Vol. 17, No. 3, 2022

akademien der wissenschaften schweiz

swiss academies reports

akademien-schweiz.ch

Schweizer Energiesystem 2050: Wege zu netto null CO_2 und Versorgungssicherheit

Grundlagenbericht

IMPRESSUM

HERAUSGEBERIN UND KONTAKT
Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+)
Erweiterte Energiekommission
Haus der Akademien • Laupenstrasse 7 • Postfach • 3001 Bern • Schweiz
+41 31 306 93 52 • urs.neu@scnat.ch • energie.akademien-schweiz.ch

ZITIERVORSCHLAG
Boulouchos K, Neu U et al. (2022) Schweizer Energiesystem 2050: Wege zu netto null CO_2 und Versorgungssicherheit. Grundlagenbericht. Swiss Academies Reports 17 (3)

AUTOREN UND AUTORINNEN
Konstantinos Boulouchos, ETH ZÜrich • Urs Neu, ProClim (SCNAT) • Andrea Baranzini, HEG Genève, HES-SO • Oliver Kröcher, Paul Scherrer Institut • Jochen Markard, ETH Zürich • Nicole Mathys, Bundesamt für Raumentwicklung ARE • Joëlle Noailly, Geneva Graduate Institute • Jörg Roth, Paul-Scherrer Institut • Jean-Louis Scartezzini, EPF Lausanne • Rolf Schmitz, Bundesamt für Energie • René Schwarzenbach, SCNAT • Michael Stauffacher, ETH Zürich • Evelina Trutnevyte, Universität Genf

BEITRAGENDE UND REVIEW
Christian Bach, EMPA • Christian Bauer, Paul Scherrer Institut • Robert Boes, ETH Zürich • Luca Castiglioni, Bundesamt für Energie • Matthias Galus, Bundesamt für Energie • Stefanie Hellweg, ETH Zürich • Christian Holzner, SATW • Gabriela Hug, ETH Zürich • Karin Ingold, Universität Bern • Sascha Ismail, Forum Biodiversität (SCNAT) • Magdalena Klotz, ETH Zürich • Urs-Peter Menti, Hochschule Luzern • Nicolas Noiray, ETH Zürich • Stefan Oberholzer, Bundesamt für Energie • Mario Paolone, EPF Lausanne • Giacomo Pareschi, ETH Zürich • Peter Richner, EMPA • Marlyne Sahakian, University of Geneva • Giovanni Sansavini, ETH Zürich • Christian Schaffner, ETH Zürich • Isabelle Stadelmann, Universität Bern • Matthias Sulzer, EMPA • Philippe Thalmann, EPF Lausanne • Andrea Vezzini, Berner Fachhochschule • Maja Wiprächtiger, ETH Zürich • Jörg Worlitschek, Hochschule Luzern

WISSENSCHAFTLICHE MITARBEIT
Patricia Ricklin, SCNAT

REDAKTION
Urs Neu, SCNAT

ÜBERSETZUNG
Urs Neu, SCNAT

LAYOUT
Olivia Zwygart, SCNAT

INFOGRAFIKEN
aplus caruso gmbh

TITELBILD
Gion Huonder/Movemedia GmbH

Die Erarbeitung dieses Reports beinhaltete die Erstellung von Konzept/Storyline, erste Kapitelentwürfe durch die Kommission und externe Expertinnen und Experten, einen ersten Entwurf des Gesamttextes, mehrmalige Überarbeitungen des Entwurfs, die Begutachtung durch rund 30 externe Fachexpertinnen und -experten, Diskussionen mit den Begutachtenden, die Einarbeitung und Umsetzung der Rückmeldungen, einen letzten Review durch die Kommission und die Finalisierung.

1. Auflage, 2022

Dieser Report kann heruntergeladen werden unter
energie.akademien-schweiz.ch/publikationen/factsheets-und-reports

ISSN (online) 2297–1572

DOI: doi.org/10.5281/zenodo.6967077

CC BY NC ND

Mit dieser Publikation leisten die Akademien der Wissenschaften einen Beitrag zu den SDGs 7, 12 und 13.
> un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals
> eda.admin.ch/agenda2030/de/home/agenda-2030/die-17-ziele-fuer-eine-nachhaltige-entwicklung.html

Schweizer Energiesystem 2050: Wege zu netto null CO_2 und Versorgungssicherheit

Grundlagenbericht

Inhalt

1 Kontext und (grosse) Herausforderung ... 3

2 Überblick über das Schweizer Energiesystem ... 6

3 Das 5E-Konzept zur Erreichung des Netto-Null-Ziels im Jahr 2050 ... 8

4 Bewertung der einzelnen Energiesektoren ... 10
4.1 Wohngebäude ... 11
4.2 Industrie und Dienstleistungen ... 13
4.3 Verkehr/Mobilität ... 14
4.4 Elektrizitätssektor ... 16

5 Verteilnetze für Wärme, Strom und Brennstoffe ... 23

6 Energiespeicherung ... 25

7 Sektorkopplung ... 28

8 Negative Emissionsoptionen ... 34

9 Materialkreisläufe schliessen ... 37

10 Digitalisierung ... 38

11 Systemwandel und Übergangspfade ... 39

12 Politikoptionen ... 42

13 Schlussfolgerungen und Empfehlungen ... 47

Referenzen ... 50

Anhang: Vergleichende Überlegungen zu aktuellen Studien über die Zukunft des Energiesystems ... 54

Appendix: «Back-of-the-Envelope»-Schätzungen ... 58

Abkürzungsverzeichnis ... 62

1 Kontext und (grosse) Herausforderung

Dieser Bericht zielt darauf ab, Pfade zu bewerten und Empfehlungen für die Transformation des Schweizer Energiesystems zu formulieren, die notwendig sind, um das vom Bundesrat festgelegte Ziel von netto null Treibhausgasemissionen (THG) bis 2050 (BFE 2017a) unter Berücksichtigung des Pariser Klimaabkommens zu erreichen. Wir untersuchen die Rolle und die Auswirkungen des nationalen Energiesystems, definieren die wichtigsten zukünftigen Herausforderungen und formulieren eine ganzheitliche Strategie, um diese zu bewältigen.

Nach jüngsten Schätzungen des IPCC (2018) erfordert die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C mit einer Wahrscheinlichkeit von 66% eine Reduktion der globalen CO_2-Emissionen um 40 bis 60% bis 2030 im Vergleich zu 2010 und das Erreichen von Netto-Null-Emissionen zwischen 2040 und 2055. In Übereinstimmung mit diesen Empfehlungen hat der Schweizer Bundesrat beschlossen, das quantitative Ziel auf Netto-Null-THG-Emissionen[1] im Land bis 2050 zu erweitern (Schweizer Bundesrat 2019). Dies ist ein sehr ehrgeiziges Ziel, zumal auch andere Anforderungen an das Energiesystem – unter anderem die Sicherheit der Energieversorgung zu allen Jahreszeiten, bezahlbare Energie und ein fairer Zugang zu Energiedienstleistungen für eine wettbewerbsfähige nationale Industrie – erfüllt werden müssen.

Es ist wichtig, darauf hinzuweisen, dass eine Klimapolitik, die das Netto-Null-Ziel für Treibhausgasemissionen erreichen will, eine grundlegend andere Aufgabe ist als die bisherige Schweizer Klimapolitik, die nur eine Emissionsreduktion von 80 oder 95% anstrebte. Das liegt vor allem daran, dass die letzten 10 bis 20% der Reduktion die bei weitem grösste technische, wirtschaftliche, gesellschaftliche und politische Herausforderung darstellen (zum Beispiel in Bezug auf den Luftverkehr, die Schifffahrt und die industriellen Prozesse). Der Luftverkehr ist in der Schweiz für rund 13% der CO_2-Emissionen verantwortlich und nur CO_2-arme Treibstoffe können zu seiner Dekarbonisierung führen. Die Bereitstellung solcher Treibstoffe in grösserem Umfang erfordert eine neue, gross angelegte Infrastruktur mit den damit verbundenen Investitionen und die Kommerzialisierung von Technologien mit niedrigem technischem Bereitschaftsgrad (TRL). Es ist daher nicht möglich, die bisherige Klimapolitik einfach im Sinne von «mehr vom Gleichen» zu erweitern, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen.

Zusätzlich zu den notwendigen transformativen Klimamassnahmen (siehe Kapitel 3), wie sie bisher betrachtet wurden, bedeutet das Netto-Null-THG-Ziel einen Wechsel von einem «kohlenstoffarmen» zu einem «kohlenstofffreien» System – oder sogar einem «unter Null»-System mit zwei zusätzlichen wichtigen Elementen:

1. Entwicklung von Massnahmen, einschliesslich technologischer Innovationen, zur Verringerung und Beseitigung der technisch am schwierigsten und kostspieligsten zu vermeidenden Emissionen, zum Beispiel Emissionen aus dem Luftverkehr oder der Zementindustrie.
2. Entwicklung von Massnahmen, einschliesslich technologischer Innovation und Lösung von (internationalen) Governance-Fragen, zur Entfernung von CO_2 aus der Atmosphäre und zu dessen sicherem Transport und Lagerung («negative Emissionstechnologien» NET), um die Klimaauswirkungen von Emissionen zu kompensieren, die nicht oder nur zu sehr hohen Kosten vermieden werden können. Gleichzeitig sollte der Energiesektor selbst darauf abzielen, die Emissionen auf Null zu reduzieren, ohne oder mit sehr geringem Ausgleich durch NET.

Neben der Beschleunigung der derzeitigen Energiewende müssen beide Aufgaben sofort in Angriff genommen werden, denn sie gehören zu den schwierigsten und stehen erst am Anfang ihrer Entwicklung.

Es gibt noch einige andere spezifische Aspekte, die berücksichtigt werden müssen:

- Der Übergang wird nicht ohne eine Änderung der Verbrauchsmuster möglich sein, das heisst eine geringere Nachfrage nach Dienstleistungen und Produkten (oft als «Suffizienz» bezeichnet), die den Einsatz von Energie in der einen oder anderen Form voraussetzt. Dies könnte ein grundlegendes Überdenken unserer Lebensweise und der Art und Weise, wie wir Gesellschaften organisieren, erfordern.
- Die gesamte Produktionskette (einschliesslich der Herstellung und des Aufbaus von Energieinfrastrukturen) muss auf erneuerbaren Energien basieren, einschliesslich NET und Netzinfrastrukturen.
- Die Versorgungssicherheit im zukünftigen Schweizer Energiesystem hat in letzter Zeit viel Aufmerksamkeit erhalten, unter anderem aufgrund geopolitischer Risiken. Dies wird bis zu einem gewissen Grad im Rahmen der Sektorkopplung behandelt (siehe Kapitel 7).

Diesem Bericht liegen die folgenden Abgrenzungen zugrunde:

1. Obwohl wir uns vieler anderer Nachhaltiger Entwicklungsziele (SDGs), die für die Schweiz wichtig sind (BAFU 2018), sowie der Anpassungsherausforderungen bewusst sind, konzentrieren wir uns hier auf die Minderung des Klimawandels, da wir dies als die wichtigste Herausforderung für das Energiesystem betrachten. Mögliche Synergien oder Trade-offs und Konflikte mit anderen SDGs werden gegebenenfalls er-

1 Netto null bedeutet, dass die verbleibenden Emissionen durch den Entzug der entsprechenden CO_2-Menge aus der Atmosphäre durch natürliche oder technische Lösungen kompensiert werden müssen.

wähnt, aber nicht quantitativ untersucht. Einige verwandte Themen werden in der SRI-Forschungsagenda der Akademien (Wuelser et al. 2020) diskutiert.

2. Wir nehmen das Pariser Abkommen der UNO-Klimakonvention und den Beschluss des Bundesrates, die CO_2- bzw. Treibhausgasemissionen bis 2050 auf netto null zu reduzieren, als Hauptziel.
3. Da mehr als 98 Prozent der inländischen THG-Emissionen des Energiesystems aus CO_2 bestehen, konzentrieren wir uns auf CO_2 und gehen nicht auf Nicht-CO_2-THG ein. Wir beziehen jedoch die CO_2-Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr mit ein (obwohl sie derzeit nicht im Pariser Abkommen enthalten sind), da wir diese für die Schweiz auf der Grundlage der Treibstoffstatistik des Bundesamts für Energie zuordnen können und sie im THG-Inventar[2] offengelegt werden.
4. Während wir die Vor- und Nachteile verschiedener Technologien aus verschiedenen Blickwinkeln betrachten, berücksichtigen wir die Einschränkungen, die sich aus den Ergebnissen der jüngsten öffentlichen Abstimmungen ergeben, wie zum Beispiel die Energiestrategie 2050 (BFE 2017a) oder die Ablehnung des CO_2-Gesetzes.
5. Wir sind uns der grossen Menge importierter «grauer Emissionen» bewusst, die durch die Produktion von Konsumgütern im Ausland verursacht werden (siehe **Abb. 2** unten), aber wir konzentrieren uns hier hauptsächlich auf inländische Emissionen, in Übereinstimmung mit dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC). Die Hauptgründe dafür sind unter anderem, dass es schwierig ist, die Verantwortung zwischen Verbrauchern und Herstellern richtig zuzuordnen, und dass es sehr schwierig ist, Produktionsprozesse in anderen Ländern zu beeinflussen. Was die Energieversorgung anbelangt, so werden mit dem Ersatz fossiler Brennstoffe die entsprechenden grauen Emissionen (aus der Öl- und Gasproduktion und dem Transport) wegfallen, und im Falle des Imports erneuerbarer Energien, einschliesslich synthetischer Brennstoffe, werden die entsprechenden grauen Emissionen zunehmen, allerdings in einem viel geringeren Ausmass als der Rückgang durch weniger fossile Brennstoffe (der Importanteil wird geringer sein als der derzeitige Anteil fossiler Energie). Andererseits hat die Schweiz die Möglichkeit, durch ihren grossen Finanzsektor und die entsprechenden weltweiten Investitionen oder als Handelsplatz für Agrarrohstoffe Einfluss auf internationale Klimaschutzmassnahmen zu nehmen, was in diesem Papier jedoch nicht behandelt wird.

Historisch gesehen hat das rasche Wirtschaftswachstum im letzten Jahrhundert und die damit verbundene Expansion der Energiewirtschaft zu einem steilen Anstieg der Umweltbelastungen in den Industrieländern geführt, gefolgt von einer Periode, in der Wissen, Kapital und gesellschaftliches Bewusstsein und umgesetzte politische Massnahmen sowie die zunehmende Bedeutung des Dienstleistungssektors zu einem langsameren Anstieg und in einigen Fällen zu einer Art Stagnation dieser Belastungen führen. Diese Entwicklung führt zunächst zu einem typischen «**S-förmigen**» Verlauf des Energieverbrauchs pro Kopf im Zeitablauf – und

2 Neben CO_2 enthalten die Emissionen des Luftverkehrs auch kurzlebige klimawirksame Substanzen. Der zusätzliche Antrieb durch Nicht-CO_2-Emissionen hängt u. a. von der Veränderung der Emissionsrate des Luftverkehrs in den vorangegangenen Jahren ab und könnte im Falle sinkender Emissionsraten in der Zukunft auch negativ sein. Angesichts des Anstiegs der Luftverkehrsemissionen in den letzten 10–20 Jahren wird der Nicht-CO_2-Antrieb derzeit auf etwa das Doppelte des CO_2-Antriebs geschätzt (Lee et al. 2021, Neu 2021).

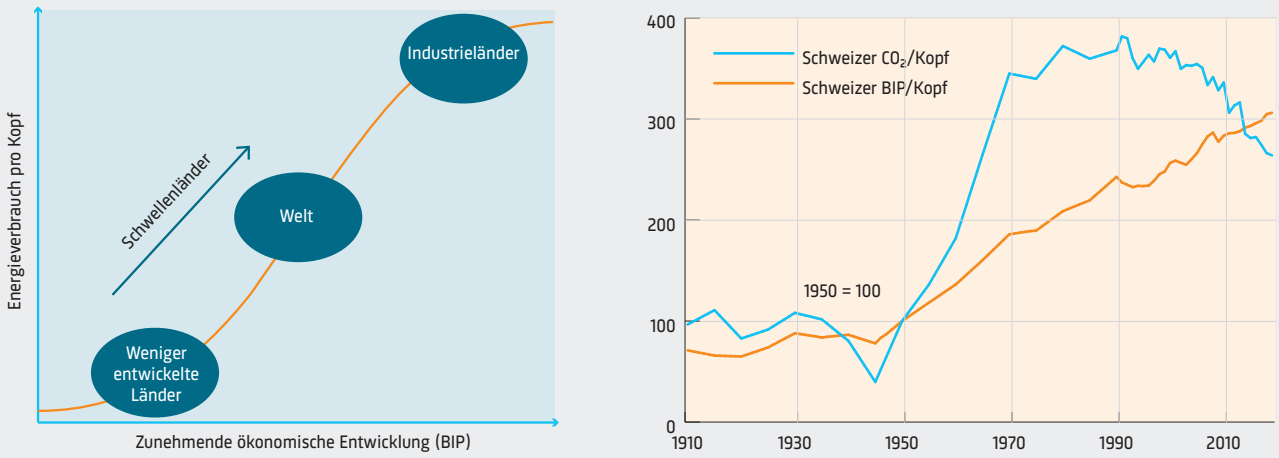


Abb. 1: Links: Qualitative S-förmige Entwicklung der Energienachfrage pro Kopf in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung (approximiert durch das Bruttoinlandprodukt pro Kopf, BIP/Kopf) Die Position verschiedener Länder-/Volkswirtschaftsgruppen ist in der Grafik indikativ dargestellt. Wohlhabende Länder zeigen bereits eine Stagnation der Endenergienachfrage pro Kopf und eine Entkopplung von Wirtschaftswachstum (BIP pro Kopf) und inländischer Energienachfrage.
Rechts: Jährliche Entwicklung der CO_2-Emissionen und des Pro-Kopf-BIP in der Schweiz, beide normiert auf 100 im Jahr 1950 (als das reale BIP 28 200 CHF/Kopf und die CO_2-Emissionen 1,77 tCO_2/Kopf betrugen): CO_2/Kopf weist ebenfalls eine Art S-förmige Kurve auf, während der Anstieg des BIP/Kopf nahezu linear mit der Zeit verläuft.[3] (Quellen: BAFU 2022a, BFS 2021)

3 Alle energiebezogenen CO_2-Emissionen, einschliesslich des internationalen Luftverkehrs. Es wurden nur die inländischen CO_2-Emissionen und die Energienachfrage berücksichtigt; die Frage des importierten CO_2 und der grauen Energie wird im Text erörtert.

damit auch der entsprechenden CO_2-Emissionen. Wie **Abbildung 1** zeigt, hat die Schweiz das Ende des «S» erreicht und der Energieverbrauch ist seit kurzem leicht rückläufig, während sich die Welt als Ganzes derzeit an der steilsten Stelle befindet und zu erwarten ist, dass die Entwicklung ähnlich wie in den hoch entwickelten Volkswirtschaften verlaufen wird, wenn auf globaler Ebene keine schnellen und konkreten Massnahmen ergriffen werden. Es liegt auf der Hand, dass es für Länder, die sich noch auf dem ansteigenden Teil der Kurve befinden und deren Energienachfrage stark ansteigt (insbesondere Entwicklungsländer), viel schwieriger ist, die Emissionen zu reduzieren als für Länder, die ihre Energienachfrage stabilisiert haben.

Aus globaler Sicht profitierte die Schweiz von einer grossen technologischen und wirtschaftlichen Expansion, die auf der Verbrennung billiger fossiler Brennstoffe basierte, während die Entwicklungsländer für ihre eigene wirtschaftliche Expansion nicht denselben Weg einschlagen sollten. Aus ethischer Sicht sollte die Schweiz aufgrund ihrer historischen Verantwortung und ihrer Wirtschaftskraft bei ihren Reduktionszielen ehrgeiziger sein als nicht industrialisierte Länder und mit ihr-er sehr guten wirtschaftlichen Lage und ihrem technologischen Innovationspotenzial eine führende Rolle übernehmen und die Klimaschutzmassnahmen armer Länder finanziell und technologisch unterstützen, wie es im Pariser Abkommen als Verpflichtung der Industrieländer vorgesehen ist.

Während der Gesamtenergieverbrauch in der Schweiz trotz anhaltendem Bevölkerungs- und BIP-Wachstum zu sinken begonnen hat (siehe Kasten 1), ist darauf hinzuweisen, dass ein beträchtlicher Teil der «importierten» CO_2-Emissionen (nicht-inländische oder so genannte «graue» Emissionen) durch die Produktion importierter Güter und Dienstleistungen verursacht wird. Diese Emissionen haben langfristig nicht abgenommen und sind heute fast doppelt so hoch wie die Emissionen im Inland (vgl. **Abb. 2**) (BFS 2022). Nur beim Verkehr und beim Wohnen sind die grauen Emissionen nicht viel höher als die Emissionen im Land selbst.

Von den grauen Emissionen stammen rund 25% aus Energieträgern (Frischknecht et al. 2018). Diese werden mit dem Ausstieg aus den fossilen Energieträgern abnehmen. Die übrigen grauen Emissionen sind von der Schweiz schwer zu beeinflussen, abgesehen von einer Änderung des Konsumverhaltens (längere Nutzung von Produkten; Bevorzugung lokaler Güter) oder teilweise durch internationale Beschaffung.

Andererseits können Finanzinvestitionen in ausländische Vermögenswerte durch Schweizer Institutionen (einschliesslich Energieunternehmen) oder in der Schweiz ansässige Firmen zu einer grossen Menge weiterer Emissionen führen. Diese Investitionen stellen einen beträchtlichen Hebel dar, um die Emissionen im Ausland zu beeinflussen (wenn auch vielleicht nicht direkt die, die unsere grauen Emissionen verursachen). Das entsprechende Bewusstsein, zum Beispiel im Bankensektor, scheint jedoch in letzter Zeit gewachsen zu sein.

Kasten 1: Entwicklung der Schlüsselindikatoren in der Schweiz

Zwischen 1990 und 2019 in der Schweiz:

- Die Bevölkerung ist um 27% und das BIP um 56% gestiegen (BFS 2021).
- Der Endenergieverbrauch ist in den letzten 30 Jahren im Wesentlichen stabil geblieben (zwischen 225 und 250 TWh/a) (BFE 2020b).
- Die CO_2-Emissionen sind um etwa 15% gesunken (BAFU 2022a).
- Die SOx-, NOx- und Feinstaubkonzentrationen sind um 90% bzw. 60–70 % zurückgegangen, das heisst die Schadstoffkonzentrationen in der Atmosphäre sind von einem ausgeprägten Spitzenwert um 1980 auf Werte zurückgegangen, die heute mit denen der 1950er Jahre vergleichbar oder niedriger sind (BAFU 2021b).

Die Nutzung neuer erneuerbarer Technologien, insbesondere der Photovoltaik, hat sich seit 2010 beschleunigt und erreicht im Jahr 2020 4,7 TWh_{el} (BFE 2020b), obwohl ihr Beitrag immer noch weniger als ein Zehntel des gesamten Strombedarfs ausmacht.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die industrielle Produktion und die entsprechenden Emissionen – bei zahlreichen Produkten wie zum Beispiel Autos schon immer – hauptsächlich im Ausland anfallen und der (vor der Corona-Krise) am stärksten wachsende Sektor, der internationale Luft- und Schiffsverkehr, nicht berücksichtigt ist.

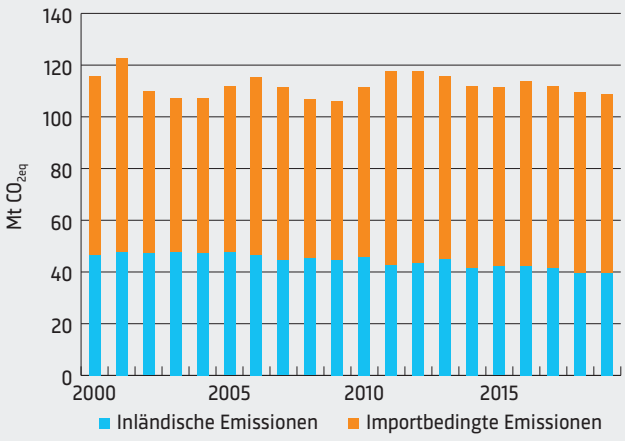


Abb. 2: Treibhausgas-Fussabdruck der Schweiz aufgrund der Schweizer Endverbrauchernachfrage: Zeitliche Entwicklung der Schweizer CO_2-Emissionen, verursacht durch Emissionen in der Schweiz (blau) einerseits und durch Emissionen aufgrund der Produktion von in die Schweiz importierten Gütern (orange). (BFS 2022)

2 Überblick über das Schweizer Energiesystem

Das Energiesystem ist mit der natürlichen Welt und der Anthroposphäre vernetzt. Es nutzt Material- und Primärenergieströme aus der Umwelt und stellt über eine Kaskade von Umwandlungsschritten Energiedienstleistungen bereit, die für das Wohlergehen der menschlichen Gesellschaft von grosser Bedeutung sind. Gleichzeitig erzeugt sie Abfälle und Schadstoffe, die sich negativ auf die Umwelt auswirken. **Abbildung 3** zeigt die Hauptkomponenten des Schweizer Energiesystems, eingebettet zwischen dem sozioökonomischen System und der Umwelt. Hinzu kommt ein nicht zu vernachlässigender Einfluss der technischen und sozioökonomischen Entwicklung im Ausland.

Das Energiesystem umfasst verschiedene Endverbrauchssektoren, die wirtschaftlich sehr wichtige Energiedienstleistungen erbringen. Die Bereitstellung von Nutzenergie in diesen Sektoren erfolgt über eine Kaskade von Umwandlungsschritten von einer Vielzahl von Primärenergiequellen zu Sekundär- und Endenergie. Auf mehreren Stufen dieser Umwandlung sind Verteilnetze und Speicher entscheidend für die Sicherstellung der zeitlichen und räumlichen Verfügbarkeit der entsprechenden Energieträger für die verschiedenen Anwendungen. An dieser Kaskade sind eine Reihe verschiedener Akteure beteiligt, die alle eine besondere Rolle bei der Umwandlung des Systems spielen (siehe **Abbildung 4**): Erzeuger, Einzelhändlerinnen und Verbraucher sowie die Politik bestimmen die Marktpreise und Produktspezifikationen durch vielfältige Wechselwirkungen wie das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Technologische Innovationen

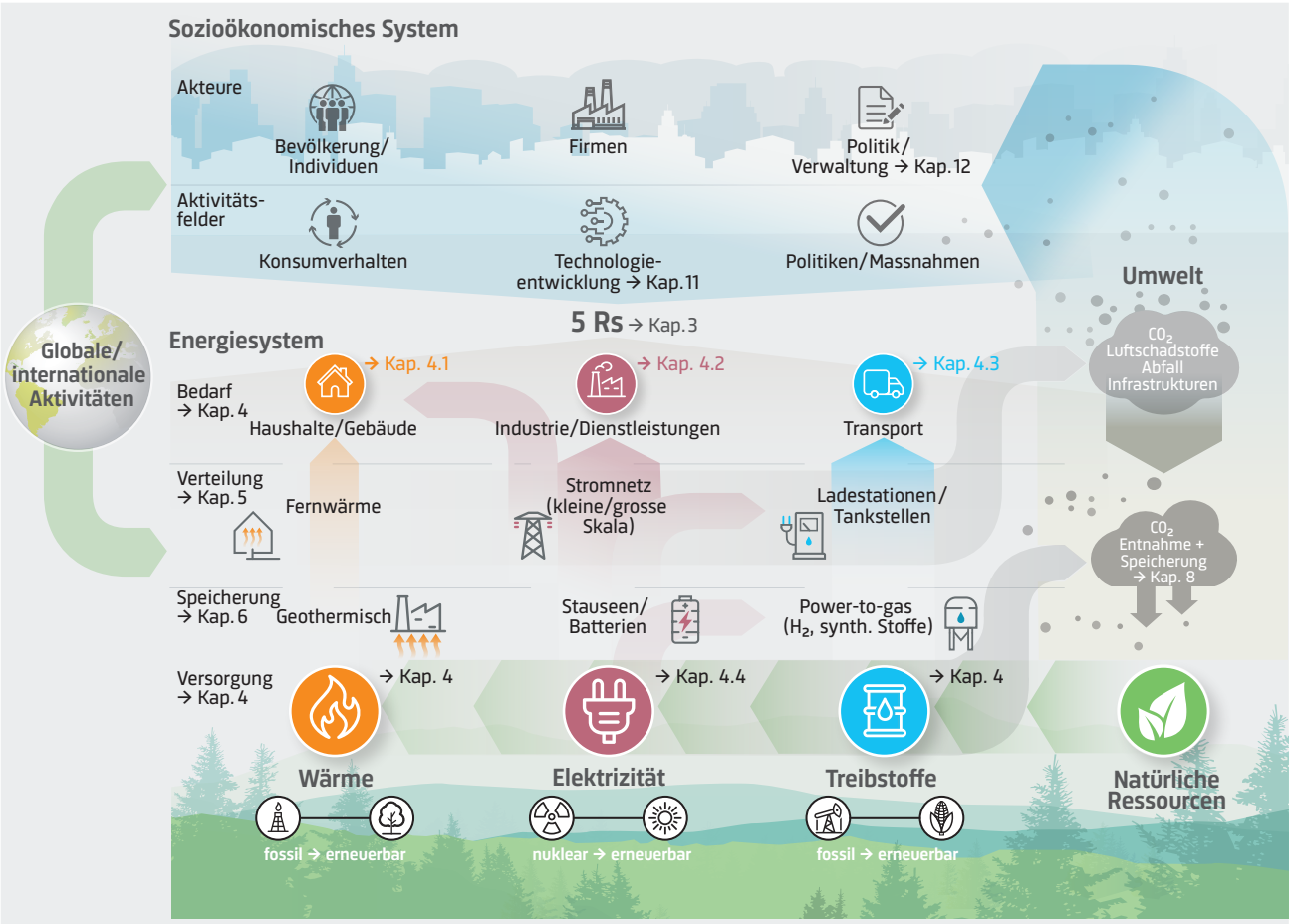


Abb. 3: Überblick über das Schweizer Energieversorgungssystem. Die Zahlen geben die Kapitel an, in denen die verschiedenen Themen behandelt werden. Kapitel 3 beschreibt die Handlungsfelder, in denen das sozioökonomische System das Energiesystem steuern kann. Kapitel 4 gibt einen Überblick über die Einflussfaktoren auf Angebot und Nachfrage. In den Kapiteln 5 bis 7 wird auf die Bedeutung des Verteilungs- bzw. Speichersystems und der Sektorkopplung hingewiesen. Die Kapitel 8 und 9 informieren über die Potenziale negativer Emissionstechnologien und die Notwendigkeit, Stoffkreisläufe zu schliessen. Kapitel 10 beschreibt Möglichkeiten der Digitalisierung. In den Kapiteln 11 und 12 werden mögliche Übergangspfade zu einem Netto-Null-THG-System und die dafür notwendigen politischen Massnahmen zusammengefasst. Kapitel 13 schliesslich enthält eine Reihe von Empfehlungen für verschiedene Akteurinnen und Akteure.

und neue Geschäftsmodelle führen zu einer dynamischen Entwicklung des Gesamtsystems, angetrieben durch politisch induzierte Rahmenbedingungen und Regulierungen auf internationaler, nationaler und kantonaler Ebene. Angesichts der übergreifenden Herausforderung der Dekarbonisierung und als Folge der aufkommenden digitalen Technologien hat sich in den letzten Jahren ein kontinuierlicher Trend zur Integration und Interaktion von Sektoren und Akteuren manifestiert, der sich in den nächsten Jahrzehnten noch verstärken dürfte.

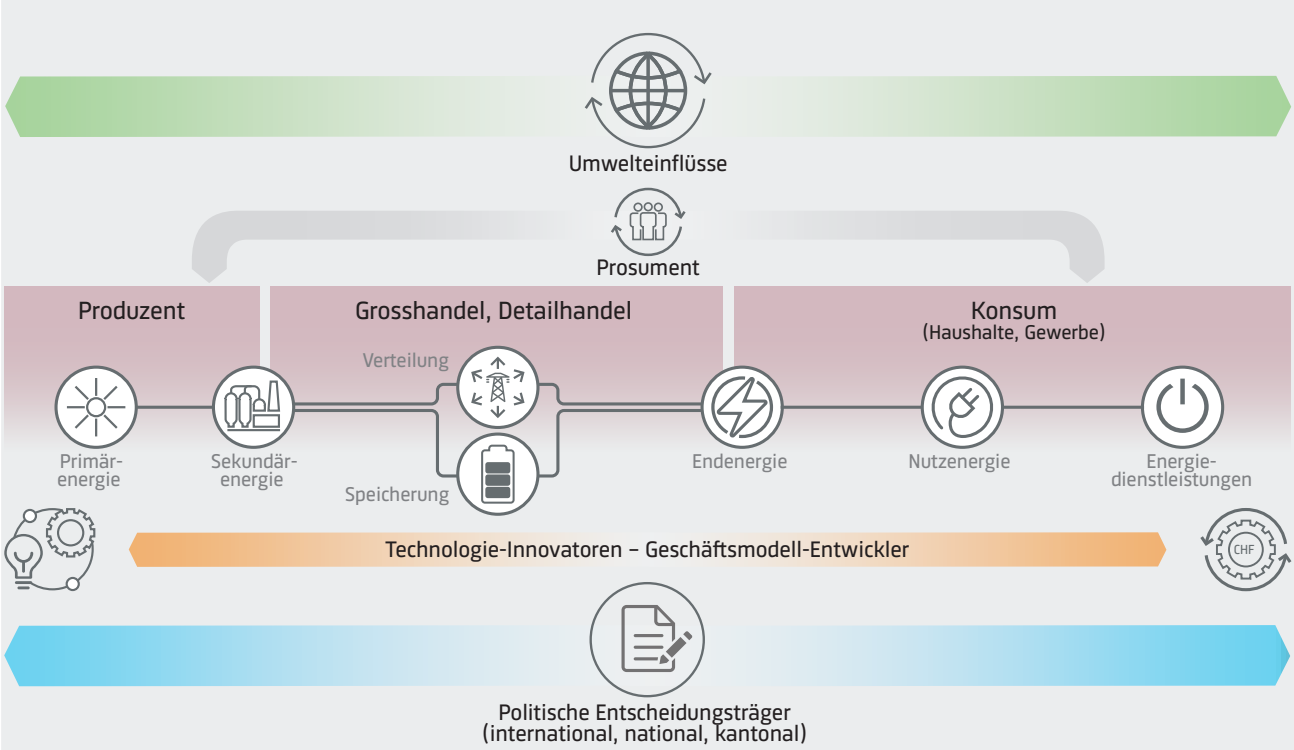


Abb. 4: Die Kaskade der Umwandlungsschritte und die beteiligten Akteure.
Die Schlüsselparameter des Energiesystems sind nicht statisch, sondern ihre dynamischen Wechselwirkungen untereinander prägen seine Entwicklung im Laufe der Zeit entscheidend. Während die Energienachfrage (unter anderem) von der wirtschaftlichen und demografischen Entwicklung beeinflusst wird, wirkt sie auch auf die Wirtschaft zurück, und zwar sowohl direkt über die entsprechenden Wirtschaftszweige als auch indirekt über ihre Umweltauswirkungen. Bei der Behandlung von Fragen im Zusammenhang mit der geforderten Transformation zu einem Netto-Null-CO_2-Energiesystem können diese Wechselwirkungen dem strategischen Ziel entgegenstehen (sie stellen **Hürden** dar), denen in diesem Fall durch spezifische Massnahmen entgegengewirkt werden muss (sie erfordern **notwendige Aktionen**). Allgemeine Hürden sind zum Beispiel die langfristigen Investitionen oder unsichere Energiepreise in der Zukunft. In Kapitel 4 und den folgenden Kapiteln werden wir solche Nachfrage- und Angebotstrends untersuchen und die wichtigsten Hürden und den Handlungsbedarf identifizieren und entsprechende Empfehlungen ableiten, zunächst für die einzelnen Energiesektoren, mit besonderem Fokus auf Strom, da dieser voraussichtlich das Rückgrat des zukünftigen Energiesystems bilden wird. Anschliessend werden wir Querschnittsthemen im Zusammenhang mit neuen Infrastrukturen wie Speicherung, Verteilnetze und schliesslich die sich abzeichnende Kopplung zwischen den verschiedenen Energiesektoren analysieren. Wir diskutieren dann Optionen für negative Emissionen, die Notwendigkeit der Schliessung von Stoffkreisläufen, sozioökonomische Handlungsfelder und weisen auf wichtige Dynamiken entlang des Transformationspfades hin, bevor wir Empfehlungen für politische Entscheidungsträger ableiten.

3 Das 5E-Konzept zur Erreichung des Netto-Null-Ziels im Jahr 2050

Die Transformation des Energiesystems hin zum Netto-Null-Ziel erfordert einen ganzheitlichen Ansatz. Im Folgenden betrachten wir zu diesem Zweck fünf verschiedene Handlungsfelder, die wir als **5E-Konzept** bezeichnen, wie in **Abbildung 5** dargestellt:

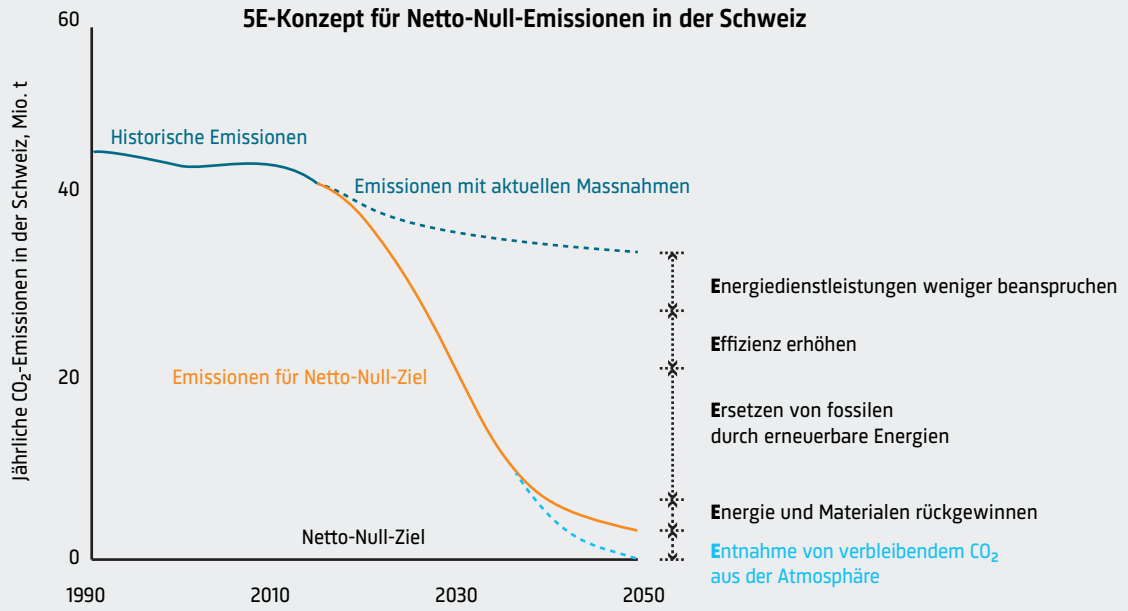


Abb. 5: Qualitative Veranschaulichung eines synergetischen Strategieportfolios zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Die potenziellen Emissionsminderungen durch jedes der 5 E sind nur indikativ und es wird angenommen, dass sie parallel und nicht nacheinander umgesetzt werden. Die Entnahme und Sequestrierung von CO_2 wird als «letzter Ausweg» für Emissionen betrachtet, die aus technischen Gründen oder aufgrund sehr hoher Kosten kaum beseitigt werden können.

E1: Energiedienstleistungen weniger beanspruchen («Suffizienz»): Nachfragereduktion bezieht sich auf die Verringerung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen durch die Endverbraucher, zum Beispiel durch die Verringerung des Verbrauchs (im Gegensatz zur Nachfragereduktion durch Effizienzsteigerungen).

E2: Effizienz erhöhen: Steigerung der Energieumwandlungseffizienz von Geräten, Maschinen, Industrieprozessen, Autos usw. (zum Beispiel Nutzung von Abwärme bei der Stromnutzung) sowie der CO_2-Effizienz in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren (zum Beispiel durch Abscheidung und Sequestrierung von CO_2 aus Punktquellen wie Industrieanlagen [Carbon Capture and Storage CCS]).

E3: Ersatz fossiler Brennstoffe: Ersatz kohlenstoffhaltiger fossiler Brennstoffe durch Energiequellen mit keinen oder geringen Netto-THG-Emissionen.

E4: Erneute Verwendung von CO_2 und Materialien: Abgeschiedenes CO_2 wird für verschiedene energetische und nichtenergetische Anwendungen wiederverwendet (CCU); Recycling von Materialien, insbesondere auch von solchen, die in der Energieerzeugung verwendet werden, wie Solarzellen.

E5: Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre: Einsatz von Technologien mit negativen Emissionen, die CO_2 aus der Atmosphäre entfernen, zum Beispiel durch chemische Prozesse («direkte Luftabscheidung») oder biologische Prozesse (Aufforstung usw.), und in einem permanenten Speicher sequestrieren. Die Nutzung von Biomasse als Energiequelle in Verbindung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS), genannt BECCS («Bioenergie und CCS»), gilt ebenfalls als negative Emission.

Es ist sehr wichtig zu beachten, dass alle fünf Handlungsfelder so weit wie möglich ausgeschöpft werden müssen, um netto null zu erreichen.

Mit ihren Energie- und Klimastrategien sowie einer Reihe von Gesetzen, insbesondere der CO_2- und Energiegesetzgebung, strebt die Schweiz einen Pfad zu Netto-Null-THG-Emissionen an. Die derzeit umgesetzten Massnahmen und Instrumente werden jedoch nicht ausreichen, um das Ziel zu erreichen, wie **Abbildung 6** zeigt. Mit seiner kürzlich veröffentlichten Klimastrategie (BAFU 2021a) hat der Bundesrat dargelegt, wie er – basierend auf den neu entwickelten «Energieperspektiven 2050+» – das Ziel von Netto-Null-THG-Emissionen im Jahr 2050 erreichen will. Zum Vergleich sind in **Abbildung 6** auch die entsprechenden Reduktionspfade und die kürzlich definierten Ziele des «Green New Deal» der Europäischen Union dargestellt.

