sweet swiss energy research for the energy transition

PATHFNDR

Auf dem Weg zu Netto-Null

10 Thesen zu Sektorenkopplung und Flexibilität für die Schweizer Energiewende

Synthesebericht

Ein Bericht des PATHFNDR-Konsortiums

Oktober 2026

ETH zürich Empa PSI zhaw HSLU Hochschule Luzern UNIVERSITÉ DE GENÈVE EPFL TU Delft

Auf dem Weg zu Netto-Null: 10 Thesen zu Sektorenkopplung und Flexibilität für die Schweizer Energiewende

Synthesebericht

Wissenschaftliche Leitung
André Bardow[a]
Christian Schaffner[a]

Redaktion
Patricia Mayer[a]
Lea Ruefenacht[a]
Rebecca Lordan-Perret[a]
Adriana Marcucci[a]
Christian Winzer[e]
Adrien Mellot[a]
Jonas Savelsberg[a]
Adamantios Marinakis[a]
C. Yaman Evrenosoglu[a]
Jochen Markard[e]
Ingmar Schlecht[e]

Externe Gutachterinnen und Gutachter
Mevina Feuerstein[o]
Yves Hertig[p]
Mirjam Kosch[n]
Stefan Liechti[q]
Michael Moser[l]
Dirk Müller[k]
Janik Mutter[s]
Alexander Sauer[j]
Hannah Schoch[s]
Isabelle Stadelmann[i]
Sven Tröber[r]
Arnaud Walter[m]

Autorinnen und Autoren
Behnam Akbari[a]
Federica Bellizio[b]
Philippe Buchecker[a]
Hanmin Cai[b]
Yi-Chung Barton Chen[b]
Ali Darudi[a]
Turhan Demiray[a]
C. Yaman Evrenosoglu[a]
Jared Garrison[a]
Pascal Häfliger[c]
Thomas Hübner[a]
Gabriele Humbert[b]
Matthieu Jacobs[g]
Binod Koirala[b]
Morris Krainz[f]
Adamantios Marinakis[a]
Jochen Markard[e]
Patricia Mayer[a]
Curtis Meister[d]
Adrien Mellot[a]
Christian Moretti[a]
Alejandro Nuñez-Jimenez[a]
Mario Paolone[g]
María Parajeles Herrera[a]
Christian Peter[c]
Stefan Pfenninger-Lee[h]
Siobhan Powell[a]
Francesco Sanvito[h]
Jonas Savelsberg[a]
Nikolaos Savvopoulos[a]
Ingmar Schlecht[e]
Sarah Schneeberger[c]
Philipp Schütz[c]
Malin Siegwart[c]
Arvind Srinivasan[a]
Tim Tröndle[a]
Ambra Van Liedekerke[a]
Zongfei Wang[f]
Christian Winzer[e]

Principal Investigators
Prof. André Bardow[a]
Prof. Tobias Brosch[f]
Hanmin Cai[b]
Turhan Demiray[a]
Juan Herranz[c]
Prof. Volker Hoffmann[a]
Prof. Gabriela Hug[a]
Binod Koirala[b]
Adamantios Marinakis[a]
Jochen Markard[e]
Prof. Marco Mazzotti[a]
Lucas Miehé[a]
Christian Moretti[a]
Prof. Mario Paolone[g]
Prof. Anthony Patt[a]
Prof. Stefan Pfenninger-Lee[h]
Siobhan Powell[a]
Prof. Giovanni Sansavini[a]
Francesco Sanvito[h]
Christian Schaffner[a]
Ingmar Schlecht[e]
Philipp Schütz[c]
Malin Siegwart[c]
Tim Tröndle[a]
Prof. Evelina Trutnevyte[f]
Christian Winzer[e]

[a] ETH Zürich; [b] Empa; [c] PSI; [d] HSLU; [e] ZHAW; [f] Universität Genf; [g] EPFL; [h] TU Delft; [i] Universität Bern; [j] Fraunhofer IPA; [k] RWTH Aachen University; [l] BFE; [m] NET Nowak Energie & Technologie AG; [n] BSS Volkswirtschaftliche Beratung; [o] Amstein + Walthert AG; [p] BKW; [q] Verein Energie Zukunft Schweiz; [r] Swisspower; [s] Reatch.

© PATHFNDR-Konsortium, 2026

Danksagung:
Diese Arbeit wurde vom PATHFNDR-Konsortium im Rahmen des Förderprogramms SWEET des Bundesamts für Energie (BFE) durchgeführt (SWEET Call 1-2020). Das Konsortium wird von der ETH Zürich, der Empa, dem PSI, der ZHAW, der HSLU, der Universität Genf, der EPFL und der TU Delft geleitet.

Dieser Bericht wurde von der wissenschaftlichen Leitung, den Autorinnen und Autoren sowie der Redaktion gemeinsam erarbeitet. Wir danken allen Autorinnen und Autoren für ihre Beiträge zu den Forschungsarbeiten, Analysen und Texten, die in diesen Bericht eingeflossen sind. Wir danken auch den internen und externen Gutachterinnen und Gutachtern für ihre wertvollen Rückmeldungen und Anregungen im Rahmen der Begutachtung sowie den Mitgliedern des PATHFNDR Advisory Board und des Monitoring Review Panel für ihre konstruktiven Beiträge.

Die wissenschaftliche Leitung und die Redaktion sind für den Aufbau des Berichts und die Zusammenführung der Ergebnisse verantwortlich. Die Autorinnen und Autoren sind jeweils für die Ergebnisse in ihren Abschnitten verantwortlich. Die internen und externen Gutachterinnen und Gutachter haben mit ihren Rückmeldungen zu früheren Fassungen zur Qualität und Verständlichkeit des Berichts beigetragen. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind jedoch ausschliesslich die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

Haftungsausschluss:
Dieser Bericht präsentiert in erster Linie die Forschungsergebnisse des PATHFNDR-Projekts. Wo sinnvoll, werden ergänzend ausgewählte externe Quellen herangezogen, um die Erkenntnisse zu untermauern, einzuordnen oder zu vervollständigen. Ausführliche Literaturübersichten sind in den zitierten wissenschaftlichen Arbeiten und Berichten enthalten.

Der Bericht stellt Ergebnisse aus Szenarioanalysen zum Schweizer Energiesystem bis 2050 vor. Dabei handelt es sich um modellbasierte Projektionen und nicht um Prognosen. Sie basieren auf empirischen Daten sowie auf Energiesystemmodellen, mit denen unter den genannten Annahmen die Gesamtkosten minimiert werden. Die Ergebnisse hängen von den Eingangsdaten, den sozioökonomischen und technologischen Annahmen sowie den methodischen Entscheidungen ab. Da Unsicherheiten bezüglich des künftigen Einsatzes neuer Technologien, der Preisentwicklung und der regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen, sind die Ergebnisse als indikative, bestmögliche Schätzwerte und nicht als exakte Zahlen zu verstehen. Die Autorinnen und Autoren sind für die Analyse und deren Interpretation verantwortlich.

KI-Tools wurden eingesetzt, um die Grammatik und den Stil zu verbessern sowie einzelne Abschnitte verständlicher und lesefreundlicher zu formulieren. Die Autorinnen und Autoren tragen die volle Verantwortung für den Inhalt des veröffentlichten Berichts.

Empfohlene Zitierweise:

PATHFNDR-Konsortium (2026). *Synthesebericht – Auf dem Weg zu Netto-Null: 10 Thesen zu Sektorenkopplung und Flexibilität für die Schweizer Energiewende*. Wissenschaftliche Leitung: Bardow, A., & Schaffner, C.; Redaktion: Mayer, P., Ruefenacht, L., Lordan-Perret, R., Marcucci, A., Winzer, C., Mellot, A., Savelsberg, J., Marinakis, A., Evrenosoglu, C. Y., Markard, J., & Schlecht, I. ETH Zürich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, Universität Genf, EPFL und TU Delft.

Inhaltsverzeichnis

Die 10 Thesen im Überblick **1**

Zusammenfassung **2**

1 Einleitung **7**

2 Sektorenkopplung **10**

These 1: Die direkte Elektrifizierung der Heizsysteme in Wohngebäuden und des Strassenverkehrs ist der zentrale Hebel für die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems. 10

These 2: Die Dekarbonisierung wird die Eigenversorgung der Schweiz mit Energie stärken – und umgekehrt. 13

These 3: Der Bedarf der Schweiz an CO_2-armem Wasserstoff sowie an synthetischen Brenn- und Treibstoffen ist gering, konzentriert sich auf die Industrie und den Luftverkehr und lässt sich am kostengünstigsten durch Importe decken. 15

3 Flexibilität **18**

These 4: Flexible Wasserkraftanlagen und der Stromhandel sind zwei zentrale Quellen für die Flexibilität des Schweizer Energiesystems. 18

These 5: Die saisonale chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brenn- und Treibstoffen dürfte sich in der Schweiz im grossen Massstab wirtschaftlich kaum lohnen. 20

These 6: Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können wesentlich zur nachfrageseitigen Flexibilität beitragen und damit dem gesamten Energiesystem zugutekommen. 23

These 7: Um den Umfang der erforderlichen Netzverstärkungen zu reduzieren, muss bei der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden, wie flexibel die Endverbraucherinnen und Endverbraucher Strom beziehen und ins Netz einspeisen können. 27

4 Flexibilität erschliessen **31**

These 8: Dynamische Tarife sind wichtig, um Anreize für ein optimales Gleichgewicht zwischen netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb und Investitionen zu schaffen. 31

These 9: Gut ausgestaltete Fördermodelle für erneuerbare Energien sollten stabile Einnahmen gewährleisten und Investitionsrisiken verringern, ohne dabei die Anreizwirkung zu beeinträchtigen. 36

These 10: Das Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lässt sich nur dann in grossem Massstab ausschöpfen, wenn die Eigentümerinnen und Eigentümer einer automatisierten Steuerung zustimmen, sofern ihr Komfort gewahrt bleibt und sie angemessen entschädigt werden. 37

5 Empfehlungen an die Stakeholder **43**

Literaturverzeichnis **52**

Abkürzungsverzeichnis

ADN Active Distribution Network (aktives Verteilnetz). 22, 35

ATES Aquifer Thermal Energy Storage (Aquifer-Wärmespeicher). 22

BAFU Bundesamt für Umwelt. 44

BESS Battery Energy Storage System (Batterie-Energiespeichersystem). 28

BFE Bundesamt für Energie. 8, 44

BTES Borehole Thermal Energy Storage (Erdsondenspeicher). 22

CDR Carbon Dioxide Removal (CO_2-Entnahme). 16

CRM Critical Raw Material (kritischer Rohstoff). 15

DACCS Direct Air Carbon Capture and Storage (direkte CO_2-Abscheidung und -Speicherung aus der Luft). 14, 21, 39

ElCom Eidgenössische Elektrizitätskommission. 46

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber). 19

EPEX SPOT European Power Exchange (europäische Strombörse). 34

EV Electric Vehicle (Elektrofahrzeug). 7, 11, 18, 37–42, 44–51

FCfD Financial Contracts for Difference (finanzielle Differenzverträge). 36, 37, 46

MS Mittelspannungsnetze. 28

NS Niederspannungsnetze. 28

P2H2P Power-to-Hydrogen-to-Power (Umwandlung von Strom in Wasserstoff, dessen Speicherung und anschliessende Rückverstromung). 22

PTES Pit Thermal Energy Storage (Erdbeckenspeicher). 22

PV Photovoltaik. 7, 20, 29, 42, 44, 45, 47, 48, 50, 51

SAF Sustainable Aviation Fuel (nachhaltiger Luftfahrttreibstoff). 16

STES Seasonal Thermal Energy Storage (saisonaler Wärmespeicher). 16, 21

SWEET SWiss Energy research for the Energy Transition (Förderprogramm des BFE). 8

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber. 34

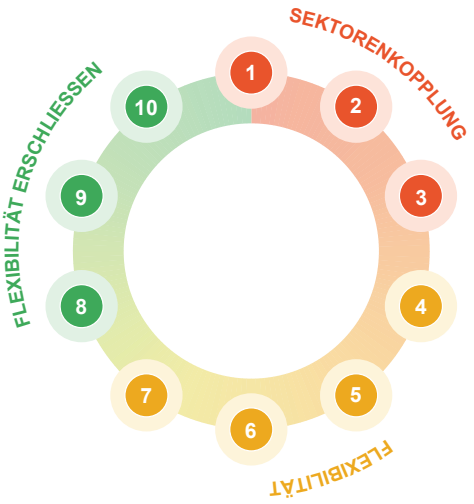
V1G Smart Charging (intelligentes Laden). 25, 26

V2G Vehicle-to-Grid (bidirektionales Laden). 25, 26, 40, 44

VOLL Value of Lost Load (Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung). 33

WP Wärmepumpe. 7, 11, 18, 37–42, 44–51

Die 10 Thesen im Überblick



SEKTORENKOPPLUNG

1. Die **direkte Elektrifizierung** der Heizsysteme in Wohngebäuden und des Strassenverkehrs ist der zentrale Hebel für die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems.
2. Die **Dekarbonisierung** wird die Eigenversorgung der Schweiz mit Energie stärken – und umgekehrt.
3. Der **Bedarf der Schweiz an CO_2-armem Wasserstoff sowie an synthetischen Brenn- und Treibstoffen ist gering**, konzentriert sich auf die Industrie und den Luftverkehr und lässt sich am kostengünstigsten durch Importe decken.

FLEXIBILITÄT

4. **Flexible Wasserkraftanlagen und der Stromhandel** sind zwei zentrale Quellen für die Flexibilität des Schweizer Energiesystems.
5. Die **saisonale chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brenn- und Treibstoffen** dürfte sich in der Schweiz im grossen Massstab wirtschaftlich kaum lohnen.
6. **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können wesentlich** zur nachfrageseitigen Flexibilität beitragen und damit dem gesamten Energiesystem zugutekommen.
7. Um den Umfang der erforderlichen Netzverstärkungen zu reduzieren, muss **bei der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden, wie flexibel die Endverbraucherinnen und Endverbraucher** Strom beziehen und ins Netz einspeisen können.

FLEXIBILITÄT ERSCHLIESSEN

8. **Dynamische Tarife** sind wichtig, um Anreize für ein optimales Gleichgewicht zwischen netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb und Investitionen zu schaffen.
9. Gut ausgestaltete **Fördermodelle für erneuerbare Energien** sollten stabile Einnahmen gewährleisten und Investitionsrisiken verringern, ohne dabei die Anreizwirkung zu beeinträchtigen.
10. Das Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lässt sich nur dann in grossem Massstab ausschöpfen, wenn **die Eigentümerinnen und Eigentümer einer automatisierten Steuerung zustimmen**, sofern ihr Komfort gewahrt bleibt und sie angemessen entschädigt werden.

Zusammenfassung

Der Weg der Schweiz zu einem Netto-Null-Energiesystem beruht auf zwei Entwicklungen, die sich gegenseitig verstärken: (1) der direkten Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren wie der Wärmeversorgung und dem Verkehr sowie (2) einer höheren Flexibilität des Energiesystems, um die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. In den vergangenen sechs Jahren hat sich das PATHFNDR-Konsortium im Rahmen des Förderprogramms SWEET des Bundesamts für Energie mit einer zentralen Herausforderung der Schweizer Energiewende befasst: Wie lässt sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erhöhen und gleichzeitig die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ablösen, wenn die künftige Rolle der konventionellen Grundlaststromerzeugung, insbesondere der Kernenergie, ungewiss ist? Dabei standen zwei miteinander verknüpfte Fragen im Mittelpunkt: (1) Wie lassen sich die Flexibilität des Energiesystems und die Koordination zwischen den Sektoren verbessern? (2) Welche Veränderungen sind bei der Infrastruktur, den Märkten, den regulatorischen Rahmenbedingungen und in der Gesellschaft erforderlich, um diesen Wandel zu ermöglichen und zu unterstützen?

Um die dafür erforderlichen Kompetenzen zu bündeln, brachte PATHFNDR acht Forschungseinrichtungen und mehr als 25 Partner aus dem öffentlichen und privaten Sektor zusammen. In einem inter- und transdisziplinären Forschungsansatz vereinten sie Fachwissen aus der Energiesystemmodellierung, den Ingenieurwissenschaften, den Wirtschaftswissenschaften und den Sozialwissenschaften. Die Forschungsergebnisse wurden gemeinsam mit Stakeholdern validiert und im Rahmen von Pilot- und Demonstrationsprojekten erprobt.

Dieser Bericht bündelt die Erkenntnisse aus PATHFNDR in zehn Thesen zu drei Themenbereichen: Sektorenkopplung (hier die direkte Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs), Flexibilität sowie nichttechnische Voraussetzungen für die Ausschöpfung von Flexibilitätspotenzialen. Die zehn Thesen werden nachfolgend zusammengefasst.

1. **Die direkte Elektrifizierung der Heizsysteme in Wohngebäuden und des Strassenverkehrs ist der zentrale Hebel für die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems.**

Der Ersatz fossil betriebener Heizkessel durch Wärmepumpen und von Verbrennungsmotoren in Fahrzeugen durch Elektromotoren ist die kostengünstigste Möglichkeit, die Emissionen im Gebäudesektor, bei der Erzeugung industrieller Niedertemperaturwärme und im Strassenverkehr zu senken. Zusammen waren diese Bereiche 2024 für rund die Hälfte der Treibhausgasemissionen der Schweiz verantwortlich. Die Elektrifizierung dieser Bereiche steigert zudem die Energieeffizienz: Die PATHFNDR-Modelle zeigen, dass der Energieverbrauch um rund 40 Prozent sinken wird, während der Strombedarf lediglich um 10 bis 20 Prozent steigt.

2. **Die Dekarbonisierung wird die Eigenversorgung der Schweiz mit Energie stärken – und umgekehrt.**

Durch die Elektrifizierung beziehungsweise Sektorenkopplung wird sich die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten mindestens halbieren, da Strom aus inländischen erneuerbaren Energiequellen importierte Brenn- und Treibstoffe ersetzt. Heute deckt die Schweiz 70 bis 75 Prozent ihres Energieverbrauchs durch Importe, hauptsächlich von Erdöl, Benzin und Erdgas. Künftig wird dieser Anteil auf 0 bis 35 Prozent sinken.

3. **Der Bedarf der Schweiz an CO_2-armem Wasserstoff sowie an synthetischen Brenn- und Treibstoffen ist gering, konzentriert sich auf die Industrie und den Luftverkehr und lässt sich am kostengünstigsten durch Importe decken.**

Schwer zu dekarbonisierende Sektoren wie die Industrie und der Luftverkehr verursachen einen erheblichen Teil der Treibhausgasemissionen (mehr als 25 Prozent). Obwohl auch in diesen Bereichen die direkte Elektrifizierung in der Regel der bevorzugte Weg zur Dekarbonisierung ist, werden sie weiterhin teilweise auf synthetische sowie auf CO_2-arme Brenn- und Treibstoffe angewiesen sein. In der Schweiz fehlen jedoch die idealen Voraussetzungen für den Aufbau einer entsprechenden Versorgungskette: ein grosses Angebot an kostengünstigem Strom, das sich bei Bedarf weiter ausbauen lässt, zusätzliche Flächen für die Produktion von Biomasse zur Brenn- und Treibstoffherstellung sowie ausreichend Platz für grosse Anlagen zur Herstellung synthetischer Brenn- und Treibstoffe. Solange die Schweiz uneingeschränkten Zugang zu den internationalen Energiemärkten hat, dürften Importe von Wasserstoff sowie von synthetischen Brenn- und Treibstoffen günstiger sein als deren Herstellung im Inland.

4. **Flexible Wasserkraftanlagen und der Stromhandel sind zwei zentrale Quellen für die Flexibilität des Schweizer Energiesystems.**

Die Schweiz verfügt bereits heute über Anlagen und Infrastrukturen, die einen Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz ermöglichen. Bei den bereits etablierten Flexibilitätsanlagen handelt es sich um Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke. Zusammen verfügen Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke über eine bedarfsgerecht abrufbare Erzeugungsleistung von rund 10 bis 12 GW. Damit übertreffen sie die heutige Spitzenlast der Schweiz von $\sim$9 GW. Auch für den saisonalen Ausgleich wird die Wasserkraft weiterhin eine zentrale Rolle spielen, selbst wenn die Spitzenlast bis 2050 auf 12 bis 20 GW steigt. Neben den inländischen Flexibilitätsmöglichkeiten profitiert die Schweiz von 41 grenzüberschreitenden Stromverbindungen, die sie zu einer Drehscheibe des europäischen Stromhandels machen. Dank dieser Infrastruktur kann die Schweiz den Stromhandel nutzen, um die Flexibilität ihres Energiesystems zusätzlich zu erhöhen.

5. **Die saisonale chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brenn- und Treibstoffen dürfte sich in der Schweiz im grossen Massstab wirtschaftlich kaum lohnen.**

Die Schweiz wird auch künftig im Winter mit einem Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage konfrontiert sein. Die PATHFNDR-Modellierungen weisen die saisonale chemische Energiespeicherung im grossen Massstab unter den untersuchten Annahmen jedoch nicht als kostengünstige Lösung aus. Die bestehenden Wasserkraftanlagen verringern den Bedarf an zusätzlichen saisonalen Speichern erheblich. Verbleibende Ungleichgewichte in der Stromversorgung im Winter lassen sich durch Stromhandel, zusätzliche Stromerzeugung im Winter, nachfrageseitige Flexibilität in der Industrie, Bioenergie und saisonale Wärmespeicherung ausgleichen. Bioenergie kann zur Stromversorgung im Winter beitragen. Ihr Einsatz muss jedoch gegen den Bedarf in der Industrie sowie bei der Herstellung von Brenn- und Treibstoffen abgewogen werden. Diese Schlussfolgerung setzt voraus, dass der grenzüberschreitende Stromhandel weiterhin gewährleistet ist und alternative Flexibilitätsoptionen rechtzeitig zur Verfügung stehen. Gezielte Wasserstoffanwendungen, etwa für strategische Reserven oder in der Industrie, sind damit nicht ausgeschlossen. In diesen Bereichen können Wasserstofftechnologien durchaus Vorteile bieten.

