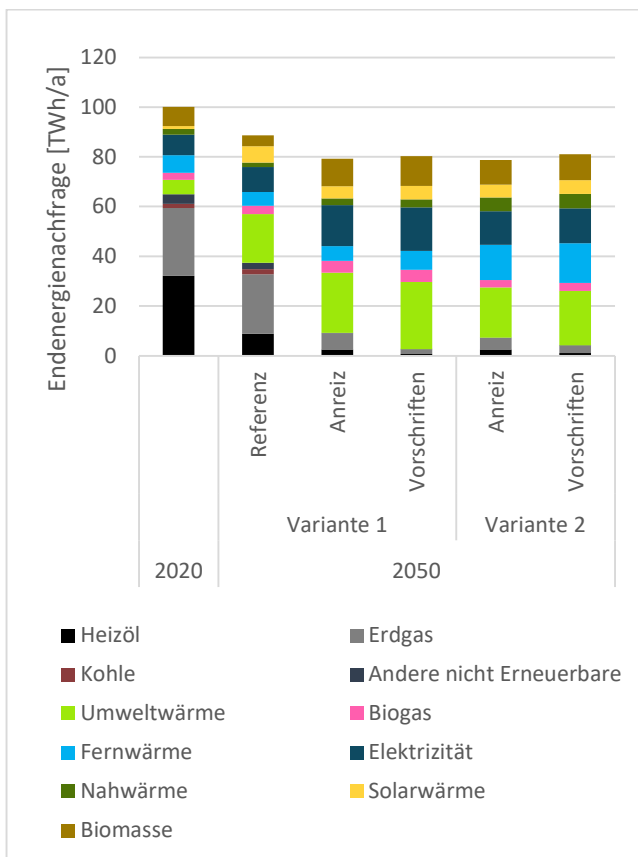


Abbildung 1 Endenergienachfrage in 2050 für die Hauptszenarien Referenz, Anreiz und Vorschrift und die jeweiligen Varianten 1 und 2

Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft, Geothermie, Kehrichtverwertungsanlagen, Abwasserreinigungsanlagen, Gewässern.

Quelle: TEP Energy

Stromnachfrage der Dekarbonisierung

Obwohl in allen Dekarbonisierungs-Szenarien Wärmepumpen eine deutlich höhere Bedeutung erlangen, steigt der Strombedarf für Raumwärme und Warmwasser nur moderat an (um rund 2 TWh im Szenario «Vorschrift»). Das heisst konkret: Um rund 3.5 % verglichen mit der Wärmenachfrage des Gebäudesektors heute und um knapp 5 % verglichen mit der Schweizer Stromnachfrage heute. Dies hat mit dem grossen Effizienzpotenzial zu tun, das insbesondere im Gebäudebereich genutzt werden

kann: Zum einen werden im Wärmesektor Elektroheizungen und Elektro-Warmwasserspeicher ersetzt. Zum anderen können effizientere Geräte eingesetzt und gebäudetechnische und industrielle Anlagen effizienter geplant und betrieben werden, z.B. in den Bereichen Lüftung, Kälte und Beleuchtung.¹

Im Industriesektor (Prozesswärme) erhöht sich die Stromnachfrage um knapp 7 TWh bis 2050. Da die industrielle Stromnachfrage weniger starken monatlichen Schwankungen unterliegt, ist der Einfluss auf den Winterstrombedarf weniger stark ausgeprägt.

Zur Veränderung in den Nachfragesektoren kommt ein zusätzlicher Strombedarf aus WP-Anlagen bei der Fernwärme in der Höhe von 1 bis 3 TWh, je nach Variante.

Aus der in der Studie modellierten strombasierten Wärmenachfrage lässt sich anhand der spezifischen Lastprofile die jeweilige Monatsbilanz erstellen (siehe Abbildung 2 exemplarisch für die Variante 1 des Vorschriftenszenario). Bei dieser Betrachtungsweise wird auf die wärmerelevante Stromnachfrage (inkl. industrielle Prozesse und Fernwärme) fokussiert.

Der zusätzliche Winterstrombedarf aufgrund der Dekarbonisierung des Wärmesektors beträgt je nach Szenario rund 4 bis 7 TWh und kann durch einen geeigneten Mix aus PV, Biogas-WKK, Speicher und Wind gedeckt werden, wobei beim Wind auch Beteiligungen und Importe in Frage kommen.

¹ In diesen Bereichen sind Stromeffizienzgewinne unterstellt. Dies wird in den wärmebezogenen Monatsbilanzen (Abbildung 2) im Sinne eines konservativen

Ansatzes nicht berücksichtigt, in den Gesamtmonatsbilanzen (Abschnitt 9.5 im Anhang) hingegen schon.

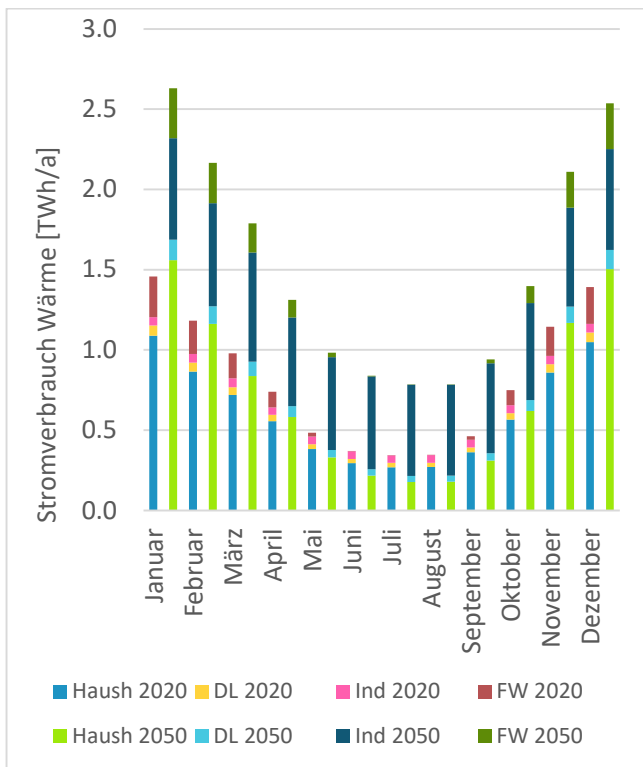


Abbildung 2 Monatsbilanz der wärmebezogenen Stromnachfrage im Vorschriftsszenario für die Jahre 2020 und 2050 der Variante 1.

Quelle: TEP Energy

Dekarbonisierung des Wärmesektors

Die CO₂-Emissionen aus dem Bereich Wärme betragen gemäss den neusten verfügbaren statistischen Grundlagen (2018) rund 18 Mio. t CO₂, was rund 40 % aller Treibhausemissionen in der Schweiz entspricht. Durch Effizienzsteigerungen und die Umstrukturierung der Wärmeerzeugung weg von den fossilen Energieträgern Öl und Erdgas in Richtung erneuerbare Energien reduzieren sich diese Emissionen im Referenzszenario um knapp die Hälfte. Vor allem im Industriesektor stagniert die Emissionsentwicklung, sofern nicht wirksame Instrumente eingeführt werden.

In den beiden Dekarbonisierungs-Szenarien führt eine sorgfältig aufeinander abgestimmte Palette von wirksamen Instrumenten zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen. Dabei weist das Szenario «Verbot» mit - 95 % eine

höhere Reduktion aus und das Netto-Null-Ziel wird im Wesentlichen erreicht. Im Szenario «Anreiz» werden - 85 % erreicht. Hier sind nebst den unterstellten Instrumenten weitere Massnahmen erforderlich, zum Beispiel eine befristete Betriebsbewilligung von fossilen Heizungen bis maximal 2050, die stärkere Förderung von erneuerbaren Energien wie beispielweise Biogas und/oder von speziellen Lösungen bei Härtefällen.

Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Die Dekarbonisierung des Wärmemarktes erfordert in der Transitionsphase 2020 bis 2050 Investitionen von durchschnittlich 2.2 Mrd. CHF pro Jahr. Dem stehen jährlich Kosteneinsparungen von 0.7 Mrd. CHF gegenüber. Dies führt netto zu direkten und indirekten Kosten von jährlich rund 1.5 Mrd. CHF. Umgerechnet auf einen durchschnittlichen Einpersonenhaushalt entspricht dies 200 CHF, bezogen auf eine durchschnittliche vierköpfige Familie sind es jährlich 420 CHF. Darin enthalten sind nicht nur die direkten Kosten, sondern auch die Aufwendungen bei den Netzen, bei der Speicherung und im Industriesektor. Diese Vollkostenrechnung berücksichtigt alle direkten und indirekten Effekte.

Wie die Dekarbonisierung des Wärmemarktes ärmere und reichere Haushalte trifft, hängt wesentlich vom gewählten Szenario ab. Im Szenario «Vorschrift» werden die ärmeren, erwerbstätigen Haushalte im Vergleich stärker belastet als im Szenario «Anreiz». Letzteres hat einen grossen Vorteil: Hier stehen mit der CO₂-Abgabe beziehungsweise deren Rückverteilung und mit Förderbeiträgen grundsätzlich zwei Instrumente zur «sozialen» Ausgestaltung der Dekarbonisierung zur Verfügung.

Für die Wirtschaft als Ganzes bringt die Dekarbonisierung des Wärmemarktes eine leichte Zunahme der Wertschöpfung.

Die Anzahl der Beschäftigten nimmt in beiden Szenarien insgesamt um knapp 4000 Vollzeitäquivalente zu. Der Zugewinn an Arbeitsplätzen

ist vor allem auf eine Verschiebung von produktiveren Arbeitsplätzen mit einer höheren Entlohnung zu tendenziell leicht weniger produktiven Arbeitsplätzen in Wirtschaftssektoren mit einer tieferen Entlohnung (bspw. Gebäudetechnik- und Baubranche) zurückzuführen. Darum nimmt die Wertschöpfung nur leicht zu.

Auf der Nutzenseite fallen zudem sogenannte Sekundärnutzen wie z.B. bessere Luft, Komfortgewinne und First-Mover-Vorteile an. Diese sind in dieser Studie nicht quantifiziert, sondern qualitativ berücksichtigt worden.

Schlussfolgerungen

Die Dekarbonisierung des Wärme- und Kältesektors in der Schweiz kann grundsätzlich gelingen. Dies wird mit den durchgeführten Analysen aufgezeigt. Zwischen den beiden Szenarien „Anreiz“ und „Vorschrift“ bestehen gewisse, aber keine grundlegenden Unterschiede. Sie unterscheiden sich aber gewiss hinsichtlich der sozialen Verteilungswirkungen.

Bei beiden Szenarien ist ein ähnlicher Technologie- und Energiemix erforderlich. Dabei kommt nebst der Effizienzsteigerung auf allen Ebenen vor allem dem Wechsel von fossilen auf erneuerbare Energien eine hohe Bedeutung zu. Ein solcher Wechsel ist in den meisten Bereichen kosteneffizient möglich. Er kann mit einem stärkeren Fokus auf dezentrale Lösungen erfolgen (Variante 1) oder mit einem stärkeren Fokus auf leitungsgebundene Energiequellen (Variante 2).

Zu Netto-Mehrkosten führen letztlich erforderliche Investitionen in die erneuerbare Stromerzeugung (Strom für Wärme), Netze, Speicher (v.a. saisonale) und Massnahmen im Industriebereich (namentlich Prozesswärme). Dies führt zu gewissen wirtschaftlichen Mehraufwänden, diese sind aber relativ gering: Die direkten und indirekten Effekte betragen je nach Szenario und Haushaltstyp 0.2 % bis 0.4 % des verfügbaren Einkommens (d.h. des tatsächlichen Einkommens abzüglich „Zwangsausgaben“) beziehungsweise umgerechnet 100 bis 360 CHF pro Person und Jahr. Die Belastung ist im Szenario „Anreiz“ etwas höher, obwohl das Ziel weniger vollständig erreicht wird als im Szenario

„Vorschrift“. Dafür resultiert im Anreizszenario am Ende der Betrachtungsperiode im Jahr 2050 ein effizienterer Gebäudebestand und damit ein höherer Nutzen.

In beiden Szenarien können unerwünschte soziale Auswirkungen und Härtefälle bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Hauptinstrumente oder durch flankierende Massnahmen (Rückverteilung CO₂-Abgabe, zielgerichtete Bereitstellung von leitungsgebundenen Energieträgern, gezielte Förderung bei Härtefällen etc.) abgefedert werden.

Empfehlungen

Aufgrund der insgesamt eher marginalen Unterschiede und der eher geringen Auswirkungen der beiden Dekarbonisierungs-Szenarien ist – ausser im Industriebereich – keinem der beiden Szenarien ein klarer Vorzug zu geben. Vermutlich werden in der klimapolitischen Umsetzung Elemente aus beiden Ansätzen verfolgt werden.

Die folgenden Empfehlungen fokussieren deshalb auf einzelne Punkte, die besonders zu beachten sind. Sie stützen sich sowohl auf die durchgeführten Modellierungsarbeiten als auch auf den Erfahrungsschatz aus früheren Arbeiten. Sie sind nach den einzelnen Stakeholdern gegliedert.

BUND

Für die Dekarbonisierung im Wärmebereich empfehlen wir auf Bundesebene folgende Massnahmen:

- *CO₂-Abgabe bis 2030 auf 300 CHF/t CO₂*: Die CO₂-Abgabe ist – vorangekündigt – bis 2030 schrittweise auf 300 CHF/t CO₂ anzuheben. Eine weitere Anhebung darüber hinaus bringt nach jetzigen Erkenntnissen keine wesentlichen weiteren CO₂-Einsparungen. Solche sind subsidiär mit anderen Massnahmen zu erreichen.
- *Ausnahmereglung / Befreiung von der CO₂-Abgabe*: Die Befreiung der Unternehmen von der CO₂-Abgabe ist restriktiver auszugestalten. Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und Härtefälle zu

vermeiden, können Erträge aus der CO₂-Abgabe gezielt zur Förderung von Dekarbonisierungsmassnahmen im Industriebereich eingesetzt werden.

- *Alternative zu einem Zielvereinbarungssystem:* Für die von der CO₂-Abgabe befreiten Unternehmen soll ein Abgaberückerstattungs-System mit vom Output abhängigen Benchmarks ab 2030 umgesetzt werden.
- *Dekarbonisierung der Prozesswärme:* Aufgrund der Heterogenität der CO₂-vermeidenden Massnahmen sind Vorschriften bei der Prozesswärme nicht zielführend. Der in der Schweiz vorgezeichnete Weg mit Zielvereinbarungen wird – auch bei höheren CO₂-Abgaben – nicht zu einer Dekarbonisierung im Prozesswärmebereich führen. Zu prüfen ist stattdessen eine direkte Förderung der Dekarbonisierung in Form von Beiträgen an (mitteltiefer) Geothermie, Biogas und Holz sowie an den gezielten Einsatz von WP zur Steigerung der Exergie sowie von Prozessinnovationen und -substitutionen.

Als weitere Fördermassnahme ist eine teilweise oder vollständige Befreiung von Netznutzungsgebühren vorzusehen, z.B. im Bereich Fernwärmeerzeugung (Grosswärmepumpen) oder Industrieprozesse, insbesondere wenn es sich um flexible Verbraucher handelt.

KANTONE UND GEMEINDEN

Im Hinblick auf die Dekarbonisierung im Wärmebereich empfehlen wir den Kantonen, eine Aktualisierung und gegebenenfalls Erweiterung ihrer kantonalen Energie- und Klimakonzepte, -pläne und -strategien. Gleichzeitig müssen – sofern notwendig – die rechtlichen Grundlagen geschaffen werden für die Umsetzung folgender zentraler Massnahmen:

- *Verpflichtende kommunale Energieplanung:* Die lokale Verfügbarkeit von erneuerbaren Wärmequellen und Heizsystemen ist möglichst rasch gebäudescharf und vorausschauend zu definieren. Weiter sind Nachfrage- und Angebotszonen für erneuerbare Energien festzulegen und den Gebäudeeigentümern zu kommunizieren.

- *Konzessionen mit Zielvereinbarung.* Gemeinden sollen Gebietskonzessionen mit verbindlich einzuhaltenden Energie- und Klimazielen vergeben können.
- *Auf- und Ausbau von thermischen Netzen inkl. Übergangslösungen für Eigentümer.* Ein Grossteil der Potenziale erneuerbarer Energien lässt sich nur durch grössere, leitungsgebundene Projekte erschliessen. Gerade in Städten und urbanen Räumen ist dies meist die einzige Lösung. Aufgrund des langfristigen Charakters solcher Projekte ist deren Aufbau gezielt zu unterstützen (planerisch und mit wirtschaftlichen Instrumenten wie z.B. Risikogarantien, Vorinvestitionen, Beteiligungen). Um hohe Anschlussgrade zu ermöglichen, sind den Gebäudeeigentümern im Perimeter solcher Projekte kurzfristig Übergangslösungen anzubieten, bis das Angebot bereitsteht.
- *Unterstützende Anreize zur Bundesregelung:* Die Kantone können weitere – die kommende Bundesregelung unterstützende – Instrumente umsetzen. Dies vorab mit *Bonus-Malus-System beim Ersatz fossiler Heizungen* und dem *Ausbau der finanziellen Förderung* zugunsten von Massnahmen an der Gebäudehülle, um die Energieeffizienz weiter zu steigern. Dies ist in Anbetracht der beschränkten Potenziale und mit Blick auf Leistungsaspekte und den saisonalen Ausgleich eine wichtige Grundvoraussetzung.

Weitere Massnahmen: *Förderung thermischer Netze* (z.B. als rollierender Fonds, zinslose Darlehen oder Investitions- bzw. Risikogarantien als subsidiäre Instrumente zu den Konzessionen mit Zielvereinbarung); *befristete Betriebsbewilligung für fossile Heizungen* (sofern nicht auf Bundesebene bereits verankert); *Eigentümerstrategie bei EVUs:* Kantone mit namhaften Beteiligungen an EVU sollen die Dekarbonisierung bis 2050 und die Integration erneuerbarer Energien in die Versorgung (Beschaffung, Netze) in ihre Eigentümerstrategie der EVU aufnehmen beziehungsweise darauf hinwirken.

GEBÄUDEBRANCHEN

Unternehmen der Gebäudebranchen spielen bei der Umsetzung jeglicher Dekarbonisierungsstrategien eine zentrale Rolle. Neben ihrer fachlichen Arbeit und ihren planerischen, technischen und betrieblichen Angeboten betrifft dies insbesondere die passende Beratung ihrer Kunden am *Point of sale*:

- Installateure sind oft im entscheidenden Moment die ersten oder gar einzigen Ansprechpartner im Fall eines Heizungsersatzes. Entsprechend sind sie so fortzubilden und mit Anreizen zu berücksichtigen, damit sie ihre Kunden in Bezug auf die Umstellung auf erneuerbare Energien adäquat beraten (siehe EnergieSchweiz-Kampagne «Erneuerbar heizen»).
- Ähnliches gilt für Maler, Gipser und Dachdecker, die durch zielgerichtete Beratung den Eigentümern zu klimaverträglichen Entscheidungen verhelfen.
- Immobilienverwaltungen, Treuhänder und technische Facility Manager sind ebenfalls Branchen mit einem (dauerhaften) Direktkontakt zu Entscheidungsträgern (private und institutionelle Gebäudeeigentümer) und können mit (neuen) zielgerichteten Angeboten den Eigentümern den Nutzen von effizienten Gebäuden und erneuerbaren Anlagen aufzeigen.

Branchenverbände können, in Zusammenarbeit mit Programmen wie EnergieSchweiz, Unternehmen und ihre Mitarbeitenden unterstützen, solche Angebote zu entwickeln beziehungsweise sich entsprechend fortzubilden – erste Verbände tun dies bereits. Darüber hinaus nehmen sie eine wichtige Funktion wahr bei der Entwicklung von Netzwerken entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Hersteller – Planer – Installateur – Betreiber und Bewirtschafteter). Damit kann der Wissenstransfer bei der Einführung neuer Technologien deren Weg in den Markt erleichtern.

ALLGEMEIN

Diese zentralen Massnahmen sind durch geeignete Ansätze im Bereich Information und Kommunikation zu ergänzen. Dabei sind auch neue, zeitgemässe Formen zu finden, zum Beispiel niederschwellige Tools und Beratungsformen, spielerische Apps, Quartiersveranstaltungen, Dachbodenentrümpelungs- und Dämmaktionen und vieles mehr.



1 Einleitung

In der Schweiz und international besteht in Anbetracht des Klimawandels ein grosser Konsens, die CO₂-Emissionen rasch und stark zu reduzieren. Der neueste IPCC Bericht von Herbst 2018 hat die Dringlichkeit von CO₂-Reduktionsmassnahmen noch einmal verstärkt (IPCC 2018). Um sich an der Lösung des Problems zu beteiligen, ist die Schweiz auf verschiedenen Ebenen bestrebt, Zielsetzungen, Strategien und Massnahmen zu definieren und umzusetzen.

Da in der Schweiz aktuell rund ein Viertel aller CO₂-Emissionen aus dem Gebäudebereich stammt, besteht hier besonders grosser Handlungsbedarf und ein grosses Reduktionspotenzial (BAFU 2019a). Auf den Industriebereich entfällt ein ähnlich grosser Teil des fossilen Brennstoffverbrauchs, weshalb auch in diesem Bereich Effizienz- und Substitutionsmassnahmen zu initiieren sind.

Die Diskussionen zum neuen CO₂-Gesetz nach 2020 und dem Gebäudeprogramm zeigen, dass dies dem Bund und der Politik bewusst ist und die Beteiligten bestrebt sind, die notwendigen Rahmenbedingungen zur Emissionsreduktion zu schaffen. Jedoch ist klar, dass die bisherigen Rahmenbedingungen und Massnahmen nicht ausreichen, den Wärmesektor bis 2050 zu dekarbonisieren (Prognos 2012; Iten et al. 2017b; NCCS 2018).

Um zu verstehen, welche Voraussetzungen, Instrumente und Massnahmen für eine effektive und weitreichende CO₂-Reduktion erforderlich sind und welche Auswirkungen deren Umsetzung hätten, braucht es weitere techno-ökono-

mische Analysen. Ausgehend von diesen Analysen können gezielte Massnahmen definiert und diese dann zielorientiert auf verschiedenen Ebenen vorangetrieben werden. Im Auftrag der «Wärme Initiative Schweiz»² wird zur erneuerbaren Wärmezukunft der Schweiz eine solche Analyse erstellt und deren Ergebnisse in dem hier vorliegenden Bericht zusammengefasst. Folgende Fragen werden in der Analyse beantwortet:

- Welche Massnahmen müssen in der Schweiz in den nächsten Jahren getroffen werden, um eine möglichst effiziente und kostengünstige Dekarbonisierung des Wärmesektors bis 2050 sicherzustellen?
- Welche technologischen, politischen und finanziellen Rahmenbedingungen müssen gegeben sein, um diese Massnahmen wirkungsvoll und plausibel nachvollziehbar ausgestalten zu können?

Bei der Beantwortung dieser Fragen wird sowohl die Wärmenachfrage sämtlicher Gebäude der Schweiz als auch der prozessspezifische Energiebedarf berücksichtigt. Zudem fliessen die indirekten Emissionen bei der Stromproduktion für Wärmezwecke und die Fernwärmeerzeugung in die Analyse ein. Um den erforderlichen Massnahmenmix beschreiben zu können, werden ausgehend von einem Referenzszenario zwei Szenarien entwickelt, welche mögliche Pfade für die Dekarbonisierung des Wärme- und Kältesektors der Schweiz darstellen:

- Im Szenario «Anreiz» liegt der Fokus der Instrumente und Massnahmen auf ökonomischen und darunter insbesondere finanziellen Anreizen, um den Wärmesektor zu dekarbonisieren.
- Im Szenario «Vorschrift» liegt der Fokus der Instrumente und Massnahmen auf gesetzlichen Vorschriften und Regulierungen, welche ab 2025 einen Grenzwert für die CO₂-Emissionen (kg/m²) bei Gebäuden vorsehen.

² Die Wärmeinitiative Schweiz ist ein Projekt der AEE Suisse, das getragen von verschiedenen Partnern und

Branchenvertretern, die Dekarbonisierung des Wärmemarktes in der Schweiz rasch voranbringen soll.

Dieser Grenzwert wird in den Folgejahren kontinuierlich abgesenkt, um den Einsatz von fossilen Heizsystemen bei Gebäude- und Heizungserneuerungen zu reduzieren.

Mit zwei Varianten der Dekarbonisierungs-Szenarien wird aufgezeigt, dass bezüglich der konkreten konzeptionellen und technischen Umsetzung ein gewisser Spielraum besteht, namentlich was individuelle gebäudespezifische Lösungen im Vergleich zur Nutzung von Nah- und Fernwärme im Allgemeinen und mit mitteltiefer Geothermie im Besonderen betrifft.

Anhand von Modellrechnungen wird analysiert, welche Auswirkungen die Instrumente und Massnahmen der Szenarien und ihrer Varianten bis 2050 haben können. Dabei werden vor allem die CO₂-Emissionen, die Energienachfrage und die volkswirtschaftlichen Folgen analysiert. Ausgehend von diesen Ergebnissen wird ein Massnahmenmix vorgeschlagen, wie das Ziel der Wärmeinitiative erreicht werden kann.

Um die Herleitung des modellierten Massnahmenmix darzustellen, werden zuerst die aktuellen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen der Schweiz erläutert (Kapitel 2).

Im Anschluss daran werden in Kapitel 3 die Szenarien definiert sowie die Berechnungsmethode und die eingesetzten Modelle genauer erläutert. Eine wesentliche Grundlage der vorliegenden Analysen stellen die räumlichen Potenzialanalysen dar. Dies betrifft sowohl ortsfeste und räumlich erneuerbare Energiequellen als auch potentielle Nachfragecluster (d.h. potenzielle Nah- und Fernwärmeverbünde). Entsprechende Ansätze und Ergebnisse sind in Kapitel 4 näher beschrieben.

Neben der Darstellung des Referenzszenarios folgen die Resultate der zwei Dekarbonisierungs-Szenarien, eines Anreiz- und eines Vorschriftsszenarios, in Kapitel 5. Die Nachfrage- und Kostenergebnisse bilden die Basis für die volkswirtschaftlichen Analysen, welche in Kapitel 6 aufgeschlüsselt werden.

Basierend auf den Gesamtergebnissen wird die Bedeutung dieser Resultate diskutiert und aufgezeigt, welche Massnahmen auf Grund der Analysen umgesetzt werden sollten (Kapitel 7).



2 Aktuelle Klima- und Energiepolitik

2.1 Ausgangslage

Ein grosser Anteil der Schweizer CO₂-Emissionen stammt heute noch aus den Sektoren Gebäude und Industrie, dies aufgrund der Verbrennung fossiler Energieträger wie Heizöl und Erdgas (siehe Abbildung 3). Daneben gehören die Emissionen aus dem Verkehr zu den grössten Quellen für Treibhausgase.

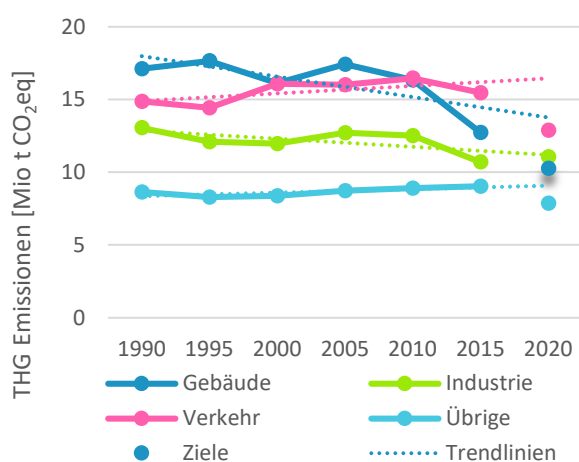


Abbildung 3 Treibhausgasemissionen nach Sektor
Quelle: Klima: Das Wichtigste in Kürze (BAFU 2019a)

Bei den Brennstoffen, welche für die CO₂-Abgabe relevant sind, waren es im Jahr 2017 8.3 Millionen Tonnen CO₂ bei den Haushalten, bei der Industrie 4.7 Millionen Tonnen und bei den Dienstleistungen 4.1 Millionen Tonnen (BAFU 2017a). Die gesamten CO₂-Emissionen aus dem Wärmebereich betragen gemäss den neusten verfügbaren statistischen Grundlagen (2018) rund 18 Mio. t CO₂ (inkl. Anteil Fernwärme), was rund

40 % aller Treibhausgasemissionen in der Schweiz entspricht (Total: rund 46 Mio. t. inkl. Emissionen aus Industrieprozessen, Verkehr und Landwirtschaft). Bei den energiebedingten Emissionen machen die Brennstoffe (inkl. Gase) rund 50 % der Emissionen aus (Quelle: CO₂-Statistik BAFU).

Der Haushaltssektor gehört mit einer Gesamtnachfrage von rund 63 TWh Endenergie (oder 27 %) im Jahr 2018 nach dem Verkehrssektor mit 38 % zu den grössten Verbrauchssektoren. Die Sektoren Industrie und Dienstleistungen folgen mit 18 % beziehungsweise mit 16 % (BFE 2018a).

Betrachtet man den Elektrizitätskonsum einzeln, zeigt sich eine andere Sektorrelevanz: In der Schweiz konsumierten 2018 Haushalte 33 %, die Industrie 30 % und Dienstleistungen 27 % der Elektrizität (BFE 2018b).

2.2 Klimapolitik

Die Schweiz hat das Pariser Klimaabkommen ratifiziert und verpflichtet sich somit, einen Beitrag zur Erreichung des 2 °C-Zieles zu leisten (BAFU 2019b). Die gesamten Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20% gegenüber 1990 zu reduzieren, ist ein erstes Zwischenziel auf dem Weg zur Dekarbonisierung. Dieses soll einzig durch Massnahmen im Inland erreicht werden. Für die zukünftige Reduktionsperiode bis 2030 wird in der politischen Diskussion gerungen. Dabei geht es darum, welche Ziele im Inland erreicht werden sollen und welche durch Kompensationen im Ausland.

Aufgrund der bisherigen Entwicklung der Emissionen muss davon ausgegangen werden, dass das Zwischenziel für 2020 in Teilen der relevanten Sektoren verfehlt wird (siehe Abbildung 3).

Bis 2050 soll die Schweiz ihre Emissionen auf Netto Null reduzieren, das hat der Bundesrat entschieden (BAFU 2019c). Diese Entscheidung basiert auf dem IPCC-Bericht über die Auswirkungen einer Erderwärmung von 1.5 °C und dem Ziel, diese Temperaturänderung nicht zu

überschreiten. Eine angepasste Klimastrategie des BAFU ist derzeit noch in der Ausarbeitung.

Dieser Bericht soll dazu beitragen, entsprechende Massnahmen und Instrumente und deren Wirkung in der Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen zu beurteilen.

Wie bereits einleitend erwähnt, wird die Schweizer Klimapolitik derzeit überarbeitet. Denn das Hauptinstrument hat mit dem aktuellen CO₂-Gesetz nur eine Gültigkeit bis 2020 (BAFU 2019c). Darüber hinaus bestehen derzeit keine weiteren Anschlussverpflichtungen. Die neue Fassung des CO₂-Gesetzes sieht Ziele und Massnahmen mit einem Zeithorizont bis 2030 vor.

Im neuen CO₂-Gesetz sollen verschiedene Instrumente und Massnahmen festgeschrieben werden, welche dazu beitragen, das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Darin eingeschlossen sind die bereits bestehenden Instrumente der CO₂-Abgabe, die Rahmenbedingungen für die Teilnahme am Europäischen Emissionshandelssystem, mögliche CO₂-Kompensationen, die Klimabildung und der Technologiefonds (BAFU 2019b).

Neben den Emissions-Reduktionsmassnahmen setzt der Bund einen Schwerpunkt auf die Anpassung verschiedener Sektoren an die Folgen des Klimawandels, auch unter Berücksichtigung der internationalen Zusammenarbeit.

Ein Spezielles Augenmerk gilt dem Gebäudesektor. Da dieser für einen signifikanten Anteil der Treibhausgasemissionen der Schweiz verantwortlich ist (siehe Abbildung 3), sind hier entsprechende Reduktionsmassnahmen notwendig. Der Gebäudesektor soll bis 2020 40 % weniger Treibhausgase emittieren als im 1990 (BAFU 2019d), das ist das Ziel des Bundes. Dafür führte er 2010 zwei unterschiedliche Massnahmen ein:

- Zum einen legt das CO₂-Gesetz fest, eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffe zu erheben (BAFU, 2019c, 2019b). Seit 2018 beträgt diese Abgabe 96 Franken pro Tonne CO₂ (BAFU

2019e). Davon ausgenommen sind Holz und Biomasse, da diese über die gesamte Lebensdauer hinweg CO₂-neutral sind (BAFU 2019e).

- Zum anderen gibt es zusätzlich zum CO₂-Gesetz das Gebäudeprogramm. Dieses fördert energetische Erneuerungen der Gebäudehülle, Investitionen in erneuerbare Abwärmennutzung, die Optimierung der Gebäudetechnik sowie die Geothermie (BAFU 2019g). Gut ein Drittel der Erträge der CO₂-Abgabe wird für diese Fördermittel eingesetzt.

Gemäss dem Subsidiaritätsprinzip sind die Kantone für gesetzliche Regelungen und Umsetzungen von energie- und klimapolitischen Massnahmen im Gebäudebereich zuständig (Details siehe Kap. 2.3).

2.3 Energiepolitik von Bund und Kantonen

In der Klimapolitik konzentriert sich der Bundesrat auf die Reduktion der CO₂-Emissionen aus den Nachfragesektoren. Zusätzlich hat er auch die Energiepolitik für die Bereiche Energienachfrage, Energiebereitstellung und insbesondere die Stromwirtschaft überarbeitet und in der Energiestrategie 2050 festgelegt.³ Diese ist vom Volk im Jahr 2017 angenommen worden. Damit werden die wesentlichen Rahmenbedingungen für die schweizerische Energiepolitik der Zukunft gesetzt

Die Energiestrategie 2050 weist zusätzlich zum Verbot für neue Kernkraftwerke zwei wesentliche Pfeiler im ersten Massnahmenpaket auf: Zum einen soll die **Energieeffizienz** in verschiedenen Nachfragesektoren verbessert werden und zum anderen sollen die **erneuerbaren Energien** weiter gefördert und ausgebaut werden (BFE 2018c). Zunächst zum erstgenannten Pfeiler.

Zur Verbesserung der **Energieeffizienz** sollen im Gebäudesektor zwei Massnahmen im

³ Für eine Chronologie siehe <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiesstrategie-2050/Chronologie> (abgerufen am 15.5.2020)

kantonalen Energiegesetz Wirkung entfalten: Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) und das bereits erwähnte Gebäudeprogramm:

- Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE): Die kantonalen energetischen Vorschriften basieren in den meisten Kantonen auf der Ausgabe 2008 der MuKE. In vielen Kantonen ist der Gesetzgebungsprozess für die Überarbeitung gemäss der Ausgabe 2014 bereits weit fortgeschritten oder abgeschlossen ist (Details siehe EnDK 2019). Die Mustervorschriften fokussieren traditionsgemäss auf energetische Vorschriften für Neubauten und enthalten in den neueren Ausgaben zunehmend Bestimmungen für Umbauten. Wesentliche Elemente sind die Begrenzung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser sowie die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien in diesen Bereichen. Die MuKE enthalten auch Anforderungen an gebäudetechnische Anlagen sowie an die Nutzung elektrischer Energie in Gebäuden. Wesentliche neue Elemente der Ausgabe 2014 betreffen Verpflichtungen zur Eigenstromerzeugung bei Neubauten und zur Nutzung erneuerbarer Wärme beim Wärmeerzeugungsersatz sowie eine Sanierungspflicht bei zentralen Elektroheizungen und bei zentralen Elektro-Wassererwärmern (EnDK 2016).
- Gebäudeprogramm: Bei Gebäudesanierungen erhalten jene Eigentümer und Investoren Beiträge, welche die Effizienz der Gebäudehülle durch weitere Dämmmassnahmen verbessern. Diese Massnahmen müssen jedoch über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehen. Jeder Kanton kann sein Gebäudeprogramm selber ausgestalten, wobei die finanziellen Mittel vom Bund an die Kantone bezahlt werden (BAFU 2019g). Die einzige Voraussetzung für die Auszahlung der finanziellen Fördermittel ist die Ausarbeitung eines kantonalen Förderprogramms, welches auf das harmonisierte Förderprogramm der Kantone (HFM 2015) gestützt wird (BAFU 2019g). Somit sind die Förderbeiträge für

Haushalte bei einer Gebäudesanierung oder Installation von erneuerbaren Energien nicht in allen Kantonen gleich. Dass die ausbezahlten Fördergelder, welche aus der CO₂-Abgabe stammen, nicht willkürlich eingesetzt werden, stellt das harmonisierte Förderprogramm sicher. Die strategische Leitung des gesamten Programms liegt dabei beim BFE, die Kantone sind für die Umsetzung zuständig (BAFU 2019g).

Nebst den direkten Förderungen wird über indirekte, steuerliche Anreize zudem der Anteil der Gesamtsanierungen gegenüber Teilsanierungen gefördert (über die Möglichkeit, die Kosten über drei Jahre verteilt vom steuerbaren Einkommen abziehen zu können). Dies kommt wiederum den Effizienzzielen zu Gute.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich erfolgt im Wesentlichen über finanzielle Anreize für Gebäudeeigentümer und Investoren sowie über Vereinfachungen im Planungsprozess.

Die Fördermittel, welche man für die finanziellen Anreize benötigt, werden über einen Netzzuschlag auf jede verbrauchte kWh Strom erhoben. Mit Ausnahmen von Grossverbrauchern bezahlen die Stromkonsumenten diesen Zuschlag, um Investitionen in erneuerbare Energieanlagen zu vergünstigen. Kleine Photovoltaikanlagen (unter 30 kW) erhalten derzeit einen Einmalbeitrag, grösseren Anlagen wird ein fixer Abnahmepreis für jede erzeugte kWh Solarstrom garantiert. Ähnliches gilt für die weiteren erneuerbaren Technologien. Zudem soll der bürokratische Aufwand rund um eine Installation von erneuerbaren Energien vereinfacht werden.

Weiter setzt die Strategie Stromnetze Massnahmen um, die der Behebung von derzeitigen Netzengpässen dienen, welche eine effiziente Verteilung der dezentral eingespeisten Strommengen einschränken (BFE 2018c). Für den Umgang mit dezentralen Stromspeichern gibt es nämlich derzeit noch keine Vorgaben beziehungsweise Fördermittel. Im benachbarten Ausland ist man schon weiter, da werden teilweise

Förderprämien für entsprechende Speicher ausbezahlt.

Eine der grössten Unsicherheiten bis 2050 wird jedoch der Anteil Kernenergie sein, welcher schrittweise zurückgebaut wird (BFE 2018c).

Neuinvestitionen sowie umfassende Sanierungen sind zwar nicht mehr zulässig, es fehlt aber ein klar definiertes Abschaltdatum. Zurzeit ist unklar, bis wann die bestehenden Kernkraftwerke am Netz bleiben können und welche Strommengen aus Kernkraft zur Verfügung stehen werden.

In den vorliegenden Monatsbilanzen (siehe Kapitel 10) wird im Sinne einer konservativen Annahme (um die Auswirkungen des Ausstiegs bereits zu antizipieren) von einem Ende der Kernenergie bis 2045 ausgegangen. Darüber hinaus werden die zu erwartenden inländischen Potenziale für erneuerbaren Strom berücksichtigt. Dabei macht die Photovoltaik den wesentlichen Anteil dieser Erzeugungstechnologien aus. Stromlücken und zeitweilige Überschüsse können durch Importe und Exporte und/oder durch den Ausbau der inländischen Speicherung geschlossen werden. Bei diesen Angaben muss auf europäische Szenarioergebnisse zurückgegriffen werden.

Sowohl für die Energiepolitik als auch für die vorgängig beschriebene Klimapolitik bestehen Berichterstattungspflichten für die verschiedenen Akteure (z.B. Kantone, Grossverbraucher, etc.) (BAFU 2017b). Mit deren Berichten zum Energieverbrauch und den CO₂-Emissionen sollen die entsprechenden Zielerreichungsgrade und allfällige Abweichungen sichtbar gemacht werden. So kann gegenüber der Politik und dem Souverän entsprechend Rechenschaft abgelegt werden.

Die zugrundeliegenden Energieperspektiven werden derzeit (2020) im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) überarbeitet. Dabei wird auch dem Beschluss des Bundesrats zum Netto-Null-Ziel vom Herbst 2019 Rechnung getragen.

Die im Rahmen der vorliegenden Studie erarbeiteten Grundlagen und Erkenntnisse sind auch für die Überarbeitung der Energieperspektiven von Nutzen.



3 Methode

Um die Erfordernisse und Auswirkungen einer CO₂-freien Wärmeherzeugung evaluieren zu können, kommt in dieser Studie eine modellbasierte Szenarioanalyse zum Einsatz: GIS-gestützte Analysen, das Gebäudeparkmodell (GPM), das Modell FORECAST Industry und das Volkswirtschaftsmodell I³R. So werden die verfügbaren Potenziale ermittelt, die energetischen und emissionsbedingten Veränderungen aufgezeigt und der Einfluss der damit verbundenen Nettokosten auf die Volkswirtschaft untersucht. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels werden die Systemgrenzen festgelegt (Kap. 3.1), die grundlegenden Annahmen, Rahmenbedingungen und Instrumente der Szenarien dargestellt (Kap. 3.2) und die Modellberechnungen erläutert (Kap. 3.3).

3.1 Systemgrenzen

Studiengegenstand ist die Dekarbonisierung des Wärmesektors der Schweiz, wobei ein spezieller Fokus auf den Gebäudesektor und die Potenziale der erneuerbaren Energiequellen gelegt wird. Zusätzlich zum Gebäudebereich werden auch die Industrieprozesse beachtet und die damit verbundenen CO₂-Emissionen grob quantifiziert. Die Unternehmen im Europäischen Emissionshandelssystem werden in die Energie- und Emissionsanalyse miteinbezogen, jedoch nicht bei der Festlegung von politischen Instrumenten, da diese nach heutiger Erwartung auch in Zukunft im internationalen Kontext instrumentiert werden.

Politische Massnahmen und Instrumente werden jeweils auf der effektiven «Anwendungsebene» berücksichtigt. Dies ist insbesondere im Fall der MuKE_n 2014 relevant (EnDK 2018a),

welche in den Kantonen unterschiedlich umgesetzt werden. Zum Zeitpunkt der Modellrechnungen (2019) haben erst vereinzelt Kantone die MuKE_n 2014 in gültiges Recht überführt, andere befinden sich im politischen Genehmigungsprozess. Einzelne Kantone haben Gesetzesvorlagen basierend auf der MuKE_n 2014 abgelehnt und sind dabei, neue Vorlagen vorzubereiten. Entsprechend der Aufstellung in „Stand der Energie- und Klimapolitik in den Kantonen 2018“ (EnDK 2018b) ist das jeweilige Massnahmenpaket im kantonal differenzierten GPM implementiert. Andere, schweizweit gültige Massnahmen und Instrumente (z.B. CO₂-Abgabe) sind für alle Energieanwender entsprechend der gesetzlichen Vorgaben abgebildet.

Zur Bereitstellung von erneuerbaren Potenzialen und Ressourcen wird zuerst auf inländische Potenziale zurückgegriffen, sofern diese in ausreichendem Umfang vorhanden sind. Berücksichtigt werden auf der thermischen Seite diverse Umweltwärmequellen, Abwärme, Biomasse und Biogas und stromseitig die deklarierten inländischen Potenziale für erneuerbaren Strom (u.a. Photovoltaik und Wind, subsidiär inkl. entsprechende Importe). Die Vorketten der (zusätzlichen) Stromproduktion, der Fernwärmeherzeugung beziehungsweise des Wärmesektors werden in der Analyse explizit oder pauschalisiert berücksichtigt. Wärmeseitig wird zwischen Nah- und Fernwärme unterschieden. Für den Primärenergie-Input werden unterschiedliche erneuerbare Energiequellen berücksichtigt.

Die Situation der Stromnetze wird in erster Instanz aus der Optik der Veränderungen im Wärme- und Kältesektor beurteilt. Mögliche Netzengpässe, beispielsweise wegen hoher PV-Einspeisung, Elektromobilität oder wegfallender KKW-Kapazitäten, werden in dieser Studie nur qualitativ und am Rande betrachtet.

Das Ausland wird subsidiär bei zu geringen inländischen Potenzialen und aus Gründen der ökonomischen Effizienz miteinbezogen. Importe von Biogas oder Windstrom werden explizit deklariert.

Bei den volkswirtschaftlichen Betrachtungen wird der Einfluss der Differenzkosten auf die

wesentlichen Branchen und Unterbranchen (auf Ebene NOGA2) ausgewiesen. .

3.2 Szenariodefinition

Zwei Varianten von je zwei Dekarbonisierungs-Szenarien werden in dieser Studie insgesamt definiert, berechnet, verglichen und bewertet, dies im Vergleich zu einem Referenzszenario.

Das Referenzszenario friert die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen ein und lässt sie bis 2050 unverändert. Bei den verschiedenen Varianten der Dekarbonisierungs-Szenarien soll für den Wärmesektor ein Netto-Null-Treibhausgas-Ziel bis 2050 erreicht werden.

Die zwei Zielszenarien unterscheiden sich in der Ausgestaltung und dem Vorhandensein von politischen Massnahmen und Instrumenten, welche ein breites politisches Spektrum abdecken. Mit zwei Varianten für die Zielszenarien wird aufgezeigt, dass zwischen individuellen gebäudespezifischen Lösungen und leitungsgebundenen Ansätzen ein gewisser Spielraum besteht.

Aufgrund von Synergieeffekten zwischen Wärme-, Kälte- und Stromeffizienz bei gebäudetechnischen Anlagen und aus Gründen einer

konsistenten Szenariodefinition werden in allen Szenarien gewisse Stromeffizienzmassnahmen unterstellt.

Im Folgenden werden die Szenario-invarianten Parameter sowie die Szenarien detaillierter vorgestellt.

3.2.1 Szenario-invariante Parameter

Grundlegende Annahmen wie beispielsweise zu fossilen Energiepreisen (exkl. CO₂-Abgabe), erwartetem BIP oder dem Bevölkerungswachstum unterscheiden sich nicht zwischen den Szenarien (siehe Tabelle 2). Sie haben jedoch einen wesentlichen Einfluss auf die Energienachfrage, da sie unter anderem die Flächenentwicklung (EBF) sowie die Energiekosten im Mengengerüst direkt beeinflussen.

Nebst den Energiepreisen spielen die Kosten für Heiztechnologien und Gebäudesanierungen im Entscheidungsprozess ebenfalls eine grosse Rolle. Diese Kosten sind Szenario-invariant und werden für unterschiedliche Heiztechnologien und Einsatzgruppen (z.B. Neubau, Ersatz, etc.) und in Funktion der installierten Heizleistung unterschieden (siehe Anhang 9.1.3 für weitere Details zu den Kostenkennwerten).

Tabelle 2: Rahmenbedingungen für die Szenarioentwicklung basierend auf öffentlichen Quellen und eigenen Abschätzungen (u.a. BIP, Bevölkerung, Energiepreise und Klimadaten)

Parameter	2020	2030	2040	2050	Quelle
BIP [in Mia CHF]	711	804	892	967 (+36%)	Ecoplan
Bevölkerung [in Mio.]	8.7	9.5	10.0	10.3 (+18.3%)	(BFS 2015), adaptiert
Heizgradtage [-]	3182	3089	2997	2927 (-8.0%)	(Iten et al. 2017a), adaptiert
Kühlgradtage [-]	177	199	226	244 (+37.8%)	(Iten et al. 2017a), adaptiert
Index Endkonsumentenpreis, exkl. CO ₂ -Preis					
Heizöl (100=6.65 Rp/kWh)	100	113	125	135	(Iten et al. 2017a), adaptiert
Erdgas (100=8.05 Rp/kWh)	100	105	108	115	(Iten et al. 2017a), adaptiert
Strom (100=24.3 Rp/kWh)	100	107	106	107	(Iten et al. 2017a), adaptiert

Quelle: TEP Energy & Ecoplan (eigene Zusammenstellung).

3.2.2 Referenzszenario

Das Referenzszenario behaltet die zum Zeitpunkt der Studiererstellung bis 2020 bestehenden und naheliegendsten Gesetzgebungen, die für ihre jeweiligen Laufzeiten Gültigkeit haben. Einzelne Trends werden fortgeführt, zum Beispiel solche für die technologische Entwicklung und Kostenreduktionen. Darüber hinaus werden keine zusätzlichen politischen Massnahmen ergriffen, respektive im Modell implementiert.

Neben den als Szenario-invariant eingeführten Parametern wie Grosshandels-Energiepreise, BIP oder Bevölkerungsentwicklung (siehe Abschnitt 3.2.1) werden folgende Massnahmen detaillierter vorgestellt. Sie sind grundlegend für die Entwicklung des Referenzszenarios:

Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich 2014 (MuKE 2014):

- Die MuKE 2014 gelten für Neubauten und Umbauten in den Kantonen ab 2020, wie sie in die kantonalen Legislativen übernommen worden sind. (In 5 Kantonen wurden Energiegesetze eingeführt, in 2 wurden darauf basierende Energiegesetzesvorlagen abgelehnt.) Als Grundlage dient der Bericht zum aktuellen Stand der Energie- und Klimapolitik der Kantone (EnDK 2018b).
- Darüber hinaus wird keine Verschärfung der Gebäudevorschriften für zukünftige Jahre angenommen. Über diese Annahme hinaus werden Effizienzverbesserungen und Energieträgerwechsel bei Neu- und Umbauten weiter in die Zukunft geschoben.

CO₂-Gesetz:

- Die für Gebäude relevanten Rahmenbedingungen gelten wie folgt: Die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe, in heutiger Höhe von 96 CHF/t CO₂ bleibt bis 2050 konstant. Das Gebäudeprogramm erhält aus dieser CO₂-Abgabe bis 2020 jährlich max. 450 Mio. CHF zur Förderung von Gebäudesanierungen. Rund 80 % der Fördergelder stehen im Haushaltssektor zur Verfügung, die restlichen 20 % können im Dienstleistungssektor eingesetzt werden. Im

Referenzszenario erfolgt kein Antrag auf CO₂-Grenzwerte für Gebäude durch den Bundesrat im Jahr 2027 bei Nichterreichen der geplanten CO₂-Einsparungen.

- Weitere bestehende Förderprogramme im Energiebereich wie die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), die Eigenverbrauchsregelung, wettbewerbliche Ausschreibungen (ProKilowatt) etc. bleiben im Rahmen der heutigen gesetzlichen Bestimmungen bestehen.
- Auch die steuerlichen Anreize in Form von Abzugsmöglichkeiten von Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien bleiben gemäss Annahmen bestehen.

Die grossen, treibhausgasintensiven Unternehmen nehmen ab 2020 obligatorisch am Emissionshandel teil, da diese Emissionen über das europäische Emissionshandelssystem (EHS) abgewickelt werden. Der CO₂-Absenkpfad bis 2030 soll bei 1.74 % pro Jahr liegen.

3.2.3 Szenario «Anreiz»

Im Szenario «Anreiz» sollen netto null CO₂-Emissionen im Jahr 2050 anhand von marktwirtschaftlichen, finanziellen und fiskalischen Instrumenten erreicht werden. Diesem Gedanken folgt das Anreizszenario. Die genannten Instrumente sollen den Systemumbau zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung beschleunigen.

Im Anreizszenario bilden vor allem das CO₂-Gesetz und die damit verbundene rasche Erhöhung der CO₂-Abgabe das wesentliche Instrument. Innerhalb von fünf Jahren soll die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe auf 240 CHF/t CO₂, danach bis 2030 auf 310 CHF/t CO₂ ansteigen. Bis 2050 bleibt die Abgabe dann konstant. Zusätzliche Sanierungsvorschriften oder Sanierungspflichten werden in diesem Szenario nicht erlassen.

Mit der raschen, im Voraus angekündigten Erhöhung der CO₂-Abgabe innerhalb von 5 Jahren soll eine maximale Wirkung für einen schnellen Übergang zu fossilfreien Heizsystemen sichergestellt werden (primäres Instrument). Weitere

Instrumente und Massnahmen im Anreizszenario sind in Tabelle 3 beschrieben.

Subsidiäre Instrumente sind die Weiterführung und Erhöhung des Gebäudeprogramms bis 2050 (auf bis zu 600 Mio. CHF) mit dem vordergründigen Ziel, Härtefälle zu verhindern. Insbesondere für Fälle mit eingeschränkten kostengünstigen Optionen für den fossilen Heizungsersatz (z.B. kein Anschluss an Nah-/Fernwärme möglich, Potenziale oder technische Voraussetzung für WP nicht gegeben etc.) kann diese Option wesentlich sein für die Zielerreichung. Verbleibende Gelder aus der CO₂-Abgabe werden an die Haushalte und Unternehmen rückverteilt.

Über kommunale Energieplanungen soll sichergestellt werden, dass Eigentümer frühzeitig über ihre Optionen für einen Heizungsersatz aufgeklärt werden und Investitionssicherheit gewinnen. Die Energieplanung ist für Gemeinden verpflichtend und soll laufend überprüft werden. Im Modell wird diese Massnahme über die Anpassung der Präferenzwerte für Investoren und weitere Differenzierung von Lebensdauern (z.B. 10-15 Jahre für fossile Systeme) erreicht. Darüber hinaus wird eine Erhöhung der Unterhaltskosten um 1 %-Punkt für fossile Systeme berücksichtigt, um Monitoring- und Prüfberichte abzugelten.

Nebst der klassischen Informationsfunktion soll die Energieplanung griffig ausgestaltet werden und folgende zwei Ziele verfolgen:

- Durch die Konzessionierung von urbanen Gebieten zur Bereitstellung von CO₂-freier Wärme/Kälte werden Anreize für EVU geschaf-

fen, neue Dienstleistungen anzubieten und ihren Energieeinkauf zu dekarbonisieren.

- Mittels eines rollierenden Fonds (z.B. Klimafonds gemäss Vorlage Bundesrat, 2019), zinsloser Darlehen und/oder Investitionsgarantien wird der Aufbau von thermischen Netzen (inkl. Sektorkopplungen) gefördert, um erneuerbare Energiequellen im urbanen und semi-urbanen Umfeld zu erschliessen (subsidiär, falls nicht durch Konzessionen möglich).

Darüber hinaus sollen strukturierte Beratungen, Sensibilisierungs- und Kommunikationsmassnahmen helfen, langfristige Investitionsentscheidungen bei Eigentümern zu verankern – ein allfälliger GEAK oder andere gebäudeindividuelle Ausweise haben in diesem Szenario rein informativen Charakter und sind freiwillig.

Die Teilnahme der emissionsintensiven Industriebetriebe am Emissionshandelssystem bleibt ebenfalls unverändert. Andere Industrie- und Gewerbeunternehmen unterliegen der CO₂-Abgabe. Sie haben die Möglichkeit einer Abgabebefreiung, sofern sie eine Zielvereinbarung abschliessen (ZV, opt-in). Die Grenzvermeidungskosten im Jahr 2020 liegen bei nicht-EHS Unternehmen mit ZV nach (Müller and Steinmann 2016) rund 50 % tiefer als die CO₂-Abgabe.

Zudem werden subsidiär Net-metering und Verbrauchsgemeinschaften als indirekte Förderung vorgesehen. Mit dieser Massnahme entstehen Anreize für die Kombination von Solarenergie mit Wärmepumpen sowie für WKK. Letztere sollten mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden.