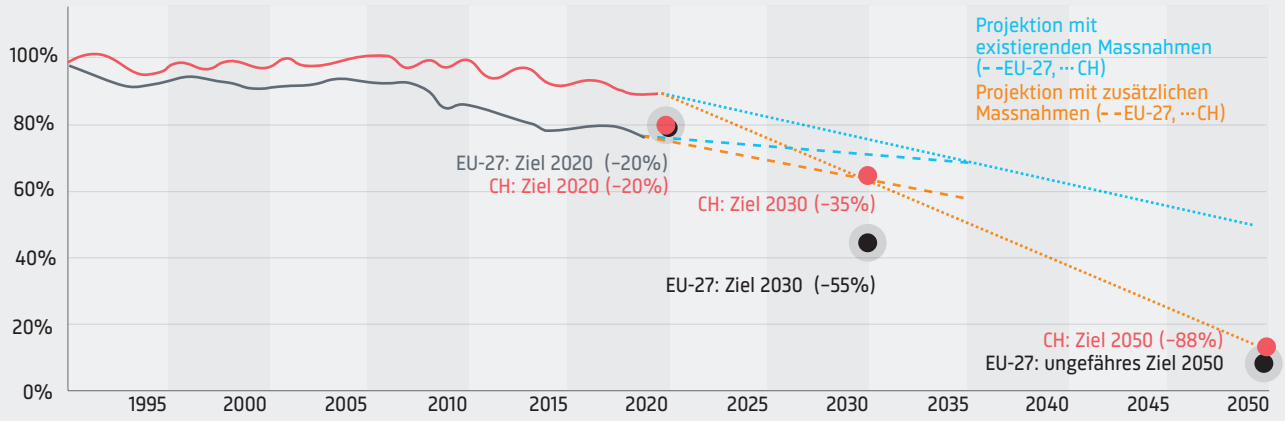


Abb. 6: Vergleich der Emissionsentwicklung (Ausgangspunkt 1990) von Emissionen und Reduktionszielen und -pfaden für die Schweiz (Energieperspektiven 2050+; BFE 2020a) und die EU (EEA 2021a). Die rote und die graue Linie zeigen die Entwicklung seit 1990 für die Schweiz bzw. die EU. Die grünen Linien zeigen die Trajektorien, die mit den derzeit umgesetzten oder im politischen Prozess befindlichen Massnahmen erreicht werden. Die orangefarbenen Linien zeigen die Trajektorien, die mit zusätzlichen Massnahmen (EU) bzw. mit der Klimastrategie auf der Grundlage der Energieperspektiven 2050+ (Schweiz) angestrebt werden. Rote Punkte zeigen die Schweizer Ziele ohne negative Emissionen. Schwarze Punkte stellen die neuen Ziele der EU mit ihrem «Green Deal» dar.

Die erfolgreiche Umsetzung des **5E-Konzepts** setzt voraus, dass man die Komplexität des Energiesystems erkennt und sich ein klares Bild davon macht, um die wichtigsten Handlungsfelder zu definieren. Wir versuchen, in den folgenden Kapiteln einen solchen Überblick zu geben, indem wir «erforderliche Massnahmen» in den verschiedenen **E**-Bereichen aufzeigen.

4 Bewertung der einzelnen Energiesektoren

Die einzelnen wirtschaftlich wichtigen Sektoren weisen unterschiedliche Mengen an CO_2-Emissionen und zum Teil auch unterschiedliche Trends im Zeitverlauf auf, wie **Abbildung 7** zeigt. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass die vier grossen Energiesektoren (Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr) im Mittelpunkt unserer Betrachtungen stehen, während die überwiegende Mehrheit der Nicht-CO_2-THG nicht energiebezogen ist. Diese werden für das neue Schweizer Netto-Null-THG-Ziel wichtig sein, werden aber, wie eingangs erläutert, hier nicht berücksichtigt. Die einzelnen Sektoren haben auch unterschiedliche Potenziale und technisch-wirtschaftliche Möglichkeiten zur Emissionsreduktion, wie die Reduktionspfade gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie in **Abbildung 7** zeigen.

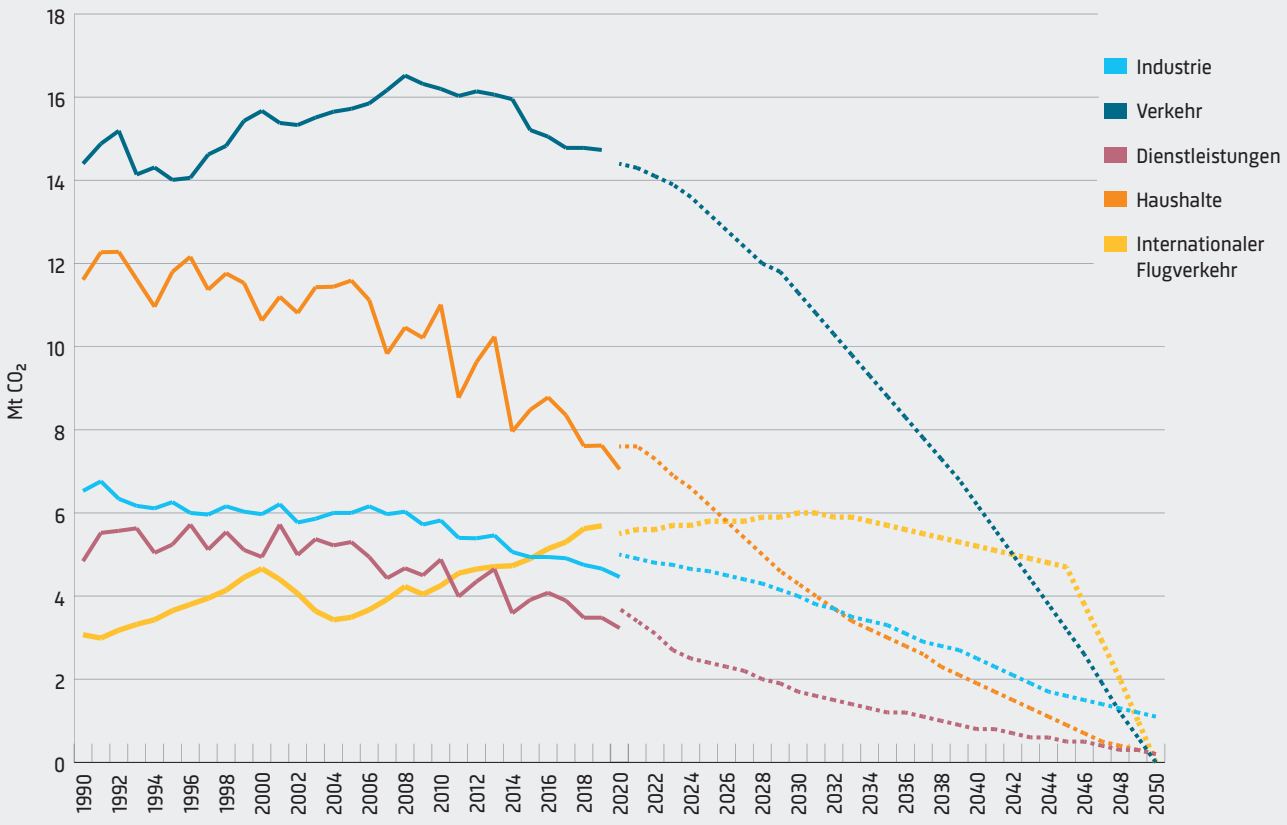


Abb. 7: Entwicklung der CO_2-Emissionen aus der Energienutzung (ohne zum Beispiel Emissionen aus industriellen Prozessen) nach Sektoren (aus dem Treibhausgasinventar; BAFU 2022a) sowie die erwartete Entwicklung bis zum Erreichen des Netto-Null-THG-Emissionsziels gemäss den Energieperspektiven 2050+ (Szenario «ZERO A»; BFE 2020a). Entwicklung der Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr gemäss den Energieperspektiven 2050+, wobei jedoch entweder von einer allmählicheren Substitution von fossilem Kerosin oder vom Erreichen von null Emissionen viel später als 2050 auszugehen ist. Beobachtete Werte für den Verkehr und den internationalen Luftverkehr aus dem Jahr 2020 wurden aufgrund des starken Einflusses der Pandemie weggelassen.

4.1 Wohngebäude

Kasten 2: Haushalte 2019 (BFE 2020b)

Wichtigkeit
- 27% des gesamten Endenergiebedarfs (63 TWh)
- 33% des Stromverbrauchs (19 TWh)

CO_2-Emissionen (BAFU 2022a)
- 7,6 Mt CO_2 (18% der gesamten CO_2-Emissionen einschliesslich Luftverkehr)
- Entwicklung: 1990–2019: Verringerung der CO_2-Emissionen um etwa 35%.

Entwicklung der Nachfrage
- 1990–2018: Der Strombedarf hat sich fast verdoppelt, der Ölverbrauch ist um 60 % gesunken, der Erdgasverbrauch hat sich vervierfacht, die erneuerbare Wärme ist um 60% gestiegen.

Beheizter Bereich, Entwicklung 1990–2018 (BAFU)
- +48%

Der Energiebedarf in diesem Sektor umfasst Strom und Energie für Heizung, Kühlung und Warmwasser in Gebäuden. Die beheizte Fläche in Gebäuden hat in den letzten Jahrzehnten aufgrund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums zugenommen, aber der Trend schwächt sich ab (INFRAS et al. 2018).

Technologien zur Effizienzsteigerung (bis zu einem Faktor von fast 3 bei Heizenergie) sind bei Neubauten inzwischen gut etabliert, ebenso wie die Umstellung auf CO_2-arme Energieträger (Solarwärme/Luft- und Erdwärmepumpen mit Strom aus erneuerbaren Quellen). Im Bestand sind diese Technologien jedoch noch nicht Standard. In Anbetracht des Klimawandels ist mit einer deutlichen Abnahme des Heizbedarfs im Winter und einer Zunahme des Kühlbedarfs im Sommer zu rechnen (Gonseth et al. 2017, Settembrini et al. 2017). Dennoch wird der weit verbreitete Einsatz von Wärmepumpen den Strombedarf im Winter deutlich erhöhen (s. Appendix).

Grundsätzlich ist die Sanierungsrate aufgrund langer Investitionszyklen und anderer unten aufgeführter Hürden viel zu niedrig, um die Klimaziele rechtzeitig zu erreichen. Wir müssen Wege finden (Anreize, Vorschriften usw.), um sie erheblich zu beschleunigen.

Hürden

- Die niedrige energetische Sanierungsrate in der Grössenordnung von 1% pro Jahr, abhängig von der Tiefe der einbezogenen Massnahmen, ist auf mehrere Gründe zurückzuführen (lange Lebensdauer der Gebäude, hoher Investitionsbedarf mit langer Amortisationszeit, Principal-Agent-Dilemma usw.).
- Begrenzte Kenntnisse privater Eigentümer und Installateure über Energiekosten und technische Optionen für erneuerbare Energien und Sanierungen (Heizsysteme auf der Grundlage kohlenstoffarmer Energieträger erfordern höhere Vorabinvestitionen).
- Die Subventionen für erneuerbare Energien wie Sole-Wasser-Wärmepumpen und Sanierungen reichen nicht aus, um eine mittelfristige Rendite zu erzielen.
- Schwierigkeit, einen Konsens über Massnahmen in Gebäuden mit mehreren Eigentümern (Stockwerkeigentum) und oft gespaltenen Interessen zu erreichen: Mieter, die nur eine begrenzte Entscheidungsbefugnis haben, zahlen die Energierechnungen, aber die Vermieter bestimmen die Energieeffizienz des Gebäudes («Prinzipal-Agent»-Problem).
- Aufgrund finanzieller, psychologischer und transaktionsbezogener Kosten ist es eine Herausforderung, ältere Eigentümer für Renovationen zu motivieren; gleichzeitig sind sie oft nicht in der Lage, eine Erhöhung ihrer Hypothek zu erhalten, um ihr Gebäude zu renovieren.
- Die begrenzte Verfügbarkeit von hocheffizienter geothermischer Wärme an einigen Standorten, auch aufgrund der erforderlichen Mindestabstände zwischen den Bohrungen und der Einschränkungen hinsichtlich der Auswirkungen auf das Grundwasser (könnte durch neuartige Methoden wie intelligente Heizungsnetze mit zentralen Wärmepumpen verringert werden).
- Die eingeschränkte Einsatzmöglichkeit von Luft-Wärmepumpen aufgrund von Lärmbeschränkungen und der Notwendigkeit einer ausreichenden installierten Leistung (der Lärm von Luft-Wärmepumpen hat jedoch erheblich abgenommen).
- Der begrenzte Zugang zu Biomasse (Verfügbarkeit, Platz und Luftqualitätsanforderungen).
- Mangel an strategischer Energieplanung und wirtschaftlicher Machbarkeit, insbesondere in kleineren Gemeinden, für Fernwärme.
- Schwierigkeiten bei der Renovation eines Gebäudes, zum Beispiel aufgrund von Auflagen des Denkmal- oder des Landschaftsschutzes.
- Die Situation von Gebäuden mit unterschiedlichen bestehenden Heizsystemen (zum Beispiel mit unterschiedlichem Renovationsstandard) oder die begrenzte Möglichkeit, das interne Heizsystem des Gebäudes von hohen auf niedrigere Temperaturen umzustellen, erschweren optimierte Lösungen für diese Gebäude.

Bei der Bewertung von Massnahmen ist Folgendes zu beachten

- Die CO_2-Emissionen pro beheizter Fläche werden zu einem wichtigeren Thema als der Energieverbrauch.
- Neben der Verringerung der CO_2-Emissionen während des Betriebs müssen künftig auch die CO_2-Emissionen des Bauprozesses und der Materialien in den Blick genommen werden (Kreislaufwirtschaft).

– In Bezug auf Heizungsanlagen: CO_2-Emissionen für den Bau von Gebäuden berücksichtigen (Nachrüstung (Sulzer et al. 2019) vs. Ersatz durch Neubau).
– Der Strombedarf für Wärmepumpen im Winter wird steigen, aber auch der Strombedarf im Sommer aufgrund des Kühlbedarfs.
– Vermeidung des Einsatzes von Biomasse für Niedertemperaturheizzwecke, da diese energetisch wertvollen erneuerbaren Ressourcen eher in anderen Sektoren eingesetzt werden sollten, nämlich bei der Stromerzeugung (in Verbindung mit Wärme), in der Industrie (Mittel- bis Hochtemperaturprozesse) oder im Verkehrswesen (zum Beispiel im Fernverkehr). Wenn jedoch Wärmepumpen nicht möglich sind, wäre Biomasse (Hackschnitzel) oder Biogas/Biomethan eine sinnvolle Option.
– In dicht besiedelten Gebieten ermöglichen Fernwärme- und Fernkältesysteme anstelle von Einzellösungen die Nutzung von Skaleneffekten bei der Energieerzeugung oder -umwandlung; Niedertemperaturnetze steigern die Energieeffizienz.
– Wärme aus der Verbrennung von nicht-biogenen Abfällen ist in Bezug auf die Treibhausgasemissionen nicht neutral, was bedeutet, dass diese Emissionen durch negative Emissionen kompensiert oder durch CCS verhindert werden müssen.
– Die Voraussetzungen für die Gewährung von Zuschüssen für die Sanierung der Gebäudehülle sind mitunter zu schwierig zu erfüllen, so dass sich die meisten Projekte nur auf den Austausch der Heizungsanlage konzentrieren.

Handlungsbedarf

E1 (Nachfrage reduzieren):
– Absenkung der Raumtemperatur; Reduktion der beheizten Fläche.
– verstärkter Einsatz passiver Massnahmen zur Senkung des Bedarfs: Betriebsenergie und Emissionen, insbesondere Beschattung, Anpassung des Verhältnisses von Fenstern zu Wänden, natürliche Lüftung usw.
– Beteiligung an der gesellschaftlichen Diskussion über das Wohlbefinden im Zusammenhang mit Energiedienstleistungen (Infragestellung von Normen und Erwartungen in Bezug auf Komfort).

E2 (Effizienz) und **E3** (fossile Brennstoffe ersetzen):
– Anreize für Renovationsinvestitionen.
– Förderung der Berücksichtigung der Lebenszykluskosten und der Information der zwischengeschalteten Akteure über die Vorteile der neuen Technologien.
– Stärkerer Einsatz digitaler Technologien zur Überwachung und Verbesserung des realen Gebäudebetriebs im Vergleich zu den Entwurfsspezifikationen (was technisches Fachwissen erfordert, das in den Ingenieurschulen verbreitet werden muss); Reduktion des Standby-Verbrauchs.
– Systematische Energieplanung in allen Gemeindetypen (Land, Kantone, Regionen, Gemeinden, Quartiere).
– Sicherstellen, dass bei Neubauten und – wo immer möglich – bei Renovationen die beste verfügbare CO_2-arme Technologie eingesetzt wird (zum Beispiel für Heizung, Kühlung, Lüftung, Beleuchtung, Anlagen/Geräte), einschliesslich Speichersysteme und Lastmanagement) durch kantonale Baunormen.
– Installation von reversiblen Wärmepumpen für kombiniertes Heizen und Kühlen (Ersatz von Anlagen und Neuinstallationen), wo dies möglich ist.
– Nutzung von Gebäudehüllenflächen zur solaren Energiegewinnung (kostengünstig, Flächen sind vorhanden, Synergien mit Sanierung und Neubau, zum Beispiel Materialeinsparung).

E4 (Recyceln):
– Umsetzung des Prinzips des zirkulären Bauens, das zu einer Verringerung der verbrauchten Energie und der CO_2-Emissionen von Gebäuden führen wird.

Empfehlungen

(H: hohe Wirkung; P: vorrangige Massnahme; –: mittlere Wirkung und/oder Priorität)
– (H) Festlegung von Grenzwerten für CO_2-Emissionen pro Wohnfläche für Neubauten bzw. Renovationen (besser als ein Verbot von Technologien, wobei offen gelassen werden sollte, wie der Grenzwert je nach den spezifischen Umständen eines Gebäudes einzuhalten ist, zum Beispiel Isolierung vs. Ersatz des Heizsystems). Diese Grenzwerte sollten regelmässig an die technologische Entwicklung angepasst werden, vorzugsweise über Verbände wie den SIA (Politik, SIA-Normen).
– (H) Anpassung der Beschränkungen des Denkmal- und Landschaftsschutzes in Gebieten, die bereits von Energieanlagen beeinflusst werden, mit umgekehrter Verstärkung der Beschränkungen in Gebieten, die für den Schutz der biologischen Vielfalt oder der Landschaft sehr wertvoll sind (Politik). Dies kann eine nationale Prioritätenplanung beinhalten (Akademien der Wissenschaften 2012).
– (H) Erhöhung der CO_2-Abgabe auf fossilen Brennstoffen bei sorgfältiger Gestaltung zur Erhöhung der Akzeptanz (Kompensationsmechanismen) (Politik).
– Erhöhung der Anreize für energiesparende Renovationen mit besonderem Schwerpunkt auf Mietwohnungen (da ein grosser Teil der Bevölkerung zur Miete wohnt und keinen Einfluss auf Renovationsmassnahmen hat), um eine mittelfristige Investitionsrendite zu gewährleisten (Politik).
– (H) Verbesserung der Energiekompetenz der Haushalte: Bereitstellung leicht verständlicher Informationen über Energieverbrauchsaspekte wie zum Beispiel das Verhalten der Nachbarn; verpflichtende Transparenz über Energieverbrauch und -kosten von Haushaltsgeräten (Politik, Energieetiketten) und beinhaltete Energie; Bereitstellung von Informationen über die Möglichkeiten (digitaler) Überwachungsoptionen und Designspezifikationen (Politik, Energieunternehmen).

– (–) Beratungsdienste für Renovationen (Energie-/Gebäudeunternehmen).
– (–) Aufnahme von Kenntnissen über kohlenstoffarme Technologien und Erhöhung der entsprechenden Sensibilisierung in die Berufsausbildung aller relevanten Berufe (Architekten, Baugewerbe, Heizungs-/Klima-/Lüftungsinstallateure, Hausmeister usw.) (Bildungseinrichtungen).
– (–) Demontierbarkeit im Bauwesen verbindlich vorschreiben und damit den Weg für die Kreislaufbauweise ebnen.

4.2 Industrie und Dienstleistungen

Kasten 3: Industrie und Dienstleistungen 2019

Industrie

Bedeutung im Jahr 2019 (BFE 2020b)
- 18% des gesamten Endenergiebedarfs (42 TWh)
- 30% des gesamten Strombedarfs (17 TWh)
- 53% des Energiebedarfs werden für Prozesswärme benötigt (22 TWh)

CO_2-Emissionen 2019 (BAFU 2022a)
- 11,3 Mt CO_2 (einschl. Abfallverbrennung und nichtenergetische Nutzung; 27% der gesamten CO_2-Emissionen einschl. Luftverkehr; 4,7 Mt CO_2 aus energetischer Nutzung)
- Entwicklung: 1990–2019: Verringerung der CO_2-Emissionen aus der Energienutzung um etwa 30%.

Bruttowertschöpfung, Entwicklung 1990–2019 (BAFU 2022a)
- +68 %

Dienstleistungen

Bedeutung im Jahr 2019 (BFE 2020b)
- 16% des gesamten Endenergiebedarfs (38 TWh)
- 30% des gesamten Strombedarfs (17 TWh)
- 48% des Energiebedarfs entfallen auf die Raumheizung (17 TWh)

CO_2-Emissionen 2019 (BAFU 2022a)
- 3,5 Mt CO_2/Jahr (8%)
- Entwicklung 1990–2019: Verringerung der CO_2-Emissionen um rund 30%

Beheiztes Gebiet, Entwicklung 1990–2019 (BAFU 2022a)
- +34%

Bruttowertschöpfung, Entwicklung 1990–2019 (BAFU 2022a)
- +95%

In beiden Sektoren entfällt ein Teil des Energiebedarfs auf die Beheizung von Gebäuden, für welche die Überlegungen in Abschnitt 5.1 gelten. Von grosser Bedeutung ist jedoch der Strombedarf in beiden Sektoren, während in der Industrie die Prozesswärme einen grossen Anteil an den CO_2-Emissionen hat.

Die CO_2-Emissionen sind in beiden Sektoren zwischen 1990 und 2019 stetig gesunken, wenn auch langsamer als im Haushaltssektor. Da die Elektrizität in der Schweiz bisher praktisch CO_2-frei war, wird die Entwicklung durch den Wärmebedarf dominiert.

Im Dienstleistungssektor hat die Effizienzsteigerung bei der Raumheizung die Geschäftsausweitung überkompensiert, während in der energieintensiven Industrie die Brennstoffkosten zusammen mit einer teilweisen Umstellung von Ölprodukten auf Erdgas zur Verringerung der CO_2-Emissionen beigetragen haben.

Sehr wichtig sind auch allgemeine Trends, insbesondere in Bezug auf die Struktur, die Wettbewerbsfähigkeit und die mögliche Auslagerung von Produktionstätigkeiten ins Ausland (oder umgekehrt als Folge der zunehmenden Automatisierung der Produktion).

Die Erhöhung der CO_2-Preise für Heizstoffe hat sich in der Industrie als wirksam erwiesen und kann fortgesetzt und intensiviert werden, wenn die zwischenzeitlichen Reduktionsziele nicht erreicht wurden. Eine Erhöhung der CO_2-Preise und eine Verschärfung des Emissionspfads für die Anlagen im Emissionshandelssystem (ETS) würde ein wirtschaftlich realisierbares Einsparungspotenzial von 16–19% bei der Energienachfrage (6,7 bis 8,3 TWh) und den CO_2-Emissionen (1,7 bis 2,1 MtCO_2/Jahr) ergeben. Bedenken hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu ausländischen Unternehmen sind möglicherweise nicht so wichtig, insbesondere wenn die EU einen Mechanismus zur Anpassung der Kohlenstoffgrenzen einführt.

Hürden

Industrie
– Erhebliche Effizienzpotenziale (insbesondere beim Stromverbrauch) werden nicht ausreichend ausgeschöpft, weil die Lebenszykluskostenrechnung nicht systematisch genutzt wird.

Dienstleistungen
– Die zunehmende Digitalisierung/Automatisierung kann in Zukunft zu einem messbaren Anstieg der Stromnachfrage führen.

Achten auf

– Der Bedarf an erneuerbarer Energie für eine vollständige Dekarbonisierung wird sehr hoch sein (s. Appendix). Zusätzlich zur flexiblen Wasserkraft müssen erneuerbare chemische Energieträger zur Verfügung stehen, um Strom nach Bedarf für industrielle Prozesse bereitzustellen.

Erforderliche Massnahmen

E2 (Effizienz):
- Bereitstellung von Lebenszykluskostenberechnungen/ Investitionsberechnungen.
- Unterstützung des Wissenstransfers zur Effizienzsteigerung in der Industrie.
- Nutzung der kombinierten Optimierung von Chips/ IT-Geräten mit Kühlung und Raumheizung in Rechenzentren.
- Umstellung auf nicht-fossile Brennstoffe für die industrielle Wärmeerzeugung.
- Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen in Anwendungen, wo dies erforderlich ist.
- Einführung von Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) oder ähnlicher Technologien für emissionsintensive Industrien (zum Beispiel Zementindustrie, industrielle Hochtemperaturprozesse).

E3 (Ersetzen):
- Ersatz fossiler Brennstoffe durch CO_2-arme oder -freie Energie.

E4 (Recyceln):
- Förderung der kaskadischen Abwärmenutzung in industriellen Umgebungen.

Empfehlungen

- (H) Erhöhung der CO_2-Abgabe auf fossilen Brennstoffen, mit sorgfältiger Ausgestaltung von Kompensationsmechanismen für Haushalte und Unternehmen zur Erhöhung der Akzeptanz (Politik).
- (H) Unterstützung der Forschung und Entwicklung von Lösungen für Prozesse, bei denen CO_2-arme technische Lösungen fehlen oder schwer zu finden sind (Zementindustrie, Hochtemperaturprozesse) (Politik, Forschungsförderer).
- (P) Entwicklung einer Strategie für den Einsatz von CO_2 aus CCS, einschliesslich Transport und Speicherung von Kohlenstoff.
- (–) Förderung der Übernahme bestehender kohlenstoffarmer Technologien (zum Beispiel durch Leistungsstandards und den freiwilligen Austausch bewährter Verfahren; SIA-Normen usw.).
- (–) Bereitstellung von Lebenszykluskosten für industrielle Prozesse (Politik; Festlegung technischer Normen)
- (–) Förderung von Abwärmenutzung und Materialrecycling (Politik).

4.3 Verkehr/Mobilität

Kasten 4: Verkehr/Mobilität 2019 (BAFU 2020b)

Wichtigkeit 2019 (BFE 2020a):
- 37% des gesamten Endenergiebedarfs oder 87 TWh (davon: 82 TWh fossil, 2 biogen, 3 elektrisch; 23 TWh für den Luftverkehr)
- 5% des gesamten Strombedarfs (3 TWh)

CO_2-Emissionen 2019 (BAFU 2022a):
- 20,4 Mt CO_2 (48 % der gesamten CO_2-Emissionen einschliesslich Luftverkehr) (davon 10,8 Mt durch Personenkraftwagen und 5,7 Mt durch den Luftverkehr).
- Entwicklung: Die CO_2-Emissionen des Strassenverkehrs erreichten um 2008 einen Höchststand und sanken bis 2019 um 10% auf das Niveau von 1990.
- Die Emissionen aus dem Luftverkehr nahmen bis 2000 um ca. 50% zu, sanken leicht bis 2019 (aufgrund «9/11» und Finanzkrise) und nahem von 2010–2019 um ca. 35% zu).

Modal Split (BAFU).
- 20% der Personenmobilität (Personenkilometer) werden mit öffentlichen Verkehrsmitteln zurückgelegt (leicht steigend).
- 37% des Gütertransports (in Tonnenkilometern) werden auf der Schiene abgewickelt (leicht rückläufig).

Der Verkehr ist ein äusserst vielfältiger Sektor, der Personen und Güter auf verschiedenen Verkehrsträgern (öffentlich/privat, Strasse/Schiene/Luftfahrt/Schifffahrt) mit ganz unterschiedlichen Merkmalen befördert, einschliesslich unterschiedlicher Bedingungen für Städte und ländliche Gebiete, unter Berücksichtigung demografischer Aspekte und der Raumplanung. Wie **Abbildung 7** zeigt, weist dieser Sektor die höchsten CO_2-Emissionen auf, und die Emissionen liegen immer noch auf dem Niveau von 1990, während die meisten anderen Sektoren seit geraumer Zeit einen Rückgang verzeichnen.

Die Nachfrage nach Güter- und Personenverkehrsleistungen hat stetig zugenommen und wird den derzeitigen Prognosen zufolge auch in Zukunft weiter steigen. In den letzten 25 Jahren haben bescheidene Effizienzsteigerungsmassnahmen im dominierenden Sektor des motorisierten Individualverkehrs die steigende Nachfrage zumindest kompensiert, so dass die CO_2-Emissionen, wenn auch sehr langsam, zu sinken beginnen. Der schwere Güterverkehr hingegen weist eine leicht steigende Nachfrage mit einer Tendenz zur Stabilisierung auf, wobei die Effizienzpotenziale bereits stark ausgeschöpft sind, da der Treibstoff einen grossen Anteil an den Gesamtbetriebskosten ausmacht (rund $^1/_3$). Die Schwerverkehrsabgabe LSVA hat die Verlagerung auf die Schiene bisher stark begünstigt, sollte aber weiter angepasst werden. Eine noch grössere Herausforderung ist die steigende

Nachfrage im internationalen Luftverkehr (Daten der aus der Schweiz ausgehenden Flüge im Treibhausgasinventar) und im internationalen Schiffsverkehr. Dieser ist in den nationalen Inventaren nicht enthalten, muss aber gelöst werden, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Insbesondere für den internationalen Schiffsverkehr ist es sehr komplex, die Emissionen der Schweiz gerecht zuzuordnen, da es keine internationalen Häfen für Hochseeschiffe gibt.

Die Umstellung auf einen Netto-Null-CO_2-Verkehrssektor muss die Eindämmung der Nachfrage, die Verlagerung auf Verkehr mit höherer Effizienz (technisch und in Bezug auf die Auslastung) und geringeren Emissionen, die rasche Elektrifizierung, die Steigerung der Effizienz des Antriebsstrangs, die Verringerung des Fahrzeuggewichts und schliesslich die Umstellung auf CO_2-arme oder -freie Energieträger umfassen. Für alle diese Schritte gibt es eindeutige Hürden, zu deren Überwindung eine kohärente Strategie erforderlich ist. Da die Energiemärkte europaweit organisiert sind und die Versorgungsketten die ganze Welt umspannen, wird die internationale Dimension einer Transformation des Verkehrs (wie auch aller anderen Sektoren) deutlich. Die Eindämmung der Nachfrage kann auch durch eine Raumplanung unterstützt werden, welche die Entfernungen zum Beispiel zu Arbeitsplätzen, Einkaufsmöglichkeiten usw. verringert.

Das zu erwartende Aufkommen des autonomen Fahrens könnte ein gemischter Segen sein: Wenn die «Mobilität als Dienstleistung» («Maas») auf breiter Basis angewandt werden kann, liegen die Vorteile auf der Hand: bessere Nutzung der Fahrzeuge, Erhöhung der Strassenkapazität ohne Erweiterung oder Verringerung des Flächenbedarfs für inaktive Fahrzeuge (ARE 2021). Wenn andererseits autonome Fahrzeuge in Privatbesitz sind, wird der Anstieg der Verkehrsnachfrage erheblich sein, da die Kosten sinken und der Nutzungskomfort verbessert wird – ein üblicher Rebound-Effekt. In einem solchen Fall wird die Wettbewerbsfähigkeit des öffentlichen Verkehrs gegenüber dem Individualverkehr wahrscheinlich leiden, und dasselbe könnte für den Güterverkehr auf der Schiene gegenüber der Strasse gelten. Im Allgemeinen wird die Digitalisierung mit einem Kompromiss zwischen der Steigerung der Energieeffizienz pro Einheit Mobilitätsdienstleistung und einem Anreiz zur Steigerung der Nachfrage einhergehen. Das Nettoergebnis dieser konkurrierenden Effekte ist sehr schwer abzuschätzen.

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors setzt voraus, dass letztendlich sowohl die Stromerzeugung als auch die Herstellung von Fahrzeugen, Antriebssträngen und Infrastruktur praktisch CO_2-frei sind.

Während der Elektroantrieb für den Individualverkehr viel effizienter ist (auf der Grundlage der Lebenszyklusanalyse) als die Verwendung synthetischer Kraftstoffe (Wasserstoff, synthetisches Methan usw.), wird letzterer für den Langstreckenverkehr und die Luftfahrt weiterhin wichtig sein (Cox 2018).

Hürden

- Die hohe Kaufkraft und Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, da Mobilität ein wichtiger Bestandteil unseres Lebens und der Organisation unserer Gesellschaft ist (einschliesslich der Kluft zwischen Stadt und Land).
- Autos und Einfamilienhäuser auf dem Land sind immer noch ein Statussymbol.
- Die Grenzkosten für Mobilitätsdienstleistungen sind niedrig (insbesondere für Autos), und der Anteil des Kraftstoffs an den Gesamtbetriebskosten im Bereich der individuellen Mobilität ist gering.
- Fehlende CO_2-Abgabe sowie historisch nachteilige sozioökonomische Entwicklungen (Steuerausnahmen für Pendler, Stadt-/Raumplanung usw.).
- Im Langstreckenverkehr (Schwerlastverkehr auf der Strasse, Schifffahrt, Luftfahrt) gibt es noch keine Alternativen in einem brauchbaren Umfang, aber einige sind im Entstehen. Insbesondere die direkte Elektrifizierung der kommerziellen Luftfahrt wird erst in Jahrzehnten möglich sein. Die indirekte Elektrifizierung (Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe) befindet sich derzeit in einem frühen kommerziellen Stadium, weist einen sehr geringen Wirkungsgrad auf (vom Strom zur Antriebsenergie) und führt zu einem grossen Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung und sehr hohen Kosten (EASAC 2019, EU 2018) (s. Anhang).
- Für eine nahezu vollständige Substitution von Kraftstoffen sind drastische Kosten- und Effizienzsteigerungen erforderlich, doch wird dies aufgrund von Lock-in-Effekten bei bestehenden Anlagen einige Zeit in Anspruch nehmen, und die Investitionen in die Infrastruktur werden beträchtlich sein.

Achten auf

- Die Verlagerung auf aktive Mobilität (Radfahren, Gehen) kann auch die öffentliche Gesundheit verbessern, chronische Krankheiten reduzieren und damit die Gesundheitskosten senken. Allerdings ist das Energie- und CO_2-Einsparungspotenzial durch die Zunahme des Langsamverkehrs eher begrenzt (einige Prozent der gesamten CO_2-Emissionen des Mobilitätssektors; Boulouchos et al. 2017).
- Eine Verringerung der individuellen motorisierten Mobilitätsnachfrage um 20% durch eine Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr würde einen Anstieg der Nachfrage nach Personenkilometern im öffentlichen Verkehr um etwa 75% mit entsprechenden Kosten bedeuten.
- Verhinderung unbeabsichtigter Auswirkungen (zum Beispiel erhöhte Mobilität durch bequemere Verkehrsdienste).
- Effizienzsteigerungen bei der nicht-elektrischen Mobilität können zu einer CO_2-Reduktion für den Teil des Marktanteils beitragen, der noch nicht von Elektrofahrzeugen abgedeckt wird.
- Auch im Falle der Elektrifizierung sollte die Gesetzgebung Anreize für leichte/vernünftig dimensionierte und angetriebene Fahrzeuge bieten.

Erforderliche Massnahmen

E1 (Nachfrage reduzieren):
- Förderung und Unterstützung einer «aktiven» Mobilität (zu Fuss gehen, Rad fahren).
- Förderung und Unterstützung von mehr Fernarbeit, Telekonferenzen.
- Ermöglichung und Unterstützung einer kompakteren Urbanisierung, weniger Zersiedelung, um die zurückgelegten Entfernungen zu verringern.
- Investitionen in die Strasseninfrastruktur begrenzen: Funktionalität erhalten, aber Attraktivität nicht erhöhen.
- Möglichkeiten der Digitalisierung nutzen: Smart-Working (Home-Office, flexible Zeiten), Smart Cities (15-Minuten-Stadt), intelligentere Logistik im Strassengüterverkehr durch Vermeidung von induzierter Nachfrage.

E2 (Effizienz):
- Kraftstoffsparende, leichte Fahrzeuge für die Käufer attraktiver machen.
- Eine höhere Auslastung der Autos fördern.
- Bessere Befüllung von Gütertransportfahrzeugen.

E3 (Ersetzen) (EASAC 2019, EU 2018):
- Direkte Elektrifizierung von Pkws und Kurz-/Mittelstreckenverkehr (leichte Lkws, Stadtbusse) durch Batterieantriebe (BEVs).
- Indirekte Elektrifizierung durch synthetische Kraftstoffe (H_2, Kohlenwasserstoffe; NH3 für die Schifffahrt), die durch Netto-Null-CO_2-Elektrizität für den Mittel- und Langstreckenverkehr, insbesondere für den Luft- und Schiffsverkehr, erzeugt werden.
- Entwicklung und Förderung von Drop-in-Kraftstoffen aus Biomasse für den Langstreckenverkehr (insbesondere Luftfahrt).

E4 (Recyceln):
- Verbesserung und Erleichterung des Recyclings von Batterien.

Empfehlungen

- (H) Einführung von Steuerinstrumenten zur Senkung der Energienachfrage und -emissionen. Erhöhung der Akzeptanz durch Information (zum Beispiel über die ökologische Wirksamkeit der Steuer und die Verwendung der erzielten Einnahmen für ökologische Zwecke und soziale Abfederung); sorgfältige Ausgestaltung der Instrumente zur Vermeidung von Nachteilen für abgelegene Wohnorte oder einkommensschwache Haushalte (Ausgestaltung der Umverteilung); Berücksichtigung von Stausteuern, die im Allgemeinen besser akzeptiert werden (Politik).
- (P) Erleichterung der Verbreitung von effizienten Elektroautos durch Förderung der erforderlichen Infrastruktur (Ladestationen), zum Beispiel durch Bauvorschriften (Politik).
- (–) Weiterentwicklung der Schwerverkehrsabgabe (Politik).
- (–) Neuordnung des Mobilitätssteuersystems durch Umstellung von pauschalen Kosten auf verbrauchsabhängige Kosten.
- (–) Förderung der Entwicklung von alternativen Kraftstoffen mit geringem CO_2-Ausstoss, die aus erneuerbaren Energien für den Langstreckenverkehr und die Luftfahrt hergestellt werden, und Vorgabe der Verwendung eines schrittweise steigenden Anteils dieser Kraftstoffe (Politik, Forschungsförderer).
- (–) Erhöhung der Kapazität und Verbesserung der Multimodalität des öffentlichen Verkehrs (einschliesslich Nachtzugoptionen) als Alternative zum Individualverkehr (Politik).
- (–) Erleichterung der Nutzung des motorisierten Individualverkehrs durch Verbesserung der Infrastruktur (zum Beispiel getrennte Fahrspuren) (Politik, Mobilitätsplanung).

4.4 Elektrizitätssektor

Kasten 5: Elektrizität (BFE 2020c)

Wichtigkeit 2019
- 25% des gesamten Endenergiebedarfs (58 TWh_{el} ohne Netzverluste)
- Stromerzeugung: 55% Wasserkraft (30% Staudämme, 25% Laufwasser), 36% Kernkraft, 6% erneuerbare Energien, 3% thermische nicht erneuerbare Energien
- Speicherkapazität der Staudämme: ~9 TWh
- Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke: derzeit ~1,7 GW (2,7 GW einschliesslich Linth-Limmern und 3,6 GW mit Nant de Drance in Kürze)

Entwicklung der Nachfrage
- Anstieg um den Faktor 2,2 zwischen 1970 und 2004, danach stabil (±2% Schwankung pro Jahr)
- Derzeitige Sektoraufteilung: Haushalte 33%, Industrie 30%, Dienstleistungen 27%, Verkehr 5%, Sonstige 5%
- Spitzennachfrage ~10GW

CO_2-Fussabdruck (g/kWh)
- Produktionsmix ~20g/kWh
- Verbrauchsmix 100–200g/kWh je nach Jahr und Saison

Die Stromnachfrage in der Schweiz hat sich zwischen 1970 und 2004 um den Faktor 2,2 erhöht, ist danach aber mehr oder weniger stabil geblieben (±2% Schwankung pro Jahr). Die Umstellung auf effizientere Geräte kompensierte den durch das starke BIP-Wachstum bedingten Anstieg der Nachfrage nach konventionellen Stromdienstleistungen.

Künftige Entwicklungen werden vom Einfluss der rasch zunehmenden Digitalisierung abhängen, aber noch stärker von der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren

(Gebäude, Industrie, Verkehr) als Folge der Notwendigkeit einer drastischen und raschen Verringerung der CO_2-Emissionen sowie von der effektiven Geschwindigkeit des Ausstiegs aus der Kernenergie und der Einführung erneuerbarer Energien. Wie später im Abschnitt «Sektorkopplung» gezeigt wird, kann eine solche Entwicklung – wenn sie abgeschlossen ist – den derzeitigen Strombedarf des Landes leicht verdoppeln, was enorme Herausforderungen an die Stromerzeugungskapazitäten und die Übertragungs-/Speicherinfrastruktur stellen wird (s. Appendix).

Die Struktur der Stromerzeugung in der Schweiz ist in den letzten Jahrzehnten im Wesentlichen stabil geblieben, wobei der Anteil der neuen erneuerbaren Energien in jüngster Zeit zwar zugenommen hat, aber immer noch auf einem niedrigen Niveau liegt. Künftige Entwicklungen werden jedoch grosse Herausforderungen für die Versorgungsseite im Stromsektor mit sich bringen. Der Ausstieg aus allen Kernkraftwerken innerhalb der nächsten 10–25 Jahre wird die Erzeugungskapazität erheblich reduzieren, was sich bereits jetzt im Winterhalbjahr bemerkbar macht. Die Nettoeinfuhren im Winter betrugen in den letzten 10–20 Jahren im Durchschnitt etwa 4 TWh, obwohl die jährliche Import-Export-Bilanz des Landes eher neutral ist. Diese saisonale Besonderheit dürfte noch ausgeprägter sein, wenn die Kernenergie (mit einer Verteilung von 57% im Winter- und 43% im Sommerhalbjahr) durch Solarenergie (mit einer Verteilung von $^2/_3$ im Sommer und $^1/_3$ im Winter) ersetzt wird.

Eine realistische Abwägung der Optionen für die Gestaltung der Stromversorgung in der Schweiz in den nächsten Jahrzehnten führt zu einem Portfolio von Stromerzeugungsmethoden, das – unter der Bestrebung nach einem einigermassen hohen Selbstversorgungsgrad – auch den gezielten Bezug von erneuerbarer Primärenergie im Ausland umfasst, am besten im Rahmen international koordinierter (vor allem europäischer) Anstrengungen. Die jüngsten Entwicklungen in Bezug auf das Kooperationsrahmenabkommen mit der EU machen jedoch die Durchführbarkeit von Importen in grossem Umfang unsicher, sowohl aus technischen als auch aus regulatorischen Gründen (siehe Kapitel 5). Dies bedeutet, dass die inländische Stromerzeugung in der Schweiz insbesondere im Winter entscheidend sein wird.