6. **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können wesentlich zur nachfrageseitigen Flexibilität beitragen und damit dem gesamten Energiesystem zugutekommen.**

Durch den flexiblen Betrieb von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lassen sich mehr als 7,6 GW Last steuern und 5,7 TWh Stromverbrauch zeitlich verschieben. Das ist vergleichbar mit dem Stromverbrauch der Schweiz während ∼29 Tagen oder mit 8 GW Gaskraftwerksleistung. Diese nachfrageseitige Flexibilität kann die Netto-Stromimporte um ∼22 Prozent und die Gesamtsystemkosten um ∼4 Prozent senken sowie die auf Systemebene benötigte Batteriespeicherkapazität um 75 bis 95 Prozent reduzieren.

7. **Um den Umfang der erforderlichen Netzverstärkungen zu reduzieren, muss bei der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden, wie flexibel die Endverbraucherinnen und Endverbraucher Strom beziehen und ins Netz einspeisen können.**

Auf Verteilnetzebene ist eine Netzplanung entscheidend, die sowohl die nachfrage- als auch die erzeugungsseitige Flexibilität nutzen kann. Durch die Abregelung von weniger als 3 Prozent der jährlichen Photovoltaikproduktion lassen sich die Investitionen in Netzverstärkungen um rund 40 bis 60 Prozent senken. Besonders vorteilhaft ist die Steuerung der Photovoltaikeinspeisung in ländlichen und eher ländlich geprägten Verteilnetzen. Dort dürfte die installierte Photovoltaikleistung bis zum Vierfachen der maximalen Stromnachfrage betragen. Die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lässt sich in allen Regionen an die Photovoltaikeinspeisung anpassen. Der Nutzen dieser Nachfragesteuerung ist jedoch in städtischen Verteilnetzen vergleichsweise grösser, wo Photovoltaikleistung und Stromnachfrage in einem ausgewogeneren Verhältnis stehen (nahezu 1:1).

8. **Dynamische Tarife sind wichtig, um Anreize für ein optimales Gleichgewicht zwischen netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb und Investitionen zu schaffen.**

Inwieweit sich das technische Potenzial der bestehenden Flexibilitätsoptionen nutzen lässt, hängt von der Ausgestaltung des Marktes, den Investitionsanreizen und der Akzeptanz bei den Nutzerinnen und Nutzern ab. Dynamische Strompreise können Konsumentinnen und Konsumenten dazu anregen, Strom dann zu nutzen, wenn er günstig ist und das Netz über freie Kapazitäten verfügt. Möglich wird dies durch ein Preissignal, das sowohl den Preis der Stromerzeugung als auch jenen der Netzdienstleistungen widerspiegelt. Wenn Konsumentinnen und Konsumenten bei hohen Preisen ihren Stromverbrauch senken und bei niedrigen Preisen erhöhen, tragen sie zur Flexibilität und zum Ausgleich im Stromnetz bei. Um eine möglichst hohe Wirksamkeit zu erzielen, sollten sich die Strompreise an den Preisschwankungen am Grosshandelsmarkt orientieren. Die Netznutzungsentgelte sollten hingegen der zeitlich schwankenden Wahrscheinlichkeit einer Netzüberlastung Rechnung tragen. Da sich diese Dynamiken sowohl in die gleiche als auch in entgegengesetzte Richtungen entwickeln können, liefert die Gesamtwirkung den Konsumentinnen und Konsumenten ein Signal. Damit Preissignale auf breiter Basis Wirkung zeigen, müssen Konsumentinnen und Konsumenten vor unvorhersehbaren Stromkosten geschützt und die Hürden für ihre Teilnahme gesenkt werden.

9. **Gut ausgestaltete Fördermodelle für erneuerbare Energien sollten stabile Einnahmen gewährleisten und Investitionsrisiken verringern, ohne dabei die Anreizwirkung zu beeinträchtigen.**

Investitionen in erneuerbare Energien müssen mit geringeren Risiken verbunden sein. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist kapitalintensiv. Deshalb hängen die Kosten des erzeugten Stroms massgeblich von den Finanzierungsbedingungen ab. Die von den Investoren verlangten Risikoprämien tragen letztlich die Konsumentinnen und Konsumenten. Fördermodelle sind daher sinnvoll. Die heutigen Modelle richten die Vergütung jedoch nach der tatsächlich erzeugten Strommenge aus. Dies verringert zwar das Preisrisiko, setzt die Investoren aber weiterhin Mengenrisiken aus, die durch negative Strompreise und wetterbedingte Schwankungen entstehen. Zudem kann dies zu Fehlanreizen auf kurzfristigen Strommärkten führen. Fördermodelle sollten stattdessen so ausgestaltet sein, dass sie stabile Einnahmen ermöglichen und gleichzeitig klare Anreize schaffen, Strom dann zu erzeugen, wenn er am dringendsten benötigt wird. Ein Ansatz, der dieses Ziel verfolgt, sind finanzielle Differenzverträge, bei denen die Zahlungen an einen festgelegten Referenzwert und nicht an die tatsächlich erzeugte Strommenge gekoppelt werden.

10. **Das Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lässt sich nur dann in grossem Massstab ausschöpfen, wenn die Eigentümerinnen und Eigentümer einer automatisierten Steuerung zustimmen, sofern ihr Komfort gewahrt bleibt und sie angemessen entschädigt werden.**

Vor allem aber können Flexibilitätspotenziale nur ausgeschöpft werden, wenn die entsprechenden Lösungen auf Akzeptanz stossen. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können nur dann zur Flexibilität beitragen, wenn ihre Eigentümerinnen und Eigentümer keine Komforteinbussen wahrnehmen. Rund

70 Prozent der Konsumentinnen und Konsumenten sind nur dann zur Teilnahme bereit, wenn sie keine Beeinträchtigung ihres Komforts hinnehmen müssen. Auch die Ausgestaltung der Flexibilitätsverträge ist für die Teilnahme entscheidend. Werden Personen automatisch für ein Programm angemeldet und können sie sich wieder abmelden, liegt die Teilnahmequote bei rund 90 Prozent. Müssen sie sich hingegen selbst anmelden, nehmen nur 20 bis 50 Prozent teil. Die Teilnahmebereitschaft steigt, wenn die Angebote einfach, transparent und vertrauenswürdig sind, die Einwilligung eindeutig geregelt ist, sich die automatische Steuerung bei Bedarf problemlos übersteuern lässt und die Stromkosten vorhersehbar bleiben. Klare Regeln für den Zugriff mehrerer Beteiligter auf dasselbe Gerät verringern zudem die Komplexität für die Konsumentinnen und Konsumenten.

Der vollständige Bericht erläutert die Forschungsergebnisse, die den zehn Thesen zugrunde liegen, ausführlicher und schliesst mit gezielten Empfehlungen an den Bund, die Markt- und Regulierungsbehörde, die Kantone und Gemeinden, den Übertragungsnetzbetreiber, die Verteilnetzbetreiber, Aggregatoren und Stromlieferanten, Technologieanbieter, Konsumentinnen und Konsumenten sowie Prosumer (Personen und Unternehmen, die Energie sowohl erzeugen als auch verbrauchen). Das koordinierte Handeln all dieser Akteure ist notwendig, damit die Schweiz ihre Emissionsziele erreichen kann.

1 Einleitung

Die Schweiz hat sich offiziell verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 auf Netto-Null zu senken [86]. Derzeit entfallen die grössten Anteile der Schweizer Treibhausgasemissionen auf den Verkehrssektor (rund 34 Prozent) und auf den Gebäudesektor (rund 22 Prozent). Beide sind stark von importierten fossilen Energieträgern abhängig [24]. Ein zentraler Ansatz zur Verringerung der Treibhausgasemissionen ist die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, des Verkehrs und der Industrie. Bei dieser sogenannten «**Sektorenkopplung**» wird der Stromsektor mit anderen Sektoren verknüpft [71]. Dadurch kann die Primärenergieversorgung von fossilen Energieträgern auf erneuerbaren Strom umgestellt werden. So können beispielsweise Wärmepumpen (WP) zur Wärmeversorgung und Elektrofahrzeuge (EV) im Verkehrssektor eingesetzt werden. Während in diesen Bereichen eine direkte Elektrifizierung möglich ist, müssen schwer zu dekarbonisierende Sektoren wie die Schwerindustrie und der Luftverkehr auf indirekte Formen der Elektrifizierung zurückgreifen. Für ihre Dekarbonisierung werden diese Sektoren synthetische E-Fuels benötigen [8]. Der grossflächige Einsatz synthetischer Brenn- und Treibstoffe ist vor allem deshalb anspruchsvoll, weil bei ihrer Herstellung aus Strom mittels sogenannter Power-to-X-Verfahren erhebliche Umwandlungsverluste entstehen. Um diese Verluste auszugleichen, muss ausreichend kostengünstiger und klimafreundlicher Strom zur Verfügung stehen.

Die Schweiz profitiert seit Langem von einem inländischen Strommix, der bereits einen geringen CO_2-Ausstoss aufweist. Mit «inländisch» ist dabei die Stromerzeugung innerhalb der Schweiz gemeint. Der Schweizer Strommix wird derzeit von der Wasserkraft (rund 60 Prozent) und der Kernenergie (rund 28 Prozent) dominiert [89]. Diese bislang stabile Struktur der Stromerzeugung dürfte sich jedoch grundlegend verändern, da die bestehenden Kernkraftwerke voraussichtlich schrittweise stillgelegt werden und das geltende Recht den Bau neuer Kernkraftwerke verbietet [87]. Um die wegfallenden Erzeugungskapazitäten zu ersetzen und den steigenden Strombedarf infolge der Sektorenkopplung zu decken, sieht das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien einen massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor. Im Vordergrund steht dabei die Photovoltaik (PV) [85]. Diese Veränderungen in der Stromerzeugung führen zu stärkeren Schwankungen der erzeugten Strommenge und erfordern mehr **Flexibilität**, um das Energiesystem im Gleichgewicht zu halten.

Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit des Energiesystems, Schwankungen von Stromangebot und -nachfrage sowohl kurz- als auch langfristig auszugleichen, indem die Energiebereitstellung, die Energieumwandlung, der Energieverbrauch, die Energiespeicherung oder der Energiehandel mit Nachbarländern angepasst werden [71]. Kurzfristig lässt sich das Energiesystem durch den Einsatz von Energiespeichern wie Batterien und Massnahmen des nachfrageseitigen Lastmanagements, etwa den flexiblen Betrieb von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, an die stündlichen und täglichen Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anpassen. Auch Stromerzeugungsanlagen wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen können durch die Bereitstellung von Ausgleichsleistungen einen wichtigen Beitrag zur kurzfristigen Flexibilität leisten. Langfristig müssen

weitere Flexibilitätsoptionen geschaffen werden. In der Schweiz nimmt das saisonale Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage zu: Während der Heizenergiebedarf im Winter am höchsten ist, erreicht die Photovoltaikproduktion ihren Tiefpunkt. Bisher wurde dieses Ungleichgewicht durch Netto-Stromimporte ausgeglichen [57]. Die neuere Schweizer Energiegesetzgebung setzt jedoch verstärkt auf die inländische Stromerzeugung und gibt vor, dass die Netto-Stromimporte im Winter 5 TWh nicht überschreiten sollen [85]. Entsprechend werden die politischen Bestrebungen verstärkt, Anreize für eine höhere inländische Stromerzeugung, einen geringeren Stromverbrauch im Winter und den Ausbau saisonaler Ausgleichsmöglichkeiten zu schaffen.

Die Schweizer Speicherseen ermöglichen bereits heute eine saisonale Verlagerung der Stromerzeugung, deren Umfang von den hydrologischen Bedingungen abhängt. Die bestehenden inländischen Flexibilitätsoptionen allein reichen jedoch möglicherweise nicht aus, um den wachsenden Flexibilitätsbedarf des Schweizer Energiesystems bei zunehmender Sektorenkopplung zu decken. Mit anderen Worten: Die Nachfrage nach alternativen Flexibilitätsoptionen steigt, und der Markt dafür wächst. Für eine erfolgreiche Energiewende ist es deshalb entscheidend, neue Flexibilitätsoptionen für alle Zeithorizonte zu identifizieren und in das Energiesystem zu integrieren. Die Flexibilitätsoptionen reichen von langfristigen Lösungen wie der saisonalen Speicherung von Wärme und von alternativen Brenn- und Treibstoffen bis hin zu kurzfristigeren Massnahmen wie dem nachfrageseitigen Lastmanagement. Ihr technisches Potenzial ist beträchtlich und ihr Marktwert hoch. Damit Konsumentinnen und Konsumenten, Prosumer und Stromerzeuger ihre Flexibilitätspotenziale ausschöpfen können, müssen geeignete regulatorische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen geschaffen sowie ein koordinierter Markt und entsprechende vertragliche Regelungen etabliert werden.

Die Schaffung dieser Rahmenbedingungen ist eine interdisziplinäre Herausforderung. Sie erfordert politische Gestaltung auf nationaler und internationaler Ebene, langfristige Kapitalinvestitionen, innovative Geschäftsmodelle sowie eine Weiterentwicklung der gesellschaftlichen Akzeptanz und des gesellschaftlichen Verständnisses. Technische Lösungen wie der flexible Betrieb von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen lassen sich beispielsweise nur dann erfolgreich umsetzen, wenn innovative Geschäftsmodelle, politische Massnahmen auf nationaler Ebene und wirtschaftliche Anreize die Konsumentinnen und Konsumenten zur Teilnahme motivieren. Damit diese Rahmenbedingungen ihre Wirkung entfalten können, braucht es zudem gesellschaftliche Akzeptanz und die aktive Mitwirkung der Eigentümerinnen und Eigentümer der betreffenden Technologien. Nur mit ihrer Unterstützung lassen sich dezentrale Anlagen in den täglichen Betrieb des Schweizer Energiesystems einbinden.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat Sektorenkopplung und Flexibilität in der Ausschreibung zum Förderprogramm SWEET (SWiss Energy research for the Energy Transition) als zentrale Elemente eines Schweizer Netto-Null-Energiesystems identifiziert. Das PATHFNDR-Konsortium setzte sich zum Ziel, die Bedeutung der Sektorenkopplung und der Flexibilität für die Schweizer Energiewende zu untersuchen und zugleich die interdisziplinären Rahmenbedingungen zu erarbeiten, die für eine schweizweite Umsetzung erforderlich sind. Angesichts der umfassenden systemischen Herausforderungen der Schweizer Energiewende untersuchten die zehn Arbeitspakete des Projekts die Rolle von Sektorenkopplung und Flexibilität aus unterschiedlichen Perspektiven: vom europäischen und nationalen Energiesystem über die kantonale Ebene bis hin zu einzelnen Technologien. Das Projekt ging über die technische Modellierung hinaus und untersuchte auch die Geschäftsmodelle, politischen Massnahmen und gesellschaftlichen Prozesse, die erforderlich sind, um die Schweiz ihren Emissionszielen näherzubringen. Dazu wurden Energiesystemmodellierung, Ingenieurwissenschaften, Wirtschaftswissenschaften und Sozialwissenschaften miteinander verknüpft.

In diesem Bericht fassen wir die wichtigsten Erkenntnisse des Projekts in zehn Thesen zusammen, die drei Themenbereichen zugeordnet sind: **Sektorenkopplung**, **Flexibilität** und **Flexibilität erschliessen**. In den Kapiteln 2, 3 und 4 stellen wir die Thesen zu den jeweiligen Themenbereichen vor. Den Abschluss bilden gezielte Empfehlungen an die verschiedenen Stakeholder in Kapitel 5.

2 Sektorenkopplung

Wie in Kapitel 1 erläutert, bezeichnet Sektorenkopplung die Verknüpfung verschiedener Energiesektoren wie Strom, Wärme, Verkehr und Industrie. Ziel ist es, die Energieversorgung von fossilen Energieträgern auf CO_2-armen Strom umzustellen. Sektorenkopplung bedeutet somit weit mehr als die technische Verbindung verschiedener Energiesektoren. Sie verändert grundlegend, wie Energie genutzt wird. Durch die Verknüpfung der verschiedenen Energiesektoren kann die Schweiz Prozesse, die auf der Verbrennung fossiler Energieträger beruhen, durch hocheffiziente elektrische Alternativen ersetzen. Wie die folgenden Thesen zeigen, ist dieser Wandel nicht nur notwendig, um unsere Klimaziele zu erreichen. Er bietet der Schweiz zugleich die strategische Chance, ihre Energieunabhängigkeit zu stärken und ihre Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aus dem Ausland drastisch zu verringern.

These 1: Die direkte Elektrifizierung der Heizsysteme in Wohngebäuden und des Strassenverkehrs ist der zentrale Hebel für die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems.[1]

Die direkte Elektrifizierung mit CO_2-armem Strom ist die kostengünstigste Möglichkeit, die Wärmeversorgung von Wohngebäuden, die industrielle Niedertemperaturwärmeversorgung und erhebliche Teile des Strassenverkehrs zu dekarbonisieren (der internationale Luftverkehr ist nicht berücksichtigt). In sämtlichen Szenarien für das Schweizer Energiesystem im Jahr 2050 setzen die PATHFNDR-Modelle konsequent auf die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs, da diese mit Abstand die effizienteste Möglichkeit zur Verringerung der CO_2-Emissionen darstellt. Dank der hohen Effizienz elektrifizierter Technologien sinkt der gesamte Energieverbrauch um rund 40 Prozent, während die Stromnachfrage in der Schweiz lediglich um 10 bis 20 Prozent steigt [78]. Dies stärkt wiederum die nationale Energieunabhängigkeit. Darüber hinaus bringt die Elektrifizierung erhebliche gesundheitliche Zusatznutzen mit sich: Durch den Wegfall von Verbrennungsprozessen im Schweizer Energiesystem sinkt die Feinstaubbelastung. Dadurch entstehen Synergien zwischen der Dekarbonisierung und der Luftreinhaltepolitik.

Zentrale Erkenntnisse:

- **Der Schweizer Strassenverkehr ist für 38 Prozent des gesamten Energieverbrauchs verantwortlich und damit der Sektor mit dem höchsten Energieverbrauch in der Schweiz**[*]. Heute werden im Strassenverkehr zu über 90 Prozent fossile Treibstoffe eingesetzt [91]. Entsprechend entfallen rund 34 Prozent der Schweizer CO_2-Emissionen (ohne internationalen

[1] Diese These umfasst sowohl Hintergrundinformationen aus der Fachliteratur als auch Forschungsergebnisse des PATHFNDR-Konsortiums. Aussagen, die auf Hintergrundinformationen beruhen, sind mit einem Sternchen (*) gekennzeichnet.

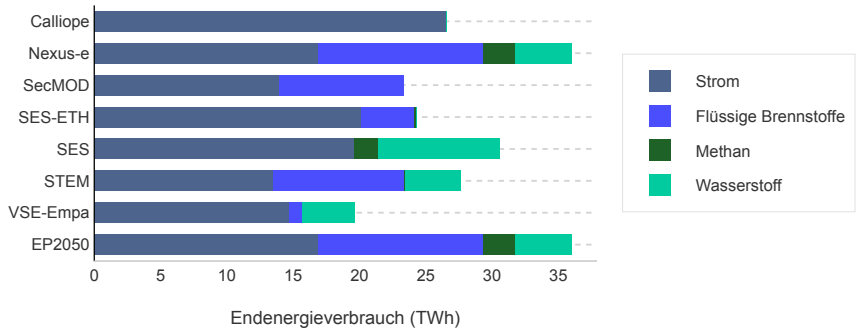
[*] Diese Aussage beruht auf Hintergrundinformationen.

Luftverkehr) auf den Verkehrssektor; rund 96 Prozent dieser Verkehrsemissionen stammen aus dem Strassenverkehr [24]. Der Umstieg von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor auf Elektrofahrzeuge, den Schienenverkehr oder nicht motorisierte Verkehrsmittel ist daher ein wirksamer Hebel, um die Emissionen des Schweizer Energiesystems zu senken.