Tabelle 3: Beschreibung der Instrumente und Massnahmen und deren Bezugsebene (national, kanton, lokal) im Szenario «Anreiz».

Instrument/Massnahme	Quantitative Umsetzung	Ziel
CO ₂ -Abgabe auf Brennstoff (primäres Instrument) (national)	Anstieg innerhalb von 5 Jahren auf 240 CHF/t CO ₂ , danach weiterer Anstieg auf 310 CHF/t CO ₂ bis 2030. Danach kein weiterer Anstieg.	Anreizwirkung für Energieeffizienz und erneuerbare Energien.
Gebäudeprogramm (national)	Anstieg von 450 auf 600 Mio. CHF pro Jahr, dann sukzessiver Rückgang bis 2050.	Verhinderung von Härtefällen, z.B. bei fehlenden wirtschaftliche Optionen.
Energieplanung (kantonal/lokal)	Festlegung von Nachfrage- und Angebotszonen für erneuerbare Energien als Informationsbasis für Gebäudeeigentümer und als Grundlage für die nachfolgenden Massnahmen (Konzessionierung und rollierende Fonds). Mitfinanzierung aus CO ₂ -Abgabe.	Schaffung von Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer (in Variante 2 von besonderer Bedeutung).
Konzessionierung urbaner Gebiete (lokal)	Festlegung von Gebieten zur CO ₂ -freien Wärme- und Kälteversorgung (z.B. Cluster mit hoher Nachfragedichte und Nähe zu konzentrierten Quellen erneuerbarer Energien).	Dekarbonisierung kommunaler EVU und urbaner Gebiete (in Variante 2 von besonderer Bedeutung).
Subsidiär: Rollierender Fonds, zinslose Darlehen oder Investitions Garantien für thermische Netze (national/lokal)	Umsetzung von Zonen / Gebietsplanung auf lokaler Ebene (Verfügbarkeit von CO ₂ -freien Heizsystemen definiert bis 2030). Mitfinanzierung aus CO ₂ -Abgabe (zu Beginn rund 300 Mio. CHF pro Jahr).	Erschliessung von erneuerbaren Energiequellen im urbanen und semi-urbanen Umfeld (falls nicht durch Konzessionen zu erschliessen), in Variante 2 verstärkt gegenüber Variante 1.
Information/Monitoring (national)	Anpassung der Präferenzwerte für Investoren und weitere Differenzierung von Lebensdauern (z.B. 10-15 Jahre für fossile Systeme). Erhöhung der Unterhaltskosten um 1 %-Punkt für fossile Systeme aufgrund Monitorings und Prüfberichte.	Verankerung der Langfristsichtweise bei Eigentümern.
Förderprogramme (national)	Eigenverbrauchsregelung bleibt bestehen. KEV läuft nach 2030 aus.	Anreiz für Kombination Solarenergie/Wärmepumpen sowie für WKK.
Emissionshandelssystem (EHS) (national)	Teilnahme der emissionsintensiven Industrie am EHS. Andere Industrie- und Gewerbeunternehmen unterliegen der CO ₂ -Abgabe und haben die Möglichkeit der Abgabebefreiung bei Zielvereinbarung (ZV). Grenzvermeidungskosten bei Unternehmen mit ZV liegen 50 % tiefer als die CO ₂ -Abgabe.	Anreizwirkung für Energieeffizienz und erneuerbare Energien.

In der Variante 2 sind zudem Massnahmen zum rascheren Aufbau von Nah- und Fernwärmenetzen und zum Anschluss der Gebäude an diese Netze sowie Förderungen für die Erkundung und Erschliessung der mitteltiefen Geothermie unterstellt, um eine rasche Marktetablierung zu erreichen (im Sinne einer Anschubfinanzierung).

Quelle: TEP Energy & Ecoplan (eigene Zusammenstellung).

3.2.4 Szenario «Vorschrift»

Die Emissionsreduktionsziele sollen primär durch Vorschriften und subsidiäre Standards erreicht werden. Davon geht das Szenario «Vorschrift» aus. Gegenüber dem Referenzszenario werden daher Massnahmen simuliert, welche explizite Vorgaben für Emissionsgrenzwerte und Effizienzziele machen. Als primäres Instrument dient die Einführung eines CO₂-Absenkpades für Emissionen beim Ersatz von fossilen Heizsystemen. Dadurch werden maximale CO₂-Belastungen pro m² EBF definiert. Sie dürfen nach Sanierungsmassnahmen nicht überschritten werden. Dieser Absenkpfad verläuft in ähnlichem Ausmass zu möglichen Grenzwerten, wie sie aktuell diskutiert werden ((Parl. 2019), siehe Tabelle 4).

Mit der Einführung eines Absenkpades ab 2025 für zulässige CO₂-Emissionen nach Sanierungen soll die Zielerreichung für ein fossilfreies Heizsystemen sichergestellt werden (primäres Instrument). Durch diesen Absenkpfad bestehen für die meisten Eigentümer weiterhin verschiedene technologische und wirtschaftliche Möglichkeiten, die Emissions-Ziele über einen lang gesteckten Zeithorizont zu erreichen. Die Auswahlmöglichkeiten sind nicht weiter eingeschränkt.

Auch in diesem Szenario ist mit Fällen zu rechnen, bei welchen unter heutigen Gesichtspunkten keine wirtschaftlichen Möglichkeiten für eine CO₂-freie Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen.

Zur Vermeidung dieser Härtefälle dienen vorhandene Gelder aus der verbleibenden CO₂-Abgabe. Darüber hinaus sollen strukturierte Beratungen, Sensibilisierungs- und Kommunikationsmassnahmen helfen, langfristige Investitionsentscheidungen bei Eigentümern zu verankern.

Verpflichtende kommunale Energieplanungen werden als subsidiäre Instrumente unterstellt. Sie stellen bis 2025 für die Eigentümer sicher, frühzeitig über ihre Optionen für einen Heizungersatz aufgeklärt worden zu sein. Damit gewinnen sie Investitionssicherheit.

Die kommunalen Energieplanungen sollen laufend überprüft und an mögliche Veränderungen angepasst werden. Mit Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Industrieunternehmen werden Zielvereinbarungen zur Reduktion des Absatzes bzw. Einsatzes von fossilen Energieträgern abgeschlossen. Die Zielvereinbarungen mit EVU müssen dabei sicherstellen, dass CO₂-freie Heizungslösungen von den Versorgern im urbanen Raum angeboten werden. Subsidiär ist eine Anschlusspflicht innerhalb von urbanen Zentren denkbar.

Als weitere Änderung gegenüber dem Referenzszenario wird im Vorschriftsszenario davon ausgegangen, dass die MuKE n 2014 mit allen Modulen ab 2025 gilt. Darin enthalten sind u.a. Sanierungsvorschriften. Gleichzeitig werden die Grenzwerte für den Anteil erneuerbarer Energien an den Absenkpfad aus dem primären Instrument berücksichtigt.

Eine Übersicht der Annahmen für das Vorschriftsszenario wird in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Beschreibung der Instrumente und Massnahmen und deren Bezugsebene (national, kantonal, lokal) im Szenario «Vorschrift».

Instrument/Massnahme	Quantitative Umsetzung	Ziel
Absenkpfad beim Ersatz von fossilen Heizungen (primäres Instrument) (national)	Ausgehend von der heutigen durchschnittlichen CO ₂ -Belastung von über 20 kg CO ₂ /m ² EBF wird der Grenzwert von 20 kg CO ₂ /m ² EBF ab 2025 über die kommenden 20 Jahren in 5-Jahresschritten bis 2045 stufenweise auf null kg CO ₂ /m ² EBF abgesenkt. Das Datum des Heizungsersatzes gilt als Stichtag zur Bestimmung des Grenzwertes.	Grenzwert für maximal zulässige Emissionen nach Heizungssanierungen. Sicherstellen von Planungssicherheit für Gebäudeeigentümer.
CO ₂ -Abgabe (national)	Beibehaltung der CO ₂ -Abgabe gemäss Referenzszenario als Finanzierungsinstrument für Härtefallfonds.	Verhinderung von Härtefällen (für Gebäudeeigentümer und Gewerbe/Unternehmer).
MuKEn 2014 (kantonal)	Das Basismodul der MuKEn 2014 gilt für alle Kantone spätestens ab 2025, einschliesslich der sog. kleinen Sanierungspflicht (Teil F). Anpassung entsprechend Absenkpfad.	Ergänzung des Absenkpfa- des und Festlegung von Standardlösungen.
Energieplanung (kantonal/lokal)	Verpflichtende Umsetzung von Zonen/Gebietsplanung auf lokaler Ebene (Verfügbarkeit von CO ₂ -freien Heizsystemen definiert bis 2025).	Schaffung der Voraussetzungen, damit Absenkpfad eingehalten werden kann. Information über Verfügbarkeit von fossil-freien Systemen.
Zielvereinbarung mit EVU (lokal)	Im Absatzgebiet muss der Verkauf von fossiler Energie ab 2025 alle 5 Jahre um 20 % reduziert werden.	Schaffung von fossil-freien Heizungs-lösungen für Eigentümer inkl. Anschlusspflicht, v.a. in Variante 2 (subsidiär in Variante 1).
Information/Monitoring (lokal)	Anpassung von Informationen an die Präferenzwerte für Investoren und weitere Differenzierung von Lebensdauern (z.B. 10-15 Jahre für fossile Systeme). Erhöhung der Unterhaltskosten um 1 %-Punkt für fossile Systeme aufgrund von Monitoring- und Prüfberichten	Verankerung der Langfrist-sichtweise bei Eigentümern.
Zielvereinbarung mit Industrie (national)	Am Standort muss der Einsatz der fossilen Energie ab 2025 alle 5 Jahre um 20 % reduziert werden (Härtefallregelung wird berücksichtigt).	Fossil-freie Produktionsstan- dorte für Industrien.

In der Variante 2 sind zudem Massnahmen zum rascheren Aufbau von Nah- und Fernwärmenetzen und zum Anschluss an diese Netze (u.U. inkl. Anschlusspflichten wie z.B. im Kanton ZH möglich) sowie Förderungen für die Erkundung und Erschliessung der mitteltiefen Geothermie unterstellt, um eine rasche Marktetablierung zu erreichen.

Quelle: TEP Energy & Ecoplan (eigene Zusammenstellung).

3.2.5 Varianten der Dekarbonisierungs-Szenarien

Ausgehend von den Beschreibungen für die Zielszenarien präsentiert die Studie für die beiden Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschrift» je eine zweite Variante.

Diese Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen in den Annahmen zur möglichen Ausbaugeschwindigkeit der Nah- und Fernwärmenetze. Denn derzeit ist offen, wie viele Nah- und Fernwärmenetze bei Städten und Gemeinden in der Planung sind, wie rasch Planungen beschleunigt und Investitionen umgesetzt werden könnten. Je nach dem ist mit einem rascheren oder verspäteten Ausbau der Nah- und Fernwärmenetze zu rechnen. Da der Auf- und Ausbau dieser Netze mehr planerische Vorlaufzeit benötigt als der Ersatz von Einzelsystemen, ist ein rascher Ausbau in den kommenden 10 Jahren notwendig, um bis 2050 effektiv zu sein.

In der ersten Variante (Variante 1), welcher auch die Kostenabschätzungen von Ecoplan zu Grunde liegen, wurde mit einem konservativen Ausbaupfad der Netze gerechnet. In der zweiten Variante (Variante 2) wird dann mit einem rascheren Ausbau der Nah- und Fernwärme gerechnet. In der Variante 2 wird ebenfalls eine raschere Erschliessung der mitteltiefen Geothermie berücksichtigt.

3.3 Modellrechnungen

Räumliche techno-ökonomische Analysen der nachfrageseitigen Potenziale für eine leitungsgebundene Versorgung und der nachhaltig verfügbaren Potenziale erneuerbarer Energien bilden eine wichtige Grundlage für die Evaluation der Erfordernisse und der Auswirkungen einer Dekarbonisierung des Wärmesektors in der Schweiz bilden (Kap. 3.3.1). Basierend auf diesen Grundlagen sowie den Szenarioannahmen und weiteren notwendigen Datenquellen für den Gebäudepark und den Industriesektor werden die Modellierungen durchgeführt. Die Auswirkungen der Szenarien auf den Wärmesektor

der Haushalte und der Dienstleistungen werden durch das Gebäudeparkmodell (GPM) modelliert (Kap. 3.3.2). Für die Industrie kommt das Modell FORECAST Industry zum Einsatz, um prozessspezifische Fragen klären zu können (Kap. 3.3.3). Der Umwandlungssektor, das heisst die Erzeugung von Nah- und Fernwärme sowie von Strom, wird mittels eines monatlich differenzierten Energiebilanzierungsansatzes abgebildet (3.3.4). Für die Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen wird das I³R-Modell eingesetzt (3.3.5). Die verwendeten Modelle werden hier nur kurz eingeführt, detailliertere Informationen finden sich im Anhang beziehungsweise in der nachfolgend erwähnten weiterführenden Literatur.

3.3.1 Räumliche Potenzialanalysen

Die räumlichen Potenzialanalysen werden über umfassende GIS-basierte Berechnungen und unter Berücksichtigung ausgewählter Optimierungs-Algorithmen durchgeführt. Diese dienen bei der Berechnung von Nah- und Fernwärmenetzen dazu, die Netzpfade zu entwickeln und zu optimieren.

Basis sind das 3D-Modell des Gebäudebestands der Schweiz (swisstopo 2019) sowie weitere geo-referenzierte Quellen der öffentlichen Hand (BAFU 2013; ARE 2017) und das georeferenzierte Gebäudeparkmodell. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens folgt in Kapitel 4.

3.3.2 Gebäudeparkmodell (GPM)

Ein Grossteil der gebäudebezogenen quantitativen Fragen wird mit dem bottom-up Gebäudeparkmodell (GPM) von TEP Energy beantwortet (siehe Jakob, et al., 2016; Nägeli, et al., 2018; Nägeli et al. 2020 für eine detaillierte Dokumentation). Dies betrifft namentlich die Szenario-bezogenen Rechnungen zu den energetischen Erneuerungen der Gebäudehülle, zur Anzahl vorhandener Heizanlagen, zu den Wachstumsraten und Marktanteilsentwicklungen von Heizanlagen. Auch die damit verbundenen Investitions- und Jahreskosten sowie die Auswirkungen

auf die Endenergienachfrage und die CO₂-Emissionen kommen zum Tragen.

Basis hierfür ist ein Entscheidungsmodul, welches die Entscheidungen der Gebäudeeigentümer pro Bauteil und pro Anlage explizit abbildet. Dabei berücksichtigt es energiebezogene Investitions- und Betriebskosten sowie Präferenzen der Eigentümer. Nebst den Betriebskosten, welche durch Energiepreise und Abgaben beeinflusst werden, verändern sich auch die Investitions- und Kapitalkosten im Zeitablauf. Dabei bezieht man sich auf den anzunehmenden technologischen Fortschritt.

Die in Kapitel 3.2 aufgeführten wichtigsten Instrumente können damit im GPM explizit berücksichtigt werden. Bestandteil des Gebäudeparkmodells ist zudem ein umfangreiches Set von Stromeffizienzmassnahmen (basierend Jakob et. al. 2016). Hierbei gibt es auch Synergieeffekte zwischen Wärme-, Kälte- und Stromeffizienz bei gebäudetechnischen Anlagen.

3.3.3 FORECAST Industry

Im Industriebereich wird das bottom-up Modell FORECAST Industry des Fraunhofer ISI angewendet (Fleiter et al. 2018). Die energetisch wichtigsten Industrieprozesse werden explizit für die Schweiz abgebildet, was eine realistische Einschätzung der Potenziale der Energieeffizienz und der Energieträgersubstitution ermöglicht. Berücksichtigt werden unter anderem die Sub-Sektoren der Chemischen Industrie, Lebensmittel, Eisen und Stahl-Produktion, andere metallische und nicht-metallische Erzeugnisse, Papier und Druckerei-Erzeugnisse. Analog zum GPM ermöglicht auch FORECAST durch ein Entscheidungsmodell eine Abbildung von Massnahmen und Instrumenten.

⁴ In der Schweiz besteht mit der Wasserkraft genügend Flexibilität und es existieren auch ausreichende Speicherkapazitäten, um tages- und wochenspezifische Leistungsschwankungen auszugleichen.

3.3.4 Umwandlungssektor und Energiebilanzen

Basierend auf den Modellergebnissen der Endenergienachfrage wird eine Primärenergiebilanz erstellt. Dabei wird der Primärenergieeinsatz der (zusätzlichen) Stromproduktion und der Fernwärmeerzeugung in die Analyse integriert. Es wird zwischen Nah- und Fernwärme unterschieden. Unterschiedliche Energiequellen werden für den Primärenergie-Input berücksichtigt.

Ein Ausbaupfad für die inländische erneuerbaren Stromerzeugung wird in Anlehnung an die Potenzialergebnisse von Meteotest (2018) und die Studie von Zöphel et al. (2019) abgestützt. Das erwartete Auflaufen der Kernenergie wird dabei berücksichtigt.

Falls die Versorgungssicherheit in der Monats- oder Saisonbilanz nicht gewährleistet werden kann, werden zusätzliche Energiespeicher sowie Importe und Exporte in die Analyse miteinbezogen⁴. Die dabei anfallenden Kosten werden ebenfalls in die volkswirtschaftlichen Analysen integriert.

3.3.5 I³R-Modell

Das I³R-Modell von ECOPLAN dient der Berechnung von Umsatz-, Wertschöpfungs-, und Beschäftigungseffekten von Angebots- und Nachfrageänderungen (ECOPLAN 2019). In dieser Studie wird das Modell für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen verwendet. Die indirekten und induzierten Effekte werden mittels Input-Output-Analyse berechnet.

Die zwei Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» werden hier auf ihre volkswirtschaftlichen Auswirkungen hin untersucht. Für eine detailliertere Abschätzung müsste ein volkswirtschaftliches Modell (bspw. ein berechenbares Gleichgewichtsmodell) verwendet werden, das insbesondere Wohlfahrts- und

Deshalb werden sie im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet (siehe auch (Schlecht et al. 2019)).

Effizienzeffekte sowie Preisüberwälzungen besser erfassen könnte. Ein solches Modell konnte im Rahmen der vorliegenden Studie jedoch nicht umgesetzt werden.

Die im Kapitel 6 dargelegten volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind daher als erste grobe Schätzungen zu verstehen.

3.3.6 Synthese

Die Modelle GPM und FORECAST berechnen die Energie- und die direkte CO₂-Wirkung der Massnahmen sowie deren Kostenfolgen für Gebäude und Industrie für die gesamte Schweiz bis 2050 (inklusive Neubau und Wirtschaftswachstum). Diese Ergebnisse werden mit vorgelagerten Betrachtungen und nachgelagerten Berechnungen ergänzt. Erstere betreffen namentlich räumliche Analysen zur Siedlungsstruktur und zu den Potenzialen der erneuerbaren Energien, letztere dienen zum Beispiel dazu, die indirekten Emissionen aus dem Umwandlungssektor zu berücksichtigen. Dafür werden auch die Strom-, Wärme- und Brennstoffbereitstellungen berechnet.

Die Endenergienutzung pro Energie wird mit den verfügbaren Potenzialen der erneuerbaren Energien verglichen. Die Nutzung soll die nachhaltig verfügbaren Potenziale (siehe nachfolgendes Kap. 4) nicht überschreiten, dies wird mit einem iterativen Vorgehen sichergestellt.

Zusätzlich zur Energienachfrage wird die Entwicklung der Marktanteile der verschiedenen Heiztechnologien diskutiert, insbesondere in Bezug auf den Heizungsersatz im Bereich der Wohngebäude. Aus den berechneten Gebäude- und Heizungsersatz-Massnahmen werden die Investitions-, Kapital-, Betriebs- und Unterhaltskosten berechnet.

Zuletzt werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen aller Szenarien untersucht. Nutzen und Kosten der beiden Szenarien werden als Differenz zum Referenzszenario ermittelt: zunächst die direkten wirtschaftlichen Mehr- und Minderkosten der eingesetzten Energieträger sowie Effizienzmassnahmen; darauf basierend

die direkten Auswirkungen auf die Wertschöpfung und die Beschäftigung. Die Folgewirkungen auf knapp 50 Sektoren berechnet eine Input-Output-Analyse. Ärmere und reichere Haushalte sowie Mieter und Vermieter werden bei den Berechnungen der Auswirkungen auf die Haushalte unterschieden. So lassen sich die sozialen Verteilungsaspekte darstellen.

Die Erkenntnisse des Szenario-Vergleichs ermöglichen, Empfehlungen für einen kosteneffizienten Pfad zu formulieren, der auch verteilungspolitische Aspekte beachtet.



4 Potenziale Wärmecluster und erneuerbare Energien

Eine wesentliche Grundlage für die Konzeption der Wärmeversorgung in der Schweiz bilden die räumlichen Energieanalysen (REA). Diese betreffen

- Die Siedlungs- und Energienachfragestruktur im Hinblick auf nachfrageseitige Energiecluster (Kap. 4.1)
- Die vorhandenen Potenziale an erneuerbaren Energien (Kap. 4.2) sowie deren mögliche Ausnutzungsgrade.

Um zu eruieren, wie viel Energie bis 2050 gedeckt werden muss und wieviel davon durch erneuerbare Energie gedeckt werden kann, werden die Potenzialberechnungen mit der thermischen Gesamtenergienachfrage nach Szenario verknüpft (siehe Kap. 5.1). Insgesamt müsste das Potenzial der erneuerbaren Energien (inkl. Strom für Wärmezwecke) ungefähr 70 TWh betragen, um die Wärmenachfrage in Gebäuden zu decken und das Netto-Null Emissions-Ziel zu erreichen. Dieses Potenzial muss entweder vor Ort verfügbar sein oder mithilfe von Netzen (Wärme, Gas) und subsidiär vom Güterverkehr transportiert werden können.

Je nach Heiztechnologie müssen in einer Potenzialanalyse unterschiedliche Quellen für die Umgebungswärme genutzt werden, die spezifischen Rahmenbedingungen unterliegen. Im Folgenden wird die generelle Herangehensweise zur Potenzialberechnung beschrieben. Dabei wird zwischen monovalenter und bivalenter Nutzung unterschieden:

- In der monovalenten Anwendung deckt der vorhandene Energieträger die gesamte

jährliche Nachfrage. Dementsprechend wird eine Anlage auf das dargebotene Leistungsangebot und auf die maximale nachfrageseitige Spitzenlast dimensioniert. Ein erheblicher Teil des vorhandenen Potenzials wird dabei nicht genutzt (Leistungsüberschuss während den meisten Stunden des Jahres).

- In der bivalenten Auslegung stellt ein Spitzenlastkessel die Wärmeversorgung im Leistungsmaximum sicher. Dadurch kann in der Mittel- und Grundlast ein grösseres Wärmepotenzial erschlossen werden. Im Fall eines Dekarbonisierungsziels wird auch die Spitzenlast über eine erneuerbare Quelle gespeisen (z.B. Holz oder Biogas).

4.1 Räumliche Nachfrage- und Clusteranalyse

Die Nutzung bestimmter, ortsgebundener Wärmequellen bedingt eine ausgebaute Infrastruktur in Form eines thermischen Energieverbundes (Hochtemperatur- oder Anergie-Nah- oder Fernwärmenetz). Hier müssen die Investitionskosten für den Verbund in einem günstigen Verhältnis zum möglichen Wärme- und gegebenenfalls Kälteabsatz stehen. Im Rahmen eines Dekarbonisierungsziels kann von etwas höheren spezifischen Verteilkosten ausgegangen werden, weil die fossilen Alternativen in den Dekarbonisierungs-Szenarien entweder mit dem CO₂-Absenkpfad beschränkt oder mittels CO₂-Abgabe verteuert werden. Diese potenziellen Wärmeabsatzgebiete wurden mittels einer Nachfrageclusteranalyse identifiziert.

4.1.1 Methodik nachfrageseitige Cluster-Analyse

In einem ersten Schritt wird der im Gebäudeparkmodell berechnete thermische Energiebedarf räumlich den einzelnen Gebäuden zugeordnet (siehe Kap. 4.1.2). Für jedes einzelne Gebäude in der Schweiz werden anschliessend Nachbargebäude identifiziert, welche innerhalb einer «zulässigen» Anschlussdistanz liegen.

Dabei sind Annahmen zu maximalen Grenzkosten der Wärmeverteilung zur Anwendung gekommen, wie Tabelle 5 zeigt (die zugrunde liegenden Annahmen zu den Planungs- und Verteilungskosten werden im Kap. 4.1.3 beschrieben).

Ausgehend von einem möglichen Wärmeabsatz bei einem Gebäude und den Investitionskosten für Leitungen lässt sich berechnen, wie weit man gehen kann, um ein Gebäude zu erreichen und gleichzeitig unter den unterstellten Grenzkosten der Wärmeverteilung zu bleiben.

Schliesslich wurden die möglichen Verbindungsleitungen zwischen einzelnen Gebäuden zu einem zusammenhängenden Verbund aggregiert und mittels eines speziellen Algorithmus die günstigsten Verbindungen herausgesucht. Das Ergebnis sind Cluster von Gebäuden, die sich auf Basis der getroffenen Annahmen zu einem Nah- oder Fernwärmeverbund zusammenfügen lassen.

Für diese Berechnungen sind folgende Grundlagen zu berücksichtigen:

- Wärmenachfrage der Wohn- und Nicht-Wohngebäude gemäss Datenbasis und Berechnungen mit dem GPM gemäss Kap. 5.1, georeferenziert gemäss Kap. 4.1.2.
- Annahmen zu den unterstellten maximalen Grenzkosten der Wärmeverteilung (Tabelle 5).
- Spezifische Investitionskosten der Wärmeverteilnetze unter Berücksichtigung von verschiedenen Bedingungen (Tabelle 6).
- Annahmen zum Anschlussgrad, die bei der Berechnung der max. Grenzverteilungskosten zugrunde gelegt werden (Tabelle 7).

4.1.2 Georeferenzierung der Wärmenachfrage

Die Wärmenachfrage der Wohn- und Nicht-Wohngebäude mit dem GPM erfolgt mittels eines differenzierten Repräsentantenansatz, mit dem der Gebäudepark der Schweiz aufgrund zahlreicher Datenquellen synthetisch beschrieben wird. So stimmen zum einen die

vorliegenden aggregierten Daten mit dem Modell überein (z.B. Daten zu Gebäudebestand, Alters- und Beheizungsstruktur sowie zum Energieverbrauch) und zum anderen wird der Heterogenität des Gebäudebestands Rechnung getragen. Das GPM in dieser Form wurde in langjähriger wissenschaftlicher Arbeit entwickelt, angewendet und validiert (siehe z.B. Jakob et al. 2016, Nägeli et al, 2018, Nägeli et al. 2020).

Für die nachfolgend beschriebenen räumlichen Energieanalysen werden die Szenarioergebnisse der Berechnungen mit den GPM (Kap. 5.1) den einzelnen Gebäuden in der Schweiz zugeordnet. Dies geschieht mit einem vereinfachten Ansatz, bei dem Gebäudeattribute wie Gebäudetyp, Bauperiode, Betrachtungszeitpunkt und Szenario die Zuordnung steuern.

Hierbei wird vor allem zwischen den bestehenden Gebäuden und Neubauten sowie zwischen verschiedenen Gebäudetypen unterschieden. Der Gebäudebestand kann mittels des 3D-Modells von Swisstopo georeferenziert werden.

Abrisse, Ersatzneubauten und Neubauten werden ebenfalls im GIS georeferenziert. Ausgangsbasis bilden:

- Die Abrisswahrscheinlichkeiten aufgrund von Bauperiode und Gebäudetyp;
- Die räumliche Entwicklungsgrössen, namentlich der Bevölkerung, welche der Bund an die Kantone und diese wiederum an die Gemeinden vorgeben (BFS 2016);
- Georeferenzierte Daten zu Baulandreserven, modelliert anhand von Parzellentyp (Wohn, Arbeits-, Zentrumszone etc.), Gemeindetyp (Grosszentrum, Nebenzentrum, Kleinzentrum etc.), Anbindung an den öffentlichen Verkehr, Hangneigung und Seenähe. Dabei wird vom gesamtschweizerischen Flächenwachstum pro Gebäudetyp ausgegangen.

Damit wird das gesamtschweizerischen Flächenwachstum der Bereiche Wohnen und Nichtwohnen räumlich verteilt. Ein probabilistischer Ansatz erschliesst sukzessive die Bauparzellen mit der besten Eignung. Zusammen mit den

spezifischen Wärmebedarfswerten ergibt sich so für jeden Standort die Wärmenachfrage pro Szenario, welche die Basis der nachfolgenden Berechnungen bildet.

4.1.3 Grenzkosten und Investitionskosten der Wärmeverteilung

Um ambitionierte Dekarbonisierungsziele zu erreichen, kann im Vergleich zu vergangenen oder heutigen Netzen aus komparativen Gründen von höheren Wärmeverteilungskosten und Anschlussgraden ausgegangen werden. Begründet wird dies durch höhere Wärmegestehungskosten von fossilen Anlagen (wegen der unterstellten CO₂-Abgabe). Weitere Gründe sind auch Kosten von alternativen Dekarbonisierungsmassnahmen wie zum Beispiel Wärmedämmungen oder dezentrale Lösungen für Heiz- und Warmwasseranlagen mit erneuerbaren Energien im dicht besiedelten urbanen Raum. Dieser Aufschlag kann mit rund 4 bis 5 Rp/kWh veranschlagt werden (entspricht beispielsweise der Erhöhung der CO₂-Abgabe von heute 96 CHF/tCO₂ auf rund 300 CHF/tCO₂).

Die getroffenen Annahmen zu den Grenzkosten der Wärmeverteilung sind in Tabelle 5 dargestellt. Dabei handelt es sich um planerische maximale Grenzkosten, welche unterschiedliche Planungszeiträume beziehungsweise vertragliche Risiken (z.B. langsamer Aufbau der Anschlüsse, tiefer Anschlussgrad im Endausbau) mitberücksichtigen. Entsprechend sind je nach lokaler Situation Risikogarantien seitens der öffentlichen Hand vorzusehen, um Projektverzögerungen oder -hemmnisse wie beispielsweise tiefe Anfangsanschlussgrade zu adressieren.

Tabelle 5: Unterstellte maximale Grenzkosten der Wärmeverteilung⁵ (Rp/kWh) für die Nachfrageclusteranalyse: Abschreibung 30 Jahre (Tief) bzw. 35 Jahre (Mittel und Hoch), Verzinsung 5%, Investitionskosten pro Laufmeter gemäss Tabelle 6, Anschlussgrad beim Investitionsentscheid gemäss Tabelle 7.

	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	6	8	10
Mehrfamilienhäuser	4	6.5	9
Dienstleistung / Industrie	4	6	8
Verbindungsleitungen	1	2	2

Quelle: VFS, TEP Energy, 27.4.2020

Um die möglichen Verbindungsdistanzen zu bestimmen, die mit den unterstellten Grenzkosten der Wärmeverteilung möglich sind, muss weiteres berücksichtigt werden: Nebst der Siedlungsstruktur und der spezifischen Wärmenachfrage der Gebäude spielen auch die Investitionskosten der Wärmeverteilnetze eine Rolle.

Die Kostenkennwerte für die Anschlussleitungen und weitere Parameter für Nah- und Fernwärmeversorgungen wurden festgelegt, indem auf einschlägige Planungsgrundlagen in Abstimmung mit den Fachverbänden VFS und Holzenergie Bezug genommen wurde. In den gegenwärtigen Analysen geht man von einem Planungszeitraum von 30 Jahren aus sowie von Investitionskosten für den Wärmeleitungsbau gemäss Tabelle 6. Es wird zwischen einfachen, mittleren und erschwerten Bedingungen unterschieden.

⁵ Darin enthalten sind nur die Kapitalkosten der Wärmeverteilung, d.h. die restlichen Wärmeverteilungskosten (Unterhalt, Betrieb, Energieaufwand) und die Energieentstehungskosten müssten je nach System dazu

gezählt werden (z.B. Kapitalkosten Wärmeerzeugung, Holzpreis, Betriebskosten, Übergabestationen etc.).

Tabelle 6: Spezifische Investitionskosten für Verteilungen von Nah- oder Fernwärmenetzen.

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

Quelle: TEP Energy, VFS, Holzenergie Schweiz, 27.04.2020

Bei besonders erschwerten Bedingungen, wie sie beispielsweise in Zentrums- oder Kernzonen von grossen Städten mit einem hohen Koordinationsaufwand mit anderen Tiefbaugewerken und der Verkehrsführung anzutreffen sind, können die Kosten noch deutlich höher liegen als in Tabelle 6 angegeben (bis zu 6000 CHF pro m). Die spezifischen lokalen Verhältnisse werden im Rahmen dieser schweizweiten Analyse nicht speziell berücksichtigt, sondern sind in der Rubrik «Erschwert, Zentrumszone» gemäss Tabelle 6 subsummiert.

Nebst den Investitionskosten haben auch die zu erzielenden Anschlussgrade einen entscheidenden Einfluss auf die spezifischen Wärmeverteilungskosten. Im Sinne einer konservativen Annahme wird bei der nachfrageseitigen Clusteranalyse von relativ tiefen Anschlussgraden ausgegangen (siehe Tabelle 7). Das heisst, es werden nur Gebäude in ein Cluster aufgenommen, welche trotz dieses tiefen Anschlussgrades zu Grenzkosten gemäss Tabelle 5 mit weiteren Gebäuden oder mit einem bestehenden Cluster verbunden werden könnten. Der Grund: Je tiefer der Anschlussgrad, desto rascher wird das unterstellte Maximum der Grenzkosten erreicht.

Tabelle 7: Minimaler Anschlussgrad, der beim Investitionsentscheid vorliegen muss.

	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	35 %	50 %	50 %
Mehrfamilienhäuser	45 %	60 %	60 %
Dienstleistung / Industrie	50 %	70 %	70 %

Quelle: TEP Energy, VFS, 27.4.2020

4.1.4 Cluster der Wärmenachfrage

Mit dem beschriebenen Vorgehen und den getroffenen Annahmen, namentlich zu den maximal zulässigen Grenzkosten der Wärmeverteilung, lassen sich die Anteile der landesweiten Energienachfrage bestimmen. Anteile, die sich innerhalb eines potenziellen Nah- oder Fernwärmenetzes befinden (Tabelle 9).

Um letztlich den Anteil der Energie zu bestimmen, welcher sich realistischerweise leitungsgebunden versorgen lässt, wird zusätzlich ein maximal erreichbarer Anschlussgrad pro Gebäudetyp angenommen (Tabelle 8).

Tabelle 8: Angenommener maximal erreichbarer Anschlussgrad pro Gebäudetyp.

	Tief	Mittel	Hoch
Einfamilienhäuser	60 %	70 %	70 %
Mehrfamilienhäuser	70 %	80 %	80 %
Dienstleistung / Industrie	80 %	90 %	90 %

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

Das Ergebnis zeigt: Höhere zulässige Grenzkosten der Wärmeverteilung steigern die potenzielle Abdeckung über alle Nachfragesektoren gesehen auf 65 %. Dies im Vergleich zu einer Abdeckung von 26 % bei tiefen Grenzkosten, wie sie typischerweise im Referenzszenario zur Anwendung kommen. Bei mittleren und hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung könnten

grundsätzlich vermehrt Einfamilienhäuser angeschlossen werden. Ob und in welchen Mass sich EFH anschliessen würden, hängt jedoch stark vom Wettbewerb mit individuellen Lösungen ab. Diese Evaluation findet im Gebäudeparkmodell statt, wo sich zeigt, dass die leitungsgebundenen Lösungen bei EFH auch in den Dekarbonisierungs-Szenarien nur eine geringe Bedeutung erhalten (siehe Kap. 5.1).

Tabelle 9: Potenzielle Anteile der Energienachfrage innerhalb eines potenziellen Nah- oder Fernwärmenetzes, nach Gebäudesektor.

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

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

Basierend auf den mittleren Wärmeverteilungskosten wird für die Gesamtheit der Gebäude der Anteil möglicher Nah- und Fernwärmeverbunde berechnet (Tabelle 10). Im Referenzszenario, in dem die tiefen Grenzkosten der Wärmeverteilung unterstellt werden, lässt sich 30 % der thermischen Nachfrage des Jahres 2050 potenziell zu nachfrageseitigen Nah- und Fernwärme-Clustern zusammenschliessen. In den beiden Dekarbonisierungs-Szenarien, mit mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung gerechnet, erhöht sich der Anteil, der potenziell leitungsgebunden versorgt werden könnte, auf 56%, in den beiden Szenariovarianten gar auf 65%.

Ein grosser Teil der Nachfrage davon kann mit Wärmeverteilungskosten von 2 bis 4 Rp/kWh erschlossen werden (beinahe 50 % der thermischen Nachfrage in den beiden Dekarbonisierungs-Szenarien im Jahr 2050). Die durchschnittlichen spezifischen Verteilkosten liegen

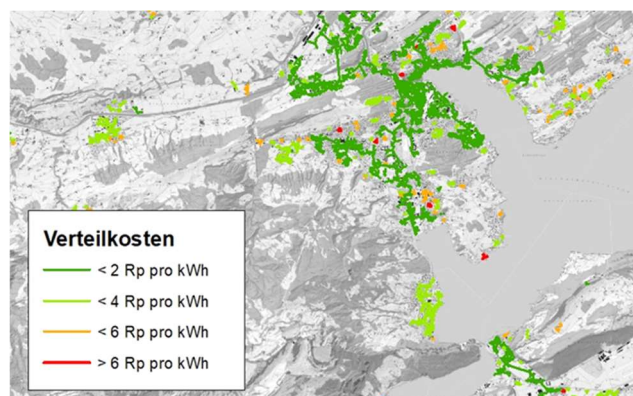
damit im Ergebnis deutlich tiefer als die unterstellten spezifischen Grenzkosten. Nur ein kleiner Teil der Gebäude liegt also so weit auseinander, dass die unterstellten Grenzkosten in Anspruch genommen werden müssten; die meisten Gebäude in kürzerer Distanz beieinander.

Tabelle 10: Energienachfrage in potenziellen Nah- und Fernwärme-Clustern (in Prozent), unterteilt in Verteilkostenklassen.

Verteilkostenklassen	Tief	Mittel	Hoch
Nahwärme <20 GWh			
<2 Rp/kWh	4 %	1 %	0 %
2-4 Rp/kWh	10 %	5 %	3 %
4-6 Rp/kWh	3 %	10 %	10 %
>6 Rp/kWh	0 %	1 %	3 %
Fernwärme > 20 GWh			
<2 Rp/kWh	2 %	1 %	0 %
2-4 Rp/kWh	7 %	33 %	35 %
4-6 Rp/kWh	0 %	4 %	12 %
Ausserhalb Energieverbund	74 %	44 %	35 %
Total	100 %	100 %	100 %

Quelle: TEP Energy, 12.03.2020

Zur Illustration sind die möglichen Cluster, die sich mit unterschiedlichen Grenzkosten der Wärmeverteilung erschliessen lassen, in der folgenden Abbildung kartographisch dargestellt.



Von Interesse im Hinblick auf das Ableiten der Instrumente und Massnahmen ist auch die Grösse der potenziellen Nachfragecluster. Die Ergebnisse der diesbezüglichen Analyse zeigen Folgendes: Während anzahlmässig die Mehrheit der einzelnen Nachfragecluster eine Wärmenachfrage von kleiner 5 GWh pro Jahr und einer Leitungslänge von kleiner 5000 m aufweisen, befindet sich insbesondere in den Dekarbonisierungsszenarien der Grossteil der Energienachfrage in grösseren Fernwärme-Clustern von mehr als 20 GWh Wärmenachfrage (weil sich eine höhere Anzahl kleinerer Cluster zu grossen Netzen zusammenschliessen lassen).

4.1.5 Methodik der Kältenachfrage

Bei der Abschätzung der Kältenachfrage wird aus methodischen Gründen und aufgrund der Datenlage zwischen Wohn- und Nicht-Wohngebäuden unterschieden.

Für die Sektoren Dienstleistungs- und Industriegebäude wird ähnlich wie bei der Wärmenachfrage die thermische Kältenachfrage mit dem Gebäudeparkmodell berechnet. Die (aggregierte) Kältenachfrage. Hierbei wird zwischen verschiedenen Gebäudenutzungstypen (Gebäudetyp, Branchen) unterschieden und anschliessend räumlich den einzelnen Gebäuden zugeordnet.

Für den Wohnbereich setzt sich aus der spezifischen Nachfrage pro m² und der tatsächlich mit Kälteanlagen ausgerüsteten Gebäude (Durchdringungsgrad) zusammen wird die potenzielle Kältenachfrage hingegen mit einer angebots- bzw. gebäudeseitigen Betrachtung berechnet. Hier wird die Möglichkeit unterstellt, Kälte mit geringem Aufwand nutzen zu können, zumindest bei einem Teil der Gebäude wahrgenommen wird.

Der methodische Ansatz zur Bestimmung des maximalen Kältepotenzials setzt bei sämtlichen Wohngebäuden an, die 2050 ihre Wärme über eine Erdwärmesonde, eine Luft-Wasser Wärmepumpe oder einen Seewasserverbund beziehen. Hier wird die potenzielle Kälte berechnet, die den (latenten) Bedarf decken könnte.

In beiden Fällen (Nicht-Wohn- und Wohngebäude) kann die Kältenachfrage potenziell für die Regeneration von Erdwärmesonden genutzt werden (siehe auch Abschnitt 4.1.5).

4.2 Räumliche Potenzialanalyse der erneuerbaren Energien

Für die verschiedenen ortsfesten und standortgebundenen erneuerbaren Energiequellen wird nachfolgend die Methodik zur Berechnung der verfügbaren Potenziale und des jeweils erschliessbaren Anteils erläutert. Wesentlich dabei ist die folgende Unterscheidung:

- Verfügbares physikalisches Potenzial
- In Bezug auf die Fragestellung und die gesetzte Systemgrenze erschliessbares Potenzial (nachfolgend auch zugeordnetes Potenzial genannt)

Das erstgenannte Potenzial ergibt sich vor allem aufgrund von grundsätzlichen physikalischen (und energietechnischen) Überlegungen, unabhängig davon, ob und wie dieses Potenzial genutzt werden kann. Das erschliessbare Potenzial hingegen nimmt auf potenzielle Nutzungsmöglichkeiten Bezug. Je nach Art der erneuerbaren Energiequelle ist für deren Nutzung beziehungsweise sinnstiftende Quantifizierung eine Nachfrage/ein Bedarf, ein Gebäude und/oder eine leitungsgebundene Infrastruktur erforderlich.

Grundsätzlich hängt das erschliessbare Potenzial damit auch von der Reihenfolge der Berücksichtigung der verschiedenen Quellen ab; die zuletzt genutzte Quelle kann beispielsweise nur noch den Restbedarf decken, der durch die erstgenutzten Quellen noch nicht erschlossen ist. Dies wird bei den leitungsgebundenen Energieträgern explizit berücksichtigt, wobei hier auf die räumlichen nachfrageseitigen Clusteranalysen Bezug genommen wird (siehe Kap. 4.2.2).

Es wird zwischen den folgenden Arten von erneuerbaren (thermischen) Energiequellen unterschieden:

- Standort- und gebäudegebunden: Die Potenzialangabe ist direkt an eine konkrete Nutzung gebunden, z.B. der Ertrag von thermischer Solarenergie an einen Bedarf von Wärme für Warmwasser und Heizung. Analog gilt dies für die Wärmequellen Luft (Nutzung durch Luft-Wasser-WP) oder Erdreich (Nutzung durch gebäudebezogene Erdwärmesonde).
- Orts- und infrastrukturgebunden, z.B. bestehende KVA, ARA oder andere Abwärmquellen und erneuerbare Quellen wie See-, Fluss- oder Grundwasser oder Geothermie, deren Nutzung häufig an Wärmepumpen und in der Regel an eine Infrastruktur wie Nah-, Fernwärme oder andere thermische Netze gebunden ist.
- Ortsungebunden, z.B. Biomasse/Biogas

4.2.1 Standortgebundene Wärmequellen

ERDWÄRMESONDEN

Das durch Erdwärmesonden energetisch nutzbare Potenzial wird lokal durch die Wärmeleitfähigkeit der betroffenen geologischen Schichten bestimmt. Die Wärmeentzugsdichte wird je nach Literaturquelle mit 3 bis 5 kWh pro Quadratmeter Siedlungsraum angegeben. Im Sinne eines konservativen Ansatzes gehen wir basierend auf Wagner und Weisskopf (2014) von einer nachhaltig nutzbaren Wärmeentzugsdichte von 3 kWh/m² aus. Dies stellt insbesondere in dicht besiedelten urbanen Gebieten zunächst eine bedeutende Einschränkung dar. Gemäss Einschätzung von Geothermie Schweiz handelt es sich hierbei um eine konservative Annahme. In vielen Gebieten liessen sich bis zu 5 kWh pro Quadratmeter Siedlungsraum nachhaltig nutzen.

Zudem unterliegt die Nutzung von Erdwärmesonden rechtlichen Einschränkungen, da die benötigten Bohrungen zu einer potenziellen Beeinträchtigung der als Trinkwasserressource dienenden Grundwasserkörper führen könnten. Für die Potenzialberechnung werden zum einen

Gebiete ausserhalb der Grundwasserschutzzone (vom sog. Typ Au) berücksichtigt und zum anderen Gebiete, die sich zwar innerhalb der Grundwasserschutzzone befinden, deren Mächtigkeit des Grundwassersvorkommens aber weniger als 2 Metern beträgt, weshalb sie für die Trinkwassergewinnung ungeeignet sind.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ergibt sich ein nachhaltig nutzbares Potenzial ohne Regeneration von 6 TWh pro Jahr ausserhalb der Gewässerschutzgebiete und von rund 2 TWh innerhalb der Gewässerschutzgebiete (nur Gebiete mit geringer Mächtigkeit).

REGENERATION ERDWÄRMESONDEN

Für eine nachhaltige Nutzung von Erdwärmesonden, insbesondere in dicht besiedelten Gebieten, muss das Erdreich regeneriert werden. Dabei werden geologische Formationen zur Wärmespeicherung von saisonal überschüssiger Energie genutzt (beispielsweise aus der Gebäudekühlung, aus solarthermischen Anlagen oder aus der Umgebungsluft (Haller et al. 2019)). Ansonsten erfolgt auf die Dauer eine Auskühlung des Erdreichs und eine Leistungsminderung oder gar der Funktionsverlust der Sonde. Um dem entgegenzuwirken kann überschüssige Wärme dem Boden zugefügt werden (aktive Regeneration). Als Wärmequellen für die Regeneration kommen insbesondere solarthermische Komponenten, Luft-Wärmetauscher sowie Gebäudewärme (Geocooling) in Frage.

Wir gehen vereinfachend davon aus, dass eine Anlage mit Regeneration nachhaltig betrieben werden kann, wenn für den Wärmeentzug über der Limite von 3 kWh/m² gleich viel Wärme in die Erde zurückgespeist wie entnommen wird. Dies entspricht einer konservativen Vorgehensweise. Als Regenerationsquellen werden Wärmeeinträge durch Gebäudekühlung sowie aus Solarthermie berücksichtigt und zwar gebäudescharf für Dach- und Fassadeflächen mit der Eignung «gut», «sehr gut» und «top» (gemäss Solarkataster (BFE 2019)). Auf der Ebene der Hektare wird bilanziert, in wie fern Wärmeeinträge

durch Geocooling und Solarthermie die winterlichen Wärmeentzüge ausgleichen können.

Mit Regeneration durch Solaranlagen beträgt das nutzbare Potenzial ausserhalb des Gewässerschutzgebietes je nach Szenario 31 bis 35 TWh pro Jahr und weitere rund 10 TWh innerhalb des Gewässerschutzgebiets (nur Gebiete mit geringer Mächtigkeit). Das Ergebnis ist leicht vom Szenario abhängig: Die höhere Zahl bezieht sich auf das Referenzszenario, die tiefere auf die Dekarbonisierungs-Szenarien, da sich bei geringerer thermischer Nachfrage das Potenzial reduziert.

Das Regenerationspotenzial von Geocooling wird auf maximal 4 bis 5 TWh geschätzt. Berechnungsbasis hierfür ist der modellierte Kältebedarfs von denjenigen Gebäuden, die mit einer Erdwärmesonde ausgerüstet sind.

Eine weitere Möglichkeit der Regeneration bietet sich im Fall von Erdsondenfeldern im Zusammenhang mit sogenannten Anergienetzen, bei denen gebäudegreifend 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 wie z.B. bei den 2000 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 davon abhängig. Da die Lärmschutzbestimmungen je nach Kanton variieren, werden für die gegenwärtige Analyse im Sinne einer groben ersten Annäherung die Werte in Tabelle 11 angenommen. 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 (und es besteht ein Trend zu Produkten mit tieferem Schallpegel). Die getroffenen Annahmen stellen so gesehen eine konservative Herangehensweise dar (weil das Potenzial damit eher unterschätzt wird).

Tabelle 11: Angenommene Mindestabstände zum Nachbargebäude für eine Luft-Wasser Wärmepumpe einer bestimmten Leistung.

Leistungsbedarf	Mindestabstand
10 kW	4 m
20 kW	7 m
35 kW	12 m
65 kW	22 m

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

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 (siehe Abbildung 4).

Mittels einer gesamtschweizerischen GIS-Analyse ergibt sich ein nutzbares Potenzial von 25 bis 35 TWh (je nach Szenario). 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 MFH sowie für Gebäude des Dienstleistungssektors (die eher in weniger lärmempfindlichen Zonen stehen). Eine Herausforderung stellen jedoch innerstädtische und sonstige dicht bebaute Siedlungsstrukturen dar, namentlich Blockrandbebauungen. Hier sind neue innovative Lösungen erforderlich, um Luft-Wasser-WP nutzen zu können, zum Beispiel Aufstellen auf dem Flachdach oder Integration des Technikraums im Dachbereich (im Rahmen des BFE-Forschungsprojekts Low-Invest-Costs-Solutions – LICS - werden solche Lösungen gesucht).

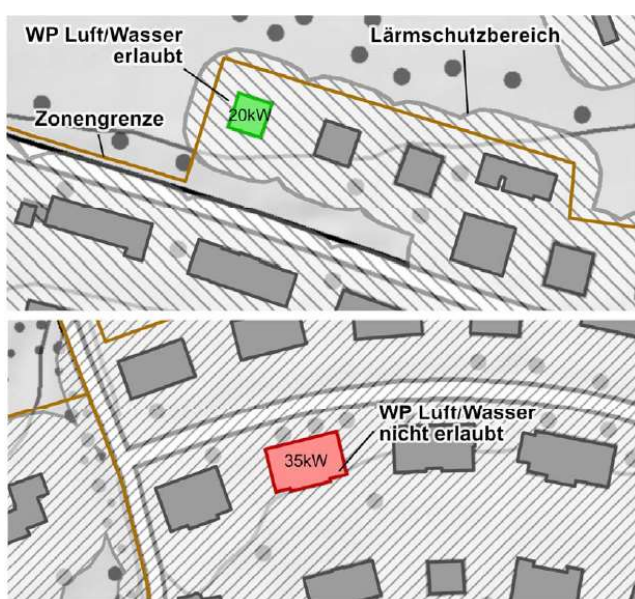


Abbildung 4 Exemplarische Illustration von zwei Situationen, bei denen eine Aussenaufstellung einer WP mit oder ohne Spltteinheit möglich ist (oben) bzw. nicht (unten)

Quelle: TEP Energy

4.2.2 Orts- und infrastrukturegebundene Wärmequellen

Für jeden Wärme-Cluster und damit für jeden Gebäudestandort wird festgestellt, welche erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung stehen und welche Einschränkungen bestehen.

Bei Vorhandensein mehrerer standortgebundener Energiequellen pro Wärme-Cluster hängt das erschliessbare Potenzial von der Reihenfolge ihrer Erschliessung ab. Um diesen Effekt aufzuzeigen, werden innerhalb der orts- und infrastrukturegebundenen Wärmequellen verschiedene Priorisierungsabfolgen festgelegt. Der Abwärme aus Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA), Industrieanlagen und Abwasserreinigungsanlagen (ARA) werden aufgrund ihrer hohen exergetischen Wertigkeit und ihrer technischen Natur die Prioritäten 1, 2 und 3 zugeordnet.

Den übrigen Quellen Seewasser, Flusswasser, Grundwasser und mitteltiefe Geothermie wird alternierend die Priorität 4, 5, 6 und 7 zugeordnet (Tabelle 12). Lokal ändert sich je nach Ausgangssituation die Reihenfolge der Priorisierung. Dabei fließen zahlreiche Überlegungen

mit ein. Nebst den verschiedenen Potenzialen umfasst dies die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Wärmeerzeugungsoptionen (welche von den lokalen Gegebenheiten und auch von der Anlagengrösse abhängt), die lokale Nachfrage (welche die Anlagengrösse mit determiniert) sowie Risikoabwägungen und Finanzierungsfragen. Bei einigen der aufgeführten Quellen besteht in der Schweiz ein gut abgestütztes Erfahrungswissen (z.B. bei KVA-, ARA- und Seewassernutzungen) und bei anderen ist dieses noch aufzubauen (z.B. bei der mitteltiefen Geothermie, was bei den Empfehlungen entsprechend zu berücksichtigen ist).

Aufgrund der Vielfalt dieser Aspekte und wegen der z.T. ungenügend verfügbaren Datenlage (z.B. was Kosten und Wirtschaftlichkeit betrifft) konnte im Rahmen dieser Studie zwischen den Rängen 4 bis 7 keine definitive Priorisierung vorgenommen werden.

Tabelle 12: Priorisierung der Wärmequellen bei der Zuordnung zu den Nachfrageclustern. Wärmequellen einer höheren Priorisierung werden vorzugsweise ausgeschöpft.

Wärmequelle	Rangfolge			
	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: TEP Energy, 27.4.2020

Auf die damit verbundenen Wärmecluster werden dann die verschiedenen Potenziale verteilt, bis entweder kein Potenzial mehr verfügbar ist oder die Nachfrage ausgeschöpft ist. Dieses

Vorgehen wird für sämtliche relevanten Quellen innerhalb der Schweiz umgesetzt.

Ein Kartenausschnitt zeigt exemplarisch ein Potenzialgebiet mit den resultierenden Potenzialen (Abbildung 5).

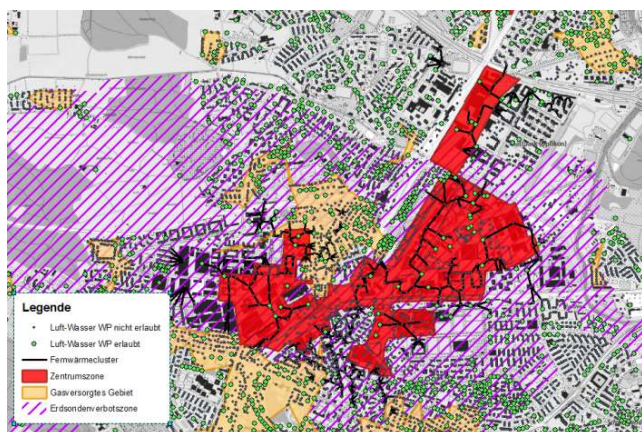


Abbildung 5 Exemplarischer Ausschnitt einer Potenzialkarte

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

Die folgenden Angaben zu den zugeordneten Potenzialen der orts- und infrastrukturgebundenen Wärmequellen setzen Wärmenetze der Variante „mittlere marginale Verteilkosten“ gemäss Tabelle 5 voraus.