Dennoch wird die Wasserkraft auch in den nächsten Jahrzehnten das Rückgrat der Stromerzeugung in der Schweiz bilden. Trotz ihres begrenzten Wachstumspotenzials (einige TWh, wenn überhaupt) wird sie als «Power-on-demand»-Anlage mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken sehr wichtig sein. 40–45% der jährlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft wird von Laufwasserkraftwerken geliefert, die Grundlast erzeugen. Künftig könnte das System um die Mittagszeit gepumpt und nachts turbiniert werden, um das zeitliche Tagesmuster des Solarstroms zu berücksichtigen. Der Klimawandel wird dazu führen, dass die Flüsse im Winter mehr und im Sommer weniger Wasser führen, was den Bedarf an Stromspeicherung vom Sommer zum Winter leicht ausgleichen wird.

Die Kernenergie bietet einige wichtige Vorteile, und zwar:
- sehr geringe LCA-basierte CO_2-Emissionen (5–40 gCO_2/kWh_{el} im Jahr 2050 nach BFE [2017b])
- Grundlasterzeugung, mit der Möglichkeit der Lastverfolgung (Davis et al. 2018), die jedoch bei regelmässiger Nutzung die Rentabilität der Anlagen senken würde (da die Baukosten der Anlagen den Hauptkostenanteil ausmachen).
- Minimale Landschaftseffekte und hohe Energiedichte des speicherbaren Brennstoffs.
- Andererseits ist diese Option der Energieversorgung mit grossen Nachteilen verbunden, nämlich:
- Derzeit sehr hohe Vorlaufkosten mit «negativen» Lernkurven in den letzten 10–20 Jahren.
- Lange Investitionszyklen und «Lock-in»-Effekte, realistischerweise über mindestens 70 Jahre von der Planung bis zur Stilllegung.
- Anspruchsvolle Risikobewertung und entsprechende Wahrnehmung bei Unfällen mit geringer Wahrscheinlichkeit und hohem Schadenspotenzial.
- Herausforderung bei der Abfallentsorgung: Obwohl technisch machbar, ist die gesellschaftliche Akzeptanz sehr begrenzt, was dazu geführt hat, dass es derzeit nur ein Langzeitlager in Finnland gibt (El-Showk 2022).

In ihrer Taxonomie hat die Europäische Kommission Investitionen in Atomstrom (zusammen mit Erdgasstrom) als Unterstützung für den Green Deal eingestuft, allerdings mit einer klaren Kennzeichnung als «Übergangslösung», bis ein vollständig erneuerbares Energiesystem eingeführt ist (Europäische Kommission 2022).

Schliesslich hat die Schweiz in einer Volksabstimmung (2017) beschlossen, schrittweise aus dem Betrieb von Kernkraftwerken auszusteigen und den Bau neuer Anlagen zu untersagen. Zwar kann jede Volksabstimmung rückgängig gemacht werden, wenn neue Erkenntnisse vorliegen, aber die Zeitspanne für einen solchen Prozess (wenn überhaupt) wird höchstwahrscheinlich recht lang sein, und das Thema wird weiterhin heftig diskutiert werden.

Ungeachtet der sich abzeichnenden neuen Entwicklungen (kleine modulare Reaktoren SMR, Generation IV) ist davon auszugehen, dass keines dieser Konzepte in diesem Jahrzehnt einsatzbereit sein wird. Darüber hinaus befinden sich die Kraftwerke der Generation III+ mit einigen fortgeschrittenen Sicherheitsvorteilen in der Markteinführungsphase (weltweit sind nur wenige Anlagen in Betrieb) und weisen erhebliche Verzögerungen bei der Inbetriebnahme und sehr hohe Kostenüberschreitungen bei den in Europa und den USA gebauten Anlagen auf. Da der sichere und kosteneffiziente Betrieb neuer Konzepte nachgewiesen werden muss, bevor in der Schweiz eine positive Entscheidung getroffen werden kann (wenn überhaupt), ist es höchst unwahrscheinlich, dass ein neu-

es Kernkraftwerk in der Schweiz deutlich vor 2050 in Betrieb genommen werden kann.

Der Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke, solange sie sicher sind, ist jedoch ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit in der Übergangsphase.

Solarstrom hat das mit Abstand höchste Potenzial für die zusätzliche Stromerzeugung in der Schweiz. Sie liefert derzeit rund 3% des Schweizer Stroms, wobei in den letzten Jahren ein erhebliches Wachstum zu verzeichnen war (Deschaintre und Jacqmin 2019). Die weitere Entwicklung wird unter anderem von den Marktbedingungen und politischen Instrumenten abhängen, aber auch von technologischen Durchbrüchen bei einer nächsten Generation von leistungsstarken und kostengünstigen PV-Technologien, die auf Gebäudeoberflächen und Verkehrsmitteln eingesetzt werden können, von den Batteriekosten und der Gesamtleistung sowie von den Kosten für die Aufrüstung der lokalen StromVerteilnetze für die Versorgungsunternehmen. Um 25 TWh Solarstrom zu erzeugen, wären indikativ etwa 20–25 GW installierte Leistung erforderlich. Modellierungen des Schweizer Stromnetzes zeigen, dass bis zu einer PV-Spitzenleistung von etwa 15 GW keine Batterien für die Speicherung erforderlich sein sollten (Gupta et al. 2020). Von da an steigt die benötigte Batteriespeicherkapazität etwa linear mit der PV-Leistung. Bei 25 GW installierter PV-Leistung wären also etwa 50 GWh Batteriekapazität notwendig. Jüngste Studien zeigen jedoch, dass die Drosselung von 40–50% der PV-Spitzenleistung (die in sehr kurzen Zeiträumen auftritt) den jährlichen Energieertrag der PV in der Regel nur um 10 bis maximal 20% reduziert (Remund et al. 2022). Für Schweizer Verhältnisse liegt ein typisches wirtschaftliches Optimum zwischen der Investition in Batteriekapazität und einer Eingrenzung der Produktionsmenge um diese Werte herum. Der Bedarf an lokaler Speicherkapazität durch stationäre Batterien, um den kostspieligen Ausbau des Verteilnetzes zu entlasten, kann weiter auf ein sehr niedriges Niveau gesenkt werden, wenn die Verfügbarkeit der meisten E-Autos zum Aufladen um die Zeit der PV-Produktionsspitzen ausgenutzt werden kann. Zu diesem Zweck ist die breite Implementierung digitaler Technologien und entsprechender Geschäftsmodelle der Energieversorger eine absolute Notwendigkeit. Ein solches Nachfragemanagement (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) kann im Allgemeinen dazu beitragen, die Spitzenzufuhr von Solarstrom aufzufangen.

Das Stromerzeugungspotenzial und die entsprechenden Herausforderungen der erneuerbaren Primärenergieträger sind in Tabelle 1 aufgeführt:

Leistungsmerkmale der Stromversorgungsoptionen für die Schweiz. LCA-basierte CO2-Emissionen im Jahr 2050 aus BFE (2017b), sofern nicht anders angegeben.

Elektrizitätsversorgung	Leistungsmerkmale
Wasserkraft	**«Realistisches» Potenzial:** In der Grössenordnung von heute etwa 35 TWh_{el}, bis zu 10% mehr. **Vorteile** – Laufwasserkraft bietet Grundlast. – Stauseen bieten flexible Produktion. – Pumpspeicherkraftwerke bieten Kurzzeitspeicherung (Ladung/Entladung). – Sehr niedrige LCA-basierte CO_2-Emissionen von 5–15 gCO_2/kWh_{el}. – Angemessene Kosten (LCOE) und niedrige Grenzkosten. **Nachteile** – Potenzielle Erweiterung recht begrenzt. – Begrenzte Akzeptanz, wenn Landschafts- und andere Umweltaspekte im Konflikt mit neuen Projekten stehen. **Andere Kommentare** – Ausgereifte und bewährte Technologie. – Begrenzte Lernkurven in Bezug auf Effizienz und Kosten.

Solar-PV	**«Realistisches» Potenzial** 25–67 TWh_{el} (Scartezzini et al. 2021, BFE 2019). **Vorteile** – Angemessene Kosten (LCOE) bei Grenzkosten von nahezu null. – Breite gesellschaftliche Akzeptanz für Dachanlagen oder Anlagen auf Infrastrukturen im Mittelland. – Relativ niedrige LCA-basierte CO_2-Emissionen von 7–71 gCO_2/kWh_{el}. **Nachteile** – Stochastische Erzeugung mit rund 1000 Volllaststunden (VLH) im Mittelland, bis zu 1500 VLH in einigen Teilen der Südalpen. – Ein massiver Ausbau der installierten PV-Leistung würde erhebliche kurzfristige Speicherkapazitäten (Batterien) erfordern. – Ungünstiges saisonales Muster in der Schweiz (70% im Sommer bzw. 30% im Winter im Mittelland, leider in positiver Korrelation mit der Wasserkraft). **Andere Kommentare** – Unsichere gesellschaftliche Akzeptanz von Grossanlagen in den Alpen. – Um eine installierte PV-Leistung von etwa 35 TWh im Jahr 2050 gegenüber etwa 3 TWh heute zu erreichen, bedarf es eines jährlichen Ausbaus von durchschnittlich 1,2 GW pro Jahr in der Zukunft (gegenüber 0,7 GW pro Jahr heute). – Die alpine PV-Produktion weist eine bessere Sommer-/Winterverteilung der Stromproduktion auf.
Wind	**«Realistisches» Potenzial** 2,5–7 TWh_{el} (ARE 2020). **Vorteile** – Günstige saisonale Verteilung (bis zu $^2/_3$ im Winterhalbjahr). – Relativ niedrige LCA-basierte CO_2-Emissionen von 5–30 g CO_2/kWh. **Nachteile** – Stochastische Erzeugung mit eher geringer VLH auch in günstigen Lagen (2000–2500 VLH). – Benötigt kurz- bis mittelfristige Lagerung. – Umstrittene gesellschaftliche Akzeptanz aufgrund von Landschaft, Lärm und anderen Umweltauswirkungen (Joubert et al. 2018). **Andere Kommentare** – Derzeit hohe Investitionsunsicherheit aufgrund extrem langer Vorlaufzeiten vom Entwurf bis zur Installation. Neue Konzepte zur Verschlankung der Gesetzgebung/Verfahren könnten die Situation verbessern.
Geothermie	**«Realistisches» Potenzial** Bis zu 4,5 TWh_{el} (BFE 2017b). **Vorteile** – Grundlastfähigkeit – Geeignet für die Wintererzeugung durch Kopplung mit grossen Wärmemengen. – Relativ niedrige LCA-basierte CO_2-Emissionen 27–84 gCO_2/kWh_{el}. **Nachteile** – Bislang begrenzte gesellschaftliche Akzeptanz der tiefen Geothermie (Petrothermie). – Seismische Risiken (petrothermal und tief hydrothermal), insbesondere in dicht besiedelten Gebieten. – Hydrothermale Anlagen bieten niedrigere Temperaturen und daher sehr niedrige elektrische Wirkungsgrade. – Potenzieller Standortkonflikt zwischen grosser Wärmenutzung und akzeptablen Kraftwerksstandorten. **Andere Kommentare** – International gibt es nur sehr wenige Grossprojekte, die auf dem Markt eingeführt wurden. Wirtschaftliche Machbarkeit derzeit ungewiss.
Gas- und Dampfturbinen-kraftwerke (GuD)	**«Realistisches» Potenzial** Bis zu 5 TWh_{el} pro Kraftwerk (CCGT2+1 mit einer elektrischen Nettoleistung >1,5 GW). **Vorteile** – Flexible Auslieferungsmöglichkeiten (weniger als eine halbe Stunde Reaktionszeit). – Relativ niedrige Investitionskosten. – Kurze Vorlaufzeiten für Hochleistungsanlagen. – Gasturbinen mit offenem Kreislauf eignen sich als «Spitzenlastkraftwerke» zur Absicherung gegen Engpässe bei sehr wenigen VLHs. – Technologie anpassbar an Wasserstoff-Einsatz. – Schneller Aufbau. – Bei Ausstattung mit CCS relativ geringe LCA-basierte CO_2-Emissionen von 70–100 gCO_2/kWh_{el}. **Nachteile** – Hohe (wenn auch viel niedrigere als bei Kohle) LCA-basierte CO_2-Emissionen von ~360 gCO_2/kWh_{el}. – Aus diesem Grund begrenzte gesellschaftliche Akzeptanz in der Schweiz. – Wenn Lastfolgebetrieb, dann Bedarf an grossen Mengen erneuerbarer gasförmiger Brennstoffe (noch nicht vorhanden). – Die Betriebskosten hängen vom Kraftstoffpreis ab und sind recht hoch. **Andere Kommentare** – Nettowirkungsgrad der neuesten Technologien erreicht 62–64%. – Durchführbarkeit/Akzeptanz von CCS ist eher begrenzt. – Die Technologie ist für die Verwendung von Wasserstoff oder synthetischem Methan geeignet, aber ausreichende Mengen werden erst langfristig verfügbar sein. – Bis zu einem gewissen Grad noch vorteilhaft für die LCA-basierte CO_2-Reduktion, wenn sie zusammen mit Wärmepumpen und Elektromobilität eingesetzt werden.

Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (WKK)	**«Realistisches» Potenzial** Einstelliger TWh_{el}-Wert (wenn biogen[4]) **Vorteile** – Hervorragende Lastanpassungsfähigkeit (Reaktionszeit ca. 5 min.). – Relativ niedrige Investitionskosten. – Hoher Gesamtwirkungsgrad von rund 90% (Wärme und Strom). – Geeignet für industrielle Prozesswärme im mittleren bis hohen Temperaturbereich bei hohem VLH-Wert. – Erhebliche Zusatznutzen für die Lockerung der Anforderungen an das elektronische Verteilnetz. – Gut anpassbar an erneuerbare gasförmige Brennstoffe, mit dann sehr niedrigen LCA-basierten CO_2-Emissionen. **Nachteile** – Der elektrische Wirkungsgrad allein ist niedriger als bei GuD. – Bedarf an geeigneten Kühlkörpern in geringem Abstand für grössere, effizientere Anlagen. – Hohe Empfindlichkeit gegenüber Kraftstoffkosten. – Bei Versorgung mit Erdgas hohe LCA-basierte CO_2-Emissionen von 340–468 gCO_2/kWh_{el}. **Andere Kommentare** – Grosse Mengen an erneuerbaren Gasen werden voraussichtlich erst langfristig zur Verfügung stehen. – Möglichkeit für den Einsatz von Brennstoffzellen, wenn ihre Investitionskosten erheblich gesenkt und ihre Lebensdauer verlängert werden kann.
Kernkraft	**«Realistisches» Potenzial** Typischerweise bis zu 10 TWh_{el} pro (grossem) Kraftwerk. **Vorteile** – Grundlastbetrieb. – Lastfolgebetrieb möglich. – Sehr niedrige LCA-basierte CO_2-Emissionen von 5–40 gCO_2/kWh_{el}. – Minimaler Platzbedarf. – Ziemlich niedrige Grenzkosten. **Nachteile** – Sehr hohe spezifische Investitionskosten – Negative Lernkurven in den letzten Jahren: massive Verzögerungen und Kostenüberschreitungen bei den neuen Gen. III+ Projekten in Europa und den USA. – Sehr lange Abklingzeiten von konzentrierten, aber hochgefährlichen radioaktiven Abfällen. – Mögliche Proliferationsrisiken. **Andere Kommentare** – Schwierige Risikobewertung aufgrund sehr seltener Unfälle mit potenziell sehr grossen Folgen. Allgemeine Frage der normativen Entscheidungen. – Abfallentsorgung technisch möglich, aber geringe gesellschaftliche Akzeptanz. – Schweizer Volksabstimmung verbietet neue Kraftwerke. – Neue Technologien (Generation IV, SMR) in der Entwicklung, noch nicht am Markt erprobt.
Einfuhren	**«Realistisches» Potenzial** Zwischen 2010 und 2019 betrugen die Netto-Winterimporte im Durchschnitt 4,1 (0,7–8,7) TWh_{el} (BFE 2022). Ein «realistisches Potenzial» ist schwer abzuschätzen, da es von den künftigen Übertragungskapazitäten, dem Markt und den Beziehungen zwischen der EU und der Schweiz abhängt. **Vorteile** – Kann prinzipiell Abhilfe bei winterlichen Stromengpässen schaffen. – Die Übertragungsleitungen sind technologisch ausreichend (in der Grössenordnung von 10 GW mit Aussicht auf Erweiterung). – Europäisches Elektrizitätssystem soll langfristig niedrige LCA-basierte CO_2-Emissionen liefern. **Nachteile** – Die derzeitige Stromerzeugung in Europa (EU-27) hat LCA-basierte CO_2-Emissionen von ~250 gCO_2/kWh_{el} (EEA 2021b), die jedoch bis 2030 erheblich reduziert werden sollen. – Politische/regulatorische Herausforderungen an der Schnittstelle zwischen der EU und der Schweiz (fehlendes Rahmenabkommen) führen zu hohen Unsicherheiten. – Die Nachbarländer könnten in Zukunft vor ähnlichen saisonalen Herausforderungen stehen. **Andere Kommentare** – Ökonomen sind sich einig, dass die Integration der Schweiz in das weitaus grössere europäische System mit einem hochgradig diversifizierten Erzeugungsportfolio sowohl in Bezug auf die Kosten als auch auf die Versorgungssicherheit von Vorteil ist (sofern ein rechtlicher Rahmen geschaffen wird).

4 Gemäss zwei WSL/SCCER-BIOSWEET-Studien (Thees et al. 2017, Burg et al. 2021) liegen die nachhaltigen Gesamtpotenziale für Holz und Gülle bei 50,2 PJ bzw. 26,9 PJ – das heisst insgesamt 21,4 TWh – die bei einem Wirkungsgrad von 40% in WKK-Anlagen 8,6 TWh Strom und 10,5 TWh Wärme erzeugen würden. Allerdings würden alternative Verwendungsmöglichkeiten von Holz sowie wirtschaftliche und andere Beschränkungen für Dung (weite Verbreitung, schwierige Sammlung und Nutzung, Umwandlungsverluste von primärer in sekundäre Biomasse) ihr tatsächliches Energiepotenzial erheblich verringern.

Angesichts des zu erwartenden massiven Anstiegs der Stromnachfrage auf dem Weg zur vollständigen Dekarbonisierung werden neben den beiden grossen zukünftigen Beiträgen der Wasserkraft und der direkten Solarstromnutzung weitere Optionen wichtig sein. Dafür kommen einzeln oder in Kombination folgende Optionen in Frage:

- Stromimporte aus dem europäischen Netz: Dies hängt von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien in Europa und der Integration des schweizerischen Strommarktes in den europäischen Markt ab (die derzeit aus politischen Gründen eher rückläufig ist). Dies kann zu Risiken für die Versorgungssicherheit führen und erfordert daher einen zuverlässigen rechtlichen Rahmen für die Einbindung der Schweiz in das europäische Netzsystem.
- Massiver Ausbau des Solarstroms in Kombination mit Elektrolyse (möglicherweise durch im Ausland erzeugten Strom) und Infrastrukturen für die Speicherung/Verteilung von Wasserstoff und/oder synthetischen Kohlenwasserstoffen: Die Elektrolyse kann den Druck auf den Ausbau der Stromnetze zur Aufnahme von Spitzeneinspeisungen von Solarstrom mindern und vor allem die langfristige Speicherung grosser Strommengen ermöglichen, wodurch das erwartete saisonale Ungleichgewicht ausgeglichen wird.
- Eine verstärkte Nutzung der Windenergie kann zur Erzeugung von erneuerbarem Strom im Winter beitragen. Die Akzeptanz der Bevölkerung für Windkraftanlagen könnte steigen, wenn die betroffenen Einwohner einen fairen Anteil an den Erträgen erhalten und aktiv und frühzeitig in den Prozess eingebunden werden.
- Nichtnukleare Wärmekraftwerke: entweder grosse Gas- und Dampfturbinen (GuD) mit einer Spitzenleistung von derzeit bis zu 800 MWel für ein Kraftwerk mit einer Turbine und einem Dampfkreislauf (1+1) und bis zu 1,5 GWel für ein (2+1)-Kraftwerk oder dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (WKK) mit bis zu 20 MWel Spitzenleistung. Erstere haben bei den neuesten Technologien auf dem Markt einen Nettowirkungsgrad von bis zu 64% (vor Netzverlusten), während die grösseren WKK-Anlagen einen elektrischen Wirkungsgrad von 45–50% erreichen, mit weiteren 30% Mitteltemperaturwärme (geeignet für verschiedene industrielle Prozesse) und etwa 15% Niedertemperaturwärme, die für Fernwärmenetze geeignet ist (alle Zahlen beziehen sich auf die grössten Motoren von GE, Ansaldo und Siemens). Als eine Art «Versicherung» gegen unvorhergesehene Engpässe in der Stromversorgung können Gasturbinen mit offenem Kreislauf («Peaker») für die Notstromerzeugung in Betracht gezogen werden. Diese Anlagen haben einen elektrischen Wirkungsgrad von fast 43%, keine Wärmenutzung, aber niedrige Investitionskosten und damit eine potenzielle wirtschaftliche Rentabilität.
  Werden solche thermischen Kraftwerke mit Erdgas (NG) betrieben, haben sie nur als Übergangslösung eine Berechtigung, um die Lücke zwischen Angebot und Nachfrage zu schliessen, wenn der vorzeitige Ausstieg aus den Kernkraftwerken parallel zu einem nicht ausreichend schnellen Ausbau insbesondere des Solarstroms erfolgt.
  Die Aussicht, mittel- bis langfristig zur Netto-Null-Stromerzeugung beizutragen, kann für GuD-Anlagen realisiert werden, wenn grosse Mengen an «grünem» Wasserstoff (hauptsächlich importiert) verfügbar werden. Jüngste Entwicklungen, auch von Schweizer Herstellern, haben gezeigt, dass grosse Gasturbinen (H-Klasse) effizient mit Methan-/Wasserstoff-Gemischen unterschiedlicher Zusammensetzung und perspektivisch mit reinem Wasserstoff betrieben werden können (Bothien et al. 2019). WKK-Anlagen können ohne Anpassungen mit Biomethan oder synthetischem Erdgas (SNG) betrieben werden, während die Industrie in letzter Zeit «Wasserstoff-fähige» WKK-Anlagen für die nächsten Jahre angekündigt hat. Solche lokalen Anlagen können Wasserstoff aus Power-to-H_2-Systemen nutzen.
  Brennstoffzellen können aufgrund ihrer noch höheren elektrischen Wirkungsgrade in WKK-Anlagen zu interessanten Alternativen zu Verbrennungsmotoren werden, wenn ihre hohen Investitionskosten deutlich gesenkt werden können.
  Grundsätzlich ist die Stromerzeugung aus WKK-Anlagen durch die lokale Verfügbarkeit von Wärmesenken begrenzt, entweder für die Gebäudeheizung oder für industrielle Prozesse. Nach den Energieperspektiven 2050+ sind geeignete Wärmesenken industrielle Prozesse mit Temperaturen unter 400 °C und Fernwärme, die insgesamt zwischen 7 und 10 TWh_{th} liegen, was zu einem vergleichbaren Strompotenzial führt.
  Darüber hinaus ist die biogene Stromerzeugung von der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse abhängig. Laut den Energieperspektiven beträgt das Gesamtpotenzial an Biomasse im Jahr 2050 etwa 37 TWhch (14 importiert, 23 heimisch), womit theoretisch bis zu 16 TWh_{el} bereitgestellt werden könnten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese hochenergetische Quelle mit anderen Endenergiesektoren konkurrieren wird, und angesichts der begrenzten Wärmesenken liegt das realistische Potenzial in der Grössenordnung eines einstelligen Betrags an TWhel. Es ist auch erwähnenswert, dass es eine Debatte darüber gibt, ob die Verbrennung von holzartiger Biomasse aufgrund der langen Amortisationszeiten von neu gepflanzten Bäumen als klimaneutral angesehen werden kann (EASAC Bioenergy, Forest bioenergy update: BECCS and IAMs).

- Beobachtung der Entwicklung der Kernenergietechnologie. Sollte sich eine neue Technologie (Generation III+, IV, SMR-Kleinanlagen) etablieren, die über einen längeren Zeitraum (zum Beispiel ein bis zwei Jahrzehnte) nachweislich sicher kommerziell genutzt wird, Fortschritte bei der Entsorgung nuklearer Abfälle (einschliesslich akzeptierter Lagerstätten) und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit aufweist, könnte die Kernenergie langfristig Teil des Produktionsmixes sein.

Die derzeitigen Strommärkte sind durch die Notwendigkeit gekennzeichnet, Angebot und Nachfrage in einem bestimmten Regelungsbereich jederzeit aufeinander abzustimmen, da grosse Stromspeicherkapazitäten bisher nur marginal vorhanden sind. Zumindest bis billigere und effizientere Speichermöglichkeiten und ein intelligentes Management auf der Nachfrageseite in grossem Umfang zur Verfügung stehen werden, wird der flexible Einsatz von Stromerzeugungsanlagen von entscheidender Bedeutung sein. Ein solcher Einsatz erfolgt nach dem Merit-Order-Prinzip. Das bedeutet, dass bei einer Verringerung der Nachfrage zu einem beliebigen Zeitpunkt der Erzeuger mit den höchsten Grenzkosten aus dem Dispositionsschema herausfällt und umgekehrt, wenn die Nachfrage steigt.

Angesichts der Integration des schweizerischen Elektrizitätssystems in das europäische System kann der Importstrom für das Land aus ganz unterschiedlichen Quellen stammen. Bis vor kurzem, als die CO_2-Preise niedrig waren, produzierten Kohlekraftwerke zu sehr niedrigen Grenzkosten (auch aufgrund umfangreicher Subventionen) und waren daher nicht nur wettbewerbsfähiger als Gaskraftwerke, sondern in einigen Fällen sogar gegenüber der Wasserkraft. Bei den derzeitigen und absehbar höheren CO_2-Preisen wird die Kohleverstromung höhere Grenzkosten haben und somit sogar von Gaskraftwerken verdrängt werden.

Hürden

- Die rasant zunehmende Digitalisierung und die Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr) können – wenn sie abgeschlossen sind – den derzeitigen Strombedarf des Landes leicht verdoppeln.
- Die derzeitige Wachstumsrate bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen reicht nicht aus, um das Netto-Null-Emissionsziel längerfristig bis 2050 zu erreichen.
- Der Ersatz von Kernkraftwerken hauptsächlich durch Solarenergie stellt eine grosse Herausforderung für die saisonale Speicherung von Sommer- und Winterstrom dar, zusätzlich zu den Anforderungen an die kurzfristige Speicherung der schwankenden Solarenergie.
- Begrenzte öffentliche Akzeptanz der Windenergie und in gewissem Masse auch der Geothermie sowie Widerstand von Umweltschutzgruppen gegen die Erhöhung von Wasserkraftdämmen und den Bau von Wasserkraftwerken auf der grünen Wiese.
- Der massive Anstieg der Nachfrage nach erneuerbarem Strom (Elektrifizierung von Autos, Wärmepumpen, synthetische Kraftstoffe, Kühlung, weitere Digitalisierung) wird schwer zu erreichen sein und erfordert die gleichzeitige Nutzung mehrerer Optionen.
- Die geringe technologische Entwicklung mehrerer Schlüsselkomponenten für die Elektrolyse und die Infrastruktur für die Speicherung/Verteilung von Wasserstoff und/oder synthetischen Kohlenwasserstoffen und insbesondere die derzeit unerschwinglichen Kosten für synthetische Kraftstoffe, die sehr hohe CO_2-Preise erforderlich machen, um gegenüber fossilen Kraftstoffen wettbewerbsfähig zu sein.
- Die begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse erlaubt es nicht, Erdgas weitgehend durch Biogas zu ersetzen.
- Die derzeitige Marktsituation ist unangemessen, da die Kosten für Speicherung und Verteilung (Netz) nicht angemessen in den Strompreisen berücksichtigt werden.
- Die derzeitige starke Subventionierung der Kohleverstromung führt zu sehr niedrigen Strompreisen auf einem offenen Markt und erhöht damit die Nachfrage nach Subventionen für Wind- und Solarstrom, die trotz sehr niedriger Grenzkosten ihre Kapitalkosten während ihrer begrenzten Betriebszeit nicht decken können.

Erforderliche Massnahmen

E1 (Nachfrage reduzieren):
- Internalisierung der externen Kosten für alle Stromerzeugungstechnologien, einschliesslich Versorgung, Speicherung und Verteilung.

E2 (Effizienz):
- Marktdesign, das die Speicherkapazität und die betriebliche Flexibilität der Wasserkraft vergütet
- Bessere Abstimmung zwischen Nachfrage und Verfügbarkeit erneuerbarer Energien durch Nachfragemanagement.
- CCS/CCU in Betracht ziehen, wenn Gaskraftwerke als Übergangstechnologie installiert werden müssen, bis genügend Strom aus erneuerbaren Energiequellen verfügbar ist.

E3 (Ersetzen):
- Entwicklung von vorhersehbaren Regulierungs-/Politikinstrumenten für die Entscheidungsfindung auf Seiten der Investoren in Abstimmung mit der internationalen, insbesondere der europäischen Politik in diesem Sektor.
- Einführung des Konzepts gemeindeeigener Stromerzeugungsanlagen, wenn diese zu viel Platz benötigen oder das Landschaftsbild beeinträchtigen (PV- und Windkraftanlagen ausserhalb von Dächern).
- Technologieinnovationen zur weiteren Senkung der Kosten für erneuerbare Erzeugungsmethoden (zum Beispiel für Solardächer in der Schweiz) und zur Verbesserung der Anwendungen auf Gebäudeoberflächen und Verkehrsmitteln.
- Information/Kommunikation für Verbraucher und lokale Prosumenten über potenzielle Vorteile/Einsparungen auf der Grundlage neuer politischer Instrumente (zum Beispiel «Eigenverbrauchsregelung»).
- Aus globaler Sicht wäre es kosteneffizient, in grosse Solar- und (Offshore-)Windkraftanlagen (mit 4 bis 7 ct/kWh) anstelle von teuren inländischen Lösungen zu investieren, vorausgesetzt, die Netzinfrastruktur wird rechtzeitig bereitgestellt und die rechtlichen Bedingungen für die Schweiz werden verbessert.

Empfehlungen

- (P) Erwägung von Marktinstrumenten zur Vergütung von Speicher- und bedarfsgesteuerten Produktionskapazitäten (Politik).
- (P) Schaffung von Anreizen für «Back-up»-Kapazitäten zur Sicherstellung der Stromversorgung im Winter. Fossile «Back-up»-Kapazitäten sollten auch die CO_2-Steuer zahlen.
- (P) Aufgrund der Akzeptanz und der Umweltaspekte anderer Energiequellen liegt der Schwerpunkt auf einem starken Ausbau der Photovoltaik und ihrer Integration in Verteilnetze und Speicherkapazitäten; bei anderen Technologien sollten offene und transparente Entscheidungsprozesse mit intensiver Beteiligung der Öffentlichkeit verfolgt werden.
- (–) Entwicklung einer langfristigen Strategie für die – hauptsächlich internationale – Versorgung mit CO_2-armer Elektrizität, die für den schrittweisen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe, einschliesslich des Langstreckenverkehrs und der Luftfahrt, benötigt wird (Politik; Energieunternehmen).

5 Verteilnetze für Wärme, Strom und Brennstoffe

Verteil- oder Stromnetze verbinden Angebot und Nachfrage räumlich miteinander. Sie sind ein wichtiger Bestandteil des Energiesystems, insbesondere für Strom, aber auch für Wärme (Fernwärme) und einige Brennstoffe (Gas). Wärmenetze werden hauptsächlich auf lokaler oder kleiner regionaler Ebene für die Fernwärmeversorgung genutzt. Gasnetze werden heute für die Verteilung von Erdgas genutzt, könnten aber in Zukunft auch für Fernwärme, den Transport oder die Verteilung von Biogas, synthetischen Brennstoffen und Wasserstoff oder abgeschiedenem CO_2 zur Wiederverwendung oder Sequestrierung verwendet werden. Das Elektrizitätsnetz wird an Bedeutung gewinnen und sich zahlreichen Herausforderungen stellen müssen, die sich aus der verbreiteten Elektrifizierung des Verkehrs und der zunehmenden Nutzung von Wärmepumpen, der zunehmenden Variabilität der Energieerzeugung aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energieträger und der Dezentralisierung der Stromerzeugung bis hinunter auf die Gebäudeebene ergeben.

Gasnetz

20% der Wohngebäude in der Schweiz werden mit Erdgas versorgt (BFS 2017). In vielen städtischen Gebieten ist ein Übergang vom Erdgasverbrauch zur Fernwärme im Gange, um die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Aufgrund der begrenzten Produktionskapazitäten von erneuerbarem Biomethan von etwa 4,5 TWh pro Jahr wird das Erdgasnetz langfristig stark abnehmen. Das Erdgasnetz kann jedoch ein wichtiger Aktivposten sein, da einige Energiewendepläne die Verteilung von erneuerbaren Gasen (Methan, Wasserstoff) an die Verbraucher erfordern könnten. Diese Infrastruktur sollte bis zu einem gewissen Grad beibehalten werden, zumindest bis sich die Energiewende in eine eindeutige Richtung entwickelt hat, zum Beispiel in Richtung einer umfassenden Elektrifizierung, bei der chemische Energie nicht mehr an die Verbraucher verteilt werden muss. Wenn CCS in Zukunft in erheblichem Umfang eingesetzt wird, wird eine spezielle Infrastruktur für den Transport von CO_2 von der Kohlenstoffabscheidung zu den Wiederverwendungs- oder Speicherorten erforderlich sein (siehe Kapitel 7).

Wärme

Fernwärmenetze sind dort sinnvoll, wo erneuerbare Wärmequellen wie zum Beispiel Biomasse, Müllverbrennungsanlagen, Solarthermie, Niedertemperaturwärme aus mitteltiefen geothermischen Systemen, Abwärme aus grossen Rechenzentren oder Wasserreservoirs einfach verfügbar sind. Darüber hinaus sollte die Kraft-Wärme-Kopplung (WKK) wenn immer möglich anstelle der reinen Wärmeversorgung Priorität haben. Die Elektrifizierung der Heizung mit Hilfe von Wärmepumpen ist eine konkurrierende Option zu Wärmenetzen, könnte aber in dicht besiedelten Gebieten ebenfalls einige Einschränkungen mit sich bringen. Auf der wirtschaftlichen Seite müssen Kompromisse zwischen Grössenvorteilen und höheren Wirkungsgraden einerseits und den Investitionskosten für den Aufbau eines Verteilnetzes andererseits in Betracht gezogen werden. Während solche Investitionen optimiert werden können, wenn ein völlig neues Wohngebiet erschlossen wird, ist die Situation viel komplizierter, wenn die bestehenden Gebäude und Heizungsanlagen unterschiedlich sind und sich in verschiedenen Phasen ihrer Lebensdauer befinden. Die lokalen Behörden und Versorgungsunternehmen müssen in einen Dialog mit den Interessengruppen treten, um in diesem Zusammenhang praktikable Lösungen zu finden.

Elektrizität

Das Stromnetz wird in vier verschiedene Spannungsebenen eingeteilt, wobei die höheren Ebenen traditionell dazu dienen, hohe Leistungsflüsse von zentralen Kraftwerken zu verschiedenen Orten mit konzentrierter Nachfrage zu übertragen, von wo aus der Strom mit niedrigeren Spannungen an die einzelnen Verbraucher verteilt wird. Aufgrund des zunehmenden Anteils der lokalen kleinen und mittleren Stromerzeugung (Sonne, Wind, WKK, kleine Wasserkraftwerke) wird die steuerbare und zentrale

Stromerzeugung zunehmend durch verteilte stochastische erneuerbare Energien ersetzt, die sich hauptsächlich in Verteilnetzen befinden. Dies hat Auswirkungen auf die Planungs- und Betriebspraktiken sowohl der Verteilnetzbetreiber als auch der Übertragungsnetzbetreiber. Die Bewältigung der möglicherweise entstehenden bidirektionalen Flüsse, die Auswirkungen auf die Spannungen und die Notwendigkeit des Ausgleichs dieser Ressourcen hat, erfordert eine verstärkte Koordination zwischen den Netzbetreibern der verschiedenen Spannungsebenen.

Eine verstärkte Einführung fortschrittlicher Kontrollsysteme, Sensoren und damit zusammenhängender digitaler Technologien in Verteilnetzen ist für eine grössere Transparenz und einen effizienten Betrieb der Stromnetze bis hinunter zur Niederspannungsebene von entscheidender Bedeutung (zum Beispiel haben intelligente Stromzähler ihr volles Potenzial noch lange nicht ausgeschöpft). Die flexible Steuerung des Betriebs von Geräten auf der Verbraucherseite, zum Beispiel das Aufladen von Elektrofahrzeugen oder der Betrieb von Wärmepumpen sowie die Steuerung von Photovoltaikanlagen, bieten die Möglichkeit, Verstösse gegen Netzbeschränkungen zu vermeiden, erfordern jedoch zusätzliche Investitionen in Hard- und Software sowie gesellschaftliche Akzeptanz. Andererseits kann die Flexibilität der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs, die sich aus der Bündelung vieler dezentraler Energieressourcen (DER) ergibt, den vorgelagerten Betrieb der Hochspannungsübertragungsnetze unterstützen und neue Geschäftsmöglichkeiten für die Finanzierung der Installation von DER schaffen. Auf Gleichstrom (DC) basierende Technologien könnten für Hochspannungsübertragungsnetze wichtig werden, aber wahrscheinlich weniger für lokale oder regionale Netze, zumindest in naher Zukunft.

In jüngster Zeit haben sich wichtige Herausforderungen durch veränderte Rahmenbedingungen in der EU ergeben. Aufgrund des fehlenden Stromabkommens ist Swissgrid in ihrer Einflussnahme auf die Entwicklungen im europäischen Strommarkt eingeschränkt und kann nicht an den gekoppelten Strommärkten teilnehmen. Bei der Berechnung der für diese Strommärkte vorgesehenen grenzüberschreitenden Kapazitäten wird die Schweiz derzeit nicht berücksichtigt. Dies hat zu einer Zunahme ungeplanter Stromflüsse durch die Schweiz geführt - mit negativen Auswirkungen auf die Netzsicherheit. Zudem scheint der Zugang zu wichtigen Regelenergiekooperationen bedroht oder gefährdet zu sein. Ein Stromabkommen mit der EU wird für die zukünftige Stromversorgung und die Netzsicherheit in der Schweiz entscheidend sein.

Ein zusätzlicher Aspekt sollte zumindest mittelfristig geprüft werden: Durch die zunehmende direkte Nutzung dezentraler Stromerzeugung verlagert sich die Hauptfunktion des Stromnetzes immer mehr von einem Mittel für den Zugang zu Strom zu einem Backup-System für Zeiten mit geringer Eigenerzeugung. Diesem Umstand könnte zum Beispiel durch eine Pauschale für den Netzzugang besser Rechnung getragen werden als durch einen verbrauchsabhängigen Aufpreis, wie es heute der Fall ist.

Hürden

- Kosten für die Installation von Fernwärmenetzen in einem Umfeld verteilter Heizungssysteme unterschiedlichen Alters und unterschiedlichen technischen Aufwands für die Umstellung eines Heizungssystems (zum Beispiel in Häusern mit einzelnen Warmwasserboilern auf jeder Etage auf ein zentrales Warmwasserverteilungssystem).
- Auswirkungen dezentraler Ressourcen auf Netzflüsse und Spannungen in Verteilungssystemen und entsprechender Bedarf an Ausgleichsmassnahmen.
- Fehlende Integration in den EU-Strommarkt, was zu Unsicherheiten bei den Importkapazitäten und der Netzsicherheit führt.
- Einige der Hochspannungsleitungen sind auf den Widerstand der Öffentlichkeit gestossen.

Erforderliche Massnahmen

E2 (Effizienz):

- Aufrechterhaltung eines grundlegenden Gasverteilungssystems für eine Zeit, in der Biogas oder später synthetisches Erdgas oder Wasserstoff in grösserem Umfang zur Verfügung stehen, oder für den Transport von CO_2 aus der Kohlenstoffabscheidung.
- Planung einer angemessenen Regelenergiekapazität.
- Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien zur Unterstützung des effizienten Betriebs von Verteilnetzen.
- Verbesserung der Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.

E3 (Ersetzen):

- Unterstützung des Ausbaus von Fernwärmesystemen mit CO_2-armer Energie.
- Förderung der gemeinsamen Installation von Energiespeichern und erneuerbaren Energien unter ganzheitlicher Berücksichtigung der Investitionskosten und der Nachhaltigkeitsziele.

Empfehlungen

- (P) Anpassung der Preis-/Tarifgestaltung, um der sich ändernden Rolle der Hauptnetzversorgung Rechnung zu tragen.
- (–) Langfristige Planung lokaler oder regionaler Fernwärmenetze zur Erleichterung von Investitionen in die Renovierung oder Einrichtung von Heizsystemen in Gebäuden (Gemeinschaftspolitik).
- (–) Stärkere Integration in das Strom- und Energiesystem der EU (Politik).
- (–) Berücksichtigung der Bedeutung des Gasnetzes für die Umnutzung für den Transport von CO_2 oder erneuerbaren Gasen (Politik/Industrie).

6 Energiespeicherung

Bei der Energiespeicherung geht es um die Verknüpfung von Angebot und Nachfrage im Laufe der Zeit. Viele Jahrzehnte lang bestand die Herausforderung bei der Speicherung darin, Grundlastenergie aus Kern- und Flusskraftwerken von Zeiten mit geringer Nutzung (Nacht) auf Zeiten mit hoher Nutzung zu übertragen (hauptsächlich durch Wasserkraftwerke). Heutzutage und insbesondere in Zukunft wird die Speicherung benötigt, um Energie von Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung (Sonnenschein und Wind) auf Zeiten geringerer Erzeugung zu übertragen, wobei die grösste Herausforderung die saisonale Speicherung vom Sommer in den Winter ist.

Mobile Anwendungen nutzen die Energiespeichertechnologie in kleinem Massstab (Kapazität) und in grosser Zahl seit der Masseneinführung von Mobiltelefonen. Im grossen Massstab ist die Pumpspeicherung seit 150 Jahren die einzige Technologie, weil fossile Energie ein viel billigerer «Energiespeicher» war. Die Pumpspeicherung war von Interesse, da sie die Kopplung der unflexiblen, grosstechnischen Stromerzeugung mit dem 24-Stunden-Muster des Stromverbrauchs ermöglicht und in der Vergangenheit den Business Case sicherte. Mit dem zunehmenden (billigeren) Stromangebot während des Tages, das aus Wind und Photovoltaik stammt, nimmt die Arbitrage ab.

Beim derzeitigen Stand der installierten PV- und Windkraftanlagen sowie der verbleibenden fossilen und nuklearen Stromerzeugung stimmen Erzeugung und Verbrauch während 24 Stunden recht gut überein. In Zukunft erfordert das Energieversorgungssystem mit solar- und windgestützter Energieversorgung jedoch eine flexible Verbindung mit variablem Verbrauch. Die Elemente der Flexibilität sind 1) umfassende Energieverteilnetze (Kapitel 5), 2) Sektorkopplung und Nachfragesteuerung (Kapitel 7 und 10) und 3) Energiespeicher.