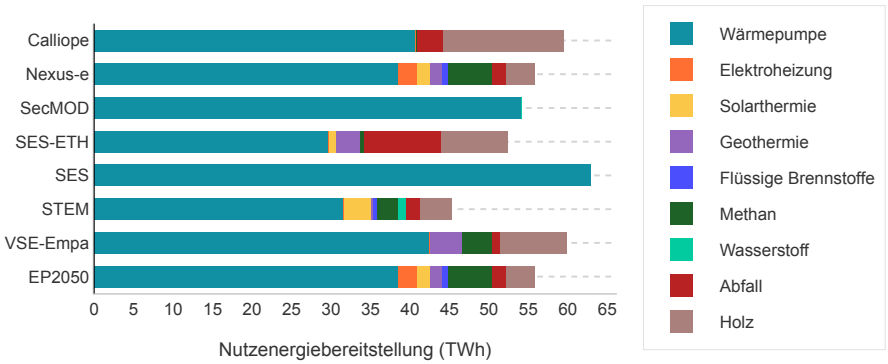
- **Die Wärmeversorgung ist eine weitere bedeutende Quelle von CO_2-Emissionen in der Schweiz*.** Mehr als 50 Prozent der Wohngebäude werden hauptsächlich mit Heizöl oder Gas beheizt. Auch bei 40 Prozent der Warmwasserbereitung sind diese Energieträger die wichtigste Energiequelle [90]. Auf den Gebäudesektor entfallen derzeit 22 Prozent der Schweizer Emissionen. Auch die industrielle Wärmeversorgung spielt in der Schweiz eine wichtige Rolle. Der jährliche Wärmebedarf der Industrie beträgt über verschiedene Temperaturbereiche hinweg 20 TWh [54]. Auf die industrielle Wärmeversorgung entfallen 23 Prozent der Schweizer Emissionen. Der industrielle Wärmebedarf bei Temperaturen unter 150 °C lässt sich durch den Einsatz von Wärmepumpen direkt elektrifizieren. Für höhere Temperaturen sind hingegen alternative Lösungen erforderlich, beispielsweise thermische Kraftwerke, die mit Wasserstoff, synthetischen Brennstoffen oder Biomasse betrieben werden, oder erdgasbetriebene Anlagen mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung. Jede dieser Alternativen bringt Herausforderungen mit sich, etwa den hohen Strombedarf für die inländische Herstellung synthetischer Brennstoffe oder von Wasserstoff oder die Konkurrenz um begrenzte Ressourcen [31, 49].

- **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sind die kostengünstigsten Möglichkeiten, die Emissionen im Verkehrs- und Wärmesektor zu senken.** In den im Rahmen von PATHFNDR untersuchten Kostenoptimierungsstudien werden die Wärmeversorgung von Wohngebäuden und der private Strassenverkehr in den kostenoptimalen Konfigurationen des Schweizer Energiesystems für 2050 durchgehend elektrifiziert [72, 77, 78]. Die Modellergebnisse zeigen beispielsweise einen Elektrifizierungsanteil von 81 bis 86 Prozent im Personenverkehr und von nahezu 100 Prozent bei der Wärmeversorgung von Wohngebäuden und der Bereitstellung industrieller Niedertemperaturwärme [78]. Diese Werte sind als optimale Elektrifizierungsanteile zu verstehen, die anhand umfassender Energiesystemmodelle ermittelt wurden. Es handelt sich nicht um Prognosen zur tatsächlichen Verbreitung der Technologien, die auf individuellen Entscheidungen der Konsumentinnen und Konsumenten oder branchenspezifischen Entwicklungen beruhen. Dennoch stimmen die Ergebnisse mit den Erkenntnissen des CROSS-Modellvergleichs von 2022 überein. Dort liegen die Elektrifizierungsanteile innerhalb der Interquartilsbereiche von 60 bis 75 Prozent bei Personenwagen und 55 bis 95 Prozent bei der Raumheizung und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden [53] (Abbildung 2.1). Darüber hinaus zeigen unsere Ergebnisse, dass sich Strom aus erneuerbaren Energien mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen über alle Energiesektoren hinweg am effizientesten nutzen lässt. Pro eingesetzter Energieeinheit lassen sich damit grössere Emissionsreduktionen erzielen als durch die Elektrifizierung schwer dekarbonisierbarer Bereiche wie der Hochtemperaturwärmeversorgung und der chemischen Industrie [55]. Da sich mit diesen Technologien pro zusätzlich eingesetzter Kilowattstunde die grösste Emissionsreduktion erzielen lässt, ist ihre rasche Verbreitung der entscheidende Schritt für die Schweizer Energiewende. In Szenarien, die auf die Elektrifizierung des Energieverbrauchs setzen, sinken die Treibhausgasemissionen des Energiesystems über den gesamten Lebenszyklus bis 2050 gegenüber heute um 82 bis 92 Prozent. Allein Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen tragen etwa ein Drittel bis drei Viertel zu dieser Reduktion bei [57, 61]. Dabei ist wichtig, dass der Grossteil der verbleibenden

Emissionen entlang der Lieferketten von Elektrofahrzeugen entsteht und sich durch politische Massnahmen in der Schweiz daher kaum beeinflussen lässt [61].



(a) Ergebnisse des CROSS-Modellvergleichs zum Endenergieverbrauch im privaten Personenverkehr auf der Strasse (TWh) im Jahr 2050 [53]. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.



(b) Ergebnisse des CROSS-Modellvergleichs zur Bereitstellung von Nutzenergie für die Raumheizung (TWh) im Jahr 2050 [53]. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.

Abbildung 2.1: Ergebnisse des CROSS-Modellvergleichs zur Energieversorgung des privaten Personenverkehrs auf der Strasse und zur Raumheizung im Jahr 2050 im CROSS-Szenario «Abroad-Together» [53].

- **Damit die Schweiz auf Kurs bleibt, ihre Klimaziele für 2050 zu erreichen, müssen bereits heute neu eingesetzte Heizsysteme und Verkehrsmittel klimaneutral sein. So lässt sich ein Lock-in-Effekt, also eine langfristige Bindung an CO_2-intensive Technologien, vermeiden*.** Da Fahrzeuge und Heizsysteme eine lange Lebensdauer haben, verursachen heute verkaufte Fahrzeuge und Heizsysteme noch über Jahrzehnte hinweg CO_2-Emissionen. Das Durchschnittsalter der Personenwagen in der Schweiz liegt bei über zehn Jahren [20]. Ein neu gekauftes Fahrzeug bleibt somit mehr als ein Jahrzehnt im Schweizer Fahrzeugbestand. Auch Heizsysteme in Wohngebäuden werden nur alle 15 bis 20 Jahre ersetzt [39]. Um die Klimaziele bis 2050 zu erreichen, müssen deshalb bereits die heute neu installierten Heizsysteme und die neu eingesetzten Verkehrsmittel klimaneutral sein.
- **Die Elektrifizierung bringt in der Schweiz auch erhebliche gesundheitliche Vorteile mit sich, da im Strassenverkehr und in Gebäuden keine Brennstoffe mehr verbrannt werden. Dadurch entstehen Synergien zwischen der Luftreinhaltung und der Dekarbonisierung.** Heute verursachen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und brennstoffbetriebene Heizkessel zusammen 64 Prozent der externen Umweltkosten in der Schweiz. Den grössten Anteil daran

hat der Feinstaubausstoss in Gebieten, in denen die Bevölkerung einer hohen Belastung ausgesetzt ist [61]. Je stärker ein Szenario auf Elektrifizierung setzt, desto grösser ist der Nutzen: Werden die Wärmeversorgung von Wohngebäuden und der Strassenverkehr vollständig elektrifiziert, sinken die monetarisierten inländischen externen Kosten gegenüber heute um bis zu 61 Prozent [61]. Der grösste Teil dieses Nutzens ist auf Wärmepumpen zurückzuführen, da sie Verbrennungsprozesse in Gebäuden vollständig ersetzen. Elektrofahrzeuge verursachen hingegen weiterhin Feinstaub durch Reifen-, Bremsen- und Strassenabrieb. Biomasse birgt in diesem Zusammenhang einen Widerspruch: Einerseits ist sie eine attraktive einheimische Energiequelle, die fossile Brennstoffe in Heizkesseln direkt ersetzen kann. Andererseits verursacht ihre Verbrennung in Heizkesseln von Wohngebäuden weiterhin hohe Feinstaubemissionen und damit verbundene gesundheitliche Beeinträchtigungen.

These 2: Die Dekarbonisierung wird die Eigenversorgung der Schweiz mit Energie stärken – und umgekehrt.[1]

Die Schweiz deckt derzeit rund 70 bis 75 Prozent ihres Endenergieverbrauchs durch Importe. Dies ist hauptsächlich auf den Einsatz von Erdöl und Erdgas im Verkehr, bei der Wärmeversorgung und beim Kochen zurückzuführen. Mit der zunehmenden Elektrifizierung des Energieverbrauchs in diesen Bereichen wird der Bedarf an importierten fossilen Energieträgern auf ein Minimum sinken oder sogar vollständig entfallen. Dasselbe gilt für die damit verbundenen Treibhausgasemissionen. Darüber hinaus werden mit dem Ausstieg aus der Kernenergie auch die Uranimporte entfallen. Insgesamt dürfte der Anteil der Energieimporte am Schweizer Endenergieverbrauch auf einen Wert zwischen 0 und 35 Prozent sinken. Wo er innerhalb dieser Bandbreite liegt, hängt davon ab, in welchem Umfang einheimische Bioenergie im Energiesektor genutzt wird. Mit fortschreitender Dekarbonisierung wird die Schweiz ihre inländische Energieproduktion somit erheblich steigern und diversifizieren.

Zentrale Erkenntnisse:

- **Die Schweiz deckt derzeit 70 bis 75 Prozent ihres Endenergieverbrauchs durch Importe. Der Grossteil ihrer heutigen Treibhausgasemissionen steht in direktem Zusammenhang mit diesen Importen**[*]. Die Importe sind hauptsächlich auf den Verkehrs- und Wärmesektor zurückzuführen, insbesondere auf Treibstoffe für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor sowie auf Brennstoffe für Öl- und Gasheizungen und gasbetriebene Kochherde [88]. Ein kleiner Teil der gesamten Energieimporte entfällt zudem auf Uran für die Stromerzeugung in Kernkraftwerken [88].

- **Durch die Energiewende wird sich die Energieabhängigkeit der Schweiz mindestens halbieren.** Jedes Elektrofahrzeug, das ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor ersetzt, und jede Wärmepumpe, die an die Stelle einer fossil betriebenen Heizung tritt, vermeiden gleichzeitig Emissionen und Energieimporte. Denn anstelle fossiler Energieträger kommt künftig Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz. Dank der hohen Energieeffizienz dieser Technologien

[1] Diese These umfasst sowohl Hintergrundinformationen als auch Forschungsergebnisse des PATHFNDR-Konsortiums. Aussagen, die auf Hintergrundinformationen beruhen, sind mit einem Sternchen ([*]) gekennzeichnet.

[*] Diese Aussage beruht auf Hintergrundinformationen.

und der inländischen Stromerzeugung kann die Schweiz einen Grossteil dieses Energiebedarfs selbst decken. Darüber hinaus werden mit dem Ausstieg aus der Kernenergie auf der Stromerzeugungsseite auch die Uranimporte entfallen [88]. Insgesamt wird der Anteil der Energieimporte auf unter 35 Prozent sinken [57, 72, 77]. Für die Schweiz gehen Energieunabhängigkeit und Dekarbonisierung somit Hand in Hand.

- **Wie hoch der Anteil der Energieimporte in einem Schweizer Netto-Null-Energiesystem ausfällt, hängt vor allem von der Nutzung einheimischer Bioenergie ab.** Zwar dürfte der Anteil der Energieimporte im Zuge der Energiewende auf unter 35 Prozent sinken. Wo genau er innerhalb der Bandbreite von 0 bis 35 Prozent liegen wird, hängt jedoch von den Entscheidungen der Energieversorgungsunternehmen ab, insbesondere davon, in welchem Umfang sie Schweizer Bioenergie nutzen [1, 4, 28, 57, 73, 77, 97]. Während sich Bereiche wie der Strassenverkehr und die Wärmeversorgung von Wohngebäuden direkt elektrifizieren lassen, werden in schwer dekarbonisierbaren Sektoren wie der Schwerindustrie voraussichtlich CO_2-arme Brennstoffe benötigt, um Hochtemperaturwärme zu erzeugen. Je nachdem, ob diese Brennstoffe im Inland mithilfe von Strom oder Biomasse hergestellt oder aus dem Ausland importiert werden, kann ein gewisser Bedarf an Energieimporten bestehen bleiben (siehe These 3 sowie [1, 4, 57, 97]). Einigen Szenarien zufolge könnte Strom im Inland alternativ auch aus Biobrennstoffen oder aus importiertem Erdgas in Verbindung mit einer Emissionskompensation, beispielsweise durch direkte CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft mit anschliessender Speicherung (DACCS), erzeugt werden [1, 4, 57, 77, 97].

- **Einige Transformationspfade und Technologien, die zunächst vielversprechend erscheinen, könnten sich als Sackgassen erweisen, weil sie keinen wirksamen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels leisten können.** Die Wirksamkeit verschiedener Transformationspfade und technologischer Optionen lässt sich anhand von drei Kriterien beurteilen: Umfang der Emissionsreduktion, Skalierbarkeit und zeitliche Umsetzbarkeit. Das Kriterium **Umfang der Emissionsreduktion** prüft, ob eine Option die Emissionen nahezu vollständig beseitigt. Der Einsatz von Erdgas im Schwerlastverkehr oder in der Schifffahrt erfüllt dieses Kriterium beispielsweise nicht und dürfte daher eine Sackgasse darstellen. Das Kriterium **Skalierbarkeit** prüft, ob sich eine Option in ausreichendem Umfang einsetzen lässt. Biobrennstoffe oder Biogas für die Wärmeversorgung erfüllen dieses Kriterium nicht, da die dafür benötigten Flächen in direkter Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Das Kriterium **zeitliche Umsetzbarkeit** prüft, ob eine Option rechtzeitig eingesetzt werden kann, um das Netto-Null-Ziel bis 2050 zu erreichen. Die Kernfusion dürfte dieses Kriterium aufgrund der zahlreichen noch zu durchlaufenden rechtlichen und regulatorischen Verfahren nicht erfüllen [64]. Da die verfügbaren Ressourcen, insbesondere die finanziellen Mittel, begrenzt sind, ist es wichtig, die verschiedenen Transformationspfade kritisch zu prüfen und sich auf diejenigen zu konzentrieren, die alle drei Kriterien erfüllen, statt knappe Ressourcen in aussichtslose Ansätze zu investieren [10, 75]. Weitere Transformationspfade, die als Sackgassen identifiziert wurden, werden in der Arbeit von Rosenbloom et al. [75] näher erläutert.

- **Die Einbindung lokal erzeugter erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und die Integration von Energiespeichern ermöglichen eine kostengünstige Dekarbonisierung und erhöhen die Versorgungssicherheit auch bei Störungen.** Eine kostengünstige Dekarbonisierung lässt sich durch Effizienzsteigerungen erreichen, indem

Gasheizungen durch elektrische Wärmepumpen ersetzt und überschüssige Energie aus lokalen erneuerbaren Quellen in kostengünstigen Wärmespeichern als Wärme gespeichert wird. In Wohngebäuden senken solche integrierten Energiesysteme die Emissionen um 64 Prozent und erhöhen gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Energieversorgung bei zu erwartenden Stromausfällen um 80 Prozent [83]. Werden sie so ausgelegt, dass sie einem 24-stündigen Stromausfall standhalten, lassen sich gegenüber dem Einsatz einzelner Batteriespeicher zur Notstromversorgung 20 bis 30 Prozent der jährlichen Kosten einsparen [82].

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten neben den optimalen auch nahezu optimale Konfigurationen des Energiesystems untersuchen. Die meisten Arbeiten im Rahmen von PATHFNDR – wie auch die meisten Energiesystemszenarien in Forschungsprojekten generell – beruhen auf Kostenoptimierungen und liefern jeweils eine einzige kostenoptimale Konfiguration. Forschungsarbeiten haben jedoch gezeigt, dass sich nahezu optimale Lösungen trotz geringer Kostenunterschiede in verschiedener Hinsicht erheblich voneinander unterscheiden können, unter anderem bei den Systemkosten und der Energieabhängigkeit [27, 50].
- Künftige Forschungsarbeiten sollten auch andere Formen der Abhängigkeit im Energiebereich untersuchen. Dazu gehören die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen (CRM), von Lieferketten für bestimmte Technologien (z. B. Solarmodule) sowie Fragen im Zusammenhang mit geistigem Eigentum.
- Künftige Forschungsarbeiten sollten verhaltensökonomische Aspekte stärker berücksichtigen, etwa individuelle Entscheidungen der Konsumentinnen und Konsumenten oder branchenspezifische Entwicklungen beim Übergang zu neuen Technologien, um die tatsächliche Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen zu untersuchen. Solche Erkenntnisse zur Verbreitung dieser Technologien wären eine wertvolle Ergänzung zu Studien zur Optimierung von Energiesystemen.

These 3: Der Bedarf der Schweiz an CO_2-armem Wasserstoff sowie an synthetischen Brenn- und Treibstoffen ist gering, konzentriert sich auf die Industrie und den Luftverkehr und lässt sich am kostengünstigsten durch Importe decken.

Der Grossteil des Schweizer Energiebedarfs, der heute durch fossile Energieträger gedeckt wird, lässt sich direkt elektrifizieren (These 1). Zudem dürfte die saisonale chemische Energiespeicherung für das Schweizer Energiesystem angesichts der verfügbaren alternativen Möglichkeiten zum saisonalen Ausgleich nicht kosteneffizient sein (These 5). Entsprechend ist der Bedarf der Schweiz an Wasserstoff und anderen CO_2-armen synthetischen Brenn- und Treibstoffen gering. Der verbleibende Energiebedarf, der nicht durch Strom gedeckt werden kann, konzentriert sich weitgehend auf schwer dekarbonisierbare Bereiche. Dazu zählen insbesondere industrielle Anwendungen, die Hochtemperaturwärme oder fossile Ausgangsstoffe benötigen, sowie der Luftverkehr, der auf flüssige Treibstoffe angewiesen ist. Für die Dekarbonisierung dieser Bereiche kommen verschiedene Möglichkeiten

infrage: strombasierte Brenn- und Treibstoffe, Brenn- und Treibstoffe aus Bioenergie sowie die Kompensation von Emissionen. Für den Aufbau einer inländischen Produktion synthetischer Brenn- und Treibstoffe oder von Biobrenn- und Biotreibstoffen bräuchte die Schweiz folgende Voraussetzungen: ein grosses Angebot an kostengünstigem Strom, das sich bei Bedarf weiter ausbauen lässt, zusätzliche Flächen für die Produktion von Biomasse zur Brenn- und Treibstoffherstellung oder ausreichend Platz für grosse Anlagen zur Herstellung synthetischer Brenn- und Treibstoffe. Da die Schweiz nur über wenige dieser Ressourcen verfügt, dürfte die inländische Herstellung synthetischer Brenn- und Treibstoffe weder wettbewerbsfähig sein noch sich in ausreichendem Umfang ausbauen lassen. Der Bedarf an synthetischen Brenn- und Treibstoffen lässt sich deshalb am besten durch Importe, die Einbindung in die Infrastruktur der Europäischen Union und internationale Vereinbarungen zur Emissionskompensation decken, wobei Biobrenn- und Biotreibstoffe eine konkurrierende Alternative darstellen.

Zentrale Erkenntnisse:

- **Die direkte Elektrifizierung ist die wichtigste Strategie zur Dekarbonisierung und verringert den Bedarf an alternativen Brenn- und Treibstoffen.** Mit Schlüsseltechnologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen lässt sich der Grossteil des Schweizer Energiebedarfs kostengünstig dekarbonisieren, ohne auf CO_2-arme Brenn- und Treibstoffe angewiesen zu sein [57, 72]. Weitere Einzelheiten finden sich in These 1.

- **Für das Schweizer Stromsystem ist keine saisonale chemische Energiespeicherung erforderlich.** Unter den modellierten Annahmen sind Power-to-Gas-to-Power-Technologien (Umwandlung von Strom in Gas und anschliessende Rückverstromung) auf der Ebene des gesamten Schweizer Energiesystems nicht kosteneffizient. Zur Ergänzung der Wasserkraft und des Stromhandels sind andere Technologien auf der Erzeugungsseite, darunter die Nutzung des Schweizer Bioenergiepotenzials, kostengünstiger als die saisonale chemische Energiespeicherung [1, 28, 57, 73, 77, 97]. Im Wärmesektor bieten saisonale Wärmespeicher (STES) eine zusätzliche Möglichkeit zum jahreszeitlichen Ausgleich. Sie ermöglichen es, Wärme aus erneuerbaren Energien saisonal zu speichern und dadurch die Stromimporte im Winter um 3,6 TWh zu senken [102].

- **Der verbleibende Bedarf an synthetischen Brenn- und Treibstoffen konzentriert sich auf bestimmte Industriezweige und den Luftverkehr.** Der Bedarf an Hochtemperaturwärme und fossilen Ausgangsstoffen für industrielle Anwendungen lässt sich mit den heute verfügbaren CO_2-armen Technologien nicht direkt decken. In diesen Bereichen konkurrieren importierte synthetische Brenn- und Treibstoffe mit Alternativen auf Basis von Bioenergie. Das inländische Produktionspotenzial der Schweiz könnte ausreichen, um einen grossen Teil des entsprechenden Bedarfs zu decken [4, 57, 97]. Auch für die Dekarbonisierung des Luftverkehrs stehen nur wenige Möglichkeiten zur Verfügung. Neben der Emissionskompensation durch CO_2-Entnahme (CDR) sind synthetische Treibstoffe in Form nachhaltiger Luftfahrttreibstoffe (SAF) die einzige Dekarbonisierungslösung, die sich in grossem Massstab umsetzen lässt. Die Herstellung nachhaltiger Luftfahrttreibstoffe auf Basis von Biomasse ist zwar technisch möglich. Das Produktionspotenzial in der Schweiz reicht jedoch nicht aus, um den Bedarf des internationalen Luftverkehrs zu decken. Dies gilt insbesondere dann, wenn die verfügbaren Biomasseressourcen zwischen industriellen Anwendungen und dem Luftverkehr aufgeteilt werden. Wie hoch der

Importbedarf an synthetischen Brenn- und Treibstoffen ausfällt, hängt von der Verfügbarkeit biogener Brenn- und Treibstoffe für die Industrie und vom SAF-Bedarf ab [9, 15].