KEHRICHTVERWERTUNGSANLAGEN (KVA)

Heute (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 Kehrlicht wird in dieser Analyse von einem gleichbleibenden Potenzial ausgegangen, dies gestützt auf den Bericht des VBSA zur Entwicklung des Siedlungsabfallaufkommens bis 2050 (Birnstengel et al. 2018). Bevölkerungs- und Beschäftigtenwachstum und Reduktion der spezifischen Abfallmenge halten sich in etwa die Waage.

Die vorliegenden Modellierungen und Berechnungen basieren auf folgenden Annahmen:

- Sofern ein wirtschaftliches Absatzgebiet vorhanden ist, das heisst gemäss den oben im Kap. 4.1 beschriebenen Analysen, Wärmenachfrage-Cluster zu den angegebenen Grenzkosten des Transports und der Verteilung zur Verfügung stehen, wird die produzierte (Ab-)Wärme mittels Fernwärme genutzt. Bei den nicht wärmegenutzten Energieinhalten wird angenommen, dass diese vollständig zur hochwertigen Stromproduktion verwendet werden kann und dass die Wirkungsgrade (derzeit erst 16 %) weiter optimiert werden.
- Im Rahmen dieser Studie werden keine Aussagen zu einzelnen KVA (bspw. mit/ohne WKK oder nur Verstromung oder künftige Konzentration der KVA) gemacht. Es ist möglich, das ist hier zu erwähnen, Wärmeverbraucher zukünftig vermehrt in der Nähe von Wärmequellen wie KVA oder ARA anzusiedeln. Auch umgekehrt: Bei der Standortwahl von solchen Anlagen sind die Siedlungsstruktur und potenzielle Wärmeabnehmer besser zu berücksichtigen.
- Der jährliche Input der KVA beläuft sich auf ca. 4 Millionen Tonnen Abfall. Dadurch können potenziell 2.4 TWh Wärme monovalent oder 6.8 TWh bivalent (inkl. rund 30% Anteil aus Drittquellen für die Spitzenlastdeckung) geliefert 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 Mrd. m³ pro Jahr. Das Jahresmittel der Abwassertemperatur beträgt ca. 13.5 °C. Das Wasser darf um 6.5 °C gekühlt werden, so unsere Annahme. Somit ergibt sich eine mögliche Wärmelieferung (inkl. Verteilverluste) von ca. 2.6 TWh (monovalent) oder 7.6 TWh (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung durch hochwertige Wärmequellen).

Im folgenden Beispiel (Abbildung 6) wird ausgehend von einer bestehenden ARA ein Wärmenetz berechnet und dargestellt, welches einen grossen Teil der Gebäude vor Ort mit Wärme versorgen kann.

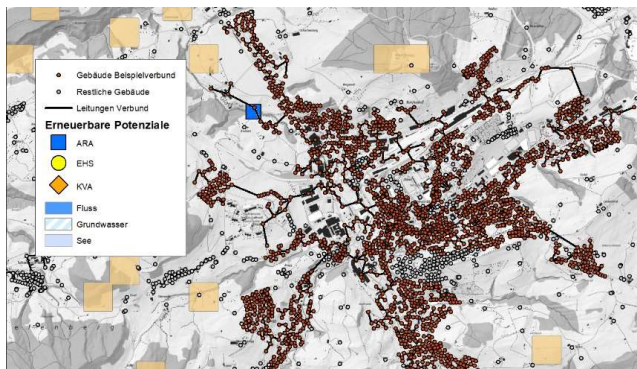


Abbildung 6 Beispielhafte Darstellung eines möglichen Wärmenetzes unter Verwendung der Abwärme einer ARA.

Quelle: TEP Energy, 14.02.2020

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 134 TWh.

Das nutzbare Wärmepotenzial wird unter Berücksichtigung der nachfrageseitigen Cluster-Analysen und der Distanzen zwischen See und den verschiedenen Clustern ermittelt (siehe Abbildung 7 für eine exemplarische Darstellung, aus der hervorgeht, dass mehrere Ortschaften durch einen solchen Verbund erschlossen werden können). Zudem beeinflusst die in Tabelle 12 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. 14 TWh (monovalent) oder ca. 11 TWh (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung).

Würde dem Seewasserpotenzial die Priorität 5, 6 respektive 7 zugeordnet, resultierte ein Potenzial von weniger als 1 TWh. Dies weil andere Quellen die entsprechenden Absatzpotenziale bereits erschlossen hätten.

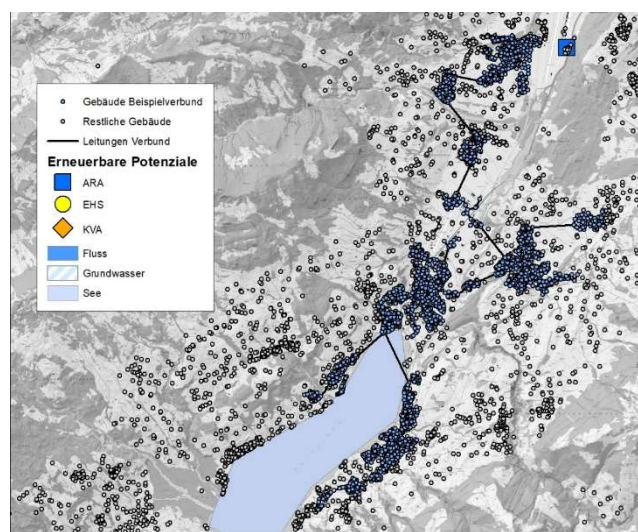


Abbildung 7 Beispielhafte Darstellung eines möglichen Seewasserverbundes

Quelle: TEP Energy

FLUSSWASSER

In der gegenwärtigen Studie beschränken wir uns auf die grossen Flüsse mit einem minimalen Abfluss von 10 m³ pro Sekunde. 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 Q_{347} , welche an 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 sowie der Priorisierung gemäss Tabelle 12 ergibt sich somit ein physikalisches Wärmepotenzial von 9,4 TWh

(monovalent) bzw. 27.3 TWh (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. 9 TWh (monovalent) oder rund 12 TWh (bivalent, inkl. Anteil Spitzenlastdeckung).

GRUNDWASSER

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

Wir berücksichtigen Grundwasseraquifere mit einer Mächtigkeit grösser als 10 m und unterstellen einen möglichen spezifischen Leistungsentzug von 1.5 W pro m² Aquifer (Dr. Eicher +Pauli AG, 2014). Somit ergibt sich ein physikalisches Potenzial von 4.7 TWh (monovalent) bzw. 13.7 TWh (bivalent, inkl. Spitzenlastanteil).

Wird Grundwasser mit 4. Priorität genutzt, ergibt sich für den Fall «mittlere Grenzkosten der Wärmeverteilung» ein Potenzial von ca. 4 bis 5 TWh (monovalent) oder rund 9 TWh (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, 1000-3000 m) beträchtlich. Gemäss Schädle (2020) ist das Wärmepotenzial aus mitteltiefer Geothermie in der Schweiz „flächig“ vorhanden. Dieses Potenzial liegt je nach Örtlichkeit in unterschiedlicher Tiefe vor, typischerweise von wenigen hundert Metern bis max. 3000 m. Die Nutztemperatur variiert zwischen 40-120 °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 die Nutztemperatur und die Ergiebigkeit dieser Wärmequelle regional und lokal stark unterschiedlich sein und diese wichtigen Parameter sind nicht a priori bekannt. Diese Unbekannten stellen derzeit für ein einzelnes Projekt ein hohes wirtschaftliches und unternehmerisches Risiko dar.

Ausserdem beeinflussen sie sowohl die zu erwartende energetische Ergiebigkeit und damit die Ertragsseite als auch die zu berücksichtigenden Erschliessungskosten der Wärmequelle sowie allfällige Investitionskosten für Wärmepumpen.

Für die räumliche Analyse werden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Eine potenzielle Anlage kann sich entweder ausserhalb des Siedungsgebietes oder in einer Gewerbe- oder Industriezone befinden, sofern ein Platzbedarf von rund 3000 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 (1000 bis 3000 m).
- Pro Anlage sollte bei einer bivalenten Konfiguration ein Absatzpotenzial von 17 GWh (1000 m) bis 58 GWh (3000 m) verfügbar sein.

Das physikalische Potenzial der mitteltiefen Geothermie beträgt damit 73 TWh (monovalente Konfiguration) bzw. 14,6 TWh (bivalente Konfiguration).

Bei einem räumlichen Matching mit den nachfrageseitigen Wärmeclustern resultiert ein Potenzial von 31 TWh (monovalente Nutzung) bzw. 22 TWh (bivalente Nutzung), wenn

mitteltiefe Geothermie mit 4. Priorität genutzt wird. Das Potential in letzterem ist geringer, weil KVA und ARA in der bivalenten Konfiguration bereits einen höheren Anteil abdecken (13 TWh im bivalenten Fall, 5 TWh im monovalenten). Je nach angenommener Priorität reduziert sich das Potenzial beträchtlich (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Potenzial der mitteltiefen Geothermie je nach Priorität und Rangfolge gemäss Tabelle 12

Rangfolge	a	b	c	d
Priorität mitteltiefe Geothermie	7	6	5	4
Potenzial monovalent	8.2	19.1	27.2	30.9
Potenzial bivalent	3.9	7.3	14.6	22.3

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

TIEFE GEOTHERMIE

Ebenfalls bedeutend sind die Potenziale aus petrothermalen Quellen (auch EGS genannt). Deren Erschliessung bedingt mindestens zwei erfolgreiche Tiefenbohrungen und eine Verteilung der geförderten Wärme mittels FW-Netze. Zudem wird Wasser mit einer Zirkulationsrate von mindestens 40 Litern pro Sekunde benötigt. Dreissig bis vierzig grössere Agglomerationen eignen sich für einen Standort, gegeben das geschätzte Potenzial eines Standortes. Zukünftig wird mitteltiefe Geothermie günstiger werden, wenn sie in (Kern)-Städten mit weiterhin hohem Wärmebedarf vermehrt genutzt werden kann. Bei einer genaueren Analyse wäre das Zusammenspiel mit den übrigen beschriebenen Wärmequellen und die Priorisierung im Vergleich zu den übrigen Energiequellen zu berücksichtigen. Für die gegenwärtige Analyse wurden folgende Einschränkungen des tiefen Geothermiepotenzials angenommen:

- Eine potenzielle Anlage soll sich sowohl ausserhalb des Siedungsgebietes wie auch

ausserhalb der Grundwasserschutzzone (Typ Au) befinden, weniger als 1 km von einem Fluss mit einer winterlichen Fließrate von mindestens 1 m³/s entfernt sein und hat einen Platzbedarf von mindestens 4 ha auf einem Stück Land mit weniger als 5 % Hangneigung.

- Ein Absatz von mindestens 100 GWh pro Anlage muss möglich sein, damit sich die Investitionskosten lohnen.

Bei den Szenariorechnungen mit dem Gebäudeparkmodell (Kap. 5) wird auf die Potenziale der mitteltiefen Geothermie fokussiert.

ZUSAMMENFASSUNG DER ORTS- UND INFRASTRUKTUR-GEBUNDENEN WÄRMEQUELLEN

In der nun folgenden Zusammenfassung der orts- und infrastrukturegebundenen Wärmequellen wird aufgezeigt, wie das nutzbare Potenzial einer bestimmten Energiequelle von der Rangfolge ihrer jeweiligen Erschliessung abhängt (Tabelle 14). Ebenfalls ersichtlich ist, dass ein kleiner Teil des Potenzials im Fall der mittleren Grenzkosten der Wärmeverteilung nicht einem Wärmecluster zugeordnet werden kann. Umgekehrt können unabhängig von der Priorisierung zwischen 35 und 40 TWh an Wärme durch orts- und infrastrukturegebundene Wärmequellen gedeckt werden. Bei tiefen Grenzkosten der Wärmeverteilung betragen diese Werte rund 18 TWh (Details siehe Tabelle 18 im Anhang) und bei hohen Grenzkosten rund 44 TWh (siehe Tabelle 19 im Abschnitt 9.2 im Anhang).

Welche Rangfolge (a bis d) und Priorisierung vorzunehmen ist, wird im Rahmen dieser Studie nicht näher spezifiziert. Dies ist im Einzelfall unter Einbezug lokaler Gegebenheiten zu klären, auch weil die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung aus den verschiedenen erneuerbaren Energiequellen stark von den spezifischen Gegebenheiten abhängt.

Tabelle 14: Zusammenfassung der orts- und infrastrukturgebundenen Wärmequellen (Fall «mittlere Grenzkosten der Wärmeverteilung»)

Zuordnung zu den Wärmequellen, monovalente Betrachtung (TWh)					
Wärmequelle	Verfügbar	Zugeordnet (nach Rangfolge Priorisierung)			
		a	b	c	d
KVA	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
ARA	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5
EHS	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Seen	134.3	13.6	0.6	0.7	0.7
Fluss	9.4	7.4	9.2	0.6	0.7
Grundwasser	4.7	3.4	3.7	4.6	1.1
Geothermie	72.9	8.2	19.1	27.2	30.9
Rest (nicht zugeordnet)		4.9	4.9	4.6	4.2
Total	226	42.6	42.6	42.6	42.6

Zuordnung zu den Wärmequellen, bivalente Betrachtung (TWh)					
Wärmequelle	Verfügbar	Zugeordnet (nach Rangfolge Priorisierung)			
		a	b	c	d
KVA	6.8	6.3	6.3	6.3	6.3
ARA	7.5	6.9	6.9	6.9	6.9
EHS	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Seen	134.3	10.7	0.4	0.6	0.7
Fluss	27.3	6.8	12.5	0.3	0.7
Grundwasser	13.7	3.1	4.5	9.1	1.1
Geothermie	146.0	3.9	7.3	14.6	22.3
Rest (nicht zugeordnet)		4.2	4.3	4.3	4.2
Total	336	42.6	42.6	42.6	42.6

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

4.2.3 Ortsungebundene Potenziale

HOLZ/BIOMASSE

Unter dem Sammelbegriff Holz/Biomasse werden in dieser Analyse verschiedene feste Holz-Fraktionen subsumiert, welche als Wärmequellen für verschiedene Arten von Heizsystemen dienen können. Darunter fallen Pellets, Holzschnittel sowie Stückholz, welche im Modell jedoch nicht einzeln spezifiziert werden. Als ortsungebundene Energieträger können diese Fraktionen sowohl in Einzelgebäuden als auch in Nah- und Fernwärme-Netzen für Wärmezwecke zum Einsatz kommen, namentlich auch zu deren Spitzenlastdeckung.

Nach aktuellen Zahlen (Thees, Burg, Erni, Bowman, & Lemm, 2017) besteht ein nachhaltig nutzbares Potenzial der festen Biomasse von rund 14 TWh. Davon werden heute bereits rund 10 TWh energetisch genutzt und es stehen

weitere rund 3.5 TWh für eine energetische Nutzung zur Verfügung.

In diesen Zahlen nicht berücksichtigt ist ein weiteres teilweise befristet zur Verfügung stehendes Potenzial, welches entsteht, wenn der Waldbestand in den kommenden Jahren zum grössten Teil umgebaut wird, um diesen dem erwarteten Klimawandel anzupassen. Nach einer ersten groben Abschätzung stehen weitere rund 3 Mio. m³ Waldholz jährlich zur Verfügung. Bei rein energetischer Nutzung würde dies einem zusätzlichen Potenzial von rund 6 TWh entsprechen. Auf Grund von strukturellen Hemmnissen wie kleinteilige Waldbesitzerstruktur, Kostenstruktur Holzbereitstellung, etc. (Leitungsgruppe-NFP66, 2017) werden zusätzliche Massnahmen notwendig sein, dieses Potenzial (energetisch) nutzen zu können.

BIOGAS

Auch für Biogas gilt, dass sich dieses aus verschiedenen Grundprodukten erzeugen lässt und je nach Prozess für verschiedene Anwendungen zur Verfügung stehen kann. Je nach Ausgangsprodukt (z.B. Mist, Grünabfälle, organische Industrieabfälle etc.) kann darüber hinaus eine partielle Ortsgebundenheit gegeben sein, wenn z.B. bei ARA-Standorten das Klärgas (Biometan) vor Ort gewonnen wird. Nach aktuellen Zahlen (Thees et al., 2017) besteht ein nachhaltig nutzbares Potenzial an Biomethan von rund 5.7 TWh in der Schweiz. Davon werden derzeit rund 2.3 TWh energetisch genutzt. Damit steht ein verbleibendes Potenzial von rund 3.4 TWh für eine weitere energetische Nutzung zur Verfügung. Je nach Verwendungszweck kann dieses Biomethan nach einer Aufbereitung ins Erdgasnetz eingespeist- oder vor Ort in WKK-Anlagen direkt genutzt werden. Laut (E-Cube 2018) beträgt der Anteil des aus dem ländlichen Raum nutzbaren Biomethans rund 30-50 %, welcher ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Vergessen darf man hier jedoch nicht die entsprechenden Kosten für die Gasaufbereitung und den Transport.

Insgesamt steht für eine weitere energetische Nutzung aus Biomasse und Biomethan ein zusätzliches Potenzial von rund 12-15 TWh (bis 17 TWh unter Berücksichtigung von Holz aus dem erwähnten Waldumbau) zur Verfügung. Für das Anreiz-Szenario ergibt sich die in Tabelle 15 aufgeführte Allokation der Biomasse und Biogase auf die einzelnen Sektoren.

Tabelle 15: Biomasse-Allokation im Anreizszenario auf die verschiedenen Sektoren.

Szenario Anreiz		2020	2050
Biogas	Haushalte	1.6	2.2
	Dienstleistungen	0.8	1.7
	Industrie	0.0	0.8
Total	Alle Sektoren	2.3	4.7
Biomasse	Haushalte	5.2	3.5
	Dienstleistungen	0.9	3.0
	Industrie	1.4	4.0
	Fernwärme	2.3	3.5
Total	Alle Sektoren	9.9	14.0

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

Ein wesentliches Hemmnis für die weitere Nutzung sind die zu erwartenden Bereitstellungskosten für die feste Biomasse, welche zwischen 6 Rp/kWh bis 10 Rp/kWh betragen können (Thees et al., 2017), wobei das Biomethan-Potenzial günstiger zu erschliessen ist, mit Bereitstellungskosten von rund 1 Rp/kWh, jedoch die zusätzlichen Kosten für einen Netzanschluss in dieser Betrachtung fehlen.

4.2.4 Übersicht über die Potenziale erneuerbarer Energien

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus den räumlichen Potenzialanalyse zusammengeführt. Die sich damit ergebenden wärmeseitigen Potenziale sind in der Übersicht in Tabelle 16

dargestellt. Zu beachten ist, dass Seen, Flüsse, Grundwasser und mitteltiefe Geothermie eine grosse Bandbreite aufweisen und das nutzbare Potenzial von der Reihenfolge der Erschliessung abhängt. Zu beachten ist zudem, dass die Potenziale nicht ohne Weiteres addiert werden können: Je nach konzeptionellem Ansatz der Nutzung wird ein Teil der energetisch hochwertigen und ortsungebundenen Potenziale (Holz, Biogas) in thermischen Verbunden eingesetzt, welche Niedertemperaturwärme (z.B. ARA, Gewässer) nutzen. Oder sie dienen als «range extender», um ganzjährig anfallende Wärme (z.B. aus KVA, Industrieprozessen, Rechenzentren) besser zu nutzen, indem sie in diesen Fällen zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden.

Wieviel von der Nachfrage tatsächlich durch Wärmenetze versorgt wird, hängt nebst den verfügbaren Potenzialen auch folgenden beiden Faktoren entscheidende ab:

- von der Dynamik ab, mit der die Infrastruktur für die Nutzung der Potenziale bereitgestellt wird (siehe Kap. 4.4)
- von der Attraktivität von konkurrierenden dezentralen Lösungen aus Sicht der Gebäudeeigentümer ab.

Beide Aspekte werden bei den Berechnungen mit dem Gebäudeparkmodell explizit berücksichtigt. Die Verfügbarkeit stellt einen Modellinput in Form einer Verfügbarkeitstopologie im Zeitablauf dar. Die Attraktivität der verschiedenen zentralen und dezentralen Lösungen wird mittels eines sogenannten diskreten Entscheidungsmodells abgebildet. Hierbei wird die Heizsystemwahl bei Neubau und Erneuerung aufgrund der Verfügbarkeit und der relativen Investitions- und Lebenszykluskosten sowie von weiteren Parametern (z.B. Präferenzen) simuliert, Details siehe Jakob et al. (2016a) und Nägeli et al. (2020).

Tabelle 16: Übersicht über die wärmeseitigen Potenziale erneuerbarer Energien. Zu beachten: die Potenziale können nicht ohne Weiteres addiert werden, siehe erläuternde Hinweise im Text). REA: Räumliche Energieanalysen.

Potenzialtyp	Energieträger	Potenzial [TWh]			Quelle
		Theoretisch	Nachhaltig nutzbar		
Ortsungebunden	Holz		14		(Thees et al. 2017)
	Biogas		6		
Gebäude- und nachfragebezogen	Solarenergie (thermisch)	10.8	8.2 (Dach)	2.6 (Fassade)	(Remund 2017)
	Solarenergie (PV)		50		(Meteotest 2018)
	Luft ¹⁾		25-35 (Je nach Szenario)		REA TEP
Standortgebunden	Erdwärmesonden (bodennah, ohne Regeneration) ¹⁾		6 (ohne WP-Strom)		REA TEP
	Erdwärmesonden (bodennah, mit Regeneration) ¹⁾		8 (mit WP-Strom)		
	Erdwärmesonden (bodennah, mit Regeneration) ¹⁾		31-35 (Je nach Szenario)		REA TEP
Ortsgebunden mit Infrastruktur (thermische Verbunde) zu erschliessen. Zuordnung erfolgt gemäss der in Tabelle 12 angegebenen Priorisierung.		Theoretisch	Monovalent (zugeordnet)	Bivalent (zugeordnet) ²⁾	REA TEP
	KVA	7	2	5	REA TEP
	ARA ¹⁾	8	2	7	REA TEP
	Seen, Flüsse ¹⁾	160	1-21	1-17	REA TEP
	Grundwasser ¹⁾	14	1-5	1-9	REA TEP
	Mitteltiefe Geothermie ¹⁾	> 140	8-31	4-22	Schädle (2020), Geothermie Schweiz, REA TEP

¹⁾ Inkl. Strom für dezentrale bzw. zentrale Wärmepumpen

²⁾ Inkl. rund 30 % hochwertige Energie aus Spitzenlastanlagen, z.B. aus KVA, Holz oder Biogas

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

Quelle: TEP Energy, 15.04.2020

4.2.5 Kältepotenzial

Das Kältepotenzial von Schweizer Seewasser wird auf 2.1 TWh (thermisch) geschätzt. Davon können ca. 1.2 bis 1.7 TWh über einen thermischen Verbund abgesetzt werden. Das Kälte-

potenzial der Geothermie ist mit rund 25 bis 30 TWh von wesentlich grösserer Bedeutung, insbesondere auch im Zusammenhang mit der beschriebenen Regeneration durch geothermische Erdsonden.

Im Wohnbereich spielt auch die Nachtauskühlung eine wichtige Rolle, welche entweder direkt über Fenster oder bei einer vorhandenen Luft-Wasser-Wärmepumpe auch über eine Rückkühlung genutzt werden kann. Dieses Potenzial hängt im Wesentlichen davon ab, wieviel Wärme in den jeweiligen Szenarien durch Luft-Wasser-WP gedeckt wird.

4.3 Fazit zu den erneuerbaren Wärme- und Kältepotenzialen

Die räumlich differenzierte Wärmenachfrage wird in Tabelle 17 den ermittelten Potenzialen zugeordnet. Im Fall des Referenzszenarios mit, so die Annahme, geringeren zulässigen Grenzkosten der Wärmeverteilung, kann nur etwa ein Viertel der Wärmenachfrage des Gebäudesektors einem Wärmeverbund mit orts- oder raumgebundenem Potenzial zugeordnet werden. Weitere gut 10 % liessen sich zwar zu einem Wärmeverbund zusammenschliessen, wären jedoch mit ortsungebundenen Energien zu erschliessen. Der Rest der Nachfrage befindet sich ausserhalb von möglichen räumlichen Clustern, könnte jedoch zum grossen Teil mit dezentralen WP ver-

sorgt werden (bei 15 % der Nachfrage ist auch diese Voraussetzung nicht gegeben). In den beiden Dekarbonisierungs-Szenarien steigt der Anteil der Nachfrage, welche mittels Wärmeverbund und erneuerbaren Energien erschlossen werden kann, deutlich an: auf über 80 %.

Diese in Tabelle 17 zusammengefasst dargestellte Topologie der Wärmenachfrage wird als Rahmenbedingung in den weiteren Berechnungen des GPM berücksichtigt. Ausgehend von den erläuterten, ortsgebundenen und -ungebundenen Potenzialen wird für jedes Gebäude festgehalten, welche Wärmepotenziale grundsätzlich zur Verfügung stehen und ob die vorhandenen Potenziale wirtschaftlich erschlossen werden können. Unter Berücksichtigung der weiteren, dezentralen Optionen wie Wärmepumpen oder Holzfeuerungen wird im Entscheidungsmodell des GPM ermittelt, ob ein Anschluss an einen Nah- oder Fernwärmeverbund wirtschaftlich ist und welcher Teil der Eigentümer auch tatsächlich anschliessen würde. (Bei ähnlicher Wirtschaftlichkeit ergibt sich bei den Marktanteilen eine gewisse Diversifizierung, unter anderem wegen der Präferenzen der Eigentümer, welche nebst der Wirtschaftlichkeit weitere Kriterien berücksichtigen.)

Tabelle 17: Energienachfrage pro Potenzialverfügbarkeit (in Prozent).

	Tief	Mittel	Hoch
Energieverbund mit Potenzialzuordnung	18 %	50 %	60 %
Energieverbund ohne Potenzialzuordnung	8 %	6 %	5 %
Ausserhalb Energieverbund, mit Wärmepumpe	58 %	36 %	28 %
Ausserhalb Energieverbund, ohne Wärmepumpe	16 %	8 %	6 %
Total	100 %	100 %	100 %

Quelle: TEP Energy, 12.03.2020

Die verfügbare Wärmemenge der örtlich oder räumlich gebundenen Potenziale wird in Form einer Verfügbarkeitstopologie aufbereitet. Diese dient als Grundlage für die Modellrechnungen mit dem Gebäudeparkmodell (Kap. 5).

Kälteseitig stehen weniger potenzielle Quellen zur Verfügung. Zu nennen sind Seewasser mit einem Potenzial von rund 2 TWh (thermisch), wovon etwa 1.2 bis 1.7 TWh über einen thermischen Verbund genutzt werden könnte. Wesentlich höher ist das Kältepotenzial der Geothermie mit rund 25 bis 30 TWh, wobei der nutzbare Anteil davon abhängt, wieviel Gebäude mit Erdwärmesonden erschlossen werden (und in welchem Ausmass andere Optionen der Regeneration genutzt werden).

In diesen Werten nicht enthalten ist das Kältepotenzial der Luft, welches durch konventionelle Kälteanlagen mit Kältemaschine und Rückkühler, der Free Cooling (z.B. durch Direktnutzung der Rückkühler in der Übergangszeit und nachts) und durch Fensteröffnung genutzt wird. Die Nutzung der Luft als Wärmesenke auf diese Art ist ähnlich wie bei den Luft-Wasser-WP zu prüfen und vor allem im dicht besiedelten Gebiet kritisch zu beurteilen. Dies im Zusammenhang mit der Überhitzung der Umgebung in hochsommerlichen Situationen (Hitzeinsel-Effekt).

4.4 Dynamik bei der Erschließung von leitungsgebundenen Potenzialen

Weil sich die verschiedenen Potenziale örtlich und bezüglich Nachfragesegment teilweise stark überlappen, hängt deren Ausschöpfung entscheidend von der Dynamik der Erschließung ab. Zwei Faktoren bestimmen dies:

- Re-Investitionszyklus bei den Heizanlagen
- Aufbaudynamik der energetischen Infrastruktur im Fall von leitungsgebundenen Quellen

Im Fall der leitungsgebundenen Quellen beeinflussen sich die beiden Faktoren gegenseitig.

Eine Heizanlage kann erst angeschlossen werden, wenn ein leitungsgebundenes Angebot zur Verfügung steht. Gleichzeitig kann der Aufbau und der Anschlussgrad eines solchen Angebots nur so rasch erfolgen, wie Heizanlagen jeweils zu ersetzen sind.

Der Aufbau der leitungsgebundenen Infrastruktur ist als zeitkritisch zu bezeichnen, wenn es darum geht, die angegebenen Potenziale substantiell auszuschöpfen: Wenn ein Angebot mit leitungsgebundenen Energieträgern zum Zeitpunkt des fälligen Heizungsersatzes nicht zur Verfügung steht, werden diese Gebäude nochmals einen fossilen Energieträger oder aber eine andere (dezentrale) erneuerbare Energiequelle wählen. In letzterem Fall besteht das Risiko, dass diese Gebäude dann nicht mehr an das leitungsgebundene Angebot anschliessen werden (weil für ein erneutes Umstellen kaum ein Anreiz besteht und ein Wechsel in der Regel mit Zusatzkosten verbunden ist).⁶

Um den Einfluss dieser Thematik aufzuzeigen, wird die eigentliche Modellierung der beiden Dekarbonisierungs-Szenarien in jeweils zwei Varianten durchgeführt:

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

In der Variante 1 wird davon ausgegangen, die erforderlichen thermischen Netze über einen Zeitraum von dreissig bis vierzig Jahren aufzubauen. Ausgehend von einem heutigen Versorgungsgrad von rund 20%⁷ 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

⁶ Diese Dynamik und diese konkreten Entscheidungssituationen aufgrund der jeweils verfügbaren Möglichkeiten werden im GPM explizit abgebildet.

⁷ Bei schätzungsweise rund 15% bis 20% der Gebäude besteht die grundsätzliche Möglichkeit, sich anzuschliessen, wobei nur rund gut die Hälfte diese Möglichkeit bis jetzt genutzt hat.

Versorgungsgrad bei weitem nicht vollständig (siehe Abbildung 8). Das heisst im Umkehrschluss: Bei einer solchen Dynamik würde das leitungsgebundene Angebot erst zu spät zur Verfügung stehen. Entsprechend wird für ein Grossteil der Gebäude ein dezentrales System gewählt (was sich in den Ergebnissen im Kap. 5 tatsächlich zeigt).

In der Variante 2 der Dekarbonisierungs-Szenarien wird von einer mittleren bis hohen Aufbaudynamik ausgegangen. Die mittlere ist eher für urbane Gebiete realistisch, die hohe eher für ländliche Gebiete und kleinere Netze. Platziert man sich wiederum in die Mitte der Betrachtungsperiode (2035), wird deutlich, dass sich wesentlich mehr Gebäude anschliessen könnten. Dies gilt auch für einen Grossteil der Betrachtungsperiode (2025 bis 2045). Besonders auch bei der raschen Aufbaudynamik steht bereits zu einem frühen Zeitpunkt einem Grossteil der Gebäude in einem bestimmten Versorgungsgebiet ein Angebot zur Verfügung.

Im GPM ist für jedes Element der Topologie der erneuerbaren Quellen eine Aufbaudynamik in der Art von Abbildung 8 hinterlegt.

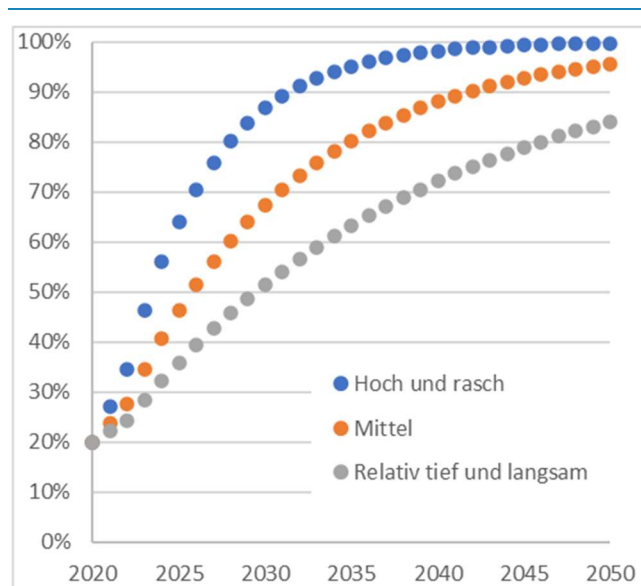


Abbildung 8 Darstellung unterschiedlicher Aufbaudynamiken, um leitungsgebundene Energiequellen zu erschliessen (100 % = gesamtes für die jeweilige Quelle erforderliches Versorgungsgebiet).

Quelle: TEP Energy



5

Dekarbonisierungs-Szenarien im Wärmebereich

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse der Modellrechnungen vorgestellt. Die se stellen eine Grundlage für die anschließende Diskussion der Umsetzungsstrategie dar. Die Resultate werden nach den drei Hauptsektoren für die Wärmenachfrage unterschieden: Haushalte, Dienstleistungen und Industrie. Zum einfachen Vergleich werden die drei Szenarien der Variante 1 jeweils unmittelbar einander gegenübergestellt, gefolgt von einer Differenzbetrachtung der Variante 2.

Zwischen den beiden Varianten bestehen bei den Annahmen folgende Unterschiede:

- Bei der Variante 1 wird von tiefen Grenzkosten der Wärmeverteilung ausgegangen, bei der Variante 2 von mittleren Grenzkosten gemäss Tabelle 5.
- Bei der Variante 1 wird von einem eher langsamen Aufbau der Nah- und Fernwärmeinfrastruktur ausgegangen (ähnlich dem Pfad «Relativ tief und langsam» gemäss Abbildung 8). Bei der Variante 2 wird ein Pfad zwischen «Mittel» und «Hoch und rasch» unterstellt.
- Bei der Variante 2 wird zudem von geringeren Endkundenpreisen für Fernwärme als bei der Variante 1 ausgegangen, damit im Modell ein höherer Marktanteil erreicht werden kann. Dies bedeutet, dass in der Variante 2 die FW-Netze ökonomisch effizient betrieben und/oder mit Fördermassnahmen unterstützt werden müssen und/oder dass die Gebäudeeigentümer eine etwas höhere Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Nah- und Fernwärme aufweisen.

5.1 Endenergienachfrage

Die künftige Entwicklung der Endenergienachfrage für Wärme und Kälte ist die wesentliche Kenngrösse, die den Umfang der notwendigen regulatorischen Eingriffe und Massnahmen festlegt, um das Ziel zu erreichen.

5.1.1 Haushalte

VARIANTE 1 DER BEIDEN DEKARBONISIERUNGS-SZENARIEN

Zunächst wird auf die Variante 1 der beiden Dekarbonisierungs-Szenarien eingegangen. Im Szenariovergleich für zeigt sich, dass die Wärmenachfrage im Wohnbereich bis 2050 nur geringfügig zurückgeht (-16 % im Referenzszenario, - 22 % im Anreizszenario und - 21 % im Vorschriftsszenario, siehe Abbildung 9). Diese Abnahme, welche trotz des angenommenen Bevölkerungswachstums stattfindet, kann durch Effizienzsteigerungen erklärt werden. Energetische Erneuerungen, Neu- und Ersatzneubauten sowie Wärmeschutzanforderungen sind die wesentlichen Treiber für die Entwicklung der Energieeffizienz der Gebäudehülle im Haushaltssektor. Diese werden teilweise ergänzt durch Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, welche ebenfalls zur Nachfragereduktion beiträgt.

Diese Nachfragetreiber können teilweise durch politische Massnahmen beeinflusst werden. Wenn vermehrt Anreize eingesetzt werden, ist dies in Bezug auf die Energieeffizienz etwas effektiver als mit den im Vorschriftsszenario definierten Vorschriften, die auf die Begrenzung der CO₂-Emissionen abzielen. Jedoch ist der Unterschied zwischen Anreiz- und Vorschriftsszenario gering. Beide Massnahmen können je für sich einen Beitrag leisten, die Energienachfrage im Haushaltssektor zu reduzieren.

Nebst dem prognostizierten Anstieg der Energiebezugsflächen um + 26 % zwischen 2017 und 2050 (Detailinformationen im Anhang in Abschnitt 9.1.1) verhindern auch weiterhin die geringen Erneuerungsraten im Bereich der Gebäudehülle stärkere Effizienzsteigerungen.

Im Allgemeinen erreichen die Erneuerungsraten aller Bauteile Werte zwischen 0.5 % pro Jahr (Kellerdecken) und 1.8 % pro Jahr (Fenster). Neben Estrich- und Kellerdecken weisen auch Fassaden geringe Sanierungsraten auf (rund 0.8 % pro Jahr). Entsprechend lange wird es dauern, den gesamten Gebäudebestand auf heutige Effizienzstandards umzubauen.

Das Anreizszenario zeigt, dass mit den vorhandenen Fördermitteln aus dem Gebäudeprogramm die Sanierungsraten insbesondere für Fassaden, Kellerdecken- und Dachelemente gegenüber dem Referenzszenario im Mittel um 0.2-0.3 %-Punkte erhöht werden können (siehe auch Abschnitt 9.3.1). Die Sanierungsraten für weitere Bauteile wie Fenster oder auch Flachdächer und damit die gesamte Erneuerungsrate unterscheiden sich nur geringfügig zwischen den Szenarien.

Der Ausgestaltung des Gebäudeprogramms kommt eine wichtige Funktion bezüglich Effizienzverbesserungen und Sanierungsraten zu. Dies zeigen die nur leicht höheren Erneuerungsraten beim Anreizszenario. Darum sollte sichergestellt werden, dass die entsprechenden Fördermittel auch effektiv bei den Kantonen abgeholt werden. Und nicht wie in der jetzigen Situation, in der ein beachtlicher Teil der vorhandenen Fördergelder nicht ausgeschöpft wird (INFRAS 2018). Verbesserungsvorschläge werden im Entwurf zum neuen CO₂-Gesetz diskutiert. Zum Zeitpunkt der durchgeführten Analysen arbeitet es das Parlament aus. Nach dem vorliegenden Vorschlag sollen die nicht-verwendeten Fördergelder an die Bevölkerung und die Wirtschaft rückverteilt werden (Parl. 2019). Diese Gelder effektiv für Sanierungsmassnahmen einzusetzen, wäre jedoch anzustreben.

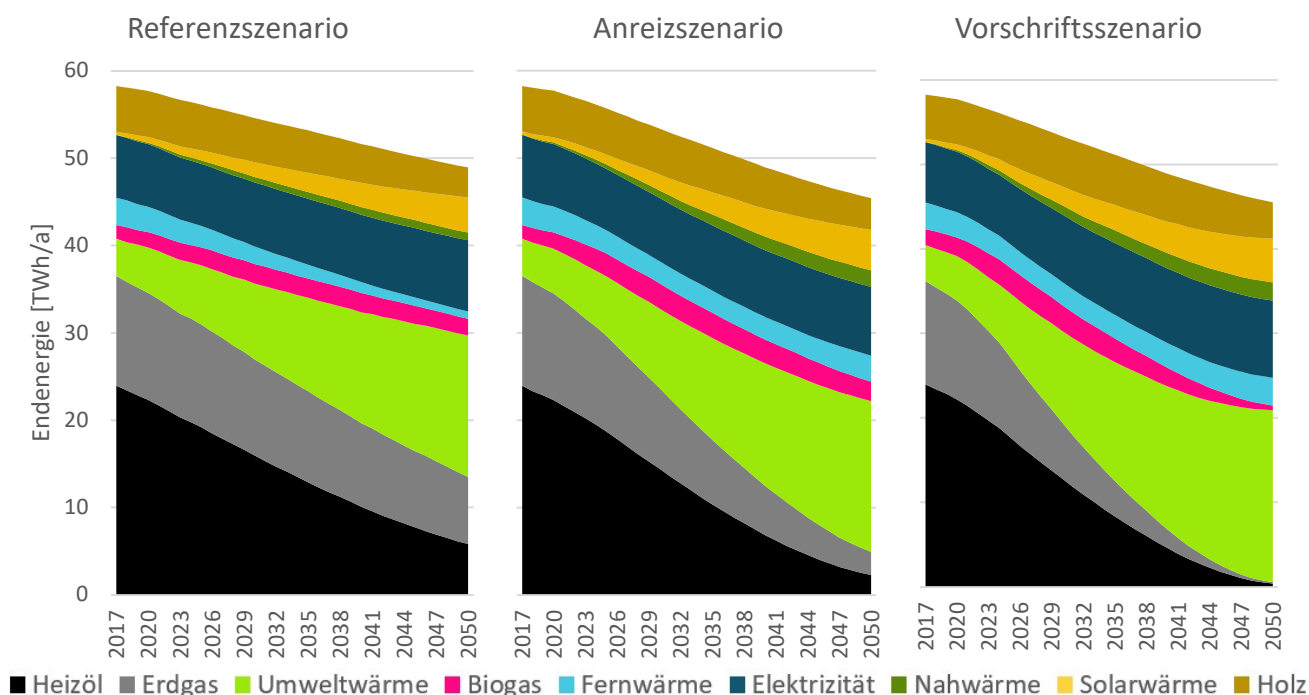


Abbildung 9 Endenergienachfrage in Haushalten für Warmwasser und Raumwärme in der Variante 1⁸. Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergieträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, Chalmers University of Technology, sinom, 15.05.2020

⁸ Biomasse wird zusätzlich für die Produktion von Nah- und Fernwärme verwendet (siehe Auswertung der Sektorübergreifenden Ergebnisse in o).

Wir gehen davon aus, dass ein Teil der Fördergelder auch explizit für sogenannte Härtefälle vorgesehen werden sollte. Also Fälle, in denen die wirtschaftlichen Optionen für die Sanierung beziehungsweise den Heizungsersatz fehlen. Dies kann z.B. in Fällen von dicht bebauten Kernzonen im Grundwasserschutzbereich und bei denkmalgeschützten Gebäuden notwendig sein. Die Definition dieser Härtefälle müsste über das Gebäudeprogramm festgelegt werden. Zuständig für die Anerkennung der Härtefälle wären die Kantone.

Trotz der verbesserten Effizienz im Anreiz- gegenüber dem Referenzszenario wird das klimapolitische Ziel von Netto-Null Emissionen nicht erreicht, selbst wenn die Anreize weiter erhöht würden, wie eine Sensitivitätsrechnung gezeigt hat (Nägeli et al. 2020b, forthcoming). Ein Teil der Endenergienachfrage wird weiterhin mit fossilen Brennstoffen gedeckt. Trotz der hohen CO₂-Abgabe bleiben über die langfristigen Pfadabhängigkeiten und die bestehenden Infrastrukturen Energieträger wie Erdgas weiterhin im Wärmemarkt erhalten.

Im Vorschriftsszenario werden die Klimaziele im Wesentlichen erreicht, obwohl der gesamte Endenergieverbrauch im Jahr 2050 ebenfalls nur geringfügig tiefer liegt als im Referenzszenario. Durch die strikten Vorgaben zum CO₂-Absenkpfad pro m² EBF bei Sanierungen und Heizungsersatz wird konsequent auf CO₂-freie Heizsysteme umgestellt. Durch den Umstieg auf Heizungsanlagen mit Wärmepumpen, Biomasse oder Fern- und Nahwärmeverbunde verringert sich 2050 auch die mittlere CO₂-Belastung pro m² EBF bei mehr als 80 % der Flächen auf unter 5 kg CO₂ pro m² (Details Abschnitt 1.1.1).

Über den Energieträgerwechsel werden die CO₂-Vorgaben erreicht, das zeigen die Ergebnisse. Daher sind im Hinblick auf die Zieldefinition zusätzliche Aufwendungen für die Verbesserung der Effizienz der Gebäudehülle im Vorschriftsszenario weniger notwendig. Das führt im Modell entsprechend zu einer geringfügig höheren Energienachfrage als im Anreizszenario. Der Zusammenhang zwischen Energieeffizienz des Gebäudes und dem Jahresnutzungsgrad

der WP wurde gemäss einer vorangegangenen Studie (Jakob et al. 2016c) berücksichtigt.

Bei den erneuerbaren Energieträgern dominieren Wärmepumpen den Wärmemarkt in allen drei Szenarien bis 2050. Anhand der GIS-basierten Potenzialabschätzungen für unterschiedliche Wärmepumpentypen (siehe Kap. 4) konnten deren standort-spezifischen Rahmenbedingungen wie beispielweise Lärmschutz-Vorgaben oder Grundwasserschutz zonen in der Szenarioanalyse berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 1.1.1 für weitere Details).

Bei Neubauten dominieren weiterhin verschiedene Wärmepumpentechnologien das Marktgeschehen mit Marktanteilen von 70-90 % (siehe auch Abschnitt 9.3.4 im Anhang für weitere Details). Zukünftig wird diese Technologie aber auch bei den Erneuerungen die Absatzzahlen dominieren. Während heute noch die fossilen Systeme beim Heizungsersatz dominieren, ändert sich dieses Bild nach 2025, wenn CO₂-Abgaben (Anreizszenario) bzw. der CO₂-Absenkpfad (Vorschriftsszenario) greifen. Wie in Kap. 3.2 beschrieben, bestehen jedoch bis zu einem Grenzwert von rund 6-7 kg CO₂ pro m² EBF noch traditionelle Heizsystemlösungen. Sie können teilweise mit fossilen Energieträgern betrieben werden und erfüllen die gesetzlichen Vorgaben.

In allen Szenarien werden sowohl Solarwärme als auch Holzwärmeheizungen je rund 20 % der Wärmenachfrage decken. Im Vorschriftsszenario liegen die Anteile von Solarwärme und Holz rund 2-3 %-Punkte höher als im Anreizszenario, da hier unter anderem auch die MuKE-Vorschriften für alle Kantone ab 2025 Gültigkeit besitzen. Damit werden über die Standardlösungen insbesondere in den Übergangsperioden zusätzliche Systeme installiert.

Nah- und Fernwärmeverbunde nehmen gegenüber dem Referenzszenario bis 2050 ebenfalls zu. Während im Referenzszenario die Nah- und Fernwärme leicht rückläufig sind, liegt 2050 deren Nachfrage im Wohngebäudebereich im Anreizszenario um + 5 %-Punkte und im Vorschriftsszenario um + 7 %-Punkte höher als

2020. Besonders dicht besiedelte Gebiete und bei bereits vorhandenen Infrastrukturen werden diese Wärmesysteme bevorzugt. Je nach Höhe der zulässigen Verteilkosten und entsprechenden finanziellen Garantien für die notwendigen Netzinvestitionen können weitere Potenziale erschlossen werden (Detailinformationen in Abschnitt 4.1). Die Höhe der zulässigen Verteilkosten kann durch gezielte Verbesserungen der Rahmenbedingungen gesenkt werden, indem z.B.:

- Gezielt Förderbeiträge oder Investitionsgarantien über das Gebäudeprogramm, bzw. die CO₂-Abgabe finanziert werden.
- Durch Energierichtpläne oder Anschlusspflichten für geeignete Gebiete die Planungssicherheit für Investoren erhöht wird.

Der rückläufige Trend der Fernwärme im Referenzszenario ist auf die rückläufige Nachfrage und die damit verbundene geringere Energiedichte und die Absenz von Förderungen in diesem Szenario zurück zu führen. Dass eine Förderung wichtig ist im Hinblick auf die Realisierung von entsprechenden Verbunden (siehe dazu auch Abschnitt 4.2), lässt sich indirekt durch dieses Resultat ableiten.

VARIANTE 2 IM VERGLEICH ZUR VARIANTE 1

In der Variante 2 der Dekarbonisierungs-Szenarien (Abbildung 10) mit einer schnelleren Umsetzung von Nah- und Fernwärmeprojekten ergeben sich für das Anreizszenario folgende Unterschiede zur Variante 1 (Abbildung 9):

- Eine um einen Faktor 2 höhere Fernwärmefachfrage im Jahr 2050

- Eine 10 %-Punkte tiefere Stromnachfrage von dezentralen WP und Umweltwärme
- Eine 20 %-Punkte tiefere holzbasierte Wärmefachfrage

Auch im Vorschriftenszenario ergibt sich eine ähnlich feststellbare Verschiebung der Wärmefachfrage hin zur Fernwärme. Variante 2 unterscheidet sich wie folgt von Variante 1:

- Eine um einen Faktor 2.4 höhere Fernwärmefachfrage im Jahr 2050
- Eine um rund 15 %-Punkte reduzierte Stromnachfrage von dezentralen WP
- Eine um rund 20 %-Punkte reduzierte holzbasierte Wärmefachfrage

In der Variante 2 wird für beide Szenarien ein starkes Wachstum der Fernwärme erreicht. Rasche politische und finanzielle Entscheide sowie Planungen und Umsetzungen sind dafür in den kommenden Jahren notwendig. Nur so lässt sich das vorhandene Potenzial der Fernwärme in substanziellem Mass ausschöpfen. Voraussetzung dafür ist auch eine Anschluss- und Zahlungsbereitschaft seitens der Gebäudeeigentümer. Dies ist insofern durchaus plausibel, als dass Gebäudeeigentümer mit relativ geringen eigenen Investitionen zu einer Dekarbonisierung ihrer Gebäude kommen können.

Auf die mögliche Zusammensetzung der Fernwärme in den verschiedenen Varianten wird in Abschnitt 5.2.3 eingegangen. Der wesentlichste Unterschied: In der Variante 2 wird von einem höheren Beitrag der mitteltiefen Geothermie ausgegangen.

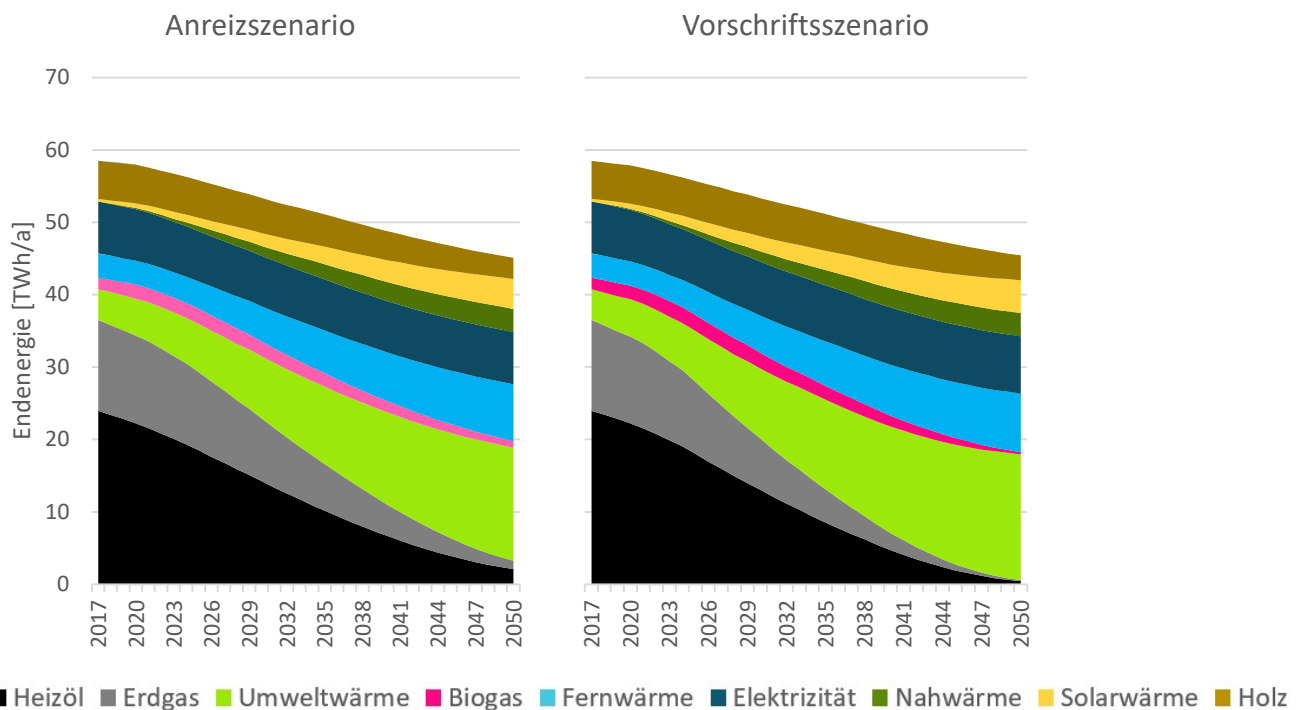


Abbildung 10 Endenergienachfrage in Haushalten für Warmwasser und Raumwärme in der Variante 2. Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergieträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, sinom, 15.05.2020

5.1.2 Dienstleistungen

VARIANTE 1 DER BEIDEN DEKARBONISIERUNGS-SZENARIEN

Im Dienstleistungssektor wird in allen Szenarien ein Rückgang der Energienachfrage für Heizung und Warmwasser erwartet (siehe Abbildung 11). Wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind Effizienzgewinne und energetische Erneuerungen der Gebäudehülle, wobei deren Sanierungsraten ähnliche Werte erreichen wie im Haushaltssektor. Zusätzlich verbessert die Wärmerückgewinnung bei Lüftungsanlagen die Energieeffizienz der Dienstleistungsgebäude stark; zum einen durch die Nachrüstung von bestehenden Lüftungsanlagen mit einer Wärmerückgewinnung und zum anderen durch die Verbesserung der Effizienz der bestehenden Wärmerückgewinnung. Zudem werden zukünftig mehr Gebäude mit einer Lüftungsanlage ausgerüstet und alle

Anlagen werden gemäss energetischer Betriebsoptimierung (eBo) und Gebäudeautomation (GA) effizienter betrieben.

Diese letztgenannten Massnahmen haben auch einen markanten Stromeffizienzeffekt, weil sich Betriebsstunden und Auslastung dieser gebäudetechnischen Anwendungen reduziert.

Neben den Effizienzgewinnen ist auch die im Vergleich zum Wohnsektor geringere Zunahme der EBF bis 2050 entscheidend. Dadurch nimmt die Wärmenachfrage im Dienstleistungssektor prozentual stärker ab als im Wohnbereich.

Im Referenzszenario liegt die Wärmenachfrage 2050 um ca. 1-3 TWh höher als in den Dekarbonisierungs-Szenarien (Abbildung 11).

Nebst der insgesamt weniger als halb so grossen Energienachfrage im Verhältnis zum Haushaltssektor zeigen sich zwischen den beiden Sektoren weitere Unterschiede auf Stufe der Energieträger.

Im Dienstleistungssektor wird im Referenzszenario im Jahr 2050 praktisch gleich viel Erdgas eingesetzt wie 2017, weil Erdgas weiterhin als kostengünstiger Energieträger zur Verfügung steht und grösstenteils Heizöl verdrängt. Insgesamt werden weiterhin gut 40 % der Wärmenachfrage durch fossile Energieträger gedeckt (teilweise auch noch in Nahwärmeverbunden). Neben dem Nachfragerückgang sind insbesondere der vermehrte Einsatz von Umweltwärme, Biogas (Annahme: gleichbleibender Anteil im Gasmix wie heute) und von Holz-basierten Heizungsanlagen Lösungen, die den Heizölverbrauch verdrängen.

In den Anreiz- und Vorschriftsszenarien wird das Erdgas vor allem durch Effizienzgewinne, Holz, Biogas, Umweltwärme sowie den vermehrten Einsatz von Nahwärme-Verbundlösungen ersetzt. In den Heizanlagen dieser Nahwärmeverbunde wird unter anderem auch auf

Holzenergie gesetzt, um die Wärmeversorgung weiter zu dekarbonisieren.