Die Kombination aller drei Elemente führt zu einem kostenoptimierten System. Die Nachfragesteuerung erfordert ein starkes Engagement und damit grosse Anstrengungen des Einzelnen, ist aber eine wirksame Massnahme für grosse Einzelverbraucher wie die Industrie. Der Netzausbau und die Speicherung in grossem Massstab erfordern Investitionen und Forschung, greifen aber nicht in die Gewohnheiten des Einzelnen ein.

Für die Speicherung gibt es zwei zentrale Fragen:
1. Welche Kapazität wird für welche Dauer der Lagerung benötigt und
2. Welche Technologien stehen für den Masseneinsatz in der Zeit des Übergangs zur Verfügung?

Direkte (Power-to-Power) Stromspeicherung auf kurz- bis mittelfristiger Ebene

Für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei Tag und Nacht oder sogar für ein paar Tage stehen bewährte und etablierte Speichertechnologien zur Verfügung, entweder in Form von bidirektionalen Pumpspeichersystemen oder Batterien. Die Wirkungsgrade liegen bei Batterien bei 80–85% und bei Pumpspeichersystemen bei 75–80%. Die Speicherdauer beträgt in der Regel nur Minuten, Stunden oder höchstens ein paar Tage.

Pumpspeicherkraftwerke sind nur unter bestimmten geografischen und Marktbedingungen realisierbar, aber die Technologie ist auch für grosse Stromerzeugungssysteme in der Grössenordnung von 1 GW und mehr pro Anlage ausgereift. Die anfänglichen Investitionskosten sind hoch, amortisieren sich aber über die sehr lange Lebensdauer der Anlage.

Batterien haben sich zu lokalen, kleinen bis mittelgrossen Anwendungen mit Speicherkapazitäten zwischen einigen kWh und einigen MWh entwickelt. Kürzlich wurden sogar Kapazitäten von bis zu 300 MW bzw. 1200 MWh erreicht. Ihre Lebensdauer liegt in der Grössenordnung von 10 Jahren und die Anzahl der Zyklen ist je nach Betriebsstrategie (hauptsächlich Entladetiefe) begrenzt. Die spezifischen Kosten sind immer noch hoch, aber der technologische Fortschritt in Bezug auf die Kosten und die Gesamtleistung war in den letzten Jahren beeindruckend. Experten erwarten, dass die Lernkurven steil sind, auch getrieben durch das Marktwachstum der Elektromobilität. Sicherlich gibt es je nach Technologie noch Optimierungspotenzial in Bezug auf Haltbarkeit, Zuverlässigkeit und Kosten, aber im Allgemeinen sind solche Speicher auf oder nahe an der Marktreife.

Langfristige Wärmespeicherung

Wärmepumpen können den Wärmebedarf für Warmwasser und Raumheizung in ländlichen Gebieten decken. In dicht besiedelten Gebieten sind Luft-Wasser-Systeme oder Erdsonden-Wasser-Systeme aufgrund von Lärmproblemen oder unhaltbarem Wärmeverlust im Boden möglicherweise nicht machbar. In solchen Fällen würden langfristige Wärmespeichersysteme, zum Beispiel die unterirdische Speicherung überschüssiger Sommerwärme, dazu beitragen, den Strombedarf von Wärmepumpen im Winter zu senken und die thermische Regeneration des Untergrunds zu erleichtern.

Die Wärmespeicherlösungen für solche Situationen stehen derzeit kurz vor der Marktreife. Mehrere Wohnhäuser in Dänemark beziehen ihre Raumwärme aus grossen Speicherseen (die im Sommer mit Solarenergie auf Temperaturen bis zu 80 °C aufgeheizt werden).

Pilotprojekte mit Phasenwechsel-Wärmespeichern (Water to Ice) versorgen Einfamilienhäuser und kommunale Gebäude in der Schweiz mit Wärme und beweisen ihren Nutzen. Andere Wärmespeichersysteme, die latente Wärme nutzen und in konzentrierten Laugen gespeichert werden, sind noch nicht für den Einsatz in Wohngebäuden erprobt, werden aber in den Labors angewandter Ingenieur- und Forschungsgruppen in der Schweiz erforscht.

Die Kurzzeit-Wärmespeicherung unterstützt die Energiewende als zentraler Baustein für die Sektorkopplung, der entsprechende Abschnitt geht näher auf diese Technologie ein.

Langfristige chemische Energiespeicherung

Langfristig kann es zu einem Defizit in der Energieproduktion aus den Quellen PV, Wind und Wasserkraft von einigen Wochen im Oktober-November und Februar-März kommen, abhängig von der akzeptablen Windkapazität und den verfügbaren Energieimporten. Um ein solches Defizit abzumildern, benötigt die Schweiz langfristige Energiespeicher in erheblichem Umfang. Aus heutiger Sicht erfüllt nur die chemisch gespeicherte Energie diese Anforderung, da die nutzbare Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken begrenzt ist und Batteriesysteme zu hohen Speicherkosten führen, wenn sie zur saisonalen Speicherung betrieben werden. Zu diesem Zweck und zur Verringerung der Treibhausgasemissionen der Nachfragesektoren des Energiesystems (zum Beispiel Luftfahrt) ist die synthetische Herstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien eine Option.

Basierend auf dem vereinfachten Szenario, dass die nationale Stromproduktion der Schweiz bis 2050 gleich bleibt, aber nur durch erneuerbare Energien (ohne Kernenergie) selbstversorgt wird, präsentieren wir eine «Grössenordnung» für die Langzeitspeicherung, wobei die geschätzten 11 TWh Strom für den Verkehrssektor und der Teil für den Betrieb der Wärmepumpen vernachlässigt werden: Mit einer grossen installierten PV-Kapazität wird Power-to-X am wertvollsten für den Ausgleich der untersten Netzebene, die aufgrund ihrer derzeitigen Auslegung am anfälligsten für Ungleichgewichte ist. Das Ausmass der installierbaren PV-Leistung ist ein politisch heikles Thema. Aus rein geographischen (angebotsseitig) und physikalischen (nachfrageseitig) Gründen können etwa 25 TWh pro Jahr netto aus PV die derzeit installierte Kapazität von 3,3 GW (25 TWh/a) aus Kernkraft ersetzen. Dabei ist ein Ausgleich von Verlusten für die saisonale Speicherung ausgeschlossen. Auf der Angebotsseite müssen verschiedene Annahmen getroffen werden (wie der Wirkungsgrad der Zellen, die Installation auf vertikalen Flächen usw.). Das geschätzte PV-Potenzial reicht von 28 TWh bis 67 TWh. Wenn Windenergie eine Option ist, zeigt selbst das konservative PV-Szenario, dass die benötigte Energie als Ersatz für die Kernkraftkapazität erhältlich ist, aber eine saisonale Ausgleichsstrategie erfordert. Eine Schätzung zeigt, dass die benötigten 25 TWh aus PV-Energie eine saisonale Aufteilung der Produktion von 63% im Sommer und 37% im Winter aufweisen. Diese Eigenschaft erfordert, dass etwa 13% der jährlichen PV-Produktion saisonal verschoben werden müssen (3,25 TWh netto). Ausgehend von den geschätzten 25 TWh und unter Berücksichtigung der gesamten Speicherverluste (50%) werden etwa 32 TWh neuer erneuerbarer Strom benötigt, von denen 7 TWh auf die saisonale Verschiebung entfallen. Diese Betrachtung schliesst die kontrovers diskutierte Windenergie weitgehend aus, die im Winter eine bessere Produktionscharakteristik aufweist und damit die Speicherherausforderungen entschärft (Kober et al. 2019).

Power-to-X ermöglicht die beschriebene saisonale Verschiebung. Ausgehend von Strom zu Wasserstoff werden verschiedene flüssige und gasförmige Brennstoffe verfügbar. Experten diskutieren jedoch darüber, dass die erforderliche Anzahl von Volllaststunden zur Senkung der Kosten für die Wasserstoffproduktion als ersten Prozessschritt schwer zu erreichen ist, wenn nur Überschussstrom aus PV oder Wind genutzt wird (1000 Volllaststunden). Obwohl Wasserkraft und PV auf unterschiedlichen Spannungsebenen (= Netzen) arbeiten, ist eine Verbindung mit (laufender Fluss-)Wasserkraft hilfreich, um genügend Volllaststunden zu erreichen. Daher sind weitere Investitionen in Transformatoren und andere Infrastruktur erforderlich. Die Wirtschaftlichkeit hängt nicht nur von den Kapitalkosten ab, sondern auch von den Betriebskosten, hauptsächlich dem Strom. Jede Preiskomponente, die zum Strompreis hinzukommt (Netzentgelt, Steuern usw.), stellt die Wirtschaftlichkeit von Power-to-X-Anlagen in Frage. Aus diesem Grund fordern die Akteure in diesem Bereich eine Befreiung von den Netzentgelten für den in Power-to-Gas gespeicherten Strom, wenn dies in systemstabilisierender Weise geschieht (gemäss der Verordnung für Pumpspeicher). Neben den Kosten für Power-to-X ist die Frage nach der CO_2-Quelle für die Produktion von CH4 oder flüssigen synthetischen Kraftstoffen von zentraler Bedeutung.

Damit die Verstromung von Kohlenwasserstoffen Teil der Lösung und nicht Teil des Problems sein kann, muss das CO_2 1) aus der Atmosphäre, 2) aus einer biogenen Quelle oder 3) als Doppelnutzung von CO_2, das aus einer nicht erneuerbaren Quelle wie der Kalzinierung von Kalkstein in der Zementindustrie, der Müllverbrennung (mit Ausnahme von Bioabfällen) oder der zentralen Stromerzeugung abgeschieden wurde, stammen. Da es sich bei den beiden letzteren um «Abfallströme» handelt, ist mit dem Roh-CO_2 kein oder ein negativer Preis verbunden. Je nach Technologie muss das reine CO_2 aus den Quellen 2) und 3) gereinigt werden, was zusätzliche Kosten verursacht. Die CO_2-Bepreisung ermöglicht für alle drei Quellen zusätzliche Einnahmen, die die Kosten für die Aufbereitung des Roh-CO_2 kompensieren. Während aus der Luft entnommenes CO_2 unbegrenzt zur Verfügung steht, jedoch erhebliche Kosten verursacht (heute: etwa 600 CHF/Tonne), sind die Quellen 2) und 3) weniger teuer, aber in ihrem Angebot begrenzt. Studien schätzen das maximale Potenzial der «Abfallstrom»-Quellen auf 7 314 000 Tonnen pro

Jahr, was einer Speicherkapazität von etwa 39 TWh pro Jahr (Methan) entspricht. Wenn die Gesellschaft langfristig CO_2-neutral oder sogar CO_2-negativ wird, nimmt das verfügbare CO_2 aus Müllverbrennungsanlagen deutlich ab. Geht man von einer Reduktion des abfallbedingten CO_2 um 50% aus und vernachlässigt die Zementanlagen, so sinkt das Methanspeicherpotenzial von 39 TWh pro Jahr (7 314 000 Tonnen CO_2 pro Jahr) auf 13 TWh pro Jahr (2 482 000 Tonnen CO_2 pro Jahr), bezogen auf den Energiegehalt von Methan. Diese Schätzung geht von einem Umwandlungswirkungsgrad von Strom zu Methan von über 27% aus, um die benötigte Energie für die zuvor beschriebene saisonale Verschiebung zu speichern. Die Speicherkapazität für Methan in der Schweiz beträgt etwas mehr als 1,6 TWh, einschliesslich der Gasspeicherkaverne in Étrez, Frankreich. Das Achtfache dieser Kapazität ist nötig, um die Energie für die saisonale Verschiebung als Methan zu speichern, um die heute in der Schweiz genutzte Kernkraft zu kompensieren (Kober et al. 2019).

Power to Hydrocarbon liefert auch Plug-in-Kraftstoffe für den heutigen Fernverkehr und den Wärmesektor. Der heutige Gasmarkt hat ein Volumen von 39 TWh, wobei die Nachfrage zwischen Oktober und April am höchsten ist. Die heutige CO_2-Kapazität in der Schweiz entspricht diesem Bedarf. In Zukunft wird mit der weiteren Verbreitung von Wärmepumpen der Gasbedarf für (Haus-)Heizzwecke abnehmen. Mittelfristig ist Power-to-Methane eine Option. Langfristig bräuchte die Schweiz billige CO_2-Luftabscheider oder kohlenstofffreie Energieträger, um den Bedarf für die saisonale Energiewende zu decken.

Hürden

- Die mittel- bis langfristige Speicherung von industrieller Hochtemperaturwärme ist nicht realistisch.
- Geringe Effizienz der chemischen «Round-Trip»-Speicherung von Strom.
- Riesige Mengen an erneuerbarem Wasserstoff sind erforderlich.
- Der Ausbau verschiedener Speicher in der Schweiz wird unter anderem durch die Ungleichbehandlung bei den Netzentgelten (im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken) gehemmt.
- Möglicherweise nur begrenzte CO_2-Menge aus CCS oder direkter Luftabscheidung zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe verfügbar.
- Fehlende öffentliche Akzeptanz von grossen Wasserkraftwerken oder anderen grossen und gut sichtbaren Anlagen.
- Grosse Stoffströme und die damit verbundenen Konflikte mit anderen Umweltzielen im Zusammenhang mit Batteriesystemen.
- Fehlende Integration in den EU-Strommarkt, was zu Unsicherheiten bei Importverträgen führt, insbesondere in Zeiten geringer Energieverfügbarkeit.

Erforderliche Massnahmen

E3 (Ersetzen):

- Ausbau der kurzfristigen Speicherkapazitäten, auch für Versorgungsunternehmen und Haushalte.
- Unterstützung der Entwicklung und Umsetzung langfristiger Stromspeichersysteme und -kapazitäten im saisonalen Massstab, wenn möglich in grossem Massstab
- Integration von Batteriespeichersystemen in Stromverteilnetze und Übertragungsnetzreserve.
- Grossflächiger Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen.

Empfehlungen

- (–) Anreize für die Erhöhung von Stauseen schaffen, um die wichtige Schweizer Wasserkraftspeicherinfrastruktur noch besser zu nutzen; die derzeitige Speicherkapazität von fast 9 TWh, von denen 6,5 TWh effektiv genutzt werden, könnte um bis zu 2 TWh erhöht werden (Schleiss 2012, Fuchs et al. 2019) (Politik).
- (–) Schaffung von Anreizen zur Förderung der saisonalen Wärmespeicherung, um höhere Anteile erneuerbarer Energien im Wärmesektor zu integrieren (Politik).
- (–) Erkundung von Standorten und Bereitstellung von Instrumenten zum Aufbau einer (saisonalen) Speicherinfrastruktur für erneuerbare Gase (Industrie).
- Unterstützung weiterer Forschung für effizientere und kostengünstigere Speicheroptionen.

7 Sektorkopplung

Kasten 6: Nomenklatur für Null-CO_2-Kraftstoffe

CO_2-freie Kraftstoffe können wie folgt hergestellt werden:

a) Aus Biomasse
b) Durch solare thermochemische Prozesse
c) Durch Elektrolyse mit erneuerbarer oder nuklearer Elektrizität
d) Aus fossilen Brennstoffen (zum Beispiel Methandampfreformierung) mit CCS

Bei c) handelt es sich um E-Kraftstoff. Wenn der Wasserstoff mit rezykliertem CO_2 zu Methanol oder Kohlenwasserstoffen oder mit Stickstoff zu Ammoniak usw. kombiniert wird, spricht man von synthetischen Kraftstoffen (siehe **Abb. 8**). Im Rahmen von Ökobilanzen können all diese Kraftstoffe nicht genau «CO_2-frei» sein; der Begriff wäre nur dann korrekt, wenn im Jahr 2050 alle Energie- und Industrieprozesse «defossilisiert»wären (das heisst keine positiven Nettoemissionen von CO_2 in die Atmosphäre verursachen würden).

Einführung in das Konzept

Die Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert erstens eine weitgehende Elektrifizierung mehrerer Endverbrauchssektoren und zweitens eine enge Verknüpfung zwischen Strom einerseits und chemischen Energieträgern andererseits. Die langfristige Speicherung über Wochen, Monate oder Jahreszeiten wird aufgrund der zu erwartenden saisonalen Schwankungen des Solarstroms wichtig sein, und synthetische Kraftstoffe können eine solche Speicherung ermöglichen, wenn «CO_2-freier» Strom für ihre Produktion zur Verfügung gestellt werden kann. Die Anforderungen an eine sehr hohe Energiedichte im Schwerlast- und Langstreckentransport (insbesondere in Schwerlastkraftwagen, Schiffen und in der Luftfahrt) sowie an eine zuverlässige, gleichmässige Energieversorgung für industrielle Prozesse können dann durch diese synthetischen Kraftstoffe erfüllt werden.

Zudem ist angesichts der jüngsten Entwicklungen im Kooperationsrahmenabkommen zwischen der Schweiz und der EU und der Schwierigkeiten beim Aufbau eines europäischen Übertragungsnetzes die Verfügbarkeit grosser Mengen importierten Stroms in Zukunft unsicher. Daher werden elektrische (E-)Kraftstoffe oder solarchemische Kraftstoffe benötigt, da die dafür notwendige Strommenge voraussichtlich nicht durch heimische erneuerbare Energien bereitgestellt werden kann. Geeignete Standorte für die Stromerzeugung für Elektrolyseure sind solche mit hohem Solar- und vor allem Offshore-Windpotenzial und einer deutlich höheren Anzahl von Volllaststunden als in der Schweiz beziehungsweise Mitteleuropa möglich. Im Gegensatz zu Stromimporten können synthetische Brennstoffe über weite Strecken transportiert und verteilt werden, teilweise unter Nutzung bestehender oder umgenutzter Infrastruktur zu sehr geringen Kosten.

Darüber hinaus können «Power-to-Heat»-Konzepte für die Bereitstellung von Wärme für industrielle Anwendungen bei mittleren Temperaturen nützlich sein. Ein wichtiges Element in diesem Konzept sind Kurzzeit-Wärmespeicher auf verschiedenen Temperaturniveaus. Einerseits können Niedertemperatur-Wärme- und sogar Kältespeicher das Netz entlasten, indem Wärmepumpen betrieben werden, wenn Strom zur Befüllung von Speichern für die Warmwasserversorgung oder Kältespeichern für die Klimatisierung einfach verfügbar ist. Solche Speichersysteme auf Basis von Phasenwechselverfahren oder auf Wasserbasis sind marktreif (Schmidt et al. 2020). Dach-PV kann in Kombination mit Wärmespeichern den Wärmebedarf von Bäckereien und Tiefkühlabteilungen im Lebensmitteleinzelhandel decken. Andere Industriezweige benötigen Prozesswärme auf höherem Temperaturniveau, Wärmepumpen für Temperaturen bis zu 165 °C sind auf dem Markt. Hochtemperatur- und Hochleistungswärmespeicherkonzepte für Temperaturen von bis zu 550 °C befinden sich auf dem Stand der Technik (Schmidt et al. 2020). Das zugrunde liegende Konzept erlaubt es, die Temperatur in einem weiten Bereich an die Anwendung anzupassen. Wärmespeicher benötigen keine Edelmetalle oder katalytisches Material und sind wirtschaftlicher als Batterien. In diesem Sinne bietet die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme eine hervorragende Flexibilitätsoption.

Diese voraussichtliche Entwicklung, wie sie in Abbildung 8 konzeptionell dargestellt ist, wird als Sektorkopplung bezeichnet und wird die Komplexität des Gesamtsystems und die Interaktionen zwischen kommerziellen, öffentlichen und privaten Marktteilnehmern und Interessengruppen erheblich steigern. Um sie zu realisieren, müssen Technologien wie Elektrolyseure, Methanisierungskraftwerke und Raffinerien für die Synthese höherer Kohlenwasserstoffe, das Management von CO_2-Kreisläufen und grosstechnische Brennstoffzellen zur Reife gebracht und kommerzialisiert werden. Die Investitionen in neue oder umgewidmete Infrastrukturen werden höchstwahrscheinlich sehr hoch sein, und der konkrete Übergangspfad ist weitgehend unbekannt. Es werden auch erhebliche technologische Innovationen erforderlich sein. Die politischen Rahmenbedingungen werden die entscheidende Triebkraft für einen solchen Wandel sein.

Konkret gehen wir davon aus, dass einerseits ein zusätzlicher Strombedarf für die Elektrifizierung von Autos und leichten Nutzfahrzeugen sowie für die Wärmeversorgung von Gebäuden entstehen wird. Andererseits besteht ein Bedarf an grossen Strommengen für die Produktion von chemischen Energieträgern für den Fernverkehr (insbe-

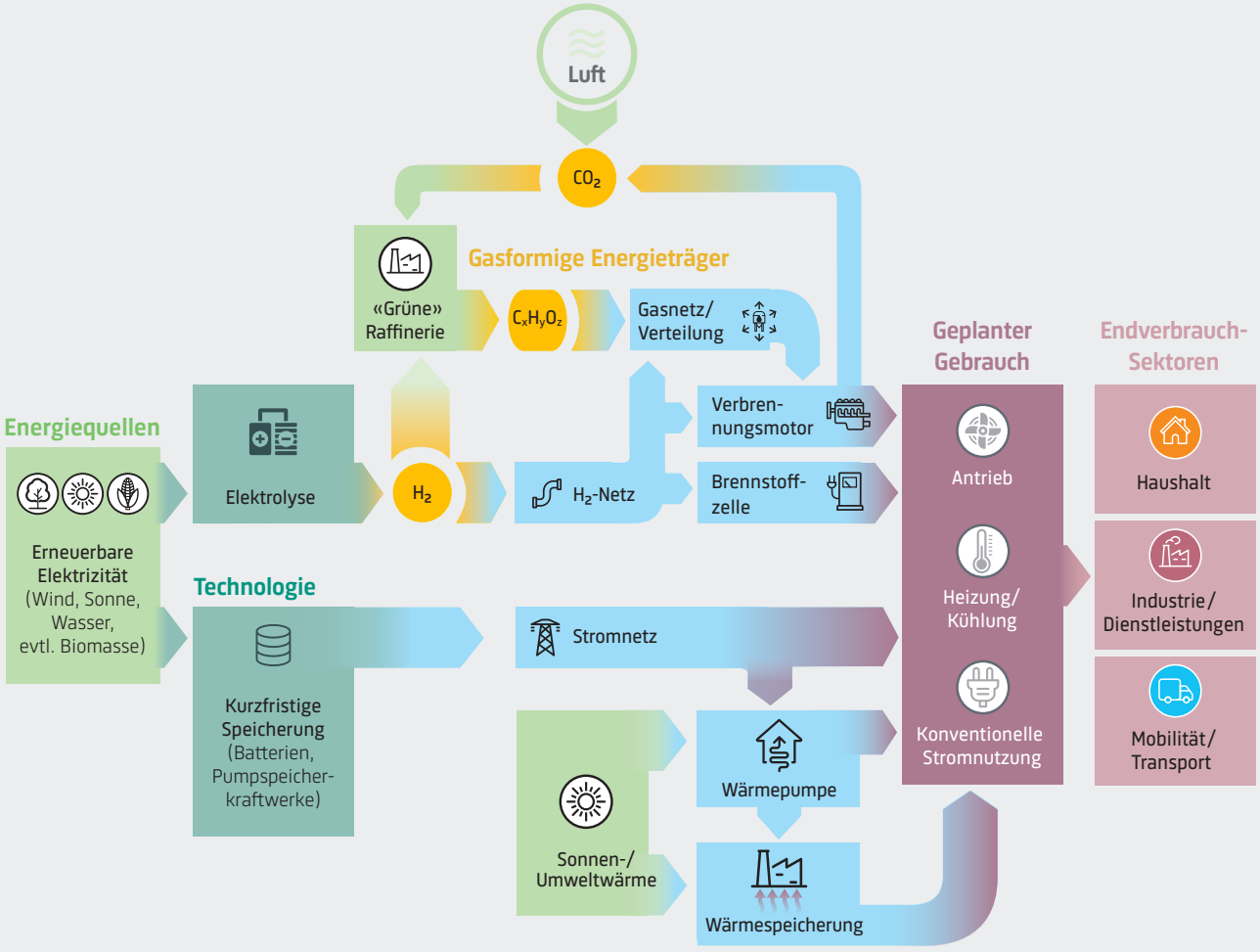


Abb. 8: Ein Beispiel für Sektorkopplung zeigt zum einen die Elektrifizierung der verschiedenen Endverbrauchssektoren und zum anderen die vielfältigen Vernetzungen zwischen Strom und gasförmigen Energieträgern (vereinfachte Darstellung).

sondere Schifffahrt und Luftfahrt) und Industriewärme sowie für die langfristige (saisonale) Speicherung. Für die Direktelektrifizierung könnte die heimische Stromerzeugung einen wesentlichen Teil des Bedarfs decken, vor allem durch den massiven Ausbau der Photovoltaik (PV).

Vorhandene heimische nachhaltige Biomasse und zusätzlich importierte Biomasse soll als Energieträger für Anwendungen mit hohem Exergiegehalt[5] (Industriewärme, Strom-/Wärmeerzeugung im Winter und Langstreckenverkehr, insbesondere Luftfahrt) erhalten werden, aber ihre potenzielle Menge wird nicht ausreichen, um den gesamten Bedarf an chemischen Energieträgern zu decken.

Schlüsselindikatoren der Schweizer Energiestudien

Szenarien für die künftige Entwicklung des Energiesystems werden laufend erstellt, mit komplexen Optimierungsmethoden bewertet und im Lichte der neuen Erkenntnisse überarbeitet. Zu den jüngsten relevanten Arbeiten für die Schweiz gehören mehrere Weisspapiere der «Energieperspektiven 2050+» (EP2050+, BFE 2020a), die im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) und der Schweizer Kompetenzzentren für Energieforschung (SCCER) erstellt wurden, sowie der Schlussbericht der Joint Activity Scenarios and Modelling (JASM, Marcucci et al. 2021), zu dem mehrere SCCER beigetragen haben. Mehrere Szenarien der beiden letztgenannten Studien legen normative Ziele für das Schweizer Energiesystem im Jahr 2050 fest, die von Netto-Null-CO_2 bis Netto-Null-THG reichen (und somit Netto-Negativ-CO_2-Emissionen erfordern), dies etwa zur Jahrhundertmitte. In der vorliegenden Arbeit verwenden wir zusätzlich zwei Szenarien, die in einem vereinfachten «Back-of-the-Envelope»-Ansatz entwickelt und quantifiziert wurden, um die Ergebnisse der oben erwähnten detaillierten Modelle von JASM und EP2050+ zu kontextualisieren. Weitere Informationen zu diesen beiden Berichten (einschliesslich einiger internationaler Studien) finden Sie im **Anhang** zu diesem Bericht.

5 Exergie bezeichnet die Fähigkeit einer bestimmten Energieform, Arbeit (mechanisch oder elektrisch) zu erzeugen. Der exergetische Wert von Wärme ist umso höher, je höher ihre Temperatur ist.

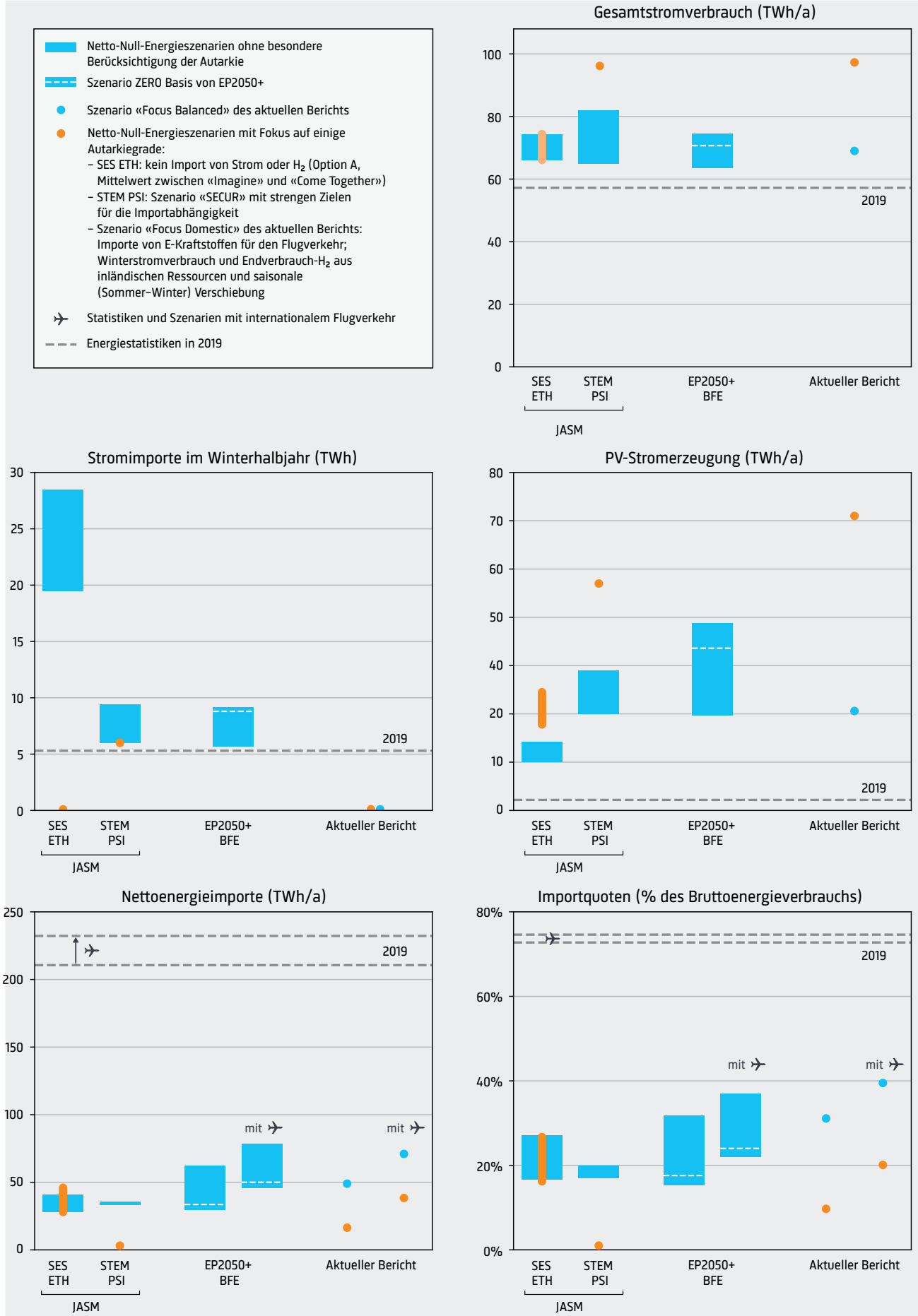


Abb. 9: Wichtige «Leistungsparameter» des Schweizer Energiesystems im Jahr 2050 gemäss Schätzungen aus verschiedenen Studien und Szenarien: Gesamtstromverbrauch, Winterstromimporte, PV-Erzeugung, Nettoenergieimporte und Importabhängigkeit (Verhältnis von Nettoenergieimporten zum Brutto(primär)energieangebot).

Die Hintergründe der «Back-of-the-Envelope»-Analyse finden Sie im **Appendix** am Ende dieses Berichts.

EP2050+ beinhaltet ein Hauptszenario «NULL Basis», um das herum drei verschiedene Veränderungen mit unterschiedlichen Graden der direkten (NULL A) oder indirekten Elektrifizierung (basierend auf gasförmigen oder flüssigen erneuerbaren chemischen Brennstoffen, NULL B und NULL C) analysiert werden. Der JASM-Bericht verwendet drei verschiedene Modellierungsansätze (SES-ETHZ, STEM-PSI, SES-EPFL), von denen wir im Folgenden aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit die ersten beiden berücksichtigen. Innerhalb jedes Modells wurden mehrere Szenarien bewertet, die auf unterschiedlichen Annahmen in Bezug auf Autarkie, Randbedingungen für Energieimporte, Grad der internationalen Zusammenarbeit usw. beruhen.

Der «Back-of-the-Envelope»-Ansatz umfasst zwei sehr unterschiedliche Szenarien für das Schweizer Energiesystem im Jahr 2050. Beide verwenden die gleichen Heuristiken für die Nachfrageseite aller Endenergiesektoren, unterscheiden sich aber in der Ausgestaltung der Angebotsseite und damit in der Konfiguration der Sektorkopplung. Beide Szenarien lassen aufgrund der oben erwähnten Unsicherheiten (bezüglich der Einbettung der Schweiz in das europäische Stromsystem) auch im Winterhalbjahr keine Stromimporte zu und sind in diesem Sinne sehr konservativ.

Das erste Szenario mit der Bezeichnung **«Focus Domestic»** sieht nur Importe von erneuerbarem Flugzeugtreibstoff vor und berücksichtigt einen massiven Ausbau der Photovoltaik zum Antrieb von Elektrolyseuren, die Wasserstoff für drei Zwecke erzeugen:

a. industrielle Prozesse (hauptsächlich für Wärme)
b. Antrieb von Schwerlastkraftwagen (Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren)
c. Langzeitspeicherung für die saisonale Verlagerung (PtH_2 im Sommer und H_2 in Strom im Winter, entweder mit GuD oder Brennstoffzellen.

Das zweite Szenario mit der Bezeichnung **«Focus Balanced»** stützt sich für alle drei oben genannten Sektoren (a, b, c) auf Wasserstoff, das importiert werden soll und an geeigneten Standorten weltweit auf der Grundlage der geringsten Produktionskosten (einschliesslich Transport) erzeugt wird. Alternativ kann synthetisches Erdgas (SNG) für dieselben Zwecke in Betracht gezogen werden, wenn die niedrigeren Transport-, Lagerungs- und Verteilungskosten die höheren Produktionskosten überkompensieren (auch unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Erdgasinfrastruktur).

Abbildung 9 zeigt den Vergleich der oben beschriebenen Modelle und Szenarien in Bezug auf die wichtigsten «Leistungsparameter» des Schweizer Energiesystems. Dabei ist zu beachten, dass nur die EP2050+- und die «Back-of-the-Envelope»-Schätzungen den erwarteten Energiebedarf der internationalen Luftfahrt im Jahr 2050 enthalten (17 TWh im ersten und 22 TWh im zweiten Szenario).

Die Abbildung zeigt interessanterweise, dass die Szenarioschätzungen für alle betrachteten Studien in einem ähnlichen Bereich liegen, während die Spanne der Vorhersagen innerhalb jeder Studie recht gross sein kann. Insbesondere zeigt sich, dass sich die eher «autarkie»-orientierten Szenarien (in Abbildung 9 in orange) deutlich von denen unterscheiden, die internationale Zusammenarbeit und Import-/Exportmengen sowohl von Strom als auch von Brennstoffen beinhalten. Die erstgenannten Szenarien sind durch einen deutlich höheren Gesamtstromverbrauch, eine wesentlich höhere Stromerzeugung durch Photovoltaik und bis zu einem gewissen Grad durch (viel) geringere Nettoenergieimporte gekennzeichnet. Es ist jedoch bemerkenswert, dass die Gesamtenergieimportabhängigkeit, obwohl sie ähnlichen Trends folgt wie die Nettoenergieimporte selbst, in allen Schätzungen ganz erheblich von etwa 75% heute auf 20 bis 40% im Jahr 2050 zurückgeht und somit drastisch reduziert wird.

E-Treibstoffe: Wie viel, woher und zu welchen Kosten?

Im Folgenden werden grobe Abschätzungen des Strombedarfs für die Herstellung von «Null-CO_2»-Treibstoffen in der Schweiz und an günstigen Standorten weltweit mit unterschiedlichen Erzeugungstechnologien vorgenommen. Es werden die installierten Stromerzeugungskapazitäten und jene für Elektrolyseure angegeben und Kostenprognosen aus der aktuellen Literatur entnommen.

Die Schätzungen für die Menge der E-Fuel-Importe variieren stark zwischen den oben vorgestellten Szenarien und Studien. Im EP2050+ wird eine Spanne zwischen 29 (ZERO A) und 48 (ZERO B) TWh angegeben. Andererseits liefert unser «Focus Domestic» 22 TWh E-Kerosin, während nach dem «Focus Balanced»-Szenario zusätzlich zu den 22 TWh für die Luftfahrt weitere 33 TWh Wasserstoff benötigt werden, was zu einer Gesamtsumme von 55 TWh führt. Die beiden Bereiche sind sich also recht ähnlich, und der Einfachheit halber können wir für die folgenden Überlegungen ein «durchschnittliches» Szenario mit 22 TWh Flugzeugtreibstoff und 17 TWh Wasserstoff annehmen. Unter Verwendung von Strom-zu-Kraftstoff-Wirkungsgraden von 0,37 für Kerosin und 0,55 für (verflüssigten) Wasserstoff (Stolz et al. 2022) ergibt sich ein Gesamtstrombedarf von **90 TWh_{el}**.[6]

Gemäss der rechten oberen Grafik von Abbildung 9 liegt der Schweizer Stromverbrauch im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien zwischen **64 und 97 TWh_{el}**. Die für die Produktion von E-Treibstoffe im Ausland benötigte Stromproduktion wird also mindestens in der gleichen Grössenordnung liegen wie der gesamte Schweizer Stromverbrauch.

6 Ohne Energieverbrauch für den Transport der E-Treibstoffe in die Schweiz

In **Tabelle 2** sind Kennzahlen für die Produktion von 39 TWh (22+17) E-Treibstoff-Energie in Abhängigkeit vom Standort der Stromerzeugung und von der Stromerzeugungstechnologie abgeleitet. Es ist offensichtlich, dass die Produktion einer solchen Menge an E-Treibstoffen in der Schweiz aufgrund des Platzbedarfs und der Kosten für PV-Strom sowie der sehr geringen VLH, die zu überhöhten Investitionskosten für Elektrolyseure führen würden, nicht in Frage kommt. Zudem ist es kaum vorstellbar, dass etwa 12 Kernkraftwerke wie Gösgen eine realistische Option wären (obwohl in unbesiedelten Gebieten vielleicht andere Nachhaltigkeitskriterien erfüllt werden können). Am besten geeignet wären daher offensichtlich Standorte mit hohen VLHs in extrem sonnigen oder windigen Gebieten. Im Gegensatz zum Desertec-Konzept sollten solche Anlagen jedoch auf einer hohen Wertschöpfung in den betrachteten Standorten und Ländern beruhen, was bedeutet, dass Wasserstoff und synthetische Brennstoffe (vielleicht als «Syn-Crude») vor Ort produziert werden.

Es ist daher klar, dass die Produktion solcher E-Treibstoffe nicht nur in der Schweiz erfolgen kann, sondern Teil einer internationalen Strategie sein muss, die schrittweise die bestehende Produktionsinfrastruktur für fossile Brennstoffe ersetzen wird, wenn sie entsprechende Märkte auch für Transport und Vertrieb schaffen kann. Weitere wichtige Voraussetzungen sind die Mobilisierung von Finanzmitteln in sehr grossem Umfang sowie ein geeigneter «geopolitischer» Rahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einschliesslich der Diversifikation der Quellen. Dies bedeutet, dass eine gut koordinierte internationale Politik und Zusammenarbeit erforderlich ist. Andererseits würden sich neue Möglichkeiten für technologieorientierte Unternehmen ergeben, da neue Infrastrukturen und Unternehmen geschaffen würden.

Tabelle 2. Alternative Optionen für die Herstellung von 39 TWh E-Kraftstoffen (22 Jet-Fuel, 17 Wasserstoff, was dem Durchschnitt der «Back-of-the-Envelope»-Szenarien des vorliegenden Berichts entspricht), was zu einem jährlichen Strombedarf von 90 TWh_{el} führt. Die installierten Spitzenkapazitäten für Stromerzeugung und Elektrolyseure sowie die benötigte Fläche hängen von der Stromerzeugungstechnologie und dem Produktionsstandort ab.[7] In der Realität wird eine Kombination aus diesen und anderen Wegen die benötigten Brennstoffe liefern müssen.

	Volllaststunden	Spitzenkapazität	Fläche [km × km]
PV in der Schweiz	1100	82 GW	36 × 36
PV im Nahen Osten	2400	37 GW	18 × 18
Off-Shore-Windkraft EU	4100	22 GW	64 × 64
Wind Patagonien	5800	16 GW	44 × 44
Kernkraft	7500	12 GW	Äusserst gering

7 Quellen: IRENA 2021, ESMAP 2020, WindEurope 2017, Frauenhofer IEE 2021, IEA 2020

In Bezug auf die potenziellen Kosten von E-Treibstoffen im Jahr 2050 enthält **Abbildung 10** aktuelle Schätzungen für flüssige Kohlenwasserstoffe (Fischer-Tropsch, FT) und Wasserstoff einschliesslich der Transportkosten für verschiedene Produktionsstandorte und die Lieferung nach Deutschland (Frauenhofer IEE 2021). Es scheint, dass die niedrigeren Produktionskosten von Wasserstoff durch höhere Transport- und Vertriebskosten weitgehend kompensiert werden. Die Zahlen sind mit Vorsicht zu betrachten, da Lernkurven für noch nicht kommerzialisierte Technologien einen gewissen Grad an Unsicherheit aufweisen. Es lässt sich feststellen, dass es eine grosse Vielfalt an geografischen Gebieten und Ländern gibt, aus denen E-Kraftstoffe bezogen werden können, was bedeutet, dass die geopolitischen Risiken bis zu einem gewissen Grad gemildert werden können. Darüber hinaus wird das weltweite Potenzial für die Produktion von E-Treibstoffen auf 57 000–69 000 TWh geschätzt (Frauenhofer IEE 2021). Da die Schweizer Bevölkerung im Jahr 2050 rund 1000 Mal kleiner sein wird als die Weltbevölkerung, würde ein angemessener Anteil dieses E-Treibstoffen-Potenzials für die Schweiz 57–69 TWh betragen, was im Bereich der «Back-of-the-Envelope»-Schätzungen für die Schweiz liegt (22–55 TWh). Die volle Ausschöpfung dieses Potenzials wird jedoch sicherlich eine grosse Herausforderung darstellen.

Es lohnt sich daher zu untersuchen, wie hoch die Gesamtkosten für importierte Brennstoffe für die Schweiz im Jahr 2050 im Vergleich zu heute wären. Im Jahr 2019 haben die Schweizer Haushalte und Unternehmen für Brennstoffimporte rund **7 Bio. CHF** (BFE 2020b), wovon der grösste Teil auf fossile Energieträger und ein kleinerer Teil auf Kernenergie entfällt. Selbst im Szenario «Focus Balanced» mit 55 TWh importierten E-Treibstoffen und unter der Annahme von durchschnittlichen Kosten von 1.30 CHF/MWh würden die Gesamtkosten für den E-Fuel-Import ebenfalls rund **7 Bio. CHF** betragen. Hinzu kommen die Importe von Biomasse und ein um etwa 20% höherer Stromverbrauch (~58 bis ~69 TWh/Jahr), so dass die Gesamtenergieausgaben für die Schweiz voraussichtlich etwas steigen werden. Andererseits wird das reale BIP des Landes zwischen 2020 und 2050 voraussichtlich um 38% steigen (unveröffentlichte Schätzung des SECO, siehe BFE 2020a). Daher ist zu erwarten, dass die Gesamtenergiekosten pro BIP für die Schweiz nicht wesentlich ansteigen werden.