- **Der Import von Wasserstoff und anderen synthetischen Brenn- und Treibstoffen ist wirtschaftlicher als deren Herstellung im Inland.** Da die Stromkosten den grössten Einfluss auf die Herstellungskosten von CO_2-armem Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Treibstoffen haben, können Länder mit reichlich verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen (z. B. Chile, Spanien, die Niederlande oder Island) diese zu einem Bruchteil der in der Schweiz anfallenden Kosten herstellen [2]. Zwar wird die Schweiz im Sommer überschüssigen Solarstrom abregeln müssen. Würden jedoch eigens zur Nutzung dieser Überschüsse kapitalintensive Elektrolyseure gebaut, wären diese über das Jahr gesehen nur sehr gering ausgelastet, was die Herstellungskosten der Brenn- und Treibstoffe stark erhöhen würde. Deshalb bleibt der Import synthetischer Brenn- und Treibstoffe kostengünstiger als ihre Herstellung im Inland [1, 2, 28–30, 57, 77]. Um die Versorgung mit Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Treibstoffen sicherzustellen, sollte die Schweiz daher ihre Anbindung an die internationalen Märkte aufrechterhalten.
- **Die Schweiz kann ihre geografische Lage nutzen, um sich in die europäische Infrastruktur für Wasserstoff und synthetische Brenn- und Treibstoffe einzubinden.** Die Lage der Schweiz inmitten grösserer europäischer Länder bietet einen Vorteil: Eine aktive Mitwirkung bei der Planung europäischer Infrastrukturen (z. B. Wasserstoffpipelines) und die Beteiligung an diesen Infrastrukturen sowie an den europäischen Märkten sind daher entscheidend, um den Schweizer Bedarf an Wasserstoff und CO_2-armen Brenn- und Treibstoffen effizient zu decken [4, 29, 30].

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten die Rolle saisonaler Wärmespeicher und der Geothermie näher untersuchen. Diese beiden Technologien wurden bisher überwiegend isoliert betrachtet. Dadurch blieben Verbindungen zu anderen Energiesektoren und mögliche Synergien mit anderen Speichertechnologien oder Flexibilitätsoptionen weitgehend unberücksichtigt.
- Auch bei der Dekarbonisierung des Schwerverkehrs und des internationalen Luftverkehrs besteht weiterer Forschungsbedarf. Bei der Dekarbonisierung des Schwerverkehrs muss die Schweiz berücksichtigen, wie sich die verkehrspolitischen Strategien in Europa auf ihre eigenen Dekarbonisierungspfade auswirken. Für den Luftverkehr, der zu den schwer zu dekarbonisierenden Sektoren gehört [15], stellt sich insbesondere die Frage, ob die Schweiz nachhaltige Luftfahrttreibstoffe (SAF) trotz höherer Kosten im Inland herstellen, aus dem Ausland beziehen oder die Emissionen konventioneller Treibstoffe kompensieren soll [9]. Da für die Herstellung synthetischer SAF Wasserstoff und Kohlenstoff aus CO_2-armen Quellen benötigt werden, muss diese Frage auch unter Berücksichtigung der Erkenntnis beurteilt werden, dass die Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Treibstoffen in grossem Massstab in der Schweiz voraussichtlich nicht wettbewerbsfähig ist.

3 Flexibilität

In Kapitel 2 haben wir gezeigt, dass die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs der wichtigste Hebel zur Dekarbonisierung ist. Gleichzeitig bringen die Sektorenkopplung und der Übergang zu einem Stromsystem, das zunehmend von erneuerbaren Energien mit schwankender Stromerzeugung geprägt ist, neue Herausforderungen und Möglichkeiten für das Energiesystem mit sich. Zu den Herausforderungen gehört insbesondere, die Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Tages- und Jahresverlauf auszugleichen. Gleichzeitig entstehen neue Möglichkeiten, das Energiesystem flexibler[1] zu gestalten und so diese Schwankungen abzufedern. Die Forschenden von PATHFNDR untersuchten insbesondere das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen im Haushaltsbereich (z. B. [60]) sowie das nachfrageseitige Lastmanagement in der Industrie (z. B. [54]). Das Projekt zeigte zudem, welchen Wert die bereits bestehenden Flexibilitätsoptionen für die Schweiz haben.

In diesem Kapitel fassen wir die Erkenntnisse zum Zusammenspiel zwischen den bestehenden Flexibilitätsoptionen der Schweiz und den neu hinzukommenden dezentralen Anlagen zusammen und zeigen auf, wie sich die Flexibilität des Energiesystems am wirksamsten erhöhen lässt.

These 4: Flexible Wasserkraftanlagen und der Stromhandel sind zwei zentrale Quellen für die Flexibilität des Schweizer Energiesystems.[2]

Die Schweiz verfügt bereits heute über vergleichsweise gute Voraussetzungen, um ihren Flexibilitätsbedarf zu decken. Sie besitzt beträchtliche Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerken und ist über zahlreiche grenzüberschreitende Stromleitungen mit den Nachbarländern verbunden. Im Jahr 2024 erzeugten Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerke 24 TWh Strom. Das entspricht rund 40 Prozent des Schweizer Stromendverbrauchs von 57 TWh [88]. Zudem ist die Schweiz eng in das europäische Stromnetz eingebunden. Über die 41 Stromverbindungen zu den Nachbarländern kann sie jederzeit rund 8 GW Strom in beide Richtungen austauschen. Damit ist sie eine wichtige Drehscheibe des europäischen Stromhandels. Zusammen übersteigen diese Flexibilitätsoptionen die heutige Spitzenlast der Schweiz von rund 9 GW [91]. Die Schweiz befindet sich somit bereits heute in einer sehr guten Ausgangslage, um ihren Flexibilitätsbedarf zu decken.

Zentrale Erkenntnisse:

[1] In diesem Bericht bezeichnet Flexibilität die Fähigkeit des Energiesystems, Angebot, Nachfrage, Speicherung, Umwandlung oder Stromhandel über verschiedene Zeitskalen hinweg anzupassen, um das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch aufrechtzuerhalten.

[2] Diese These umfasst sowohl Hintergrundinformationen als auch Forschungsergebnisse des PATHFNDR-Konsortiums. Aussagen, die auf Hintergrundinformationen beruhen, sind mit einem Sternchen (*) gekennzeichnet.

- **Die flexibel abrufbare Stromerzeugungsleistung der Wasserkraftwerke übersteigt die Spitzenlast der Schweiz***. Die Spitzenlast der Schweiz beträgt rund 9 GW [91]. Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke verfügen zusammen über eine Stromerzeugungsleistung, die die Spitzenlast der Schweiz übersteigt. Pumpspeicherwasserkraftwerke verfügen über eine Leistung von 3,5 GW und erzeugen jährlich bis zu rund 1,6 TWh Strom. Speicherwasserkraftwerke erreichen eine Leistung von 8,3 GW und eine jährliche Stromerzeugung von bis zu 17,8 TWh [14]. Bis 2050 dürfte die Elektrifizierung von Gebäuden und Verkehr die Spitzenlast in der Schweiz auf rund 12 bis 20 GW erhöhen [72, 74, 76]. Dank der inländischen Wasserkraftleistung von insgesamt knapp 12 GW und der Stromverbindungen zu den Nachbarländern verfügt die Schweiz dennoch über gute Voraussetzungen, um diesen Bedarf zu decken (Abbildung 3.1).

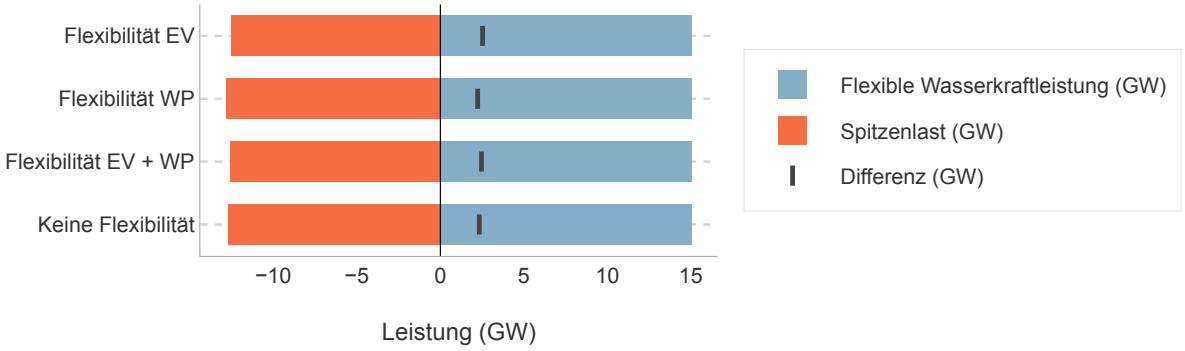


Abbildung 3.1: Flexible Wasserkraftleistung (GW) im Vergleich zur maximalen Spitzenlast im Jahr 2050 im Nexus-e-Modell. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.

- **Ein grosser Teil des heutigen Strombedarfs kann durch flexibel einsetzbare Wasserkraftwerke gedeckt werden.** Im Jahr 2024 betrug der gesamte Stromverbrauch der Schweiz rund 57 TWh [91]. Im selben Jahr erzeugten flexibel einsetzbare Wasserkraftwerke, also Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke, rund 24 TWh Strom. Das entspricht knapp der Hälfte des gesamten Stromverbrauchs [88]. Bis 2050 könnte die Sektorenkopplung den jährlichen Stromverbrauch der Schweiz auf rund 80 bis 90 TWh erhöhen [72, 95]. Auch künftig dürfte die flexible Wasserkraft einen erheblichen Teil dieses höheren Strombedarfs decken. Darüber hinaus werden Speicherwasserkraftwerke eine entscheidende Rolle beim saisonalen Ausgleich im Schweizer Energiesystem spielen [54].

- **Die Schweiz ist eine wichtige Drehscheibe des Stromhandels und verfügt dadurch über vielfältige Möglichkeiten, flexibel Strom mit dem Ausland auszutauschen*.** Rund 10 Prozent des gesamten grenzüberschreitenden Stromhandels zwischen den kontinentaleuropäischen Mitgliedsländern des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) werden über das Schweizer Stromnetz abgewickelt. Von den 10 Prozent des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels, die über das Schweizer Stromnetz abgewickelt werden, entfällt rund ein Viertel auf den Stromtransit [19]. Im Jahr 2024 importierte die Schweiz 26 TWh und exportierte 40 TWh Strom [88]. Durch ihre aktive Teilnahme an diesen Märkten kann die Schweiz die Möglichkeiten des flexiblen grenzüberschreitenden Stromhandels nutzen.

*Diese Aussage beruht auf Hintergrundinformationen.

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten anhand verschiedener Klimaszenarien untersuchen, wie sich Veränderungen der Wasserverfügbarkeit auf den langfristigen Beitrag der Schweizer Wasserkraft zur Flexibilität des Energiesystems auswirken. Mit steigenden globalen Temperaturen werden sich die Niederschlagsmuster in der Schweiz verändern. Dadurch verändern sich auch die Wassermengen, die den Speicherseen zufliessen, sowie der Zeitpunkt der Zuflüsse. Da diese Veränderungen unmittelbar beeinflussen, wie viel Energie im Winter zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage aus den Speicherseen zur Verfügung steht, müssen künftige Forschungsarbeiten und Energiesystemmodelle Klimaszenarien berücksichtigen, um das künftige Flexibilitätspotenzial der Schweizer Wasserkraft möglichst genau zu quantifizieren.

These 5: Die saisonale chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brenn- und Treibstoffen dürfte sich in der Schweiz im grossen Massstab wirtschaftlich kaum lohnen.

Die saisonale chemische Energiespeicherung ist zwar grundsätzlich geeignet, das jahreszeitlich bedingte Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage in der Schweiz auszugleichen. Die PATHFNDR-Ergebnisse weisen die saisonale Energiespeicherung mittels Power-to-Gas-Verfahren in grossem Massstab unter den modellierten Annahmen jedoch nicht als kosteneffiziente Lösung aus. Die Schweiz verfügt dank ihrer Wasserkraftressourcen und der nachfrageseitigen Flexibilität, etwa in der Industrie sowie durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, bereits über ein grosses Flexibilitätspotenzial. Darüber hinaus kann die Schweiz weitere Technologien zur Stromerzeugung nutzen, etwa alpine Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen und Gaskraftwerke. Auch Bioenergie und saisonale Wärmespeicher bieten zusätzliches Potenzial. Die Schweiz dürfte zwar einen gewissen Bedarf an synthetischen Brenn- und Treibstoffen haben. Um diese im Inland zu wettbewerbsfähigen Kosten für die saisonale Energiespeicherung herzustellen, müsste jedoch reichlich Strom aus erneuerbaren Energien zu sehr tiefen Kosten zur Verfügung stehen. Zudem müsste genügend Platz für Produktionsanlagen vorhanden sein, deren Grösse einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Die PATHFNDR-Modellergebnisse zeigen, dass die Schweiz unter günstigen Bedingungen für den Stromhandel die zahlreichen bereits verfügbaren Alternativen zur saisonalen Energiespeicherung kostengünstiger nutzen kann, als eine Versorgungskette für die chemische Energiespeicherung aufzubauen.

Zentrale Erkenntnisse:

- **Die umfangreichen Wasserkraftressourcen der Schweiz verringern den Bedarf an anderen Möglichkeiten zur saisonalen Energiespeicherung, machen diese aber nicht vollständig überflüssig.** Das Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage im Winter wird bestehen bleiben. Ursache dafür ist, dass die Stromnachfrage aufgrund des Heizbedarfs im Winter hoch ist, während die Photovoltaik vor allem im Sommer Stromüberschüsse erzeugt [57]. In allen untersuchten Szenarien leisten die bestehenden Speicherwasserkraftwerke einen wesentlichen Beitrag zum saisonalen Ausgleich. Dadurch müssen in einem kostenoptimalen Energiesystem weniger zusätzliche Technologien zur saisonalen Energiespeicherung eingesetzt werden [1, 28, 57, 73]. Die Schweiz gehört zu den wenigen europäischen Ländern mit

derart umfangreichen Wasserkraftressourcen. Deshalb ist ihr Bedarf an weiteren Möglichkeiten zum saisonalen Ausgleich geringer als in anderen Ländern [28, 92].

- **Verbleibende saisonale Ungleichgewichte zwischen Stromangebot und -nachfrage lassen sich durch den Stromhandel, weitere angebotsseitige Technologien und nachfrageseitige Flexibilität in der Industrie ausgleichen.** Die Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt, die Netto-Stromimporte im Winter auf höchstens 5 TWh zu begrenzen [85]. Sofern das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union angenommen wird und die notwendigen Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel schafft, bleiben Stromimporte im Winter dennoch eine kostengünstige Lösung. Grund dafür ist das höhere Potenzial der Windstromerzeugung in Europa während dieser Jahreszeit [57, 72, 77]. Darüber hinaus verfügt die Schweiz über verschiedene angebotsseitige Optionen, um ihre Stromerzeugung im Winter zu erhöhen. Dazu gehören Windkraftanlagen, alpine Photovoltaikanlagen und Gaskraftwerke [1, 57, 73, 77]. Der Ausbau der Windenergie und der alpinen Photovoltaik kann allerdings auf gesellschaftliche Widerstände stossen. Untersuchungen zeigen zudem, dass bestimmte Industriezweige durch einen flexiblen Betrieb dazu beitragen können, den saisonalen Flexibilitätsbedarf der Schweiz zu verringern [54]. Die saisonale chemische Energiespeicherung erweist sich hingegen nur unter sehr restriktiven Bedingungen für den Stromhandel als kosteneffiziente Möglichkeit, das Ungleichgewicht im Winter auszugleichen [1, 57, 73]. Dies ist auf die hohen Kosten der Power-to-Gas-Umwandlung in der Schweiz und die Energieverluste bei der anschliessenden Gas-to-Power-Umwandlung zurückzuführen. Eine weitere, allerdings noch hypothetische Möglichkeit wäre, im Winter Strom in fossil betriebenen Gaskraftwerken zu erzeugen und die verbleibenden Emissionen, die nicht bereits direkt an der Emissionsquelle abgeschieden werden, im Sommer mittels DACCS wieder aus der Atmosphäre zu entfernen. Dafür könnte der im Sommer kostengünstig verfügbare Strom genutzt werden [54, 57].

- **Die Schweizer Bioenergieressourcen können dazu beitragen, das saisonale Ungleichgewicht auszugleichen, stehen dann aber möglicherweise für andere wichtige Nutzungen nicht mehr zur Verfügung.** Die Schweizer Bioenergieressourcen bieten ein grosses Potenzial, um das winterliche Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage auszugleichen. Eine kosteneffiziente Möglichkeit besteht darin, Schweizer Biomasse zu Biogas umzuwandeln und dieses in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung einzusetzen [57]. Auf diese Weise könnten im Winter bis zu 12 TWh Strom erzeugt werden. Damit könnte die Wärmeversorgung in grösserem Umfang auf effiziente Wärmepumpen umgestellt und gleichzeitig das Ziel eingehalten werden, die Netto-Stromimporte im Winter auf höchstens 5 TWh zu begrenzen. Allerdings kann Bioenergie auch bei der Dekarbonisierung der chemischen Industrie und anderer Industriezweige eine wichtige Rolle spielen, etwa durch die Bereitstellung flüssiger Brenn- und Treibstoffe und von Hochtemperaturwärme [4, 97]. Die Biomasseressourcen der Schweiz reichen nicht aus, um sämtliche möglichen Nutzungen abzudecken. Deshalb ist es entscheidend, politische Massnahmen zur Nutzung von Biomasse so auszugestalten, dass alle betroffenen Sektoren und die politischen Ziele auf nationaler Ebene berücksichtigt werden [4, 97].

- **Saisonale Wärmespeicher können durch eine verstärkte Sektorenkopplung einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich des winterlichen Stromdefizits leisten.** Saisonale Wärmespeicher (STES) ermöglichen es, Wärme aus erneuerbaren oder CO_2-armen Quellen, beispielsweise Solarwärme oder Abwärme, im Sommer zu speichern und im Winter zu nutzen. In Kombination mit Wärmepumpen und Fernwärmenetzen verringern sie den Bedarf an fos-

silen Energieträgern zur ergänzenden Wärmeversorgung und erhöhen die Gesamteffizienz des Energiesystems. Zu den grossen STES gehören Erdsondenspeicher (BTES), Aquifer-Wärmespeicher (ATES) und Erdbeckenspeicher (PTES). Ihre technische Umsetzbarkeit und Leistungsfähigkeit hängen stark von den örtlichen Gegebenheiten ab [26, 94]. Die Modellergebnisse zeigen, dass in einem kostenoptimalen, dekarbonisierten Schweizer Energiesystem Wärmespeicherkapazitäten von bis zu 10 TWh installiert werden könnten. Dadurch liessen sich die Stromimporte im Winter jährlich um bis zu 3,6 TWh senken. Darüber hinaus könnte der Einsatz von Wärmespeichern den Bedarf an importierten Brenn- und Treibstoffen um bis zu 3,2 TWh pro Jahr verringern [102].

- **Wasserstofftechnologien können in bestimmten Nischenanwendungen lokaler Energiesysteme mit mehreren Energieträgern auch unabhängig von der saisonalen Energiespeicherung wirtschaftlich sinnvoll sein.** Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff, dessen Speicherung und anschliessende Rückverstromung (P2H2P) dürfte auf Ebene des gesamten Schweizer Energiesystems zwar keine kosteneffiziente Lösung zum Ausgleich des saisonalen Ungleichgewichts zwischen Stromangebot und -nachfrage darstellen. In bestimmten lokalen Anwendungen können Wasserstofftechnologien jedoch wirtschaftlich sinnvoll sein. In einem autarken P2H2P-System sorgen Batterie- und Wärmespeicher für kurzfristige Flexibilität, während grosse Wasserstoffspeicher benötigt werden, um saisonale Ungleichgewichte auszugleichen [43]. Auf Verteilnetzebene kann die Kombination von kurzzeitiger Batteriespeicherung und längerfristiger Wasserstoffspeicherung dazu beitragen, dass sich aktive Verteilnetze (ADN) trotz der Unsicherheiten bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über mehrere Tage hinweg zuverlässiger und planmässiger betreiben lassen. Durch die gemeinsame Optimierung der Wochenvorausplanung und der Echtzeitsteuerung lassen sich die Unsicherheiten beim Stromaustausch mit dem Netz gegenüber reinen Batteriespeicherlösungen verringern [35]. In Energiesystemen auf Gebäude- und Quartierebene können Wasserstofftechnologien nicht nur durch die saisonale Speicherung grosser Energiemengen wirtschaftlichen Nutzen bieten, sondern auch durch Flexibilitätsdienstleistungen und Synergien aus der Sektorenkopplung. So können Brennstoffzellen, insbesondere solche, die bereits anderweitig eingesetzt wurden, eine wirtschaftlich optimale Lösung zur gezielten Reduktion hoher, selten auftretender Lastspitzen darstellen. Dies ist ab einem Leistungspreis von rund 18 Schweizer Franken pro Kilowatt und Monat der Fall [33, 34]. Auf Verbraucherseite ist der wirtschaftliche Vorteil einer optimalen Auslegung allerdings nur gering. Die Reduktion von Lastspitzen kann jedoch auch für die Verteilnetze wirtschaftliche Vorteile bieten, da sie die erforderliche Spitzenleistung senkt und Investitionen in die Netzverstärkung möglicherweise hinauszögert. Die Nutzung von Abwärme im Rahmen der Sektorenkopplung schafft einen zusätzlichen wirtschaftlichen Nutzen: Wird die Abwärme von Brennstoffzellen genutzt, können diese auch bei Wasserstoffpreisen wirtschaftlich betrieben werden, die rund 30 Prozent höher liegen als ohne Abwärmenutzung [11]. Wird die bei der Wasserstoffherstellung anfallende Wärme in ein Fernwärmenetz eingespeist, lassen sich die Wasserstoffherstellungskosten um bis zu 5,3 Prozent senken [93]. Diese Ergebnisse zeigen, dass die begrenzte Rolle von Wasserstoff bei der saisonalen Energiespeicherung auf nationaler Ebene gezielte lokale Anwendungen nicht ausschliesst. Dort können Flexibilitätsdienstleistungen, Tarifstrukturen und die Abwärmenutzung einen zusätzlichen wirtschaftlichen Nutzen schaffen.