Sowohl im Fall von Biogas als auch im Fall von Holzenergieverbunden kann die Wärme teilweise durch WKK-Anlagen erzeugt werden. Der Beitrag zur Strombereitstellung motiviert vor allem im Winterhalbjahr. Je nach Durchdringung der Wärmesysteme mit WKK können ca. 0.3-0.6 TWh zusätzliche Stromerzeugung aus dem Dienstleistungssektor bereitgestellt werden.

In beiden Szenarien verbleiben Restemissionen im System. So im Vorschriftsszenario im Wesentlichen aufgrund der Annahmen zu möglichen Härtefällen. Im Anreizszenario ist Gas wegen getätigter Vorinvestitionen, welche bis 2050 noch nicht ihr Lebensende erreicht haben, teilweise aus Sicht der Immobilienwirtschaft immer noch attraktiver als erneuerbare Energien, dies trotz CO₂-Abgabe.

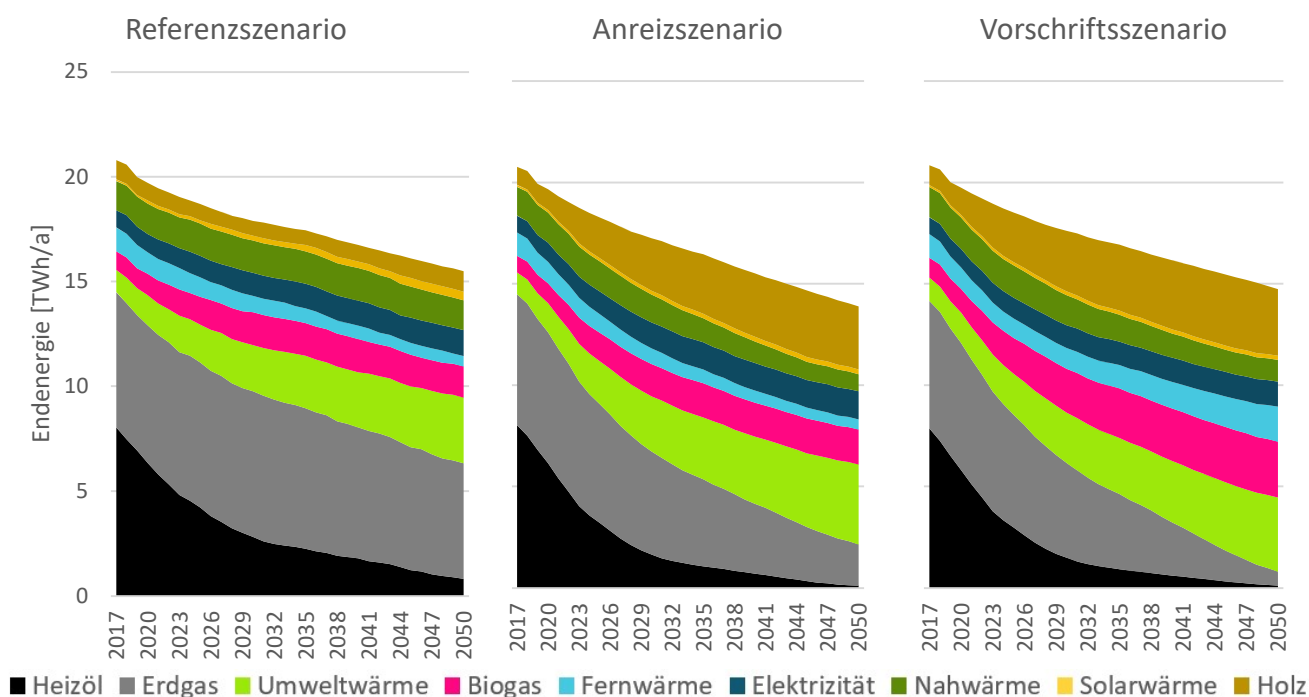


Abbildung 11 Endenergienachfrage der Dienstleistungsgebäude für Warmwasser und Raumwärme in der Variante 1. Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergieträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

VARIANTE 2 IM VERGLEICH ZUR VARIANTE 1

In der Variante 2 mit einer schnelleren Umsetzung von Nah- und Fernwärmeprojekten (Abbildung 12) zeigt sich im Dienstleistungssektor ein ähnliches Bild wie bei den Haushalten. Für das Anreizszenario ergeben sich folgende Unterschiede zu den Varianten 1 (Abbildung 11):

- Eine um einen Faktor 3.2 höhere Fernwärmenachfrage 2050 und um einen Faktor 2.8 höhere Nahwärmenachfrage
- Eine 50 %-Punkte tiefere Stromnachfrage von WP und entsprechend Umweltwärme
- Eine 35 %-Punkte tiefere holzbasierte Wärmenachfrage

Auch im Vorschriftenszenario ergibt sich eine feststellbare Verschiebung der Wärmenachfrage hin zur Fernwärme-basierten

Erzeugung. Diese ist jedoch weniger stark ausgeprägt als im Anreizszenario. In Variante 2 zeigen sich folgende Unterschiede zu Variante 1:

- Eine um einen Faktor 1.6 höhere Fernwärmenachfrage 2050 und eine um einen Faktor 2.3 höhere Nahwärmenachfrage
- Eine um rund 40 %-Punkte reduzierte Stromnachfrage von WP und entsprechend Umweltwärme
- Eine um rund 37 %-Punkte reduzierte holzbasierte Wärmenachfrage

Das starke Wachstum der Nah- und Fernwärme im Dienstleistungssektor wird neben der Rahmenbedingung des schnellen Netzausbaus ebenfalls durch eine rasch steigende CO₂-Abgabe unterstützt.

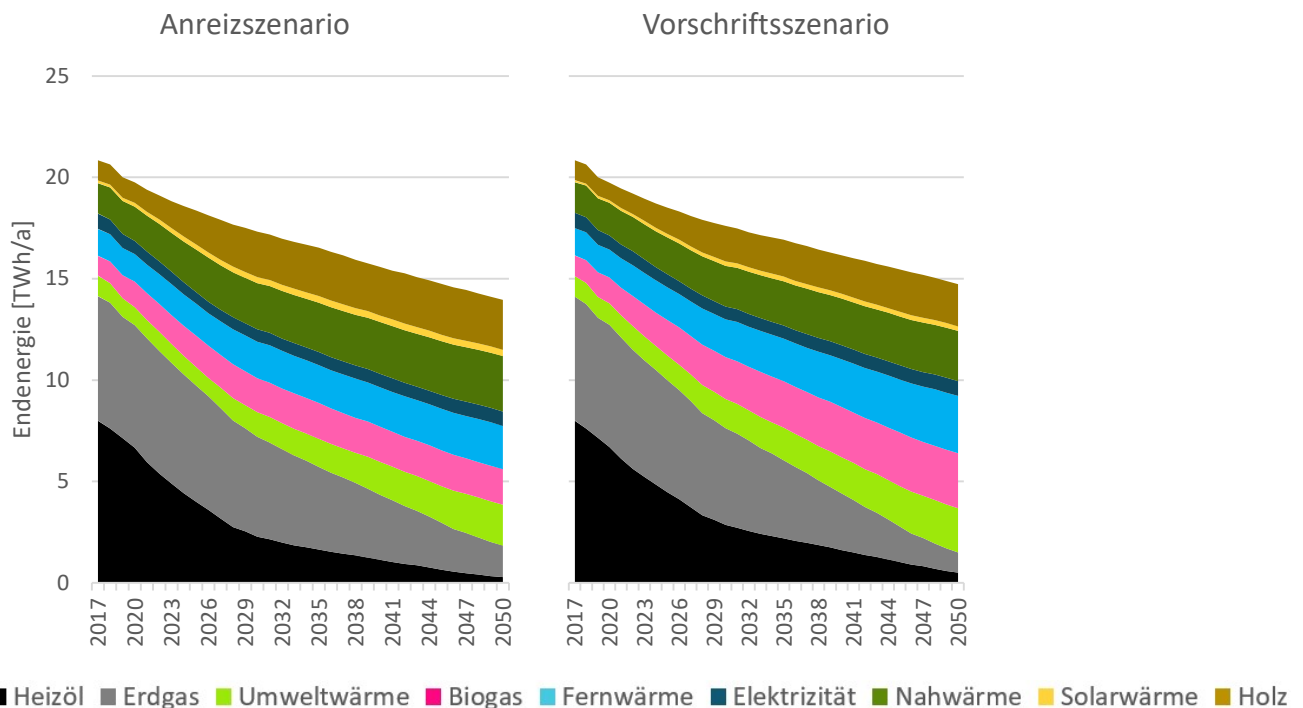


Abbildung 12 Endenergienachfrage der Dienstleistungsgebäude für Warmwasser und Raumwärme in der Variante 2. Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergeträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

5.1.3 Industrie

In dieser Studie wird die Raumwärme, der Warmwasserbedarf und die Prozesswärme des gesamten Gewerbe- und Industriesektors.

VARIANTE 1 DER BEIDEN DEKARBONISIERUNGS-SZENARIEN

Im Industriesektor zeigt sich bei der Endenergienachfrage der Dekarbonisierungs-Szenarien eine qualitativ unterschiedliche Entwicklung im Vergleich zum Referenzszenario. Während die Wärmenachfrage im Referenzszenario aufgrund der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung um rund 9 % zunimmt, sinkt sie in den Dekarbonisierung-Szenarien um rund -13 %.

Dieser Unterschied ist vor allem auf fehlende Effizienzsteigerungen im Referenzszenario zurückzuführen. Dies betrifft sämtliche Anwendungen, welche bisher zum Einsatz kommen. Wie Abbildung 13 zeigt, bleibt der Verbrauch der fossilen Energieträger im Referenzszenario beinahe konstant bis 2050. Die zusätzliche Nachfrage wird jedoch durch erneuerbare

Energien und den zusätzlichen Einsatz der Fernwärme gedeckt.

In den Dekarbonisierungs-Szenarien nimmt der Verbrauch der fossilen Energieträger stark ab (-87 % im Anreizszenario und rund -94 % im Vorschriftszenario). Bei beiden Szenarien bleibt jedoch im Industriesektor ein Rest fossiler Energien bestehen. Diese können mit entsprechenden Massnahmen durch die verbleibenden erneuerbaren Potenziale und z.B. den Einsatz von Biogas weiter reduziert werden (je rund 15 % der Gesamtnachfrage im Anreizszenario und Vorschriftsszenario). Die Solarenergie spielt in dieser Szenarioanalyse in der Industrie eine stark untergeordnete Rolle (< 1 %), auch wenn das Potenzial höher wäre. Dafür werden die Biomasse und die Umweltwärme, welche durch WP erschlossen wird, mit der Zeit bedeutender. Ein wesentlicher Anteil der CO₂-Reduktionen stammt auch vom Wechsel auf direkte Stromanwendungen, welche die Stromnachfrage um rund 4 TWh erhöhen. Die resultierenden Restemissionen stammen entsprechend von Heizöl und Erdgas.

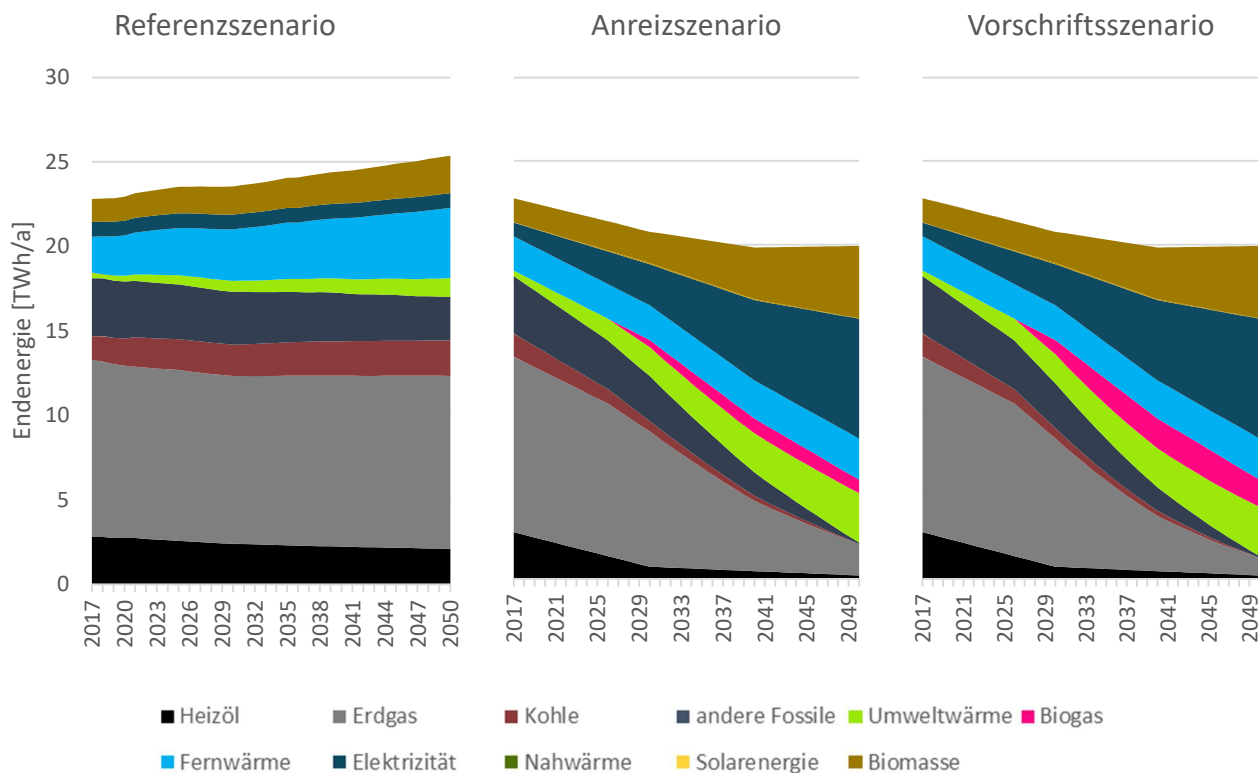


Abbildung 13 Endenergienachfrage des Industriesektors für Raum- und Prozesswärme und sowie WW in der Variante 1. Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergeträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

Je nach notwendigem Temperaturniveau der Prozessanwendungen können verschiedene erneuerbare Energieträger eingesetzt werden:

- Der Anteil der Höchsttemperatur-Nachfrage von über 500 °C umfasst rund 40 % der Wärmenachfrage. Entsprechend wird der Einsatz von Direktstrom, Biogas und teilweise Biomasse notwendig, um die notwendigen Temperaturen zu erzielen.
- Der Anteil der Nachfrage zwischen 100 °C und 500 °C beträgt rund 35 %, wobei sich ein Grossteil davon zwischen 100 °C und 200 °C befindet. Mitteltiefe Geothermie, welche zusammen mit industriellen Wärmepumpen entsprechende Vorlauftemperaturen liefern, kann hier Beiträge liefern.
- Der Anteil unter 100 °C beträgt rund 25 %. Bei diesen tieferen Temperaturen sind nebst dem

Einsatz von mitteltiefer Geothermie weitere Umweltwärmequellen möglich.

Da in dieser Szenarioanalyse kein weitreichender Umbau der Industrieanwendungen angenommen wird, wird eine vollständige Dekarbonisierung der Wärmeanwendungen nicht ganz erreicht. Nach Fleiter et al. (2019) sind umfangreiche Prozessinnovationen möglich, welche sich heute teilweise in der Pilotphase befinden. Diese Technologien werden hier in der Modellierung jedoch nicht berücksichtigt. Um die notwendigen Prozess-Innovationen weiter zu fördern, sind der Einsatz des Technologiefonds und allfällige weitere Subventionen aus der CO₂-Abgabe zu prüfen.

VARIANTE 2 IM VERGLEICH ZUR VARIANTE 1

In Variante 2 wird auch für den Industriesektor ein rascher Fernwärmenetz-Ausbau unterstellt. Das Anreizszenario (Abbildung 14) unterscheidet sich wie folgt von Variante 1 (Abbildung 13):

- Eine um einen Faktor 3.3 höhere Fernwärmefachfrage 2050
- Eine 23 %-Punkte tiefere Stromnachfrage von Prozessanwendungen, Wärmepumpen und Umweltwärme

- Eine um rund 23 %-Punkte reduzierte Stromnachfrage von Prozessanwendungen, WP und Umweltwärme

Auch im Vorschriftenszenario ergibt sich eine feststellbare Verschiebung der Wärmenachfrage hin zur Fernwärme-basierten Erzeugung. In Variante 2 ergeben sich folgende Unterschiede zu Variante 1:

- Eine um einen Faktor 4 höhere Fernwärmefachfrage 2050

Im Industriesektor kann insbesondere die mitteltiefe Geothermie mit den hohen Vorlauftemperaturen eine grössere Rolle spielen. Bei den Industrieprozessen werden diese entsprechend hohen Temperaturen nachgefragt. Auch in diesem Sektor kommt der raschen Umsetzung von Projekten eine hohe Bedeutung zu, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Zusätzlich besteht das Potenzial wie in Variante 1, einen Teil der Gasnachfrage durch Biogas zu ersetzen und damit weitere Emissionen zu reduzieren.

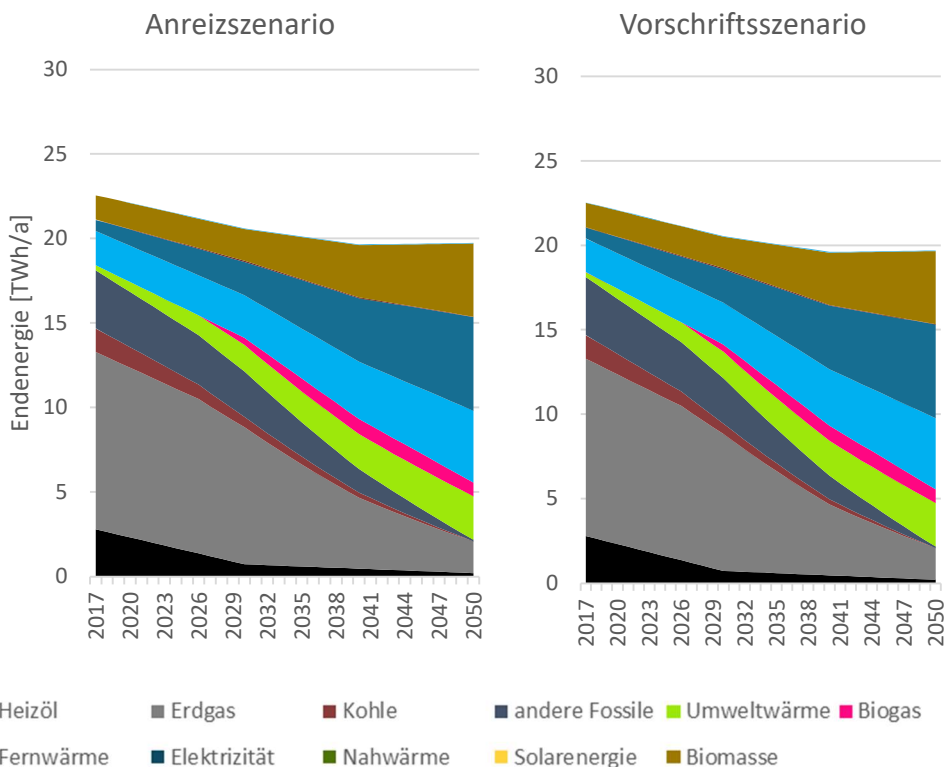


Abbildung 14 Endenergienachfrage des Industriesektors für Raum- und Prozesswärme und Warmwasser in der Variante 2.

Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergieträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

5.1.4 Kältenachfrage in den drei Nachfragesektoren

Die Kältenachfrage wurde für die unterschiedlichen Gebäudetypen nach oben genannter Methode abgeschätzt beziehungsweise für das Jahr 2050 modelliert.

So verändert die Kältenachfrage sich zwischen den Szenarien nur geringfügig. Sie beträgt zwischen 9.5 bis 11.5 TWh (siehe Abbildung 15), je nachdem wie sich die Kältegradtage beziehungsweise der effektive Einsatz von Raumkälte in Gebäuden bei kurzen Hitzeperioden entwickeln.

Der Raumkältebedarf der Ein- und Mehrfamilienhäuser liegt zu mehr als 67 % in Gebieten, in denen Erdwärmesonden zulässig sind. Der Raumkältebedarf ist bei EFH um rund einen Faktor 6 und bei MFH um einen Faktor 3.5 kleiner als der Wärmbedarf, der in Gebieten mit Erdwärmesonden liegt.

Bei den Dienstleistungsgebäuden ist der Anteil der Kältenachfrage in Gebieten mit Erdwärmesonden etwas tiefer, erreicht aber immer noch rund 50 % der Kältenachfrage. Industriebauten weisen den geringsten Anteil mit rund 35 % aus.

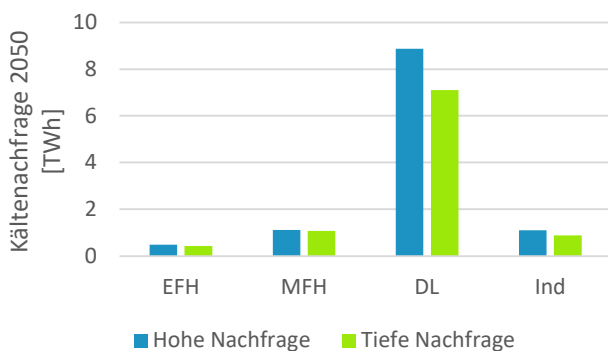


Abbildung 15 Kältenachfrage im Jahr 2050 für verschiedene Gebäudetypen bzw. Sektoren.

Quelle: TEP Energy, 14.02.2020

Von der gesamten Kältenachfrage können entsprechend etwas mehr als 60 % durch Erdwärmesonden bzw. Seewasser bereitgestellt werden. Die verbleibenden rund 40 % müssen durch alternative Quellen gedeckt werden.

Ein Beispiel für das Verhältnis Kälte- / Wärmenachfrage zeigt die folgende Abbildung 16. Die blau markierten Flächen weisen eine gute Übereinstimmung von Kälte- und Wärmebedarf aus.

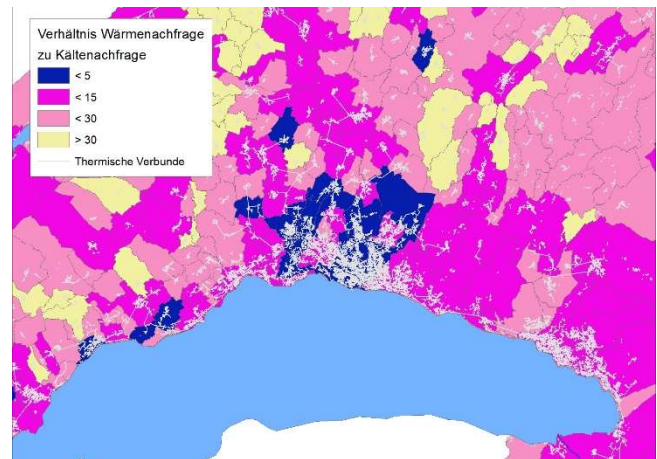


Abbildung 16 Verhältnis der Kälte-/Wärmenachfrage und der Einsatz von thermischen Verbunden am Beispiel der Region Lausanne

Quelle: TEP Energy, 14.02.2020

5.2 Sektorübergreifende Ergebnisse

5.2.1 Endenergienachfrage Wärmesektor

VARIANTE 1 DER BEIDEN DEKARBONISIERUNGS-SZENARIEN

Führt man die Endenergienachfrage der Variante 1 über alle Sektoren zusammen (Abbildung 17), zeigt sich, wie sich der Rückgang der Endenergienachfrage auf den gesamten Energieträger-Mix auswirkt: Während im Referenzszenario die fossilen Energieträger das Bild dominieren und auch 2050 noch rund einen Drittel der Endenergienachfrage decken, sinkt deren Beitrag in den Dekarbonisierungs-Szenarien entsprechend den in den Szenarien unterstellten Massnahmen. Eine ähnliche Dominanz wie Heizöl oder Gas wird aber keinem erneuerbaren Energieträger in der Szenarioanalyse zugeschrieben.

Eine weitestgehend vollständige Dekarbonisierung wird nur im Vorschriftsszenario erreicht,

entsprechend ist hier der Einsatz der erneuerbaren Energieträger am grössten. Neben der vor allem dezentral eingesetzten Umweltwärme nimmt auch die Relevanz der Biomasse-basierten Energieträger (Holzschnitzel, Biogas etc.) gegenüber dem Anreizszenario leicht zu.

Hier ist auch der Verweis auf die räumlichen Analysen entscheidend: Sämtliche erneuerbaren Energieträger sind notwendig, die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Es gibt keine klar dominierenden Energiequellen, die mehr als 30 % zur Deckung der Wärmenachfrage beitragen.

Insbesondere im Bereich der Umweltwärme ist die Regeneration von Erdwärmesonden notwendig, um das vollständige Potenzial

auszuschöpfen. Dazu kann einerseits die quantifizierte Kühlnachfrage beitragen sowie die hier nur überschlägig betrachteten täglichen Überschüsse der Solarwärme, welche im Sommer nicht für die Warmwasseraufbereitung genutzt werden.

Wie ausgeführt kann in einzelnen Sektoren über alle Energieträger im Anreizszenario eine etwas höhere Effizienzsteigerungen erwartet werden. Dies weist im Zusammenhang mit der Energiestrategie und den zu erwartenden Spitzenlasten im Strombereich Vorteile auf gegenüber dem Vorschriftsszenario. Auf Basis der kumulierten jährlichen Daten sind die Unterschiede zwischen Anreiz- und Vorschriftsszenario jedoch gering.

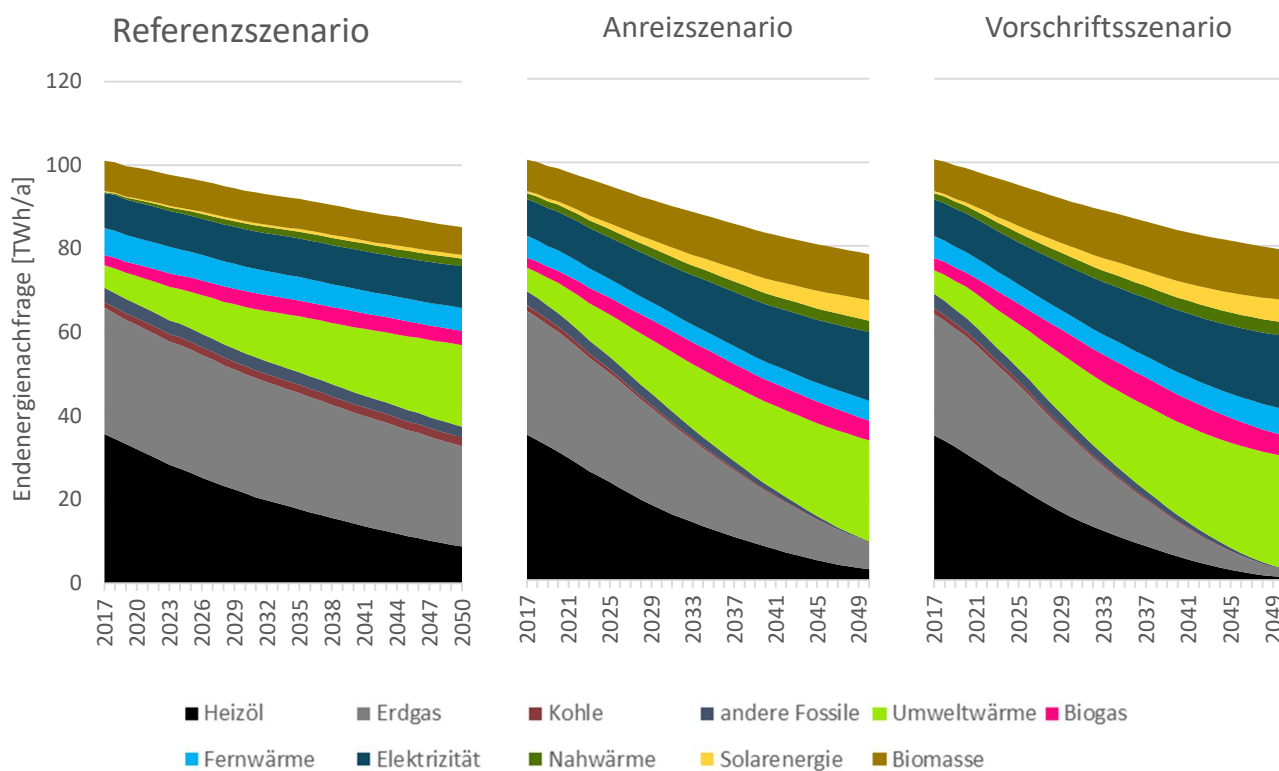


Abbildung 17 Gesamtbilanz der Endenergienachfrage für Wärme aller Sektoren für die Variante 1. Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergieträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

VARIANTE 2 IM VERGLEICH ZUR VARIANTE 1

In der Gesamtbilanz der Variante 2 (Abbildung 18) ist der starke Nachfrageanstieg für die Fernwärme deutlich erkennbar gegenüber der Variante 1 (Abbildung 17). Auch in dieser Betrachtung ergeben sich im Anreizszenario folgende Unterschiede zu Variante 1 (Abbildung 13):

- Insgesamt eine um einen Faktor 2.5 höhere Fernwärmenachfrage im Jahr 2050
- Eine insgesamt 18 %-Punkte tiefere Stromnachfrage von Prozessanwendungen, Wärmepumpen und Umweltwärme
- Eine insgesamt 12 %-Punkte tiefere Nachfrage für Biomasse-basierte Wärme

Auch im Vorschriftsszenario ergibt sich eine feststellbare Verschiebung der Wärmenachfrage hin zur Fernwärme-basierten Erzeugung. In Variante 2 ergeben sich folgende Unterschiede zu Variante 1:

- Eine insgesamt um einen Faktor 2 höhere Fernwärmenachfrage im Jahr 2050
- Eine insgesamt um rund 20 %-Punkte reduzierte Stromnachfrage von Prozessanwendungen, WP und Umweltwärme
- Eine insgesamt um rund 15 %-Punkte tiefere Nachfrage für Biomasse-basierte Wärme

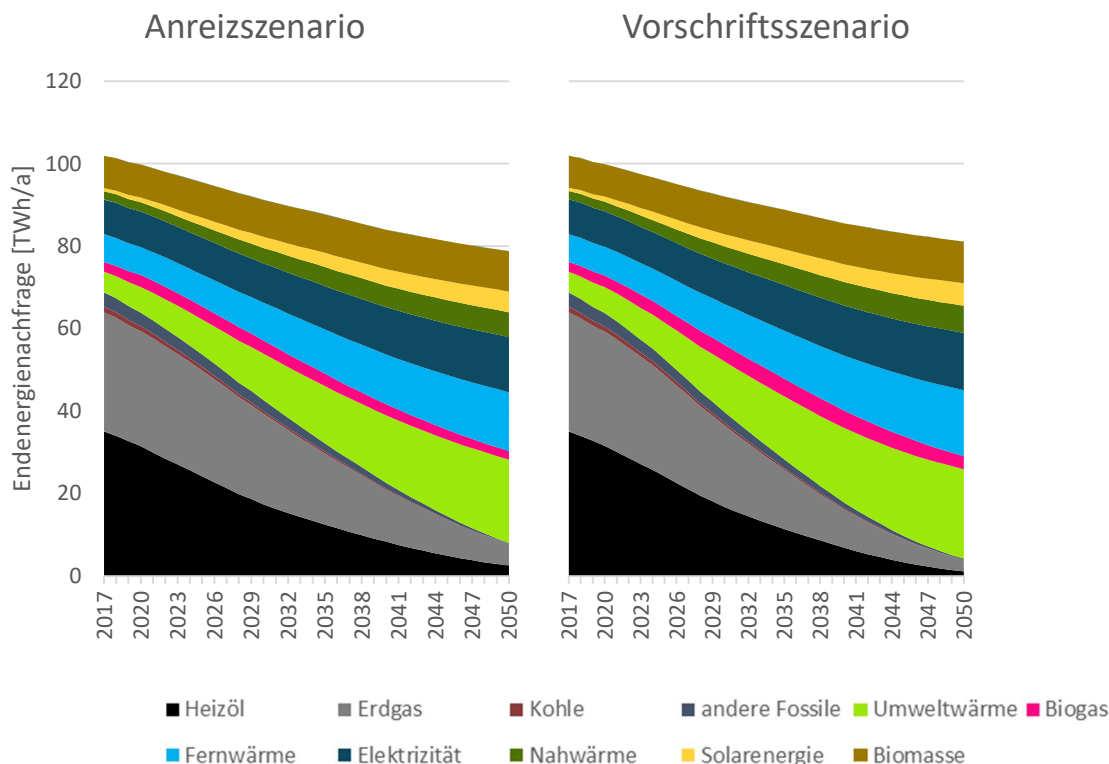


Abbildung 18 Gesamtbilanz der Endenergienachfrage für Wärme aller Nachfragesektoren für die Variante 2.

Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft und Geothermie, welche dezentral und gebäudebezogen genutzt wird. Inputmix der Endenergeträger Strom, Nah- und Fernwärme siehe Kap. 5 und Anhang.

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

FAZIT ENDENERGIENACHFRAGE FÜR WÄRME

Im Referenzszenario ist bereits ein deutlicher Trend hin zu erneuerbaren Energien festzustellen. Dieser ist in den Gebäudesektoren deutlich

stärker ausgeprägt als in der industriellen Prozessenergie, siehe Abbildung 19. In der Summe wird im Referenzszenario im Jahr 2050 noch

etwa 44 % der Wärmenachfrage durch fossile Energieträger gedeckt.

In den Dekarbonisierungs-Szenarien kann die fossile Energie grundsätzlich komplett ersetzt werden. Hierbei besteht ein gewisser Spielraum in der konkreten Umsetzung, sowohl was die Instrumente betrifft (Anreize bzw. Vorschriften) als auch den konzeptionellen Ansatz (eher dezentrale oder zentrale Wärmebereitstellung).

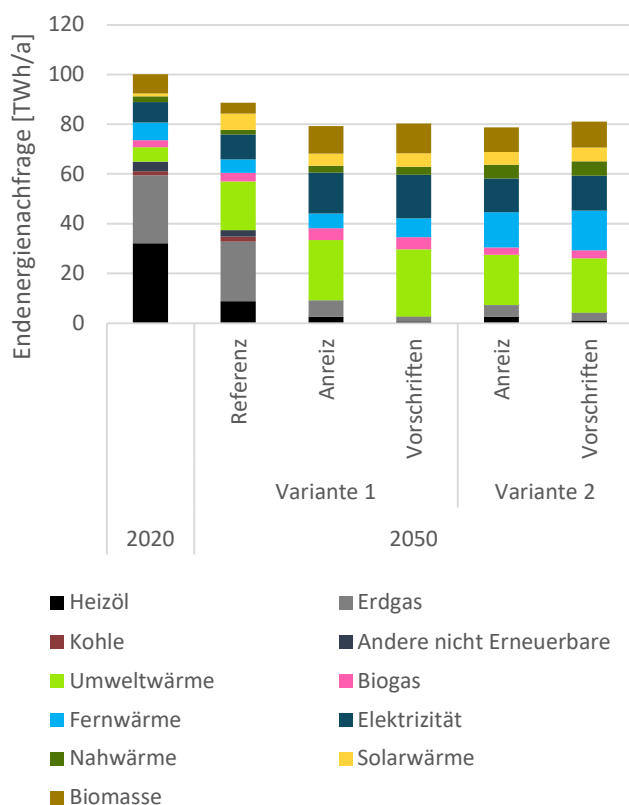


Abbildung 19 Endenergienachfrage in 2050 für die Hauptszenarien Referenz, Anreiz und Vorschrift und die jeweiligen Varianten 1 und 2

Umweltwärme: erneuerbare Energie aus Luft, Geothermie, Kehrichtverwertungsanlagen, Abwasserreinigungsanlagen, Gewässern.

Andere nicht Erneuerbare: Energieträger im Industrie-Sektor (z.B. nicht erneuerbare Abfälle, Koks, Briketts, etc.)

Quelle: TEP Energy

Der Anteil der thermischen Netze variiert zwischen den Szenarien im Jahr 2050 von 8 % (Referenz) bis 14 % (Szenario «Vorschrift», Variante 1) und bis zu 27 % (Szenario «Vorschrift», Variante 2). Im Haushaltssektor variiert der Anteil

thermischer Netze im Jahr 2050 von 5 % (Referenz) bis 12 % (Szenario «Vorschrift») in Variante 1 und bis 25 % in Variante 2. Im Dienstleistungssektor liegen die Anteile noch höher, aufgrund der hohen Nachfrage in urbanen Gebieten. Die Anteile variieren hier im Jahr 2050 zwischen 9 % (Referenz) bis 19 % (Szenario «Vorschrift») in der Variante 1 und bis zu 42 % (Szenario «Vorschrift») in Variante 2.

Eine Einschätzung zur Bedeutung dieser Werte liefern folgende Vergleiche:

- Der Anteil der Gebäude, welches sind in Gebieten befindet, die sich mit mittleren Verteilungskosten erschliessen liessen, liegt bei 28 % bei den EFH, bei 67 % bei den MFH und bei über 80 % bei den Nicht-Wohngebäuden (siehe Tabelle 9), also wesentlich höher. Folgende Gründe sind wesentlich für diesen Unterschied:
 1. Bei einem Teil der Gebiete wird kein leitungsgebundenes Angebot bereitgestellt, weil der Anteil an dezentralen Lösungen bereits zu hoch ist.
 2. Bei einem Teil der Gebäude liegt das Angebot an leitungsgebundenen Energieträgern im Zeitablauf nicht rechtzeitig vor und diese wählen notgedrungen dezentrale Lösungen, welche bis 2050 bestehen bleiben.
 3. Ein Teil der Eigentümer wählt eine dezentrale Option, selbst wenn ein leitungsgebundenes Angebot zur Verfügung steht
- Der leitungsgebundene Energieträger Erdgas hat heute einen Anteil von 21 % (Haushaltssektor) und 28 % (Dienstleistungssektor) an der jeweiligen Wärmenachfrage und der Aufbau der Gasversorgung dauerte mehrere Jahrzehnte. Dies verdeutlicht, dass der Aufbau einer leitungsgebundenen Energieinfrastruktur mit einem hohen Zeitbedarf verbunden sein kann.

5.2.2 Monatsbilanzen und saisonaler Speicherbedarf

Aus der in der Studie modellierten strombasierten Wärmenachfrage lässt sich anhand der spezifischen Lastprofile die jeweilige Monatsbilanz erstellen (siehe Abbildung 20 für die Variante 1, Abbildung 21 für die Variante 2). Bei dieser Betrachtungsweise wird auf die wärmerrelevante Stromnachfrage (inkl. industrielle Prozesse und Fernwärme) fokussiert, andere Stromanwendungen werden gesondert betrachtet (siehe Abschnitt 10 im Anhang).

Im Vergleich der Jahre zeigt sich, dass die Stromnachfrage des Gebäudesektors zwischen 2020 und 2050 insgesamt nur um rund 1.1 TWh zunimmt im Anreizszenario beziehungsweise um 1.7 TWh im Vorschriftsszenario. Wesentlich grössere Zuwächse entstehen im Industrie-Sektor bei der Prozesswärme, welche bis 2025 um rund 6-7 TWh zunimmt (Vorschriftsszenario). In der Variante 1 nimmt auch der Beitrag der Fernwärme bis 2050 weiter zu, entsprechend steigt die Stromnachfrage für Wärmepumpen um rund 1 TWh bis 2050 (Variante 1). Bei schnellerem Ausbau der Fernwärme (Variante 2) steigt die Stromnachfrage aus Fernwärme um rund 3 TWh bis 2050. Je nach regionalen Gegebenheiten erschliesst die Wärmepumpe Umweltwärmepotenziale aus der mitteltiefen Geothermie oder anderen Quellen wie der ARA, See oder Flusswasser.

Entsprechend gering fällt gegenüber der heutigen Ist-Situation der saisonale Speicherbedarf aus. Er wird anhand der höheren Stromnachfrage im Winter für das Jahr 2050 ermittelt.

Nicht dargestellt werden Änderungen der Lastprofile, welche sich im Tagesgang ergeben.

Heutige Elektrospeicherheizungen mit einer Jahresnachfrage von rund 4 TWh, welche vor allem abends/nachts geladen werden, werden in den kommenden Jahren durch effizientere Systeme wie z.B. Wärmepumpen ersetzt. Die vorhandene Speichermasse der Elektrospeicherheizungen ist derzeit nur für kurze Perioden ausgelegt (z.B. Tagesspeicher). Entsprechend können sie keine längeren Kälteperioden überbrücken. Neue Wärmepumpen mit entsprechenden Wasserspeichern sind jedoch in der Lage, je nach Effizienz der Gebäudehülle, auch für mehrere Tage den Wärmebedarf zu decken.

In den obigen Werten nicht berücksichtigt sind allfällige Strommengen, die durch grosse Wärmepumpen nachgefragt werden. Wärmepumpen, welche in Nah- oder Fernwärmenetzen eingesetzt werden. Je nach Ausbau der entsprechenden Wärmeerzeuger ist mit einem zusätzlichen wärmebezogenen Strombedarf von rund 1 bis 3 TWh zu rechnen (je nach Szenariovariante). Weitere Ausführungen zum Fernwärmemix folgen im nachfolgenden Abschnitt 5.2.3.

In der Summe beträgt der zusätzliche Winterstrombedarf aufgrund der Dekarbonisierung des Wärmesektors je nach Szenario netto rund 4 bis 7 TWh. Diese Menge kann durch einen geeigneten Mix aus PV, Biogas-WKK, Speicher und Wind gedeckt werden, wobei beim Wind auch Beteiligungen und Importe in Frage kommen.⁹

Weitere Monatsstromprofile, die auch den Wegfall der Stromproduktion aus KKW und die Stromeffizienz in gebäudetechnischen und industriellen Anlagen und Geräten berücksichtigen, sind im Anhang (Abschnitt 9.5) aufgeführt, inklusive des möglichen Erzeugungsmix, der auf erneuerbaren Energien basiert.

⁹ Eine Bewertung und Priorisierung dieser verschiedenen Optionen ist nicht Gegenstand dieser Studie.

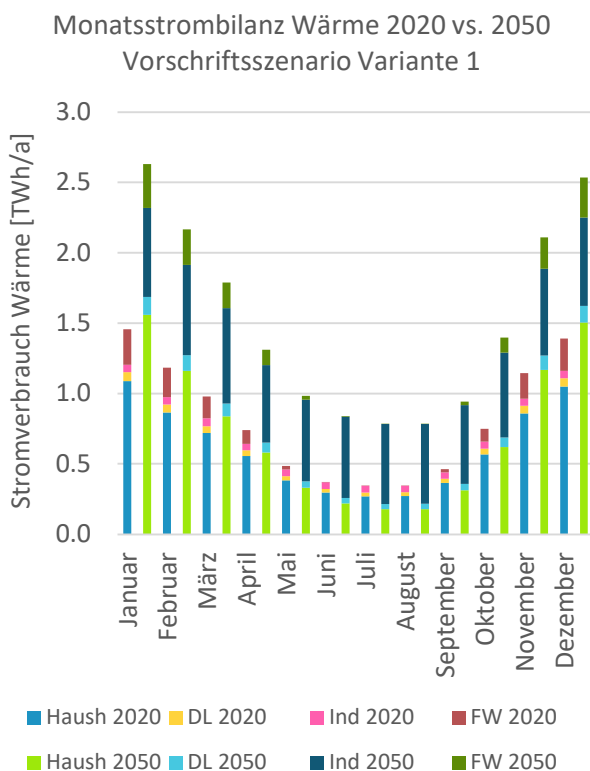


Abbildung 20 Monatsbilanz der wärmebezogenen Stromnachfrage im Vorschriftsszenario für die Jahre 2020 und 2050 der Variante 1

Quelle: TEP Energy

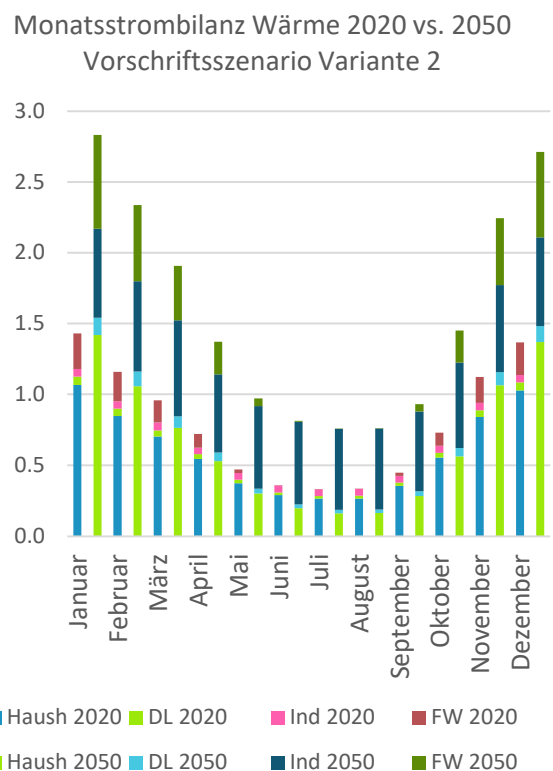


Abbildung 21 Monatsbilanz der wärmebezogenen Stromnachfrage im Vorschriftsszenario für die Jahre 2020 und 2050 der Variante 2

Quelle: TEP Energy

5.2.3 Umwandlungssektor: Nah- und Fernwärmemix

Der heutige Fernwärmemix setzt sich aus rund einem Drittel erneuerbarer Energien (Biomasse und Wärmepumpen), einem Drittel fossiler Energieträger und rund einem Drittel aus Kehrlicht zusammen (siehe Abbildung 22 für Variante 1 und Abbildung 23 für Variante 2). Auch in Nahwärmenetzen wird neben Biomasse und Umweltwärme noch fossile Energie verwendet.

Dass sich die Müllmengen bis 2050 nicht wesentlich verändern werden nehmen wir in dieser Analyse an – bezugnehmend auf (Birnstengel et al. 2018). Ein allfälliger Rückgang der Abfallmenge könnte durch eine Erhöhung der energetischen Ausnutzungseffizienz bei den KVA kompensiert werden, denn diese kann gemäss VFS noch deutlich gesteigert werden, sowohl mittels energietechnischer als auch mittels strategischer

Massnahmen (Standortoptimierung). Insgesamt wird ein mindestens gleichbleibendes Angebot an Abwärme aus KVA zur Verfügung stehen wird. Bei einem Ausbau der Fernwärme und dem Ersatz der bisher fossil betriebenen Anlagen muss in Zukunft auf entsprechende erneuerbare Quellen zurückgegriffen werden. Für die Umweltwärme stehen dabei je nach lokaler Gegebenheit die Quellen ARA, See- und Flusswasser oder die mitteltiefe Geothermie zur Verfügung.

Je nach Szenario und Variante beträgt die maximale Fernwärmenachfrage bis zu 16 TWh Endenergie und 6 TWh Nahwärme im Jahr 2050 (Vorschriftsszenario, Variante 2). Abzüglich der rund 2.4 TWh Müll-basierter Fernwärmelieferung, müssen entsprechend rund 13.5 TWh Fernwärmenachfrage und 6 TWh Nahwärme durch erneuerbare Energie gedeckt werden.

Rund ein Drittel der verbleibenden Nah- und Fernwärmenachfrage könnte grundsätzlich durch noch freie inländische Biomasse-Potenziale gedeckt werden (inkl. Beiträge an Spitzenlastdeckung im Fall der bivalenten Konfiguration der übrigen Systeme, Variante 2). Die verbleibenden rund 10-12 TWh müssten entsprechend über Abwärme, Umweltwärme und Wärmepumpen bereitgestellt werden.

Als Quellen eignen sich die in der Analyse vorgestellten Potenziale aus Abwasserreinigungsanlagen, mitteltiefer Geothermie, Gewässern und Grundwasserleitern. Innerhalb dieser orts- und infrastrukturgebundenen erneuerbaren Energiequellen eine eindeutige Priorisierung vorzunehmen erlaubt die vorliegende Sach- und Datelage nicht. In der Tat müssen verschiedene Aspekte und Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden, was zum Teil nur mittels normativen Ansatzes möglich ist. Die Ausgangslage kann lokal sehr unterschiedlich sein (siehe Kap. 4). Eine Festlegung im Rahmen dieser Studie ist

nicht erforderlich, weil dies für das Gesamtergebnis nicht entscheidend ist (gerade weil die verschiedenen Energiequellen in verschiedener Hinsicht mit grosser Überschneidung «performen»). Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurde bei den für diese Quellen erforderlichen Grosswärmepumpen mit eher tiefen Jahresarbeitszahlen von 3 gerechnet (exkl. Berücksichtigung des Pumpenstroms für die Wärmeverteilung).

Wird Biomasse vor allem zur Spitzenlastdeckung eingesetzt, kann der Beitrag aus Umwelt- und Abwärme erhöht werden (bivalente Nutzung, siehe Kap. 4). Als Quelle infrage dafür kommen auch Abwärme aus Industrie und Dienstleistungen (z.B. Rechenzentren), die über entsprechende Infrastrukturen erschlossen werden kann.

Die räumlichen Analysen (Kap. 4) haben gezeigt, dass ein weit grösseres Potenzial an leitungsgebundenen Energiequellen zur Verfügung steht, als hier genutzt wird.

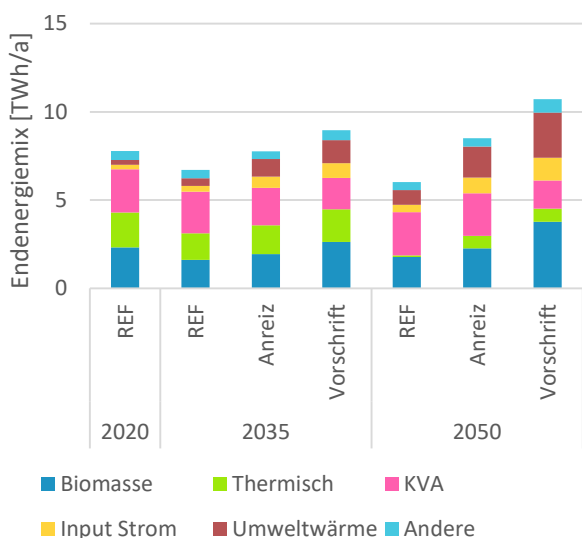


Abbildung 22 Endenergiemix für Nah- und Fernwärme in der Variante 1.

Umweltwärme setzt sich zusammen aus ARA, See- oder Flusswasser und mitteltiefer Geothermie.

Thermisch: Energieträger Heizöl, Erd- und Biogas

Quelle: TEP Energy

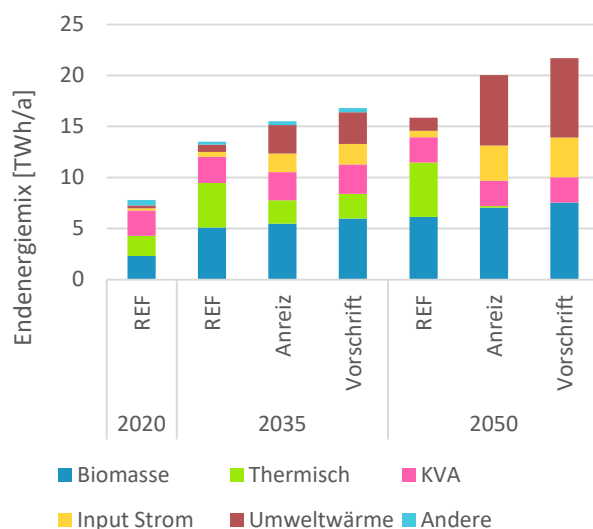


Abbildung 23 Endenergiemix für Nah- und Fernwärme in der Variante 2.

Umweltwärme setzt sich zusammen aus mitteltiefer Geothermie, ARA, See- oder Flusswasser.

Thermisch: Heizöl, Energieträger Erd- und Biogas

Quelle: TEP Energy

5.2.4 Primärenergiebilanz

Die Primärenergie in Abbildung 24 zeigt ab etwa 2035 einen anderen Verlauf als die Endenergie. Während in der ersten Hälfte des Beobachtungszeitraums die Primärenergienachfrage abnimmt, und zwar aufgrund der rückläufigen Nachfrage nach fossilen Energieträgern, steigt sie in der zweiten Hälfte wieder an. Dieser Anstieg der Primärenergienachfrage ist auf den Strom-Erzeugungsmix und den zeitlichen Verlauf desselben zurückzuführen.

Wie einleitend beschrieben, gehen wir in dieser Analyse davon aus, dass die Schweizer Kernkraftwerke bis 2045 abgeschaltet werden. Da für diese ein im Verhältnis hoher Primärenergiefaktor eingesetzt wird (siehe Frischknecht et al. 2012), sinkt die spezifische Primärenergiekennzahl für den Erzeugungsmix bis 2045 stark. Je nach Einsatz und Berücksichtigung der in- und ausländischen erneuerbaren Stromerzeugung (Photovoltaik und Wind) ist mit unterschiedlichen Werten

der Primärenergienachfrage bis 2050 zu rechnen (weitere Details zu den Monatsbilanzen der Stromerzeugung sind in Abschnitt 0 zu finden). Bei einer steigenden PV-Erzeugung, welche beispielsweise ab ungefähr 2030 mit über 10 % zur Stromerzeugung beitragen – und die je nach Erzeugungsmix bis 2050 zwischen 20-50 % ansteigen kann, nimmt mit der zunehmenden elektrischen Endenergienachfrage insbesondere im Referenzszenario auch die Primärenergie wieder zu.

Bei der Betrachtung der Primärenergiekennzahl für Strom ist ebenfalls zweierlei zu berücksichtigen: Besteht in der Monatsbilanz ein negativer monatlicher Stromsaldo, muss dieser entweder Stromimportierte oder durch saisonale Speicher ausgeglichen werden. Da im Mittel der Erzeugungssaldo über das Gesamtjahr gesehen positiv ist, wird hier die Primärenergiekennzahl nicht durch einen UCTE-Mix belastet (siehe Abschnitt 0).