Ungeachtet dieser makroökonomischen Überlegungen würden einzelne Energiesektoren wie die Luftfahrt und vielleicht die Industrie höhere Energiekosten haben. Andererseits dürften die Kosten für fossile Brennstoffe aufgrund der sehr hohen CO_2-Preise um das Jahr 2050 oder wegen der erforderlichen Kosten für die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) erheblich steigen. Geht man vom gleichen Preis für fossile Brennstoffe wie in der nahen Vergangenheit (0.50 CHF/Liter = 50 CHF/MWh) und einem Preis für synthetische Brennstoffe von 1.30 CHF/Liter (= 130 CHF/MWh, siehe Abbildung 10) aus, so werden diese Brennstoffe bei einem CO_2-Preis in

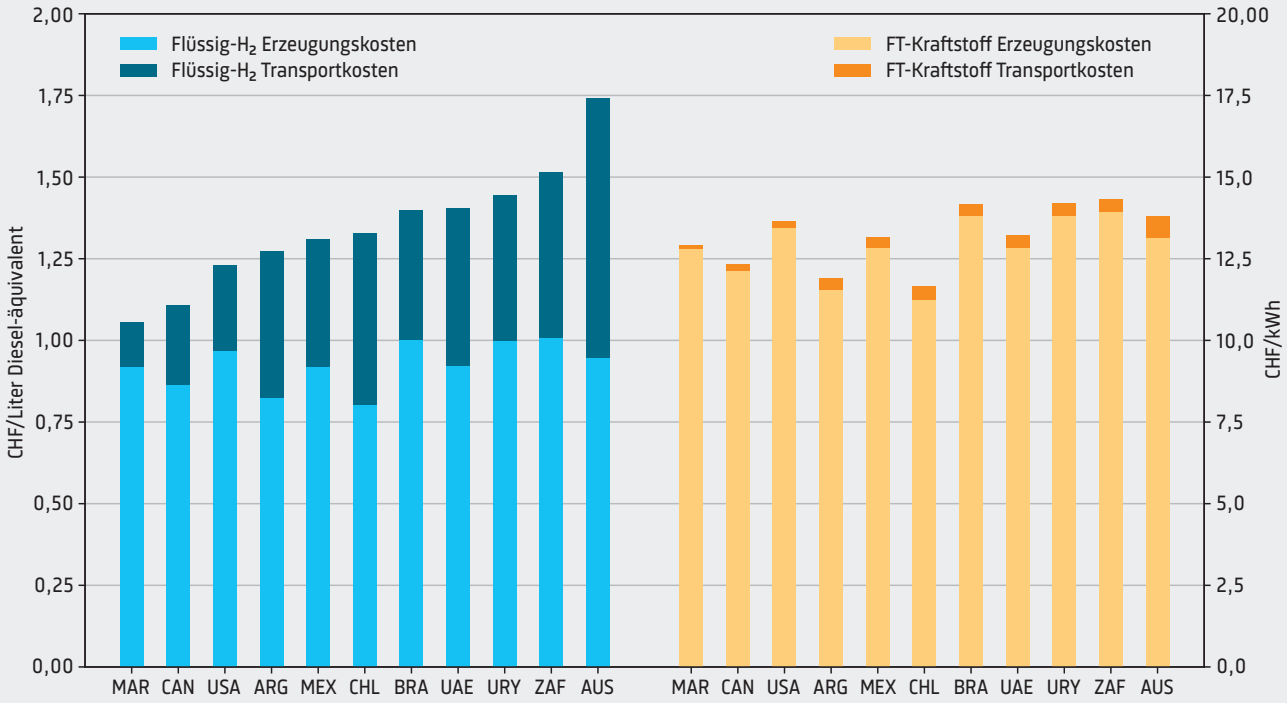


Abb. 10. Produktionskosten von Flüssigwasserstoff (Liq-H2, links) und Fischer-Tropsch (FT-Kraftstoff, rechts) in geeigneten ausländischen Ländern und deren Gesamtimportkosten nach Deutschland im Jahr 2050. Linke y-Achse in CHF/Liter Dieseläquivalent und rechte y-Achse in CHF/kWh für beide Kraftstoffe (1 Liter Dieseläquivalent = 10 kWh; 1 € = 1.04 CHF). Der teure Transport von Flüssigwasserstoff macht nähere Standorte (wie Marokko) viel günstiger als weiter entfernte (wie Australien), obwohl die Produktionskosten ähnlich sind (Frauenhofer IEE 2021).

der Grössenordnung von 300 CHF/tCO2[8] wettbewerbsfähig sein.

Hürden

- 30 Jahre sind eine äusserst kurze Zeitspanne für die unumgängliche und noch nie dagewesene Erneuerung des Schweizer Energiesystems.
- Die Sektorkopplung erfordert unter anderem eine enge Koordinierung zwischen der Elektrizitäts- und der Brennstoffindustrie mit einer erheblichen Umverteilung der Einnahmen und Marktanteile zwischen «Gewinnern» und «Verlierern».
- Das Potenzial für einen massiven Ausbau der «CO_2-freien» Stromerzeugung ist schwierig auszuschöpfen.
- Die Technologien, Märkte und politischen Instrumente für ein kosteneffizientes weltweites System zur Versorgung mit CO_2-freien Kraftstoffen stecken noch in den Kinderschuhen.

Erforderliche Massnahmen

E1 (Nachfrage reduzieren):

- Eindämmung des Nachfrageanstiegs bei Energie- und Mobilitätsdienstleistungen (insbesondere im Luftverkehr).

E2 (Effizienz):

- Ausschöpfung aller Effizienzsteigerungspotenziale in den Bereichen Gebäude, Verkehr, Industrie und konventionelle Stromnutzung.

E3 (Ersetzen):

- Enge Zusammenarbeit der nationalen mit der internationalen Politik, zumindest mit der europäischen Politik (s. jüngste Ankündigung der EU-Wasserstoffstrategie, die auch synthetische Kraftstoffe und langfristige Speicherung umfasst).
- Die Bewältigung von Lock-in-Effekten und die Vermeidung von «Stranded Assets» (zum Beispiel Investitionen in Technologien, die ersetzt werden oder ersetzt werden müssen) muss eine Schlüsselpriorität der künftigen Energiepolitik sein; die Wirtschaft und die Investoren brauchen so schnell wie möglich klare Signale.
- Massiver Ausbau der PV-Stromerzeugung in einem viel höheren Tempo als heute (mindestens 1 TWh_{el}/Jahr).
- Einrichtung von Kurzzeitspeichern (Batterien zusätzlich zu den bereits in Betrieb befindlichen/geplanten Pumpspeicherkraftwerken) und Ausbau der elektronischen Verteilnetze.

8 1 Liter FT-Kohlenwasserstoff führt zu etwa 2,65 kg CO_2-Emissionen

Empfehlungen

- (H) Ermutigung/Förderung von Investitionen und internationalen Finanzpartnerschaften in neue gross angelegte Energieinfrastrukturen weltweit.
- (H) Entwicklung von Vereinbarungen mit Ländern, die über grosse Ressourcen an kostengünstigem Strom aus erneuerbaren Energiequellen verfügen, in Abstimmung mit grossen Energieunternehmen, um ein geopolitisch widerstandsfähiges System für die Erzeugung, den Transport und die Verteilung von synthetischen erneuerbaren Energieträgern weltweit zu schaffen.
- (H) Einführung von politischen Instrumenten zur Förderung der effizienten Nutzung kohlenstoffarmer Energie in allen Endenergiesektoren.
- (–) Internalisierung der externen Kosten des schweizerischen Energiesystems unter sorgfältiger Berücksichtigung der Interessen spezifischer vulnerabler Bevölkerungs- und Wirtschaftssegmente auf Bundesebene.
- (–) Gemeinsame Anstrengungen zur Verbesserung der europäischen Zusammenarbeit bei der Erzeugung, Speicherung/Umwandlung und dem Transport von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Politik; Energieunternehmen).

8 Negative Emissionsoptionen

Ein zu 100% dekarbonisiertes Energiesystem ist bis 2050 nur sehr schwer zu erreichen, bei einigen Abfällen sogar noch schwerer. Die Schliessung der verbleibenden Lücke bei den Restemissionen bis zur Erreichung des Netto-Null-THG-Ziels hat zur Folge, dass ein gewisser Einsatz **negativer Emissionstechnologien** höchstwahrscheinlich unvermeidlich sein wird.

Negative Emissionstechnologien (NET) umfassen alle Prozesse, die absichtlich durch menschliche Aktivitäten eingeleitet werden und die CO_2-Konzentration in der Umgebungsluft verringern, sei es technisch oder biologisch, beispielsweise durch Aufforstung. Die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) an nicht-biogenen Punktquellen oder die Kohlenstoffabscheidung aus der Umgebungsluft in Verbindung mit der Wiederverwendung (CCU) verringern zwar die Emissionen und können die Nutzung fossiler Brennstoffe ersetzen, sie verringern jedoch nicht die CO_2-Konzentration in der Umgebungsluft und kompensieren daher nicht die bereits erfolgten Emissionen, was das Ziel der negativen Emissionen wäre. Die CO_2-Abscheidung aus einer konzentrierten Quelle ist zwar thermodynamisch viel günstiger als aus der Luft, aber selbst im letzteren Fall würde die erforderliche Energie pro kg CO_2,[9] wenn sie aus fossilfreien Quellen stammt, nicht mehr als 50 LCA-basierte g CO_2-Emissionen freisetzen.

Einige biologische Optionen für negative Emissionen wie Aufforstung, Wiederherstellung von Feuchtgebieten oder Kohlenstoffbindung im Boden werden schon seit Jahrzehnten bis Jahrtausenden praktiziert, wenn auch nicht mit der Absicht, Kohlenstoff aus der Atmosphäre zu entfernen (IPCC 2022). Die meisten negativen Emissionstechnologien sind jedoch noch nicht ausgereift, sie sind riskant und kostspielig und erfordern erhebliche neue Infrastrukturen, Investitionen und internationale Zusammenarbeit. Darüber hinaus haben sie erhebliche sozioökonomische Auswirkungen mit vielen ungelösten Fragen in Bezug auf Governance (Regeln, Vorschriften), Gerechtigkeit oder Verantwortung für Finanzierung, Wartung oder jegliche Art von Nebenwirkungen usw. Um ihre Lebenszyklusemissionen niedrig und damit die Abscheidungseffizienz so hoch wie möglich zu halten, müssen Technologien mit negativen Emissionen auch mit kohlenstoffarmer Energie, zum Beispiel aus erneuerbaren Quellen, betrieben werden. Dies bringt zusätzliche Herausforderungen in Bezug auf technologische Innovationen und Geschäftsmodelle mit sich, insbesondere aber auch hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz. Eine vernünftige Auswahl von Optionen und ein engagierter Dialog und Kommunikation mit den wichtigsten Interessengruppen sowie internationale Verhandlungen werden wichtig sein. Daher können Technologien mit negativen Emissionen nur als «letztes Mittel» betrachtet und nur zur Kompensation von Restemissionen aus schwer zu dekarbonisierenden Sektoren eingesetzt werden, sie können jedoch die anderen 5E-Massnahmen nicht ersetzen (Abbildung 5, S. 8).

Die wichtigsten negativen Emissionsoptionen sind:

- Direkte CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft durch chemische Prozesse und dauerhafte Speicherung im Untergrund oder durch chemische Bindung in Gesteinsschichten (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS).
- Biologische Fixierung durch Erhöhung der Biomasse in Pflanzen oder im Boden, zum Beispiel durch Aufforstung, Wiederaufforstung, Waldbewirtschaftung, Erhöhung des Kohlenstoffgehalts in Böden durch Anpassung der Bodenbewirtschaftung oder die Herstellung und Bindung von Biokohle. Diese Möglichkeiten können jedoch nur einmal in einem bestimmten Gebiet genutzt werden und müssen unendlich lange beibehalten werden (wenn ein Wald brennt oder abgeholzt wird, kommt dies einer CO_2-Emission gleich, es sei denn, das Holz wird in Gebäuden verwendet und so wieder für lange Zeit gelagert). Das bringt demnach nur Zeit, um dauerhafte Lösungen zu finden (entweder Emissions-

9 Etwa 0,3 kWh_{el} + 1,7 kWh_{th} @ 100 °C entspricht etwa 1 kWh_{el} (Fasihi 2019)

minderungen oder dauerhafte NET-Optionen wie DACCS).
– Bioenergie, das heisst Strom- oder Wärmeerzeugung aus Biomasse in Kombination mit punktueller Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (BECCS). Abfallverbrennungsanlagen mit CCS erzeugen ebenfalls negative Emissionen, da etwa die Hälfte des verbrannten Materials aus Biomasse besteht.

Andere Optionen werden ebenfalls diskutiert, wie die verstärkte geochemische Verwitterung, die Wiederherstellung von Feuchtgebieten oder die Karbonisierung von Betonzuschlagstoffen mit biogenem CO_2. Der Entnahmeeffekt der Ozeandüngung, der als möglicher Mechanismus erschien, wurde mittlerweilen mehr oder weniger aufgegeben.

Die Hauptanforderung an die Optionen für negative Emissionen ist ihre Dauerhaftigkeit, das heisst die unterirdische Speicherung muss sicher sein und die mögliche CO_2-Freisetzung darf über lange Zeiträume nur sehr gering sein, der Kohlenstoffgehalt der Böden muss bis weit in die Zukunft konstant hoch gehalten werden oder es darf später kein zusätzlicher Wald gerodet oder verbrannt werden (und ansonsten als neue Emissionen angerechnet werden). Vor allem bei der biologischen Speicherung ist dies eine schwer zu gewährleistende Bedingung, so dass solche negativen Emissionen eher unsicher sind.

Andere Probleme beziehen sich auf:
– Öffentliche Akzeptanz, zum Beispiel der unterirdischen Lagerung, ethische Herausforderungen oder Fragen der Governance (diese nehmen mit internationalen Optionen zu): Wer zahlt dafür? Wer ist für Risiken und Nebenwirkungen überall auf der Welt verantwortlich, insbesondere, wenn die Technologie in globalem Massstab eingesetzt wird? Deshalb sind Kontrollsysteme und Zertifikate für die Dauerhaftigkeit erforderlich.
– Aufforstung oder BEECS, für welche die Technologie bereits zur Verfügung steht, die aber häufig mit der Nahrungsmittelproduktion konkurrieren und das lokale oder regionale Klima verändern sowie einen hohen Wasserverbrauch und andere Umweltauswirkungen mit sich bringen können (von denen einige allerdings auch positiv sein können). Auch im Hinblick auf die Flächennutzung ist zu bedenken, dass die Photovoltaik auf der gleichen Fläche etwa die 40-fache Menge an Energie liefern kann als der Anbau von Biomasse als Energiequelle.
– Hoher Energie- oder Wasserverbrauch: Die meisten Technologien, insbesondere die direkte Luftabscheidung, aber auch Massnahmen, die den Anbau und damit die Düngung betreffen, benötigen viel Energie, was ebenfalls zu CO_2-Emissionen führt, wenn sie nicht aus erneuerbaren Quellen stammen.
– Aufskalierung: Um auf globaler Ebene wirksam zu sein, müssen die Massnahmen in einem sehr grossen Massstab umgesetzt werden, wo die Auswirkungen ganz anders sein können als im kleinen Massstab.

Die DACCS-Methode hat einerseits den Vorteil, dass sie eine Entkopplung von Emissionsquelle und Abscheidungsort ermöglicht und weniger kostenneutrale Einschränkungen aufweist als jede andere NET-Methode (IPCC 2022). Andererseits erfordert sie einen wesentlich höheren Energie- (wenn auch weitgehend auf niedrigem Temperaturniveau) und Wassereinsatz, und beim derzeitigen Stand der Technik sind die Kosten pro Tonne abgeschiedenem CO_2 wesentlich höher als bei der CO_2-Abscheidung an der Quelle. Die Entwicklung der DACCS-Methoden befindet sich noch im Stadium der Pilot- und Demonstrationsanlagen, aber die Lernkurve könnte steil sein. 2021 gibt es weltweit etwas mehr als zehn Anlagen mit einer Grössenordnung von $ktCO_2$/Jahr oder weniger (IPCC 2022).

Biologische Senken haben – neben dem Problem der Dauerhaftigkeit – die grundlegende Einschränkung, dass ihr Potenzial langfristig begrenzt ist. Die Fläche der Erde ist begrenzt, daher können die Waldflächen oder der Kohlenstoffgehalt des Bodens nicht endlos vergrössert werden, was notwendig wäre, wenn ein Teil der Kohlenstoffemissionen nicht vermieden werden kann. Auch aus diesem Grund können biologische Senken nur etwas Zeit für die Emissionsminderung gewinnen, sie sind aber keine dauerhafte Lösung, um unvermeidbare Emissionen zu kompensieren. DACCS oder BECCS sind als Verfahren nicht begrenzt, da sie CO_2 für einen unbegrenzten Zeitraum binden können (während Wälder aufhören, CO_2 zu binden, wenn sie ausgewachsen sind), aber es könnte Einschränkungen bei den Speichermöglichkeiten geben.

Das Potenzial der wichtigsten Optionen für negative Emissionen ist in der Schweiz eher begrenzt:
– Die Fläche für zusätzliche Aufforstungen ist nicht sehr gross.
– Die Schweizer Wälder gehören zu den Wäldern mit den höchsten Kohlenstoffvorräten in Europa (sowohl in der Biomasse als auch im Boden), das heisst es ist schwierig, den Kohlenstoffvorrat in den Wäldern zu erhöhen, es besteht im Gegenteil ein hohes Risiko, ihn zu verlieren (zum Beispiel durch den Klimawandel ...).
– Die Agroforstwirtschaft scheint eine vielversprechende Option zu sein, aber das Potenzial ist noch ungewiss.
– Die Erhöhung des Bodenkohlenstoffs ist schwierig: Grünland ist eine Kohlenstoffsenke, aber Ackerbau ist eine Kohlenstoffquelle. Die Vergrösserung von Grünland bedeutet jedoch Viehzucht, die ihrerseits kohlenstoffintensiver ist als Ackerbau.
– Die CO_2-Speicherung in der Schweiz ist eine Herausforderung: Das Speicherpotenzial in Grundwasserleitern scheint bescheiden zu sein, aber die Bemühungen, geeignete Standorte zu finden, sind im Gange.

Längerfristig muss jedes Land seine territorialen Emissionen so weit wie möglich reduzieren, da Kompensationszertifikate aus der Reduktion von Emissionen im Ausland rar werden, wenn sich die Welt dem Netto-Null-Ziel nähert. Eine internationale Zusammenarbeit zur Etablie-

rung von NET kann langfristig sinnvoll sein, birgt aber auch grosse Herausforderungen, zum Beispiel hinsichtlich der Verantwortlichkeiten. Zumindest sind DACCS-Aktivitäten prinzipiell ortsunabhängig und können in der Nähe von Speichermöglichkeiten oder an Orten mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien oder noch besser mit beiden Voraussetzungen platziert werden. Andere Optionen für negative Emissionen im Ausland sind:

– Biologische Senken: Aufforstungsprojekte im Ausland sind zwar möglich, aber sehr ineffizient im Vergleich zur Verhinderung der immer noch weit verbreiteten Abholzung von Primärwäldern, insbesondere von Regenwäldern, sowie der Verhinderung der Trockenlegung von Torfböden.
– CO_2-Speicherung: Der Transport von CO_2 zu einem der grossen Speicherzentren, die die Europäische Kommission in Zusammenarbeit mit der norwegischen Regierung in der Nordsee errichten wird, könnte sich als wertvolle Option erweisen, da dort bereits seit mehr als 20 Jahren CO_2 in einer Grössenordnung von einer Million Tonnen CO_2 pro Jahr erfolgreich und sicher verpresst wird. Diese Projekte sollen ab 2023 Speichervolumen für Dritte zur Verfügung stellen. Unter welchen Bedingungen und zu welchen Preisen ausreichende Speichervolumina für den Bedarf der meisten europäischen Länder entstehen werden, ist jedoch schwer abzuschätzen und bedarf internationaler Verhandlungen sowie einer geeigneten und kostengünstigen CO_2-Transportinfrastruktur (siehe Gasnetz in Kap. 5, S. 23). Wenn die CO_2-Preise ausreichend steigen, könnten auch Marktmechanismen zur Nutzung von NET beitragen.

Hürden

– Ungewisse Dauerhaftigkeit von Speicheroptionen (insbesondere biologische Senken).
– Öffentliche Akzeptanz, ethische Herausforderungen und Governance-Fragen.
– Geringer technischer Reifegrad von DACCS.
– Konkurrenz mit der Nahrungsmittel- und möglicherweise der Bioenergieproduktion und anderen Umweltzielen sowie potenzielle Umweltauswirkungen biologischer Senken.
– Begrenztes Potenzial in der Schweiz für biologische Senken und Kohlenstoffspeicherung.
– Es ist eine starke Aufskalierung auf globaler Ebene erforderlich, das mit hohen Risiken und unbekannten Nebenwirkungen verbunden ist.
– Vermeidung von möglichen «Schummeleien» wie Doppelzählungen oder Addition von vermiedenen und entfernten Emissionen.

Erforderliche Massnahmen

E5 (Entfernen):

– Weiterentwicklung der DACCS-Technologien (die Schweiz ist derzeit in einer führenden Position).
– Beitrag zur Schaffung eines internationalen, wissenschaftlich fundierten Rahmens für die Rechnungslegung und Steuerung von NET.
– Analyse der potenziellen Herausforderungen internationaler negativer Emissionen und der Kohlenstoffspeicherung sowie der CO_2-Transportoptionen und mögliche Verhandlungen über vielversprechende Optionen.
– Einführung einer soliden Methodik zur Quantifizierung der langfristigen Wirksamkeit aller potenziellen NET auf der Grundlage von Lebenszyklusanalysen.

Empfehlungen

– (P) Initiierung und Unterstützung der Forschung zu NET (technische Forschung).
– (P) Initiierung und Unterstützung von Forschungsarbeiten und eines Dialogs der Interessengruppen über sozioökonomische Fragen wie Akzeptanz, Governance, ethische und rechtliche Fragen im Zusammenhang mit NET-Technologien (Forschung).
– (P) Weitere Quantifizierung des NET-Potenzials der verschiedenen Optionen (Forschung).
– (P) Obwohl die CO_2-Speicherung und/oder -Wiederverwendung wahrscheinlich notwendig sein wird, ist es höchstwahrscheinlich vorzuziehen, sich nicht auf diesen Weg zu verlassen, sondern ihn eher als eine Art «Sicherheitsnetz» zu betrachten (Politik).
– (–) Erprobung politischer Anreize für die Kohlenstoffabscheidung (zum Beispiel Steuergutschriften wie in den USA).
– (–) Frühzeitige Einleitung von Gesprächen und Vereinbarungen über Sicherheits- und Haftungsfragen in Bezug auf internationale CO_2-Pipelines.
– (–) Teilnahme an und/oder Initiierung von internationaler Forschung, Kooperationen und Verhandlungen zu Fragen der internationalen oder globalen Governance und Verantwortung im Zusammenhang mit NET-Aktivitäten, (Politik).

Kohlenstoffabscheidung (CCS) zur Minderung des Klimawandels

Wie bereits erwähnt, ist die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung an nicht-biogenen Punktquellen eine Option zur Emissionsreduktion, die technisch viel einfacher und daher viel effizienter ist als negative Emissionen:

– In der Schweiz stammen die konzentrierten CO_2-Emissionen, die sich für eine punktuelle CO_2-Abscheidung und -Speicherung eignen, aus der Zementherstellung (3 bis 6 Mio. t CO_2), der Abfallverbrennung (3 bis 6 Mio. t CO_2) sowie (in wesentlich geringerem Umfang) aus Kanalisations- und Biogasanlagen, wobei realistischerweise insgesamt etwa 15–20% der jährlichen Schweizer CO_2-Emissionen anfallen. Entsprechende Abscheidungstechnologien «von der Stange» gibt es zwar, aber die Speicherpotenziale sind begrenzt (s. oben).
– Die Wiederverwendung von CO_2 zur Herstellung von Chemikalien mag unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit optimal sein, aber die Gesamtwirkungsgrade der Zyklen sind sehr niedrig, der Strombedarf ist sehr

hoch und die Kosten liegen weit über denen fossiler Brennstoffe. Aus thermodynamischer Sicht hat die Wasserstoff-Produktion einen höheren Wirkungsgrad als synthetische Kohlenwasserstoffe; diese bieten jedoch den Vorteil sehr niedriger «nachgelagerter» Verteilungskosten aufgrund der bestehenden Verteilungsinfrastruktur und einer einfachen Anpassung an die Endverbrauchergeräte.

– Holz primär als Baumaterial und nicht kurzfristig für energetische Zwecke nutzen. Eine Schweizer Studie der WSL hat gezeigt, dass die grösste Kohlenstoffspeicherung erreicht werden kann, wenn Wälder genutzt werden, das Holz in Gebäuden verwendet wird (Kohlenstoffspeicherung) und zu einem viel späteren Zeitpunkt in Kraftwerken verbrannt wird, um Wärme und Strom zu erzeugen.

9 Materialkreisläufe schliessen

Die Schliessung von Stoffkreisläufen ist in dreierlei Hinsicht von grosser Bedeutung für das Energiesystem:

1. Die Vermeidung von Abfällen steht im Vordergrund.
2. Recycling und Wiederverwendung von Materialien, die in den Komponenten und der Infrastruktur des Energiesektors enthalten sind, was in der Regel zu einer Verringerung der in den Energiesektor investierten «grauen» Energie führt (und das Recycling und die Wiederverwendung von Materialien senkt im Allgemeinen den Energiebedarf für Primärmaterialien).
3. Nutzung von kommunalem und industriellem Material als Strom- und Wärmequelle auf der Grundlage seines Heizwerts – mit Abwägungen zwischen dieser Nutzung und dem wünschenswerten Recycling oder der Vermeidung dieser Abfälle.

Die erwartete künftige Entwicklung des globalen Energiesystems, die durch einen zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie gekennzeichnet ist, führt bereits jetzt zu einem Anstieg der Nachfrage nach wertvollen, seltenen Materialien. Da ihre Gewinnung und Verarbeitung nicht nur eine erhebliche Menge an Energie erfordert, sondern oft auch schwerwiegende negative Auswirkungen auf die Umwelt hat, ist es umso wichtiger, ihren Abfall in Zukunft zu minimieren.

Die Beschaffung dieser Materialien kann auch geopolitischen Einschränkungen unterliegen, was Diversifizierungsstrategien mit langfristigen fairen Handelsabkommen mit den Herkunftsländern erfordert.

Während die energetische Nutzung von Abfällen für den heimischen Energiesektor von Vorteil ist, beziehen sich die wichtigsten Auswirkungen von Recycling und Wiederverwendung auf die Länder, die an der Gewinnung und Verarbeitung beteiligt sind, da diese normalerweise im Ausland stattfinden.

Die energetische Nutzung von Siedlungsabfällen in der Schweiz ist relevant (mit einem Heizwertpotenzial von 15–20 TWh) und kann in Zukunft noch zunehmen (von heute ca. 5 TWh Wärme- und Stromgewinn), wenn das Effizienzsteigerungspotenzial durch a) günstige Verbrennungsstandorte mit grossem Wärmebedarf wie in Industriebetrieben oder b) in Fernwärmenetzen und Verwertung von Abfällen mit hohem Energiegehalt in den Kraftwerken mit grösstem energetischem Wirkungsgrad genutzt werden kann (Haupt et al. 2018). Die Stromerzeugung aus Abfällen ist jedoch ineffizient. Beispielsweise könnte eine getrennte Sammlung von nasser Biomasse und eine von der Müllverbrennung unabhängige Biogaserzeugung die Effizienz erhöhen, und es gibt ein grosses ungenutztes Potenzial, Gülle über Biogas energetisch zu nutzen (Burg et al. 2018).

Zudem ist die Abfallvermeidung noch effektiver als die verbesserte energetische Verwertung von Abfallstoffen, sowohl was den CO_2- als auch den Energieverbrauch betrifft. Die Eliminierung aller vermeidbaren Lebensmittelabfälle in der Schweiz würde beispielsweise zu einer Einsparung von mehr als 5 Mio. Tonnen Treibhausgasen (ca. 10% der Schweizer Emissionen) führen, was etwa 10-mal höher ist als das entsprechende Einsparpotenzial durch die energetische Nutzung von Abfällen (Beretta et al. 2017). Allerdings könnten die Rebounds (Auswirkungen der Ausgaben für das durch die vermiedenen Lebensmittelabfälle eingesparte Geld) die ökologischen Vorteile der Abfallvermeidung teilweise aufwiegen.

Für technische Produkte ist ein verbessertes Produktdesign erforderlich, das ein automatisiertes, breit anwendbares Recyclingverfahren und damit die direkte Wiederverwendung oder stoffliche Verwertung ermöglicht. Dies setzt voraus, dass die Vermischung verschiedener Materialien und der Einsatz gefährlicher Stoffe so weit wie möglich vermieden wird (Wiprächtiger et al. 2020).

Erforderliche Massnahmen:

E4 (Recyceln):

– Gezielte Technologieentwicklung für verbessertes Produktdesign und Abfallvermeidung.
– Entwicklung eines Technologiedesigns, das die Materialtrennung von zusammengesetzten Elementen beim Recycling erleichtert; dazu gehört auch das Verbot gefährlicher Stoffe in Produkten, die ein Hindernis für das

Recycling darstellen (zum Beispiel Flammschutzmittel in Wärmedämmungen oder gefährliche Zusatzstoffe in Kunststoffen).
– Saubere Mülltrennung und Abfallvermeidung, was wichtige Verhaltensaspekte beinhaltet, die durch sozioökonomische und politische Massnahmen (Information, Unterstützung, Anreize, Gesetzgebung) angegangen werden müssen

Empfehlungen:

– (H) Abfallvermeidung, wo immer möglich
– (P) Verbesserung des Produktdesigns:
  · Produkte so gestalten, dass eine direkte Wiederverwendung oder Materialrückgewinnung möglich ist.
  · Das Produktdesign sollte nach Möglichkeit so gestaltet werden, dass eine Vermischung verschiedener Materialien vermieden wird und automatisierte, breit anwendbare Recyclingverfahren möglich sind.
  · Verwendung gefährlicher Stoffe vermeiden, wo immer dies möglich ist.
– (–) Bestimmung des ökologisch vorteilhaftesten Werterhaltungsverfahrens und der Behandlungsoption für jeden Abfallstrom mittels Lebenszyklusanalyse und Schaffung von Anreizen für die Umsetzung der nachhaltigsten Option.

10 Digitalisierung

Die Digitalisierung im Hinblick auf die Energiewende unterstützt das Management der zunehmenden Komplexität und bietet ein grosses Potenzial für notwendige Veränderungen. Die Digitalisierung lässt sich in drei Hauptbereiche gliedern (siehe Abb. 11): a) Physikalische Messgeräte, das heisst Sensoren, die die physische mit der digitalen Welt verbinden, auch als Digitalisierung bezeichnet; b) Energiedateninfrastruktur, das heisst Speicherung, Verarbeitung, Übertragung, Verbindung und Zugriff auf verschiedene Daten; c) Marktanwendungen, das heisst Steuerung und Automatisierung von Prozessen, Verringerung der derzeitigen Marktbarrieren und Transaktionskosten, neue Wertschöpfung und Befähigung der Verbraucher. Die Cybersicherheit spielt als übergreifender Bereich eine wichtige Rolle. Digitale Technologien wie Cloud Computing, Distributed Ledger (DLT), Application Programming Interfaces oder maschinelles Lernen und künstliche Intelligenz (BFE 2019, SBFI 2021) können typischerweise einem oder sogar mehreren dieser Bereiche zugeordnet werden.

Darüber hinaus wird die Digitalisierung auch die Art und Weise verändern, wie die Energiemärkte heute funktionieren. Die Digitalisierung treibt die Plattformen voran (Becchis 2019) und rückt den Verbraucher in den Mittelpunkt. Derzeit fehlt es den meisten Energiemärkten am Einbezug der Verbraucher, da sie von oligopolistischen Strukturen mit wenig Transparenz beherrscht werden (Fehrenbacher 2016). Es liegt auf der Hand, dass digitale Technologien wie DLT einen Wandel versprechen, der zentralisierte Marktstrukturen an eine dezentralisierte Natur des Energiesystems anpasst. Ein Beispiel dafür sind Peer-2-Peer-Märkte ohne Zwischenhändler, die den Verbrauchern die Verantwortung für die Erzeugung und den Handel mit Energie übertragen (Zhang 2017). Da solche dezentralen Marktstrukturen eine sorgfältige Koordination mit den Energienetzen erfordern, werden Informationstechnologie, Datenaustausch und Automatisierung in den Netzen, das heisst intelligente Netze, entscheidend (Heer 2018, Montero 2019).

Achten auf

– Energiebedarf der Digitalisierung, es gibt nur wenige Studien (zum Beispiel Andrae & Edler 2015), die den Anstieg des Strombedarfs durch die Digitalisierung abschätzen (mit grossen Unsicherheiten), dem mögliche Effizienzgewinne durch Digitalisierung gegenüberstehen (Fraunhofer 2019). Die Bilanz hängt massgeblich von den Emissionen der Stromerzeugung ab (Bitkom 2020).

Hürden

– Fehlende Verknüpfung von und begrenzter Zugang zu Datensammlungen im Energiesektor.
– Verlässliche und qualitativ gute Daten auf nationaler, kantonaler oder kommunaler Ebene.
– Mangelnde Überwachung und Automatisierung der Verteilnetze.
– Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes und der Cybersicherheit sowie der Komplexität ihrer Verwaltung
– Fehlende Interoperabilität zwischen digitalen Produkten und Produktplattformen.
– Mangelnde Transparenz auf den Energiemärkten und bei der Verwaltung der Energieinfrastruktur.

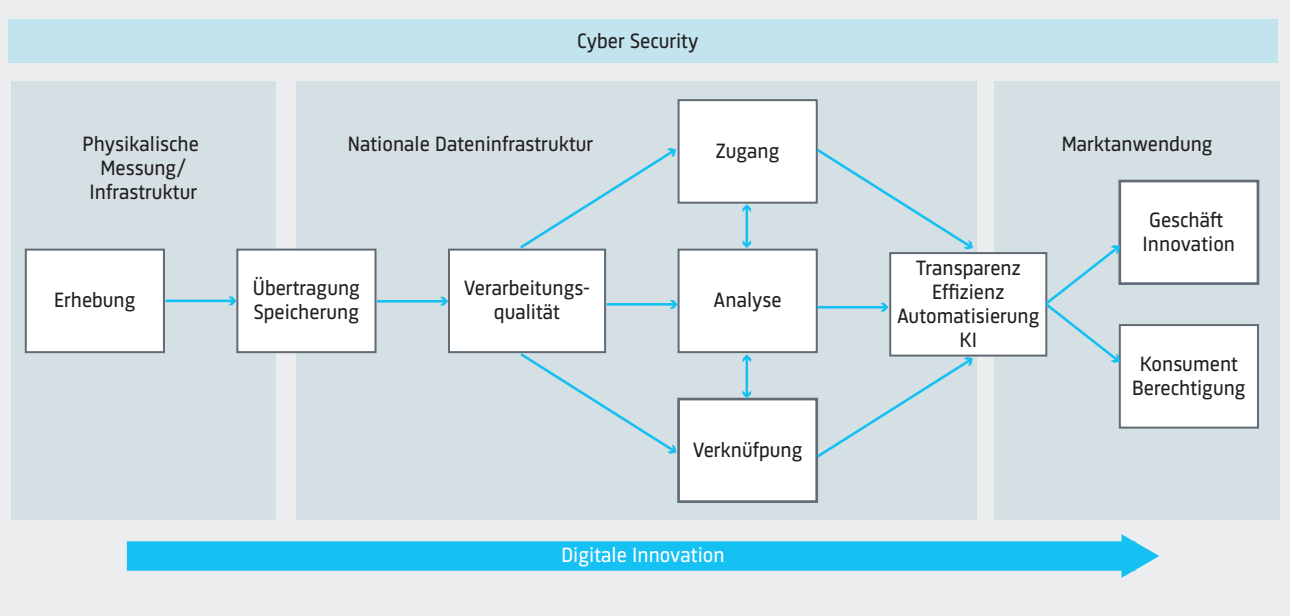


Abb. 11: Konzeptionsmodell für die Digitalisierung (BFE)

Erforderliche Massnahmen (Thema 2019)

- Schaffung standardisierter Schnittstellen und Förderung des Datenaustauschs sowie der Automatisierung zwischen Datensilos, das heisst Aufbau und Stärkung einer nationalen Energiedateninfrastruktur.
- Mehr Daten über das Energiesystem von den beteiligten Akteuren auf nationaler, kantonaler und regionaler Ebene öffentlich zugänglich machen (offene Daten).
- Schaffung eines nationalen Energiedatenraums, in dem die Verbraucher aktiv Kontrolle ausüben können.
- Erhöhung der Transparenz durch mehr Einblicke in Teile der Energiewertschöpfungskette.
- Aufbau einer Gemeinschaft auf dem Gebiet der Normung und Interoperabilität.

Empfehlungen (Thema 2019)

- (–) Schaffung eines Rechtsrahmens für den Aufbau einer nationalen Energiedateninfrastruktur, die neutral ist und den Verbrauchern die Kontrolle über ihre Daten ermöglicht (Becchis 2019).
- (–) Festlegung von Richtlinien und Vorschriften für die Datennutzung (Rückverfolgbarkeit, Transparenz, Betreiber der Dateninfrastruktur, Zugang zu den Daten, usw.)
- (–) Förderung von mehr offenen Daten im Energiesystem (aggregierte Daten von öffentlichem Interesse wie Netz-/Kapazitäts-/Auslastungsdaten oder Daten auf Kantons- und Gemeindeebene zu Energieproduktion/-bedarf/-preisen).
- (–) Stärkung der Cybersicherheit für ein stärker integriertes und digitalisiertes Energiesystem.

11 Systemwandel und Übergangspfade

Der Weg zu Netto-Null-THG-Emissionen erfordert grosse Veränderungen in bestehenden Systemen wie Strom, Verkehr, Heizung, Industrieproduktion und Verbrauchsmustern (Markard 2018). Solche Veränderungen werden als Nachhaltigkeitsübergänge bezeichnet (Köhler et al. 2019). Die Erfahrung hat gezeigt, dass Übergänge mehrere Jahrzehnte dauern können und oft auf erheblichen Widerstand stossen. Im Falle des Klimawandels läuft uns die Zeit davon. Wir müssen schnell und tiefgreifend reagieren, denn die negativen Auswirkungen und Kosten häufen sich, je länger wir warten. In diesem Kapitel werden drei Merkmale einer kohlenstoffarmen Energiewende hervorgehoben, die für die Beschleunigung des Wandels wichtig sind.

Erstens sind technische und nicht-technische Veränderungen eng miteinander verwoben, das heisst technische Veränderungen bedeuten auch soziale Veränderungen. Zu den Übergängen gehören neue Technologien, zum Beispiel in den Bereichen Wind- und Solarenergie, Batterien, Elektrofahrzeuge oder Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe. Diese technologischen Veränderungen gehen jedoch mit Umgestaltungen von Geschäftsmodellen, Lieferketten, Märkten, Politiken, Vorschriften oder Normen

einher. Für den kohlenstoffarmen Übergang müssen sich vor allem auch Verbrauchsgewohnheiten, Lebensstile und soziale Normen ändern. Studien haben gezeigt, dass Normen und Erwartungen in Bezug auf den Komfort in Innenräumen in Frage gestellt werden können (Sahakian 2021). Neue Arbeits- und Kommunikationsformen können den Mobilitätsbedarf verringern. Neue Designpraktiken und Informationsdienste können zur Schaffung zirkulärer Materialströme beitragen, und neue sektorübergreifende Geschäftsmodelle können die Flexibilität der Energieversorgung verbessern.

Zweitens: Bei Übergängen gibt es Innovation und Niedergang, Gewinner und Verlierer. Während die Rolle der Innovation weithin verstanden und akzeptiert wird, wird der Niedergang oft übersehen. Beim Niedergang geht es um schrumpfende Märkte und Branchen, und er kann auch das bewusste Auslaufen bestimmter Produkte oder Technologien beinhalten. So wollen wir beispielsweise den Ersatz von Ölheizungen oder herkömmlichen Autos beschleunigen, um Platz für kohlenstoffarme Alternativen wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge zu schaffen. Auslaufmodelle sind für Systemelemente mit einer langen Lebensdauer von zentraler Bedeutung. Man denke an Gebäude, Netzinfrastrukturen, Lastwagen oder Schiffe (**Kasten 7**). Beispielsweise wird jede heute installierte Heizungsanlage für fossile Brennstoffe oder jedes neue Auto in den nächsten 15+ Jahren genutzt werden. Die Langlebigkeit dieser und anderer Anlagen führt dazu, dass die Systeme nur langsam reagieren, weshalb wir möglicherweise Technologieverbote oder Ausstiegsstrategien brauchen (siehe **Abbildung 12**). Solche Instrumente können jedoch zu gestrandeten Vermögenswerten mit schwerwiegenden Folgen für die Investoren in diese Vermögenswerte führen.

Drittens sind die Übergänge sehr umstritten. Die Stakeholder haben unterschiedliche, oft widersprüchliche Wertvorstellungen in Bezug auf Klimawandel, saubere Luft, Energiepreise, Landschaft, Biodiversität oder bestehende Arbeitsplätze und Industrien (Markard et al. 2016, Rosenbloom 2017). Etablierte Unternehmen, die heute die wirtschaftliche und politische Macht innehaben, sind oft bestrebt, ihre Geschäftsmodelle zu schützen, und sie verfügen häufig über die Ressourcen, um politische Prozesse in ihrem Sinne zu beeinflussen. Ein Bereich, in dem ideologische oder interessenbezogene Konflikte offensichtlich werden, ist die Politikgestaltung. In der Vergangenheit gab es zum Beispiel viel Widerstand gegen die Einführung von Kohlenstoffpreisen und damit gegen höhere Verbraucherpreise. Im direktdemokratischen Kontext der Schweiz erfordert der Übergang sogar einen expliziten Werte- und Präferenzwandel, der es ermöglicht, politische Mehrheiten in der Bevölkerung zu gewinnen, um die oben genannten Massnahmen und Regelungen einzuführen. Im Gegensatz zu anderen Ländern müssen die Bürgerinnen und Bürger den Übergang und die damit verbundenen Massnahmen nicht nur passiv, sondern aktiver akzeptieren, zum Beispiel bei Abstimmungen. Strategien zur Überwindung des Widerstands bestehen darin, die Entwicklung und Verbreitung kohlenstoffarmer Alternativen zu unterstützen, aber auch neue Wege zu entwickeln, um die Interessengruppen und eine diverse Bevölkerung (in Bezug auf Stadt/Land, Alter, Geschlecht, Sprache, sozioökonomischen Status usw.) besser zu informieren, zu sensibilisieren und einzubinden.