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten neben den optimalen auch nahezu optimale Lösungen aus Energiesystemmodellen untersuchen, um die Zielkonflikte zwischen verschiedenen Möglichkeiten zum Ausgleich des winterlichen Stromdefizits besser zu verstehen. Dies gilt insbesondere für die Nutzung von Bioenergie.
- Zudem sollten saisonale Wärmespeicher gemeinsam mit den übrigen Energiesektoren und den angebotsseitigen Optionen in einem einheitlichen Modellierungsrahmen untersucht werden. Bisher wurden saisonale Wärmespeicher meist isoliert betrachtet, sodass Wechselwirkungen und Synergien mit anderen Sektoren unberücksichtigt blieben.
- Weiter sollte untersucht werden, welchen Nutzen ein diversifiziertes Portfolio saisonaler Speicher unter Bedingungen bietet, die in den bisherigen kostenoptimalen Szenarien nicht vollständig berücksichtigt wurden. Dazu zählen Jahre mit geringer Wasserverfügbarkeit, gleichzeitige Stromknappheit in den Nachbarländern, Verzögerungen beim Ausbau der inländischen Stromerzeugung im Winter sowie eine nur begrenzte Ausschöpfung der nachfrageseitigen Flexibilität in der Industrie. Solche Stresstests würden helfen, den Nutzen chemischer Energiespeicher hinsichtlich der Kostenoptimierung von ihrem Beitrag zur Widerstandsfähigkeit des Energiesystems und zur Versorgungssicherheit zu unterscheiden.

These 6: Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können wesentlich zur nachfrageseitigen Flexibilität beitragen und damit dem gesamten Energiesystem zugutekommen.

Wasserkraft und Stromhandel werden die wichtigsten Flexibilitätsoptionen des Schweizer Energiesystems bleiben (These 4). Auf Netzebene wird zudem die gesteuerte Einspeisung von Photovoltaikstrom zur Flexibilität beitragen (These 7). Gleichzeitig gewinnen das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen und der flexible Betrieb von Wärmepumpen als zusätzliche Möglichkeiten zur nachfrageseitigen Flexibilität an Bedeutung [42]. Durch das flexible Laden von Elektrofahrzeugen und den flexiblen Betrieb von Wärmepumpen lassen sich insgesamt elektrische Lasten von mehr als 7,5 GW steuern und 5,7 TWh Stromverbrauch zeitlich verschieben [78]. Verglichen mit der heute flexibel abrufbaren Wasserkraftleistung von rund 12 GW [14] entspricht die Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen einer Zunahme um fast 75 Prozent. Die verschiebbare Strommenge entspricht ungefähr dem Stromverbrauch der Schweiz während 29 Tagen oder der Stromerzeugung eines Gaskraftwerks mit einer Leistung von 8 GW im Dauerbetrieb [78].

Zentrale Erkenntnisse:

- **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ergänzen sich und können neben der Wasserkraft und den Stromimporten wesentlich zur Flexibilität des Schweizer Energiesystems beitragen, insbesondere wenn beide Technologien gemeinsam eingesetzt werden.** Die modellierten Szenarien für 2050 zeigen, dass das Energiesystem bei verfügbarer Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen optimalerweise rund 23 Prozent des Stromverbrauchs der Wärmepumpen (3,8 von 16,4 TWh) und 20 Prozent des Stromverbrauchs der

Elektrofahrzeuge (1,9 von 9,8 TWh) zeitlich verschiebt. Insgesamt entspricht dies rund 5,7 TWh [78] (Abbildung 3.2). Da Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten Flexibilität bieten, ist ihr gemeinsamer Einsatz besonders vorteilhaft. Die verschiebbare Strommenge ist im Vergleich zu jener von Batterien, die rund 0,2 TWh beträgt, beträchtlich. Sie ergänzt andere Flexibilitätsoptionen wie Netto-Stromimporte (rund 2,6 TWh) und Pumpspeicherwasserkraftwerke (rund 12,2 TWh) [72]. Der kombinierte Einsatz der Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen kann zudem den Investitionsbedarf auf der Angebotsseite senken. So kann die im gesamten Energiesystem benötigte Batteriekapazität bei vollständiger Marktintegration um 75 Prozent und bei eingeschränktem grenzüberschreitendem Stromhandel sogar um bis zu 95 Prozent reduziert werden [95].

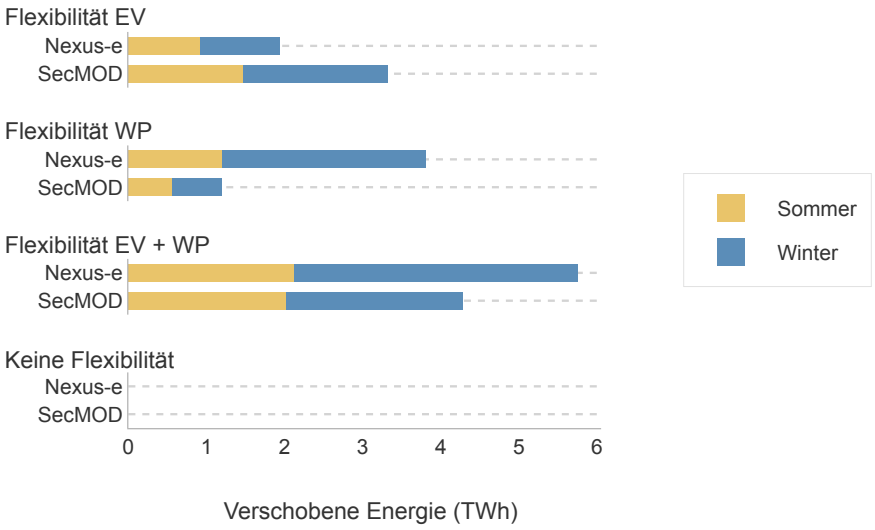


Abbildung 3.2: Modellierungsergebnisse aus zwei PATHFNDR-Modellen zur optimalen zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs (TWh) von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Jahr 2050. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.

- **Die Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen bietet dem Energiesystem zahlreiche Vorteile.** Dazu gehören die bessere Integration erneuerbarer Energien, eine geringere Importabhängigkeit und niedrigere Energiesystemkosten. Erneuerbare Energien lassen sich besser ins Energiesystem integrieren, weil das Laden von Elektrofahrzeugen und der Betrieb von Wärmepumpen zeitlich so verschoben werden können, dass sie mit der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien übereinstimmen. Durch die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen steigt der Anteil erneuerbarer Energien um 3,8 Prozent, während die Abregelung der Stromerzeugung um 21 Prozent zurückgeht [72]. Darüber hinaus verringert die Flexibilität von Elektrofahrzeugen die Netto-Stromimporte um 11 Prozent und jene von Wärmepumpen um 12 Prozent [72]. Die Flexibilität von Wärmepumpen führt zu einer stärkeren Verringerung der Stromimporte, da ihr Stromverbrauch in den Wintermonaten am höchsten ist und in dieser Zeit auch die meisten Stromimporte anfallen. Werden beide Flexibilitätsoptionen gemeinsam genutzt, sinken die Netto-Stromimporte insgesamt um 22 Prozent [72]. Schliesslich lassen sich die Energiesystemkosten durch die flexible Nutzung von Elektrofahrzeugen um 2,1 Prozent und durch jene von Wärmepumpen um 1,7 Prozent senken. Werden beide Optionen kombiniert, beträgt die Kostensenkung 4,0 Prozent [72]. Die absoluten Beträge in Milliarden Schweizer

Franken sind in Abbildung 3.3 aus [78] dargestellt. Diese Kostensenkungen sind hauptsächlich auf geringere Stromimporte, höhere Einnahmen aus Stromexporten sowie niedrigere Investitions- und Betriebskosten für Gaskraftwerke, Brennstoffzellen und Batterien zurückzuführen. Insgesamt ersetzt die Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen somit andere Flexibilitätsoptionen im Energiesystem und trägt dadurch zur Senkung der gesamten Energiesystemkosten bei.

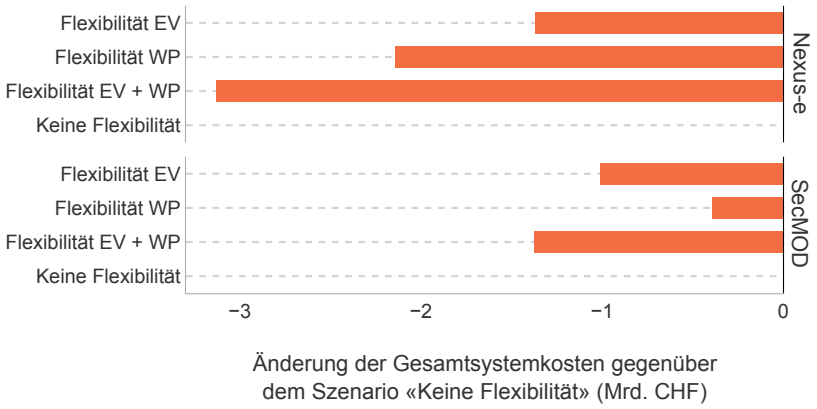


Abbildung 3.3: Modellierungsergebnisse aus zwei PATHFNDR-Modellen zur Veränderung der gesamten Systemkosten (Milliarden CHF) im Jahr 2050 bei Nutzung von Flexibilität gegenüber einem Szenario ohne Flexibilität. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.

- **Das flexible Laden von Elektrofahrzeugen bietet ein grosses Potenzial für die nachfrageseitige Flexibilität und kann dazu beitragen, mehr Photovoltaikstrom ins Energiesystem zu integrieren.** Bei einer vollständigen Elektrifizierung der Personenwagenflotte könnte das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen eine zeitliche Verlagerung der Stromnachfrage ermöglichen, wobei die Ladeleistung um bis zu 2,4 GW erhöht oder um etwa die Hälfte dieses Werts reduziert werden könnte [69]. Angesichts der Spitzenlast der Schweiz von rund 9 GW [91] ist dieses Flexibilitätspotenzial beträchtlich. Mit geeigneten Anreizen für die flexible Nutzung von Elektrofahrzeugen könnte die Abregelung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 um 10 bis über 30 Prozent reduziert werden, je nachdem, ob intelligentes Laden (V1G) oder die Entnahme von Strom aus Elektrofahrzeugen und dessen Rückspeisung ins Netz (V2G) zum Einsatz kommt [60] (Abbildung 3.4). Diese Vorteile entstehen dadurch, dass der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen in die Tagesstunden verlagert wird und sich dadurch besser mit der Stromerzeugung aus Photovoltaik abstimmen lässt [60, 95]. Das Laden von Elektrofahrzeugen am Arbeitsplatz bietet daher grosses Potenzial, den Stromverbrauch zeitlich zu verschieben und mehr Photovoltaikstrom ins Energiesystem zu integrieren [96]. Denn an Werktagen sind rund 40 Prozent der Fahrzeuge während der sonnenreichsten Stunden in der Nähe des Arbeits- oder Ausbildungsorts parkiert [68, 72]. Auf Haushaltsebene kann das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen eine lokale Flexibilität von durchschnittlich 1,27 kW bereitstellen [41]. Das entspricht ungefähr der gesamten Leistungsaufnahme eines modernen Geschirrspülers oder dem gleichzeitigen Betrieb von zehn grossen LED-Fernsehern. Auch wenn dieser Wert gering erscheinen mag, entspricht er 7,5 Prozent der üblichen Anschlussleistung eines Schweizer Haushalts von 17 kW. Damit steht eine Leistungsreserve zur Verfügung, die sich jeweils über mehrere Stunden flexibel steuern lässt. Wie viel dieses Potenzials tat-

sächlich genutzt werden kann, hängt jedoch von der Ladeleistung, den Tarifstrukturen und den Marktsignalen ab, insbesondere beim Einsatz von V2G [6, 60].

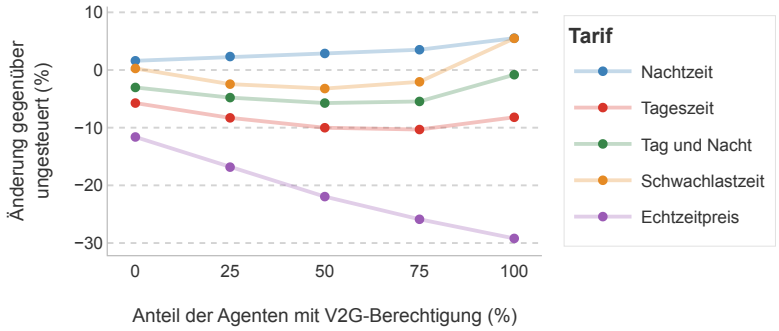


Abbildung 3.4: Modellierungsergebnisse zum Einfluss der Stromtarifgestaltung und der Ladeinfrastruktur auf die Abregelung im Vergleich zum ungesteuerten Laden [60]. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können interaktiv auf sweet-cross erkundet werden.

- **Auch der flexible Betrieb von Wärmepumpen kann zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs der Schweiz beitragen, insbesondere im Winter.** Durch den Einsatz von Wärmespeichern, etwa Pufferspeichern, oder die Nutzung der thermischen Trägheit von Gebäuden lässt sich ein grosser Teil des Stromverbrauchs für die Heizung zeitlich verschieben, allerdings nur für begrenzte Zeit. Aktuelle Bottom-up-Schätzungen für Schweizer Gebäude auf der Grundlage von Messdaten zeigen, dass sich die Stromaufnahme von Wärmepumpen bei einer Aussentemperatur von 0 °C für zwei bis zehn Stunden drosseln lässt, ohne den Komfort der Nutzerinnen und Nutzer zu beeinträchtigen (Abbildung 3.5) [56, 72]. Dieses Flexibilitätspotenzial hängt stark von den Gebäudeeigenschaften, dem Wärmebedarf, den verfügbaren Wärmespeichern und den Komfortanforderungen ab. Die Modellierung des Heizwärmebedarfs von Schweizer Wohngebäuden anhand öffentlich zugänglicher Datenbanken bildet eine wichtige Grundlage, um die unterschiedlichen Flexibilitätspotenziale einzelner Gebäude auf nationaler Ebene zusammenzuführen [81]. Bezogen auf den gesamten Heizwärmebedarf der Schweizer Wohngebäude ermöglicht der flexible Betrieb von Wärmepumpen eine zeitliche Verschiebung der elektrischen Last nach oben um 7,5 GW und nach unten um 1,3 GW. Landesweit ergibt sich daraus ein Flexibilitätspotenzial von 3,6 TWh pro Jahr [78]. Da Wärmepumpen im Winter am meisten Strom benötigen, kann ihr flexibler Betrieb wesentlich dazu beitragen, das winterliche Stromdefizit auszugleichen und die Auswirkungen der in dieser Jahreszeit höheren Strompreise abzufedern [58]. Um Lastspitzen infolge von Rebound-Effekten zu vermeiden oder zu begrenzen, muss der flexible Betrieb der Wärmepumpen koordiniert gesteuert werden, beispielsweise durch Netzbetreiber oder lokale Steuerungssysteme [56].

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten die jeweiligen Vor- und Nachteile von V2G und V1G untersuchen. Während sich die meisten bisherigen Studien auf V1G konzentriert haben, bietet V2G zusätzliche Flexibilitätsmöglichkeiten, erfordert jedoch auch darauf abgestimmte politische Massnahmen sowie weiterentwickelte Tarifstrukturen und/oder Marktmechanismen [3, 60].

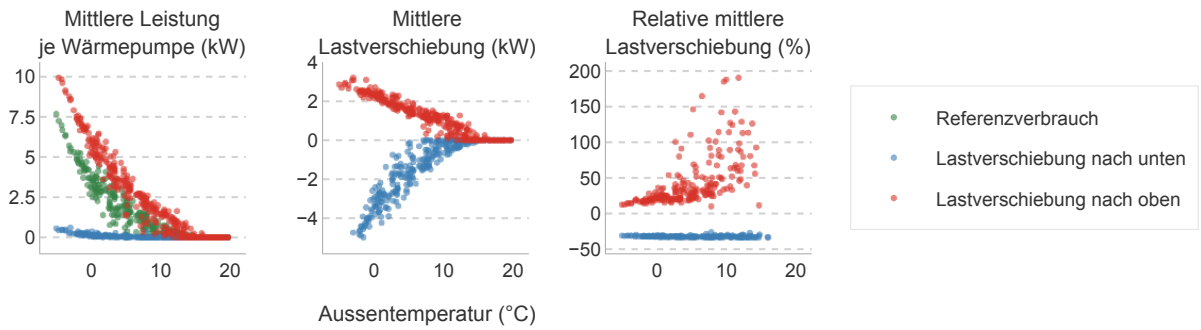


Abbildung 3.5: Modellierungsergebnisse für die Gemeinde Liestal, die zeigen, wie sich der Stromverbrauch von Wärmepumpen gegenüber dem Referenzfall nach oben oder unten verschieben lässt, wenn ihre Sollwerte ab 6.00 Uhr für zwei Stunden angepasst werden [56]. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.

- Künftige Forschungsarbeiten sollten die Flexibilitätspotenziale der Schweizer Industrie quantifizieren. Zu untersuchen sind insbesondere industrielle Wärmepumpen, Kühlsysteme, Wärmespeicher, der flexible Betrieb industrieller Prozesse, die Energieumwandlung vor Ort sowie die Wechselwirkungen zwischen Strom, Wärme, Wasserstoff und anderen Energieträgern. Im Vergleich zu Wärmepumpen in Wohngebäuden und Elektrofahrzeugen dürfte die industrielle Flexibilität weniger einheitlich und stärker standortabhängig sein. Sie könnte jedoch einen wichtigen Beitrag zur Flexibilität des Energiesystems leisten, da einzelne Industrieanlagen grössere steuerbare Leistungen bieten können und sich die zeitliche Verfügbarkeit dieser Flexibilität je nach Anlage unterscheidet.
- Künftige Forschungsarbeiten sollten untersuchen, wie sich die Anforderungen an die Flexibilität in Kriterien für die Auslegung künftiger Gebäudeenergiesysteme übertragen lassen. Weitere Forschungsarbeiten sind erforderlich, um geeignete Kennzahlen zur Bewertung der Flexibilität festzulegen, Zielkonflikte zwischen Flexibilität, Effizienz, Komfort, Kosten und Netzbeschränkungen zu quantifizieren und zu untersuchen, wie sich diese Aspekte auf die Auslegung und den Betrieb von Gebäudeenergiesystemen auswirken.

These 7: Um den Umfang der erforderlichen Netzverstärkungen zu reduzieren, muss bei der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden, wie flexibel die Endverbraucherinnen und Endverbraucher Strom beziehen und ins Netz einspeisen können.

Die Stromverteilnetze wurden nicht für die hohen Einspeise- und Bezugsspitzen ausgelegt, die durch die starke Verbreitung von Photovoltaikanlagen auf Dächern, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen entstehen können. Werden die Netze nach dem herkömmlichen Ansatz so weit ausgebaut, dass sie auch diese hohen Spitzen bewältigen können, führt dies zu erheblichen Investitionskosten. Gleichzeitig entstehen Netze, deren Kapazitäten nur zu Spitzenzeiten vollständig benötigt werden. Statt die Netze so weit auszubauen, kann die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Flexibilität der Endverbraucherinnen und Endverbraucher (z. B. durch intelligentes Laden von

Elektrofahrzeugen) oder durch gezielte Abregelung zu Spitzenzeiten gesteuert werden. Die Energieversorgungsunternehmen müssen deshalb Massnahmen entwickeln, die eine solche netzdienliche Steuerung fördern. Die praktische Umsetzung hängt allerdings vom Reifegrad des jeweiligen Verteilnetzbetreibers ab. Die rund 600 Verteilnetzbetreiber in der Schweiz unterscheiden sich erheblich hinsichtlich ihrer Grösse, ihrer digitalen Fähigkeiten, ihrer Ressourcen für die Netzplanung und ihrer Erfahrung mit der aktiven Netzbewirtschaftung.