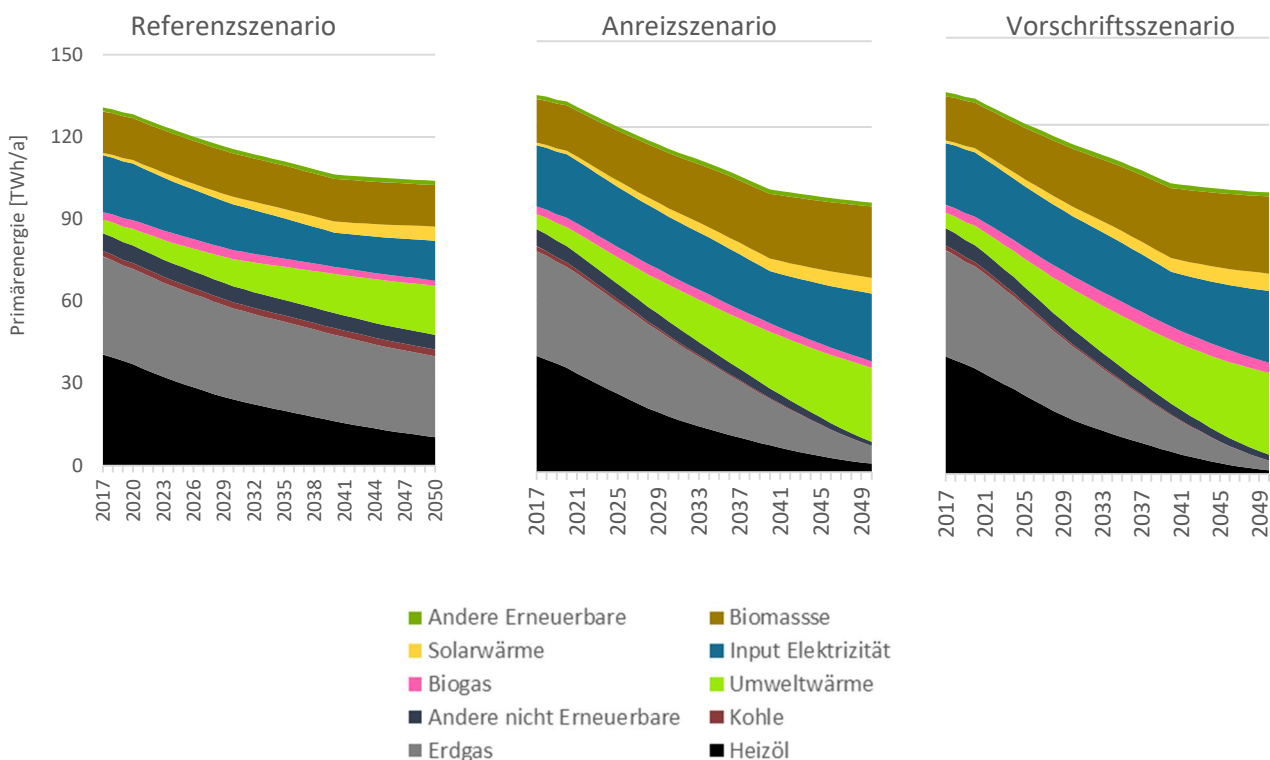


Abbildung 24 Gesamte Primärenergienachfrage (inkl. Bedarf für Strom, Nah- und Fernwärme) über alle Sektoren nach Energieträgern. Die Anteile der verschiedenen Primärenergien am Input Elektrizität werden im Anhang ausgewiesen.

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020

5.3 THG-Emissionen

In diesem Kapitel fokussieren wir auf die direkten Emissionen aus den Nachfragesektoren und aus der Fernwärmeerzeugung.

Aufgrund von Effizienzsteigerungen und dem Einsatz von nicht-fossilen Energieträgern wird für alle Szenarien eine starke Abnahme der direkten THG-Emissionen aus den Nachfragesektoren errechnet (siehe Abbildung 25).

Mit dem im Anreizszenario unterstellten Instrumentenmix kann jedoch die Dekarbonisierung des Wärmesektors voraussichtlich nicht vollständig erreicht werden. Die Emissionsreduktion aller Sektoren im Wärmebereich beträgt gemäss der durchgeführten Analyse - 85% bis - 88% der THG-Emissionen bis 2050, das heisst, es verbleiben 12-15 % Restemissionen. Von diesen verbleibenden rund 2 Mio. t CO₂-Emissionen im Jahr 2050 entfallen rund 50 % auf den Haushaltssektor, rund 25 % auf den Industriesektor und rund 15 % auf den Dienstleistungssektor sowie rund 10 % aus der Fernwärmeerzeugung.

Im Anreizszenario stammen die 2050 verbleibenden Emissionen hauptsächlich von den sogenannten Härtefällen, für welche alternative Wärmequellen nur unter höherem finanziellem Aufwand realisiert werden können. Diese Härtefälle sind unter anderem in den Kernzonen mit unzureichendem lokalem Potenzial erneuerbarer Energien zu erwarten. Hier ist es sinnvoll, auf nationaler Ebene entsprechende Härtefall-Kriterien zum Beispiel im CO₂-Gesetz zu definieren. Auch mit zusätzlichen finanziellen Kompensationen über das Gebäudeprogramm und den Technologiefonds ist der Wechsel auf CO₂-freie Energieträger zu erreichen.

Dass die implementierten Anreize nicht ausreichen, eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen, ist auch Lock-in-Effekte bei Investitionen in die Gasinfrastruktur zurück zu führen. Als zusätzliche subsidiäre Massnahmen denkbar sind: befristete Betriebsbewilligung von fossilen Anlagen bis 2020 sowie entweder das Gasnetz

weiter zurückzubauen oder der Einsatz von Biogas gezielter zu fördern.

Im Vorschriftsszenario werden die Treibhausgasemissionen am weitesten reduziert und erreichen Reduktionsmengen von - 95 bis - 98 % gegenüber 2017. Insgesamt verbleiben weniger als 1 Mio. Tonnen CO₂ in den Nachfragesektoren. Diese Restemissionen können bei entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen über den weiteren Einsatz von Biogas beziehungsweise Biomasse und entsprechenden Preis-Kompensationen oder durch den Einsatz von negativen Emissionen kompensiert werden (z.B. CCS). Damit würde das Ziel eines netto-Null-Wärmesektors vollständig erreicht.

Beim Vergleich der verschiedenen Sektoren in sieht man, dass Wohngebäude heute (Mitte 2020) ungefähr gleich viel CO₂ im Wärmebereich emittieren wie die Industrie und die Dienstleistungen zusammen (für absolute Werte siehe Kapitel 0., Abbildung 43 im Anhang). Somit ist das Einsparpotenzial hier am grössten und es können über technologie- beziehungsweise Energieträger-spezifische Anreize und Vorschriften die meisten Emissionen reduziert werden.

Im Vorschriftsszenario wird dieses Reduktionspotenzial fast vollständig genutzt, denn 2050 stösst der Wohnsektor nur noch rund 1 % der Gesamtemissionen von 2017 aus. Bei den Dienstleistungen und der Industrie verbleiben je rund 1 bis 2 % gegenüber 2017. Die Unterschiede zum Anreizszenario sind hier jedoch geringer, da die kürzeren Erneuerungszyklen im Vergleich zum Haushaltssektor in beiden Szenarien zu einer rascheren Dekarbonisierung führen.

Zum Vergleich: Im Referenzszenario sind die Emissionswerte in allen untersuchten Sektoren grösser. Haushalte emittieren im Jahr 2050 noch 20 %, Dienstleistungen 9 % und die Industrie 24 % gegenüber dem Startjahr. Die Klimaziele können in diesem Szenario klar nicht erreicht werden.

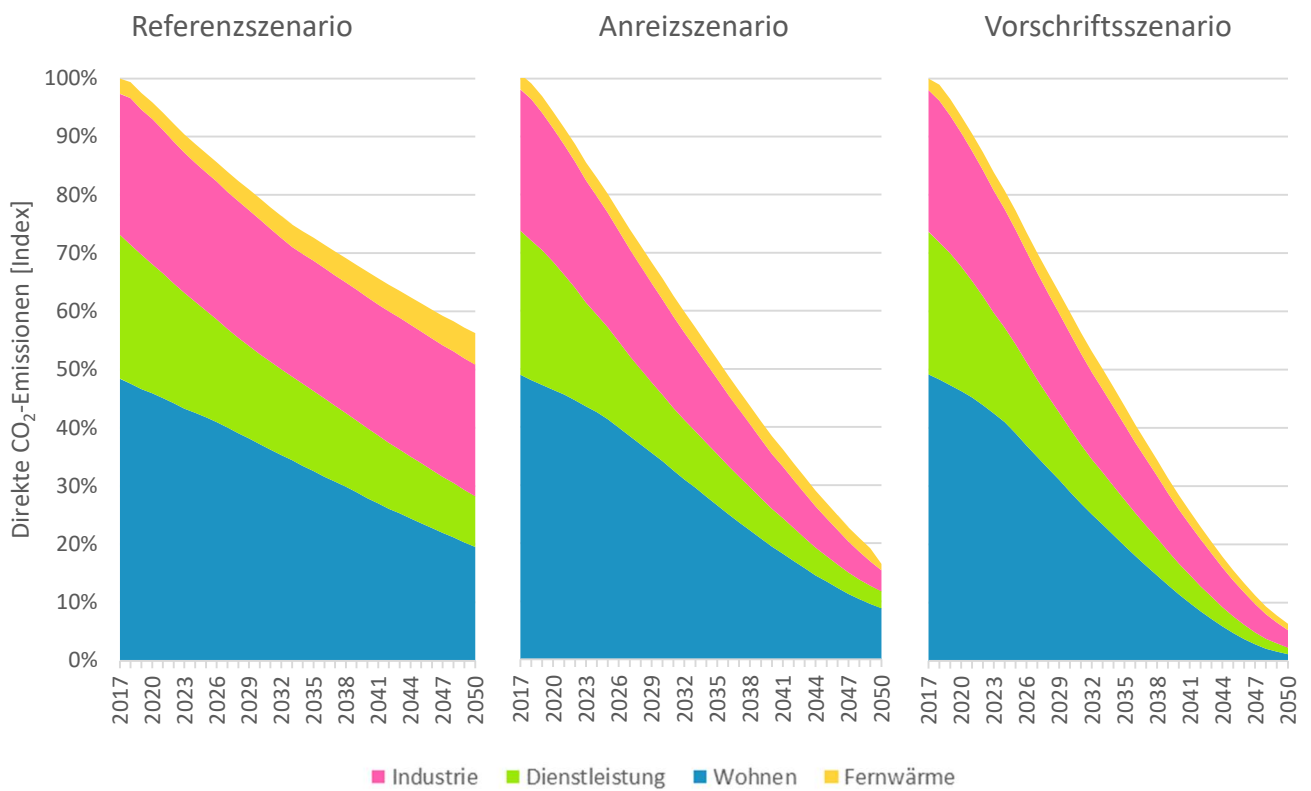


Abbildung 25 Kumulierte direkte Emissionen (indiziert) der Nachfragesektoren sowie der Fernwärme an den Gesamt-CO₂-Emissionen 2017 (100 % = 18.5 Mio. t CO₂)

Quelle: TEP Energy, 15.05.2020



6 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der beiden Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» stellen wir für die Variante 1 im Vergleich beziehungsweise als Veränderung zum Referenzszenario dar. Im Zentrum des Interesses steht die Transitionsphase 2020 bis 2050.

Die volkswirtschaftliche Analyse basiert auf den direkten Mehr- und Minderkosten für Investitionen, Unterhalt und Energie, welche mit dem Gebäudeparkmodell (GPM) abgeschätzt wurden

(vgl. Abbildung 26). Weiter werden auch die CO₂-Abgabe und deren Rückverteilung wie auch das Gebäudeprogramm miteinbezogen. Auch die zusätzlichen Kosten für die Stromspeicherung und die Investitionen in die Wärmenetze werden berücksichtigt. Die Mehrkosten der Wirtschaft werden auf die Haushalte via höhere Konsumgüterpreise, Lohn- und Kapitalertrags-einbussen überwälzt. Die direkten und indirekten Mehrkosten der Haushalte werden für 14 verschiedene nach Lebensstandard und Beschäftigungsstatus (Erwerbstätige und Rentner) unterschiedene Haushalte dargestellt und so die sozialen Verteilungseffekte der Dekarbonisierung im Wärmebereich abgeschätzt. In einem letzten Schritt zeigt eine Input-Output-Analyse (i3R-Modell von Ecoplan), welche Wirtschaftssektoren von der Dekarbonisierung im Wärmebereich profitieren und welche eher zu den Verlierern gehören.

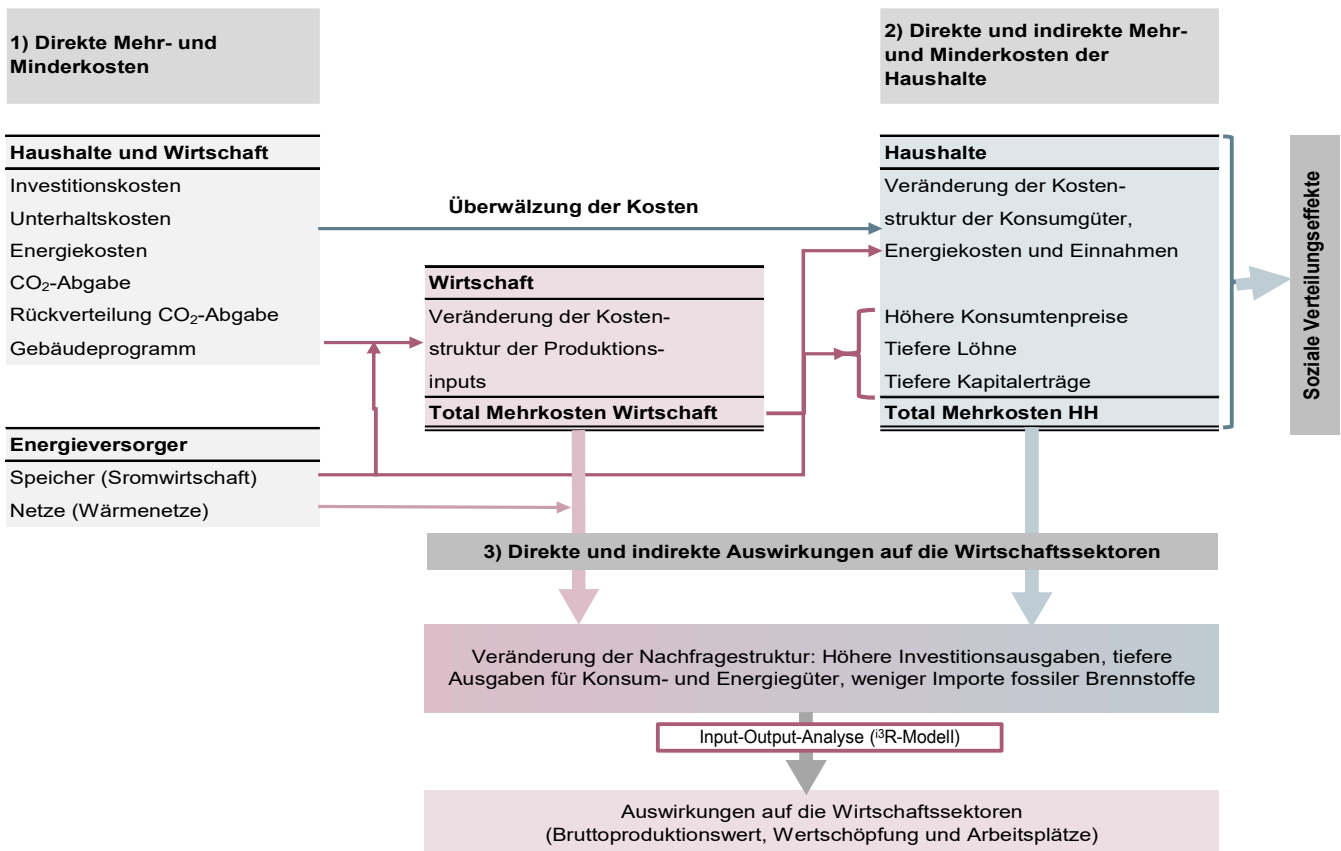


Abbildung 26: Vorgehen zur volkswirtschaftlichen Analyse

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

6.1 Direkte Mehr- und Minderkosten

INVESTITIONEN

Betrachten wir zuerst die Investitionen in die Gebäudehülle und die Gebäudetechnik in Wohn- und Dienstleistungsgebäuden. Bereits im Referenzszenario werden in der Transitionsphase 2020 bis 2050 durchschnittlich jährlich 13 Mrd. CHF für den Ersatz von Heizanlagen oder die energetische Verbesserung der Gebäudehülle (insbesondere Fensterersatz, Keller-, Dach- und Aussendämmung) aufgewendet (Abbildung 27). Die Dekarbonisierung im Wärmebereich kann

nur mit zusätzlichen Investitionen in eine bessere Wärmedämmung oder in einen Umstieg auf eine nicht fossile Heizung erreicht werden. Diese zusätzlichen Investitionen betragen zwischen 0.9 bis 1.4 Mrd. CHF jährlich oder aufsummiert bis 2050 rund 30 bis 45 Mrd. CHF, was rund 7 % bis 11 % der sowieso zu tätigen Investitionen in die Hüllen- und Heizungssanierung entspricht. Die Mehrinvestitionen für die umfassende Umwälzung der Wärmebereitstellung sind relativ bescheiden, weil alternative Technologien zu tiefen Kosten vorhanden sind, namentlich bei den Einfamilienhäusern (bspw. die Umrüstung einer Ölheizung durch eine elektrisch betriebene Luft-Wasser-Wärmepumpe).

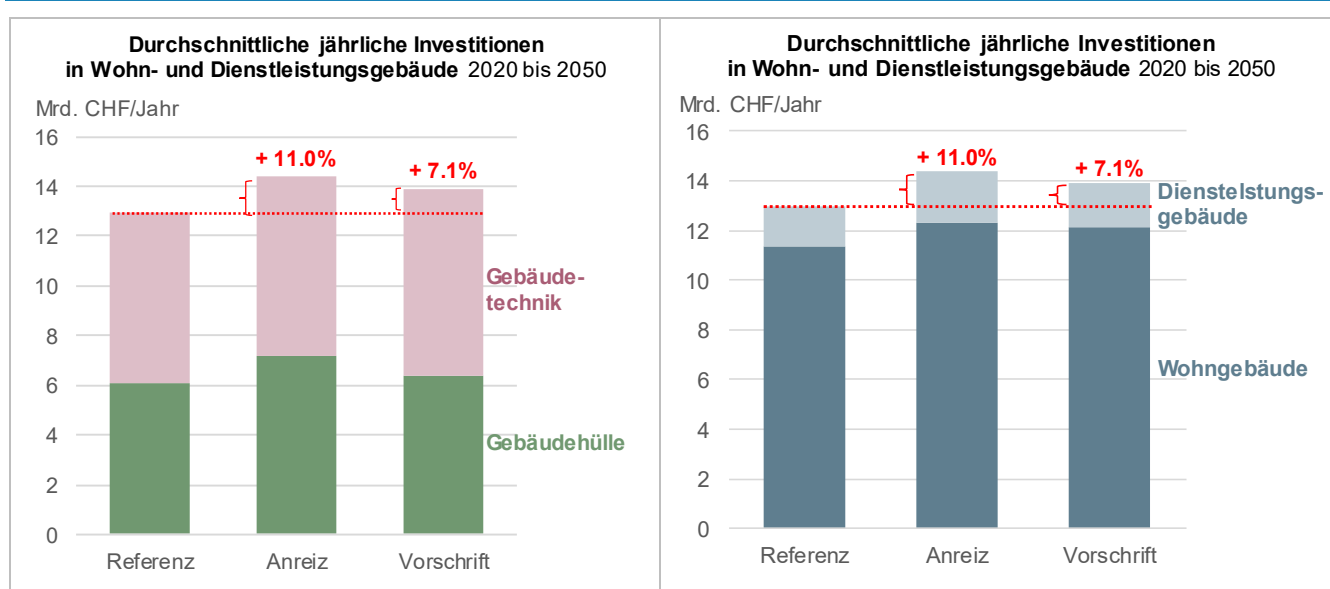


Abbildung 27: Energierelevante Investitionen in Wohn- und Dienstleistungsgebäuden für die drei Szenarien «Referenz», «Anreiz» und «Vorschriften» (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

Die beiden Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» unterscheiden sich in erster Linie darin, mit welchem Technologiemit der Dekarbonisierung erfolgt. Im Szenario «Anreiz» wird aufgrund der Förderung mit dem Gebäudeprogramm und der CO₂-Abgabe mehr in eine effiziente Hülle investiert. Dies ist in der Transitionsphase teurer, hat aber den grossen Vorteil, dass am Schluss der ganze Gebäudepark energieeffizienter ist. Im Szenario «Vorschriften» dagegen werden primär Massnahmen in der Gebäudetechnik umgesetzt. Insbesondere

der Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen, Holzheizungen und Fernwärme wird durch den im Szenario vorgesehen Absenkpfad forciert.

Nebst den Investitionen in die Gebäudetechnik und die Gebäudehülle in Wohn- und Dienstleistungsgebäuden sind auch Investitionen in der Industrie sowie in die Stromspeicher und Fernwärmenetze notwendig (vgl. dazu Abbildung 28). Diese Investitionen liegen in derselben Grössenordnung wie diejenigen in den Wohn- und

Dienstleistungsgebäuden. Insgesamt fallen für die Dekarbonisierung des gesamten Wärme-marktes zusätzliche Investitionen von 2.1 bis 2.3

Mrd. CHF jährlich oder aufsummiert bis 2050 rund 65 bis 75 Mrd. CHF an.

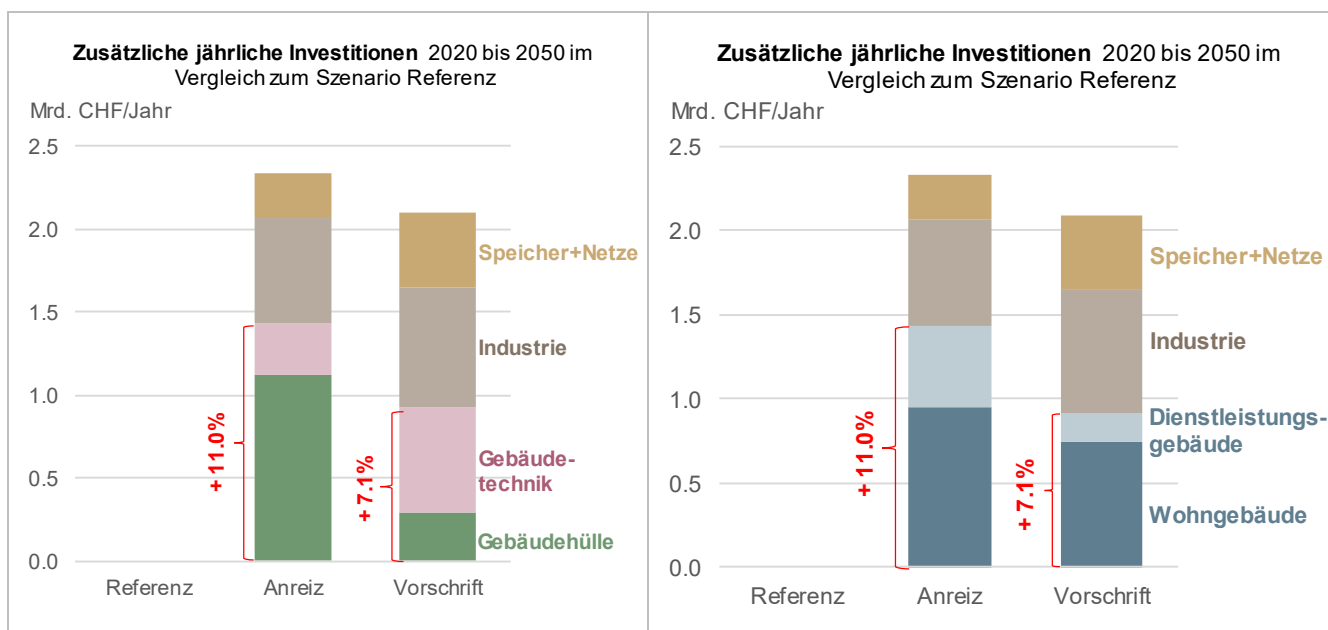


Abbildung 28: Mehrinvestitionen für die Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Referenzszenario (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

ENERGIEKOSTEN

Bei der Dekarbonisierung stehen den höheren Investitionen tiefere Energiekosten gegenüber (siehe Abbildung 29).

Die Dekarbonisierung bringt bei den Energiekosten in der Transitionsphase 2020 bis 2050 Einsparungen von durchschnittlich rund 0.7 Mrd. CHF pro Jahr. Dies entspricht einer Einsparung von knapp 7 % der Energiekosten im Referenzszenario.

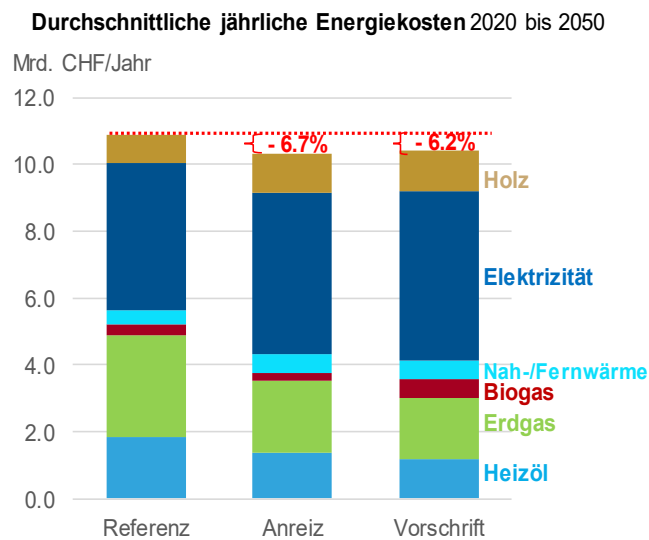


Abbildung 29: Energiekosten für die zwei Szenarien «Anreiz» und «Vorschrift», verglichen mit dem Referenzszenario (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050).

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

6.2 Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten der Haushalte

Die Haushalte sind sowohl von der CO₂-Abgabe als auch von zusätzlichen Investitionen betroffen. Weiter sind sie mit etwas höheren Konsumentenpreisen konfrontiert. Zudem sind sie indirekt über Lohn- und Kapitalertragsveränderungen betroffen. Im Gegenzug können sie von der CO₂-Abgaberückverteilung, dem Gebäudeprogramm und tieferen Energiekosten profitieren.

NETTOBELASTUNG

Die durchschnittliche zusätzliche Nettobelastung der Haushalte durch die Dekarbonisierung im Wärmemarkt beträgt – unabhängig vom gewählten Dekarbonisierungs-Szenario – rund 200 CHF pro Jahr und Äquivalenzperson. Über die ganze Transitionsphase 2020 bis 2050 beläuft sie sich auf rund 6'200 CHF (vgl. Abbildung 30). Mit dem Konzept der Äquivalenzperson, welche einem Einpersonenhaushalt entspricht, werden die unterschiedlichen Haushaltsstrukturen vergleichbar gemacht und es können Durchschnitte über alle Nettobelastungen von Ein- und Mehrpersonenhaushalten berechnet werden. Eine durchschnittliche Familie mit 2 Kindern wird durch die Dekarbonisierung eine Mehrbelastung von jährlich 420 CHF tragen müssen, was rund 13'000 CHF über die ganze Transitionsphase 2020 bis 2050 entspricht.

Für eine durchschnittliche vierköpfige Familie sind 420 CHF pro Jahr eine verkraftbare Mehrbelastung. Setzt man nämlich diese Mehrbelastung in Relation zum verfügbaren Haushalteinkommen, also dem Bruttoeinkommen abzüglich der Zwangsabgaben wie Sozialversicherungsbeiträge und Steuerzahlungen, dann ergibt sich eine Mehrbelastung von 0.3 Prozent des verfügbaren Einkommens.

NUTZEN

Die Dekarbonisierung im Wärmesektor ist kein Selbstzweck, sondern ein zentraler Teil des Schweizer Beitrags zur Eindämmung des

Durchschnittliche jährliche **Nettobelastung** 2020 bis 2050 der Dekarbonisierung im Wärmemarkt:

pro Äquivalenzperson (Einpersonenhaushalt)	200 CHF/Jahr
für eine vierköpfige Familie mit zwei Kindern	420 CHF/Jahr

Der **Nutzen** der Dekarbonisierung im Wärmemarkt:

Primärnutzen - Schäden des Klimawandels

vermeiden: Die Schweiz leistet ihren Beitrag zur Eindämmung des Klimawandels. Leisten auch die anderen Länder ihren Beitrag, können künftige Schäden durch den Klimawandel vermieden werden.

Sekundärnutzen:

Bessere Luft: Wird weniger Öl und Erdgas verbrannt, sinkt die Luftbelastung. Als Folge gibt es weniger Krankheiten, sinkende Gesundheitskosten, weniger Gebäude-, Waldschäden und Biodiversitätsverluste.

Komfortgewinne: Zusätzliche Wärmedämmungen, eine stärkere Erneuerung von Fenstern und der häufigere Einbau von Komfortlüftungen generieren je nach Situation einen erhöhten Wohnkomfort, einen besseren Lärmschutz und ein verbessertes Innenraumklima (z.B. weniger Staub und Pollen), wofür bei Mietenden und Käufern eine gewisse Zahlungsbereitschaft besteht.

First-Mover-Vorteile: Die Schweiz als eines der reichsten Länder ist für die Dekarbonisierung des Wärme- und Kältebereichs prädestiniert. Forschung und Wirtschaft haben bereits die notwendigen Lösungen bereitgestellt und sind in der Lage diese weitere zu entwickeln. Damit können diese auch in andere Länder exportiert werden, was nicht nur punkto inländische Wertschöpfung bedeutend ist, sondern auch für die Reduktion der Emissionen als Multiplikator wirkt.

Abbildung 30: Durchschnittliche Nettobelastung der Haushalte durch die Dekarbonisierung im Wärmemarkt (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050 und Gesamttotal über die Transitionsphase 2020 bis 2050) und der Nutzen der Dekarbonisierung.

Quelle: Ecoplan, 13.5.2020

globalen Klimawandels (Primärnutzen der Dekarbonisierung im Wärmemarkt). Kann der Klimawandel gemäss der Zielsetzung des Pariser Abkommens eingedämmt werden, so können auch in der vom Klimawandel stark exponierten Schweiz künftige Klimaschäden vermieden

werden. Genannt seien hier beispielsweise Schäden an der Infrastruktur und Gebäuden durch zunehmende Naturgefahren (insbesondere Hochwasser), Biodiversitätsverluste, gesundheitliche Schäden durch Hitzewellen, Ernteaufschläge aufgrund ausgedehnter Trockenheit sowie Wassermangel und nicht zuletzt die Biodiversitätsverluste.

Mit der Dekarbonisierung im Wärmemarkt wird künftig auch kein Öl und Erdgas mehr verbrannt. Die Luftbelastung nimmt damit ab (Sekundärnutzen der Dekarbonisierung im Wärmemarkt). Sauberere Luft führt zu weniger Krankheitsfällen und geringeren Gesundheitskosten. Weiter gibt es auch weniger Gebäude- und Waldschäden sowie Biodiversitätsverluste. Der vermehrte Energieholzeinsatz belastet jedoch auch die Luft, was ebenso zu beachten ist.

Weiter darf auch mit einem verbesserten Wohnkomfort und einer damit verbundenen Wertsteigerung bei einem Teil der Immobilien sowie mit First-Mover-Vorteilen für innovative Schweizer Unternehmen gerechnet werden.

Der primäre und sekundäre Nutzen wurden im Rahmen dieser Studie nicht monetarisiert. Bestehende Grundlagen sind veraltet und/oder gelten nur für marginale Effekte, nicht aber für weitreichende Veränderungen wie eine komplette Dekarbonisierung des Wärmesektors. Eine solche Monetarisierung des Nutzens ist relativ aufwendig. Im Moment sind Bestrebungen seitens des Bundes im Gange, die notwendigen Grundlagen zu schaffen beziehungsweise zu aktualisieren, damit eine Monetarisierung zumindest eines Teils dieses primären und sekundären Nutzens vorgenommen werden kann.

SOZIALE VERTEILUNGSWIRKUNGEN

Die sozialen Verteilungswirkungen der Dekarbonisierung im Wärmebereich illustrieren wir anhand 14 verschiedener Haushaltgruppen. Die 14 Haushaltgruppen unterscheiden sich nach ihrem Lebensstandard und dem Beschäftigungsstatus:

- von EH₁ = «ärmste» 10% der Erwerbshaushalte («ärmstes» Dezil)

- bis EH₁₀ = «reichste» 10% der Erwerbshaushalte («reichstes» Dezil)
- von RH₁ = «ärmste» 25% der Rentnerhaushalte («ärmstes» Rentnerquartil)
- bis RH₄ = «reichste» 25% der Rentnerhaushalte («reichstes» Rentnerquartil)

Abbildung 31 zeigt die Auswirkungen der beiden Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Referenzszenario – auch hier wieder werden die durchschnittlichen jährlichen Mehr- und Minderkosten während der Transitionsphase 2020 bis 2050 dargestellt. Schaut man einseitig nur auf die Belastung durch die zusätzlichen Investitionen, CO₂-Abgabe, Konsumgüterverteuerung und Lohnneibussen, so ergeben sich im Szenario «Anreiz» Belastungen von bis zu 0.8 % des verfügbaren Einkommens (für die «ärmste» Gruppe der Rentnerhaushalte RH₁) oder jährlich 470 CHF pro Äquivalenzperson (für die «reichste» Gruppe der erwerbstätigen Haushalte EH₁₀). Berücksichtigt man aber auch die Energiekosteneinsparungen, die Rückverteilung der CO₂-Abgabe und die Förderung durch das Gebäudeprogramm beträgt die maximale Belastung statt 0.8 % noch 0.4 % des verfügbaren Einkommens (für RH₁) oder jährlich 360 CHF pro Äquivalenzperson (für EH₁₀). Hier werden jeweils die Durchschnittswerte der 10 % bzw. 25 % ärmsten bzw. reichsten Erwerbstätigen- oder Rentnerhaushalte gezeigt. Anzumerken ist: Einzelne Haushalte können deutlich über oder unter diesen Werten liegen.

Betrachten wir die Nettobelastung der Haushalte (roter Balken in Abbildung 31), so zeigt sich, dass das Szenario «Vorschriften» doch deutlich regressiv wirkt. Übersetzt heisst dies, ärmere Haushalte werden relativ betrachtet durch die Dekarbonisierung stärker belastet als reichere Haushalte: Die Mehrbelastung beträgt für ärmere erwerbstätige Haushalte (EH₁) 0.38 % und für die reicheren erwerbstätigen Haushalte (EH₁₀) 0.18 % des verfügbaren Einkommens. Absolut betrachtet werden aber die reichen Haushalte mit jährlich 360 CHF pro Äquivalenzperson (EH₁₀) stärker belastet durch die

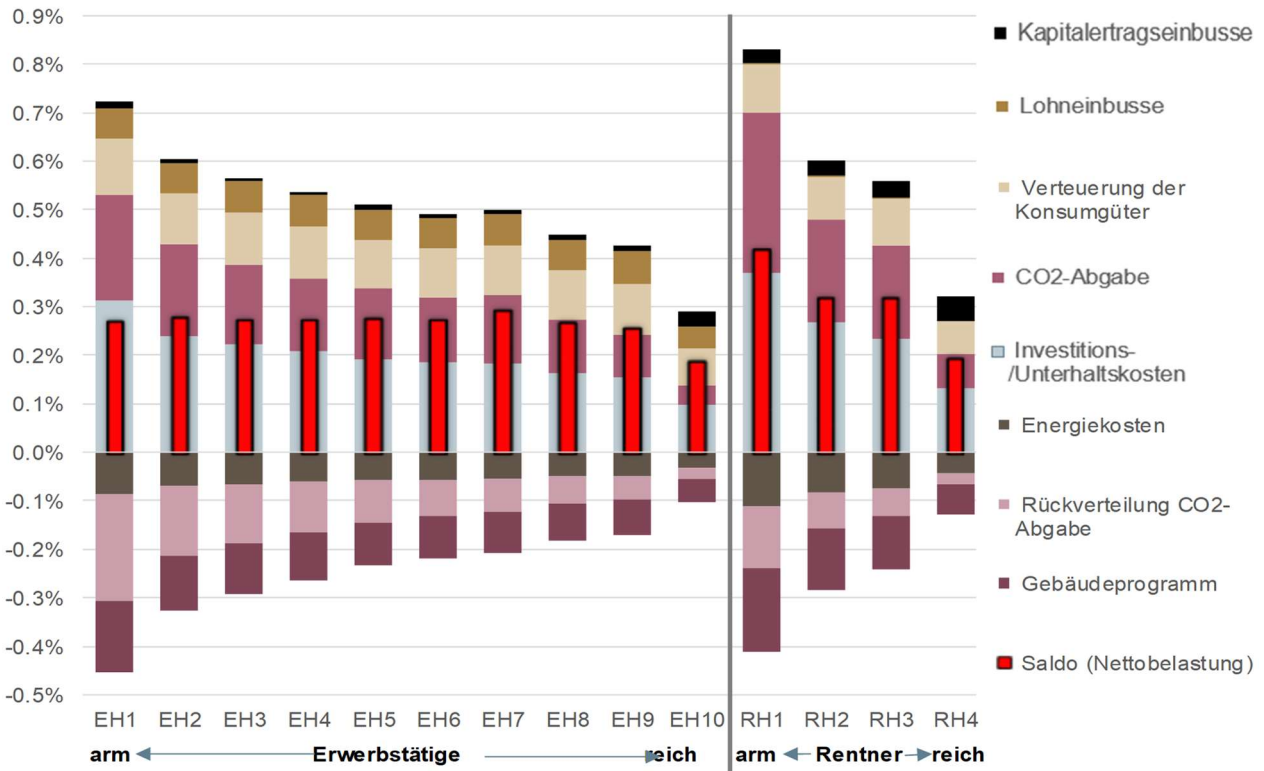
Dekarbonisierung als die armen Haushalte mit jährlich 110 CHF pro Äquivalenzperson (EH₁).

Das Szenario «Anreiz» zeigt ein differenzierteres Bild: Bei den erwerbstätigen Haushalten ergibt sich in Bezug auf ihre verfügbaren Einkommen eine ziemlich uniforme Belastung. Bei den Rentnerhaushalten sind hingegen wie beim Szenario «Vorschriften» die ärmeren Haushalte relativ stärker belastet als die reicheren Haushalte. Dies weil

die Rentnerhaushalte pro Kopf mehr beheizbare Fläche in Anspruch nehmen und in der Tendenz in älteren Gebäuden leben.

Die Analyse zeigt also: Mit der CO₂-Abgabe beziehungsweise deren Rückverteilung und mit Förderbeiträgen stehen grundsätzlich zwei Instrumente zur «sozialen» Ausgestaltung der Dekarbonisierung zur Verfügung.

Mehrkosten in % des verfügbaren Einkommens: Szenario Anreiz



Mehrkosten in % des verfügbaren Einkommens: Szenario Vorschrift

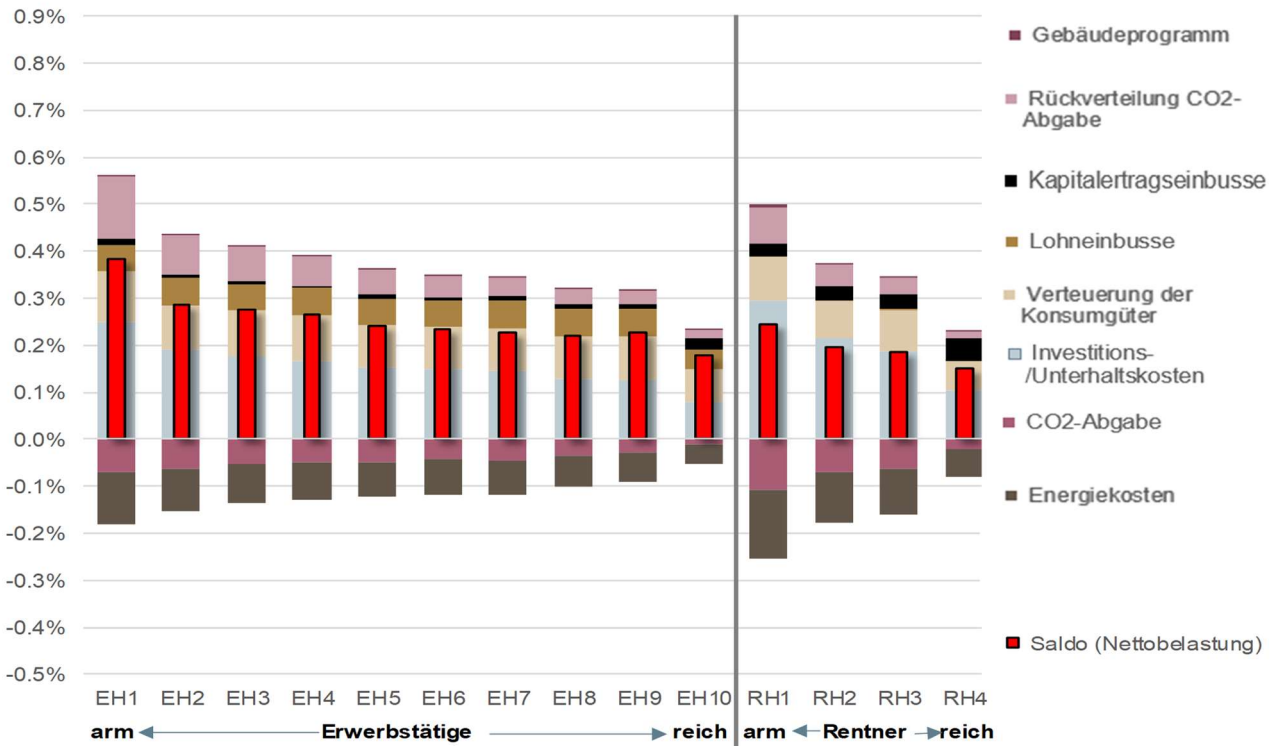


Abbildung 31: Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten in den Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Referenzszenario in % des verfügbaren Einkommens (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

6.3 Direkte und indirekte Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren

Die zusätzlichen Investitionen in die Gebäudetechnik, Gebäudehülle, Wärmenetze und Stromspeicher führen zu einer zusätzlichen Nachfrage bei den produzierenden Sektoren. Auch die zusätzliche Investitionsnachfrage durch die heimische Wirtschaft – beispielsweise die heimische Baubranche – wird befriedigt. Zwar fließt ein Teil der zusätzlichen Investitionen durch importierte Vorleistungen ins Ausland. Aber anders als beim Import fossiler Ressourcen kommen vor allem europäische Länder zum Zuge.

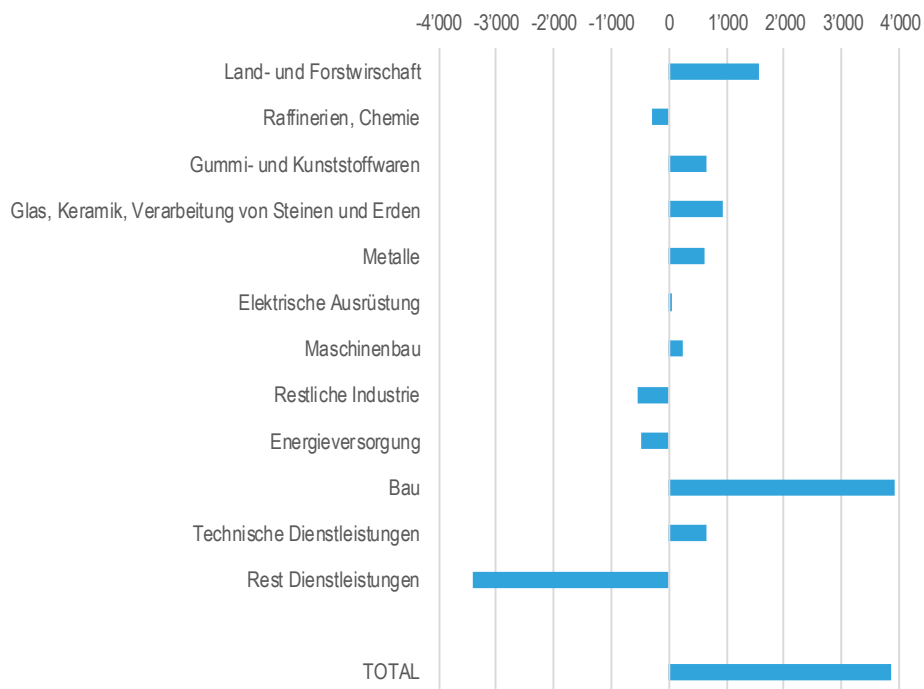
Zu berücksichtigen ist weiter: Die zusätzlichen Investitionen gehen auf Kosten anderer Ausgaben, beispielsweise von Konsumausgaben, was zu einer sinkenden Nachfrage nach Konsumgütern führt. Dieser Impact findet jedoch bei jeder Investition (z.B. Kauf eines Autos, Ferien etc.) statt. Dass weniger fossile Energieträger eingesetzt und damit importiert werden, schlägt dagegen positiv zu Buche.

Geben wir die nach Wirtschaftssektoren differenzierte Veränderung der Nachfrage vor und

berücksichtigen die wirtschaftlichen Verflechtungen zwischen Sektoren (Input-Output-Analyse mit dem i³R-Modell von Ecoplan), so können wir daraus modellhaft die direkten und indirekten Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren ableiten.

Die nachfolgende Abbildung 32 zeigt exemplarisch anhand der Auswirkungen auf die Beschäftigung die Gewinner und Verlierer der Dekarbonisierung im Wärmebereich für die beiden Szenarien «Anreiz» und «Vorschrift». Zu den Gewinnern zählen insbesondere die Baubranche sowie die Zulieferbetriebe für die Heizungs- und Gebäudehüllensanierung. Zu den Verlierern zählen insbesondere diejenigen Sektoren, die vom Rückgang der Konsumgüternachfrage betroffen sind – also die restlichen Industrie- und Dienstleistungsbranchen. Die Auswertung zeigt aber auch: Die Auswirkungen auf die Sektoren halten sich als Ganzes in Grenzen und die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien «Anreiz» und «Vorschrift» sind nicht gross, da in beiden Szenarien für die Dekarbonisierung schlussendlich ein ähnlicher Technologiemarkt umgesetzt wird.

Vollzeitäquivalente pro Jahr: Szenario «Anreiz» - Gesamteffekte



Vollzeitäquivalente pro Jahr: Szenario «Vorschrift» - Gesamteffekte

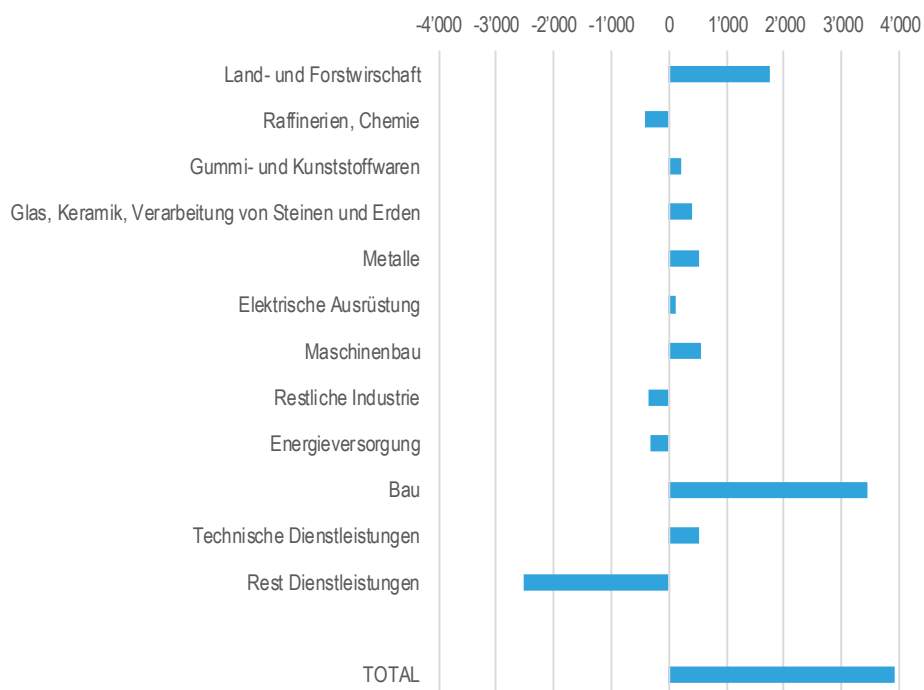


Abbildung 32: Auswirkungen der beiden Szenarien «Anreiz» und «Vorschrift» im Vergleich zum Referenzszenario auf die Beschäftigung (Jahresdurchschnitt der Anzahl Beschäftigten in Vollzeitäquivalenten der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020



7

Umsetzungsstrategie und Empfehlungen

Realistische Umsetzungsstrategien zu entwickeln, um den Wärme- und Kältesektor bis 2050 zu dekarbonisieren, ist eine wichtige Zielsetzung dieser Studie. Dazu wurde das Szenario-Design so gewählt, dass die Annahmen für sich realistisch sind, im politischen Kontext voraussichtlich aber nur in Kombination bzw. in abgeschwächter Form umgesetzt werden. In den folgenden Abschnitten werden mögliche Umsetzungsstrategien präsentiert, in denen sich verschiedene Anspruchsgruppen wiederfinden können. Das Gesamtziel einer (nahezu) CO₂-freien Wärmeerzeugung soll aber in jedem Fall gewährleistet sein.

7.1 Umsetzungsstrategien

SZENARIO «ANREIZ»

Mit einer CO₂-Abgabe von 300 CHF/t CO₂ kann bereits viel erreicht werden. Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass im Anreizszenario die CO₂-Ziele bei einem CO₂-Preis von 300 CHF/t CO₂ nicht vollständig erfüllt werden. Verschiedene Gründe sprechen dagegen, den CO₂-Preis deutlich über 300 CHF/t CO₂ anzuheben: Erstens kann mit einer CO₂-Abgabe eine vollständige Dekarbonisierung bis zum vorgegeben Zeitpunkt 2050 nicht zeitpunktbezogen und effizient erreicht werden. Dazu fehlen die notwendigen Informationen für die Festlegung der «richtigen» Abgabehöhe. Alternativ wäre ein Emissionshandelssystem – ähnlich dem Emissionshandelssystem der EU – denkbar. Dieses lässt sich aber aus Vollzugsgründen für die vielen Stakeholder im

Wärmebereich nicht umsetzen, beziehungsweise die Umsetzung würde zu viel Zeit beanspruchen, die nicht mehr zur Verfügung steht.¹⁰ Zweitens müssten auch die künftigen Kosten für die Negativ-Emissionstechnologien in das Kalkül des CO₂-Preises einfließen. Diese Backstop-Technologie begrenzt die Höhe der heimischen CO₂-Abgabe.

Soll auf eine Anreizstrategie gesetzt werden, so sind die folgenden zentralen Punkte bei der Umsetzung zu beachten:

- **Ergänzung der CO₂-Abgabe durch vorausschauendes Verbot:** Bei einer vollständigen Dekarbonisierung ist die Lenkungsabgabe durch ein «vorausschauendes» Verbot fossiler Heizungen zu ergänzen. Dieses kann beispielsweise im Sinne einer befristeten Betriebsbewilligung folgendermassen ausgestaltet werden: Jede neu installierte fossile Heizung erhält eine maximale Betriebsbewilligung von 20 Jahren und alle neu installierten und bestehenden fossilen Wärmeerzeuger sind bis spätestens Ende 2050 durch CO₂-freie Wärmeerzeuger zu ersetzen (ähnlich dem Verbot elektrischer Direktheizungen). Die CO₂-Abgabe erhält so die Aufgabe – unter Wahrung einer möglichst grossen Entscheidungsfreiheit und Freiheit bei der Technologiewahl – einen kostenoptimalen Pfad einzuschlagen und das «vorausschauende» Verbot garantiert die Einhaltung des Ziels.
- **CO₂-Abgabe als primäres Instrument:** Damit die CO₂-Abgabe ihre Aufgabe zur Erreichung eines kostenoptimalen Pfades erfüllen kann, ist die CO₂-Abgabe als primäres Instrument einzusetzen. Das bedeutet, dass die Höhe der CO₂-Abgabe im Voraus für die nächsten 10 Jahre kommuniziert wird und primär auf die Wirkung der CO₂-Abgabe gesetzt wird. So kann die CO₂-Abgabe ihre Stärken ausspielen und gibt auch die notwendigen Impulse für Innovationen und neue Geschäfts-

¹⁰ Dr. Felix Chr. Matthes (2019): Ein Emissionshandelssystem für die nicht vom EU ETS erfassten Bereiche: Praktische Umsetzungsthemen und zeitliche Erfordernisse.

Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, August 2019.

modelle (z. B. im Bereich Contracting und thermische Netze).

- *CO₂-Abgabe und Förderung als verteilungspolitisches Instrument:* Die CO₂-Abgabe bzw. die Rückverteilung kann für eine *sozial abgefederter Dekarbonisierung* im Wärmebereich eine wichtige Rolle einnehmen. Auch die Förderung kann insbesondere zur Vermeidung von Härtefällen eingesetzt werden. Welcher Anteil aus der CO₂-Abgabe rückverteilt wird und welcher für Fördergelder eingesetzt werden soll, ist aus unserer Sicht vor allem auch vor dem Hintergrund einer «sozialen Abfederung» und zur Vermeidung von «Härtefällen» zu analysieren und diskutieren. Dies ist im Hinblick auf eine kohärente, langfristige Politik eine zentrale Herausforderung – nur mit einem als «gerecht» empfundenen Instrumentenmix kann die notwendige Akzeptanz für eine langfristig kohärente Politik geschaffen werden.

Folgende weitere Punkte sind bei der Umsetzung miteinzubeziehen:

- Das Ausrollen lokaler, regionaler Wärmenetze bedingt eine aktive kommunale und regionale Energieplanung. Diese ist umgehend und dringend an die Hand zu nehmen. Die Gebäudeeigentümer sollen schon bald wissen, ob sie ihr Gebäude später an ein Nah- oder Fernwärmenetz anschliessen könnten. Damit soll vermieden werden, dass potenziell an Nah- und Fernwärme anschliessbare Gebäude bereits vor dem Ausrollen der Netze ihre Haustechnik auf andere (dezentrale) erneuerbare Energieträger umstellen.
- Kommunale und regionale Energieplanungen sind auch notwendig, um die vorhandenen erneuerbaren Energien koordiniert zu nutzen, beispielsweise zur Koordination bei der Nutzung der Grundwasserwärme (ein «first come, first served» Vorgehen wäre suboptimal).
- Neben einer breiten Kommunikation an alle Wärmebezüger, welche weiterhin über

fossile Energieträger versorgt werden, müssen auch Planer und Installateure bei der Einführung dieser Massnahmen berücksichtigt werden. Ihnen kommt in der Erstberatung eine wesentliche Aufgabe zu (diese wird im Rahmen der neuen Kampagne von Energieschweiz «Erneuerbar heizen» berücksichtigt). Subventionen für fossile Systeme oder Energieträger, wie sie vereinzelt heute noch bestehen, müssen endgültig auslaufen. Damit einhergehend stehen die Gaswerke vor der Aufgabe, neue Geschäftsfelder zu entwickeln und insbesondere der Planung der bestehenden Infrastruktur ein wichtiges Augenmerk zukommen lassen.

SZENARIO «VORSCHRIFT»

Im Vorschriftsszenario wird ein Absenkpfad für die spezifischen CO₂-Emissionen pro Gebäude vorgesehen. Wenn ein Heizsystem vollständig erneuert wird, muss der zu diesem Zeitpunkt des Absenkpfad gültige Emissionswert eingehalten werden. Der unterstellte Absenkpfad ist jenem ähnlich, der im eidgenössischen Parlament zu maximal zulässigen Emissionen bei einem Ersatz der Heizung diskutiert wird.

Soll auf eine Vorschriftsstrategie gesetzt werden, so sind folgende zentralen Punkte bei der Umsetzung zu beachten:

- *Planungssicherheit:* Aufgrund der langfristigen Investitionszyklen im Gebäudebereich und in der Energieinfrastruktur ist es zwingend, dass ab einem Zeithorizont von 2025-2030 entsprechende Vorschriften eingeführt werden. Dies schafft zum einen für Investoren möglichst frühzeitig Planungssicherheit und zum anderen werden die Ziele von Netto-Null auch fristgerecht erreicht.
- *Leistungsbegrenzung für WP-Einsatz:* Nach einem Umstieg auf einen CO₂-freien Heizungsträger bestehen darüber hinaus aber kaum Anreize, weitere Massnahmen zur Effizienzsteigerung zu ergreifen. Denn die Grenzkosten der Wärmeerzeugung liegen dann relativ tief. Zusätzliche Vorschriften und Standards (wie z.B. Smart Grid Ready),

bei denen eine Leistungsbegrenzung für den WP-Einsatz festgelegt wird, könnten etwas beitragen. Sie begrenzen den Winterstromanteil und den maximalen Leistungsbezug während kritischer Phasen.