Sobald Alternativen sichtbar sind und neue Geschäftsmöglichkeiten bestehen, ist es möglich, starke Allianzen zugunsten einer nächsten Generation von (strengeren) politischen Massnahmen zu bilden, wie zum Beispiel solchen, die auf den Rückgang oder radikalere Innovationen abzielen. Um den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Energieversorgung zu beschleunigen, brauchen wir eine Mischung aus politischen Massnahmen, die sowohl die Innovation fördern (zum Beispiel durch Subventionen oder Emissionsnormen) als auch den Niedergang steuern (zum Beispiel durch begleitende Technologieverbote oder Ausstiegsmassnahmen). Politische Massnahmen zur Steuerung und Förderung des Niedergangs etablierter Technologien müssen die Herausforderungen angehen, die mit den finanziellen Interessen langfristiger Investoren und insbesondere mit den negativen sozioökonomischen Auswirkungen auf Arbeitsplätze und Beschäftigung verbunden sind.

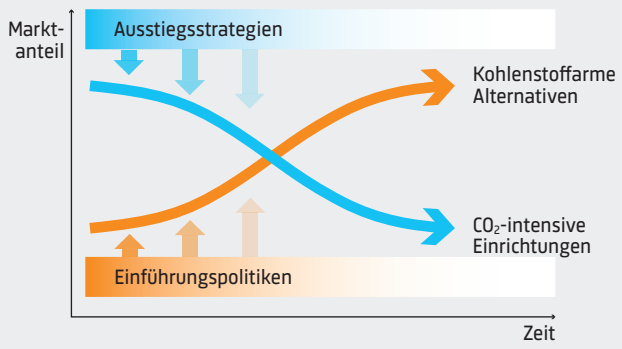


Abb. 12: Schematische Darstellung einer Schlüsselstrategie zur Überwindung von Widerständen gegen den Übergang und Systemwechsel (Grafik: Jochen Markard)

Die kohlenstoffarme Energiewende wird sich an verschiedenen Orten unterschiedlich entwickeln. Die Umstellungspfade werden von Land zu Land (Geels et al. 2016, Lindberg et al. 2019), aber auch von Sektor zu Sektor variieren. Selbst wenn das Ziel klar ist (zum Beispiel Netto-Null-Emissionen im Jahr 2050), sind die Wege nicht eindeutig. Es bestehen grosse Unsicherheiten in Bezug auf neue Technologien (zum Beispiel Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe) und die Strategien für verschiedene Sektoren (zum Beispiel Dekarbonisierung der Zementherstellung, Verwendung kohlenstoffarmer Baumaterialien wie Holz). Diese Ungewissheit sollte jedoch kein Grund sein, Massnahmen zu verzögern.

Neben den Interessen von Politik und Wirtschaft werden die Umstellungspfade auch durch bestehende Infrastrukturen, geophysikalische Ressourcen und gesellschaftliche Präferenzen bestimmt:

– Bestehende Infrastrukturen mit Lebensdauern von bis zu 100 Jahren für Gebäude führen zu Lock-in-Effekten, bei denen die entsprechenden Techniken und Energieinfrastrukturen festgelegt sind und ein Ersatz ausserhalb eines normalen Renovierungszyklus ausserordentliche Investitionen erfordert (s. **Kasten 7**).
– Die Wege der einzelnen Länder hängen von der Geschichte, den verfügbaren Ressourcen und «spielverändernden Ereignissen» ab: Norwegen zum Beispiel, mit seinen riesigen Wasserkraftressourcen, hat beschlossen, den Verkehr weiter zu elektrifizieren. Deutschland hingegen hat beschlossen, die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie massiv auszubauen. Die Schweiz kann aus beiden Fällen Lehren ziehen, denn sie ist in Bezug auf die Wasserkraft günstig positioniert, steht aber auch vor Herausforderungen beim Ausbau von Wind und Sonne.
– Gesellschaftliche Präferenzen spielen eine wichtige Rolle bei der Entwicklung von Wegen, insbesondere in der direkten Demokratie der Schweiz, wo mindestens die Hälfte der Stimmbevölkerung von den gewählten politischen Aktionen und Massnahmen überzeugt sein muss. Die Entwicklung von Weltanschauungen und gesellschaftlichen Normen wird hier entscheidend sein. Diese lassen sich nur schwer steuern, aber mit geeigneten Instrumenten können sie beeinflusst werden.

Konkret befindet sich das Schweizer Energiesystem bereits auf einem Übergangspfad, der gekennzeichnet ist durch eine steigende Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen, eine geringere Nachfrage nach Gebäudewärme, einen allmählichen Ersatz von Erdölprodukten durch Erdgas und insbesondere Wärmepumpen im Wärmesektor sowie eine kontinuierliche Verringerung der energiebedingten Luftverschmutzung. Die Kosten für Wind- und Solarstrom sinken, der Marktanteil der Elektrofahrzeuge steigt. Wir sehen etablierte Geschäftsmodelle unter Druck, eine verstärkte Ausrichtung auf Energiedienstleistungen statt auf den Verkauf von Produkten und eine zunehmende Rolle für IKT und Digitalisierung. Diese Entwicklungen sind jedoch eher schleichend und ihr Tempo reicht bei weitem nicht aus, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen. Eine starke Beschleunigung dieser im Prinzip meist positiven Trends ist unbedingt erforderlich. Wie Kasten 7 zeigt, führt die lange Lebensdauer wichtiger energiebezogener Anlagen zu einer erheblichen Trägheit des Systems im Hinblick auf das erforderliche Tempo der Umgestaltung.

Kasten 7: Lebensdauer von beispielhaften Energieanlagen

- Gebäude in der Schweiz: bis zu 100 Jahre
- Energetische Renovierungszyklen: 40 bis mehr als 60 Jahre (und darüber hinaus)
- Autos: 15–20 Jahre
- Schiffe/Flugzeuge: 25–30 Jahre
- Stromerzeugungsanlagen: 25–50 Jahre
- Raffinerien, E- und Gasnetze usw.: mehr als 50 Jahre
- Konfiguration von Industrie-/Produktionsprozessen: unterschiedlich, aber teilweise mehr als 20 Jahre

Hürden

– Die Kenntnis von Problemen führt nicht zwangsläufig zu problemlösendem Handeln.
– Technologische und nicht-technische Veränderungen entwickeln sich nicht Hand in Hand oder mit der gleichen Geschwindigkeit.
– Lange Lebensdauer von Grossanlagen, einschliesslich grosser Infrastrukturen.
– Interessenkonflikte zwischen etablierten Unternehmen und Neueinsteigern.
– Schwierigkeiten bei der schrittweisen Abschaffung von mit fossilen Brennstoffen verbundenen Industrien und etablierten Produkten.
– Politische Massnahmen werden als kostspielig empfunden, vor allem auf kurze Sicht, zum Beispiel durch die Bedrohung bestehender Arbeitsplätze, höhere Preise und Unsicherheit.
– Der Wandel erfordert zusätzliche Anstrengungen; es gibt viele mögliche Argumente gegen eine neue Klimapolitik.
– Fehlen konsistenter langfristiger politischer Signale; langfristige Auswirkungen werden bei den heutigen Entscheidungen nicht berücksichtigt.
– Mangelnde politische Aufmerksamkeit für den erforderlichen Rückgang kohlenstoffintensiver Technologien.
– Eine fragmentierte und teilweise inkohärente Politik auf regionaler (kantonaler), nationaler und internationaler Ebene.
– Mögliche Konflikte mit anderen Umwelt- und/oder Nachhaltigkeitszielen.
– Investitionsentscheidungen beruhen nicht auf einer Vollkostenrechnung (einschliesslich externer Kostenrechnung).
– Veränderungen können nicht nur individuellen Entscheidungen überlassen werden, kollektives Handeln ist eine wichtige Triebkraft.

Erforderliche Massnahmen:

E1-E4:

- Förderung des gesellschaftlichen Konsenses für einen kohlenstoffarmen Übergang durch Dialog, objektive Wissensgenerierung, Bildung und Kommunikation und Entwicklung verbindlicher langfristiger politischer Ziele.
- Umsetzung eines umfassenden Policy-Mixes, der auf Innovation abzielt und den Niedergang bewältigt.
- Anpassung der Politik an die spezifischen sektoralen Gegebenheiten und an den Fortschritt des Übergangs (zum Beispiel die Reife von Alternativen).
- Berücksichtigung von Fragen der sozialen Gerechtigkeit beim Übergang, einschliesslich des Gefälles zwischen Stadt und Land, sozioökonomischer, alters- und geschlechtsspezifischer Unterschiede.
- Kontinuierliche Überwachung und Anpassung des Policy-Mixes (Policy Learning).
- Verbot kohlenstoffintensiver Technologien, wenn es ausgereifte und kostengünstige Alternativen gibt (zum Beispiel Heizen mit Öl).
- Förderung und Unterstützung der beruflichen Umschulung von Arbeitnehmern von Technologien, die verschwinden werden, auf neue Technologien, die sich rasch ausbreiten.
- Schaffung strategischer Allianzen und Stärkung der Stimme derjenigen Unternehmen und Branchen, die von der Umstellung profitieren; Aufzeigen des Potenzials für neue, hochqualifizierte Arbeitsplätze.
- Experimentieren mit neuen Finanzierungsinstrumenten für kohlenstoffarme Innovationen (zum Beispiel Risikokapitalwettbewerbe, Forschungspreise und Crowdfunding-Plattformen), um neue Arten von Investoren anzuziehen und Start-up-Unternehmen zu unterstützen (Gaddy et al. 2016).
- Neue Praktiken und Lebensstile (Ideen und soziale Normen) erproben, vorstellen und fördern.
- Stadt- und Infrastrukturplanungsprozesse (neu) gestalten.
- Bewertung von Synergien und Kompromissen von Massnahmen mit anderen Nachhaltigkeitszielen.

Empfehlungen

- (P) Formulierung langfristiger, vorhersehbarer (Zwischen-)Ziele für den Übergang mit spezifischen Zielen und Meilensteinen für verschiedene Sektoren (zum Beispiel Obergrenzen für den Emissionshandel [ETS]).
- (–) Erhöhung der Akzeptanz und Machbarkeit durch Feldversuche.
- (–) Anpassung der Politik (Instrumente) an die verschiedenen Phasen des Übergangs, Einsatz flexibler Instrumente, die sich an die jeweilige Phase anpassen, Berücksichtigung gesellschaftlicher Gerechtigkeit.
- (–) Identifikation und Unterstützung von Menschen in rückläufigen Branchen (Umschulung usw.).
- (–) Bereitstellung von Informationen und Sensibilisierung für die finanziellen Risiken von Stranded Assets.

12 Politikoptionen

Das Hauptziel einer gezielten Energiepolitik sollte im Einklang mit dem Pariser Abkommen und dem Netto-Null-THG-Ziel des Schweizer Bundesrats sowie in Übereinstimmung mit anderen SDGs stehen. Auch die kürzlich angekündigten Entwicklungen der EU-Politik und -Strategie (European Green Deal, einschliesslich der Einhaltung der SDGs) sollten berücksichtigt werden. Die entsprechenden Rechtsvorschriften sollten jedoch mit anderen Nachhaltigkeitszielen in Einklang stehen. Politische Entscheidungen, die sich mit anderen Umweltauswirkungen wie Luft- oder Wasserverschmutzung befassen, haben sich in der Schweiz und den meisten anderen europäischen Ländern als wirksam erwiesen und werden von Bürgern und Unternehmen gut akzeptiert. Die Herausforderung, eine erfolgreiche, auf den Klimaschutz ausgerichtete Politik umzusetzen, ist jedoch von viel grösserer, das heisst globaler, Dimension und kann nicht von einem Land allein gelöst werden. Auf der anderen Seite braucht es aber das klare Engagement aller Länder, insbesondere von reichen Ländern wie der Schweiz, als Vorbild. Bis jetzt waren einige politische Massnahmen bereits bis zu einem gewissen Grad erfolgreich. Die CO_2-Abgabe für fossile Brennstoffe wurde auf niedrigem Niveau eingeführt und mehrmals erhöht, wenn die Ziele nicht erreicht wurden. Dadurch konnte der Verbrauch fossiler Brennstoffe im Laufe der Zeit gesenkt werden.

Im Folgenden werden die politischen Optionen für die Schweiz diskutiert, wobei der Fokus auf dem Energiesystem als dominanter Treibhausgasquelle und der Reduktion von CO_2 als dem mit Abstand wichtigsten Treibhausgas liegt.

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erörtert, müssen bei der Gestaltung eines Politikportfolios zahlreiche Interdependenzen und Zielkonflikte – wie die Umstellung auf Elektroautos, welche die Stromnachfrage erheblich erhöht – und Hürden, wie zum Beispiel die Lock-in-Effekte bei der Infrastruktur, berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind die Voraussetzungen und Merkmale für Emissions-

minderungsmassnahmen für die Mobilität, den Gebäudesektor, verschiedene Industriezweige und die Haushalte oder Verbraucher sehr unterschiedlich und müssen gleichzeitig berücksichtigt werden. Darüber hinaus müssen eine Reihe von wichtigen Sektorkopplungskonzepten (zum Beispiel Brennstoff-Elektrizität-Speicher) beachtet werden. Und nicht zuletzt werden wirtschaftliche Interessen und Anreize, gesellschaftliche Entwicklungen und Verhaltensweisen sowie die Akzeptanz von Massnahmen entscheidend sein. Es braucht also einen sorgfältig konzipierten und an die jeweiligen Gegebenheiten angepassten Mix aus verschiedenen Instrumenten unter Berücksichtigung ihrer unterschiedlichen Vor- und Nachteile (siehe Akademien Schweiz 2019).

Der derzeitige Mix an politischen Massnahmen leidet unter dem Fehlen einer kohärenten langfristigen Dekarbonisierungsstrategie über alle Sektoren (inklusive Sektorenkopplung) und bietet somit nicht die notwendige Planungssicherheit für Investoren und Wirtschaft. Es gibt zwar politische Bestrebungen, dieses Problem durch die Festlegung konkreter Reduktionspfade bis 2050 zu beheben, jedoch ist derzeit nur eine mittelfristige Vorhersagbarkeit einzelner Massnahmen gegeben. Dies mag zum einen an der Komplexität und Vielfalt der Energiesektoren liegen, zum anderen an der schwierigen Koordination zwischen politischen Entscheidungsträgern und anderen Akteuren auf regionaler, kantonaler und nationaler Ebene.

Die Einrichtung geeigneter sektorspezifischer Instrumente ist mit einer Reihe von Herausforderungen verbunden:

– Im **Gebäudesektor** führen eine unzureichende Berücksichtigung der Lebenszykluskosten durch einzelne Eigentümer und ein begrenztes Bewusstsein für Energiekosten zu aus langfristiger gesellschaftlicher Sicht unangemessenen Entscheidungen über Renovierungszyklen; dasselbe gilt für das Problem der gespaltenen Anreize zwischen Vermietern und Mietern. Die Festlegung von Standards kann die Wahl der für die örtlichen Gegebenheiten am besten geeigneten Lösung erschweren. Hinzu kommt, dass der Wohnungssektor hauptsächlich auf kantonaler und kommunaler Ebene geregelt ist, was schwer zu koordinieren ist. Darüber hinaus hängt die Reduktion der Nachfrage auch von der Bereitschaft und dem Verhalten der Bewohner ab, die nur schwer zu beeinflussen sind. Die Verbreitung intelligenter Energiezählertechnologien, die den Verbrauchern ein direktes Feedback über ihren Energieverbrauch geben, könnte in Zukunft Verhaltensprobleme abmildern, ist aber auch mit Datenschutzbedenken verbunden, und eine langfristige Energiereduktion ist nicht gewährleistet.

– **Die industriellen Prozesse** sind sehr unterschiedlich, und da der Sektor in gewissem Masse international «mobil» ist, müssen Fragen der Wettbewerbsfähigkeit, die von den Energiekosten abhängen, sorgfältig behandelt werden, zumindest solange die internationale Gesetzgebung in dieser Hinsicht recht heterogen ist. Die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) für die energieintensive Industrie und den Stromerzeugungssektor sowie die mögliche Einführung einer Kohlenstoffgrenzsteuer auf EU-Ebene sind jedoch vielversprechende Instrumente zur Verbesserung dieser Situation. Für einige Industriezweige (insbesondere die Zementindustrie) gibt es jedoch noch keine geeigneten Technologien zur Emissionsminderung.

– Da die Akzeptanz von Preissignalen im **Bereich der individuellen Mobilität** sehr gering ist, obwohl der Anteil des Kraftstoffs an den Gesamtbetriebskosten von Kraftfahrzeugen sehr gering ist, wären hohe CO_2-Preise erforderlich, um eine Änderung der Verbrauchs- und Fahrzeugwahlmuster zu bewirken. Die bereits eingeführten Emissionsnormen sollten weiter gesenkt werden, um die Preissignale zu ergänzen. Da es sinnvoll ist, die in der EU festgelegten Emissionsnormen zu übernehmen, in der die wichtigsten Herstellerländer vertreten sind, gibt es keinen Grund für die derzeitige Aufweichung dieser Normen durch Ausnahmen und die Dämpfung der Flottenberechnung. Normen sind nur dann wirksam, wenn Ausnahmen auf ein absolutes Minimum beschränkt werden, wenn die Einhaltung der Vorschriften streng kontrolliert und Verstösse angemessen sanktioniert werden. Dabei sind jedoch einige fragwürdige Anreize zu beachten: Elektrofahrzeuge mit einem CO_2-Ausstoss von null anzusetzen und den Anteil von Elektrofahrzeugen am Gesamtstandard einer Flotte doppelt und dreifach zu zählen, kann zu einem ungerechtfertigten Wettbewerbsvorteil von überdimensionierten, übermotorisierten Elektrofahrzeugen führen, die in der Realität viel mehr Energie verbrauchen und viel mehr CO_2-Emissionen ausstossen als in der Gesetzgebung vorgesehen. Ausserdem müssen Elektrofahrzeuge auch irgendwie zu den Infrastrukturkosten beitragen. Die Ersetzung der Mineralölsteuer wird derzeit im Schweizer Parlament diskutiert. Ein weiteres Problem ist der immer noch hohe symbolische Wert, der dem Autobesitz zugeschrieben wird.

– Obwohl Rechtsvorschriften auf der Grundlage von **Normen und Standards** (wie die CO_2-Grenzwerte pro km für Pkw und Lkw) besser akzeptiert werden als CO_2-Abgaben, verursachen sie aus wirtschaftlicher Sicht schätzungsweise höhere Kosten für die Gesellschaft als marktorientierte Instrumente, und sie gehen nur einen Teil des Problems an, indem sie lediglich Anreize für die Hersteller zur Anpassung ihrer Produktpalette bieten. Sie sind jedoch nicht geeignet, die Nachfrage nach der zurückgelegten Strecke pro Person zu steuern, da sie die Betriebskosten nicht beeinflussen. Ähnliche Unzulänglichkeiten ergeben sich aus der kantonalen Gesetzgebung zu den jährlichen Fahrzeugsteuern, die Fixkosten sind. Es wäre viel besser (und inzwischen leicht umsetzbar), diese als Steuern auf verbrauchten Treibstoff bzw. Energie umzugestalten, um den Anteil an den Gesamtkosten zu erhöhen. Auf diese Weise würden die

Treibstoffkosten als Teil der variablen Kosten die Entscheidung, ob man mit dem Auto fährt oder nicht, direkter beeinflussen.

– Im **Stromsektor** wird die derzeitige Vergütung von Netzdienstleistungen (in ct/kWh) unangemessen sein, wenn die dezentrale Erzeugung und der Eigenverbrauch stark zunehmen, weil Prosumer subventioniert werden, wenn sie die Kosten für solche Dienstleistungen nicht tragen. Nur ein Systemwechsel zu einem Preis pro garantierter bidirektionaler Leistung (in kW) wird die richtigen Anreize für Netzbetreiber bieten. Darüber hinaus liefern die bestehenden Marktmechanismen zur Belohnung von «Stromerzeugung auf Abruf» für einen Teil der Verbraucher oder Prosumer keine angemessenen Preissignale.

Wie bereits erwähnt, hängen die Umsetzung und der Erfolg politischer Massnahmen in hohem Masse von der Wahrnehmung, den Reaktionen und dem Feedback der verschiedenen Interessengruppen, der politischen Parteien, der Industrie und der Bürger, kurz gesagt, der gesamten Gesellschaft, ab (Dermont et al. 2017). Man kann zwischen Markt-, gesellschaftspolitischer und gesellschaftlicher Akzeptanz unterscheiden (Wüstenhagen et al. 2007). Die Marktakzeptanz wird zum einen durch Massnahmen zur zumindest teilweisen Kompensation negativer Effekte für bestimmte stark betroffene Branchen beeinflusst, aber auch durch die breite öffentliche Meinung über die Notwendigkeit des Klimaschutzes und die notwendige Imagepflege der Marktteilnehmer. Eine zentrale Frage wird daher die Akzeptanz solcher Politikmassnahmen sein, da praktisch alle derzeitigen oder geplanten Politiken davon ausgehen, dass mit ihrer Umsetzung die Emissionsminderungsziele erreicht werden (Baranzini et al. 2017).

Die gesellschaftspolitische und gesellschaftliche Akzeptanz wird beeinflusst durch a) sozialpsychologische Faktoren und die Wahrnehmung des Klimawandels, b) die Wahrnehmung der Klimapolitik und ihrer Instrumente und c) kontextuelle Faktoren wie das weitere wirtschaftliche oder politische Umfeld (Drews und van den Bergh 2016) und insbesondere die Wirtschaftskrise nach der Pandemie und dem Ukraine-Krieg. So muss der häufigen Wahrnehmung der Öffentlichkeit, dass Umweltsteuern ineffektiv sind (Kallbekken & Sælen 2011), durch eine klare Zweckbindung der Einnahmen für Umweltzwecke (Dresder et al. 2006), eine Umverteilung der Einnahmen an die Verbraucher (zum Beispiel durch eine Senkung der Einkommens- oder Lohnsteuer) oder durch die Bereitstellung überzeugender Informationen über die ökologische Wirksamkeit einer Kohlenstoffsteuer oder eine Kombination dieser Faktoren begegnet werden. Letzteres reduziert auch die Nachfrage nach ökologischer Zweckbindung, erzeugt aber eine Nachfrage nach der Verwendung der Einnahmen zur sozialen Abfederung (Carattini et al. 2017). Zwei weitere Punkte sind sehr wichtig, wie die Ergebnisse umfangreicher Schweizer Forschungsaktivitäten zeigen:

– **Angebotsseite:** Frühzeitige und kontinuierliche Einbindung von Interessengruppen und der Öffentlichkeit in den Innovationsprozess und bei der Planung und Standortwahl von Infrastrukturen, um Vertrauen aufzubauen (Stadelmann et al. 2018, Huijts et al. 2012). Ein solches Engagement umfasst transparente Informationen und einen offenen Dialog über die Anliegen der Bürgerinnen und Bürger, einschliesslich der Einbindung der Bürgerinnen und Bürger bereits in einer frühen oder Planungsphase. Solche Prozesse sollten rechtlich verbindlich werden, so wie es die Forderung nach einer förmlichen Konsultation und die Möglichkeit, rechtliche Schritte einzuleiten, bereits ist (Chilvers et al. 2018).

– **Nachfrageseite:** Informationsmassnahmen zur Verringerung oder zeitlichen Verlagerung der Energienachfrage, was grundlegende Änderungen von Verhaltensweisen, Praktiken, sozialen Normen, Lebensstilen usw. impliziert (Filippini et al. 2019). Der Fokus auf bewusste Verhaltensänderungen wird nicht ausreichen, vielmehr müssen gewohnheitsmässige Verhaltensmuster und damit verbundene soziale Normen aufgebrochen werden. Wesentlich für den Erfolg von Interventionen zur Senkung des Energiebedarfs sind die gemeinsame Festlegung von Zielen, der soziale Austausch in Gruppen, regelmässiges Feedback und Community Building sowie die Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen neuen technologischen Artefakten, sozialen Normen und individuellen Fähigkeiten (Abrahamse et al. 2005, Shove 2010). Dies kann beispielsweise durch Experimente im Feld, Living Labs, Real World Labs, Übergangsexperimente mit neuartigen Praktiken oder durch das Erleben neuer Ideen durch die Menschen erreicht werden und so einen erfahrungsbasierten und transformativen Lernprozess ermöglichen (Luederitz et al. 2017). Ein grosses Potenzial liegt in der engen Zusammenarbeit zwischen öffentlichen und privaten Stellen bei der Umsetzung von Informationsmassnahmen (Moser et al. 2018).

Politische Optionen für die Zukunft

Marktwirtschaftliche Methoden (wie zum Beispiel eine CO_2-Abgabe) sind wirtschaftlich wirksame Instrumente, um die Emissionen zu reduzieren und die externen Kosten der Energienutzung zu internalisieren (**Abb. 13**). Die Simulationen zeigen, dass zur Reduktion der CO_2-Emissionen auf eine Tonne CO_2 pro Schweizer Einwohner im Jahr 2050 (was einer Reduktion von 76% gegenüber dem Emissionsniveau von 1990 entspricht) eine stetig ansteigende, universelle CO_2-Steuer für alle Sektoren mit einem Steuersatz von etwa CHF 250–330 /tCO_2 im Jahr 2030 bis zu CHF 1500 und 2500/*tCO_2 im Jahr 2050 erforderlich ist. Im Verkehrssektor entspricht dies einer Steuer von 0.60–0.75 CHF im Jahr 2030 und 3.50–5.75 CHF im Jahr 2050 pro Liter Benzin. Es ist wichtig zu beachten, dass wir im Jahr 2050 nur wenige mit fossilen Brennstoffen betriebene Autos erwarten, so dass diese Steuer nur von sehr wenigen Personen gezahlt werden wird. Interessan-

terweise übersteigt das Niveau für 2050 die Kostenspanne für synthetische Kraftstoffe, die um 2030 erwartet wird. Die verbleibenden CO_2-Minderungsmassnahmen zur Erreichung von Netto-Null-Niveaus werden natürlich zu noch höheren Grenzkosten führen, da die damit verbundenen Sektoren (zum Beispiel der Luftverkehr und einige Industriezweige) extrem schwer zu dekarbonisieren sind. Wenn die Einnahmen an die Haushalte zurückerstattet werden, können die Wohlfahrtskosten auf 2% des Haushaltsverbrauchs im Jahr 2050 begrenzt werden. Dennoch würden solche Steuersätze zu erheblichen sozialen Umverteilungseffekten und wirtschaftlichen Nachteilen für bestimmte Branchen führen, die bis zu einem gewissen Grad kompensiert werden müssen (Babonneau et al. 2018, Bretschger & Zhang 2016).

Die Besteuerung von fossilen Energieträgern lässt sich gegenüber der Stimmbevölkerung rechtfertigen, wenn die externen Kosten solcher Treibstoffe quantifiziert und überzeugend kommuniziert werden können. Kasten 5 illustriert die Schätzung solcher Kosten am Beispiel des Verkehrssektors (ARE-Bericht über die externen Kosten 2021). Auch das Angebot von sinnvollen Alternativen für den ländlichen Raum wie E-Carsharing-Programme könnte die Akzeptanz erhöhen.

Kasten 8: Beispiel für externe Kosten im Verkehrswesen

Externe Kosten der Verkehrsträger (ARE 2021):
- Gesamte externe Kosten des Verkehrssektors 13.7 Milliarden CHF
- Spezifische Kosten pro Einheit der Verkehrsleistung (pkm = Personenkilometer; tkm = Tonnenkilometer):

Menschen
Strasse: privat 7.8 Rp/Kilometer, öffentlich 6.6 Rp/Kilometer
Schiene: 3.5 Rp/km
Luftfahrt: 2.5 Rp/km

Fracht
Strasse: 6.5 Rp/tkm
Schiene: 4.5 Rp/tkm
Luftfahrt: 8.5 Rp/tkm

Marktinstrumente werden jedoch nicht ausreichen, um das Netto-Null-Emissionsziel zu erreichen, da die Akzeptanz ausreichend hoher Kohlenstoffpreise gering ist. Wie oben erörtert, ist ein sorgfältig ausgewogenes Bündel politischer Instrumente erforderlich, das die Besonderheiten der verschiedenen Sektoren und die Präferenzen der Gesellschaft berücksichtigt.

Hürden

- Erheblicher Anstieg der Stromnachfrage durch die Umsetzung der wichtigsten Dekarbonisierungsoptionen (Elektrifizierung von Autos, Wärmepumpen, synthetische Brennstoffe).
- Lock-in-Effekte bei der Infrastruktur, geringe Renovierungsrate bei Gebäuden.
- Schaffung der notwendigen Planungssicherheit für Investoren und Unternehmen.
- Unzureichende Informationen über Lebenszykluskosten und technische Optionen der einzelnen Akteure für die Öffentlichkeit.
- Einige Vorschriften und Normen auf kantonaler und kommunaler Ebene für Gebäude könnten im Widerspruch zu übergeordneten nationalen Zielen stehen.
- Das Vermieter/Mieter-Problem bei der Gebäudesanierung.
- Geringe Akzeptanz von CO_2-Abgaben für individuelle Mobilität.
- Normen und Standards fördern kontinuierliche Produktverbesserungen, lenken aber nicht die Nachfrage (in zurückgelegten Kilometern pro Person oder Gewichtsentfernung).
- Fehlende Vergütung für die Bereitstellung von Strom oder Speicherkapazitäten «auf Abruf».
- Starker Widerstand der betroffenen Interessengruppen gegen eine politisch motivierte frühzeitige Einstellung emissionsintensiver Infrastrukturen, einschliesslich Forderungen nach erheblichen finanziellen Entschädigungen.
- Abhängigkeit von gesellschaftlichen Weltbildern, die eine Eigendynamik haben und sich kaum steuern lassen.
- Mögliche Nachteile für einkommensschwache Haushalte, die nicht das Geld für einen Technologiewechsel haben.

Erforderliche Massnahmen (s. Abb. 13)

- Der Preis pro CO_2-Einheit sollte schrittweise erhöht werden, damit ein wachsender Anteil der nachhaltigen Energiebereitstellungsmethoden die Schwelle der Nettowirtschaftlichkeit auch beim derzeitigen Stand der Technik überschreitet. Die Aussicht auf steigende CO_2-Preise wird nicht nur Forschung und Entwicklung anregen, um die Kosten der derzeit teuren CO_2-Minderungstechnologien zu senken, sondern auch von Investitionen in Verfahren mit hohem CO_2-Fussabdruck abhalten. Selbst bei konstanter technologischer Leistung wird ein allmählich steigender CO_2-Preis kurzfristig zu geringen Zuzahlungen vieler Verbraucher führen, während langfristig ein hoher Preis von wenigen gezahlt wird.
- Das fehlende Bewusstsein des Einzelnen für die Lebenszykluskosten und die entsprechenden Einsparungen im Zusammenhang mit Investitionen in Gebäude oder Autos muss angesprochen werden, damit die «niedrig hängenden Früchte» geerntet werden können.

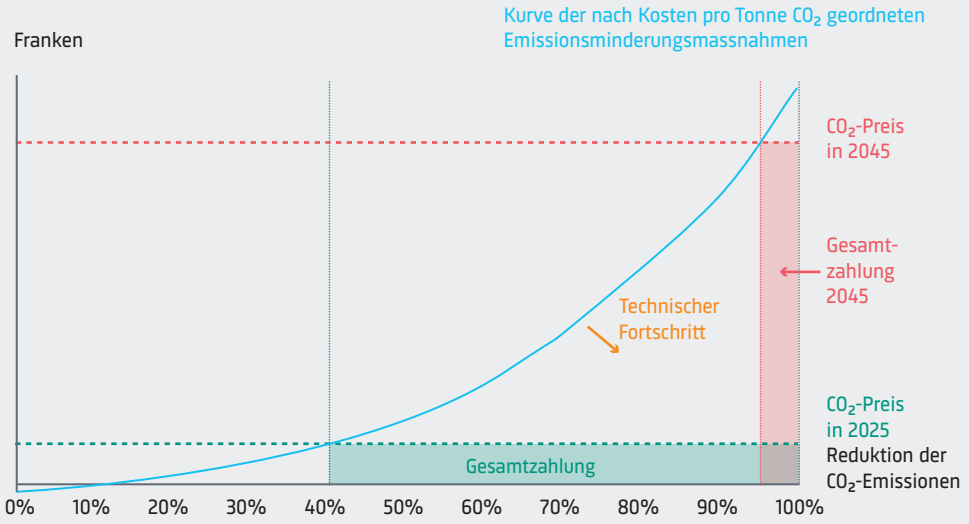


Abb. 13: Dynamische Perspektive der CO_2-Reduktion auf der Grundlage eines im Laufe der Zeit steigenden CO_2-Preises. Die x-Achse zeigt den Prozentsatz der vermiedenen Emissionen, die y-Achse den CO_2-Preis. Es wird davon ausgegangen, dass Massnahmen mit niedrigen Kosten zuerst ergriffen werden (weil sie wirtschaftlich rentabel sind), Massnahmen mit den höchsten Kosten erst am Ende. Emissionsminderungen werden realisiert, wenn der CO_2-Preis höher ist als die Minderungskosten. Technologieinnovationen werden für die Senkung der Minderungskosten und damit des erforderlichen CO_2-Preises wichtig sein, insbesondere für derzeit sehr teure Massnahmen. Es ist zu beachten, dass kurzfristig niedrige Preise von vielen gezahlt werden müssen; langfristig werden hingegen hohe Preise nur von sehr wenigen Emittenten gezahlt werden. Es ist zu beachten, dass die Kostenkurve für verschiedene Sektoren sehr unterschiedlich aussehen kann: Während die technologische Innovation und die Marktdurchdringung der Photovoltaik zu wettbewerbsfähigen Preisen und damit zu vergleichsweise niedrigen Kosten geführt haben und diese Entwicklung für Elektroautos absehbar ist, ist die Dekarbonisierung des Luftverkehrs noch weit entfernt und wir stehen noch am Anfang der technologischen Entwicklung. (Grafik: Philippe Thalmann)

– Einsatz von Nudges (Methode zur Beeinflussung des Verhaltens von Menschen ohne Verbote, Vorschriften oder wirtschaftliche Anreize, zum Beispiel um kohlenstoffarme Verbrauchsentscheidungen zur Standardeinstellung zu machen, indem die gewünschte Wahl bei Auswahlverfahren gezielt voreingestellt wird).
– Ausbau der technologischen und sozioökonomischen Innovationskapazität des Landes (Forschung und Entwicklung in der gesamten Kette), so dass derzeit «zu teure» Produkte und Dienstleistungen im Laufe der Zeit durch steile Lernkurven mit massiven Kostensenkungen und Leistungsverbesserungen wettbewerbsfähig werden. Dadurch sinkt die Höhe eines notwendigen CO_2-Preises.
– Subventionierung von Forschung und Produktentwicklung für vielversprechende neue Technologien, um eine Aufskalierung und entsprechende Lernkurven zu ermöglichen, damit ihre wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit schnell genug verbessert wird (Acemoglu et al. 2012).
– Schaffung neuer Finanzierungssysteme (zum Beispiel Risikokapitalfinanzierung, Crowdfunding) zur Förderung der Entwicklung neuer kohlenstoffarmer Technologien.
– Verbesserung der Akzeptanz politischer Massnahmen durch einen breiten öffentlichen Dialog über ihre Auswirkungen auf die Gesellschaft, die Umwelt, die Zweckbindung der Einnahmen für Umweltzwecke oder die soziale/standortbezogene Abfederung.
– Verbesserung der Akzeptanz neuer Technologien durch frühzeitigen und kontinuierlichen Einbezug der Interessengruppen und der Öffentlichkeit in den Innovationsprozess und bei der Planung und Standortwahl von Infrastrukturen.
– Verbesserung von Massnahmen zur Verringerung des Energiebedarfs, die soziale Interaktionen beinhalten, wie zum Beispiel die gemeinsame Festlegung von Zielen, Experimente in «lebenden Labors» oder Transformationsexperimente mit neuartigen Praktiken, bei denen Menschen mit neuen Ideen Erfahrungen sammeln.

Empfehlungen (Akteure)

– (P) Eine allmähliche, vorhersehbare Erhöhung des Preises/der Steuer pro CO_2-Einheit (Politik); es ist wichtig, die Einnahmen aus der CO_2-Abgabe zur Unterstützung von Menschen zu verwenden, die nicht die (finanzielle) Möglichkeit haben, sich anzupassen (Politik).
– (P) Bevorzugung von Emissionsnormen anstelle von Technologienormen (Politik).
– (–) Verbesserung des Bewusstseins der Bürger für die Lebenszykluskosten und die entsprechenden Einsparungen im Zusammenhang mit Investitionen in Gebäude oder Autos (Massnahmen).
– (–) Verbesserung des Dialogs mit der Öffentlichkeit über die Wirksamkeit der politischen Massnahmen (Auswirkungen auf die Umwelt usw.) (Politik).
– (–) Erwägung der Vorschrift einer Beteiligung von Interessengruppen und der Öffentlichkeit bei der Planung und Standortwahl von Infrastrukturen; Förderung von Finanzierungsmodellen, bei denen die Einnahmen mit der lokalen Bevölkerung geteilt werden (Politik).

13 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Für eine erfolgreiche Transformation der schweizerischen (und globalen) Energiesysteme in Richtung Klimaschutz und Nachhaltigkeit im Allgemeinen ist ein kohärentes, aber flexibles Portfolio von Massnahmen unerlässlich. Diese sollten in eine **kohärente, langfristige Strategie** eingebettet sein, die sich auf die nachfolgenden Säulen stützen und auf bestimmte Interessengruppen ausgerichtet sein sollte. Diese Massnahmen beruhen auf den folgenden *Grundsätzen* (Empfehlungen dazu sind in Klammern angegeben):

a. **Langfristige Vorhersehbarkeit mit einer gewissen Flexibilität (Pfad zur Zielerreichung und Überwachung):** Um das Ziel von netto null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 zu erreichen, sind ein klar vorhersehbarer Reduktionspfad, der alle emissionsrelevanten Sektoren umfasst, und eine transparente Überwachung von zentraler Bedeutung. Ein solcher Pfad, der die Entwicklung der erforderlichen Vorschriften, Emissionsgrenzwerte, Steuerniveaus usw. umfasst, ist auch für die Wirtschaft und die Investitionssicherheit sehr wichtig. Allerdings könnte eine gewisse Flexibilität erforderlich sein, um zum Beispiel die Verschärfung der Vorschriften mit der Entwicklung der Emissionsreduktion und der Einführung neuer Technologien zu verknüpfen.

   [1 (CO_2-Preis), 2 (Normen), 4 (Stromnachfrage)]

b. **Mix der politischen Instrumente:** Es braucht ein Gleichgewicht zwischen Lenkungsinstrumenten, einschliesslich Abgaben, und Subventionen, obwohl erstere wirtschaftlich effektiver sind als letztere, und zwischen Umverteilung und Verwendung von Subventionen für Umweltzwecke. Anpassung der politischen Instrumente an die verschiedenen Phasen des Übergangs, Einsatz flexibler Instrumente, die an die jeweilige Phase angepasst werden können. Führen eines öffentlichen Dialogs über die Vorteile einer transparenten Umverteilung der erhobenen Gebühren an die Gesellschaft; Es ist auf einen fairen Zugang zu Energiedienstleistungen und eine faire Verteilung der politischen Lasten auf sozioökonomisch schwächere Bevölkerungsgruppen zu achten.

   [1 (CO_2-Preis), 3 (Effizienz), 9 (Finanzen), 10 (Information), 11 (Bildung), 13 (Raumplanung)]

c. **Bevorzugung von Normen gegenüber Technologievorgaben (Instrumente, Forschung und Innovation):** Verordnungen und Gesetze sollten prinzipiell keine Technologien bevorzugen oder ausschliessen, das heisst Emissionsgrenzwerte oder -normen sollten einem Verbot vorgezogen werden.

   [2 (Normen), 3 (Effizienz) 12 (Ökobilanz), 14 (Forschung)]

d. **Gewährleistung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit:** Bei der Einführung oder Änderung von Vorschriften, Anreizen oder Steuern sollten die Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Akteure und die Folgen für die Sicherheit der Energieversorgung berücksichtigt werden.

   [2 (Normen), 4 (Stromnachfrage), 5 (Speicherung), 7 (EU-Zusammenarbeit), 8 (Einfuhr), 14 (Forschung)]

e. **Berücksichtigung sozialer Aspekte:** Bei der Gestaltung von politischen Instrumenten und Emissionsminderungspfaden sind soziale Aspekte wie Ungleichheiten und Verteilungseffekte, frühzeitige und kontinuierliche Einbindung der Interessengruppen und der Öffentlichkeit, Akzeptanz in der Bevölkerung, Dialog mit der Bevölkerung, Ernstnehmen der Bedenken der Bevölkerung, Sensibilisierung oder notwendige Aufklärung entscheidend für deren Wirkung und Ergebnis.

   [1 (CO_2-Preis), 3 (Effizienz), 10 (Information), 11 (Bildung), 12 (LCA), 13 (Raumplanung), 14 (Forschung)]

f. **Internationale Koordination und Zusammenarbeit:** In mehreren Aspekten werden internationale Entwicklungen und Vereinbarungen/Verträge entscheidend sein, insbesondere im Elektrizitätssektor. Entsprechende Verhandlungen und Kooperationen sind daher ein wichtiger Bestandteil der Dekarbonisierungspfade.

   [1 (CO_2-Preis), 2 (Normen), 5 (Speicherung), 6 (Sektorkopplung/Netze), 7 (EU-Kooperation), 8 (Import), 14 (Forschung), 15 (negative Emissionen)]

Das folgende Portfolio *empfohlener Massnahmen* wird durch mögliche Zielgruppeninstitutionen in Klammern ergänzt:

1. **Einführung eines CO_2-Preismechanismus:** Entwurf und Umsetzung eines vorhersehbar steigenden CO_2-Preismechanismus mit Zwischenzielen für alle Energiesektoren, vorzugsweise durch ein marktorientiertes Handelssystem (Cap and Trade) in Übereinstimmung mit internationalen Entwicklungen (zum Beispiel Einbezug von Importeuren fossiler Brennstoffe in das ETS-Handelssystem wie es für den Luftverkehr geschehen ist. Bei direkten CO_2-Bepreisungsmechanismen (Kompensationsregelungen oder CO_2-Abgabe) sollten Nachteile für abgelegene Wohnorte oder einkommensschwache Haushalte vermieden werden (zum Beispiel progressive Umverteilung; Kompensationsmechanismus für abgelegene Gebiete), um die Akzeptanz zu erhöhen (▶ BFE/FOEN, Parlament).