Zentrale Erkenntnisse:

- **Planungsansätze, die Flexibilität berücksichtigen, ermöglichen es den Energieversorgungsunternehmen, lokale Flexibilitätspotenziale zu nutzen.** Die herkömmliche Netzplanung setzt auf die Verstärkung der physischen Netzinfrastruktur, etwa durch leistungsfähigere Leitungen und Transformatoren, um auch bei maximaler Stromnachfrage und -erzeugung eine ausreichende Netzkapazität sicherzustellen. Dieser Ansatz berücksichtigt jedoch nicht die Möglichkeiten, die dezentrale Energieressourcen und andere flexible Technologien für einen dynamischen Netzbetrieb bieten. Eine Netzplanung, die Flexibilität berücksichtigt, nutzt hingegen verschiedene Flexibilitätsoptionen und Technologien, um die Kosten für Netzverstärkungen zu senken oder entsprechende Investitionen hinauszuzögern. Gleichzeitig hilft sie den Energieversorgungsunternehmen, die Leistungsfähigkeit ihrer Netze zu verbessern und die Wirtschaftlichkeit ihrer Investitionen zu erhöhen [21, 79]. Die Berücksichtigung von Flexibilität sollte zum neuen Standard in der Verteilnetzplanung werden. Dazu braucht es Mechanismen, die es den Energieversorgungsunternehmen ermöglichen, sich auf die Flexibilität der Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu verlassen und diese gezielt zu nutzen.
- **Der wichtigste Grund für den zunehmenden Bedarf an Netzverstärkungen ist der Ausbau der Photovoltaik.** In ländlichen Regionen könnte die installierte Photovoltaikleistung im Jahr 2040 mehr als das Zehnfache der heutigen maximalen Stromnachfrage erreichen, in städtischen Regionen bis zum Fünffachen. Obwohl sich dieses Verhältnis je nach Region unterscheidet, zeigt sich überall ein Bedarf an Investitionen in Netzverstärkungen. Mit zunehmender installierter Photovoltaikleistung steigen die erforderlichen Investitionen in Netzverstärkungen innerhalb der einzelnen Regionskategorien tendenziell nicht linear an [22].
- **Durch eine gezielte Steuerung der Photovoltaikeinspeisung lässt sich der Bedarf an Netzverstärkungen erheblich verringern, ohne die jährliche Photovoltaikproduktion wesentlich zu beeinträchtigen.** Untersuchungen von mehr als 50 Nieder- und Mittelspannungsnetzen zeigen, dass sich die gesamten Netzinvestitionen durch die Abregelung von weniger als 3 Prozent der verfügbaren Photovoltaikenergie im Jahr 2040 im Median um rund 50 Prozent in ländlichen, rund 40 Prozent in städtischen und rund 60 Prozent in eher ländlich geprägten Regionen senken lassen (Abbildung 3.6) [22]. Eine solche Steuerung lässt sich durch verschiedene (sich gegenseitig ergänzende) Massnahmen erreichen: (i) die direkte Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung, (ii) die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs, beispielsweise durch das Laden von Elektrofahrzeugen oder den Betrieb von Wärmepumpen zu Zeiten hoher Photovoltaikproduktion (These 6), oder (iii) den Einsatz lokaler Batterie-Energiespeichersysteme (BESS), die in Kombination mit Photovoltaikanlagen netzdienlich betrieben werden, ohne die Eigenverbrauchsziele zu beeinträchtigen.
- **Der Nutzen einer gesteuerten Photovoltaikeinspeisung und der nachfrageseitigen Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen unterscheidet sich je nach Region.**

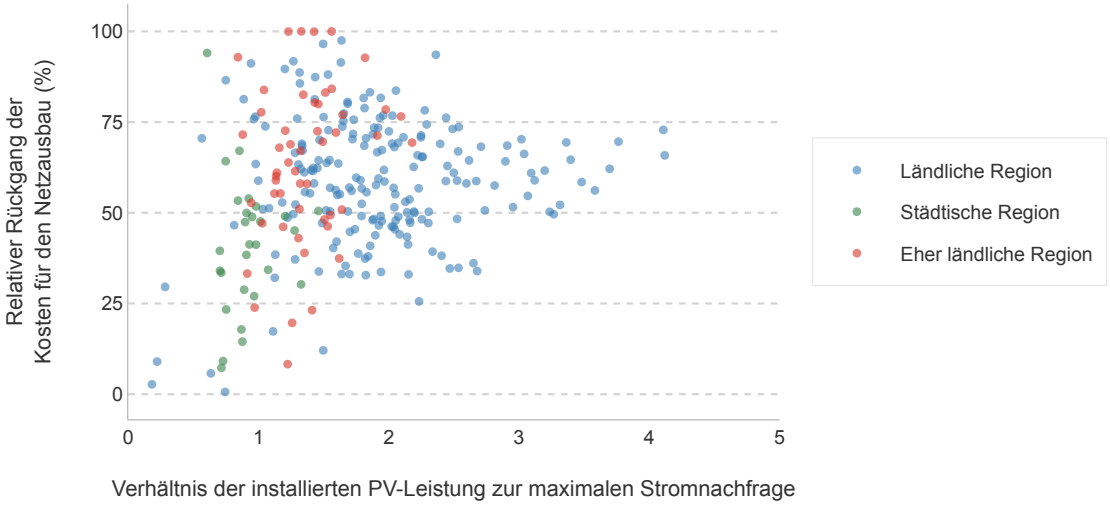


Abbildung 3.6: Relativer Rückgang der Gesamtkosten für den Netzausbau [%] in den untersuchten Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen im Jahr 2040 durch Photovoltaik (PV)-Abregelung (was zu weniger als 3% Verlust der jährlich erwarteten PV-Erzeugung führt) nach Regionstyp und in Abhängigkeit vom Verhältnis der installierten PV-Leistung zur Maximalnachfrage [22]. Die zugrunde liegenden Ergebnisse können auf sweet-cross interaktiv erkundet werden.

Die Schweizer Stromverteilnetze unterscheiden sich erheblich hinsichtlich der zeitlichen Verteilung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Deshalb lässt sich der Nutzen der verschiedenen Flexibilitätsmassnahmen nicht auf alle Netztypen verallgemeinern. In ländlichen und eher ländlich geprägten Regionen, in denen die installierte Photovoltaikleistung bis zum Vierfachen der lokalen Stromnachfrage betragen kann, ist die gezielte Steuerung der Photovoltaikeinspeisung die wirksamste Massnahme. In städtischen Regionen, in denen das Verhältnis zwischen installierter Photovoltaikleistung und Stromnachfrage unter 1 liegt, bietet die nachfrageseitige Flexibilität den grössten Nutzen. In den untersuchten städtischen Regionen lassen sich damit Kosteneinsparungen von ~50 Prozent und teilweise sogar mehr erzielen [22].

- **Eine flexible Spannungsregelung wird von grosser Bedeutung sein,** da in einigen Regionen, insbesondere in ländlichen Netzen mit einem starken Photovoltaikausbau, neben thermischen Überlastungen von Leitungen und Transformatoren auch unzulässige Spannungsabweichungen an einzelnen Netzknoten auftreten. Eine Möglichkeit zur Spannungsregelung besteht darin, die Fähigkeit von Umrichtern zur Spannungsstützung zu nutzen. Für diese Aufgabe bieten sich insbesondere die Umrichter von Photovoltaikanlagen an. Auch Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können mit einer solchen Funktion ausgestattet werden und so zur Spannungsstützung beitragen [13].

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten untersuchen, wie sich Flexibilität bei der Verteilnetzplanung in der Praxis berücksichtigen lässt.

- Eine zentrale Herausforderung besteht darin, dass insbesondere für Niederspannungsnetze häufig keine detaillierten Netzmodelle vorliegen.
- Eine weitere Herausforderung ist die Skalierbarkeit der Planungsmethoden, damit diese effizient auf eine grosse Anzahl von Netzen angewendet werden können.
- Eine weitere Herausforderung besteht darin, nationale Energieszenarien auf die lokalen Gegebenheiten herunterzubrechen und daraus realistische Annahmen abzuleiten. Dazu muss bis auf Gebäudeebene abgeschätzt werden, wo und wann Photovoltaikanlagen, Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen künftig installiert werden.
- Ausserdem müssen für diese Technologien realistische Stromverbrauchs- und Erzeugungsprofile für die Zukunft mit einer zeitlichen Auflösung von weniger als einer Stunde erstellt werden. Diese müssen insbesondere für die Energieversorgungsunternehmen eine verlässliche Planungsgrundlage bilden. Stochastische Methoden können helfen, Unsicherheiten zu berücksichtigen. Sie können jedoch einen erheblichen Rechenaufwand erfordern, was ihren Einsatz bei umfangreichen industriellen Anwendungen einschränken kann.

4 Flexibilität erschliessen

Die vorangegangenen Kapitel haben klare technische Empfehlungen für die Schweizer Energiewende aufgezeigt: Kapitel 2 hat die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs als wichtigsten Hebel zur Dekarbonisierung identifiziert. Kapitel 3 hat das technische Flexibilitätspotenzial der Wasserkraft, der Netzinfrastruktur und dezentraler Anlagen erläutert. Wie bereits in der Einleitung des Berichts (Kapitel 1) dargelegt, braucht es jedoch mehr als technische Anlagen und Infrastruktur, um dieses Potenzial in der Praxis zu nutzen.

In diesem Kapitel geht es deshalb nicht mehr darum, *was* möglich ist, sondern *wie* sich die Möglichkeiten umsetzen lassen. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bieten beispielsweise ein beträchtliches Flexibilitätspotenzial. Dieses lässt sich jedoch nur nutzen, wenn das Marktumfeld die richtigen Anreize setzt und sich vor allem die Eigentümerinnen und Eigentümer dieser Technologien für eine Teilnahme entscheiden. Andere Flexibilitätsquellen wie der Stromhandel oder Batteriespeicher sind weniger auf eine Beteiligung der Bevölkerung angewiesen. Um das grosse Flexibilitätspotenzial privater, dezentraler Anlagen zu erschliessen, muss jedoch ein Ausgleich zwischen einem marktdienlichen Betrieb, der auf Preissignale reagiert, und einem netzdienlichen Betrieb, der die lokale Infrastruktur schützt, gefunden werden. Gleichzeitig müssen die finanziellen Risiken der Energiewende begrenzt und ihre gesellschaftliche Akzeptanz gewährleistet werden.

These 8: Dynamische Tarife sind wichtig, um Anreize für ein optimales Gleichgewicht zwischen netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb und Investitionen zu schaffen.

Für Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die an das Stromnetz angeschlossen sind, fallen verschiedene Kostenbestandteile an. Der Stromtarif deckt die Kosten für die Erzeugung der verbrauchten elektrischen Energie, während der Netztarif die Kosten für die Infrastruktur sowie die Übertragung und Verteilung des Stroms bis zum Verbrauchsort abdeckt. Traditionell sind diese Tarife entweder konstant oder variieren nach im Voraus festgelegten Zeitfenstern innerhalb eines Tages oder Jahres (zeitabhängige Tarife) [59]. Dank Smart Metern können die Tarife dynamisch gestaltet werden und sich stündlich oder sogar alle 15 Minuten ändern. Dadurch erhalten Prosumer Anreize, ihren Strombezug und ihre Einspeisung eigenständig sowohl netz- als auch marktdienlich zu steuern [5, 12, 40, 51, 98, 103]. So lassen sich widersprüchliche Anreize für den Einsatz von Flexibilität auflösen und die verfügbare Flexibilität gezielt dort nutzen, wo sie am dringendsten benötigt wird. Dynamische Stromtarife können sich beispielsweise an den Grosshandelsstrompreisen orientieren. Entsprechende Regelungen wurden kürzlich in der Schweiz und in Europa eingeführt [59]. Angesichts der zunehmenden Bedeutung von Flexibilität sind dynamische Tarife entscheidend, um das Potenzial von Prosumern zu erschliessen. Bei entsprechender Ausgestaltung können sie beispielsweise durch die flexible Nutzung von Elektrofahrzeugen die Kosten des Schweizer Energiesystems um 2 bis

4,5 Prozent senken [60] oder die Investitionskosten für Netzverstärkungen auf Verteilnetzebene um mehr als 50 Prozent reduzieren [103]. Allerdings müssen diese Tarife und Preise so ausgestaltet werden, dass sie effiziente Anreize für die Steuerung von Strombezug und -einspeisung sowie für Investitionen schaffen und gleichzeitig Lastspitzen infolge von Rebound-Effekten verhindern [60, 103]. Insbesondere wenn die Grosshandelsstrompreise direkt an Prosumer weitergegeben werden, sind ergänzende Massnahmen zur Risikoabsicherung erforderlich, um Preisrisiken zu begrenzen und die Akzeptanz bei den Kundinnen und Kunden zu erhöhen. Darüber hinaus entfalten digitale Technologien wie automatisierte Preisbildungsmechanismen nur dann einen Nutzen für das gesamte Energiesystem, wenn sie sinnvoll in Geschäftsmodelle und kundenorientierte Lösungen integriert werden, statt isoliert zum Einsatz zu kommen [66].

Zentrale Erkenntnisse:

- **Dynamische Tarife sollten durch eine automatische Laststeuerung ergänzt werden, um ihre Akzeptanz und Wirkung zu maximieren.** Dynamische Tarife ändern sich üblicherweise stündlich oder sogar alle 15 Minuten. Für Kundinnen und Kunden wäre es viel zu zeitaufwendig, ihren Stromverbrauch manuell im gleichen Rhythmus an die Tarifänderungen anzupassen. Automatische Laststeuerungssysteme sind deshalb notwendig, um die Wirkung dynamischer Tarife zu maximieren. Zudem hat sich gezeigt, dass solche Systeme die Akzeptanz dynamischer Tarife erhöhen [23, 25].

- **Um Anreize für einen marktdienlichen Betrieb zu schaffen, sollte die Energiekomponente dynamischer Tarife dem Grosshandelsstrompreis entsprechen.** Im Gegensatz zum heutigen regulatorischen Rahmen, der vorschreibt, dass dynamische Preise für ein Referenzprofil auf einen festen Durchschnittswert abgestimmt werden müssen, könnten die Anreize für den Einsatz von Flexibilität und für Investitionen verbessert werden, indem die Grosshandelsstrompreise direkt an die Kundinnen und Kunden weitergegeben werden. Dadurch würden die Anreize für flexible Kundinnen und Kunden, ihren Stromverbrauch zeitlich zu verschieben oder zu reduzieren, den tatsächlichen Kosteneinsparungen am Strommarkt entsprechen. Flexibilität würde somit nur dann genutzt, wenn dadurch die Gesamtkosten des Energiesystems sinken [100].

- **Um Anreize für einen netzdienlichen Betrieb zu schaffen, sollte die Netzkomponente dynamischer Tarife auf jeder Netzebene konstant bleiben, solange das betreffende Netzgebiet nicht überlastet ist.** Solange das betreffende Netzgebiet nicht überlastet ist, sollten die dynamischen Netznutzungsentgelte konstant bleiben, damit sie die Anreize zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs nicht beeinflussen. Diese Preisstabilität stellt sicher, dass sich die Anreize zur zeitlichen Verschiebung oder Reduktion des Stromverbrauchs an den unverfälschten Grosshandelspreissignalen der Energiekomponente orientieren [100].

- **Um Anreize für einen netzdienlichen Betrieb zu schaffen, sollte die Netzkomponente dynamischer Tarife auf jeder Netzebene regional differenziert ausgestaltet sein und symmetrische Anreize für Einspeisung und Bezug bieten.** Wenn ein Netzgebiet durch einen zu hohen Strombezug überlastet ist, sollte das dynamische Netznutzungsentgelt für den Strombezug proportional zur Netzbelastung steigen. Wird ein Netzgebiet hingegen durch zu hohe Einspeisungen überlastet, sollten entgegen der heutigen Regulierung auch für die Ein-

speisung Netznutzungsentgelte erhoben werden, deren Höhe proportional zur Netzbelastung ist [100].

- **Um bei Erreichen der Netzkapazitätsgrenzen ausreichende Anreize zu schaffen, sollten dynamische Netztarife bei einer Überlastung durch Strombezug entsprechend hoch und bei einer Überlastung durch Einspeisung entsprechend tief angesetzt werden – bis hin zu negativen Tarifen.** Erreicht das Netz beim Strombezug seine Kapazitätsgrenze, kann eine weitere Zunahme der Last zu zwangsweisen Abschaltungen im überlasteten Netz führen. Damit für die Kundinnen und Kunden ausreichende Anreize bestehen, eine solche Situation zu vermeiden, sollten die dynamischen Netztarife bei Erreichen der Netzkapazitätsgrenze durch den Strombezug bis zum Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (VOLL) steigen. Erreicht das Netz durch die Einspeisung seine Kapazitätsgrenze, kann eine weitere Zunahme der Einspeisung ebenfalls zu zwangsweisen Abschaltungen von Netzelementen und zur Trennung von Kundinnen und Kunden vom Netz führen. Die damit verbundenen Kosten entsprechen dem VOLL. Müssen Erzeuger erneuerbarer Energien in dieser Situation jedoch zunehmend negative Netztarife in Kauf nehmen, stellen sie ihre Einspeisung ein, sobald die Summe aus dem (negativen) Netztarif und dem (möglicherweise weiterhin positiven) Strompreis null beträgt. Deshalb dürfte es bei einer durch Einspeisungen verursachten Netzüberlastung nicht erforderlich sein, die dynamischen Netztarife bis auf den negativen VOLL abzusenken.

- **Dynamische Netztarife, die bis zum VOLL steigen können, und dynamische Stromtarife, die den Grosshandelsstrompreis direkt weitergeben, erfordern eine geeignete Risikoabsicherung.** Bei aussergewöhnlichen Ereignissen wie Netzengpässen oder künftigen Energiekrisen können die tatsächlichen Stromkosten sehr hoch sein. Dynamische Netz- und Stromtarife schaffen zwar die richtigen Anreize, setzen die Kundinnen und Kunden jedoch erheblichen Risiken aus – sei es, weil die Netztarife bei Netzüberlastungen bis zum VOLL steigen, weil die Stromtarife den Grosshandelsstrompreis direkt weitergeben oder weil beides zutrifft. Anstatt wie bisher die Preissignale durch die Kalibrierung auf einen vorgegebenen Durchschnittswert abzuschwächen oder dynamische Tarife unterhalb des VOLL zu begrenzen – wodurch zwar die Risiken sinken, gleichzeitig aber die Anreize verzerrt werden –, wäre es effizienter, den Kundinnen und Kunden Verträge zur Absicherung dieser Risiken anzubieten. Damit liessen sich die Risiken auf ein vergleichbares Niveau begrenzen, ohne die Betriebs- und Investitionsanreize zu verfälschen [101].

- **Mit zunehmender Verbreitung flexibler Lasten kann es erforderlich werden, dynamische Netztarife nachträglich festzulegen oder mit leistungsabhängigen Entgelten zu kombinieren, um Lastspitzen infolge von Rebound-Effekten zu verhindern.** Anfänglich dürften dynamische Tarife im Voraus festgelegt werden, in der Regel am Vortag (Day-Ahead), damit Kundinnen und Kunden mit Lastmanagement genügend Zeit haben, ihren Stromverbrauch zu planen. Je mehr flexible Lasten auf die im Voraus festgelegten Tarife reagieren, desto eher können durch die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs neue Lastspitzen in der Stunde mit dem tiefsten Tarif entstehen. Diese können die ursprüngliche Lastspitze sogar übersteigen und das Stromsystem beeinträchtigen [60]. Sobald solche Effekte auftreten, könnten dynamische Tarife pro kWh entweder nachträglich festgelegt [12, 63] oder durch leistungsabhängige Entgelte pro kWp ergänzt werden. Damit würden Anreize geschaffen, den Stromverbrauch auf mehrere Stunden mit tiefen Tarifen zu verteilen.

- **Wenn Energieversorgungsunternehmen dynamische Tarife anbieten, müssen sie die gebündelte Flexibilität ihrer Kundinnen und Kunden über Gebote in den Day-Ahead- oder Intraday-Auktionen vermarkten, um Verluste zu vermeiden.** Bietet ein Energieversorgungsunternehmen seinen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern einen dynamischen Tarif an, verändert sich deren Stromnachfrage entsprechend. Damit seine Bilanzgruppe ausgeglichen bleibt, muss das Unternehmen diese Nachfrageverschiebung vorhersehen und die entsprechend benötigte Strommenge in den Day-Ahead- oder Intraday-Auktionen beschaffen. Andernfalls entstehen Bilanzgruppenabweichungen, für die Ausgleichsenergiezahlungen anfallen. Die europäische Strombörse EPEX SPOT, die den Schweizer Day-Ahead- und Intraday-Markt betreibt, hat dafür das Gebotsformat «exclusive group of block bids» eingeführt. Damit können Energieversorgungsunternehmen Strom für ein Portfolio gebündelter flexibler Lasten beschaffen [18, 32]. Dieses Format ermöglicht es den Energieversorgungsunternehmen, die Flexibilität in ihrem Netz wirtschaftlich zu nutzen und gleichzeitig sicherzustellen, dass die gebündelte Flexibilität dem Schweizer Stromsystem zur Verfügung steht – sei es für den Einsatz am Day-Ahead-Markt (über ein Day-Ahead-Gebot) oder am Intraday-Markt (über ein Intraday-Gebot) [18].

- **Dynamische Tarife erfordern eine Weiterentwicklung der Gebotsformate in den Day-Ahead- und Intraday-Auktionen.** Wenn Endverbraucherinnen und Endverbraucher auf dynamische Tarife reagieren, müssen Energieversorgungsunternehmen die zur Deckung ihrer flexiblen Stromnachfrage benötigten Strommengen in den Day-Ahead- und Intraday-Auktionen beschaffen. Die von EPEX SPOT für den Schweizer Markt definierten Gebotsformate sollten deshalb auf diesen Zweck abgestimmt werden. Das bereits angebotene Gebotsformat «exclusive group of block bids» ist dafür weitgehend ausreichend. Zwei Verbesserungen würden jedoch ermöglichen, Flexibilität effizienter am Strommarkt zu handeln [18, 32]. Erstens sollte es möglich sein, Blockgebote mit positiven und negativen Mengen einzureichen. Damit würde berücksichtigt, dass Prosumer sowohl Strom kaufen als auch verkaufen können. Zweitens sollte die Anzahl der Gebote pro exklusiver Gruppe erhöht werden, damit Energieversorgungsunternehmen «mehr Flexibilität» anbieten können [18, 32]. Schliesslich sollte die Strombörse die Energieversorgungsunternehmen kontinuierlich bei der Nutzung der Gebotsformate beraten und diese an die sich verändernden Anforderungen von Stromerzeugern und -verbrauchern anpassen.