- *Neudefinition der CO₂-Abgabe:* Der Zweck der CO₂-Abgabe ist neu zu definieren: Die CO₂-Abgabe könnte – wie im Anreizszenario – via Rückverteilung und Förderung hauptsächlich als verteilungspolitisches Instrument dienen und dazu, Härtefälle abzufedern.

Die bereits bei der Umsetzung eines Anreizszenarios erwähnten weiteren Punkte gelten sinngemäss auch für die Umsetzung eines Vorschriftenzenarios.

7.2 Empfehlungen

Die nun folgenden Empfehlungen sind nach den einzelnen Stakeholdern strukturiert, davon sind einige auch in den aktuellen Stand der politischen Diskussion eingebettet. Die Empfehlungen beschränken sich nicht nur auf jene, die sich direkt aus den vorliegenden Modellierungsarbeiten und Resultaten ableiten lassen. Sie greifen ebenso auf den Erfahrungsschatz früherer Arbeiten zurück.

BUNDESEBENE

Auf Bundesebene liegt mit der laufenden CO₂-Gesetzesrevision der Fokus stärker auf dem Vorschriftenweg. Dieser fokussiert relativ stark auf das einzelne Gebäude. Dem räumlichen sowie orts- und leitungsgebundenen Charakter eines Grossteils der Potenziale an erneuerbaren Energien wird kaum Rechnung getragen. Ebenso werden die spezifisch städtischen Verhältnisse zu wenig gewürdigt. Auch die Prozesswärme wird ungenügend in die Überlegungen einbezogen. Wir empfehlen deshalb auf Bundesebene die folgenden Massnahmen:

- *Dekarbonisierung der Prozesswärme:* Bei der Prozesswärme sind Vorschriften aufgrund der Heterogenität der CO₂-vermeidenden Massnahmen nicht zielführend. Der in der Schweiz vorgezeichnete Weg mit Zielvereinbarungen wird – auch bei höheren CO₂-Abgaben - nicht zu einer Dekarbonisierung im Prozesswärmebereich führen. Denn das Konstrukt der heutigen Zielvereinbarungen kann einerseits strukturertretend¹¹ wirken, andererseits wird in der laufenden CO₂-Gesetzesrevision die Befreiung der Unternehmen von der CO₂-Abgabe weiter ausgedehnt. Die CO₂-Abgabe verliert im Prozesswärmebereich in einem solchen Fall ihre Anreizfunktion. Zu prüfen ist stattdessen eine direkte Förderung der Dekarbonisierung in Form von Beiträgen an Biogas, Holz, (mitteltiefer) Geothermie und gezieltem Einsatz von WP zur Steigerung der Exergie sowie von Prozessinnovationen und -substitutionen.
- *Ausrollen der Nah- und Fernwärmenetze:* Bei der Sanierung der Heizung in bestehenden Gebäuden favorisiert ein fixer Absenkpfad einen Wechsel auf eine dezentrale Lösung wie zum Beispiel Holzheizung oder Wärmepumpe. Dies auch dann, wenn das Gebäude in einem potenziell künftigen Nah- oder Fernwärmegebiet liegt. Eine solch starre Regelung behindert somit das Ausrollen der Nah- und Fernwärme, die erneuerbare Quellen nutzt: Ist eine Wärmepumpe installiert, fehlt die Motivation für den Anschluss an die erneuerbaren Nah- und Fernwärmenetze. Wir empfehlen deshalb, den Absenkpfad in solchen Situationen mit einer flexiblen Übergangslösung zu kombinieren (siehe Empfehlungen auf Kantons- und Gemeindeebene).

Für die Weiterentwicklung der zurzeit im Parlament behandelten CO₂-Gesetzesrevision schlagen wir für die Dekarbonisierung des Wärme-

¹¹ Vgl. Ecoplan, Ernst Basler+Partner AG (2013). Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. 2. Phase der vertieften Regulierungsfolgeschätzung zu den Massnahmen KEV, Strom-

effizienzziele, Wettbewerbliche Ausschreibungen und Grossverbraucher. Bern und Zürich.

bereichs (inklusive Prozesswärme) folgende zusätzliche Massnahmen vor:

- *CO₂-Abgabe bis 2030 auf 300 CHF/t CO₂*: Die CO₂-Abgabe ist – vorangekündigt – bis 2030 schrittweise auf 300 CHF/t CO₂ anzuheben. Eine weitere Anhebung darüber hinaus wird nicht mehr empfohlen.
- *Ausnahmereglung / Befreiung von der CO₂-Abgabe*: Die Befreiung der Unternehmen von der CO₂-Abgabe ist restriktiver auszugestalten.¹² Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und Härtefälle zu vermeiden, können Erträge aus der CO₂-Abgabe gezielt für Dekarbonisierungsmassnahmen im Industriebereich eingesetzt werden (vom Prinzip her ähnlich wie beim Gebäudeprogramm, bzgl. Ausgestaltung ähnlich wie bei beim ProKilowatt-Instrument).
- *Alternative zu einem Zielvereinbarungssystem*: Für die von der CO₂-Abgabe befreiten Unternehmen soll ein Abgaberückerstattung-System mit Output-abhängigen Benchmarks ab 2030 umgesetzt werden.¹³ Dazu wären in der laufenden CO₂-Gesetzesrevision die notwendigen rechtlichen Grundlagen für die Erhebung der Unternehmensdaten während den Jahren 2021 bis 2030 vorzusehen.
- *Direkte Förderung der Dekarbonisierung im Industriebereich*: Beiträge an Biogas, Holz, (mitteltiefer) Geothermie und Beiträge / Befreiung von KEV-Abgabe für gezieltem Einsatz von WP zur Steigerung der Exergie sowie von Prozessinnovationen und -substitutionen.
- *Förderung von ortsfester Umweltwärme durch Grosswärmepumpen*: Grosswärmepumpen, welche im Verbund mit anderen Wärmeerzeugern und ggf. Speichern über eine gewisse Flexibilität verfügen, könnten ganz

oder teilweise von der KEV-Abgabe oder von den Netzgebühren befreit werden.

- *Förderung mitteltiefe Geothermie*: Im Hinblick auf eine rasche Markterschliessung sind Grundlagen zu erstellen (3D-Kartierung der Potenziale) und einige Pilotprojekte zu gezielt zu fördern (weitere Förderungen können in der Folge in die Fördermechanismen für thermische Netze im Allgemeinen integriert werden).
- *Förderung von Speichern*: Im Hinblick auf den zusätzlichen Speicherbedarf aus Gesamtsystemoptik (Wegfall KKW, Zusatznachfrage e-Mobilität, hohe PV-Einspeisung) ist geeignete eine Förderung von saisonalen Wärme- und Stromspeichern auf Wochen- und Monatsbasis zu empfehlen, um die Auslandsabhängigkeit zu verringern.

KANTONE

Im Hinblick auf die Dekarbonisierung im Wärmebereich und den sich abzeichnenden Beschlüssen auf Bundesebene empfehlen wir den Kantonen eine Aktualisierung und gegebenenfalls Erweiterung ihrer kantonalen Energie- und Klimakonzepte, -pläne und -strategien. Falls es notwendig ist, müssen zusätzlich die rechtlichen Grundlagen für die Umsetzung folgender zentraler Massnahmen geschaffen werden:

- *Verpflichtende kommunale Energieplanung*: Die Kommunen sollen zu einer Energieplanung verpflichtet werden. Die Verfügbarkeit von erneuerbaren Wärmequellen und Heizsystemen ist bis 2025 definiert. Weiter sind die Nachfrage- und Angebotszonen für erneuerbare Energien festgelegt und den Gebäudeeigentümern kommuniziert. Darüber hinaus sind Massnahmen notwendig, die zu einer Umsetzung der planerischen Vorgaben führen.
- *Konzessionen mit Zielvereinbarung*: Es sind Voraussetzungen zu schaffen, dass

¹² Vgl. Ecoplan (2016), Evaluation der Zielvereinbarungen. Umsetzung, Wirkung, Effizienz und Weiterentwicklung. Bern.

¹³ Vgl. Ecoplan (2016), Evaluation der Zielvereinbarungen. Umsetzung, Wirkung, Effizienz und Weiterentwicklung. Bern.

Gemeinden Gebietskonzessionen vergeben können, welche an verbindlich einzuhaltende Energie- und Klimaziele geknüpft werden können.

- *Unterstützende Anreize zur Bundesregelung:* Die Kantone können weitere – die kommende Bundesregelung unterstützende – Instrumente umsetzen. Dies vorab mit folgenden beiden Ansätzen:
 1. *Bonus-Malus-System beim Ersatz fossiler Heizungen:* Öl- und Gasheizungen können weiterhin installiert werden. Bei jedem Ersatz wird für die Bewilligung eine mit der Zeit steigende Abgabe verlangt (Malus). Diese Erträge fliessen in die Förderung nicht fossiler Alternativheizungen (Bonus). Die derzeit vom Kanton BE gemachten Erfahrungen mit einer vergleichbaren Massnahme können bei der Ausgestaltung mitberücksichtigt werden.
 2. *Ausbau finanzielle Förderung:* Starke Ausweitung der finanziellen Förderung zugunsten von Massnahmen an der Gebäudehülle, um die Energieeffizienz weiter zu steigern (in Anbetracht beschränkter Potenziale und mit Blick auf Leistungsaspekte und den saisonalen Ausgleich eine wichtige Grundvoraussetzung).
- *Förderung thermischer Netze:* Rollierende Fonds, zinslose Darlehen oder Investitions- bzw. Risikogarantien für thermische Netze, die als subsidiäre Instrumente zu den Konzessionen mit Zielvereinbarung gelten.
- *Befristete Betriebsbewilligung:* Fossile Heizungen erhalten nur befristete Bewilligungen (sofern nicht auf Bundesebene bereits verankert).
- *Eigentümerstrategie bei EVUs:* Kantone mit namhaften Beteiligungen an EVU sollen die Dekarbonisierung bis 2050 und die Integration erneuerbarer Energien in die Versorgung (Beschaffung, Netze) in die Eigentümerstrategie ihrer EVU aufnehmen bzw. darauf hinwirken.

Weiter sind aus unserer Sicht die bisherigen Anstrengungen in folgenden Punkten zu intensivieren:

- Förderbeiträge an Gebäude so anpassen, dass kurzfristig zumindest die Bundesgelder ausgeschöpft werden können.
- Steuerliche Verzerrungen sind zu eliminieren (z.B. Abzüge für energetische Massnahmen von der Steuerrechnung statt vom steuerbaren Einkommen).
- Harmonisierung der Regelungen zwischen den Kantonen: Grundsätzlich ist es vor allem für kantonsübergreifende Akteure sinnvoll, die Regelungen zwischen den Kantonen so weit wie möglich zu harmonisieren. Eine vollständige Harmonisierung kann aber nicht das Ziel sein. Der «Wettbewerb» der Ideen zwischen den Kantonen soll weiterhin möglich sein.
- Vereinfachung der Verfahrensabläufe zur Nutzung erneuerbarer Energien (bspw. im Rahmen des Baubewilligungsverfahrens, des Lärm- und des Gewässerschutzes).
- *Verstärkte Informationsanstrengungen:* Verstärkung der Informations- und Kommunikationsanstrengung zur Verankerung der Langfristsichtweise bei Eigentümern.
- *Weiterentwicklung der Vorbildfunktion des Kantons:* Eigene Gebäude von Kantonen sollen als Vorbild dienen, indem Neubauten und Sanierungen in Richtung Plus-Energiehäuser ausgerichtet werden.

GEMEINDEN

Für die Gemeinden können – abgeleitet aus den Empfehlungen für die Kantone – folgende zentrale Empfehlungen formuliert werden:

- *Verankern von kommunalen Zielsetzungen:* Als Grundlage für kommunale Energieplanungen, Eigentümerstrategien der eigenen EVU und weitere Massnahmen sind Dekarbonisierungsziele zu formulieren und politisch zu legitimieren (durch

Gemeindeparlamente, -versammlungen oder Abstimmungen).

- **Verpflichtende kommunale Energieplanung:** Eine kommunale Energieplanung umsetzen, die aufzeigt, welche erneuerbaren Wärmequellen wie in der Gemeinde genutzt werden können und sollen. Dies als Grundlage für das Ausrollen thermischer Netze und für die koordinierte Nutzung erneuerbarer Quellen wie Grundwasser.
- **Konzessionen mit Zielvereinbarung:** Gemeinden sollen Gebietskonzessionen mit verbindlich einzuhaltenden Energie- und Klimazielen vergeben können.
- **Auf- und Ausbau von thermischen Netzen inkl. Übergangslösungen für Eigentümer:** Ein Grossteil der Potenziale erneuerbarer Energien lässt sich nur durch grössere, leitungsgebundene Projekte erschliessen. In Städten und urbanen Räumen ist dies mancherorts die einzige Lösung. Aufgrund des langfristigen Charakters solcher Projekte ist deren Aufbau gezielt zu unterstützen (planerisch und mit wirtschaftlichen Instrumenten wie z.B. Risikogarantien, Vorinvestitionen, Beteiligungen). Um hohe Anschlussgrade zu ermöglichen, sind den Gebäudeeigentümern im Perimeter solcher Projekte kurzfristig Übergangslösungen anzubieten.
- **Übernahme einer verpflichtenden Koordination:** Die Gemeinde – als Koordinator – ist hier zusammen mit den Energieversorgungsunternehmen in der Pflicht, damit die Vorteile von Wärmeverbundlösungen auch tatsächlich realisiert werden können. Es braucht diesen planerischen Vorlauf möglichst rasch, damit in den potenziellen Wärmeverbundsgebieten nicht unkoordinierte Einzellösungen umgesetzt werden.
- **Eigentümerstrategie bei eigenen EVUs:** Gemeinden mit eigenen Werken, welche Gebäude mit Gas, Strom und/oder Nah- bzw. Fernwärme versorgen, sollen die Dekarbonisierung bis 2050 in der Eigentümerstrategie aufzunehmen. Den Dekarbonisierungs-

aspekten ist gegenüber Steuer- oder Ertragsaspekten Vorrang zu geben.

Weiter sind die bisherigen Anstrengungen in folgenden Punkten zu intensivieren.

- **Verfahrensabläufe vereinfachen:** Vereinfachung der Verfahrensabläufe zur Nutzung erneuerbarer Energien (bspw. im Rahmen des Baubewilligungsverfahrens).
- **Verstärkte Informationsanstrengungen:** Verstärkung der Informations- und Kommunikationsanstrengung zur Verankerung der Langfristsichtweise bei Eigentümern.
- **Weiterentwicklung der Vorbildfunktion der Gemeinde:** Eigene Gebäude der Gemeinde und die Vorgehensweise bei Gebäudeerneuerungen sollen als Vorbild dienen.

ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Energieversorgungsunternehmen spielen bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors in vielerlei Hinsicht eine wichtige bis zentrale Rolle. Als Basis wird als erste Hauptmassnahme das Erstellen einer Eigentümerstrategie in Zusammenarbeit mit Kanton und Gemeinden (in ihrer Rolle als Behörde und Miteigentümer) empfohlen. Je nach Konstellation sind darin folgende Ziele, Ansätze und Massnahmen festzulegen:

- Dekarbonisierung des Angebots sowohl im Bereich Brennstoffe (Gasversorgung) und thermische Energieträger (Nah- und FW-Erzeugung) als auch bei der Strombeschaffung (Stromherkunft).
- Aufbau von neuen Geschäftsfeldern zur Umsetzung des oben genannten Punktes, zum Beispiel Investition in thermische Netze und die Erschliessung von erneuerbaren Energiepotenzialen, umfassende Contracting-Angebote (inkl. EPC) unter Umständen gar in Kooperation mit grösseren EVU.
- Anbieten von Übergangslösungen, beispielsweise um Bewilligungsfristen oder die Zeit bis zur Bereitstellung von leitungsgebundenen Energieträgern zu überbrücken.

Vorbereitungsarbeiten (z.B. Zusammenschluss von Gebäuden zu lokalen Wärmезentralen).

GEBÄUDEBRANCHEN

Unternehmen der Gebäudebranchen spielen bei der Umsetzung jeglicher Dekarbonisierungsstrategien eine zentrale Rolle. Nebst ihrer fachlichen Arbeit und ihren planerischen, technischen und betrieblichen Angeboten (z.B. im Bereich FM) betrifft dies insbesondere die adäquate Beratung ihrer Kunden. Folgende konkrete Anregungen für einige exemplarische Branchen sind weiter zu vertiefen und zu ergänzen. Allen gemeinsam ist der «Point of sale-Ansatz» bei Beratungen und Angeboten:

- Installateure sind oft im entscheidenden Moment die ersten und einzigen Ansprechpartner im Fall von defekten Heizanlagen oder bei regulären Erneuerungs- bzw. Ersatzarbeiten. Entstehen entsprechende Fortbildungsangebote und Anreize für Installateure, können diese ihre Kunden in Bezug auf das Umstellen auf erneuerbare Energien adäquat beraten.
- Ähnlich wie die Installateure spielen auch Maler, Gipser und Dachdecker eine wichtige Rolle im Direktkontakt mit Eigentümern. Sie können durch zielgerichtete Beratung den Eigentümern zu klimaverträglichen Entscheidungen verhelfen.
- Immobilienverwaltungen, Treuhänder und technische Facility Manager sind ebenfalls Branchen mit einem (dauerhaften) Direktkontakt zu Entscheidungsträgern (namentlich Gebäudeeigentümern) und können mit (neuen) zielgerichteten Angeboten bei diesen ein Bewusstsein für Langfristsichtweisen und einen effizienten Gebäude- und Anlagenbetrieb aufzuzeigen.
- Banken haben die Möglichkeit bei der (Neu-)vergabe von Hypotheken eine ähnliche Rolle zu spielen.

Branchenverbände können, in Zusammenarbeit mit Programmen wie EnergieSchweiz,

Unternehmen und ihre Mitarbeitenden unterstützen, solche Angebote zu entwickeln beziehungsweise sich entsprechend fortzubilden.

ALLGEMEIN

Diese zentralen Massnahmen sind durch geeignete Ansätze im Bereich Information und Kommunikation zu ergänzen, wobei neue, zeitgemässe Formen zu finden sind, zum Beispiel niederschwellige Tools, spielerische Apps, Quartiersveranstaltungen, Entrümpelungsaktionen und vieles mehr.

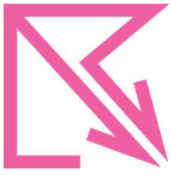


8

Literaturverzeichnis

- ARE (2017) Bauzonen Schweiz (harmonisiert)
- BAFU (2019a) Klima: Das Wichtigste in Kürze
- BAFU (2017a) CO₂ Statistik 2017
- BAFU (2019b) Klimapolitische Massnahmen
- BAFU (2019c) Klimaziel 2050
- BAFU (2019d) Klimapolitische Massnahmen Gebäude
- BAFU (2019e) Erhebung der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen
- BAFU (2019f) Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂ Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013-2020). 1–21
- BAFU (2019g) Das Gebäudeprogramm von Bund und Kantonen
- BAFU (2017b) Informationen zur Berichterstattung der Kantone über die Verminderung der CO₂-Emissionen aus Gebäuden
- BAFU (2013) Geobasisdatensatz Grundwasserschutzzonen
- Beaudin M, Zareipour H, Schellenberg A, Rosehart W (2010) Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy Sustain Dev* 14:302–314. doi: 10.1016/J.ESD.2010.09.007
- BFE (2018a) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018
- BFE (2018b) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018
- BFE (2018c) Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes. 1–25
- BFE (2019) Sonnendach - Wie viel Strom oder Wärme kann mein Dach produzieren?
- BFS (2015) Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2015-2045. Bundesamt für Statistik, Neuchâtel
- BFS (2016) Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Kantone 2015-2045. Neuchâtel
- Birnstengel B, Hoffmeister J, Alwast H, Häusler A (2018) Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050
- Bundesrat (2019) 17.071 Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020 - Parlamentarische Grundlage. 73
- Dr. Eicher+Pauli AG (2014) Weissbuch Fernwärme Schweiz - VFS Strategie Langfristspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz
- E-Cube (2018) Schweiz - Erneuerbares Gas. Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030
- ECOPLAN (2019) i3R-Modell. 1–4
- EnDK (2018a) Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n)
- EnDK (2018b) Stand der Energie- und Klimapolitik in den Kantonen 2018. 1–132
- Fleiter T, Rehfeldt M, Herbst A, et al (2018) A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. *Energy Strateg Rev*. doi: 10.1016/j.esr.2018.09.005
- Gaudard, Schmid, Wüest (2018) Thermische Nutzung von Seen und Flüssen - Potenzial der Schweizer Oberflächengewässer. *AQUA GAS* 2:26–33
- Gharehpetian GB, Mousavi Agah SM, Abdi H, et al (2017) Energy Storage Systems. *Distrib Gener Syst* 333–368. doi: 10.1016/B978-0-12-804208-3.00007-8
- Haller M, Ruesch F, Baldini L, et al (2019) Fokusstudie Saisonale Wärmespeicher
- INFRAS (2018) Jahresbericht 2018 Das Gebäudeprogramm. Jahresbericht 2018 - VDA
- IPCC (2018) Global Warming of 1.5°C. *J Chem Inf Model* 53:1689–1699. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004
- IRENA (2013) Thermal Energy Storage. doi: 10.1007/SpringerReference_7300
- Iten, Jakob, Wunderlich, et al (2017a)

- Auswirkungen eines subsidiären Verbots fossiler Heizungen – Grundlagenbericht für die Klimapolitik nach 2020. Infrac, TEP Energy i.A. BAFU, Zürich/Bern
- Iten R, Jakob M, Reiter U, et al (2017b) Auswirkungen eines subsidiären Verbots fossiler Heizungen. Infrac, TEP Energy i.A. Bundesamt für Umwelt (BAFU), Zürich/Bern
- Iten R, Wunderlich A, Infrac DS, et al (2020) Auswirkungen eines subsidiären Verbots fossiler Heizungen Grundlagenbericht für die Klimapolitik nach 2020
- Jakob M, Catenazzi G, Forster R, et al (2016a) Erweiterung des Gebäudeparkmodells gemäss SIA Effizienzpfad. TEP Energy in Zusammenarbeit mit Lemon Consult i.A. BFE. Bern
- Jakob M, Catenazzi G, Forster R, et al (2016b) Erweiterung des Gebäudeparkmodells und Herstellung der Kompatibilität des SIA Effizienzpfades mit langfristigen energiepolitischen Zielen (Projekt GEPAMOD). TEP Energy i.A. Bundesamt für Energie (BFE), Bern
- Jakob M, Catenazzi G, Melliger M, et al (2016c) Potenzialabschätzung von Massnahmen im Bereich der Gebäudetechnik. Grundlagen für ein Potenzial- und Massnahmenkonzept der Gebäudetechnik zur Reduktion von Endenergie, Primärenergie und Treibhausgasemissionen. TEP Energy, Lemon Consult i.A. Bundesamt für Energie, Bern
- Jakob M, Ott W, Bolliger R, et al (2014) Integrated strategies and policy instruments for retrofitting buildings to reduce primary energy use und GHG emissions (INSPIRE), Generic strategies for buildings in Switzerland, Swiss contribution to the era-net "ERACOBUILD" - Final Report
- Kunze R, Anke C-P, Miebling H, et al (2019) Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor
- Meteotest (2018) sonnendach.ch. www.sonnendach.ch
- Müller A, Steinmann S (2016) Auswirkungen eines EHS- Linkings Schweiz – EU für den stationären Bereich
- Nägeli C, Camarasa C, Jakob M, et al (2018) Synthetic Building Stocks as a Way to Assess the Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions of National Building Stocks. *Energy Build* 0:1–18. doi: 10.1016/j.enbuild.2018.05.055
- NCCS (2018) Klimaszenarien für die Schweiz CH2018. 24
- Parl. (2019) Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen. Bern
- Prognos (2012) Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050. Prognos i.A. BFE, Basel
- Remund J (2017) Solarpotenzial Schweiz, Solarwärme und PV auf Dächern und Fassaden. Swissolar
- Schädle K-H (2020) Geothermie in der Wärmeinitiative Schweiz. Basel
- Schlecht I, Schillinger M, Savelsberg J, Weigt H (2019) Speicherreserve
- swisstopo (2019) Produktinformation swiss-BUILDINGS3D 2.0
- Thees O, Burg V, Erni M, et al (2017) Potential of domestic biomass resources for the energy transition in Switzerland
- TU Dresden (2016) REFLEX project. In: Reflex Proj. Descr. <http://www.reflex-project.eu>. Accessed 7 Jan 2019
- 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
- Zakeri B, Syri S (2015) Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew Sustain Energy Rev* 42:569–596. doi: 10.1016/J.RSER.2014.10.011



9 Anhang

9.1 Modellgrundlagen (Auswahl)

Weitere Inputparameter:

9.1.1 Energiebezugsfläche

Wie Abbildung 33 zeigt, wird die EBF in Zukunft zunehmen. Dies ist auf eine höhere Bevölkerungszahl und eine grössere Wohnfläche pro Person zurückzuführen. Der heutige Bestand wird sich nur minimal verringern, es werden voraussichtlich 15 Mio. m² bestehende EBF abgebaut.

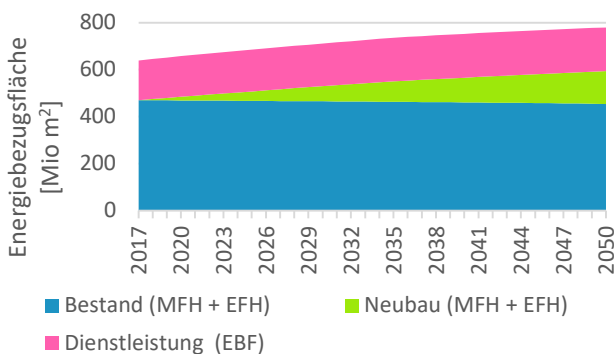


Abbildung 33 Entwicklung der EBF aller Wohngebäude

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

9.1.2 Dachneigungen

Die Verteilung der Dachneigungen ist vor allem betreffend Installation von Solaranlagen von Bedeutung. Abbildung 34 stellt diese dar. Dort sieht man, dass vor allem die Häuser der 50er und 60er Jahre mit Flachdächern gebaut wurden, was an den beiden Peaks im Diagramm

erkennbar ist. Zudem gibt es kaum Häuser mit sehr steilen Dächern > 55°.

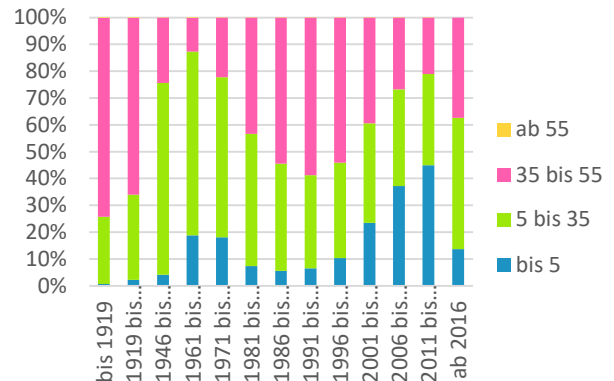


Abbildung 34 Verteilung aller Schweizer Gebäude pro Dachneigungsgruppe und Baujahr

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

9.1.3 Kostenkurven Heizsysteme

In Abbildung 35 wird sinnbildlich aufgezeigt, welche Kosten für den Wechsel auf verschiedene Heizsysteme im Modell hinterlegt sind. Bei dem Beispiel handelt es sich um typisierte Gebäude (MFH und EFH), welche in den 80er Jahren erbaut wurden und nach heutigen Standards saniert sind. Die ursprüngliche Heizung war eine Ölheizung. Diese wird entweder durch ein effizienteres Modell ersetzt und mit Solarthermie ergänzt oder komplett durch eine neue Heizung mit einem alternativen Energieträger ersetzt. Neben den Kapitalkosten für die Heizung beziehungsweise den Heizungsersatz werden ebenfalls die Kosten für die Dämmung der Gebäudehülle (Fenster und Gesamtdämmung Fassade, Dachboden und Keller) sowie die jährlichen Energiekosten sowie Betriebs- und Unterhaltskosten in CHF/m² verglichen. Je nach Gebäudetyp, Altersklasse und Ausgangszustand werden unterschiedliche Kostenkennwerte für die Sanierung eingesetzt. Detaillierte Kostenkurven für verschiedene Heizsysteme wie beispielsweise Wärmepumpen sind sowohl für den Einsatz in Neubauten und für den Ersatz von bestehenden Systemen in Anhang 9.1.3 abgebildet.

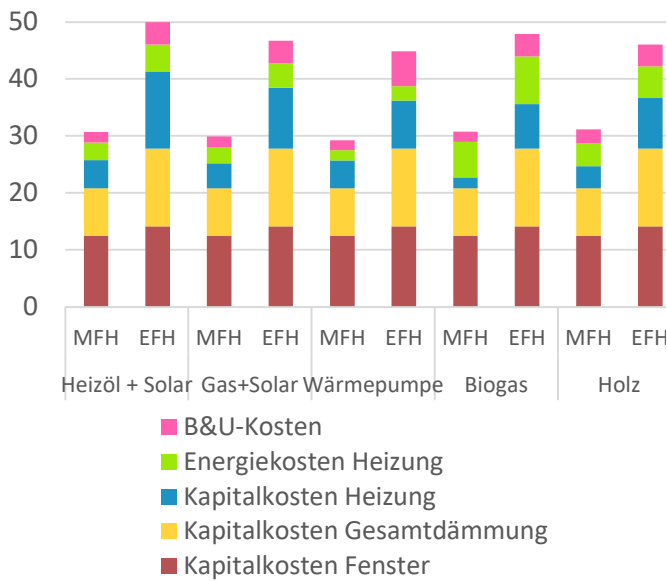


Abbildung 35 Kosten für den Wechsel auf verschiedene Heizsysteme eines repräsentativen Gebäudes (gebaut in den 80er Jahren), welches nach heutigen Standards saniert wird (in CHF/m²/a).

Quelle: TEP Energy

Für das Modell wurden unterschiedliche Kostenkurven für den Neueinbau von Wärmepumpen und den Wechsel von Ölheizungen auf Wärmepumpen berücksichtigt. Sie sind in Abbildung 36 und Abbildung 37 dargestellt. Neben den beiden Kurven für die WIS sieht man dabei auch zum Vergleich, welche Kostenkurven anderen Studien zugrunde lagen (Jakob et al. 2014, 2016b; Iten et al. 2020).

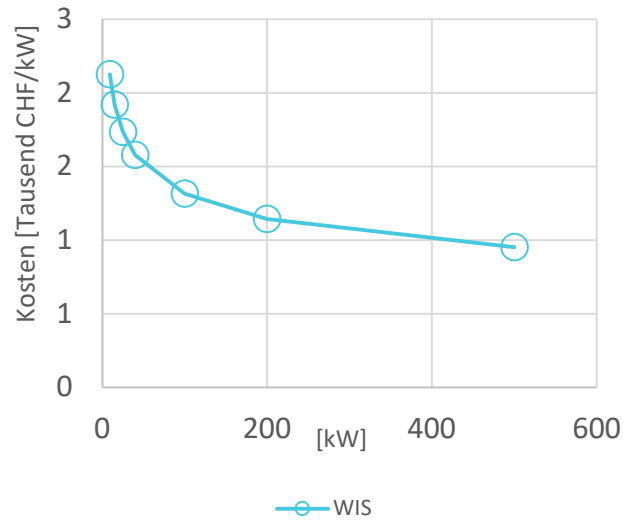


Abbildung 36 Kostenkurve für den Neueinbau einer Luft/Wasser Wärmepumpe

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

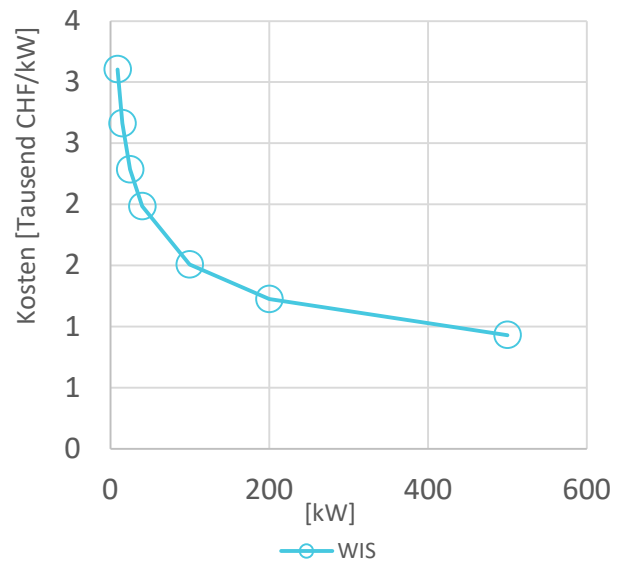


Abbildung 37 Kostenkurve für den Wechsel von einer Ölheizung auf eine Luft/Wasser Wärmepumpe

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

9.1.4 Berechnung Energiebedarf und CO₂-Emissionen

Im Gebäudeparkmodell werden der Energiebedarf und die daraus resultierenden CO₂-Emissionen pro m² EBF für die verschiedenen Konstellationen im Gebäudesektor in Anlehnung an SIA 380/1 berechnet (Nägeli 2018) und (Jakob et al. 2016a).

Je nach Szenario wirkt sich die Berechnung der CO₂-Emissionen unterschiedlich auf die Ergebnisse aus, da zum Beispiel der Einfluss der CO₂-Abgabe auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmedämmungen und Heizanlagen einen wesentlichen Einfluss hat. Im Vorschrift-szenario hingegen werden die spezifischen Emissionen im Moment der Heizungserneuerung mit dem jeweils gültigen Wert des Absenkpufades verglichen und die noch kompatiblen Systeme identifiziert (je nach Gebäudetyp, Konstellationen und Gebäudehülleneffizienz sind fossile Heizsysteme noch möglich (z.B. unter dem Einsatz von Biogas oder bei sehr hohen Dämmstandards), um entsprechende Zielvorgaben erreichen zu können (siehe Abbildung 38).

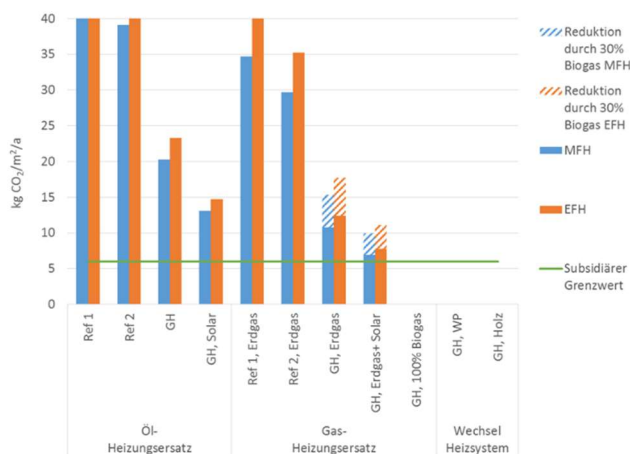


Abbildung 38: Nach Gebäudetyp (Einfamilienhaus EFH, Mehrfamilienhaus MFH), Gebäudealtersklasse, Heizungstyp, etc. unterschiedene spezifische Emissionen für den Heizträgerwechsel.

Quelle: TEP Energy

9.2 Räumliche Potenzialanalysen

Wieviel erneuerbare Energie sich aus orts- und infrastrukturgebundenen Wärmequellen nutzen lässt, hängt entscheidend von den Grenzkosten der Wärmeverteilung ab. Dies zeigen die detaillierten GIS-Analysen.

Bei tiefen Grenzkosten der Wärmeverteilung können aus KVA, ARA, Gewässern und mitteltiefer Geothermie rund 16 bis 18 TWh gewonnen werden (Details siehe Tabelle 18). Hierbei ist bei Quellen mit tiefer und mittlerer Quellentemperatur der Strom für den Betrieb der erforderlichen Grosswärmepumpen mit inbegriffen. Bei der bivalenten Konstellation ist zudem ein Energieanteil aus Spitzenlastanlagen rund 25 % bis 30 % eingerechnet. Bei hohen Grenzkosten der Wärmeverteilung können bis rund 44 TWh aus den genannten Quellen genutzt werden (Details siehe Tabelle 19).

Tabelle 18: Zusammenfassung der orts- und infrastrukturgebundenen Wärmequellen (für den Fall «tiefe Grenzkosten der Wärmeverteilung»)

Zuordnung zu den Wärmequellen, Monovalente Betrachtung (TWh)					
Wärmequelle	Verfügbar	Zugeordnet (nach Priorisierung)			
		a	b	c	d
KVA	2.3	1.6	1.6	1.6	1.6
ARA	2.6	1.7	1.7	1.7	1.7
EHS	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Seen	134.3	4.1	0.4	0.4	0.4
Fluss	9.4	2.4	3.6	0.5	0.8
Grundwasser	4.7	2.6	2.9	3.5	2.1
Geothermie	72.9	3.3	5.4	7.9	9.3
Rest (nicht zugeordnet)		6.9	7.0	7.0	6.7
Total	226	22.7	22.7	22.7	22.7

Zuordnung zu den Wärmequellen, Bivalente Betrachtung (TWh)					
Wärmequelle	Verfügbar	Zugeordnet (nach Priorisierung)			
		a	b	c	d
KVA	6.8	3.9	3.9	3.9	3.9
ARA	7.5	3.7	3.7	3.7	3.7
EHS	0.6	0.1	0.1	0.1	0.1
Seen	134.3	1.7	0.3	0.3	0.4
Fluss	27.3	1.5	2.2	0.3	0.7
Grundwasser	13.7	2.8	3.0	4.3	2.2
Geothermie	146.0	2.5	3.1	3.5	5.2
Rest (nicht zugeordnet)		6.5	6.5	6.6	6.5
Total	336	22.7	22.7	22.7	22.7

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

Tabelle 19: Zusammenfassung der orts- und infrastrukturgebundenen Wärmequellen (für den Fall «hohe Grenzkosten der Wärmeverteilung»)

Zuordnung zu den Wärmequellen, Monovalente Betrachtung (TWh)					
Wärmequelle	Verfügbar	Zugeordnet (nach Priorisierung)			
		a	b	c	d
KVA	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
ARA	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5
EHS	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Seen	134.3	16.2	0.6	0.6	0.6
Fluss	9.4	7.7	9.2	0.6	0.6
Grundwasser	4.7	3.4	3.8	4.6	0.8
Geothermie	72.9	11.9	25.7	33.7	37.8
Rest (nicht zugeordnet)		4.5	4.5	4.3	3.9
Total	226	48.8	48.8	48.8	48.8

Zuordnung zu den Wärmequellen, Bivalente Betrachtung (TWh)					
Wärmequelle	Verfügbar	Zugeordnet (nach Priorisierung)			
		a	b	c	d
KVA	6.8	6.5	6.5	6.5	6.5
ARA	7.5	7.1	7.1	7.1	7.1
EHS	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Seen	134.3	13.0	0.4	0.5	0.6
Fluss	27.3	9.5	15.4	0.4	0.6
Grundwasser	13.7	3.9	5.9	10.8	0.8
Geothermie	146.0	4.3	9.0	19.0	28.8
Rest (nicht zugeordnet)		3.9	4.0	4.0	3.9
Total	336	48.8	48.8	48.8	48.8

Quelle: TEP Energy, 27.4.2020

durch die Subventionen bei Renovation der Gebäudehülle des Gebäudeprogramms erklärt werden. Da sich diese Renovationen beim Vorschriftsszenario finanziell weniger lohnen, sind dort die Erneuerungsraten tendenziell tiefer. Das durchschnittlich bessere Abschneiden des Vorschriftsszenarios gegenüber dem Referenzszenario könnte auf die Informierung der Eigentümer bezüglich langfristiger Vorteile zurückzuführen sein. Dann werden die Vorteile einer Renovation deutlicher, und die teure Investition lohnt sich aus Sicht der Eigentümer eher, als wenn sie nicht darauf sensibilisiert werden.

9.3 Detailauswertungen Haushaltsektor

9.3.1 Erneuerungsraten

Die durchschnittlichen Erneuerungsraten verschiedener Gebäudeteile von 2017-2050 von Wohngebäuden sind in Abbildung 39 dargestellt. Im Schnitt wird in den Dekarbonisierungsszenarien mehr renoviert als im Referenzszenario, ausser bei den Fenstern. Dort schneidet das Vorschriftsszenario am schlechtesten ab. Auffällig ist, dass bei jedem Gebäudeteil im Anreizszenario am meisten erneuert wird. Am besten ist dies bei der Wand zu sehen, da dort die Rate beim Vorschriftsszenario lediglich 0.81% beträgt, während beim Anreizszenario rund 1.09% der Wände erneuert werden. Die grössten Unterschiede sind beim Boden zu erwarten, da die Erneuerungsraten zwischen 0.5% (Referenz) und 0.94% (Anreiz) variieren. Die erhöhte Erneuerungsrate beim Anreizszenario kann

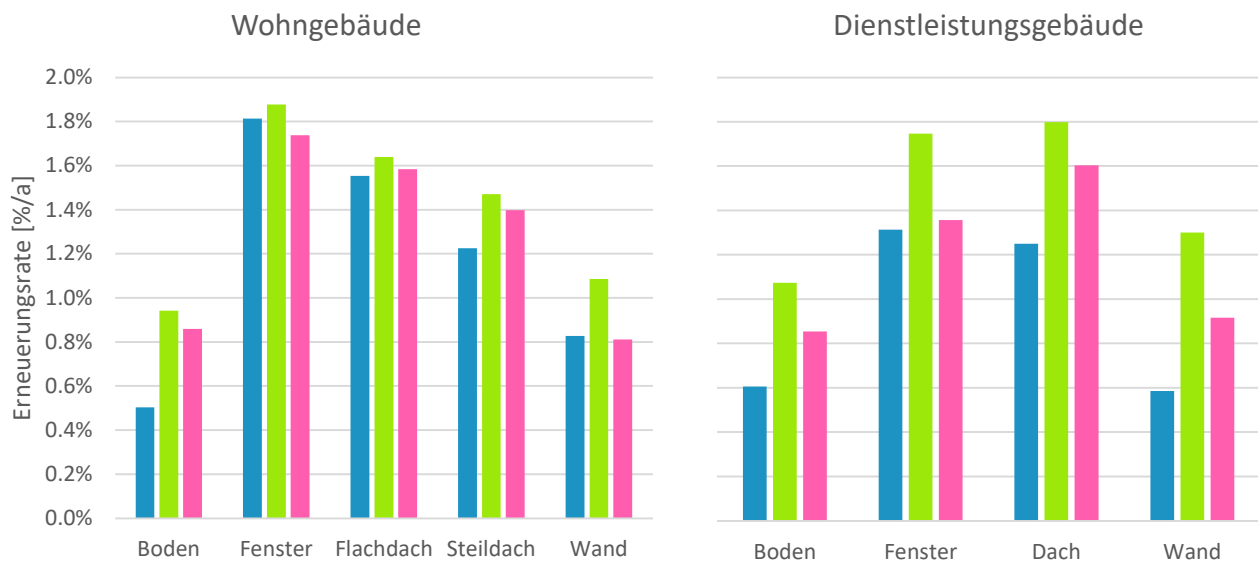


Abbildung 39 Erneuerungsrate für verschiedene Bauteile von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden, Durchschnitt von 2017 - 2050

Quelle: TEP Energy, Chalmers University of Technology, 14.02.2020

9.3.2 Energieeffizienz

Die Energieeffizienz wird sich in den Schweizer Wohngebäuden bis 2050 stark verändern (siehe Abbildung 40). Die Szenarien unterscheiden sich dabei nicht gross. Im Referenzszenario gibt es 2050 etwas mehr Flächenanteile mit 100-150 kWh/m²/a als in den anderen Szenarien und dafür etwas weniger mit < 25 kWh/m²/a. Die Flächen mit hoher Energieeffizienz (150-> 200 kWh/m²/a)

verschwinden in allen Szenarien fast komplett. Die Verschiebung zu Gebäuden mit geringeren spezifischen Verbräuchen kann durch starke Effizienzsteigerungen erklärt werden. Jedoch nimmt die gesamte EBF in allen Szenarien bis 2050 klar zu (+ 27 %). Dies führt dazu, dass die Gesamtenergienachfrage bis 2050 abnimmt, aber nicht so stark wie sich bei Betrachtung der Energieintensitätsentwicklung vermuten lässt (siehe Abbildung 9).

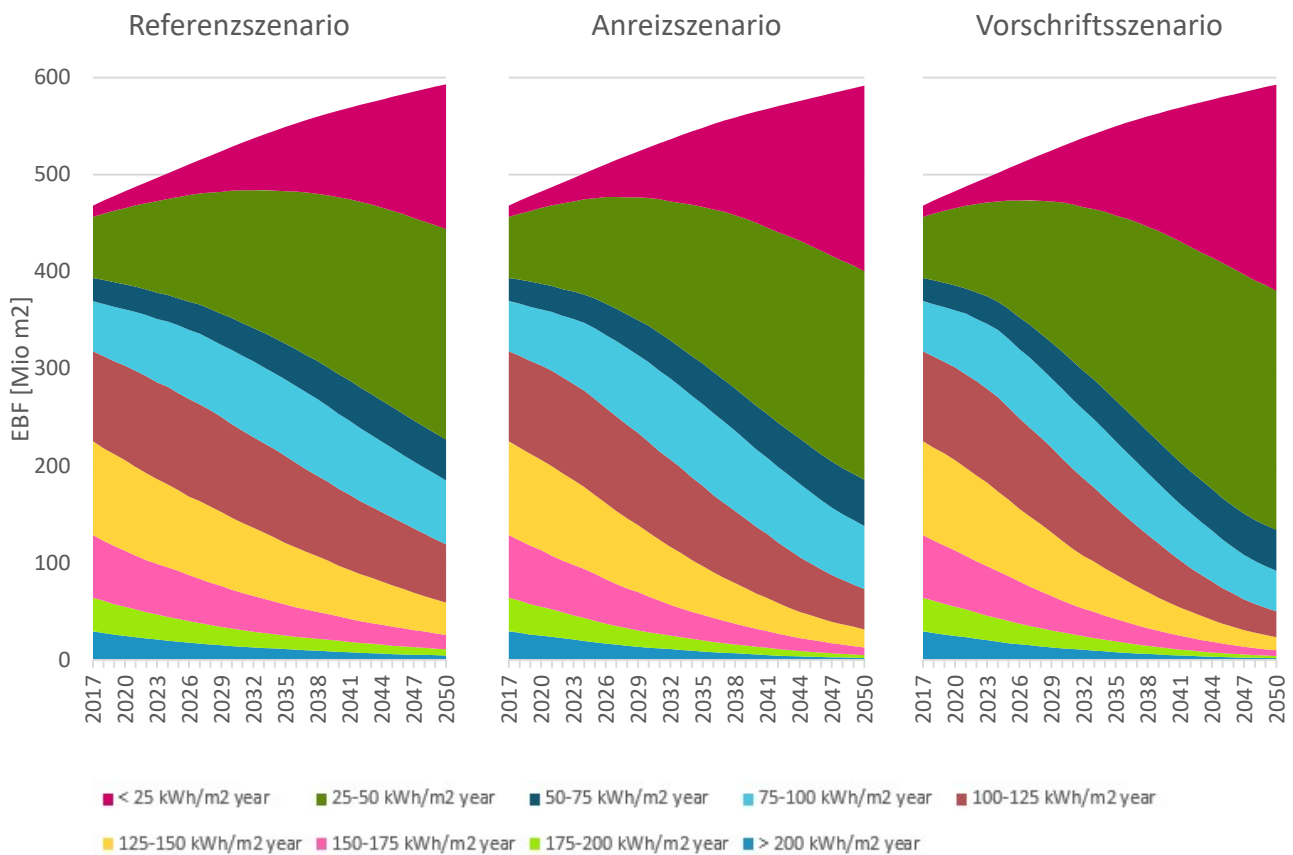


Abbildung 40 Entwicklung der Energieintensität von Wohngebäuden

Quelle: TEP Energy, Chalmers University of Technology, 15.12.2019

9.3.3 Spezifische Emissionen

Bei den spezifischen THG-Emissionen zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der Energieintensität. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind hier jedoch grösser. Die geringsten spezifischen Emissionen weist dabei klar das Vorschriftsszenario auf. Rund 91 % der EBF haben spezifische Emissionen von $< 5 \text{ kg CO}_2\text{-eq/m}^2\text{/a}$. Beim Anreizszenario sind dies nur 80 % und beim Referenzszenario 70 %. Dafür ist bei Letzteren die Summe aller EBF mit spezifischen Emissionen von 20-40 $\text{kg CO}_2\text{-eq/m}^2\text{/a}$ grösser. Diese Unterschiede kommen unter anderem daher, dass es beim Vorschriftsszenario klare Grenzwerte für maximal

zulässige Emissionen nach Sanierungen gibt. So wird gesetzlich festgelegt, wie gross spezifische Emissionen sein dürfen. Beim Anreizszenario werden hingegen die Preise für THG-ausstossende Heizsysteme erhöht. Diese sind jedoch nicht hoch genug, um fossile Heizsysteme vollständig zu vermeiden. Im Referenzszenario ist ebenfalls eine durchschnittliche Senkung der spezifischen Emissionen zu erwarten. Allerdings ist diese klar geringer als in den Dekarbonisierungs-Szenarien. Dass in allen Szenarien eine Abnahme stattfindet, kommt hauptsächlich von den CO_2 -Abgaben, die in jedem Szenario auf Brennstoffen erhoben wird.

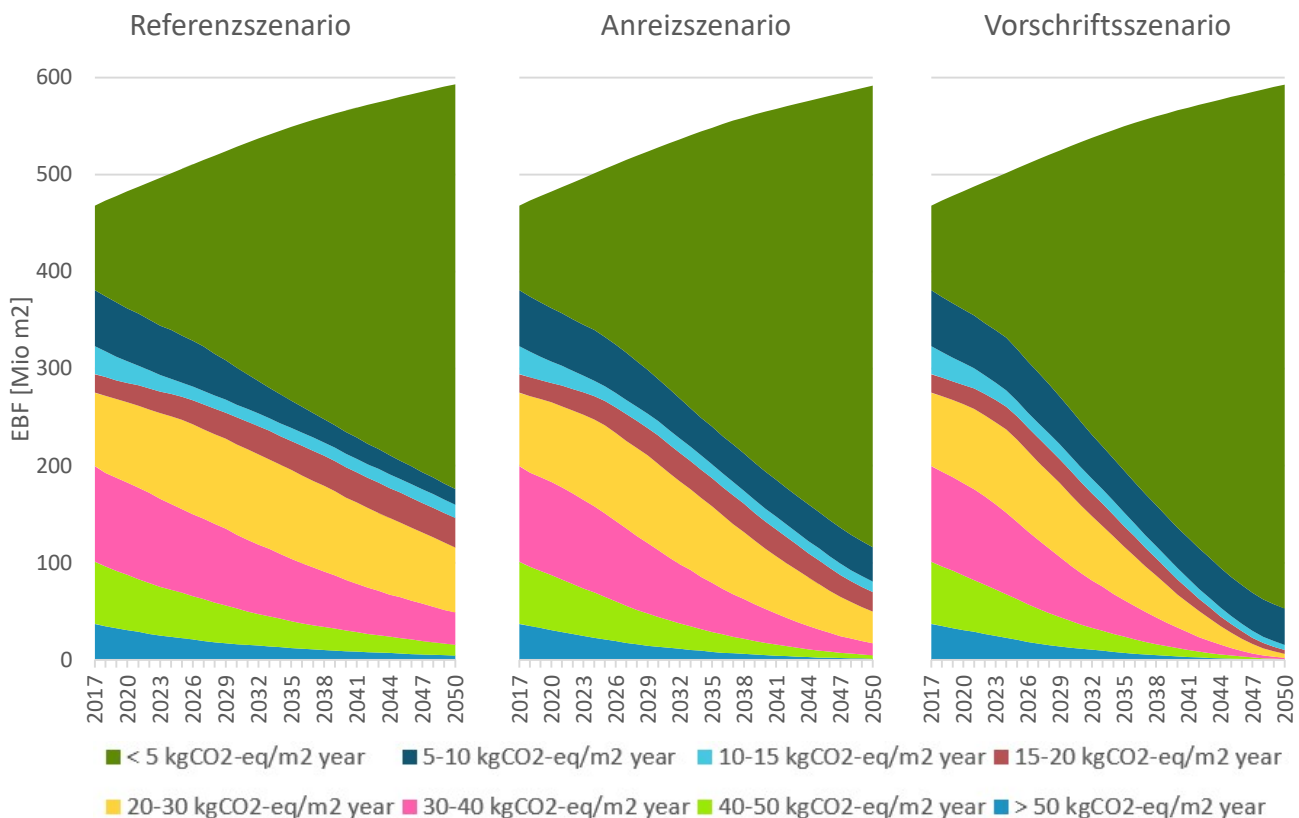


Abbildung 41 Spezifische THG-Emissionen von Wohngebäuden

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

9.3.4 Marktanalyse Heizsysteme Wohngebäude

In allen Szenarien sind Wärmepumpen bei Neubauten mit Abstand die häufigsten Heizsysteme (55 % in 2017). Am stärksten wächst ihr Anteil bis 2050 im Referenzszenario (+38 %), gefolgt vom Anreizszenario (+30 %) und dem Vorschriftsszenario (+23 %). In den restlichen Gebäuden werden hauptsächlich Erdgas- oder Holzheizungen eingebaut.

Bei den Marktanteilen von Ersatzbauten zeigt sich ein anderes Bild. Im Jahr 2017 wurden Ölheizungen (41 %), Erdgasheizungen (25 %) und Holzheizungen (11 %) häufiger eingebaut als Wärmepumpen (10 %), 2050 werden hingegen Wärmepumpen am meisten gekauft. Dabei weist das Vorschriftsszenario das grösste Wachstum von gekauften Wärmepumpen auf

(+74 %), gefolgt vom Anreizszenario (+68%) und dem Referenzszenario (+62 %).

Die Veränderungen zwischen 2017 und 2050 verlaufen bei allen Marktanteilen relativ linear. Nur im Anreizszenario gibt es ein starkes Wachstum zwischen 2020 und 2035, was auf die CO₂-Steuern zurückgeführt werden kann. Beim Vorschriftsszenario geschieht diese Veränderung noch etwas früher und stärker, da die Verbote schneller wirken als Anreize.