2. **Festlegung von CO_2-Emissionsstandards:** Kontinuierlich strengere CO_2-Emissionsstandards (als Entscheidungshilfe für die Anbieter) für Gebäude, Mobilitätssektoren, Industrie, Elektrogeräte festlegen; die Technologien zu deren Erreichung sollten jedoch dem Entscheid der Marktteilnehmer überlassen sein, also «agnostisch» gegenüber konkreten Innovationsalternativen sein. Regelmässige Anpassung dieser Grenzwerte an die technologische Entwicklung, vorzugsweise über Verbände wie den SIA. (▶ BAFU, SIA [Gebäudenormen], Kantone [MUKEN])

3. **Effizienz zuerst:** Priorität auf Effizienz legen, bevor eine Substitution der etablierten Energieträger in Betracht gezogen wird (energetische Sanierung von Gebäuden, dann Installation von Wärmepumpen; Eindämmung der übermässigen Nachfrage nach Mobilitätsdienstleistungen und überdimensionierten/übermotorisierten Autos, bevor auf Elektrifizierung gesetzt wird). (▶ EnergieSchweiz, Kantone, Energieversorger)

4. **Berücksichtigung des steigenden Strombedarfs:** Der unbestrittenen Tatsache ins Auge sehen (und danach handeln), dass der Strombedarf im Land angesichts der notwendigen tiefgreifenden «Defossilisierung» stark ansteigen wird und dass das Stromangebot stark ausgebaut werden und zeitlich und räumlich verfügbar sein muss, unter besonderer Berücksichtigung des Winterhalbjahres. Die Integration der Photovoltaik, die in der Schweiz das mit Abstand höchste Mengenpotenzial hat, in Verteilnetze und Speichersysteme unterstützen. Berücksichtigung von Synergien und Zielkonflikten mit anderen Nachhaltigkeitszielen. (▶ Versorgungsunternehmen [erneuerbare Energien, Netz], Kantone [Wasserkraft])

5. **Einsatz von grossen Speicherkapazitäten:** Förderung/Unterstützung des Ausbaus der täglichen und saisonalen Strom- und Wärmespeicherkapazität und Anpassung des Stromnetzes. Erwägung von Marktinstrumenten und -anreizen, die die Speicherung, die Stromversorgung im Winter und bedarfsgerechte Produktionskapazitäten vergüten, zum Beispiel für Wasserkraft/Staudämme und Wind. Forcierung einer stärkeren Integration in das Strom- und Energiesystem der EU. (▶ Versorgungsunternehmen)

6. **Sektorkopplung/Energienetze optimieren:** Mit regulatorischen Instrumenten koordinierte Investitionen in die zentrale und dezentrale Energieversorgung unterstützen, die durch den Ausbau der elektrischen Wärme- und chemischen Energieträgernetze optimal verbunden sind. Zu diesem Zweck fortschrittliche digitale Technologien fördern und dabei anerkennen, dass die vollständige Realisierung der «Sektorkopplung» entscheidend für den Erfolg sein wird. (▶ BFE, Parlament)

7. **Ausbau der Zusammenarbeit mit der EU (insbesondere im Strombereich):** Angleichung der nationalen an die internationale, insbesondere die europäische Politik und Regulierung unter Berücksichtigung der wichtigen geografischen, sozioökonomischen und ökologischen Besonderheiten der Schweiz. Mit Schwerpunkt auf den Stromexporten und -importen ist eine Integration in das europäische Stromsystem von entscheidender Bedeutung. (▶ BFE, Sozialpartner, EDA [Diplomatie])

8. **Sicherung des Imports erneuerbarer Brennstoffe:** Initiierung einer intensiven Zusammenarbeit mit den wichtigsten internationalen öffentlichen/privaten Akteuren, um eine kosteneffiziente und geopolitisch widerstandsfähige, potenziell für beide Seiten gewinnbringende weltweite Beschaffung erneuerbarer Primärenergie sicherzustellen. Ziel ist die Herstellung, der Transport und die Verteilung importierter chemischer Energieträger (Wasserstoff und darauf basierende synthetische Kraftstoffe) für den Langstreckentransport, für industrielle Prozesse und für die langfristige bzw. saisonale Verfügbarkeit zur Stromerzeugung «auf Abruf». (▶ EDA [Diplomatie])

9. **Mobilisierung des Finanzsektors:** Erleichterung der Mobilisierung der beträchtlichen Ressourcen und des Know-hows des Schweizer Finanzsektors, um die notwendigen umfangreichen Investitionen in die Stromerzeugung und -speicherung, neue chemische Energieträger und die damit verbundene Infrastruktur auf globaler Ebene zu ermöglichen. Erwägung von Strategien, die zur Begrenzung der mit Investitionen in erneuerbare Energien verbundenen Risiken beitragen. Bessere Information der Investoren über die finanziellen Risiken im Zusammenhang mit «Stranded Assets». (▶ SECO, SNB)

10. **Verbesserung der Information und Kommunikation:** Ausweitung des Dialogs (wie er von EnergieSchweiz bereits geführt wird) mit den Verbrauchern über technische, ökologische und wirtschaftliche Aspekte im Zusammenhang mit Klima/Umwelt/Energie, um den Wissensstand der Bürger zu fördern, insbesondere in einem Land wie der Schweiz, in welchem politische Entscheidungen oft auf Volksabstimmungen beruhen. Nudges könnten dort eingesetzt werden, wo «Low-Cost»-Effekte über bekannte kognitive oder emotionale Eigenschaften von Individuen erzielt werden können. (▶ EnergieSchweiz, Kantone, Versorgungsunternehmen)

11. **Anpassung und Stärkung von Bildung/Schulung:** Ausbildung und Schulung von Schlüsselpersonen (Architekten, Technikern, Beratern, Facility- und/oder Flottenmanagern), die für die Umsetzung neuer, für das Netto-Null-Ziel relevanter Energiekonzepte in allen Endverbrauchssektoren zuständig sind, sowie die Nutzung von deren Wissen. (▶ EnergieSchweiz, Verbände)

12. **Lebenszyklus-Bewertungen verwenden:** Wann immer es möglich ist, sollten bei der Festlegung künftiger Normen Daten auf der Grundlage von Lebenszyklusanalysen zu CO_2-Emissionen verwendet werden, um «Carbon Leakage» und in – häufig importierten – Waren «enthaltene» Emissionen zu vermeiden. Ökobilanzbasierte Daten sind auch für die Information der Öffentlichkeit wichtig. Idealerweise sollte eine vollständige Ökobilanz, die auch andere Umweltauswirkungen einbezieht, zur Bewertung alternativer Pfade herangezogen werden. (▶ BAFU, SIA (Gebäudenormen))

13. **Ausschöpfung des Potenzials der Raumplanung:** Lösungen entwickeln für eine optimierte Planung zur Lösung von Landnutzungskonflikten, vor allem zwischen erneuerbaren Energien und Biodiversitäts-/Naturschutz-/Nahrungsmittelproduktionsansprüchen und -erfordernissen auf nationaler Ebene, in Abstimmung mit den Kantonen (zum Beispiel in einem Stakeholder-Dialog entscheiden über prioritäre Gebiete für Energieanlagen mit bestem Kosten-Nutzen-Verhältnis und dort die Bewilligungspraxis vereinfachen sowie gleichzeitig über prioritäre Gebiete für die Interessen von Biodiversität und Landschaft). Raumplanung mit strenger Begrenzung der Zersiedelung umsetzen. Die Attraktivität des Langsamverkehrs erhöhen. (▶ Kantone, ARE)

14. **Berücksichtigung des sich entwickelnden Forschungsbedarfs:** Kontinuierliche Unterstützung sowohl der Grundlagen- als auch der angewandten Forschung im Bereich der Energie- und Klimaschutztechnologien und der Verhaltensänderung, auch für Prozesse, für die CO_2-arme Lösungen fehlen oder schwer zu finden sind (zum Beispiel Zementindustrie, Hochtemperaturprozesse, kohlenstoffarme Lebensweisen). Es sollte mehr Gewicht auf Modelle gelegt werden, die gesellschaftliche Übergangsdynamiken und heterogene Akteure einbeziehen, statt nur den vorherrschenden Kostenminimierungsansatz zu verfolgen. (▶ BFE, Akademien [SAGW, SCNAT])

15. **Entwicklung und Bewertung von Optionen für negative Emissionen:** Obwohl «negative» Emissionen (NET) wahrscheinlich notwendig sein werden, ist es besser, sich nicht auf diesen Weg zu verlassen, sondern ihn eher als eine Art «Sicherheitsnetz» zu betrachten. Die entsprechenden Technologien sind noch nicht ausgereift und müssen zur Kommerzialisierung weiterentwickelt werden. Erkundung von Möglichkeiten der CO_2-Speicherung und des CO_2-Transports, die auch für CCS an Punktquellen erforderlich sind. Initiierung eines Dialogs mit den Interessengruppen über sozioökonomische Fragen wie Akzeptanz, Governance, ethische und rechtliche Fragen im Zusammenhang mit NET. (▶ BFE, BAFU, SNF)

16. **Einbettung der Energie in die Gesamtpolitik:** Berücksichtigung der energiepolitischen Auswirkungen von Entscheidungen in anderen Politikbereichen und umgekehrt, zum Beispiel die Wechselwirkungen zwischen dem Energiesystem und anderen Teilsystemen von Gesellschaft und Umwelt (zum Beispiel gerechter Zugang zu Energiedienstleistungen oder Landschaftsschutz). Zusammenhänge mit gesellschaftlichen Entwicklungen sollten beachtet und gesellschaftliche Entwicklungen als Chance begriffen werden. (▶ Politik)

Bei der Umsetzung dieser Empfehlungen ist es sehr wichtig, Konsistenz und Kohärenz zu gewährleisten. Ausserdem müssen Synergien und Konflikte mit anderen SDGs oder Umweltzielen sorgfältig berücksichtigt werden. Wir müssen jedoch anerkennen, dass es weiterhin Kompromisse und abweichende individuelle Präferenzen und Werte geben wird, die die kollektive Entscheidungsfindung beeinflussen. In einer demokratischen Gesellschaft müssen solche teilweise gegensätzlichen Ansichten innerhalb des institutionellen politischen Rahmens vermittelt und Konflikte gelöst werden. Zu diesem Zweck wird die Informations- und Aufklärungsfunktion der Wissenschaft, die sich um Transparenz und einen Dialog auf Augenhöhe mit den Bürgern bemüht, von grösster Bedeutung sein.

Referenzen

Abrahamse W, Steg L, Vlek C, Rothengatter T (2005) **Ein Überblick über Interventionsstudien zum Energiesparen im Haushalt.** Zeitschrift für Umweltpsychologie, 25(3), 273-291.

Acemoglu D, Aghion P, Bursztyn L, Hemous D (2012) **The Environment and Directed Technical Change.** Am. Econ. Rev. 102, 131–66. DOI: 10.1257/aer.102.1.131

Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012) **Lösungsansätze für die Schweiz im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung – Kurzfassung.** 1. Auflage, Oktober 2012. https://proclim.scnat.ch/de/activities/uuid/i/5288d92d-e6b0-5fb1-bc09-4e07f978decd-L%C3%B6sungsans%C3%A4tze_im_Konfliktfeld_zwischen_erneuerbaren_Energien_und_Raumnutzung_%E2%80%93_Kurzfassung

Andrae ASG, Edler T (2015) **On Global Electricity Usage of Communication Technology: Trends to 2030.** Challenges 6: 117-157. https://doi.org/10.3390/challe6010117

ARE (2020) **Konzept Windenergie. Basis zur Berücksichtigung der Bundesinteressen bei der Planung von Windenergieanlagen.** Bundesamt für Raumentwicklung ARE,Bern. https://www.are.admin.ch/dam/are/de/dokumente/raumplanung/dokumente/konzept/konzept-windenergie.pdf.download.pdf/Konzept_Windenergie.pdf

ARE (2021) **Chancen und Risiken der Digitalisierung der Mobilität. Bundesamt für Raumentwicklung.** Bern. https://www.are.admin.ch/dam/are/de/dokumente/grundlagen/publikationen/infografik-digitalisierung-mobilitaet.pdf.download.pdf/infografik-digitalisierung-mobilitaet.pdf

Babonneau F, Thalmann P, Vielle M (2018) **Definition von tiefen Dekarbonisierungspfaden für die Schweiz: eine ökonomische Bewertung.** Climate Policy, 18:1: 1-13. https://doi.org/10.1080/14693062.2016.1227952

BAFU (2018) **Sustainable Development Goals (SDGs) für eine nachhaltige wirtschaftliche, soziale und ökologische Entwicklung.** Bundesamt für Umwelt, Bern, 9.7.20218. https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/internationales/dossiers/sdg-nachhaltige-entwicklung.html

BAFU (2021a) **Langfristige Klimastrategie der Schweiz.** https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/langfristige-klimastrategie-der-schweiz.pdf.download.pdf/Langfristige%20Klimastrategie%20der%20Schweiz.pdf

BAFU (2021b) **Nationales Beobachtungsnetz für Luftfremdstoffe NABEL – Luftqualität im Jahr 2021.** Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2022a) **Kenngrössen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz (1990–2020).** https://www.bafu.admin.ch/bafu/de

Baranzini A, van den Bergh JCJM, Carattini S, Howarth RB, Padilla E, RB, Roca J (2017) **Carbon Pricing in der Klimapolitik: Sieben Gründe, ergänzende Instrumente und politökonomische Überlegungen.** WIREs Climate Change, 8:1-17. https://doi.org/10.1002/wcc.462

Becchis F, Postiglione M, Valerio S (2019) **Regulating the Platform Economy: Problems, Challenges, Tools Network Industries Quarterly.** Vol. 21, Nr. 3, September 2019. https://www.network-industries.org/wp-content/uploads/2019/09/Regulating-the-Platform-Economy-Problems-Challenges.pdf

Beretta C, Stucki M, Hellweg S (2017) **Environmental Impacts and Hotspots of Food Losses: Value Chain Analysis of Swiss Food Consumption.** Environmental Science and Technology 51(19), 11165–11173 2017

BFE (2017a) **Energiestrategie 2050.** https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/energie/energiestrategie-2050.html

BFE (2017b) **Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen – Synthese.** Bundesamt für Energie, Bern. https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/50263.pdf

BFE (2019) **Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren.** BFE, Pressemitteilung 15.4.2019. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html

BFE (2020a) **Energieperspektiven 2050+.** https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html

BFE (2020b) **Gesamtenergiestatistik 2020.** Bundesamt für Energie, Bern. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html/

BFE (2020c) **Schweizerische Elektrizitätsstatistik.** Bundesamt für Energie, Bern. https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10112

BFE (2022) **Elektrizitätsstatistik.** Bundesamt für Energie. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html

BFS (2017) **Energiebereich – Heizsystem und Energieträger.** Bundesamt für Statistik, Bern. https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen/gebaeude/energiebereich.html

BFS (2021) **Bruttoinlandprodukt.** Bundesamt für Statistik, Bern. https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/volkswirtschaft/volkswirtschaftliche-gesamtrechnung/bruttoinlandprodukt.html

BFS (2022) **Treibhausgas-Fussabdruck –Treibhausgasemissionen aufgrund der Schweizer Endnachfrage.** https://www.bfs.admin.ch/bfs/de

Bitkom (2020) **Klimaschutz durch digitale Technologien – Chancen und Risiken.** Bundesverband Informationswirtschaft,Telekommunikation und neue Medien e. V.,Berlin. https://www.bitkom.org/sites/main/files/2020-05/2020-05_bitkom_klimastudie_digitalisierung.pdf

Bothien MR, Ciani A, Wood JP, Fruechte G (2021) **Toward Decarbonized Power Generation With Gas Turbines by Using Sequential Combustion for Burning Hydrogen.** Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol.141, 2019. https://www.researchgate.net/publication/337286688_Toward_Decarbonized_Power_Generation_With_Gas_Turbines_by_Using_Sequential_Combustion_for_Burning_Hydrogen

Boulouchos K, Cellina F, Ciari F, Cox B,Georges G, Hirschberg S, Hoppe M, Jonietz D, Kannan R, Kovacs N, Küng L, MichlT, Raubal M, Rudel R, Schenler W (2017) **Auf dem Weg zu einem energieeffizienten und klimaverträglichen Schweizer Verkehrssystem der Zukunft.** Boulouchos K, Hirschberg S & Romera G [eds.]. SCCER Mobility. ETHZ, PSI,SUPSI & ZHAW. https://www.sccer-mobility.ch/export/sites/sccer-mobility/capacity-areas/dwn_capacity_areas/TowardsAnEnergyEfficientSwissTransportationSystem_Ver1.2.pdf

Bretschger L, Zhang L (2016) **Atomausstieg unter strenger Klimapolitik: Adynamic macroeconomic analysis.** The Energy Journal, 38(1): 167–194. 10.5547/01956574.38.1.lbre

Burg V, Bowman G, Erni M, Lemm R, Thees O (2018) **Analyzing the potential of domestic biomass resources for the energy transition in Switzerland, Biomass and Bioenergy.**Volume 111, April 2018, Pages 60-69. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2018.02.007

Burg V, Bowman G, Thees O, Baier U, Biollaz S, Damartzis T, Hersener J, Luterbacher J, Madi H, Maréchal F, Moioli E, Rüsch F, Studer M, Van herle J, Vogel F, Kröcher O (2021) **Biogas aus Tiergülle in der Schweiz. Energiepotenzial, Technologieentwicklung und Ressourcenmobilisierung. Weissbuch.** 19 p. doi:10.16904/envidat.255. https://www.dora.lib4ri.ch/wsl/islandora/object/wsl%3A29261/datastream/PDF/Burg-2021-Biogas_from_animal_manure_in-%28published_version%29.pdf

Gonseth C, P Thalmann P, Vielle M (2017) **Impacts of Global Warming on Energy Usefor Heating and Cooling with Full Rebound Effects in Switzerland.** Swiss JEconomics Statistics. 153 (2017) 341–369. https://doi.org/10.1007/BF03399511

Carattini S, Baranzini A, Thalmann P, Varone F, Vöhringer F (2017) **Green Taxes in a Post-Paris World: Are Millions of Nays Inevitable?** Environmental and Resource Economics, 68: 97-128. https://link.springer.com/article/10.1007/s10640-017-0133-8

Chilvers J, Pallett H, Hargreaves T (2018) **Ökologien der Partizipation im sozio-technischen Wandel: The case of energy system transitions.** Energy Research& Social Science, 42, 199-210. https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.03.020

Cox B (2018) **Mobility and the Energy Transition: Eine Ökobilanz der Schweizer Personenverkehrstechnologien inklusive Entwicklungen bis 2050.** PhD Thesis, ETH Zürich (2018). https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/276298/Thesis_final%20printed%20version.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Davis S, Nathan SL, Matthew S, Aggarwal S et al. (2018) **Net-zero emissions energy systems.** Science 360, 6396. https://doi.org/10.1126/science.aas9793

Dermont C, Ingold K, Kammermann L, Stadelmann-Steffen I (2017) **Bringing the policy making perspective in: A political science approachto social acceptance.** Energy Policy, 108 (July 2016), 359–368. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.062

Deschaintre L, Jacqmin F (2019) **Observation du marché photovoltaïque 2018.** Rapport Suisse énergie, Bundesamt für Energie, Bern. https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/9716

Dresner S, Dunne L, Clinch P, Beuermann C (2006) **Soziale und politische Reaktionen auf die ökologische Steuerreform in Europa: eine Einführung in die Sonderausgabe.** Energiepolitik 34(8):895–904. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.043

Drews S, van den Bergh JCJM (2016) **What explains public support forclimate policies? A review of empirical and experimental studies.** ClimatePolicy, 16(7): 855-876. https://doi.org/10.1080/14693062.2015.1058240

EASAC (2019) **Decarbonisation of Transport: options and challenges.** European AcademiesScience Advisory Council, March 2019. https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Decarbonisation_of_Tansport/EASAC_Decarbonisation_of_Transport_FINAL_March_2019.pdf

EASAC (2019) **Dekarbonisierung des Verkehrs: Optionen und Herausforderungen.** European Academies Science Advisory Council (EASAC), March 2019. https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Decarbonisation_of_Tansport/EASAC_Decarbonisation_of_Transport_FINAL_March_2019.pdf

EASAC (2021) **Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs.** European Academies Science Advisory Council, June 2021. https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Decarb_of_Buildings/EASAC_Decarbonisation_of_Buildings_Web_publication030621.pdf

EEA (2021a) **Trends und Prognosen zu den gesamten Treibhausgasemissionen in Europa.** https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/greenhouse-gas-emission-trends-7/assessment

EEA (2021b) **Treibhausgasemissionsintensität der Stromerzeugung in Europa.** Europäische Umweltagentur, 18 Nov. 2021. https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1

El-Showk S (2022) **Die letzte Ruhestätte.** Science 375, 6583. doi: 10.1126/science.ada1574

ESMAP (2020) **Globaler Sonnenatlas.** Weltbankgruppe / ESMAP / SOLARGIS, 2020. https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study

EU (2018) **Sektorkopplung: Wie kann sie in der EU verbessert werden, um die Netzstabilität und die Dekarbonisierung zu fördern?** Europäisches Parlament, November 2018. http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL_STU(2018)626091_EN.pdf

Europäische Kommission (2022) **EU Taxonomy: Kommission legt ergänzenden delegierten Rechtsakt zum Klima vor, um die Dekarbonisierung zu beschleunigen.** EU-Pressemitteilung vom 2. Februar 2022. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_711

Fasihi M, Efimova O und Breyer C (2019) **Techno-ökonomische Bewertung von CO2-Direktabscheidungsanlagen.** J Cleaner Production 224: 957-980. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086

Fehrenbacher K (2016) **There's Big Money In Energy Big Data.** Fortune, 24.05.2016. http://fortune.com/2016/05/24/big-money-in-energy-big-data

Filippini M, Burger P, Cerruti D, Gamma K, Haufler F, Lanz B, … Sohre A (2019) **Politische Maßnahmen zur Reduzierung der Energieeffizienzlücke.** SCCER CREST, White Paper 8. https://www.sccer-crest.ch/fileadmin/user_upload/White_Paper_8_Politische_Massnahmen_zur_Reduzierung_der_Energieffizienzl%C3%BCcke.pdf

Fraunhofer (2021) **PtX-Atlas. Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutrale synthetischen Kraft- und Brennstoffen.** Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, 2021. https://devkopsys.de/ptx-atlas

Fraunhofer (2019) **Studie zu Energiesparszenarien 2050.** Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/Report_Energy-Savings-Scenarios-2050.pdf

Frischknecht R, Nathani C, Alig M, Stolz P, Tschümperlin L, Hellmüller P (2018) **Umweltfussabdrücke der Schweiz – Zeitlicher Verlauf 1996 – 2015.** Bundesamt für Umwelt (Hrsg.), Bern. https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/wirtschaft-konsum/uz-umwelt-zustand/uz-1811-d.pdf.download.pdf/uz-1811-d.pdf

Fuchs H, Felix D, Müller-Hagmann M, Boes R (2019) **Bewertung von Talsperren-Erhöhungsoptionen in der Schweiz.** WasserWirtschaft 109(5): 146-149.

Gaddy B, Sivaram, Varun, O'Sullivan, Francis (2016) **Venture Capital and Cleantech: The Wrong Model for Clean Energy Innovation.** MIT Energy Initiative, WorkingPaper MITEI-WP-2016-06, Cambridge MA. https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/07/MITEI-WP-2016-06.pdf

Galus MD (2019) **Realisierung Utility 4.0 Band 1. Praxis der digitalen Energiewirtschaft von den Grundlagen bis zur Verteilung Smart Grid.** 511-529.Springer, 2020. https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-25332-5

Geels FW, Kern F, Fuchs G, Hinderer N, Kungl G, Mylan J, Neukirch M, Wassermann S (2016) **Die Inszenierung sozio-technischer Transformationspfade: Eine reformulierte Typologie und eine vergleichende Mehrebenenanalyse des deutschen und britischen Übergangs zu kohlenstoffarmem Strom (1990–2014).** Research Policy 45, 896-913. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048733316300087/pdfft?md5=31e0519389b04eb4b3e2bd1b6653fe61&pid=1-s2.0-S0048733316300087-main.pdf

Gupta RK, Sossan F, Paolone M (2020) **PV Generation Hosting Capacity of Medium Voltage Distribution Grids of Switzerland.** JASM final report: https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM_PV_hosting_capacity.pdf

Haupt M, Kägi T, Hellweg S (2018) **Lebenszyklusinventare von Abfallwirtschaftsprozessen.** Data in Brief, 19, 1441-1457. doi.org/10.1016/j.dib.2018.05.067

Heer H, Reek W (2018) **White Paper. Flexibility Platforms.** Hrsg. von der USEF Foundation. https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-Paper-Flexibility-Plat-forms-version-1.0_Nov2018.pdf

Huijts NM, Molin EJ, Steg L (2012) **Psychologische Faktoren, die die Akzeptanz nachhaltiger Energietechnologien beeinflussen: A review-based comprehensive framework.** Renewable and sustainable energy reviews, 16(1), 525-531. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.018

IEA (2017) **Digitalization and Energy.** Internationale Energieagentur, 2017. www.iea.org/digital

IEA (2020) **Voraussichtliche Kosten der Elektrizitätserzeugung 2020.** Internationale Energieagentur, Dezember 2020. https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf

IEA (2021) **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.** Internationale Energieagentur, Mai 2021. https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

Infras et al. (2018) I**nfras-INTEP-Prognos, Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2017 nach Verwendungszwecken.** 89 p., Bundesamt für Energie,Bern (2018). https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9496

IPCC (2018) **Summary for Policymakers.** In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC SpecialReport on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levelsand related global greenhouse gas emission pathways, in the context ofstrengthening the global response to the threat of climate change, sustainabledevelopment, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte V, Zhai P, Pörtner H-O, Roberts D, Skea J, Shukla PR, Pirani A, Moufouma-Okia W, Péan C, Pidcock R, Connors S, Matthews JBR, Chen Y, Zhou X, Gomis MI, Lonnoy E, Maycock T, Tignor M, Waterfield T (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 3-24. doi:10.1017/9781009157940.001.

IPCC (2022) **Beitrag der WGIII zum Sechsten Sachstandsbericht,** Kapitel 12.3.

IRENA (2021) **Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020.** International Renewable EnergyAgency, 2021, ISBN 978-92-9260-348-9. https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020

Joubert CJ, Chokani N, Abhari RS (2018) **Impact of Large Scale Battery EnergyStorage on the 2030 Central European Transmission Grid.** 15th International Conference on the European Energy Market, Lodz, Poland, 2018.

Kallbekken S, Sælen H (2011) **Öffentliche Akzeptanz für Umweltsteuern: Eigeninteresse, ökologische und verteilungspolitische Bedenken.** Energy Policy 39(5):2966–2973. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.006

Kober T, Bauer C et al. (2019) **Perspektiven der Power-to-X-Technologien in der Schweiz – Ein Weissbuch.** Swiss Competence Centers for Energy Research joint activity, 2019. https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-07/Kober-et-al_WhitePaper-P2X.pdf

Köhler J, Geels FW, Kern F, Markard J, Wieczorek A, Alkemade F, Avelino F, Bergek A, Boons F, Fünfschilling L, Hess D, Holtz G, Hyysalo S, Jenkins K, Kivimaa P, Martiskainen M, McMeekin A, Mühlemeier MS, Nykvist B, Onsongo E, Pel B, Raven R, Rohracher H, Sandén B, Schot J, Sovacool B, Turnheim B, Welch D, Wells P, (2019) **Eine Agenda für die Forschung zu Nachhaltigkeitsübergängen: State of the art and future directions.** Environmental Innovation and Societal Transitions 31, 1-32. https://doi.org/10.1016/j.eist.2019.01.004

Lee DS et al. (2021) **A comprehensive analysisof the contribution of global aviation to anthropogenic climate forcingin 2018.** Atmospheric Environment 244: 117834.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2020.117834

Lindberg MB, Markard J, Andersen AD (2019) **Politiken, Akteure und Pfade des Übergangs zur Nachhaltigkeit: A study of the EU's energy policy mix.** Research Policy 48 (10): 103668. https://doi.org/10.1016/j.respol.2018.09.003

Luederitz C, Schäpke N, Wiek A, Lang DJ, Bergmann M, Bos JJ, ... Farrelly MA (2017) **Lernen durch Evaluation – Ein vorläufiges Bewertungsschema für Experimente zum Übergang zur Nachhaltigkeit.** Journal of CleanerProduction, 169, 61-76. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.09.005

Marcucci, A, Guidati G, Giardini D (eds.) Bauer C, Berger M, Bolliger A, Burg V, Carbonell Sanchez D, Damartzis T, Evangelos P, Gupta R, Hirschberg S, Kober T, Li X, Lordan-Perret R, Marechal F, Murray P, Paolone M, Patel M, Ramachandran K, Schildhauer T, Schlecht I, Streicher KN, Weigt H,Yilmaz S, Zuberi J (2021) **Transformation of the Swiss Energy System for a Net-Zero Greenhouse Gas Emission Society – Results from the Joint Activity Scenarios & Modelling.** Synthesis Report, ETH Zurich, 2021. https://sccer-jasm.ch/JASMpapers/JASM_White_paper.pdf

Markard J (2018) **Die nächste Phase der Energiewende und ihre Auswirkungen auf Forschung und Politik.** Nature Energy 3, 628-633. https://www.nature.com/articles/s41560-018-0171-7

Markard J, Suter M, Ingold K (2016) **Sozio-technische Übergänge und Politikwandel – Advocacy-Koalitionen in der Schweizer Energiepolitik.** Environmental Innovation and Societal Transitions 18, 215-237. https://doi.org/10.1016/j.eist.2015.05.003

Montero JJ, Finger M (2019) **Digitale Plattformen als die neuen Netzwerkindustrien.**Network Industries Quarterly, Vol. 21, Nr. 3, September 2019. https://www.network-industries.org/wp-content/uploads/2019/09/Digital-Platforms-as-the-New-Network-Industries.pdf

Moser C, Blumer, Y, Stauffacher M (2018) **Wirksame Energiesparinterventionen durch Zusammenarbeit von Städten und Forschung: Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt «Förderung von energiesparendem Verhalten in Städten» des Nationalen Forschungsprogramms NFP 71.** https://digitalcollection.zhaw.ch/bitstream/11475/15231/1/Broschu%CC%88re_NFP71_2018_DE.pdf

Neu U (2021) **Die Auswirkungen der Flugverkehrsemissionen auf das Klima.** Swiss Academies Communications 16 (3).

Remund J, Schmutz M, Perez M, Perez R (2022) **Firm PV Power generation for Switzerland – Final Report.** Bundesamt für Energie, Bern. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985

Rosenbloom D (2017) **Pathways: Ein neues Konzept für die Theorie und Governance von Kohlenstoffübergängen.** Global Environmental Change 43, 37-50. https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.12.011

Sahakian M, Rau H, Grealis E, Godin L,Wallenborn G, Backhaus J, Friis F, Genus AT, Goggins, G, Heaslip E, Heiskanen E, Iskandarova, M, Louise Jensen C, Laakso S, Musch A-K, Scholl C, Vadovics E, Vadovics K, Vasseur V, Fahy F (2021) **Soziale Normen in Frage stellen, um Praktiken neu zu gestalten: Ein Living Lab-Ansatz zur Reduktion des Energieverbrauchs in acht europäischen Ländern.** Energy Research & Social Science, 72, 101881. https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101881

SAPEA (2021) **Asystemic approach to the Energy Transition.** Wissenschaftliche Beratung für die Politik durch die europäischen Akademien (SAPEA), Juni 2021. https://www.sapea.info/wp-content/uploads/energy-transition-report.pdf

SBFI (2021) **Herausforderungen der Künstlichen Intelligenz. Bericht der interdepartementalen Arbeitsgruppe "Künstliche Intelligenz" an den Bundesrat.** Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation. Bern. https://www.sbfi.admin.ch/dam/sbfi/en/dokumente/2021/05/challenges-ki.pdf.download.pdf/challenges-ki_e.pdf

Scartezzini JL, Castello R, Walch A, Kanevski M, Amato F, Guignard F und Mohajeri N (2021) **Hybrid Renewable Energy Potential for the Built Environment using Big Data: Forecasting and Uncertainty Estimation (HyEnergy).** EPFL, Uni Lausanne, UCL, September 2021. http://www.nfp75.ch/SiteCollectionDocuments/nfp75-scartezzini-summary-of-the-results-210915.pdf

SCCER Mobility (2021) **Wege zu einem Netto-Null-CO_2-Mobilitätssystem der Schweiz.** Schweizerisches Kompetenzzentrum für Energieforschung Effiziente Technologien und Systeme für die Mobilität, März 2021. https://www.sccer-mobility.ch/export/sites/sccer-mobility/aboutus/Network_News/dwn_network_news/210304_WhitePaper2020_RZ_Web.pdf

Schleiss A (2012) **Talsperrenerhöhungen in der Schweiz: Energiewirtschaftliche Bedeutung und Randbedingungen.** Wasser Energie Luft 104(3): 199–203.

Schmidt T, Roth J et al. (2020) **Handbuch Energiespeicherung. Forschungssammlung ETH Zürich.** https://doi.org/10.3929/ethz-b-000445597.

Schweizer Bundesrat (2019) **Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz.** Bern, Medienmitteilung 28.8.2019. https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76206.html

Settembrini G, Domingo-Irigoyen S, Heim T, Jurt D, Zakovorotnyi A, Seerig A, Zweifel G, Menti UP (2017) **Planen angesichts des Klimawandels: Energiebedarf und Behaglichkeit heutiger Wohnbauten bis ins Jahr 2100.** Bundesamt für Energie, Bern. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=46167&Load=true

Shove E (2010) **Beyond the ABC: climate change policy and theories of social change.** Environment and Planning A, 42(6), 1273-1285. https://doi.org/10.1068/a42282

Stadelmann I, Ingold KM., Rieder S, Dermont C, Kammermann L, Strotz C (2018) **Akzeptanz erneuerbarer Energie.** Universität Bern, Interface Politikstudien Forschung Beratung, EAWAG. https://www.ipw.unibe.ch/e39849/e163435/e672643/e698752/2018_07_04_RZ_INE_Publikation_Flyer_A5_ger.pdf

Stolz B, Held M, Georges G und Boulouchos K (2022) **Techno-ökonomische Analyse von erneuerbaren Kraftstoffen für Schiffe, die Massengüter in Europa transportieren.** Nature Energy 7, 203-212. https://www.nature.com/articles/s41560-021-00957-9

Sulzer M, Orehounig K, Carp V, Gadola R, Knöri C, Marquant J, Mavromatidis G, Mennel S, Murray P, Nakhle C, Niffeler M, Schwarz M (2019) **EnTeR Konzepte für die technische Regulierung im Gebäudebereich.** 41 S., NFP 70, HSLU, 30.09.2019. https://www.researchgate.net/profile/Matthias-Sulzer/publication/337783286_Concept_for_next_generation_of_technical_energy_regulations_in_buildings/links/5dea064992851c83646575fb/Concept-for-next-generation-of-technical-energy-regulations-in-buildings.pdf

Akademien Schweiz (2019) **Instrumente für eine wirksame und effiziente Klima- und Energiepolitik.** Betrachtungen aus ökonomischer Sicht. Swiss Academies Communications 14 (8).

Thees O, Burg V, Erni M, Bowman G, Lemm R (2017) **Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung.** Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. WSL Berichte, 57. Birmensdorf, Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL. 299 p. https://www.dora.lib4ri.ch/wsl/islandora/object/wsl%3A13277/datastream/PDF/view

Thema (2019) **Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorische Fragen.** Bundesamt für Energie, Bern. https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/supply/digitalization.html

WindEurope (2017) **Unleashing Europe's offshore wind potential.** Wind Europe Intelligence Platform, 1 June 2017. https://windeurope.org/intelligence-platform/product/unleashing-europe-s-offshore-wind-potential/#

Wiprächtiger M, Haupt M, Heeren N, Waser E, Hellweg S (2020) **A framework for sustainable and circular system design: development and application on thermal insulation materials.** Resources, Conservation & Recycling 154. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.104631

Wuelser G, Chesney M, Mayer H, Niggli U, Pohl C, Sahakian M, Stauffacher M, Zinsstag J, Edwards P (2020) **Priority Themes for Swiss Sustainability Research.** Swiss Academies Reports 15 (5). https://sustainability.scnat.ch/de/publications/uuid/i/3a621ee4-193d-5a5b-a272-cc40a34cbfdd-Priority_Themes_for_Swiss_Sustainability_Research

Wüstenhagen R, Wolsink M, Bürer MJ (2007) **Soziale Akzeptanz von Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien: An introduction to the concept.** Energy Policy, 35(5), 2683–2691. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001

Zhang C, Wu J, Long C, Cheng M (2017) **Review of existing peer-to-peer energy trading projects.** Energy Procedia, 105, 2563-2568. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217308007

Zhou K, Fu C, Yang S (2015) **Big Data Driven Smart Energy Management: From Big Data to Big Insights.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 56 (2015) 215–225. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115013179

Anhang: Vergleichende Überlegungen zu aktuellen Studien über die Zukunft des Energiesystems

Im Folgenden filtern wir Erkenntnisse aus einigen ausgewählten neueren Energiesystemstudien und -berichten zum zukünftigen Energiesystem heraus, insbesondere im Hinblick auf die Ziele des Pariser Klimaabkommens und auf die notwendigen Transformationspfade hin zu Netto-Null-CO_2-Emissionen. Anschliessend reflektieren wir diese Erkenntnisse kritisch auf der Grundlage der Ergebnisse des vorliegenden Berichts. Wir betrachten dabei Studien, die sich auf die globalen (weltweiten), die europäischen und die nationalen Schweizer Verhältnisse beziehen.

Global

Der jüngste Bericht wurde von der Internationalen Energieagentur (IEA) herausgegeben und enthält einen Fahrplan für den globalen Energiesektor, mit dem Ziel, bis zum Jahr 2050 netto null zu erreichen (IEA 2021). Die wichtigsten Ergebnisse des Berichts sind im Folgenden zusammengefasst:

- Die Herausforderung ist enorm, der Weg der Transformation schmal, aber das «Fenster der Möglichkeiten ist noch offen».
- Die Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren ist unverzichtbar, aber nicht ausreichend, um das ehrgeizige Ziel netto null im Jahr 2050 zu erreichen.
- Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine Schlüsselkomponente im Massnahmenportfolio, während Verhaltensänderungen zwar nützlich sind, aber eine geringere Rolle spielen.
- Die Industrieländer müssen das Netto-Null-Ziel kurz vor 2040 erreichen, so dass die Schwellenländer bis zur Mitte des Jahrhunderts Zeit haben, sich anzupassen
- Die Dekarbonisierung des Stromsektors muss viel früher erfolgen (zwischen 2035 und 2040), während die Endverbrauchssektoren dies um 2050 erreichen sollten
- Dies wird bis 2030 Gesamtinvestitionen in Höhe von 5 Billionen USD erfordern, die das jährliche Wachstum des globalen BIP um 0,4% erhöhen.
- Dies bedeutet unter anderem einen viermal höheren Kapazitätszuwachs für Solar- und Windstrom im Jahr 2030 (1000 GW) im Vergleich zu 2020 (knapp 250 GW). Ähnliche Kapazitätserweiterungen gelten für das Stromnetz und seine Umspannwerke
- Die CO_2-Emissionen bestehender schwerindustrieller Anlagen (Altanlagen) würden bei normaler Lebensdauer über das Jahr 2050 hinaus andauern; daher ist es wichtig, kürzere Investitions- und Modernisierungszyklen (von weniger als 25 Jahren) zu nutzen, um diese kumulativen, trägheitsbedingten CO_2-Emissionen zu begrenzen
- Eine intensive internationale Zusammenarbeit in Bezug auf Politik, Technologien und Märkte wird von grösster Bedeutung sein; ein Pfad mit «geringer internationaler Zusammenarbeit» würde dazu führen, dass um 2090 (statt 2050) netto null erreicht wird und die kumulativen Emissionen doppelt so hoch sind; dies wird im Vergleich zum Fall mit intensiver internationaler Zusammenarbeit gravierende Auswirkungen auf die globale Erwärmung haben.
- Um 2050 werden die jährlichen CO_2-Emissionseinsparungen auf dem Netto-Null-Pfad im Vergleich zu 2020 zu etwa 50% durch auf dem Markt befindlichen Technologien, zu etwa 45% durch in der Entwicklung befindlichen Technologien und zu etwa 5% durch Verhaltensänderungen erfolgen.
- Eine schrittweise Erhöhung der CO_2-Preise wird für eine erfolgreiche Umstellung entscheidend sein; der erforderliche CO_2-Preis wird in den entwickelten/aufstrebenden Volkswirtschaften auf etwa 130/90 USD im Jahr 2030, 205/160 im Jahr 2040 und 250/200 im Jahr 2050 geschätzt.
- Die Gesamtenergieversorgung für netto null wird 2050 auf dem Niveau von 2020 bleiben, mit Solarenergie von etwa 550 EJ und mit erneuerbaren Energien (einschliesslich eines erheblichen Anteils fortgeschrittener Bioenergie), die mit etwa 70% dominieren, Kernenergie mit etwa 10% und fossilen Brennstoffen mit etwa 20%.
- Daher werden CSS- und CCU-Prozesse sehr wichtig sein und etwa 7 Gt CO_2/Jahr ausmachen, um netto null zu erreichen.
- Der geschätzte Anteil der Elektrizität an der gesamten Endenergie wird von 20% im Jahr 2020 auf 50% im Jahr 2050 steigen.
- Es wird erwartet, dass die Endenergie für den Verkehr im Jahr 2050 um ein Drittel (80 EJ) gegenüber 2021 (115 EJ) zurückgehen wird, wobei die geschätzte Verteilung von etwa 50 % für die direkte Elektrifizierung, 25% für Wasserstoff-basierte (synthetische) Kraftstoffe, mehr als 10% für Biokraftstoffe und weniger als 10% für fossile Kraftstoffe ausgeht.
- Interessanterweise wird geschätzt, dass die global gemittelte Energierechnung der Haushalte auf dem Netto-Null-Pfad im Verhältnis zum verfügbaren Einkommen im Jahr 2050 im Vergleich zu 2020 in den fortgeschrittenen Volkswirtschaften konstant von mehr als 4% auf etwas unter 2% sinken wird, während sie in den Schwellen- und Entwicklungsländern im Wesentlichen konstant bei 4% bleiben dürfte.

Europa

1. «Ein systemischer Ansatz für die Energiewende», Wissenschaftliche Beratung für die Politik durch europäische Akademien (SAPEA 2021).