- **Statistische Optimierungsmethoden können dazu beitragen, Stromnetze durch eine robustere Planung auch unter unsicheren Bedingungen zuverlässig zu betreiben.** Moderne Stromverteil- und Übertragungsnetze müssen trotz Unsicherheiten bei der Erzeugung erneuerbarer Energien und einer sich verändernden Stromnachfrage zuverlässig betrieben werden können. Statistische Methoden, die diese Unsicherheiten berücksichtigen und mit hoher Wahrscheinlichkeit die Einhaltung der Netzrestriktionen gewährleisten, können Energieversorgungsunternehmen, Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern helfen, den Netzbetrieb effizienter und zuverlässiger zu planen [38].

- **Statistische Methoden ermöglichen es, dezentrale Energieressourcen zu bündeln und dadurch bisher ungenutzte Flexibilitätspotenziale zu erschliessen. So können diese Ressourcen das Stromnetz wirksamer unterstützen und zu einer besseren Systemplanung beitragen.** Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien können zahlreiche kleine, dezentrale Ressourcen – etwa Photovoltaikanlagen, Batterien und flexible Lasten – dazu beitragen, das

Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch aufrechtzuerhalten. Dazu wurde eine neue, effiziente statistische Methode entwickelt, mit der sich diese Ressourcen nach einem formalisierten Verfahren bündeln und zuverlässig abschätzen lässt, wie viel Flexibilität sie zur Unterstützung des Stromsystems bereitstellen können. Indem der Ansatz Netzrestriktionen, Kosten und Unsicherheiten berücksichtigt, stellt er sicher, dass die Flexibilität sicher und wirksam dem Übertragungsnetz zur Verfügung gestellt werden kann. So werden lokale Energieressourcen zu einem wertvollen Instrument für die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -verbrauch [36].

- **Statistische Methoden können dazu beitragen, Flexibilitätsressourcen aus verschiedenen Verteilnetzen zu koordinieren und damit das Übertragungsnetz zu unterstützen.** Durch die koordinierte Steuerung mehrerer aktiver Verteilnetze (ADN) lassen sich dezentrale Flexibilitätspotenziale erschliessen und der Bedarf an Ausgleichsdienstleistungen verringern. Die PATHFNDR-Forschungsarbeiten stellen eine Methode der verteilten Optimierung vor, mit der mehrere Netze auf ein gemeinsames Ziel hinarbeiten können, ohne sensible Informationen über dezentrale Energieressourcen oder Netzmodelle offenzulegen. Solche Methoden werden für den Netzbetrieb und die Netzplanung sehr hilfreich sein. Die Methode wurde in gemeinsamen Experimenten am Distributed Electrical Systems Laboratory der EPFL und im Forschungs- und Innovationsgebäude NEST der Empa erfolgreich validiert [37].

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten zur Bündelung stochastischer Ressourcen unter Berücksichtigung der Netzbedingungen sollten sich darauf konzentrieren, die Verfahren zur Bündelung und zur verteilten Optimierung miteinander zu verbinden. Ziel ist es, die Flexibilität mehrerer aktiver Verteilnetze gemeinsam zu bündeln, ohne Informationen über die einzelnen Netze auszutauschen. Dabei sollen verschiedene Systemdienstleistungen berücksichtigt werden, die sich überlagern oder unabhängig voneinander erbracht werden.

- Darüber hinaus sollten die Verfahren zur Bündelung erweitert werden, um die Wahrscheinlichkeiten der Aktivierung von Systemdienstleistungen zu berücksichtigen und die Wirtschaftlichkeitsbedingungen anhand spezifischer Risikokennzahlen genauer zu definieren.

- Es wurde bereits gezeigt, dass Kombinationen verschiedener leistungsabhängiger Tarifkomponenten Lastspitzen infolge von Rebound-Effekten reduzieren können, ohne die Anreize zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs zu beeinträchtigen. Die optimale Ausgestaltung solcher Tarifkombinationen ist jedoch weiterhin Gegenstand der Forschung.

- Auch die Vorteile nachträglich festgelegter Netztarife wurden bereits nachgewiesen. Weiterer Forschungsbedarf besteht jedoch hinsichtlich ihrer konkreten Ausgestaltung, insbesondere der Machbarkeit und Stabilität einer optimalen Laststeuerung auf der Grundlage unsicherer Preisprognosen.

These 9: Gut ausgestaltete Fördermodelle für erneuerbare Energien sollten stabile Einnahmen gewährleisten und Investitionsrisiken verringern, ohne dabei die Anreizwirkung zu beeinträchtigen.[1]

Fördermechanismen für erneuerbare Energien, bei denen die Zahlungen an die tatsächlich erzeugte Strommenge gekoppelt sind – darunter auch die zweiseitige gleitende Marktprämie in der Schweiz –, können das Strompreisrisiko für Investoren wirksam verringern und die meisten Anreize für eine optimale Stromerzeugung erhalten. Da die Abrechnung jedoch weiterhin von der tatsächlich erzeugten Strommenge abhängt, können solche Fördermechanismen das Gebotsverhalten und die Preisbildung an den kurzfristigen Strommärkten (Intraday- und Regelenergiemärkten) verzerren. Zudem sichern sie nicht gegen Schwankungen der Gesamterträge ab. Produktionsunabhängige Fördermechanismen können diese verbleibenden Nachteile beheben. Ein Beispiel dafür sind finanzielle Differenzverträge (FCfD), die die Erträge stabilisieren und gleichzeitig die Preissignale für den Betrieb erhalten. Sie zeigen damit eine mögliche Richtung für die künftige Weiterentwicklung der Förderpolitik auf [65, 80]*.

Zentrale Erkenntnisse:

- **An die Stromerzeugung gekoppelte Fördermechanismen können die Funktionsweise der kurzfristigen Strommärkte beeinflussen.** Fördermechanismen, bei denen sich die Zahlungen nach der tatsächlich erzeugten Strommenge richten – wie das heutige Marktprämiensystem in der Schweiz –, beeinflussen die Opportunitätskosten, die Stromerzeuger bei ihren Entscheidungen am Intraday-Markt und an den Regelenergiemärkten berücksichtigen. Selbst wenn die Referenzpreise über längere Zeiträume, beispielsweise über ein Quartal, gemittelt werden und dadurch wieder Anreize entstehen, Strom bevorzugt in Stunden mit höheren Marktpreisen zu erzeugen, können die erwarteten Förder- oder Rückzahlungen das Gebotsverhalten beeinflussen. So können in Förderphasen Gebote unterhalb der variablen Kosten abgegeben werden, während in Rückzahlungsphasen Anreize zur Abregelung entstehen können. Diese Verhaltensweisen können die Preisbildung und die Effizienz des Stromeinsatzes an den kurzfristigen Strommärkten beeinträchtigen, insbesondere wenn der Anteil der geförderten Stromerzeugung zunimmt.

- **An die Stromerzeugung gekoppelte Fördermechanismen sichern lediglich das Preisrisiko ab, während Investoren weiterhin dem Risiko wetterbedingter Schwankungen der Stromerzeugung ausgesetzt sind.** Bestehende Fördermodelle verringern das Risiko schwankender Strompreise, setzen die Stromerzeuger jedoch weiterhin Mengenrisiken aufgrund wetterbedingter Schwankungen der Stromproduktion aus. In manchen Fällen schwächt die Kopplung an die Stromerzeugung die natürliche Absicherungswirkung des Zusammenspiels von Strompreisen und Stromverfügbarkeit ab. Dadurch können die Erträge trotz stabilisierter Preise weiterhin erheblich schwanken.

- **Finanzielle Differenzverträge (FCfD) zeigen, wie produktionsunabhängige Fördermechanismen diese Nachteile überwinden können***. Bei FCfD erfolgt die Abrechnung unabhängig von der tatsächlich erzeugten Strommenge. Stattdessen werden Referenzprofile der

[1] Diese These umfasst sowohl Hintergrundinformationen als auch Forschungsergebnisse des PATHFNDR-Konsortiums. Aussagen, die auf Hintergrundinformationen beruhen, sind mit einem Sternchen (*) gekennzeichnet.

*Diese Aussage beruht auf Hintergrundinformationen.

Stromerzeugung zugrunde gelegt. Dieser Ansatz beseitigt Anreize, den Betrieb aufgrund von Förderzahlungen anzupassen, und stabilisiert gleichzeitig die Erträge, indem er sowohl Preis- als auch Mengenrisiken absichert. FCfD verbinden eine langfristige Risikoabsicherung mit einer weiterhin bestehenden Abhängigkeit von den Marktpreisen. Sie zeigen damit einen möglichen Weg auf, die verbleibenden Nachteile produktionsabhängiger Fördermechanismen zu beheben, ohne eine bestimmte förderpolitische Lösung vorzugeben. Allerdings sind auch mit diesen Fördermechanismen Zielkonflikte verbunden. Die Abrechnung anhand eines Referenzprofils setzt Investoren einem Basisrisiko aus, wenn die tatsächliche Stromerzeugung einer Anlage vom Referenzprofil abweicht. Zudem erhöht die Festlegung, Überprüfung und Aktualisierung der Referenzprofile den administrativen Aufwand.

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten die Auswirkungen produktionsabhängiger Fördermechanismen auf die kurzfristigen Strommärkte unter den Bedingungen des Schweizer Stromsystems quantifizieren.
- Zudem sollten verschiedene Fördermodelle hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt, Investitionen und Risiken verglichen werden.
- Weitere Untersuchungen sollten sich mit der Ausgestaltung der Referenzprofile und den Auswirkungen des Basisrisikos bei produktionsunabhängigen Fördermechanismen befassen.
- Ausserdem sollte untersucht werden, wie sich Reformen der Förderung erneuerbarer Energien auf die Anreize und Geschäftsmodelle der verschiedenen Marktteilnehmer auswirken. Dazu gehört auch, mögliche Gründe für Widerstände gegen produktionsunabhängige Fördermechanismen wie FCfD zu ermitteln und zu prüfen, welche regulatorischen Änderungen dazu beitragen könnten, die Anreize für Einzelpersonen und Unternehmen besser mit dem Nutzen für das gesamte Energiesystem in Einklang zu bringen.

These 10: Das Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lässt sich nur dann in grossem Massstab ausschöpfen, wenn die Eigentümerinnen und Eigentümer einer automatisierten Steuerung zustimmen, sofern ihr Komfort gewahrt bleibt und sie angemessen entschädigt werden.[1]

Elektrofahrzeuge (EV) und Wärmepumpen (WP) bieten ein hohes technisches Flexibilitätspotenzial (siehe These 6). Dieses lässt sich jedoch nur ausschöpfen, wenn sich die Kundinnen und Kunden, insbesondere die Eigentümerinnen und Eigentümer von EV und WP, daran beteiligen. Dazu müssen die Eigentümerinnen und Eigentümer zulassen, dass ihre Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen automatisch und flexibel gesteuert werden. Voraussetzung sind einfache, benutzerfreundliche Lösungen, mit denen sich Lade- und Heizvorgänge zeitlich verschieben lassen, ohne den Komfort der Nutzerinnen und Nutzer einzuschränken. Damit sich die Flexibilität von EV und WP in grösserem Umfang

[1] Diese These umfasst sowohl Erkenntnisse des PATHFNDR-Konsortiums als auch Ergebnisse aus Forschungsarbeiten ausserhalb des Projekts. Letztere sind mit einem Sternchen (*) gekennzeichnet.

nutzen lässt, braucht es Massnahmen zur Unterstützung der Eigentümerinnen und Eigentümer (z. B. politische Massnahmen, geeignete Tarife und ein koordiniertes Vorgehen der beteiligten Akteure). Ebenso wichtig sind Aggregatoren, die die Nutzung von Flexibilität vereinfachen und den Kundinnen und Kunden helfen, von der zeitlichen Verschiebung ihres Stromverbrauchs zu profitieren.

Bei der Beurteilung der Akzeptanz ist zu berücksichtigen, dass die verfügbaren Erkenntnisse sowohl aus Forschungsarbeiten im Rahmen von PATHFNDR und SWEET als auch aus internationalen Studien stammen. Letztere helfen zwar, allgemeine Wirkungszusammenhänge zu erkennen, ihre Übertragbarkeit auf die Schweiz ist jedoch mit Vorsicht zu beurteilen. Erkenntnisse, die nicht aus PATHFNDR stammen, sind im Folgenden mit einem Sternchen* gekennzeichnet.

Zentrale Erkenntnisse:

- **Die Flexibilität von EV und WP bringt Vorteile für das Energiesystem, setzt aber voraus, dass sich viele Eigentümerinnen und Eigentümer von EV und WP daran beteiligen.** Untersuchungen zeigen, dass sich das Laden von EV zeitlich verschieben lässt, ohne die bisherigen Mobilitätsgewohnheiten zu verändern. Voraussetzung ist, dass die Ladestrategien den Mobilitätsbedürfnissen der Fahrerinnen und Fahrer sowie den Zeitfenstern Rechnung tragen, in denen die Fahrzeuge zum Laden zur Verfügung stehen [60, 68]. Auch der Betrieb von WP lässt sich zeitlich verschieben, ohne den thermischen Komfort in Gebäuden zu beeinträchtigen. Dazu muss die Steuerung sicherstellen, dass die Raumtemperaturen innerhalb festgelegter Komfortbereiche bleiben und die thermische Trägheit der Gebäude als kurzfristiger Wärmespeicher genutzt wird [56]. Die Beteiligung beschränkt sich zudem nicht auf Privathaushalte: Intelligentes Laden am Arbeitsplatz kann die Flexibilität erhöhen und das Laden von EV besser auf die Anforderungen des Stromsystems abstimmen. Damit spielen Arbeitgeber und Standortbetreiber eine wichtige Rolle [96]. Umfragen zeigen zwar, dass die Befragten für ihre Teilnahme relativ hohe Vergütungen erwarten: zwischen 48 und 542 Schweizer Franken pro Jahr bei EV sowie zwischen 1150 und mehr als 4000 Schweizer Franken pro Jahr bei WP. Es ist jedoch ungewiss, ob Programme zur Gewinnung von Teilnehmenden solche Vergütungen anbieten und gleichzeitig eine ausreichend hohe Teilnahmequote erreichen können. Dies unterstreicht, wie wichtig Programme sind, die eine unkomplizierte Teilnahme ermöglichen und den Komfort gewährleisten [48]*.

- **Die Beteiligung steigt, wenn die Flexibilität automatisiert genutzt wird und der Komfort erhalten bleibt.** Kundinnen und Kunden sind nur dann bereit, Flexibilität bereitzustellen, wenn ihr Komfort gewahrt bleibt. Deshalb ist eine automatisierte zeitliche Steuerung entscheidend. Untersuchungen zur Einführung von Innovationen im Bereich der Sektorenkopplung zeigen, dass sich selbst ökologisch vorteilhaftere Technologien nicht in grösserem Umfang durchsetzen, wenn sie nicht als attraktive Alternative zu herkömmlichen Lösungen wahrgenommen werden. Neben der technischen Leistungsfähigkeit spielt deshalb auch die Bewertung durch die Nutzerinnen und Nutzer eine zentrale Rolle [67]. Umfragen zeigen ausserdem, dass rund 70 Prozent der Schweizer Konsumentinnen und Konsumenten nur dann Flexibilität bereitstellen, wenn ihr Komfort nicht beeinträchtigt wird. Rund 30 Prozent sind hingegen bereit, für Kosteneinsparungen gewisse Komforteinbussen in Kauf zu nehmen [72, 99]. Die Automatisierung funktioniert am besten, wenn die Kundinnen und Kunden klare Betriebsgrenzen festlegen und die automatische Steuerung bei Bedarf einfach übersteuern können. Beispiele sind ein vorgegebener

*Diese Erkenntnis stammt nicht aus PATHFNDR.

Mindestladestand eines EV zum Abfahrtszeitpunkt oder festgelegte Raumtemperaturbereiche beim Heizen [70]*. Viele Kundinnen und Kunden bevorzugen zudem die direkte Steuerung einzelner Geräte gegenüber einer Begrenzung des gesamten Stromverbrauchs ihres Haushalts. Bei WP haben Verträge zur direkten Laststeuerung und die gewählten Betriebseinstellungen – etwa die Möglichkeit zum Vorheizen und längere Zeitfenster für Lastverschiebungen – einen grossen Einfluss darauf, wie viel Flexibilität tatsächlich bereitgestellt wird. Sie tragen auch dazu bei, Rebound-Effekte abzumildern [58]. Damit die Automatisierung den Komfort nicht beeinträchtigt, braucht es klare Betriebsregeln und festgelegte Komfortbereiche.

- **Kundinnen und Kunden nehmen eher an Programmen teil, wenn diese transparent, vertrauenswürdig und leicht verständlich sind.** Die Teilnahmebereitschaft steigt, wenn die Kundinnen und Kunden gut informiert sind und die Kontrolle über die automatische Steuerung behalten. Dazu gehört auch, dass sie der Steuerung auf Grundlage umfassender Informationen zustimmen und ihre Daten geschützt werden [59]. Diese Erkenntnis steht auch im Zusammenhang mit der allgemeinen Akzeptanz energiepolitischer Massnahmen in der Schweiz: Nachfrageseitige Massnahmen zum flexiblen Laden von EV oder zum flexiblen Betrieb von WP werden tendenziell eher akzeptiert als angebotsseitige Massnahmen zum Stromhandel oder zum Bau von DACCS-Anlagen, die den Einsatz fossiler Reservekraftwerke ermöglichen sollen [45, 47]. Die öffentliche Akzeptanz hängt zudem davon ab, wie die Auswirkungen solcher Massnahmen vermittelt werden. Werden die gesellschaftlichen und ökologischen Folgen als positiv wahrgenommen, steigt die Zustimmung (Abbildung 4.1). Werden sie hingegen negativ beurteilt, nimmt sie ab [46, 47].

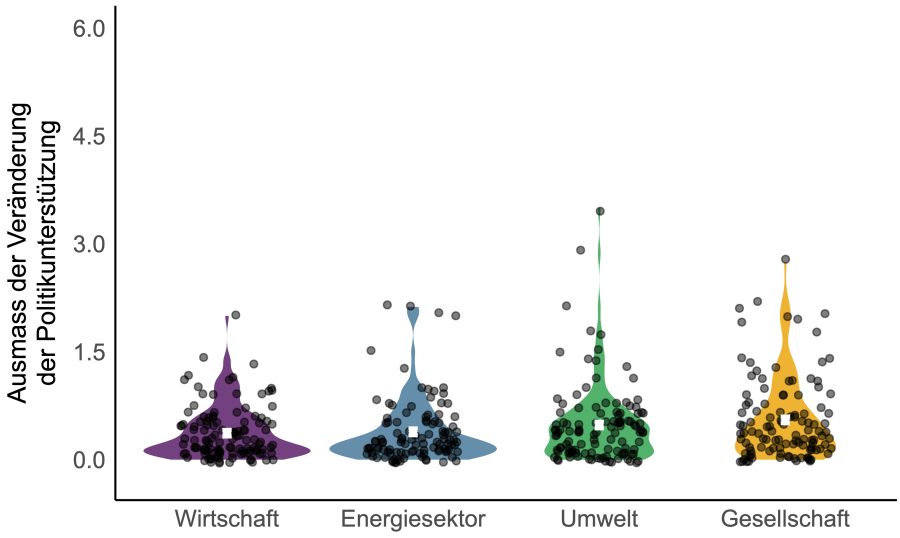


Abbildung 4.1: Veränderung der Politikunterstützung, nachdem die Teilnehmenden Informationen zu wirtschaftlichen, energiesektorbezogenen, ökologischen oder gesellschaftlichen Auswirkungen erhalten hatten. Informationen zu gesellschaftlichen und ökologischen Auswirkungen veränderten die Unterstützung am stärksten [44].

- **Auch wenn die Flexibilität automatisch gesteuert wird, bevorzugen Kundinnen und Kunden einfache Tarife, bei denen sie die Höhe ihrer Stromrechnung abschätzen können.** Die Automatisierung kann zwar die Abneigung gegenüber schwankenden Strompreisen verringern

Vertrag	Preis-absicherung	Effizienter Einsatz	Effiziente Investitionen
Spotpreis	✗	✓	✓
Festpreis	✓	✗	✗
Festpreis + dynamische Laststeuerung	✓	✓	✗
Spot + Profilvertrag	✓	✓	✓

Abbildung 4.2: Anreizwirkungen verschiedener Vertragstypen. Vergleich von Vertragsmodellen hinsichtlich Preisabsicherung für Verbraucher, Anreizen für einen effizienten Einsatz und Anreizen für effiziente Investitionen.

[25]*, die meisten Kundinnen und Kunden bevorzugen jedoch einfache Verträge mit festen Preisen [16, 25, 84, 99]. Eine Möglichkeit, die Beteiligung zu erhöhen, wäre deshalb, den Kundinnen und Kunden einen vergünstigten Festtarif anzubieten. Im Gegenzug würden sie einem Energieversorgungsunternehmen, das dynamischen Preisen ausgesetzt ist, die automatisierte Steuerung ihrer Geräte erlauben [100]. Alternativ könnten Kundinnen und Kunden, die ihren Stromverbrauch selbst steuern möchten, durch Profilverträge zur Teilnahme motiviert werden. Diese schützen sie vor den Risiken dynamischer Preise und bieten ihnen gleichzeitig weiterhin Anreize, ihren Stromverbrauch zeitlich zu verschieben (Abbildung 4.2) [52, 101]. Am wirksamsten liesse sich die Beteiligung jedoch durch ein Opt-out-Verfahren erhöhen. Untersuchungen zeigen, dass damit Teilnahmequoten von rund 90 Prozent erreicht werden können – deutlich mehr als die üblichen 20 bis 50 Prozent bei Opt-in-Verfahren [70]*.