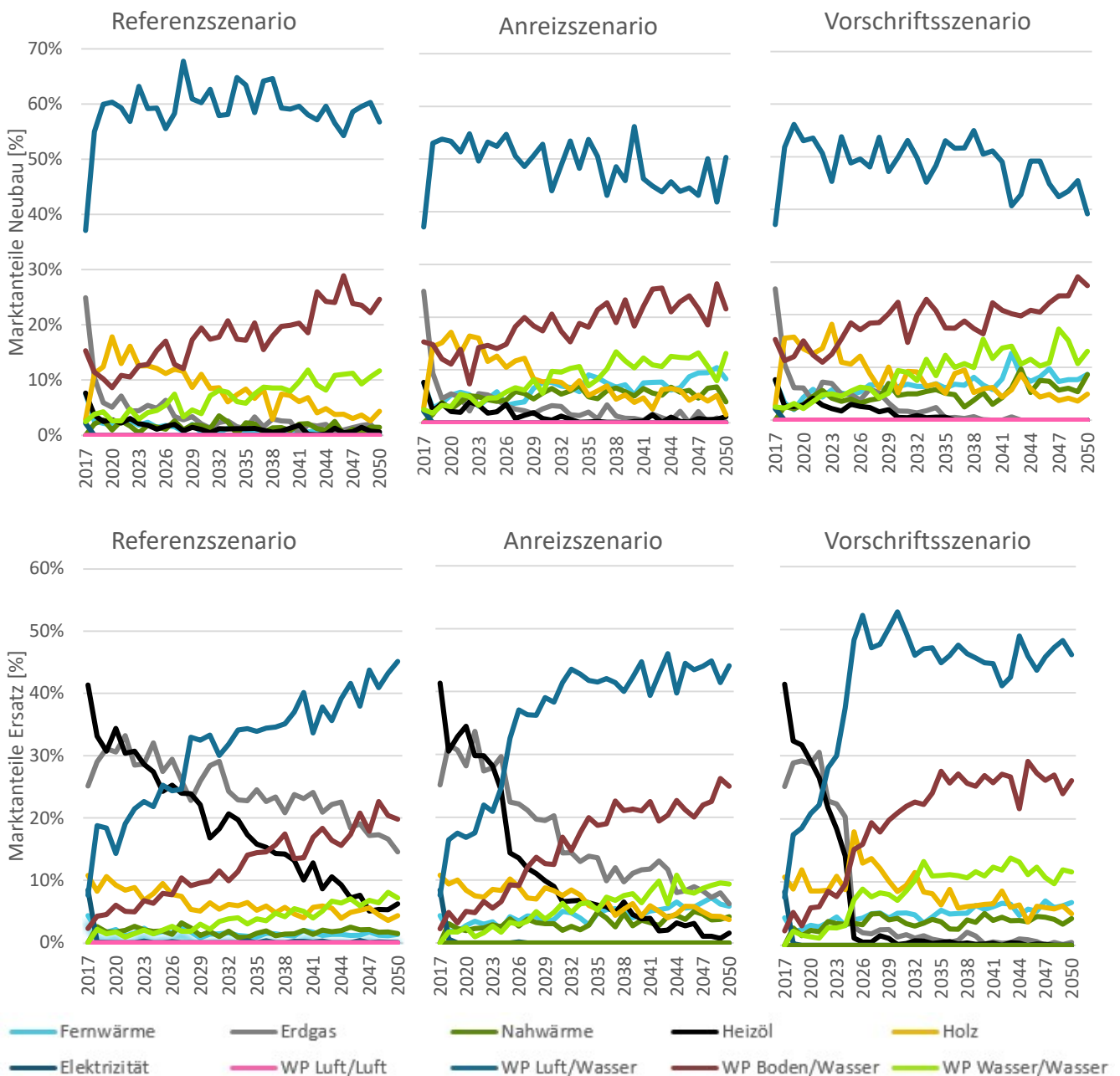


Abbildung 42: Marktanteile Heizsysteme Neubau (oben) und Ersatz (unten)

Quelle: TEP Energy, 15.12.2019

9.4 Emissionsentwicklung pro Nachfragesektor

Grundsätzlich weisen alle THG einen ähnlichen Trend auf, mit einem nachweislichen Rückgang der Emissionen bis 2050. Eine Ausnahme bildet der Industriesektor im Referenzszenario (siehe

Abbildung 43). Dort wird eine Stagnation oder gar eine leichte Zunahme der gesamten Wärmenachfrage erwartet. Bei Betrachtung der absoluten Werte wird zudem ersichtlich, dass im Referenzszenario 2050 kein Sektor weniger als 1 Million Tonnen CO₂ emittiert. Im Gegensatz dazu reduzieren sich die Emissionen aller Sektoren in den Dekarbonisierungs-Szenarien bis

unter 1 Million Tonnen CO₂. Trotzdem kann nur im Vorschriftsszenario von einem Netto-Null-Zustand gesprochen werden, da die Emissionen

im Anreizszenario noch zu hoch sind, um vollständig kompensiert werden zu können.

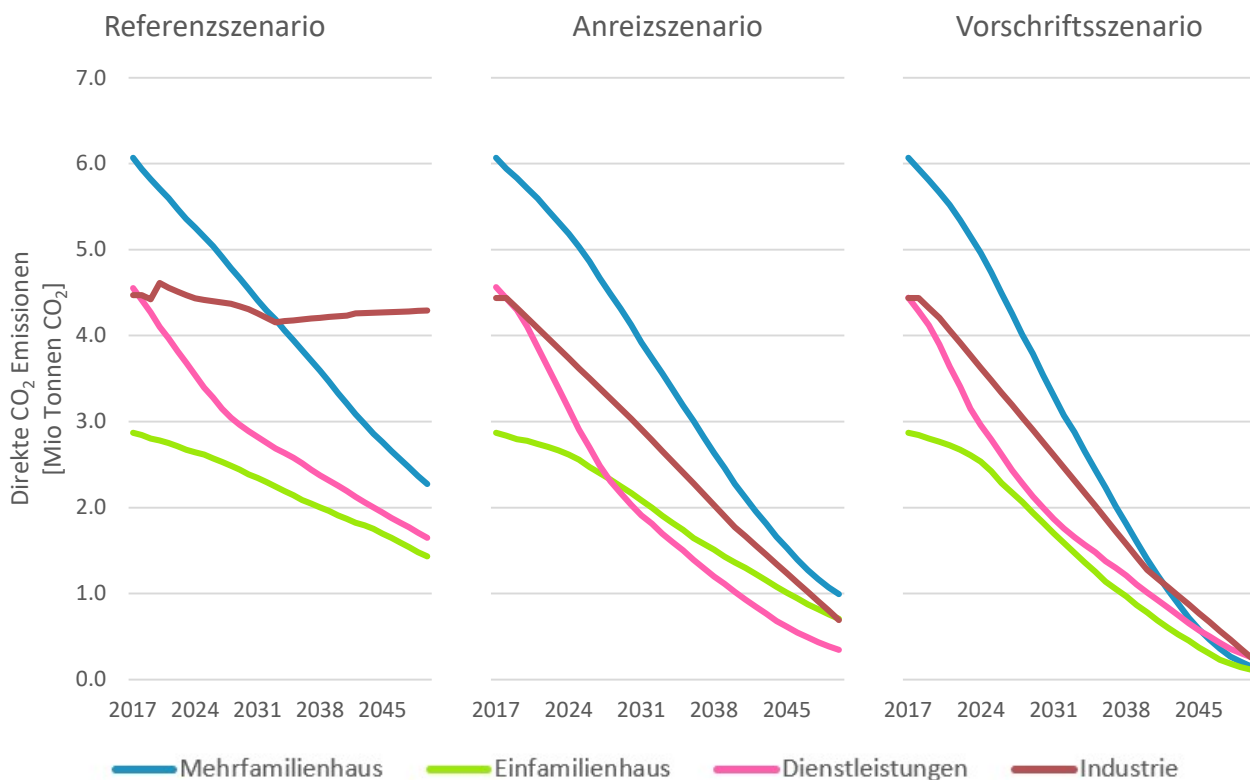


Abbildung 43 Entwicklung der THG-Emissionen von Raumwärme- und Warmwasserproduktion sowie von Industrieprozesswärme in den verschiedenen Sektoren

Quelle: TEP Energy, 15.5.2020

9.5 Monatsbilanzen

Die Monatsbilanzen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in der Schweiz im Jahr 2050 werden für zwei Ausbaupfade betrachtet. Je nach Ausbaupfad der inländischen erneuerbaren Energien ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die saisonale Speicherung und den Ausgleich von allfälligen Lastspitzen.

Folgende zwei Hauptannahmen beschreiben die mögliche Entwicklung der Stromerzeugung als Grundlage der weiteren Analysen:

- Ein Ausbaupfad mit hohen Anteilen inländischer Photovoltaik (basierend auf (Meteotest 2018))

- Ein alternativer Ausbaupfad mit wesentlichen Importen von Windstrom aus Beteiligungen im Ausland (TU Dresden 2016)

Es ist ersichtlich, dass bei einem hohen Ausbaupfad der Photovoltaik bis zu 50 TWh, diese Technologie die wichtigste Stromquelle im Jahr 2050 sein wird und je nach Nachfrageszenario mehr als 65 % der Stromnachfrage in der Jahresbetrachtung zu decken vermag.

In den Sommermonaten produzieren diese PV-Anlagen in allen Szenarien jedoch mehr Strom, als inländisch benötigt wird. Zusammen mit der Wasserkraft und geringen Mengen inländischer Windenergie wird somit im Sommer ungefähr doppelt so viel Strom produziert wie notwendig. Dies führt dazu, dass im Sommer mit sehr hohen

Leistungsspitzen gerechnet werden muss, welche entweder durch Abregelung, Export oder teilweisem Einsatz von Power-to-X und Speicherung auf lokaler Ebene abgefangen werden müssten.

Jedoch steht im Winter auch bei starkem Ausbau der Photovoltaik zu wenig Strom zur Verfügung, um die gesamte Nachfrage decken zu können. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass eine mögliche zusätzliche Stromnachfrage für den Transportsektor, die über die heutige Nachfrage hinaus geht, nicht in den Berechnungen berücksichtigt ist.

Um das Stromdefizit im Winter zu decken, bestehen verschiedene Möglichkeiten, auf welche im Weiteren eingegangen wird:

- Stromimporte
- Neubau von zusätzlichen Kraftwerken (z.B. WKK mit Biogas)
- Optimale Nutzung und saisonale Speicherung der sommerlichen Überschüsse durch Power-to-X (inkl. Wärme- und Gasspeicher)

STROMMIX UND IMPORTE

Die im Folgenden dargestellte Variante mit den tiefsten Investitionskosten basiert auf dem Import von Winterstrom aus Windkraft (Kunze et al. 2019). Windstrom weist insbesondere in den nördlichen Ländern ein klar dominierendes Winterprofil aus und ergänzt Solarkraft in der Jahresbilanz. In der folgenden Bilanzierung wird ein jährlicher Import von Windstrom berücksichtigt, entsprechende Importe stehen also auch im Sommer zur Verfügung.

Unter der Annahme einer Stilllegung der Atomkraftwerke in der Schweiz bis 2045, einem Ausbau der Photovoltaik auf 15-18 TWh¹⁴ und ausländischen Windbeteiligungen bzw. Importen im Umfang von jährlich 10-16 TWh (inkl. saisonaler Verteilung, siehe Abbildung 44 für 2050) und einem Ausbau der konventionellen thermischen Erzeugung (z.B. WKK) um +1 TWh gegenüber 2018, ergibt sich eine ausgeglichene

Jahresbilanz mit einer Tendenz zu Überschüssen im Sommer (siehe Abbildung 44). Im Winter muss aber weiterhin mit einer Unterdeckung der Stromnachfrage gerechnet werden.

Die Unterschiede in der Stromnachfrage zwischen den Szenarien ergeben sich im Wesentlichen aufgrund des unterschiedlichen Einsatzes von Wärmepumpen (sowohl dezentral wie auch in Nah- und Fernwärmeerzeugungen) sowie in der Dekarbonisierung der industriellen Prozesswärme. Die geringere Stromnachfrage des Anreiz- gegenüber dem Vorschriftenszenario kann zudem durch höhere Effizienz erklärt werden. Bei WP kann im Szenario «Anreiz» verglichen mit dem «Vorschrift» Strom eingespart werden, da durch die bessere Dämmung der Gebäudehülle die Effizienz von Wärmepumpen verbessert wird. Ein positiver Nebeneffekt sind weniger und flachere Leistungsspitzen aufgrund der tieferen Nachfrage und geringeren installierten WP-Leistungen.

Darüber hinaus hat der Einsatz der Regenerierung der Erdwärmesonden einen positiven Effekt auf die winterliche Stromnachfrage (Reduktion um 10-15 % durch Erhöhung des COP um 0.5), bei gleichzeitiger Erhöhung der sommerlichen Stromnachfrage für den Pumpenstrom.

Im Referenzszenario ist die Stromnachfrage von Haushalten und Dienstleistungen etwas tiefer als im Anreizszenario. Darüber hinaus wird im Industriesektor weniger Strom in der Referenz nachgefragt, da hier die Dekarbonisierung weniger weit umgesetzt ist (siehe Abbildung 44). Diese Effekte führen insgesamt zu einer Differenz zwischen dem Referenzszenario und den Dekarbonisierungs-Szenarien von insgesamt rund 8 TWh (Anreiz) bzw. 9 TWh (Vorschriften).

Um das verbleibende Winter-Bilanzdefizit vollständig inländisch ausgleichen zu können, müssen entsprechende zusätzliche Kraftwerke gebaut oder Speicherkapazitäten geschaffen werden. Die ermittelten Mengen für das Jahr 2050 schwanken zwischen 0.5 TWh im Referenz-

¹⁴ Die Ausbaumengen Photovoltaik und Windimport sind so gewählt, dass mit den weiteren Erzeugungsmengen nur ein geringer positiver Jahressaldo resultiert.

szenario und rund 6 TWh im Vorschriftszenario (siehe Abbildung 44). Die monatliche Differenz aus Nachfrage und Erzeugung in den Wintermonaten entspricht hierbei den maximal notwendigen Speichermengen.¹⁵

NEUBAU VON KRAFTWERKEN UND SPEICHERN

Der Neubau von Kraftwerken und Speichern benötigt entsprechende Investitionen. Dabei kann unterschieden werden zwischen dem Ausbau reiner Stromerzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik) und Anlagen, welche sowohl Strom als auch Wärme erzeugen können (WKK). Ein Teil der Nah- und Fernwärme kann über solche WKK-Anlagen erzeugt werden, woraus ein mögliches Strompotenzial von bis zu 4 TWh zusätzlich zur Verfügung stehen könnte (Quelle: WKK-Analyse TEP).

Für die Speicherung der sommerlichen Überschüsse zum Beispiel aus PV-Strom müssen entsprechende Investitionen getätigt werden. Für die Speicherung gibt es neben den bekannten teilweise saisonal nutzbaren Pump- und Speicherseen weitere Technologien sowohl für die Wärme- als auch Stromspeicherung (siehe z.B. (Haller et al. 2019)). Ein Teil der Stromüberschüsse im Sommer müsste darüber hinaus

exportiert werden, beziehungsweise könnte in anderen Sektoren (z.B. Transport) zur Dekarbonisierung herangezogen werden.

Die resultierenden Speichermengen schlagen sich auch in den Speicherkosten nieder. Im Anreiz- und Vorschriftszenario liegen die Speicherkosten je etwa 4-6 Mal höher als im Referenzszenario (Kosten abgeleitet von (Beaudin et al. 2010; IRENA 2013; Zakeri and Syri 2015; Gharehpetian et al. 2017)) und belaufen sich in der Differenz zum Referenzszenario auf rund 200-300 Mio. CHF pro Jahr.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass in der vorliegenden ökonomischen Betrachtung nur der Einfluss der geänderten Wärmenachfrage auf den Speicherbedarf und die damit verbundenen Kosten in die volkswirtschaftlichen Berechnungen mit eingeflossen sind. Der Speicher- und Investitionsbedarf für neue erneuerbare Erzeugung, welche auf Grund der Abschaltung der Kernkraftwerke notwendig werden, werden hier in den volkswirtschaftlichen Kosten nicht berücksichtigt. Dementsprechend wird auch nur ein geringer Teil der insgesamt notwendigen Speicherkosten abgebildet.

¹⁵ Die Verluste der Speicherung sind gesondert zu betrachten, in Abhängigkeit der gewählten Speichertechnologie.

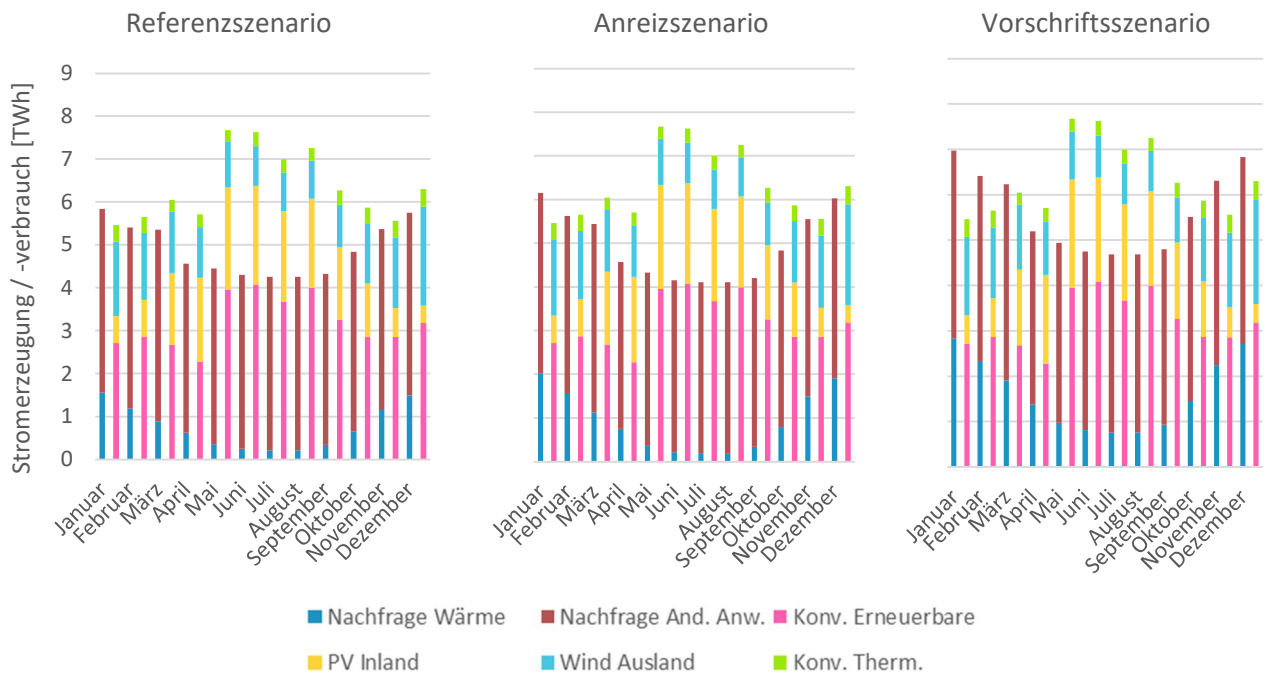


Abbildung 44 Monatsstrombilanzen für das Jahr 2050. Gegenüberstellung der Stromnachfrage (für Wärmeanwendungen und andere Anwendungen getrennt, exkl. neue e-Mobilität) und der Stromerzeugung. Konv. Erneuerbare umfasst Wasserkraft, Konv. Therm. umfasst KVA, WKK, etc.

Quelle: TEP Energy, 04.03.2020

9.5.1 Anteile der Primärenergieträger bei der Elektrizitätserzeugung

Zur Berechnung der gesamten Primärenergie nachfrage nach Energieträger am Input der Elektrizitätserzeugung wird vom heutigen Strommix und den entsprechenden Primärenergiefaktoren ausgegangen. Bis 2050 wird ein

mehrheitlich erneuerbarer Erzeugungsmix für die 3 Szenarien unterstellt (siehe Abbildung 45). Photovoltaik übernimmt eine wesentliche Rolle bei der Deckung der Stromnachfrage mit insgesamt 15-18 TWh Erzeugung in 2050 (Referenz- vs. Dekarbonisierungs-Szenarien). Ebenfalls rund 10 TWh Windstrom werden importiert, wobei hier in der Bilanzierung die Stromnachfrage aus e-Mobilität nicht berücksichtigt wird.

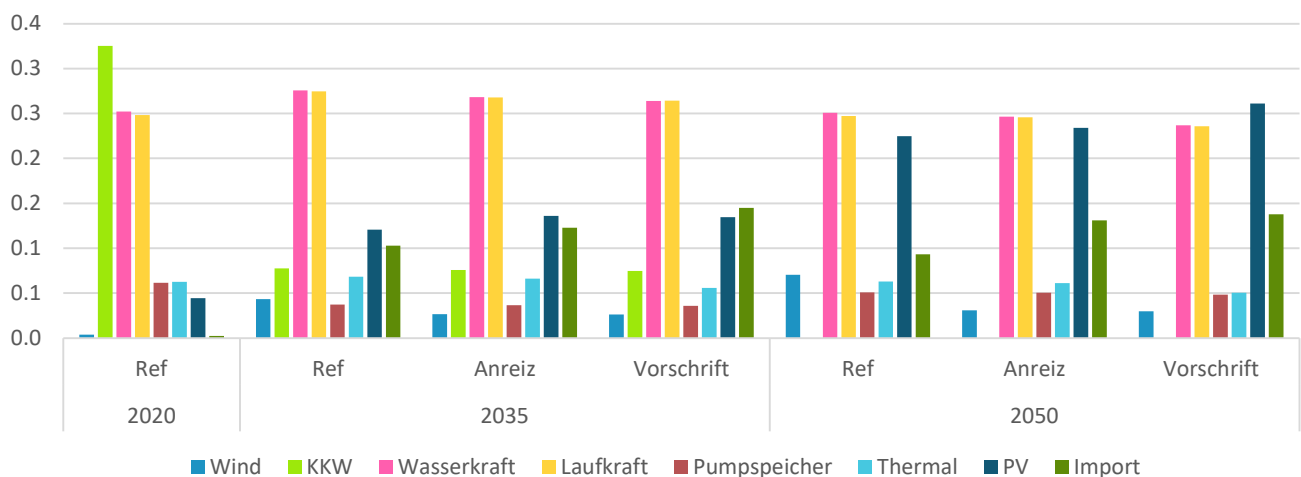


Abbildung 45 Prozentualer Anteil der Energieträger am Stromerzeugungsmix für die drei Szenarien.

9.6 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

9.6.1 Vorgehen

Für die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden die Mehr- und Minderkosten für die beiden Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» betrachtet. Dabei wird ein schrittweises Vorgehen gewählt (siehe Abbildung 46). Weiter werden auch die CO₂-Abgabe und deren Rückverteilung wie auch das Gebäudeprogramm miteinbezogen. Auch die zusätzlichen Kosten für die Stromspeicherung und die Investitionen in die Wärmenetze wurden berücksichtigt. Die Mehrkosten der Wirtschaft werden auf die Haushalte via höhere

Konsumgüterpreise, Lohn- und Kapitalertrags-einbussen überwälzt. Die direkten und indirekten Mehrkosten der Haushalte werden für einen durchschnittlichen Haushalt und für 14 verschiedene nach Lebensstandard und Beschäftigungsstatus (Erwerbstätige und Rentner) unterschiedenen Haushalte dargestellt und so die sozialen Verteilungseffekte der Dekarbonisierung im Wärmebereich abgeschätzt. In einem letzten Schritt werden mit einer Input-Output-Analyse (i3R-Modell von Ecoplan) aufgezeigt, welche Wirtschaftssektoren von der Dekarbonisierung im Wärmebereich profitieren und welche eher zu den Verlierern gehören. Die nachfolgende Abbildung illustriert das Vorgehen und zeigt auch die hauptsächlichen Überwälzungskanäle auf die Wirtschaft und Haushalte sowie von der Wirtschaft auf die Haushalte via Konsumentenpreise, Löhne und Kapitalerträge.

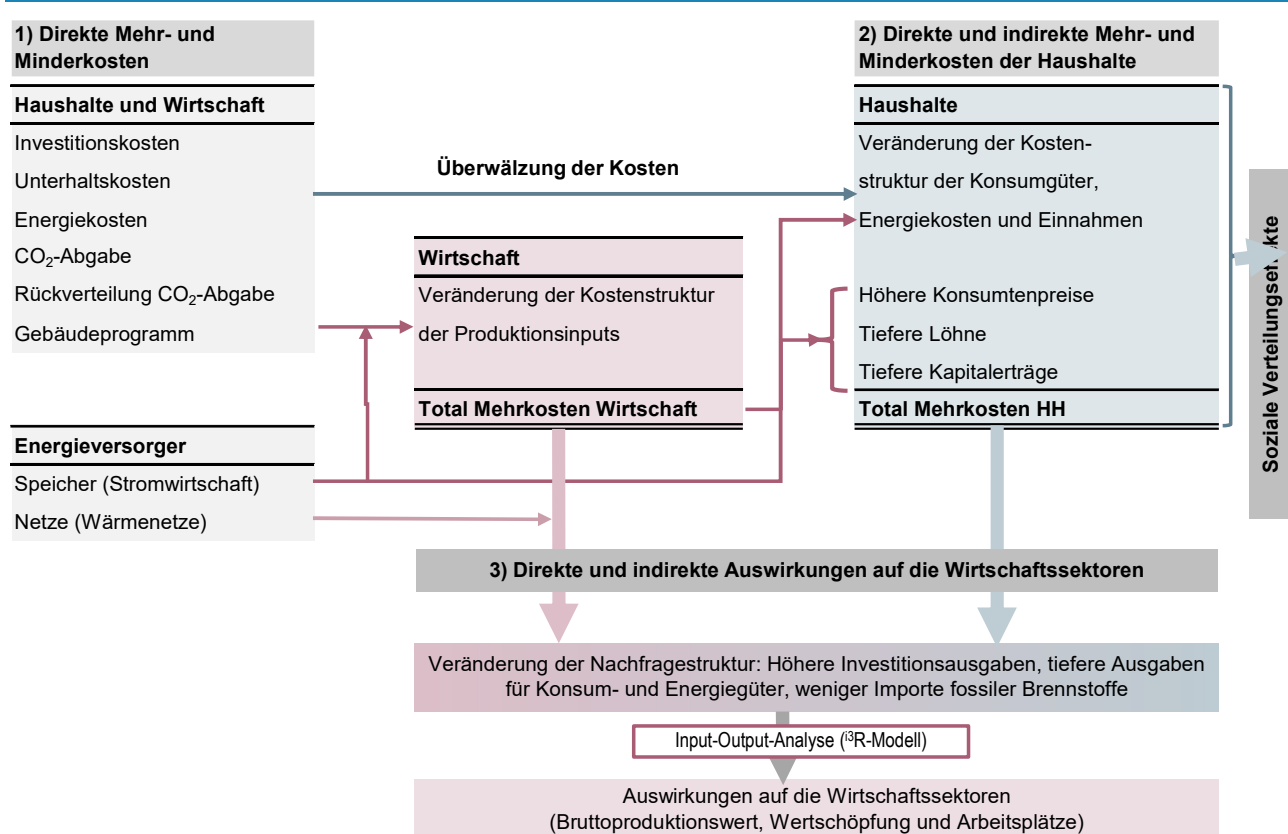


Abbildung 46: Vorgehen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

- *Direkte Mehrkosten der Dekarbonisierung* (Kapitel 9.6.2): Mit dem Gebäudeparkmodell GPM wurden die jeweiligen Kosten für die drei Szenarien „Referenz“, „Anreiz“ und „Vorschriften“ berechnet. Die Mehr- und Minderkosten für die beiden Dekarbonisierungsszenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario „Referenz“ werden differenziert für Wohnbauten und Dienstleistungsgebäude für folgende Komponenten ausgewiesen: CO₂-Abgabe, Rückverteilung der CO₂-Abgabe, das Gebäudeprogramm, die Investitions-, Unterhalts- und Energiekosten sowie die Kosten für die Wärmenetze und Stromspeicher.
- *Überwälzung der Mehrkosten* (Kapitel 9): Es wird aufgezeigt, wie die Mehr- und Minderkosten auf die Wirtschaft und von der Wirtschaft auf die Haushalte überwält werden. Dabei wird auf grobe Annahmen zur «Kostenüberwälzung» abgestützt.
- *Direkte und indirekte Mehrkosten der Haushalte* (Kapitel 1.1.1): Die Haushalte sind sowohl von der CO₂-Abgabe als auch von zusätzlichen Investitionen betroffen. Weiter sind sie mit generell höheren Konsumentenpreisen konfrontiert. Daneben dürften sie auch indirekt über Lohn- und Kapitalertragsveränderungen betroffen sein. Im Gegenzug können sie von der CO₂-Abgaberückverteilung, dem Gebäudeprogramm und tieferen Energiekosten profitieren. Es wird aufgezeigt, welche Auswirkungen die Dekarbonisierung für insgesamt 14 verschiedene Haushaltgruppen hat.
- *Direkte und indirekte Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren* (Kapitel 1.1.1): Zeigt die Mehrkosten der EE-Förderung für über 18 Wirtschaftssektoren.

9.6.2 Direkte Mehrkosten der Dekarbonisierung

INVESTITIONEN

Betrachten wir zuerst die Investitionen in die Gebäudehülle und die Haustechnik für Wohn- und Dienstleistungsgebäude. Bereits im Szenario «Referenz» werden in der Transitionsphase 2020 bis 2050 durchschnittlich jährlich 13 Mrd. CHF für den Ersatz von Heizanlagen oder die energetische Verbesserung der Gebäudehülle (insbesondere Fensterersatz, Keller-, Dach- und Aussen-dämmung) aufgewendet. Die Dekarbonisierung im Wärmebereich kann nur mit zusätzlichen Investitionen in eine bessere Wärmedämmung oder in einen Umstieg auf eine nicht fossile Heizung erreicht werden. Diese zusätzlichen Investitionen betragen zwischen 0.9 bis 1.4 Mrd. CHF jährlich oder aufsummiert bis 2050 rund 30 bis 45 Mrd. CHF, was rund 7 % bis 11 % der sowieso zu tätigen Investitionen in die Hüllen- und Heizungssanierung entspricht. Die doch relativ bescheidenen Mehrinvestitionen für die umfassende Umwälzung der Wärmebereitstellung sind darauf zurückzuführen, dass alternative Technologien zu tiefen Kosten vorhanden sind (bspw. die Umrüstung einer Ölheizung durch eine elektrisch betriebene Luft-Wasser-Wärmepumpe).

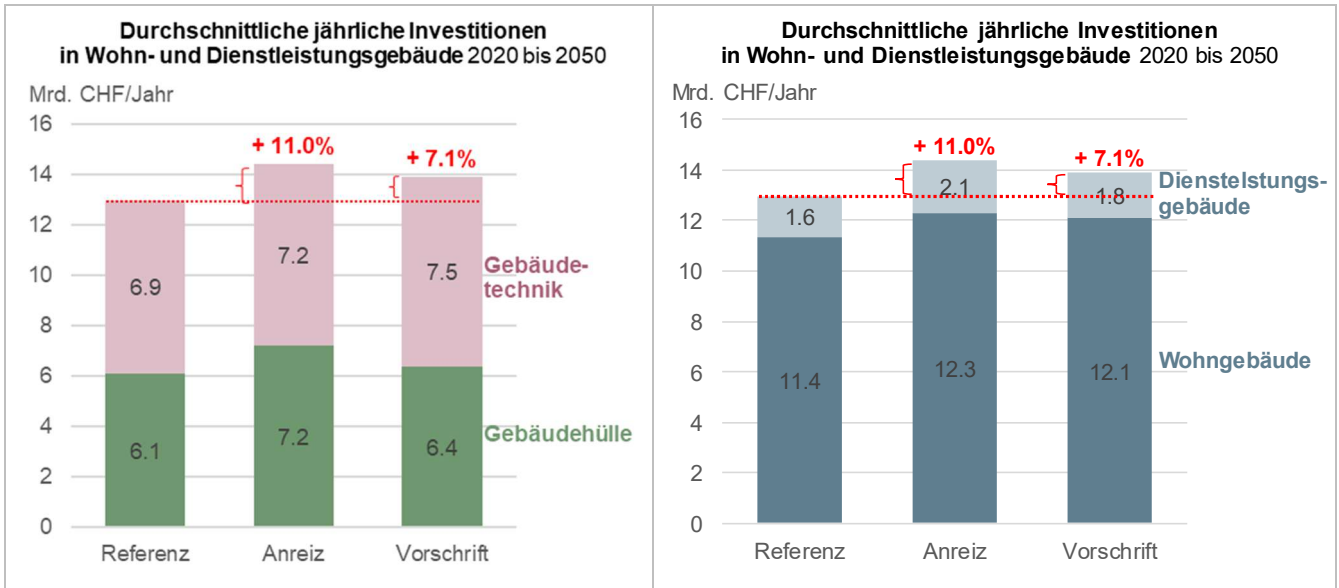


Abbildung 47: Energierrelevante Investitionen für die drei Szenarien «Referenz», «Anreiz» und «Vorschriften» (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

Die beiden Dekarbonisierungs-Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» unterscheiden sich in erster Linie darin, mit welchem Technologiemark die Dekarbonisierung erfolgt. Im Szenario «Vorschriften» werden primär Massnahmen in der Haustechnik umgesetzt. Insbesondere der Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen wird durch den im Szenario «Vorschriften» vorgesehenen Absenkpfad forciert (vgl. dazu die nachfolgende Abbildung). Im Szenario «Anreiz» dagegen aufgrund der Förderung mit dem Gebäudeprogramm und der CO₂-Abgabe deutlich mehr in eine effiziente Hülle investiert. Dies ist in der Transitionsphase teurer, hat aber den grossen Vorteil, dass am

Schluss der ganze Gebäudepark energieeffizienter ist.

Neben den Investitionen in die Gebäudetechnik und Gebäudehülle in Wohn- und Dienstleistungsgebäuden sind auch Investitionen in der Industrie sowie in die Stromspeicher und Fernwärmenetze notwendig (vgl. dazu die nachfolgende Abbildung 48). Diese Investitionen in der Industrie, in die Speicherung und die Netze liegen in derselben Grössenordnung wie diejenigen in den Wohn- und Dienstleistungsgebäuden. Insgesamt fallen für die Dekarbonisierung des gesamten Wärmemarktes zusätzliche Investitionen von 2.1 bis 2.3 Mrd. CHF jährlich oder aufsummiert bis 2050 rund 65 bis 75 Mrd. CHF an.

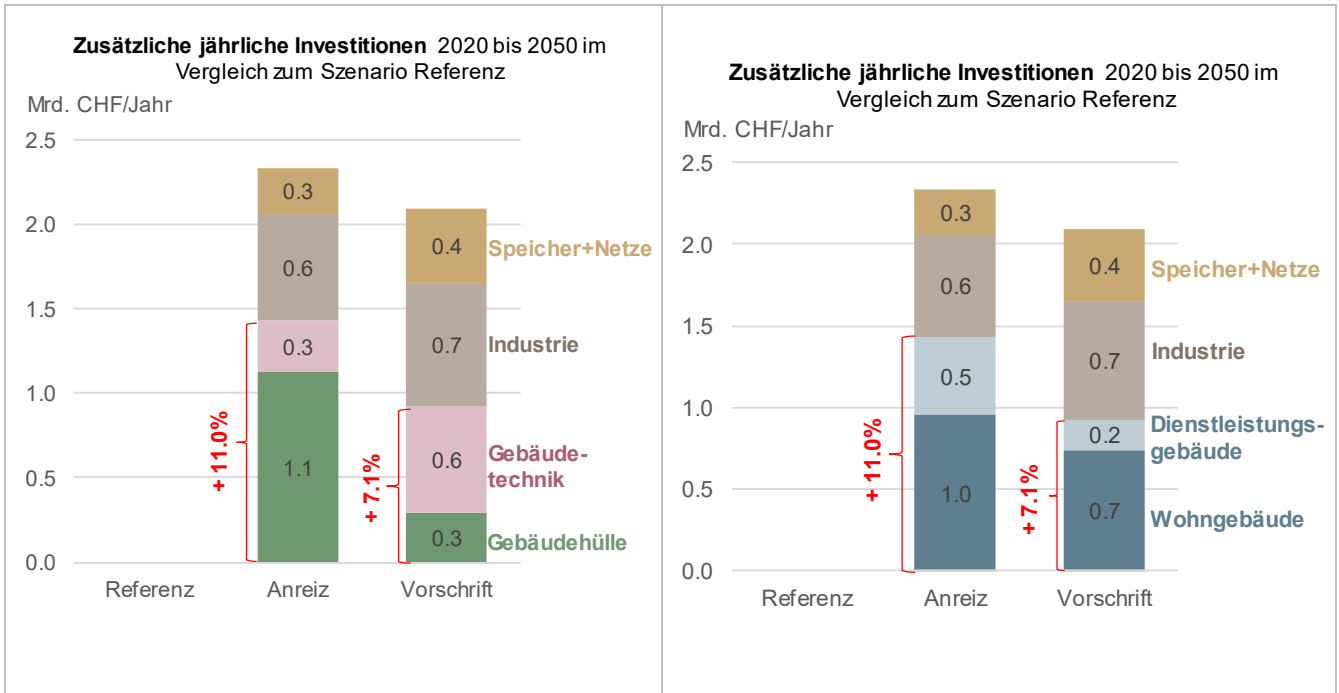


Abbildung 48: Mehrinvestitionen für die Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

ENERGIEKOSTEN

Bei der Dekarbonisierung stehen den höheren Investitionen tiefere Energiekosten gegenüber. Die Dekarbonisierung bringt bei den Energiekosten in der Transitionsphase 2020 bis 2050 Einsparungen von durchschnittlich rund 0.7 Mrd. CHF pro Jahr. Dies entspricht einer Einsparung von knapp 7 % der Energiekosten im Szenario «Referenz». Im Vergleich zum Szenario «Referenz» sowie die unterstellten Annahmen zur Überwälzung dieser Mehr- und Minderkosten auf die Haushalte. Die Nettobelastung der Haushalte über die Transitionsperiode 2020 bis 2050 beträgt im Szenario «Anreiz» jährlich rund 1.5 Mrd. CHF. Auf die gesamte Transitionsperiode bezogen sind dies 45 Mrd. CHF. Es wird unterstellt, dass diese Nettomehrbelastung um einen entsprechenden Rückgang beim privaten Konsum von 1.5 Mrd. CHF kompensiert wird.

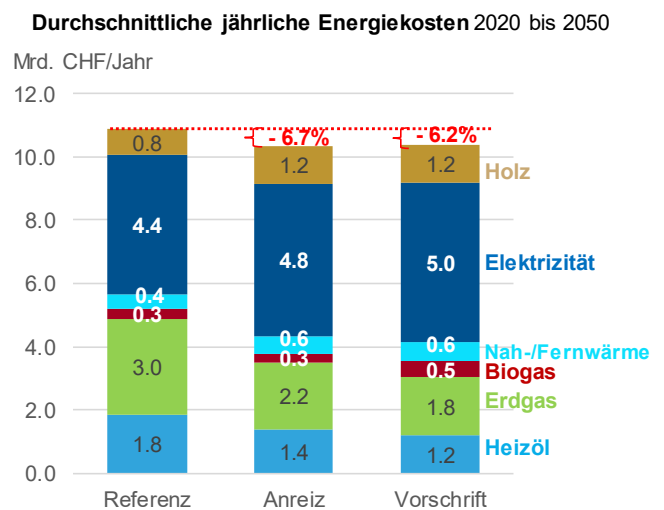


Abbildung 49: Energiekosten für die drei Szenarien «Referenz», «Anreiz» und «Vorschriften» (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

9.6.3 Überwälzung der Mehrkosten

Abbildung 50 zeigt die Annahmen zu den Mehr- und Minderkosten im Szenario «Anreize» und Abbildung 51 diejenigen für das Szenario «Vorschrift». Im Szenario «Vorschrift» beträgt die die Nettobelastung der Haushalte über die Transitionsperiode 2020 bis 2050 jährlich rund 1.3 Mrd. CHF. Auf die gesamte Transitionsperiode bezogen sind dies 40 Mrd. CHF. Die Unterschiede

zwischen den beiden Szenarien «Anreize» und «Vorschrift» sind auf den unterschiedlichen Technologiemark zurückzuführen. Die höhere Nettobelastung im Szenario «Anreize» ist auf die höheren, mit Beiträgen geförderten Investitionen für die Gebäudehülle zurückzuführen.

Die Abbildung 52 bietet eine vergleichende Darstellung aller drei Szenarien.

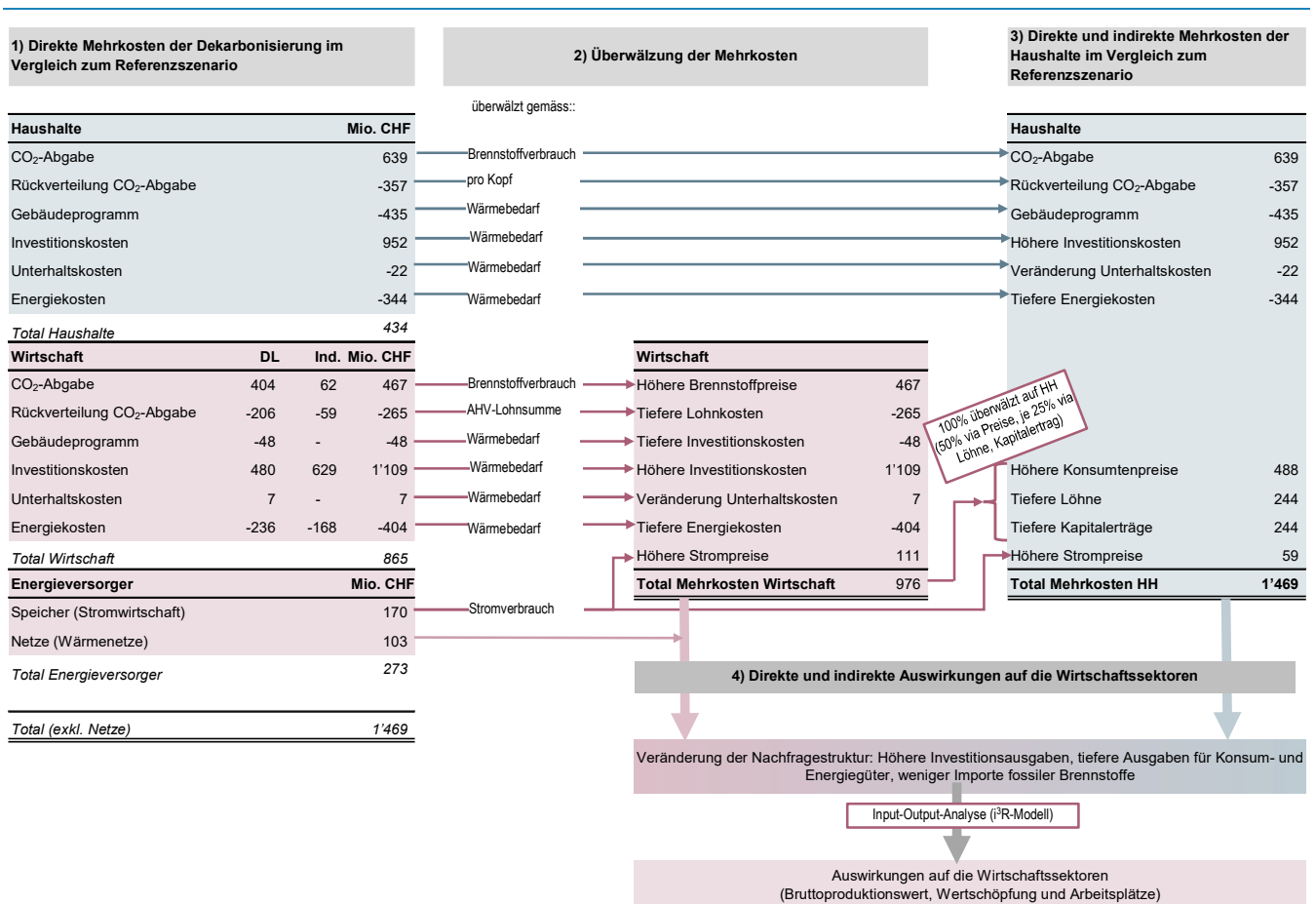


Abbildung 50: Überwälzung der Mehr- und Minderkosten im Szenario «Anreize»

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

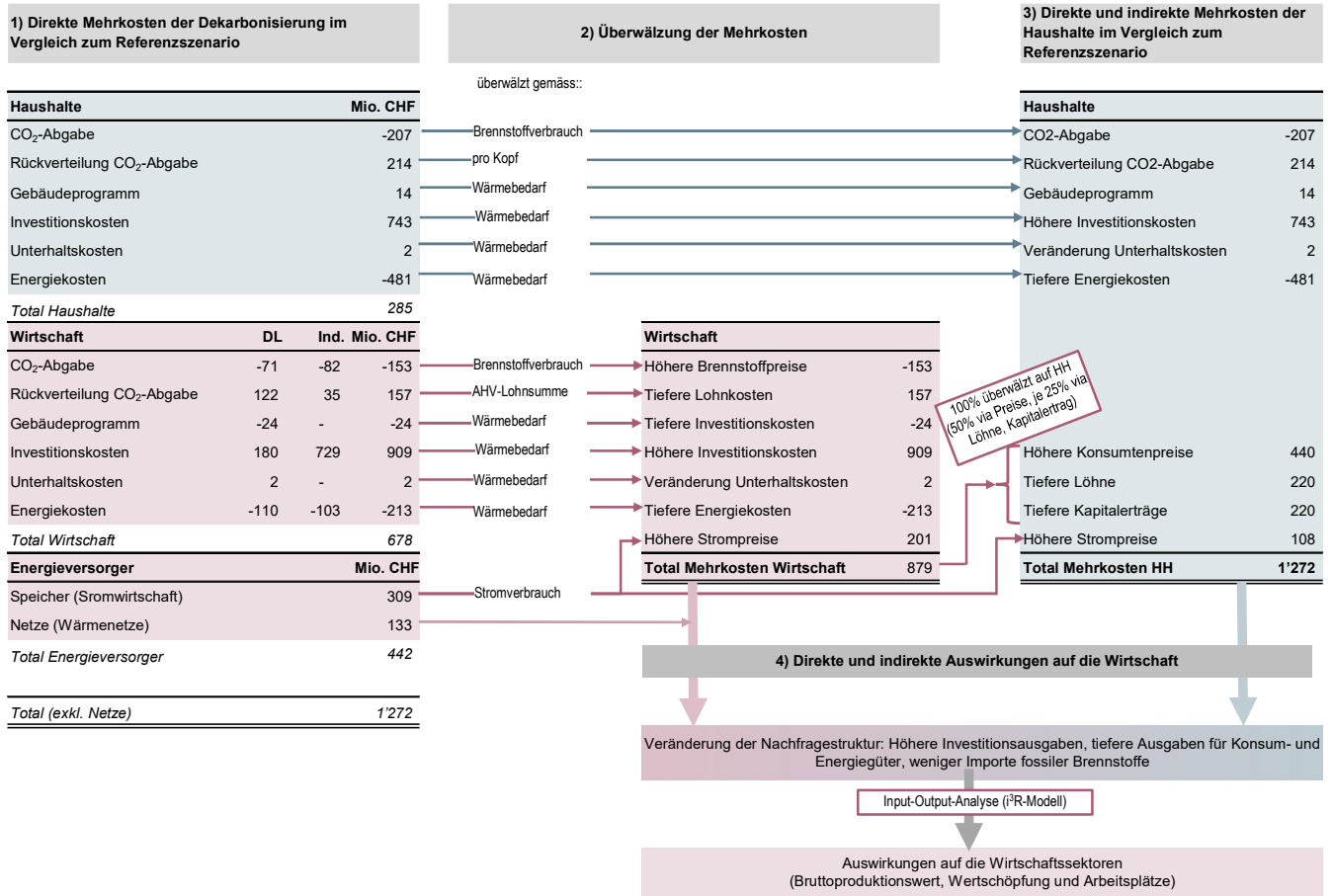


Abbildung 51: Überwälzung der Mehr- und Minderkosten im Szenario «Vorschrift»

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

	Szenario Referenz	Szenario Anreiz	Mehr-, Minderkosten Szenario Anreiz	Szenario Vorschrift	Mehr-, Minderkosten Szenario Vorschrift
Haushalte	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF
CO ₂ -Abgabe	584	1'223	639	377	-207
Rückverteilung CO ₂ -Abgabe	-539	-896	-357	-325	214
Gebäudeprogramm	-77	-511	-435	-63	14
Investitionskosten	11'359	12'311	952	12'102	743
Unterhaltskosten	1'912	1'890	-22	1'914	2
Energiekosten	5'137	4'794	-344	4'657	-481
Total Haushalte	18'377	18'811	434	18'663	285
Wirtschaft	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF
CO ₂ -Abgabe	406	872	467	253	-153
Rückverteilung CO ₂ -Abgabe	-374	-639	-265	-217	157
Gebäudeprogramm	-1	-49	-48	-25	-24
Investitionskosten	1'608	2'717	1'109	2'517	909
Unterhaltskosten	28	35	7	30	2
Energiekosten	5'967	5'562	-404	5'753	-213
Total Wirtschaft	7'633	8'498	865	8'311	678
Energieversorger	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF
Speicher (Stromwirtschaft)	56	226	170	365	309
Netze (Wärmenetze)	206	309	103	339	133
Total Energieversorger	262	535	273	703	442
Total (exkl. Netze)	26'066	27'535	1'469	27'338	1'272

Abbildung 52: Kosten der Szenarien «Referenz», «Anreiz» und «Vorschriften» sowie Mehr- und Minderkosten für die Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050).

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

9.6.4 Direkte und indirekte Mehrkosten der Haushalte

Wir stellen die Belastung der Haushalte durch Dekarbonisierung im Wärmebereich für 14 verschiedene Haushaltgruppen dar. Auf Basis der Haushaltbudgeterhebung wurden für die 14 Haushaltgruppen die Einkommens- und Konsumprofile berechnet. Die 14 Haushaltgruppen unterscheiden sich nach ihrem Lebensstandard und dem Beschäftigungsstatus:

- von EH1 = „ärmste“ 10 % der Erwerbshaushalte („ärmstes“ Dezil) bis EH10 = „reichste“ 10% der Erwerbshaushalte („reichstes“ Dezil)

- von RH1 = „ärmste“ 25 % der Rentnerhaushalte („ärmstes“ Rentnerquartil)
- bis RH4 = „reichste“ 25 % der Rentnerhaushalte („reichstes“ Rentnerquartil)

SITUATION FÜR DAS JAHR 2014

Beispielhaft sind in der nachfolgenden Abbildung 53 die Ausgaben für Heizung und Warmwasserbereitung in % des verfügbaren Einkommens für das Jahr 2014 dargestellt.

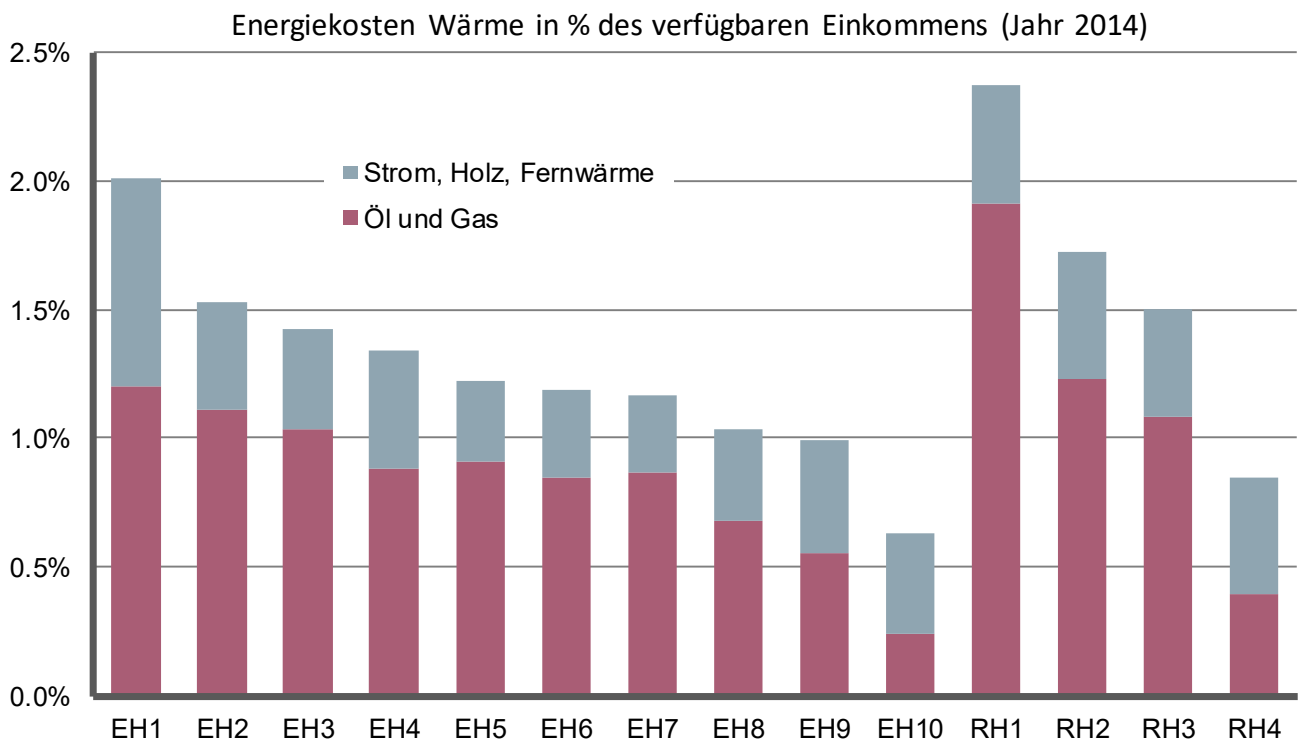


Abbildung 53: Energiekosten für Heizung und Warmwasser in % des verfügbaren Einkommens, exklusive CO₂-Abgabe und deren Rückverteilung (Jahr 2014)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019 Die Abbildung zeigt, dass die ärmsten Haushalte 2.0 % (ärmster erwerbstätiger Haushalt) bis 2.4 % (ärmster Rentnerhaushalt) für die Heiz- und Warmwasserenergie ausgeben. Die Energiekosten für die reichsten Haushalte ist zwar absolut höher als bei den ärmsten Haushalten, im Vergleich zu ihrem verfügbaren Einkommen müssen die reicheren Haushalte aber weniger für die Heiz- und Warmwasserenergie ausgeben: 0.6 % (reichster erwerbstätiger Haushalt) bis 0.8 % (reichster Rentnerhaushalt) des verfügbaren Einkommens.

In der obigen Betrachtung sind die CO₂-Abgaben und die Rückverteilung noch nicht enthalten. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass die Belastung durch die CO₂-Abgabe regressiv wirkt: Die ärmsten Haushalte zahlen relativ zu ihrem verfügbaren Einkommen am meisten. Allerdings profitieren die ärmsten erwerbstätigen Haushalte auch entsprechend stärker von der Rückverteilung der CO₂-Abgabe. Für die ärmsten erwerbstätigen Haushalte ergibt sich ein positiver

Saldo, d.h. die Rückverteilung ist grösser als die Belastung durch die CO₂-Abgabe. Zu beachten ist, dass die positiven Wirkungen des Gebäudeprogramms hier nicht enthalten sind. Die ärmeren Rentner werden durch die CO₂-Abgabe auch nach der Rückverteilung per Saldo mit rund 0.2 % ihres verfügbaren Einkommens belastet. Bei den Rentnerhaushalten wirkt die CO₂-Abgabe auch unter Einrechnung der Rückverteilung regressiv.