   Im Mittelpunkt des Berichts stehen sechs politische Optionen zur Erleichterung des Übergangs zu einem «defossilisierten» Energiesystem in Europa bis 2050. Diese politischen Prioritäten lauten zusammengefasst wie folgt:
   - Ausarbeitung einer wirksamen und effizienten Regulierungsstrategie. Diese kann einige Top-down-Befehls- und Kontrollmassnahmen umfassen, aber ein wesentlicher Teil sollte aus Marktpreisinstrumenten bestehen, wie der Ausweitung des ETS. Auch wenn die CO_2-Bepreisung den Hauptpfeiler der Internalisierungssysteme bilden sollte, sollten zusätzliche externe Effekte berücksichtigt werden (Luftverschmutzung, verschiedene Arten von Abfällen, grosse Risiken usw.)
   - Förderung der technischen Innovation in den Bereichen Grundlagenforschung, Demonstration, frühe Einführung und Massstabsvergrösserung, da einige der langfristig geforderten Technologien noch nicht entwickelt oder ausgereift sind und private Investitionen in diesem Stadium ziemlich riskant wären.
   - Bei der Festlegung von Normen und der Unterstützung neuer Technologien ist es wichtig, die technologische Vielfalt zu erhalten und die Innovation über den endgültigen Sieger entscheiden zu lassen.
   - Eine geopolitische Perspektive wäre für das künftige europäische Energiesystem weiterhin wichtig. Diese sollte über die Versorgungsquellen für kohlenstoffarme Primärenergie hinaus auch und vor allem die Beschaffung neuer Materialien einschliessen, die in sehr grossem Umfang erforderlich sein werden.
   - Eine starke Systemintegration und ein angemessener Umgang mit der damit verbundenen Komplexität werden für eine erfolgreiche Transformation entscheidend sein. Die zeitliche und räumliche Abstimmung von Angebot und Nachfrage wird eine zentrale Herausforderung sein, wenn die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien dominiert. Dennoch wird eine breite Elektrifizierung für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung wichtig sein. Insbesondere im Verkehrssektor wird die Elektrifizierung wahrscheinlich entweder direkt (Batterien, elektrische Strassensysteme) oder durch synthetische E-Treibstoffe erfolgen.
   - Die Politik sollte nicht nur technologische Innovationen unterstützen, sondern auch Verhaltensanreize schaffen. Dies bezieht sich insbesondere auf die Verbraucher in den Haushalten und ihre etablierten oder neuen Lebensstile, da ein grosser Teil der Treibhausgasemissionen – direkt oder indirekt – dem Konsum der Haushalte zugeschrieben wird.

2. Dekarbonisierung des Verkehrs (EASAC 2019)

   Dieser Bericht untersucht den europäischen Verkehrssektor als Ganzes, konzentriert sich aber ausdrücklich auf den Strassenverkehr und insbesondere auf die dominierende Rolle des motorisierten Individualverkehrs (im Wesentlichen Pkw). Er verwendet einen systemischen Rahmen zur Bewertung von Dekarbonisierungsoptionen unter Verwendung des Konzepts «Vermeiden, Verlagern, Verbessern und Ersetzen» und stellt fest, dass ab 2018 die angekündigten Instrumente zur Erreichung der Ziele des Pariser Abkommens für Europa insgesamt nicht ausreichend sind. Die Studie plädiert für einen umfassenden Ansatz sowohl für die direkte als auch für die indirekte (auf E- oder Solarkraftstoffen basierende) Defossilisierung, je nach Kurz-, Mittel- und Langstreckenverkehr, und für die Berücksichtigung der Lebenszyklusanalyse (LCA), also unter Einbezug der enthaltenen CO_2-Emissionen für die Bewertung verschiedener Antriebsstränge und Energieträger. Entlang dieser Argumente und auf der Grundlage des oben genannten Konzepts wurden 12 Empfehlungen für (europäische) politische Entscheidungsträger abgeleitet.

3. Dekarbonisierung von Gebäuden (EASAC 2021)

   In diesem Bericht werden Möglichkeiten zur raschen Dekarbonisierung der Energieversorgung von Gebäuden untersucht, wobei tiefgreifende Renovationen zur Steigerung der Energieeffizienz und die Substitution fossiler Brennstoffe als ergänzende Massnahmen in Betracht gezogen werden. Die Studie erkennt auch die Rolle an, die Gebäude in Zukunft als Exporteure von Strom in andere Sektoren (Industrie, Verkehr) und als Speicher für Strom und Wärme spielen können. Erwähnenswert ist die ausdrückliche Notwendigkeit, den Schwerpunkt der Vorschriften von nahezu energiefreien auf nahezu treibhausgasfreie Gebäude zu verlagern, sowie die Feststellung, dass die in Gebäuden verkörperten CO_2-Emissionen einen beträchtlichen Teil des CO_2-Fussabdrucks über den gesamten Lebenszyklus ausmachen können; daher müssen Zeitpunkt und Umfang der energetischen Renovation sorgfältig festgelegt werden (obwohl die Notwendigkeit, die Renovierungsraten bei bestehenden Gebäuden zu beschleunigen, unbestritten ist).

Schweiz

Es gibt zwei aktuelle systemische Berichte im Energiebereich für die Schweiz und einen speziell für die Dekarbonisierung der Mobilität, nämlich:

1. Transformation des Schweizer Energiesystems für eine Gesellschaft mit Netto-Null-Treibhausgasemissionen (JASM, Marcucci et al. 2021)

   Die vorliegende Studie fasst die Ergebnisse von Simulations- und Modellierungsarbeiten zusammen, die

auf verschiedenen Ebenen und mit unterschiedlichen Methoden im Rahmen einer gemeinsamen Initiative durchgeführt wurden, die das Know-How mehrerer Schweizer Kompetenzzentren für Energieforschung (SCCER) integriert. Es wurden verschiedene Szenarien untersucht, die hauptsächlich politische Prioritäten betreffen. Die folgenden Schlüsselerkenntnisse wurden aus dieser Aktivität für das Jahr 2050 gewonnen:

- Die Stromerzeugung wird sich auf etwa 80–100 TWh pro Jahr belaufen und damit wesentlich höher sein als heute (etwa 60 TWh pro Jahr).
- Die Photovoltaik wird neben der Wasserkraft zur zweiten Säule der Stromerzeugung werden und 20–30 oder bei hoher Priorität für die Energiesicherheit sogar 45 TWh pro Jahr erreichen.
- Die importierte Primärenergie wird bei hoher Energiesicherheit gegen Null tendieren, bei den anderen Szenarien jedoch bis zu 40 TWh pro Jahr erreichen.
- Ein Netto-CO_2-Ausstoss von null bis 2050 erfordert erhebliche Mengen an CCS, die zwischen 8 und 18 Mio. Tonnen pro Jahr liegen.
- Die Bandbreite der Wasserstoff-Produktion variiert erheblich zwischen den Szenarien, mit einem Spitzenwert von etwa 30 TWh pro Jahr im Szenario mit hoher Energiesicherheit (natürlich inländisch produziert)
- Für die verschiedenen verwendeten techno-ökonomischen Modelle werden die durchschnittlichen Systemkosten für das Erreichen von netto null CO_2 im Jahr 2050 auf 330–700 CHF pro Kopf und Jahr zwischen 2020 und 2050 geschätzt (je nach Diskontierungssatz und weiteren Annahmen)

Es ist jedoch wichtig festzustellen, dass die Dekarbonisierung des internationalen Luftverkehrs nicht in die Überlegungen der JASM-Studie einbezogen wurde.

2. Energieperspektiven 2050+ (BFE 2020a)

Diese Studie wurde vom Bundesamt für Energie (BFE) in Auftrag gegeben und von mehreren privaten Beratungsunternehmen ausgearbeitet. Sie dient der Schweizer Regierung als Orientierungshilfe für die Weiterentwicklung der Energiestrategie des Landes und die energiebezogenen Verpflichtungen zur Erfüllung der Ziele des Pariser Abkommens. Es ist daher wichtig, die Hauptergebnisse des Berichts sowie Übereinstimmungen und Abweichungen zum vorliegenden Bericht der erweiterten Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz sorgfältig zu prüfen.

Die Energieperspektiven untersuchen vier mögliche Wege zur Erreichung von Netto-Null-CO_2-Emissionen der Schweiz im Jahr 2050. Als wahrscheinlichster, machbarer bzw. akzeptabler und kosteneffizienter Weg hat sich «Zero Basis» herausgestellt. Es wurden auch Technologievarianten davon untersucht, nämlich: «Zero A» mit verstärkter Elektrifizierung, «Zero B» mit höherem Anteil an synthetischen Gasen und «Zero C»- mit höheren Beiträgen von flüssigen Brennstoffen und Fernwärmenetzen. Speziell für den Elektrizitätssektor liegt der Schwerpunkt auf einem Übergangspfad für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, der im Jahresdurchschnitt 2050 ein Gleichgewicht zwischen Exporten und Importen von Elektrizität erreichen soll.

Die Studie verwendet eine umfangreiche und detaillierte Datenbasis für die wirtschaftliche Entwicklung, die Bevölkerungsentwicklung, das GIS-basierte Potenzial erneuerbarer Energien in verschiedenen Sektoren und die damit verbundenen Kostenschätzungen, um diese in ein wirtschaftliches Optimierungsmodell einzubeziehen, das auch die erwarteten Effizienzsteigerungen und technologischen Verbesserungen berücksichtigt.

Die wichtigsten interessanten Ergebnisse werden im Folgenden kurz zusammengefasst:

- Alle «Zero-x»-Modelle führen zu einem höheren Strombedarf, wobei Zero A das höchste und Zero B und C ein geringeres Wachstum aufweisen. Die angenommene Effizienzsteigerung bei konventionellen Stromanwendungen führt jedoch zu einem Gesamtwachstum der Stromnachfrage in der Grössenordnung von nur 10–18%.
- Um 2050 wird ein durchschnittlicher jährlicher Import-Export von Elektrizität erreicht, allerdings ist der erhebliche Importanteil im Winter um 2035 kritisch hoch (etwa 15 TWh_{el} oder 40% der Winternachfrage) und bleibt auch 2050 erheblich (6–9 TWh_{el}). In Anbetracht dessen kann die Annahme angemessener Marktmechanismen und rechtlicher Bedingungen für den ungehinderten Austausch zwischen der Schweiz und der EU zu einer erheblichen Unsicherheit werden.
- Der überwiegende Teil des Anstiegs der Stromnachfrage ist auf die Elektrifizierung der Strassenmobilität zurückzuführen, während die Wärmepumpenlast aufgrund der energetischen Sanierung von Gebäuden und des technischen Fortschritts eher gering ist.
- Synthetische (PtX-)Brennstoffe (Wasserstoff und Derivate) sind in Zero A nicht relevant, in Zero B und C dagegen umso mehr. Aus Kostengründen wird die inländische Produktion begrenzt (nur Wasserstoff), während flüssige Brennstoffe importiert werden müssen. Chemische Energieträger werden hauptsächlich im Verkehr und für gewisse Heizzwecke verwendet, jedoch nicht in nennenswertem Umfang für die Stromerzeugung im Winter, was zu den oben erwähnten hohen erforderlichen Importen führt.
- Die Nutzung von Biomasse ist mit etwa 60% einheimischer und 40% importierter Biomasse beträchtlich. Der Beitrag zum «Strom auf Abruf»- durch dezentrale biogene Wärme-Kraft-Kopplung

scheint jedoch angesichts des verfügbaren Potenzials an sekundärer Biomasse von etwa 35 TWh gering bis mässig zu sein.
- Um eine Netto-Null-Emission von Treibhausgasen zu erreichen, müssen etwa 12 Mio. Tonnen CO_2 entnommen und gebunden werden (mehr als 50% davon im Ausland).
- Ein interessanter Vergleich mit dem IEA-Bericht über den weltweiten Fahrplan zum Netto-Null-Ziel zeigt, dass die CO_2-Preise in den Energieperspektiven bis etwa 2030 recht niedrig sind (im Wesentlichen auf dem heutigen Niveau) und dann bis 2050 auf fast 400 CHF pro Tonne ansteigen; im IEA-Fahrplan werden für die fortgeschrittenen Volkswirtschaften im Jahr 2050 etwa 250 USD pro Tonne veranschlagt.
- Insgesamt sind die Unterschiede im Technologiemix zwischen den Szenarien eher gering, und sowohl die Endenergie- als auch die CO_2-Emissionssenkungspfade sind einander in den nächsten 30 Jahren sehr ähnlich.
- Die Ergebnisse der verschiedenen Zero-x-Szenarien sind jedoch recht unterschiedlich, wenn es um die direkten wirtschaftlichen Gesamtkosten des Übergangs zu netto null bis 2050 geht. Diese liegen kumuliert zwischen 73 Milliarden CHF im Szenario «Zero-Basis» und 121 Milliarden CHF in «Zero C». Pro Kopf und Jahr belaufen sie sich somit auf etwa 250 (niedrigste) CHF und 650 (höchste) CHF und sind damit vergleichbar mit den Schätzungen des JASM-Berichts.

3. Wege zu einem CO_2-neutralen Schweizer Mobilitätssystem (SCCER Mobility 2021)

   Die Ergebnisse und Empfehlungen dieses Berichts sind direkt in Abschnitt 4.3 «Verkehr» des vorliegenden Berichts eingeflossen.

Schlussfolgerungen

Die genannten Berichte gehen von teilweise unterschiedlichen Annahmen und Szenarien aus, scheinen aber bei einigen Schlüsselmerkmalen des Pfades bzw. der Pfade in Richtung netto null CO_2 im Jahr 2050 übereinzustimmen. Während die IEA-, SAPEA- und EASAC-Studien nützlich sind, um die internationale Sichtweise und einige relevante Randbedingungen darzustellen, können die JASM- und Energieperspektiven-Berichte für einen kurzen Vergleich mit dem vorliegenden Bericht wie folgt herangezogen werden:
- Alle drei Studien für die Schweiz betonen die Bedeutung der Effizienzsteigerung und der raschen Substitution von fossilen Energieträgern für den Übergang
- Sie führen auch zu einer höheren Stromnachfrage und einer deutlichen Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten. Im Durchschnitt ist das notwendige Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in den «Energieperspektiven» am niedrigsten und in einigen der JASM-Szenarien am höchsten, während die Schätzungen des vorliegenden Berichts je nach gewähltem Szenario eine ähnliche Bandbreite umfassen.
- Implizit stimmen die drei Berichte auch hinsichtlich der Bedeutung der Sektorkopplung und der verschiedenen Arten der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren überein
- Dennoch versucht dieser Bericht, die Rolle der Politik bei der Steuerung des Verbraucherverhaltens und der Entscheidungen von Investoren unter einem langfristigen strategischen Gesichtspunkt zu verdeutlichen. Der Bericht
  - erörtert breit die Potenziale, Hürden und Massnahmen, die für eine erfolgreiche Umstellung auf netto null erforderlich sind
  - unterscheidet klar zwischen einem «Fokus-Inland»- und einem «Fokus-Balance»-Szenario, die unterschiedliche Konsequenzen für die Rolle des Landes bei der internationalen Beschaffung von erneuerbaren chemischen Energieträgern haben
  - berücksichtigt keine wesentlichen Importe oder Exporte von Strom und keine wesentlichen Beiträge von Wind- und geothermischem Strom
  - bezieht die äusserst wichtige Nachfrage nach Kerosin für die Luftfahrt in die Analyse ein (allerdings auf einem eingefrorenen Niveau von heute, so dass das künftige Nachfragewachstum wahrscheinlich unterschätzt wird)

Der vorliegende Bericht enthält jedoch keine Kostenschätzungen.

Appendix: «Back-of-the-Envelope»-Schätzungen

Appendix A: Schätzung der Stromnachfrage für die Schweiz unter den Bedingungen der Sektorkopplung und der vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems im Jahr 2050

1 Methode und Annahmen

Wir gehen davon aus, dass die CO_2-Emissionen des Schweizer Energiesystems bis 2050 im Wesentlichen netto null sind. Effizienzsteigerungen auf allen Ebenen und die Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren wie Gebäude, Wärme und Verkehr (inkl. Luftfahrt) sollen helfen, dieses Ziel zu erreichen. Neben der Elektrifizierung werden auch erneuerbare Energieträger für Wärme und Treibstoffe (inkl. einheimische nachhaltige Biomasse) berücksichtigt.

Als konservative Annahme berücksichtigen wir keinen Anstieg der Wasserkraftkapazität. Wir gehen ausserdem davon aus, dass die Kernenergie vor 2050 vollständig auslaufen wird und dass die Photovoltaik einen grossen Teil der zusätzlichen, im Inland erzeugten Elektrizität beisteuern wird, wobei wir – als konservative Annahme – das begrenzte Potenzial von Wind und Geothermie ausser Acht lassen. Wir unterscheiden dabei zwischen Winter- und Sommer(halbjahres)nachfrage und -angebot. Darüber hinaus beziehen wir die (wie wir sehen werden, absolut notwendige) Option ein, dass erneuerbare synthetische Brennstoffe in erheblichem Umfang im Ausland produziert (und importiert) werden, vorausgesetzt, geeignete Standorte können durch proaktives Handeln im Rahmen einer koordinierten (zum Beispiel europäischen) Initiative ermittelt und genutzt werden. Als Stromerzeugungstechnologien kommen Wind (insbesondere off-shore) und Photovoltaik in Gebieten in Frage, in denen bis zu 5000 bzw. mehr als 2000 Volllaststunden möglich sind. Im Gegensatz zur früheren Desertec-Initiative würde die Strategie hier die Brennstoffproduktion im Ausland und/oder den Transport über grösstenteils bestehende und wiederverwendete Verteilungsinfrastrukturen (Pipelines, Tanker usw.) umfassen.

Noch schwieriger ist es, die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage in den einzelnen Endenergiesektoren abzuschätzen. Dazu verwenden wir im Folgenden meist die empirischen Daten von 1990 bis 2018, leiten Steigerungsraten der Energieeffizienz und/oder des Strombedarfs pro Kopf ab und extrapolieren sie in die Zukunft bis 2050. Diese Methode steht stellvertretend für inkrementelle Verbesserungen ohne den störenden Einfluss der massiven Elektrifizierung, die für die nächsten drei Jahrzehnte erwartet wird. Die Extrapolation der Effizienzsteigerungstrends kann in beide Richtungen falsch sein: Einerseits können niedrig hängende Effizienzgewinne bereits in erheblichem Umfang geerntet worden sein, während eine gezielte künftige Politik (insbesondere hohe CO_2-Preise) einen zusätzlichen Anreiz zur Effizienzsteigerung bieten kann.

Darüber hinaus berücksichtigen wir die Bevölkerungsentwicklung gemäss den mittleren Szenarien des BFS oder – wenn möglich, wie bei den ARE-Szenarien für den Verkehr – auch die prognostizierte künftige Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Im speziellen Fall der Elektrizität verwenden wir als Ersatz für die künftige Nachfrage die Pro-Kopf-Daten des Zeitraums 2008–2018 und nicht 1990–2018, da in den letzten 10 Jahren ein viel schnellerer Rückgang des entsprechenden Parameters im Vergleich zum 25-Jahres-Zeitraum zu verzeichnen war. Schwierig vorherzusagen ist der Nettoeffekt digitaler Technologien: Sie können die Stromnachfrage erhöhen, gleichzeitig aber auch zu einer höheren Energieeffizienz in den Endverbrauchssektoren führen.

Darüber hinaus werden die relativen Vorteile der Elektrifizierung (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, PtX-Verfahren für synthetische Kraftstoffe usw.) im Vergleich zu den etablierten Endverbrauchstechnologien mit Koeffizienten modelliert, die einige – aber nicht radikale – Verbesserungen der derzeitigen Technologie widerspiegeln.

Schliesslich ist zu bedenken, dass sich die nachstehenden Zahlen zur Stromnachfrage auf die Endenergie beziehen, was bedeutet, dass die Bruttostromerzeugung aufgrund von Verlusten bei der Netzübertragung und der Kurzzeitspeicherung um mindestens 10% höher liegen würde.

In Anbetracht der erwähnten Unsicherheiten kann der Gesamtstrombedarf im Jahr 2050 von den nachstehend abgeleiteten Ergebnissen in gewissem Umfang abweichen, aber die auf diese Weise geschätzten Zahlen sind anschaulich genug, um die öffentliche Debatte und gezielte politische Massnahmen anzuregen.

2 Geschätzter Energiebedarf für 2050

a. Gebäudewärme

Der derzeitige Energiebedarf für Warmwasser und Raumwärme beträgt etwa 80 TWh. Bei einer angenommenen energetischen Sanierungsrate von 2% pro Jahr (von derzeit 120 kWh/m² auf 50 kWh/m²) und einem Bevölkerungszuwachs von 20%, der sich in einem gewissen Wachstum der beheizten Fläche niederschlägt, ergibt sich bei 40 kWh/m² (Minergiestandard) ein Gesamtwärmebedarf von etwa 51 TWh_{th} im Jahr 2050. Davon werden 27 TWh_{th} durch zentrale/dezentrale Wärmepumpen

mit einem COP (Kennzahl für die Effizienz einer Wärmepumpe) von 4,5 gedeckt, was zu einem Strombedarf von 6 TWh_{el} und einer Umgebungswärmeversorgung von 21 TWh_{th} führt. Etwa 10,5 TWh_{th} der Nutzwärme sollen aus Biomassebrennern und 7,5 TWh_{th} aus biomassegespeisten WKK-Anlagen (einschliesslich Fernwärme) stammen. Berücksichtigt man den Stromverbrauch von Wärmepumpen und die Versorgung durch WKK, so gilt in beiden Fällen die Aufteilung $^5/_6$ im Winter und $^1/_6$ im Sommer. Die restlichen 6 TWh_{th} sollen aus solarthermischen (3 TWh) und Verbrennungsanlagen (3 TWh) stammen.

b. Industriewärme

- Wir schliessen hier CO_2 aus der Produktion von Beton aus (unter der Annahme, dass CCS oder ähnliches für diesen Prozess eingesetzt wird)
- Extrapoliert man die Effizienzsteigerung der Vergangenheit pro «industrieller Wertschöpfung» mit einem ähnlichen jährlichen Wachstum der Industrieproduktion bis 2050, kommt man auf ~14,4 TWh Nutzwärme (gegenüber ~22,5 TWh heute), die sich ungefähr gleichmässig auf Sommer und Winter verteilen.
- Dieser Wärmebedarf würde für 5,4 TWh_{th} durch Wasserstoff und für 9 TWh_{th} durch Biomasse gedeckt, was (bei einem Wirkungsgrad von 90%) zu einem Bedarf von 6 TWh an Wasserstoff und 10 TWh an Biomasse führt.

c. Transport

— **Elektrifizierung aller Personenkraftwagen**
Derzeit durch 42 TWh fossile Brennstoffe; bei einer Extrapolation der bisherigen Effizienzsteigerung von 1990 bis 2018 und der Verwendung von ARE-Szenarien für die Nachfrage (Extrapolation von 2040 bis 2050) würden wir 2050 ~38 TWh benötigen. Unter Verwendung eines Effizienzsteigerungsfaktors von 3 zwischen einem Batterie-Elektroauto (BEV) und einem herkömmlichen Benzin-/Dieselauto (ICEV) (und Netz- und Zwischenspeicherverlusten) schätzen wir den Bedarf auf **~12,7 TWh_{el}** im Jahr 2050.

— **Alle anderen Strassen (hauptsächlich Güterverkehr)**
Der heutige Verbrauch an fossilen Brennstoffen für leichte Nutzfahrzeuge und schwere Nutzfahrzeuge:
Leichte Fahrzeuge (LDVs): ~12 $TWh_{foss.}$,
Eff. Faktor (BEV/ICEV) = 2,5
Schwere Fahrzeuge (HDVs): ~6 $TWh_{foss.}$,
Eff. Faktor (FCEV/ICEV) = 1,1

Bei einer voraussichtlichen Extrapolation der kombinierten Nachfrage- und Effizienzsteigerung (was zu einem Nettoanstieg von 12,5% bis 2050 führt) und den oben genannten Effizienzfaktoren schätzen wir für den Strassengüterverkehr einen Endenergiebedarf von **5,4 TWh_{el}** für LDVs (Pkw) und **6 TWh** Wasserstoff für HDVs (Lkw).

— **Luftfahrt**
Extrapoliert man den bisherigen Trend (1990-2018) von 1,4% Energiezuwachs pro Jahr und Kopf bis 2050 mit dem entsprechenden Referenzbevölkerungswachstum, so würde der Bedarf an Flugzeugtreibstoff von 22,3 TWh im Jahr 2018 auf ~41 TWh im Jahr 2050 (!) steigen. Dies ist eindeutig ein nicht nachhaltiger Pfad, und angesichts der Tatsache, dass für die Zukunft strenge Rechtsvorschriften zu erwarten sind, werden wir für die Nachfrage nach erneuerbarem synthetischem E-Kerosin einen «eingefrorenen» Wert von **22 TWh E-Kerosin** wie heute verwenden, wobei wir uns bewusst sind, dass dies eine sehr optimistische Annahme ist.

d. Sonstige (konventionelle) Stromnachfrage
Aktueller (2018) Endstrombedarf: 57,6 TWh_{el}

Die Verwendung von Daten zur Pro-Kopf-Nachfrage für den Zeitraum 1990–2018 ist nicht sinnvoll, da sich die Nachfrage in den letzten 10 Jahren deutlich in Richtung eines signifikanten Rückgangs der Stromnachfrage pro Kopf und Jahr (1,3%) verändert hat. Die Extrapolation der Trends von 2008–2018 und die Berücksichtigung des künftigen Bevölkerungswachstums führt zu einem deutlich geringeren Strombedarf für konventionelle Dienstleistungen in der Grössenordnung von 45 TWh_{el}. Bei einer Extrapolation des durchschnittlichen Trends der letzten 10 Jahre, wonach etwa 55% der Nachfrage auf das Winterhalbjahr und 45% auf den Sommer entfallen, und unter Berücksichtigung der Klimaerwärmung und einer möglicherweise erhöhten Speicherkapazität der Staudämme gehen wir von einer Nachfrage von 23 TWh im Winter und 22 TWh im Sommer aus (netto, ohne Netzverluste und Speicherung durch Wasserpumpen).

→ **Deshalb:**
Der Strombedarf im Jahr 2050 wird auf (1+9+22) = **32 TWh_{el} (Sommer)** und (5+9+23) = **37 TWh_{el} (Winter)** geschätzt.

Gemäss der Diskussion über Biomasse in Abschnitt 4.4 gibt es im Prinzip ein Gesamtpotenzial an Biomasse von etwa 37 TWh_{chem}, einschliesslich etwa 16 TWh aus Importen (EP2050+). Unter Berücksichtigung des Wettbewerbs mit anderen Energiesektoren werden von diesen 37 TWh_{chem} 10 TWh_{chem} für Hoch-Temperatur-Wärme für industrielle Prozesse, weitere 15 TWh_{chem} als Input für WKK-Anlagen, die 6 TWh_{el} und 7,5 TWh_{th} liefern, und 11,7 TWh_{chem} für Gebäudewärme (in Heizkesseln) bereitgestellt, alle mit einem Wirkungsgrad von 90%.

Voraussichtliche Verfügbarkeit des Angebots vor PV (ohne Wind und Geothermie als konservative Annahme):

Wasserkraft: **18 TWh_{el} (S) + 14 TWh_{el} (W)**
Biogene WKK: **1 TWh_{el} (S) + 5 TWh_{el} (W)**
KVA: **1 TWh_{el} (S) + 1 TWh_{el} (W)**
Die Summe dieser Quellen beträgt: **20 TWh_{el} (S) + 20 TWh_{el} (W)**
Die zu schliessende **Lücke** beträgt somit **12 TWh_{el} (S) + 17 TWh_{el} (W)**

3 Zwei Optionen für die künftige Energieversorgung

Wir unterscheiden im Folgenden zwischen zwei Strategien zur Deckung des oben für 2050 geschätzten Strom- und Kraftstoffbedarfs. Beide Optionen beruhen auf dem Import von erneuerbarem Flugzeugtreibstoff aus dem Ausland. Die erste, «Focus domestic», untersucht, wie es möglich wäre, alle anderen Energiebedürfnisse durch inländische Quellen zu decken (in erster Linie durch einen massiven Ausbau von PV und PtX), während die zweite, «Focus balanced», einen geringeren PV-Ausbau ohne inländisches PtX vorsieht und auf zusätzliche Brennstoffimporte für inländischen Winterstrom, den Antrieb von Schwerlastfahrzeugen (HDV) und industrielle Prozesse setzt.

Für beide Szenarien könnte der Bedarf an erhöhter inländischer Stromerzeugung durch Nettoimporte aus dem europäischen Stromsystem prinzipiell etwas entschärft werden. Da jedoch davon auszugehen ist, dass die Nachbarländer ähnliche Ziele in Bezug auf ihr Stromerzeugungsportfolio verfolgen, wäre es ratsam, sich auch unter der Annahme einer vollständigen Integration des Schweizer Stromsystems in das europäische System nicht zu stark auf diesen Mechanismus zur Sicherung der Stromversorgung zu verlassen.

a. Scenario «Focus Domestic»

Hier gehen wir davon aus, dass die Schweiz nur erneuerbaren Flugzeugtreibstoff importiert (**22 TWh** ab heute, was zu einer notwendigen Stromerzeugung von etwa 60 TWh führt, basierend auf einem Umwandlungswirkungsgrad von 37%) und den gesamten direkt benötigten Strom (konventionelle Anwendungen, Wärmepumpen, batteriebetriebene Elektrofahrzeuge) sowie den gesamten Wasserstoff, der für industrielle Prozesswärme, den Antrieb von HDV (je 6 TWh Wasserstoff) und die saisonale Verschiebung zur Deckung des Winterstrombedarfs benötigt wird, im Inland produziert.

Die Produktion von Wasserstoff für diese Anwendungen macht die Installation von Elektrolyseuren erforderlich. Zur Deckung des Strombedarfs im Winter wird, wenn alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden, neben PV, Wasserkraft und biogener WKK Wasserstoff durch Vollzellen oder Verbrennungsmotoren (einschliesslich Kombikraftwerksturbinen) in Strom umgewandelt.

Unter diesen Bedingungen beläuft sich der durch PV zu deckende Strombedarf gemäss Abschnitt 2 auf 12 TWh im Sommer und 17 TWh im Winter (insgesamt 29 TWh). Gemäss Teil B dieses Anhangs und typischen saisonalen Verfügbarkeitswerten in der Schweiz beträgt der Überschussfaktor für die PV-Stromerzeugung 1,30, was zu einer jährlichen Erzeugung von 37,6 TWh führt (24,4 TWh [S] + 13,2 TWh [W]), und der PV-Anteil für die Elektrolyse 0,33, was zu 12,5 TWh Strom zur Aufrechterhaltung der saisonalen Verschiebung führt.

Darüber hinaus werden für die 12 TWh Wasserstoff für HDV und industrielle Wärme unter der Annahme einer Wasserstoff-Produktion (einschliesslich Transport und Verteilung) mit einem Wirkungsgrad von 60% insgesamt 20 TWh Strom benötigt. Um die Umwandlungsverluste zu minimieren, gehen wir davon aus, dass diese 20 TWh entsprechend dem saisonalen Muster der PV als Input für Elektrolyseure produziert werden (13 TWh [S] + 7 TWh [W]).

Dies führt zu einer jährlichen Netto-PV-Erzeugung von etwa 57,6 TWh (37,4 [S] + 20,2 [W]). Die Abschätzung der Netz- und Speicherverluste (Kombination von Batterien und Pumpspeichern) führt zu einer jährlichen Brutto-PV-Produktion von 61 TWh.[10] Unter der Annahme von 1100 VLH PV in der Schweiz ($^2/_3$ im Mittelland, $^1/_3$ in den Alpen) erfordert dies 55 GW installierte PV.

Von den 57,6 TWh Netto-PV-Erzeugung sollen 32,5 TWh in Elektrolyseure eingespeist werden (25,5 TWh [S] + 7 TWh [W]). Es ist bemerkenswert, dass etwa $^1/_3$ der sommerlichen PV-Erzeugung in den direkten Stromverbrauch fliesst und $^2/_3$ zur Speisung von Elektrolyseuren dienen. Wenn Elektrolyseure (unter der Annahme, dass es sich um lastabhängige PEM-Anlagen handelt) nur die VLH der PV nutzen könnten, würden die 25,5 TWh im Sommer 36 GW installierte Elektrolyseur-Kapazität erfordern. Diese Kapazität ist äusserst konservativ, da die Elektrolyseure zu jeder Stunde laufen könnten, in der der solare Zufluss höher ist als die Stromlast abzüglich der Stromerzeugung aus dem Laufwasser. Dennoch macht diese erforderliche Kapazität dieses Szenario extrem anspruchsvoll und daher unwahrscheinlich.

b. Szenario «Focus Balance»

Hier gehen wir davon aus, dass die inländische Stromerzeugung (Wasserkraft, biogene WKK und PV) «nur» den direkten Stromverbrauch (konventionelle Anwendungen, Wärmepumpen und batterieelektrische leichte Nutzfahrzeuge) abdeckt. Erneuerbare chemische Energieträger (Wasserstoff für HDV-Antrieb und industrielle Prozesse sowie zur Ergänzung der Stromerzeugung im Winter und erneuerbarer Kraftstoff für die Luftfahrt) werden importiert, nachdem sie im Ausland durch Elektrolyse hergestellt wurden. Es wird davon ausgegangen, dass die Produktion solcher Kraftstoffe auf die Stromerzeugung an weltweit günstigen Standorten (mit Offshore-Wind- und Sonnenenergie) angewiesen ist. Zur Sicherung der Stromerzeugung im Winter soll Wasserstoff Turbinenkraftwerke mit kombiniertem Zyklus antreiben.

Wie bereits oben erwähnt, verbleibt auch in diesem Fall nach Ausschöpfung des Wasserkraft- und biogenen WKK-Potenzials ein Strombedarf von **12 TWh** im Sommer

10 50% Direktverbrauch, 25% Pumpspeicherung, 25% Batterien. Durchschnittliche Verluste = 5,4%

und **17 TWh** im Winter. Wir gehen davon aus, dass davon 18,5 TWh durch PV gedeckt werden (12 TWh im Sommer und 6,5 TWh im Winter), was bedeutet, dass eine Quelle für die verbleibenden 10,5 TWh im Winter benötigt wird. Bei einem Nettowirkungsgrad von 55% für einen Mix aus Kombikraftwerken (60% Wirkungsgrad) und grossen Brennstoffzellen (50% Wirkungsgrad), die beide 7% Netzverluste aufweisen, werden etwa 20 TWh Wasserstoff benötigt. Zusammen mit den 12 TWh Wasserstoff für HDV und industrielle Prozesse ergibt sich ein Gesamtbedarf von 33 TWh Wasserstoff, der importiert werden muss. Damit werden etwa 60 TWh Strom benötigt, während für die 22 TWh importierten Flugkraftstoffs etwa 60 TWh Strom erzeugt werden müssen. In diesem Szenario werden im Inland keine Elektrolyseure benötigt.

Insgesamt werden also 120 TWh Stromerzeugung im Ausland benötigt, und rund **55 TWh** Brennstoffe (H_2 und Flugturbinenkraftstoff) müssen in diesem Szenario importiert werden. Im Vergleich dazu werden im Szenario «Focus domestic» 60 TWh Strom im Ausland für 22 TWh importierte Brennstoffe benötigt.

In beiden Fällen werden die Netto-Energieimporte der Schweiz – einschliesslich 16 TWh Biomasse – massiv reduziert (um mehr als 83% im «Focus Domestic» und rund 69% im «Focus Balanced») im Vergleich zur heutigen Situation, in der wir rund 235 TWh Brennstoffe pro Jahr importieren (160 TWh fossil und 75 nuklear).

Bemerkung

Es ist denkbar, dass in Konkurrenz zur Wasserstoff -Produktion im Ausland auch synthetisches Methan in Betracht gezogen werden kann. Trotz des geringeren Wirkungsgrads bei der Umwandlung von Strom in Kraftstoff (einschliesslich der direkten Abscheidung von CO_2 aus der Luft) von höchstens 45% können die bestehenden Transport- und Verteilungsinfrastrukturen immer noch Kosteneinsparungen gegenüber der Wasserstoff -Route ermöglichen. In einem solchen Fall bleibt die Menge der importierten Brennstoffe im Wesentlichen gleich, aber die notwendige Stromerzeugung im Ausland würde etwa 130 TWh_{el} erreichen.

Kommentar zur Versorgungssicherheit um 2050

Geht man davon aus, dass ein massiver globaler Bedarf an synthetischen Treibstoffen zu einem diversifizierten Beschaffungsportfolio weltweit führen wird, ist die Importabhängigkeit der Schweiz bei den nicht im Inland produzierten Energieträgern eine Schlüsselgrösse für die Energieversorgungssicherheit. Im Vergleich zu den gegenwärtig rund 220 TWh importierter Energieträger (150 fossile und 70 nukleare) werden die Energieimporte in den Szenarien «Focus Domestic» und «Focus Balanced» auf rund 22 TWh bzw. 55 TWh Wasserstoff (oder Methan) geschätzt. Dies ist ein massiver Rückgang, der dazu beiträgt, Befürchtungen hinsichtlich der Energieversorgungsrisiken zu zerstreuen.

Appendix B: Schätzung der überschüssigen Stromerzeugung aufgrund der Notwendigkeit des saisonalen Ausgleichs von PV-Strom durch «Power-to-Power» (PtP).

Die folgenden Parameter sind für diese Schätzung wichtig:

α: Anteil der Stromnachfrage im Winterhalbjahr am Gesamtjahr

β: Anteil der PV-Stromerzeugung im Sommerhalbjahr am Gesamtjahr

γ: «Power-to-Power»-Wandlungseffizienz für die Menge «δ» an PV-Strom, die saisonal gespeichert werden muss, um den Strombedarf im Winter und Sommer zu decken.

Ausgehend von einer einfachen Rechnung kommen wir zu folgendem Ergebnis:

$$\delta = \frac{\beta + \alpha - 1}{\gamma + \alpha^{(1-\gamma)}} \quad (1) \text{ mit einem Gesamtwirkungsgrad } \eta = \frac{1 - \beta^{(1-\gamma)}}{\gamma + \alpha^{(1-\gamma)}}$$

und der Überschussfaktor $f = 1/\eta$ (3)

Durchführung einer kleinräumigen «Störung» um typische Parameterzahlen α und β für die Schweiz sowie γ nach absehbarer Technologie

($\beta = 0{,}6-0{,}7$, $\alpha = 0{,}55-0{,}6$, $\gamma = 0{,}28-0{,}34$)

führt zu einer Bandbreite von Gesamtwirkungsgraden im Bereich von

0,70 – 0,86

und auf «Überschussfaktoren» in der Grössenordnung von

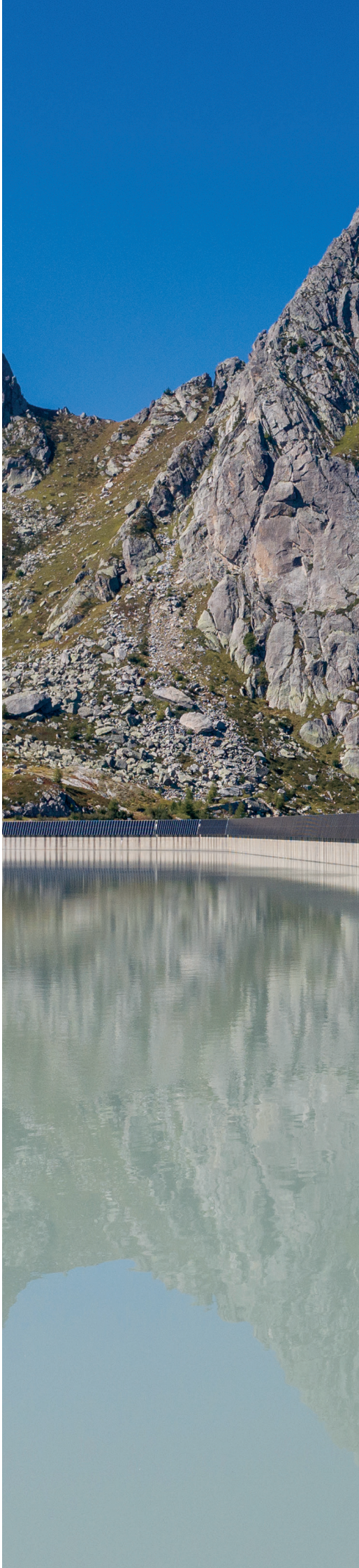
1,16 – 1,43

Diese Wirkungsgrade können niedriger und die Überschussfaktoren um etwa 10% höher sein, wenn Teile der sommerlichen PV-Erzeugung kurzzeitig gespeichert werden müssen, um die Spitzenkapazität zu senken und die Betriebsstunden der Elektrolyseure zu erhöhen, aber sie sind bemerkenswert hoch.

Abkürzungsverzeichnis

ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BECCS	Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung
BEV	Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug
BFE	Bundesamt für Energie
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Kohlenstoffabscheidung und -speicherung
CCU	Abscheidung, Transport und anschließende Nutzung von Kohlenstoff
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
DC	Gleichstrom
DER	Dezentrale Energieressourcen
DLT	Distributed-Ledger-Technologie
EDA	Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten
ETS	Emissionshandelsystem
EU	Europäische Union
FT	Fischer-Tropsch
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
ICEV	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor
IKT	Informations-und Kommunikationstechnik
JASM	Joint Activity Scenarios and Modelling
LCA	Lebenszyklusanalyse
LCOE	Stromgestehungskosten
LVSA	Schwerverkehrsabgabe
MUKEN	Mustervorschriften der Kantone
NET	Negative Emissionstechnologien
NG	Erdgas
PV	Photovoltaik
SCCER	Schweizer Kompetenzzentren für Energieforschung
SDGs	Nachhaltige Entwicklungsziele
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SIA	Schweizerischer Ingenieur-und Architektenverein
SMR	Kleine modulare Reaktoren
SNB	Schweizerische Nationalbank
SNF	Schweizerischer Nationalfonds
SNG	Synthetisches Erdgas
THG	Treibhausgasemissionen
TRL	Technologien mit niedrigem technischen Bereitschaftsgrad
UNFCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen
UNO	Vereinte Nationen
VLH	Volllaststunden
WKK	Kraft-Wärme-Kopplung

Wer sind wir?

Die **Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+)** sind ein Verbund der fünf wissenschaftlichen Akademien der Schweiz: der Akademie der Naturwissenschaften Schweiz (SCNAT), der Schweizerischen Akademie der Geistes- und Sozialwissenschaften (SAGW), der Schweizerischen Akademie der Medizinischen Wissenschaften (SAMW), der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) und der Jungen Akademie Schweiz (JAS). Sie umfassen nebst den Akademien die Kompetenzzentren TA-SWISS und Science et Cité sowie weitere wissenschaftliche Netzwerke. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz vernetzen die Wissenschaften regional, national und international. Sie vertreten die Wissenschaftsgemeinschaften disziplinär, interdisziplinär und unabhängig von Institutionen und Fächern. Ihr Netzwerk ist langfristig orientiert und der wissenschaftlichen Exzellenz verpflichtet. Sie beraten Politik und Gesellschaft in wissensbasierten und gesellschaftsrelevanten Fragen.

Die **Erweiterte Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz** fördert und koordiniert die Diskussion und den Wissensaustausch zu den Themen Energie und nachhaltige Nutzung von Ressourcen innerhalb der Forschungsgemeinschaft und pflegt den Dialog mit Politik und Gesellschaft. Sie sucht die Zusammenarbeit mit Schweizer Hochschulen und Fachhochschulen und unterhält ein Netzwerk der Schweizer Forschungsgemeinschaft zum Thema Energie.