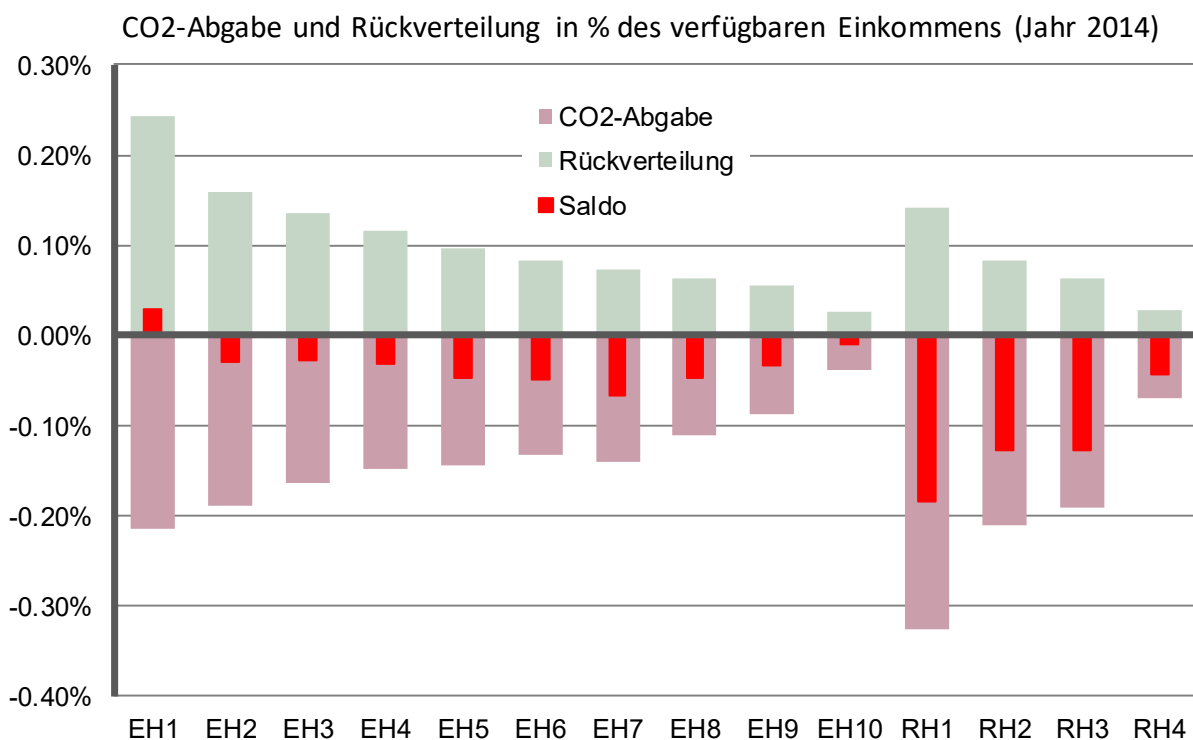


Abbildung 54: CO₂-Abgabe und Rückverteilung in % des verfügbaren Einkommens, exklusive Gebäudeprogramm (Jahr 2014)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

TRANSITIONSPERIODE 2020 BIS 2050

Die durchschnittliche zusätzliche Nettobelastung der Haushalte durch die Dekarbonisierung im Wärmemarkt beträgt – unabhängig vom gewählten Dekarbonisierungs-Szenario – rund 200 CHF pro Jahr und Äquivalenzperson. Mit dem Konzept der Äquivalenzperson, welche einem Einpersonenhaushalt entspricht, werden die unterschiedlichen Haushaltsstrukturen vergleichbar gemacht und es können Durchschnitte über alle Nettobelastungen von Ein- und Mehrpersonenhaushalten berechnet werden. Eine durchschnittliche Familie mit 2 Kindern wird durch die Dekarbonisierung einen Mehraufwand von jährlich 420 CHF tragen müssen.

Die Mehrbelastungen der Dekarbonisierung im Wärmemarkt sind allerdings nicht gleichmässig auf ärmere und reichere Haushalte verteilt. Die nachfolgenden vier Abbildungen zeigen die Auswirkungen der beiden Dekarbonisierungs-

Szenarien «Anreiz» und «Vorschrift» im Vergleich zum Szenario «Referenz» - auch hier wieder werden die durchschnittlichen jährlichen Mehr- und Minderkosten während der Transitionsphase 2020 bis 2050 dargestellt. Die Abbildung 55 und Abbildung 56 zeigen die relativen Belastungen in Bezug auf das verfügbare Einkommen. Die absoluten Belastungen in CHF pro Jahr sind der Abbildung 57 und Abbildung 58 zu entnehmen.

Schaut man einseitig nur auf die Belastung durch die zusätzlichen Investitionen, CO₂-Abgabe, Konsumgüterverteuerung und Lohnneibusen, so ergeben sich im Szenario «Anreiz» Belastungen von bis zu 0.8 % des verfügbaren Einkommens (für die «ärmste» Gruppe der Rentnerhaushalte RH₁) oder jährlich 470 CHF pro Äquivalenzperson (für die «reichste» Gruppe der erwerbstätigen Haushalte EH₁₀). Berücksichtigt man aber auch die Energiekosteneinsparungen,

die Rückverteilung der CO₂-Abgabe und die Förderung durch das Gebäudeprogramm, beträgt die maximale Belastung statt 0.8 % noch 0.4 % des verfügbaren Einkommens (für RH1) oder jährlich 360 CHF pro Äquivalenzperson (für EH10). Anzumerken ist, dass hier jeweils die Durchschnittswerte der 10 % bzw. 25 % ärmsten bzw. reichsten Erwerbstätigen- oder Rentnerhaushalte gezeigt werden und einzelne Haushalte deutlich über oder unter diesen Werten liegen können.

Betrachten wir die Nettobelastung der Haushalte (roter Balken in Abbildung 55), so zeigt sich, dass das Szenario «Vorschriften» doch deutlich regressiv wirkt, d.h. ärmere Haushalte werden relativ betrachtet durch die Dekarbonisierung stärker belastet als reichere Haushalte.

Absolut betrachtet werden die reichen Haushalte mit jährlich 360 CHF pro Äquivalenzperson

(EH10) stärker belastet durch die Dekarbonisierung als die armen Haushalte mit jährlich 110 CHF pro Äquivalenzperson (EH1).

Das Szenario «Anreiz» zeigt ein differenzierteres Bild: Bei den erwerbstätigen Haushalten ergibt sich in Bezug auf ihre verfügbaren Einkommen eine ziemlich uniforme Belastung. Bei den Rentnerhaushalten sind hingegen wie beim Szenario «Regulation» die ärmeren Haushalte relativ stärker belastet als die reicheren Haushalte. Der Grund liegt darin, dass die Rentnerhaushalte pro Kopf mehr beheizbare Fläche in Anspruch nehmen und in der Tendenz in älteren Gebäuden leben.

Die Analyse zeigt, dass mit der CO₂-Abgabe bzw. deren Rückverteilung und mit Förderbeiträgen grundsätzlich zwei Instrumente zur «sozialen» Ausgestaltung der Dekarbonisierung zur Verfügung stehen.

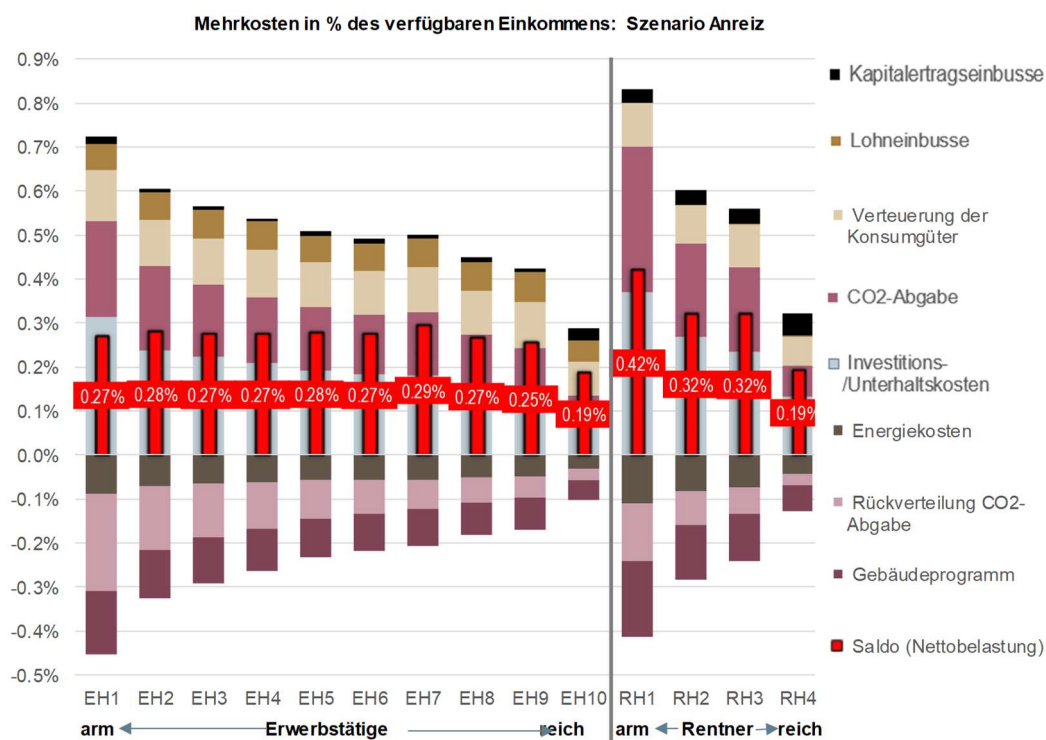


Abbildung 55: Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten im Szenario «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» in % des verfügbaren Einkommens (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

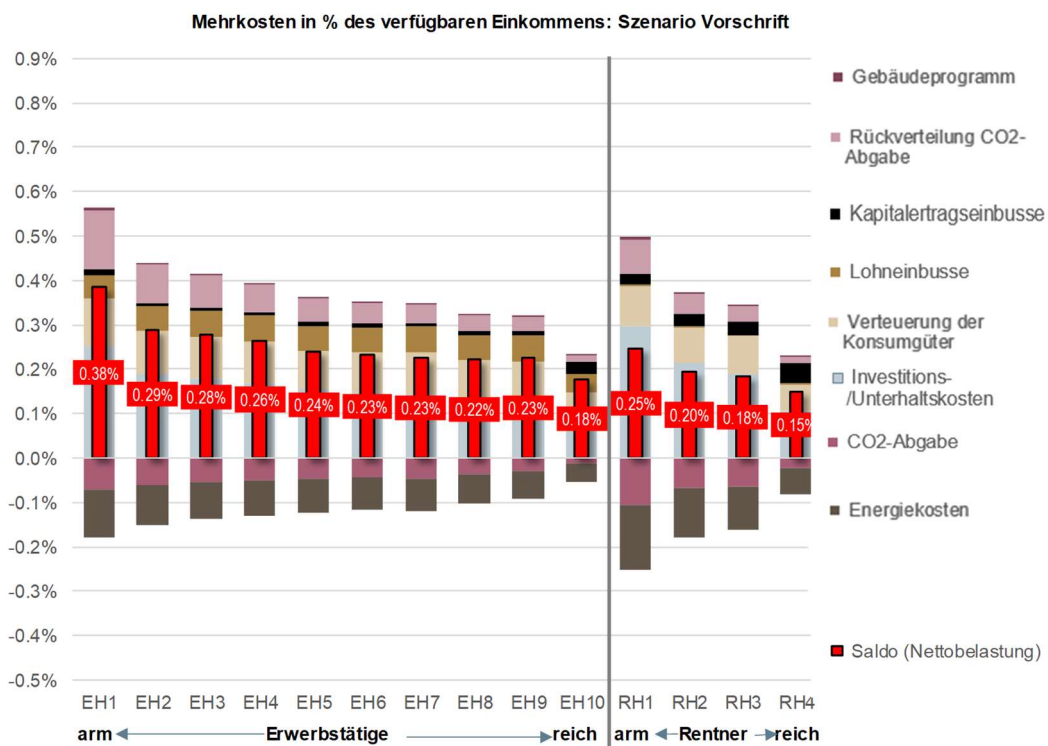


Abbildung 56: Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten im Szenario «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» in % des verfügbaren Einkommens (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

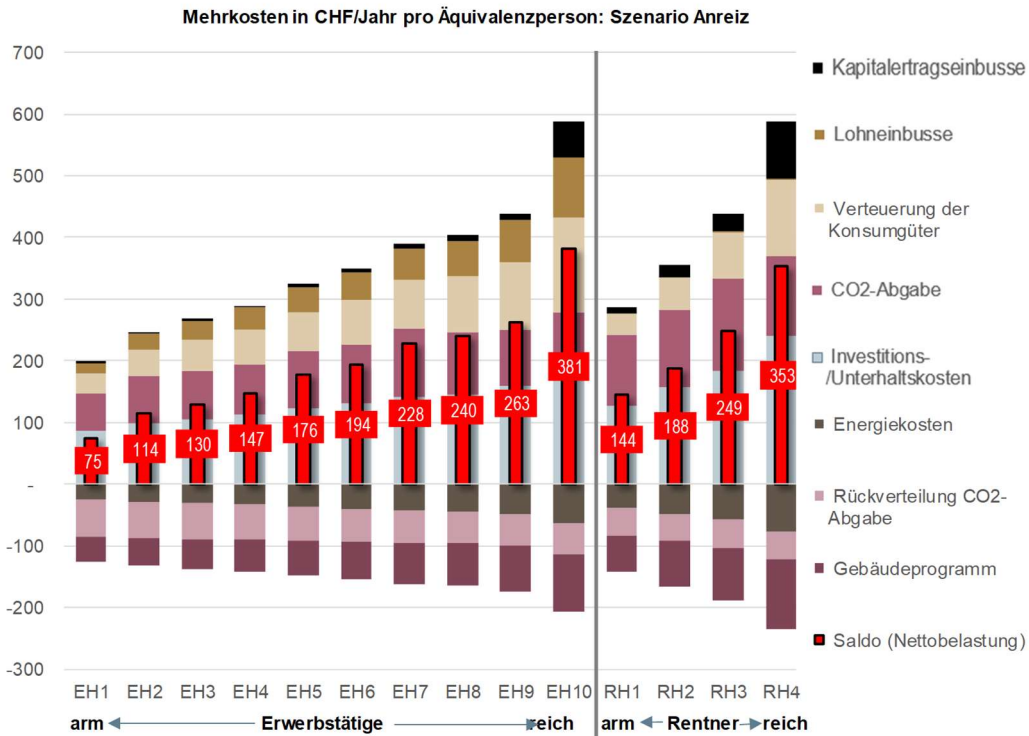


Abbildung 57: Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten im Szenario «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» in CHF (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

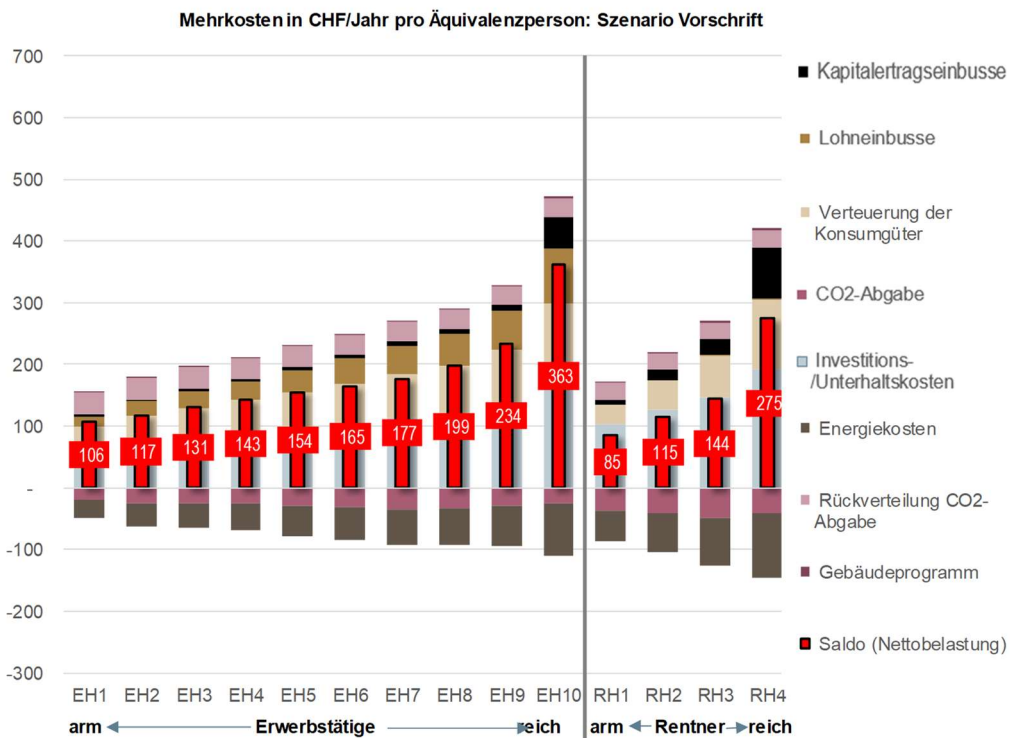


Abbildung 58: Direkte und indirekte Mehr- und Minderkosten im Szenario «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» in CHF (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: EcoPlan, 15.12.2019

9.6.5 Direkte und indirekte Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren - Modellannahmen

Nachfolgend wollen wir aufzeigen, wie sich die Dekarbonisierung im Wärmebereich auf die Wirtschaftssektoren in Bezug auf den Bruttoproduktionswert, die Wertschöpfung und die Beschäftigung auswirken. Dazu berechnen wir, wie sich die Mehr- und Minderkosten direkt und indirekt auf die Wirtschaftssektoren auswirken. Es handelt dabei um die Auswirkungen der durch die bilanzierten Mehr- und Minderkosten ausgelösten unternehmerischen Aktivitäten.

DIREKTE UND INDIREKTE AUSWIRKUNGEN

Wir benutzen ein auf der Input-Output-Analyse basierendes Standardverfahren zur Berechnung der direkten und indirekten Effekte der Mehr- und Minderkosten der Dekarbonisierung im Wärmebereich auf Bruttoproduktionswert (Umsatz der Unternehmen), Wertschöpfung und Arbeitsplätze (in Vollzeitäquivalenten). Die Auswirkungen der Mehr- und Minderkosten können dabei mehr oder weniger direkt die Wirtschaftssektoren beeinflussen. Es wird zwischen direkten und indirekten:

- **Direkter Effekt:** Das sind die Umsatz-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, die sich unmittelbar aus den Mehr- und Minderkosten der Dekarbonisierung im Wärmebereich ergeben (Erstrundeneffekt). Beispiel: Die Investitionen in Fernwärmenetze lösen zusätzliche (direkte) Umsätze, Wertschöpfung und Beschäftigung in der Baubranche aus.
- **Indirekter Effekt:** Das sind die Umsatz-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, die über Vorleistungen bei den Zulieferbranchen entstehen (Zweit-, Drittrundeneffekte usw.). Beispiel: Der Bauunternehmer kauft Metallzeugnisse ein. Dies löst (indirekte) Umsätze, Wertschöpfung und Beschäftigung in der Metallbranche aus. Die Metallbranche ihrerseits kauft bspw. Energie ein, welches zu zusätzlichem Umsatz, Wertschöpfung und Beschäftigung in der Energiebranche führt.

INPUT-OUTPUT-ANALYSE MIT DEM I3R-MODELL

Für die Abschätzung der direkten und indirekten Effekte wird ein weit verbreitetes Standardberechnungsverfahren angewendet (basierend auf der Input-Output-Analyse und der entsprechenden Input-Output-Tabelle für die Schweiz aus dem Jahre 2014). Die Berechnungen führen wir mit dem i3R-Modell von Ecoplan aus, welches 49 Wirtschaftsbranchen unterscheidet. Für die Resultatdarstellung aggregieren wir die 49 Wirtschaftsbranchen auf 16 Wirtschaftssektoren (vgl. Abbildung 59).

Die Annahmen zur Aufteilung der Investitionen auf die verschiedenen Branchen zeigt die Abbildung 60.

NOGA 49 Wirtschaftsbranchen	Zuweisung	16 Wirtschaftssektoren
01 - 03 Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei	1	1 Land- und Forstwirtschaft
05 - 09 Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	8	8 Restliche Industrie
10 - 12 Herstellung von Nahrungsmitteln und Tabakerzeugnissen	8	
13 - 15 Herstellung von Textilien und Bekleidung	8	
16 Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	8	
17 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	8	
18 Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung	8	
19 - 20 Kokerei, Mineralölverarbeitung und Herstellung von chemischen Erzeugnissen	2	2 Raffinerien, Chemie
21 Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	8	8 Restliche Industrie
22 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3	3 Gummi- und Kunststoffwaren
23 Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	4	4 Glas, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
24 Metallerzeugung und -bearbeitung	5	5 Metalle
25 Herstellung von Metallerzeugnissen	5	
26 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und Uhren	8	8 Restliche Industrie
27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	6	6 Elektrische Ausrüstung
28 Maschinenbau	7	7 Maschinenbau
29 Herstellung von Automobilen und Automobilteilen	8	8 Restliche Industrie
30 Sonstiger Fahrzeugbau	8	
31 Herstellung von Möbeln	8	
32 Herstellung von sonstigen Waren	8	
33 Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	8	
35 Energieversorgung	9	
36 - 39 Wasserversorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen	8	8 Restliche Industrie
41 - 43 Baugewerbe/Bau	10	10 Bau
45 Handel und Reparatur von Motorfahrzeugen	11	11 Handel
46 Großhandel	11	
47 Detailhandel	11	
49 - 51 Landverkehr und Transport in Rohrfernleitungen, Schifffahrt, Luftfahrt	16	16 Rest Dienstleistungen
52 Lagerei sowie Erbringung von sonstigen Dienstleistungen für den Verkehr	16	
53 Post-, Kurier- und Expressdienste	16	
55 Beherbergung	12	12 Gastronomie, Beherbergung
56 Gastronomie	12	
58 - 60 Verlagswesen, audiovisuelle Medien und Rundfunk	14	14 Verlagswesen, Informations-DL
61 Telekommunikation	14	
62 - 63 Informationstechnologische und Informationsdienstleistungen	14	
64 Erbringung von Finanzdienstleistungen	16	16 Rest Dienstleistungen
65 Versicherungen	16	
68 Grundstücks- und Wohnungswesen	13	13 Grundstücks-, Wohnungswesen
69 - 71 Erbringung von freiberuflichen und technischen Dienstleistungen	15	15 Technische Dienstleistungen
72 Forschung und Entwicklung	16	16 Rest Dienstleistungen
73 - 75 Sonstige freiberufliche, wissenschaftliche und technische Tätigkeiten	16	
77 - 82 Erbringung von sonstigen wirtschaftlichen Dienstleistungen	16	
84 Öffentliche Verwaltung	16	
85 Erziehung und Unterricht	16	
86 Gesundheitswesen	16	
87 - 88 Heime und Sozialwesen	16	
90 - 93 Kunst, Unterhaltung und Erholung	16	
94 - 96 Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	16	
97 - 98 Private Haushalte mit Hauspersonal	16	

Abbildung 59: Zuweisung der 49 Wirtschaftsbranchen auf die ausgewiesenen 16 Wirtschaftssektoren

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

NOGA	Branche	Fernwärme	Gebäudehülle	Ölheizung	Gasheizung	Holzheizung	Wärmepumpe	Warmwasserbereitung	Solarsystem	Lüftung	Wärmeneitzbau	Speicher	Unterhalt
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren		21%										
23	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden		21%						31%				
24	Metallerzeugung und -bearbeitung					2%	1%						
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	6%	5%	22%	23%	29%	4%	3%	33%	32%		45%	
26	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und Uhren	4%		4%	5%	5%	2%	2%		3%			
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen											20%	
28	Maschinenbau	26%		19%	15%	10%	33%	31%					
33	Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	2%		1%	2%	1%	1%	1%					100%
35	Energieversorgung										10%		
41 - 43	Baugewerbe/Bau	16%	40%	41%	39%	39%	40%	40%	23%	52%	90%	35%	
69 - 71	Erbringung von freiberuflichen und technischen Dienstleistungen	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%			
84	Öffentliche Verwaltung	34%			4%		6%	11%					

Abbildung 6o: Aufteilung der Investitionsnachfrage auf die Branchen.

Quelle: TEP und Ecoplan, 15.12.2019

9.6.6 Direkte und indirekte Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren – Effekte der zusätzlichen Investitionen

In einem ersten Schritt untersuchen wir die Effekte auf die Wirtschaftssektoren durch die zusätzlich ausgelösten Investitionen in erneuerbare Heizungen, Speicher und Wärmenetze. Weiter werden in diesem ersten Schritt die veränderten Ausgaben für den Unterhalt der Anlagen und den Energiebedarf berücksichtigt. Nicht berücksichtigt wird, dass die zusätzlichen Investitions- und Unterhaltsausgaben, abzüglich den Energiekosteneinsparungen, auf Kosten anderer Ausgaben gehen.

Diese Gesamtbetrachtung unter Beachtung der Budgetneutralität zeigen wir im folgenden Kapitel.

Nachfolgend zeigen wir auf, welche direkten und indirekten Auswirkungen die zusätzlichen Investitionen in der Transitionsphase 2020 bis 2050 auf die Wirtschaftssektoren haben. Berücksichtigt werden also folgende Effekte:

- **Zusätzliche Investitionsnachfrage:** Die zusätzlichen Investitionen in die Gebäudetechnik, Gebäudehülle, Wärmenetze und Stromspeicher führen zu einer zusätzlichen Nachfrage bei den produzierenden Sektoren. Zu beachten ist, dass die zusätzliche

Investitionsnachfrage durch die heimische Wirtschaft – bspw. die heimische Baubranche – befriedigt wird. Zwar fliesst ein Teil der zusätzlichen Investitionen durch importierte Vorleistungen ins Ausland, wobei hier, anders als beim Import fossiler Ressourcen, vor allem europäische Länder zum Zuge kommen.

- **Veränderte Unterhaltskosten:** Diese Effekte sind auf volkswirtschaftlicher Ebene vergleichsweise gering.
- **Veränderte Energienachfrage:** Es werden weniger fossile Energieträger eingesetzt und damit weniger Energieträger importiert.

AUSWIRKUNGEN DER ZUSÄTZLICHEN INVESTITIONEN AUF DEN BRUTTOPRODUKTIONSWERT

Abbildung 61 und Abbildung 62 zeigen die Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen auf den Bruttoproduktionswert bzw. den Umsatz in den einzelnen Wirtschaftssektoren für die Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz».

In der Transitionsphase führen die zusätzlichen Investitionen – unter Berücksichtigung der veränderten Unterhalts- und Energiekosten – zu einer Umsatzsteigerung für die heimische Wirtschaft von jährlich 1.7 (Szenario

«Vorschriften») bis 1.8 Milliarden Franken (Szenario «Anreiz»). Die zusätzlichen Investitionen führen vor allem für die Baubranche, aber auch für die industriellen, gewerblichen und Dienstleistungs-Vorleister zu einer Umsatzzunahme.

Der Bausektor gehört zu den – absolut betrachtet – grössten Gewinnern der zusätzlichen Investitionsnachfrage. Auch die Zulieferbranchen für die Massnahmen in der Haustechnik und Gebäudehülle profitieren von einer zusätzlichen Nachfrage. Dies sind in erster Linie die Dämmmaterial-, Fenster und Haustechnik herstellenden Industriesektoren, und bei den Dienstleistungen profitieren die Planer- und Haustechnikfirmen. Weiter kann auch die Forstwirtschaft aufgrund der zusätzlichen Nachfrage nach Energieholz von der Dekarbonisierung im Wärmemarkt profitieren.

Zu den Verlierern der Dekarbonisierung zählen die Ölbranche (Raffinerien) und die Erdgasversorger, die mit sinkenden Umsätzen rechnen müssen.

Die Gewinner- und Verlierersektoren sind bei beiden Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» dieselben. Die Unterschiede in den absoluten Werten sind auf den unterschiedlichen Technologiemix der beiden Szenarien zurückzuführen.

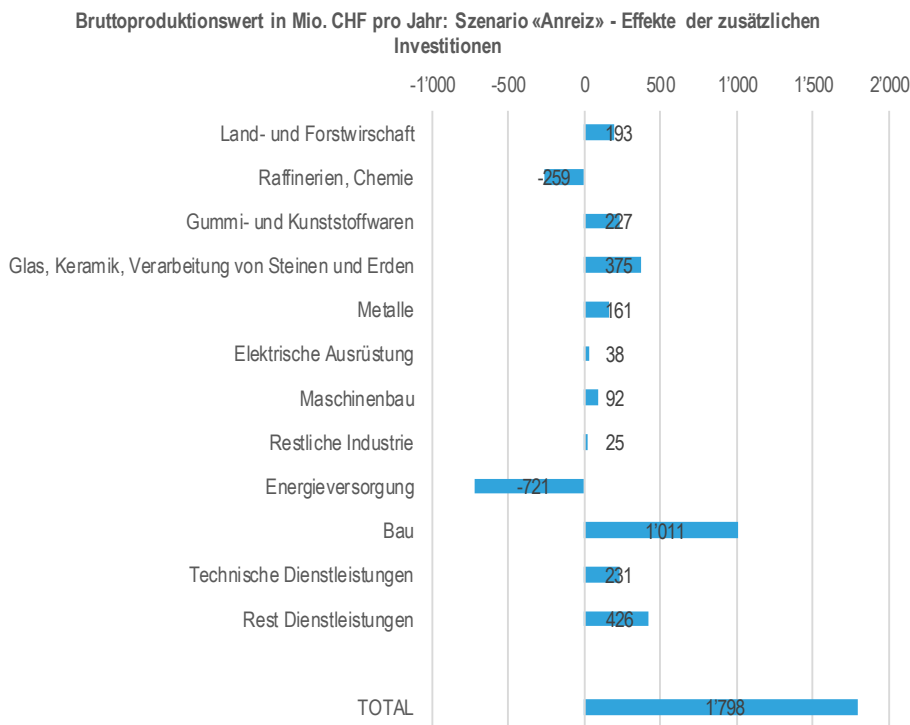


Abbildung 61: Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen des Szenarios «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf den Bruttoproduktionswert (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

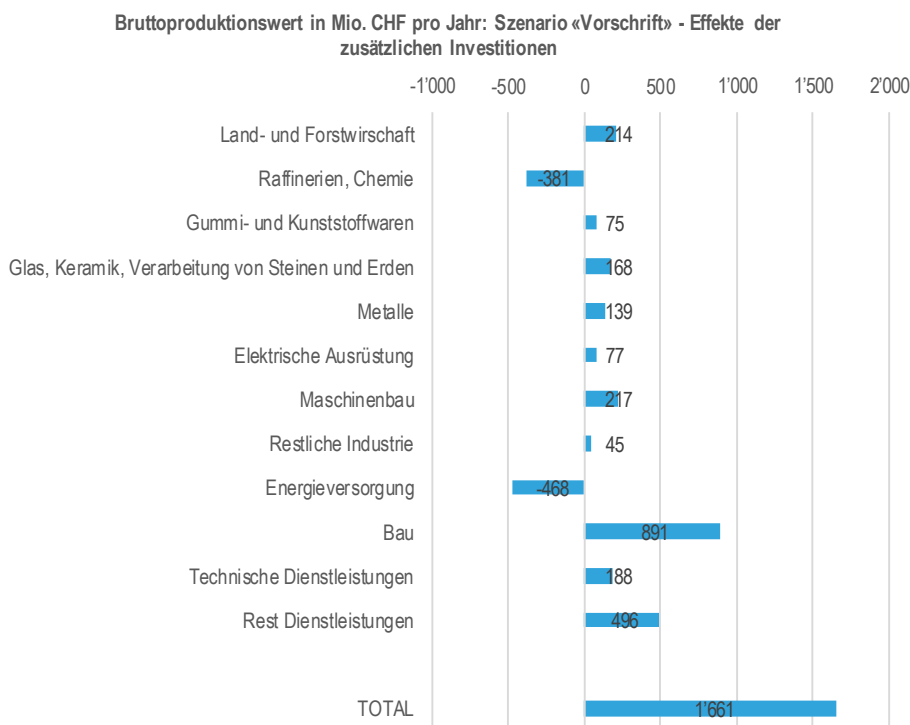


Abbildung 62: Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen des Szenarios «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf den Bruttoproduktionswert (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

AUSWIRKUNGEN DER ZUSÄTZLICHEN INVESTITIONEN AUF DIE WERTSCHÖPFUNG

In der Transitionsphase führen die zusätzlichen Investitionen – unter Berücksichtigung der veränderten Unterhalts- und Energiekosten – zu einer Steigerung der Wertschöpfung für die heimische Wirtschaft von jährlich 0.9 (Szenario «Vorschriften») bis 1.0 Milliarde Franken (Szenario «Anreiz»).

Bei den Auswirkungen auf die einzelnen Wirtschaftssektoren ergibt sich für die Wertschöpfung in Bezug auf die Gewinner- und Verlierer-sektoren ein ähnliches Bild wie beim Brutto-produktionswert (vgl. Abbildung 63 und Abbildung 64).

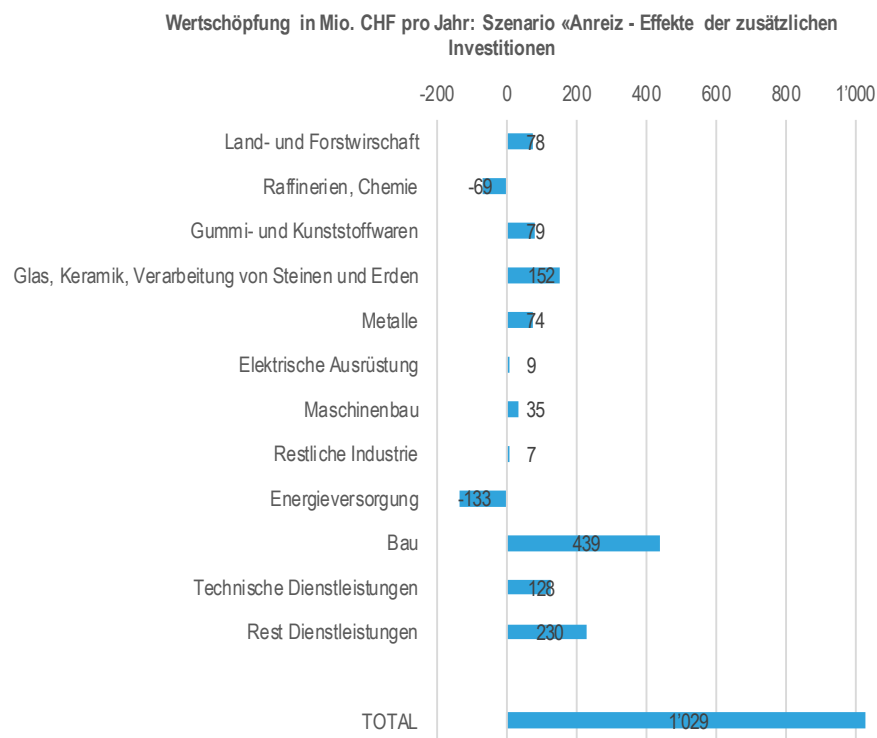


Abbildung 63: Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen des Szenarios «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf die Wertschöpfung (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

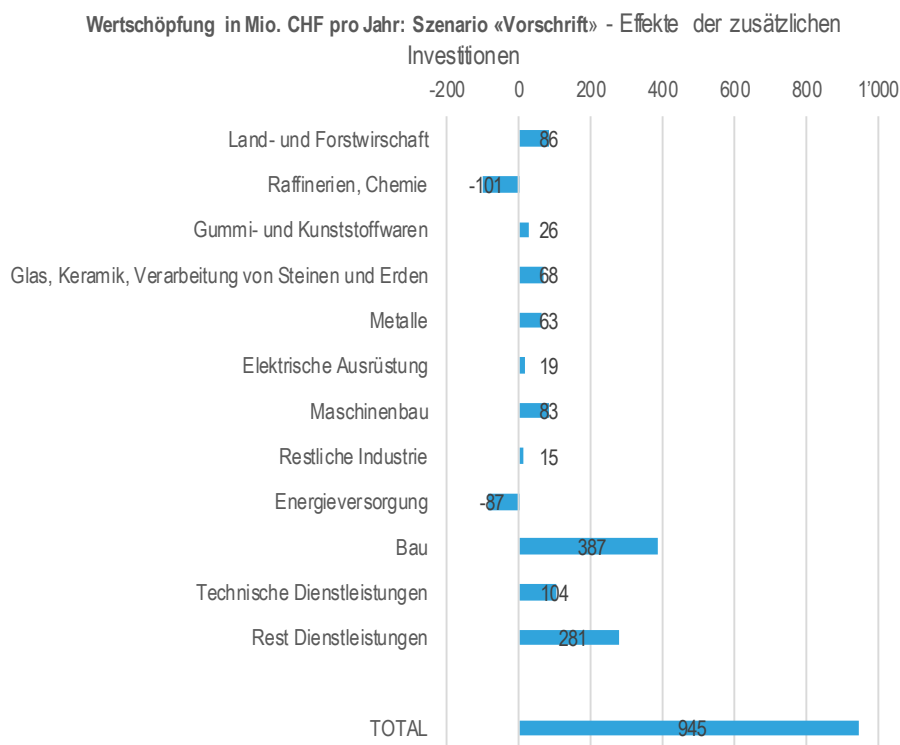


Abbildung 64: Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen des Szenarios «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf die Wertschöpfung (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: EcoPlan, 11.02.2020

AUSWIRKUNGEN DER ZUSÄTZLICHEN INVESTITIONEN AUF DIE BESCHÄFTIGUNG

In der Transitionsphase sichern die zusätzlichen Investitionen – unter Berücksichtigung der veränderten Unterhalts- und Energiekosten – heimische Arbeitsplätze im Umfang von jährlich 9'200 (Szenario «Vorschriften») bis

10'000 Vollzeitäquivalenten (Szenario «Anreiz»).

Auch für die Beschäftigung zeigt sich bezüglich der Auswirkungen auf die einzelnen Gewinner- und Verlierersectoren ein ähnliches Bild wie beim Bruttoproduktionswert (vgl. Abbildung 65 und Abbildung 66).

Vollzeitäquivalente pro Jahr: Szenario «Anreiz» - Effekte der zusätzlichen Investitionen

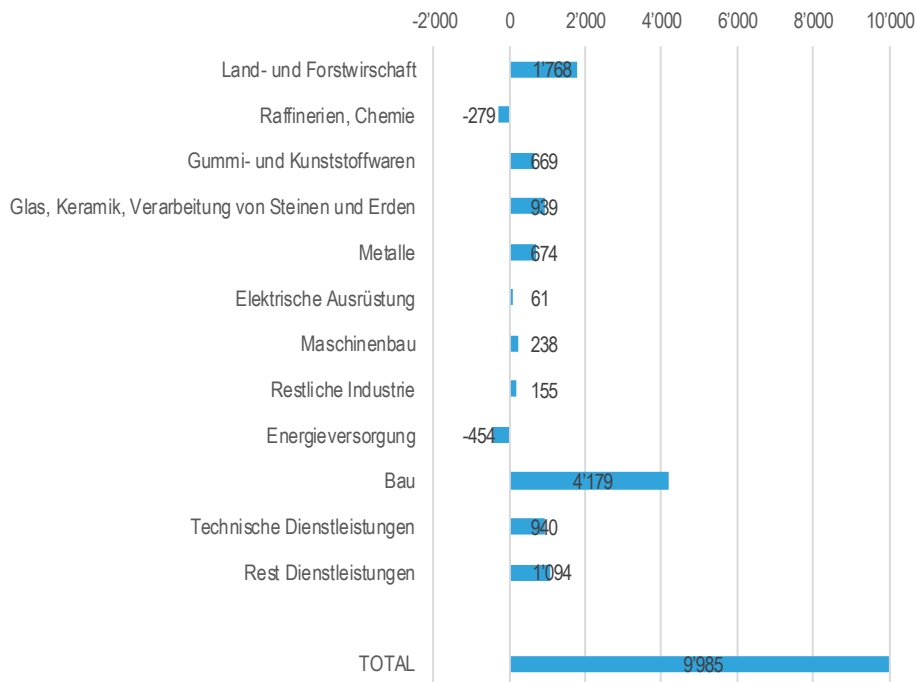


Abbildung 65: Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen des Szenarios «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf die Beschäftigung (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

Vollzeitäquivalente pro Jahr: Szenario «Vorschrift» - Effekte der zusätzlichen Investitionen

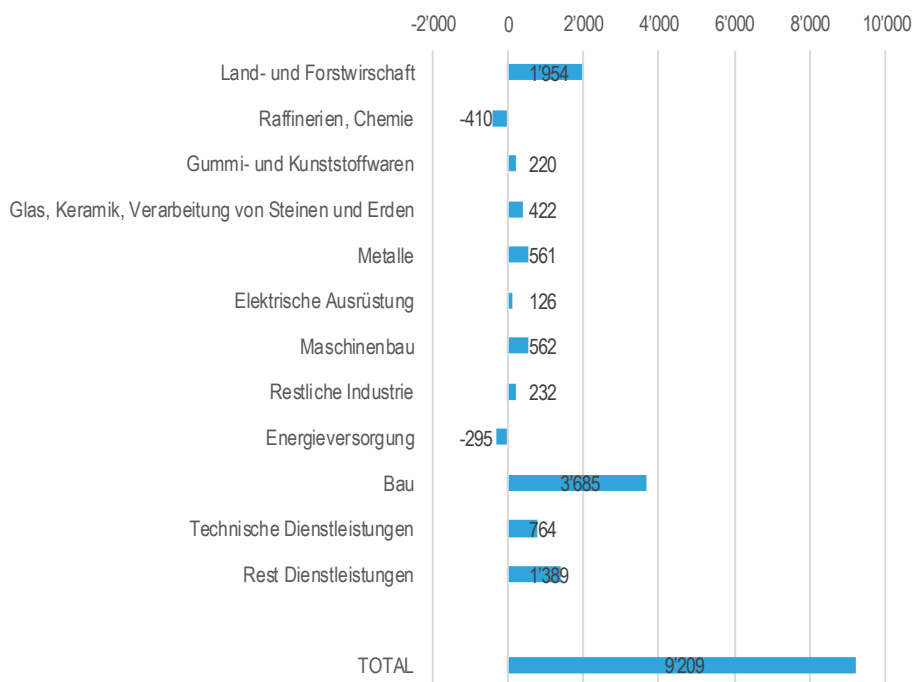


Abbildung 66: Auswirkungen der zusätzlichen Investitionen des Szenarios «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf die Beschäftigung (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

9.6.7 Direkte und indirekte Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren – Gesamteffekte der Dekarbonisierung im Wärmemarkt

Im vorhergehenden Abschnitt haben wir in einem ersten Schritt den Effekt der zusätzlichen Investitionen – unter Berücksichtigung der Veränderung der Unterhalts- und Energiekosten – aufgezeigt. Nachfolgend berücksichtigt wird zusätzlich, dass die zusätzlichen Investitionen auch finanziert werden müssen. Dazu unterstellen wir, dass die zusätzlichen Investitionen auf Kosten anderer Ausgaben, bspw. von Konsumausgaben, gehen, was zu einer sinkenden Nachfrage nach Konsumgütern führt.

GESAMTE AUSWIRKUNGEN AUF DEN BRUTTO-PRODUKTIONSWERT

Abbildung 67 und Abbildung 68 zeigen die Auswirkungen der Dekarbonisierung im Wärmemarkt auf den Bruttoproduktionswert bzw. den Umsatz in den einzelnen Wirtschaftssektoren für die Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz».

Bei der Berechnung der Gesamteffekte der Dekarbonisierung im Wärmemarkt gehen wir von Budgetneutralität für die Haushalte aus. Eine Veränderung des Sparverhaltens wird im Sinne einer Vereinfachung nicht berücksichtigt. Dies bedeutet, dass wenn die Haushalte Mehrausgaben für die Investitionen in die Gebäudehülle oder Haustechnik tätigen, sie dann ihren Konsum in anderen Bereichen anpassen. Das Umgekehrte gilt, wenn die Haushalte Einsparungen bspw. bei den Energiekosten verwirklichen, können sie mehr für den Konsum ausgeben. Da wir alle Mehr- und Minderkosten schlussendlich als Be- oder Entlastung dem Haushaltsbudget verbuchen, verändert sich auch die gesamte direkte Nachfrage nach dem Total aus heimischen und importierten Gütern nicht. In unseren Berechnungen sind also die verzerrenden Wirkungen der Energie- und Klimapolitik auf die Wirtschaft (Standortwettbewerb mit dem Ausland), den Arbeits- und Kapitalmarkt nicht abgebildet. Berücksichtigt man neben den direkten Auswirkungen, welche gemäss Annahmen budgetneutral sind, auch die indirekten Effekte, so ergibt sich insgesamt für die gesamte Schweizer Wirtschaft weiterhin eine ungefähr ausgeglichene Nachfragebilanz.

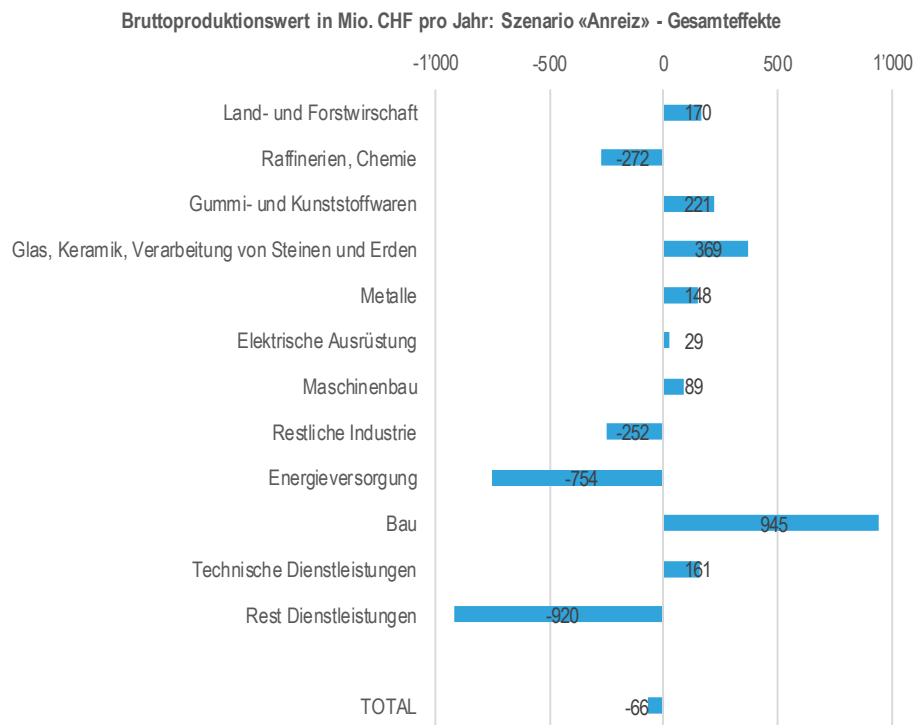


Abbildung 67: Gesamthafte Auswirkungen des Szenarios «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf den Bruttoproduktionswert (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 15.12.2019

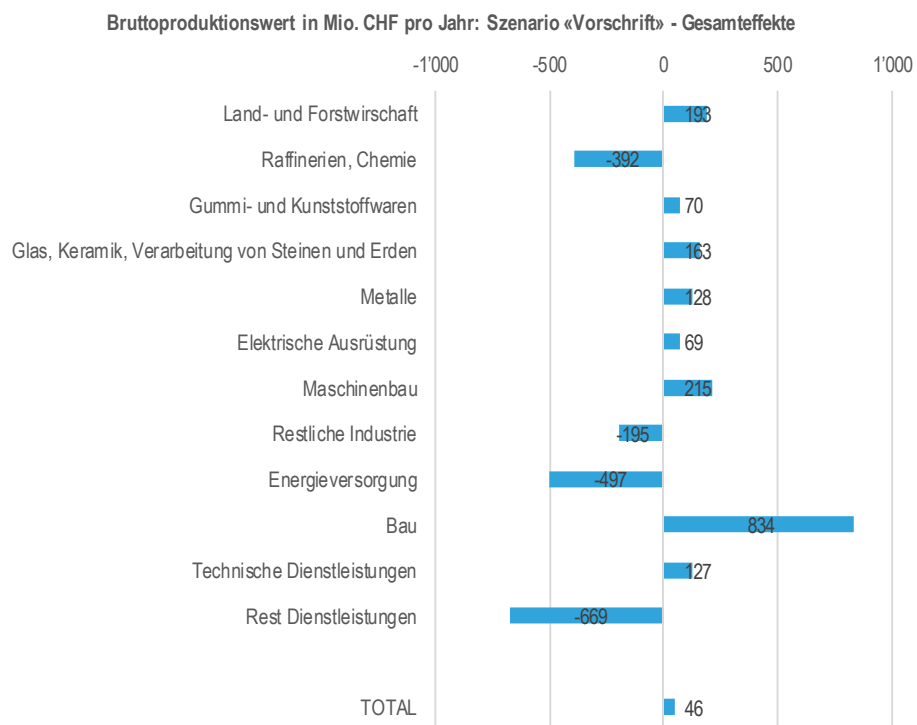


Abbildung 68: Gesamthafte Auswirkungen des Szenarios «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf den Bruttoproduktionswert (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

Auch unter Annahme von Budgetneutralität gehört der Bausektor zu den – absolut betrachtet – grössten Gewinnern der Dekarbonisierung im Wärmemarkt. Auch die Zulieferbranchen für die Massnahmen in der Haustechnik und Gebäudehülle profitieren insgesamt von einer zusätzlichen Nachfrage.

Mit Nachfrageeinbussen müssen die Ölbranche (Raffinerien) und die Erdgasversorger rechnen. Der Rückgang des privaten Konsums trifft führt insgesamt zu einem Rückgang bei der restlichen Industrie- und Dienstleistungsbranchen.

Die Gewinner- und Verlierersectoren sind bei beiden Szenarien «Anreiz» und «Vorschriften» dieselben. Die Unterschiede in den absoluten Werten sind auf den unterschiedlichen Technologiemix der beiden Szenarien zurückzuführen.

GESAMTE AUSWIRKUNGEN AUF DIE BESCHÄFTIGUNG

Die Anzahl Beschäftigten nimmt in beiden Szenarien insgesamt um knapp 4000 Vollzeit-äquivalente zu. Da die Wertschöpfung nur leicht zunimmt (vgl. obige Ausführungen), ist der Zugesinn an Arbeitsplätzen vor allem auf eine Verschiebung von produktiveren Arbeitsplätzen mit einer höheren Entlohnung zu tendenziell leicht weniger produktiven Arbeitsplätzen in Wirtschaftssektoren mit einer tieferen Entlohnung (bspw. Baubranche) zurückzuführen.

Auch für die Beschäftigung zeigt sich bezüglich der Auswirkungen auf die einzelnen Gewinner- und Verlierersectoren ein ähnliches Bild wie beim Bruttoproduktionswert (vgl. Abbildung 69 und Abbildung 70).

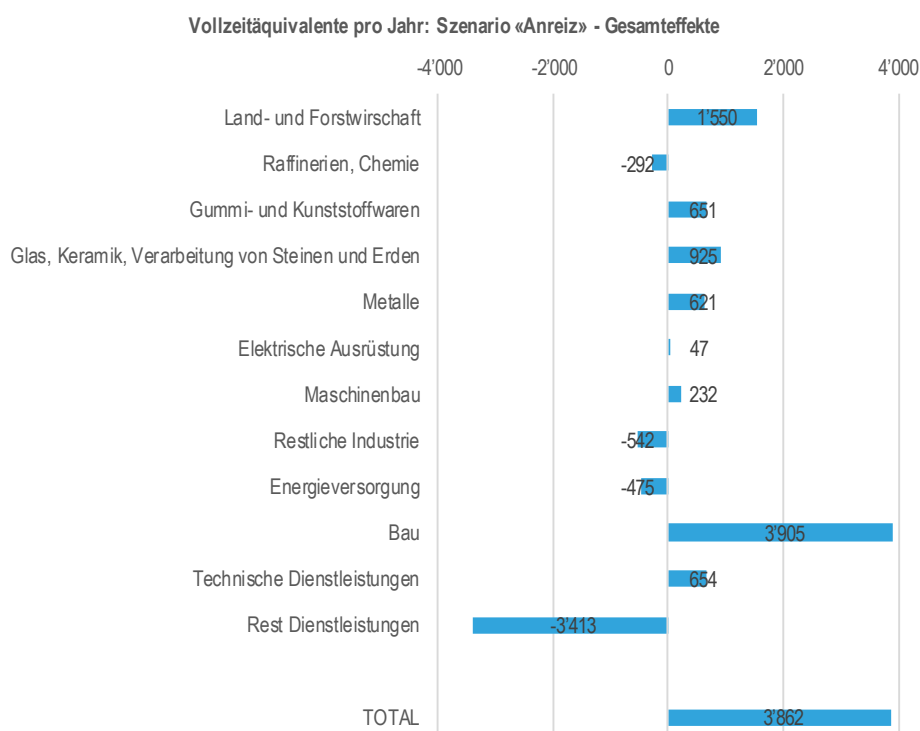


Abbildung 69: Gesamthafte Auswirkungen des Szenarios «Anreiz» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf die Beschäftigung (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

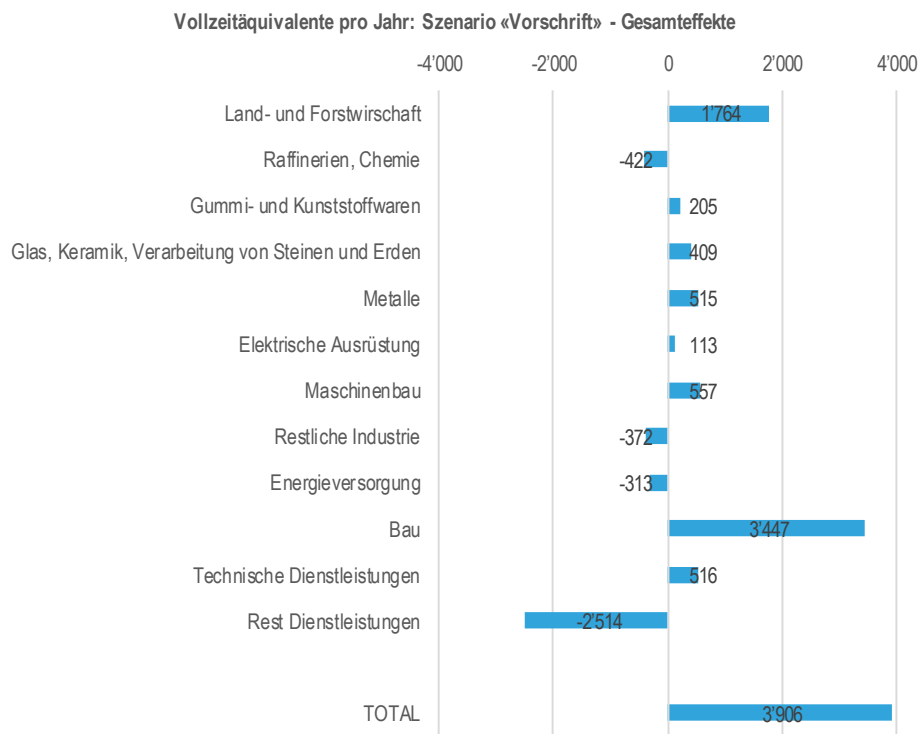


Abbildung 70: Gesamthafte Auswirkungen des Szenarios «Vorschriften» im Vergleich zum Szenario «Referenz» auf die Beschäftigung (Jahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2050)

Quelle: Ecoplan, 11.02.2020

TEP Energy GmbH – Unabhängig, fundiert, visionär

Wir von TEP sind unabhängige Energiespezialisten. Mit unseren Modellen, Tools und Studien machen wir Sie bereit für die Energiezukunft. Wir forschen und beraten zu Themen der Energienachfrage, Energieeffizienz und Klimawandel. Technologische, wirtschaftliche und umsetzungspolitische Aspekte stehen dabei im Fokus. Entsprechend steht TEP für Technology, Economics und Policy.

Ecoplan AG – Geht der Sache auf den Grund

Wir sind ein wirtschaftlich und politisch unabhängiges Beratungs- und Forschungsbüro mit Niederlassungen in Bern und Altdorf. Ecoplan wurde 1988 gegründet und ist eine Aktiengesellschaft im Besitz der Partner. Wir forschen und beraten zu Themen in den Bereichen Energie und Umwelt, Verkehr, Wirtschaft, Gesellschaft, Gesundheit, Bildung und Verkehr.