- **Um Flexibilität in grösserem Umfang nutzen zu können, müssen die Geräte standardmässig für einen flexiblen Betrieb ausgelegt sein.** Ladestationen für EV und WP-Systeme benötigen standardisierte, interoperable Steuerungs- und Kommunikationsfunktionen, damit die Automatisierung unabhängig von Herstellern und Einsatzbedingungen funktioniert [59]. Wenn sich die Regulierung von der Förderung einer «einfachen» hin zu einer «flexiblen» Elektrifizierung verlagert, müssen Hindernisse beim Zugang, bei den Kosten und bei der Marktteilnahme abgebaut werden [59, 72]. Bei EV erfordert dies regulatorische Rahmenbedingungen und Tarife – beispielsweise zeitabhängige, dynamische und hybride Tarife –, die eine Automatisierung und wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle ermöglichen [3, 60]. Bei WP sind regulatorische Änderungen nötig, damit Verteilnetzbetreiber als Aggregatoren und Anbieter flexibler Heizlösungen für mehrere Gebäude tätig werden können [62]. Die Schweiz ist noch nicht vollständig auf eine flexible Nutzung dieser Technologien vorbereitet. Die Umsetzung neuer Regelungen zum «Recht auf Laden» (right to charge) muss mit den Standards für intelligentes Laden abgestimmt werden. Zudem müssen auf die jüngsten Änderungen zur Vermeidung einer doppelten Erhebung von Netznutzungsentgelten beim bidirektionalen Laden (V2G) weitere Massnahmen folgen, um die Kostenhürden für eine Teilnahme zu senken [3, 59, 72]. Ein

breiteres Angebot geeigneter Tarife, ein klar geregelter Marktzugang für Aggregatoren – deren Rolle im Schweizer Stromrecht noch nicht definiert ist – und eine stärkere Verbreitung der direkten Laststeuerung können dazu beitragen, die Flexibilität von EV und WP in grösserem Umfang zu nutzen [3, 59, 72]. Lokale Anreize können die Beteiligung zusätzlich fördern und Lösungen für Prosumer ermöglichen, beispielsweise das Konzept des «Nanoverbunds» [7, 62].

- **Die Abstimmung der Zuständigkeiten und die richtige Ausgestaltung von Flexibilitätsprodukten sorgen für eine zuverlässige Bereitstellung von Flexibilität.** Da Verteilnetzbetreiber, Stromlieferanten, Aggregatoren und Prosumer dieselben Geräte steuern können, sind eine gute Abstimmung und klare Prioritätsregeln erforderlich, um widersprüchliche Steuersignale und lokale Netzengpässe zu vermeiden. Um Bilanzabweichungen zu vermeiden, sollte die Steuerung flexibler Lasten bei dem Marktteilnehmer liegen, der den Spotmarktpreisen und dynamischen Netznutzungsentgelten ausgesetzt ist. Andernfalls kann die eigenständige Steuerung durch einen Aggregator zu Bilanzabweichungen beim für die Stromlieferung zuständigen Unternehmen führen [100]. Eine zentrale Herausforderung für Energieversorgungsunternehmen bleibt die Frage, in welchem Umfang die Flexibilität von EV und WP tatsächlich verfügbar sein wird. Entscheidend sind deshalb eine verlässliche Beteiligung, zuverlässige Prognosen und die Überprüfung der tatsächlich bereitgestellten Flexibilität. Nur so lässt sich Flexibilität verlässlich planen und als Dienstleistung anbieten, für die sich wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle entwickeln lassen [72]. Auch die Ausgestaltung der Flexibilitätsprodukte spielt eine wichtige Rolle. Sie sollten entweder die Senkung des Stromverbrauchs auf ein vorgegebenes Niveau vergüten oder eine an Stromknappheit gekoppelte Vergütung vorsehen, beispielsweise über dynamische oder knotenspezifische Tarife. Dagegen sollte nicht eine garantierte «Senkung des Stromverbrauchs um» eine bestimmte Menge vergütet werden, da dies Anreize schaffen könnte, den Verbrauch vor Zeiten mit knappem Stromangebot zu erhöhen [17]. Die Ausgestaltung der Produkte und die frühzeitige Berücksichtigung künftiger politischer Entwicklungen können Unternehmen helfen, die Bedürfnisse ihrer Kundinnen und Kunden zu erfüllen und flexibel einsetzbare Lösungen zum Standard zu machen [67].

Weiterer Forschungsbedarf:

- Künftige Forschungsarbeiten sollten untersuchen, wie die Risikoabsicherung für Endkundinnen und Endkunden ausgestaltet werden muss, um ein ausgewogenes Verhältnis zwischen einer möglichst hohen Akzeptanz und unverzerrten Anreizen für den Betrieb und für Investitionen zu erreichen.
- Weitere Praxistests sollten zeigen, wie Programme gestaltet werden müssen, um möglichst hohe Teilnahmequoten und eine zuverlässige Bereitstellung von Flexibilität zu erreichen. Dabei sollten unter anderem Opt-in- und Opt-out-Verfahren, die Kommunikation, das Vertrauen und eine faire Preisgestaltung untersucht werden.
- Weitere Forschungsarbeiten sollten untersuchen, wie sich die von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern tatsächlich bereitgestellte Flexibilität messen und überprüfen lässt. So könnten die Betreiber lernen, Flexibilität besser zu planen und als zuverlässige Dienstleistung anzubieten.
- Zudem sollte die Datengrundlage zur Akzeptanz der flexiblen Steuerung von EV und WP in der Schweiz verbessert werden. Die bisherigen Erkenntnisse stammen sowohl aus PATHFNDR

und verwandten SWEET-Forschungsarbeiten als auch aus internationalen Studien. Weitere Untersuchungen sollten unter realen Bedingungen zeigen, wie Eigentümerinnen und Eigentümer von EV und WP in der Schweiz auf unterschiedliche Tarifmodelle, Automatisierungslösungen, Vergütungsmodelle und Kommunikationsstrategien reagieren.

- Schliesslich sollte untersucht werden, ob sich die installierte PV-Leistung über Kapazitätszahlungen vergüten liesse. Dabei würde das Energieversorgungsunternehmen einen festen Betrag pro installiertem Kilowatt PV-Leistung zahlen und im Gegenzug das Recht erhalten, die Stromerzeugung der Anlage zu steuern.

5 Empfehlungen an die Stakeholder

Die Erkenntnisse dieses Berichts zeigen, dass die Energiewende in der Schweiz zwei eng miteinander verbundene Entwicklungen erfordert: die direkte Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren und die Integration von Flexibilität, um das Gleichgewicht in einem Stromsystem zu gewährleisten, das von schwankender erneuerbarer Stromerzeugung geprägt ist. Mit der zunehmenden Sektorenkopplung – also der Verknüpfung von Strom, Wärme, Verkehr und Brennstoffen – wächst der Bedarf an Flexibilität. Um diese Flexibilität zu erschliessen, ist ein koordiniertes Vorgehen zahlreicher Akteure erforderlich. Kein einzelner Stakeholder kann dies allein leisten.

Die Empfehlungen dieses Berichts sind nach Stakeholdern gegliedert: Der Bundesgesetzgeber und die Bundesverwaltung legen den rechtlichen und strategischen Rahmen fest. Die zuständige Markt- und Regulierungsbehörde überwacht die Marktregeln. Kantone und Gemeinden sind für die Bewilligungsverfahren und die lokale Planung zuständig. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber passen die Netzplanung und den Netzbetrieb an. Aggregatoren, Stromlieferanten und Technologieanbieter setzen die Vorgaben in konkrete Produkte und Geräte um. Konsumentinnen und Konsumenten sowie Prosumer schliesslich nutzen die Flexibilität in der Praxis. Bei jeder Empfehlung wird auf die Thesen verwiesen, auf denen sie beruht.

Bund

Der Bund gibt die langfristige Richtung der Energiewende vor. Seine zentrale Aufgabe besteht darin, Investoren und lokalen Behörden klare Prioritäten vorzugeben, die internationale Einbindung der Schweiz zu sichern und durch gesetzliche Vorgaben dafür zu sorgen, dass ein flexibler, auf Elektrifizierung ausgerichteter Betrieb zum Standard wird. Dabei sind zwei Zuständigkeitsbereiche zu unterscheiden: Parlament und Bundesrat entscheiden über die Gesetzgebung und internationale Abkommen, während die beteiligten Bundesämter – das Bundesamt für Energie (BFE) und das Bundesamt für Umwelt (BAFU) – die entsprechenden gesetzlichen Bestimmungen vorbereiten und umsetzen.

Parlament und Bundesrat

- Das im Klima- und Innovationsgesetz festgelegte Netto-Null-Ziel bis 2050 erreichen, indem die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors zur nationalen Priorität gemacht wird. Die direkte Elektrifizierung von Gebäuden (in Abstimmung mit den Kantonen[1]), des Strassenverkehrs und der industriellen Niedertemperaturwärme sollte vorrangig durch politische Massnahmen gefördert werden. Diese gelten als die kosteneffizientesten Möglichkeiten, die Emissionen zu senken und den Bedarf an importierten Brennstoffen zu verringern. [Thesen 1 und 2]

- Die Bestimmungen zum «Recht auf Laden» stärken, mit den Standards für intelligentes Laden abstimmen und über Elektrofahrzeuge hinaus ausweiten, damit Mieterinnen und Mieter nicht daran gehindert werden können, Anlagen für einen flexiblen Betrieb zu installieren. Verbleibende Kostenhürden für den Vehicle-to-Grid-Betrieb (V2G) beseitigen. [These 10]

- Die mietrechtlichen Bestimmungen und die Regelungen zum Eigenverbrauch so aufeinander abstimmen, dass sich Investitionen in flexibel steuerbare Anlagen in Miet- und Mehrparteiengebäuden für beide Seiten lohnen. Vermieterinnen und Vermieter sollten die Kosten für Investitionen in flexibel steuerbare EV-Ladeinfrastruktur, WP und PV-Anlagen überwälzen können. Gleichzeitig sollten Mieterinnen und Mieter an den daraus entstehenden Einsparungen bei den Energiekosten beteiligt werden, die Kontrolle über die Steuerung behalten und diese bei Bedarf einfach übersteuern können. [Thesen 6 und 10]

- Die Einbindung der Schweiz in die europäischen Strommärkte und die europäische Stromin-frastruktur sichern und vertiefen, einschliesslich der Ratifizierung eines Stromabkommens mit der Europäischen Union. Der grenzüberschreitende Stromhandel ist neben der flexiblen Wasserkraft eine der beiden wichtigsten Flexibilitätsquellen für das Schweizer Stromsystem. [Thesen 3 und 4]

- Internationale Abkommen abschliessen und den Zugang zu geeigneter Infrastruktur für den Import von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen sowie für den Transport und die Speicherung von CO_2 und dessen Entnahme aus der Atmosphäre sicherstellen. Synthetische Brennstoffe und Wasserstoff sind notwendig, um den Luftverkehr und bestimmte industrielle Anwendungen zu dekarbonisieren. Der Import dieser Brennstoffe dürfte kostengünstiger sein als die Produktion im Inland. [Thesen 3 und 5]

[1] Der Bund setzt dazu die ihm zur Verfügung stehenden politischen Instrumente ein (Verkehrspolitik, nationale Fördermittel und CO_2-Bepreisung), während die Kantone für die Anforderungen an Gebäude zuständig sind.

- Im Stromversorgungsgesetz und in der Stromversorgungsverordnung einen nationalen Rahmen für dynamische Tarife festlegen. Die energiebezogene Preiskomponente sollte den Grosshandelspreisen folgen. Die netzbezogene Preiskomponente sollte hingegen konstant bleiben und sich nur bei Netzüberlastungen im betreffenden lokalen Netzgebiet ändern. In Gebieten mit Netzüberlastungen sollten die Netznutzungsentgelte regional differenziert werden und symmetrische Anreize für den Strombezug und die Stromeinspeisung schaffen. [These 8]

- Im Energiegesetz und in der Energieverordnung vorsehen, dass sich die Vergütung für die Einspeisung von PV-Strom nach den Grosshandelspreisen richtet. Bei Strompreisen von null oder darunter würden die Vergütungen entsprechend auf ein niedriges oder negatives Niveau sinken. Das Ertragsrisiko für Investoren sollte unabhängig davon durch Fördermechanismen verringert werden. [Thesen 8 und 9]

- Im Stromversorgungsgesetz und in der Stromversorgungsverordnung Mindestanforderungen zum Schutz der Konsumentinnen und Konsumenten bei dynamischen Tarifen festlegen, um die Akzeptanz automatisierter Flexibilität zu erhöhen. Diese Anforderungen sollten transparente Stromrechnungen, eine Absicherung gegen Preisrisiken, eine eindeutige Einwilligung, die Möglichkeit zur einfachen Übersteuerung und vorhersehbare Auswirkungen auf die Stromrechnung umfassen. [Thesen 8 und 10]

- Die seit 2026 geltenden Flexibilitätsbestimmungen im Stromversorgungsgesetz und in der Stromversorgungsverordnung erweitern und genauer regeln, wer flexible Geräte in welcher Reihenfolge steuern darf. Eine bestimmte Flexibilitätsressource sollte jeweils nur von einem Akteur gesteuert werden, damit die damit verbundene Flexibilität nicht doppelt verkauft oder doppelt zugesagt werden kann. In kritischen Netzsituationen sollte der Netzbetreiber weiterhin vorrangigen Zugriff haben. [Thesen 8 und 10]

- Die Rolle der Aggregatoren im Stromversorgungsgesetz definieren. Das Stromversorgungsgesetz sollte einen fairen und klar geregelten Marktzugang für Aggregatoren und andere Dritte vorsehen, damit sich die Flexibilität von EV und WP wirtschaftlich nutzen lässt. [These 10]

- In den Netzanschlussvorschriften (Stromversorgungsverordnung und geltende technische Anschlussvorschriften) festlegen, dass Verteilnetzbetreiber verlangen können, dass PV-Wechselrichter zur Spannungsstützung beitragen. Wo technisch möglich, sollte diese Dienstleistung auch von EV-Ladesystemen und WP-Systemen verlangt werden. Eine solche Spannungsstützung trägt zur Spannungsregelung in den Verteilnetzen bei. [These 7]

Bundesverwaltung (BFE, BAFU)

- Dekarbonisierungspfade und Technologien systematisch miteinander vergleichen, bevor entsprechende Verpflichtungen eingegangen werden, damit öffentliche Fördermittel nicht langfristig in Lösungen gebunden werden, mit denen sich das Netto-Null-Ziel nicht erreichen lässt. [These 2]

- Dem Parlament und dem Bundesrat Programme und Ausschreibungen für Forschungsfördermittel vorschlagen, die dazu beitragen, die Emissionen im erforderlichen Umfang und Tempo zu senken, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen. [These 2]

- Pilotprojekte unterstützen und den regulatorischen Rahmen für Fördermechanismen zur Unterstützung von Investitionen in erneuerbare Energien vorbereiten, beispielsweise für finanzielle Differenzverträge (FCfD). Ziel ist es, die Risiken für Investoren zu verringern, ohne die kurzfristigen Preissignale zu verzerren. [These 9]
- Festlegen, dass EV-Ladeinfrastruktur und WP-Systeme standardmässig für eine intelligente Steuerung ausgelegt, interoperabel und bei Bedarf übersteuerbar sein müssen. Dazu gehören auch verbindliche Produkt- und Auslegungsstandards. So lässt sich die automatisierte Bereitstellung von Flexibilität in grossem Massstab ermöglichen, ohne dass kostspielige Nachrüstungen erforderlich werden. [These 10]
- Nationale Anreize vorschlagen, um die Verbreitung von EV und WP zu beschleunigen, die für einen flexiblen Betrieb ausgelegt sind. Beispielsweise könnte die Förderung des Kaufs oder der Installation davon abhängig gemacht werden, dass die Geräte interoperabel sind und automatisch entsprechend den Tarifsignalen gesteuert werden können. Die Vergütung des flexiblen Betriebs selbst ist Aufgabe der Marktteilnehmer. Deshalb sollte der regulatorische Rahmen so angepasst werden, dass Verteilnetzbetreiber, Stromlieferanten und Aggregatoren Prosumer für die Bereitstellung von Flexibilität vergüten können. [Thesen 6 und 10]

Markt- und Regulierungsbehörde (ElCom)

Die meisten Tarif- und Marktregeln werden von Parlament und Bundesrat auf Bundesebene im Stromversorgungsgesetz, in der Stromversorgungsverordnung und im Energiegesetz festgelegt. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) legt diese Regeln nicht selbst fest. Ihre Rolle umfasst die Überwachung, Kontrolle und Überprüfung. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, die Einhaltung der Tarif- und Marktregeln zu überwachen, damit Flexibilität vergütet wird und weder die automatisierte Steuerung noch der Marktzugang Dritter behindert werden. Zudem soll sie Parlament und Bundesrat darauf hinweisen, wo der rechtliche Rahmen angepasst werden muss, um diese Ziele zu erreichen.

- Die Einhaltung der nationalen Vorschriften für dynamische Tarife überwachen und durchsetzen, sobald diese in Kraft sind. [These 8]
- Die Tarifstrukturen der Netzbetreiber überprüfen. [These 8]
- Die Einhaltung der Mindestanforderungen zum Schutz der Konsumentinnen und Konsumenten bei dynamischen Tarifen überwachen und durchsetzen, sobald diese gesetzlich festgelegt sind, um die Akzeptanz der automatisierten Nutzung von Flexibilität zu erhöhen. [Thesen 8 und 10]
- Überprüfen, ob die Vorschriften zur Nutzung von Flexibilität (Stromversorgungsgesetz und -verordnung) angewendet werden, einschliesslich der garantierten Nutzung durch den Netzbetreiber. Die Einhaltung weiterer Prioritätsregeln überwachen, sobald diese in Kraft treten. [Thesen 8 und 10]
- Sobald die Rolle der Aggregatoren gesetzlich definiert ist, faire Bedingungen für ihren Markt- und Netzzugang durchsetzen und über Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem Netzzugang entscheiden, damit sich die Flexibilität von EV und WP zuverlässig vermarkten lässt. [These 10]

Kantone und Gemeinden

Kantone und Gemeinden haben den unmittelbarsten Bezug zu Gebäuden, Mobilität und lokalen Stromnetzen. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, bei Bewilligungsverfahren, Planungen und Bauvorhaben die Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb zum Standard zu machen, damit die lokale Infrastruktur später nicht angepasst werden muss.

- Die Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb in Bewilligungsverfahren und Bauvorschriften verankern. Neu- und Umbauten sollten so ausgelegt werden, dass intelligentes Laden von EV und ein flexibler Betrieb von WP ohne kostspielige Nachrüstungen möglich sind. Die Interoperabilitätsstandards für die Geräte selbst werden auf Bundesebene festgelegt. [Thesen 6 und 10]

- Die Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb in Miet- und Mehrparteiengebäuden ausdrücklich in Bewilligungsverfahren und Bauvorschriften verankern. Gemeinsam genutzte Parkplätze sowie Heizungs- und Messsysteme sollten so ausgelegt sein, dass intelligentes Laden von EV und ein flexibler Betrieb von WP möglich sind. Dadurch lassen sich kostspielige Nachrüstungen in bereits bewohnten Gebäuden vermeiden. [Thesen 6 und 10]

- Kantonale Fördermassnahmen gezielt auf EV-Lade- und WP-Systeme ausrichten, die für eine intelligente Steuerung ausgelegt und interoperabel sind, statt lediglich die Verbreitung dieser Technologien zu fördern. So können die installierten Geräte tatsächlich für die automatisierte Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden. [These 10]

- Das Laden am Arbeitsplatz und andere Lademöglichkeiten tagsüber durch die Planung auf Gemeinde- und Kantonsebene fördern. Beispielsweise sollte der Ausbau öffentlicher Ladestationen in der Nähe von PV-Anlagen gefördert werden, insbesondere an Standorten, an denen Fahrzeuge während der Stunden mit der höchsten Solarstromerzeugung parkiert sind. Dadurch wird der Strombedarf für das Laden von EV in die Mittagsstunden verlagert, wenn viel Solarstrom erzeugt wird. Gleichzeitig erhöht sich die lokale Flexibilität. Diese Planungsmassnahmen sind in Kombination mit einer entsprechenden Markt- und Tarifgestaltung am wirksamsten. Letztere fällt jedoch nicht in die Zuständigkeit von Kantonen und Gemeinden. [These 6]

- Lokale Flexibilitätslösungen für Prosumer und gebäudeübergreifende Anwendungen unterstützen, beispielsweise koordinierte Quartier- oder Nanoverbund-Konzepte. Solche Lösungen senken die Teilnahmehürden und ermöglichen eine koordinierte Nutzung lokaler Flexibilität. [These 10]

Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid)

Swissgrid ist als nationale Übertragungsnetzbetreiberin für einen stabilen Netzbetrieb und den erforderlichen Netzausbau verantwortlich und koordiniert den Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage. Eine ihrer zentralen Aufgaben besteht darin, flexible Ressourcen für Systemdienstleistungen nutzbar zu machen und ihren Einsatz mit den Verteilnetzbetreibern abzustimmen.

- Verfahren zur betrieblichen Koordination mit den Verteilnetzbetreibern sowie gegebenenfalls mit Stromlieferanten und Aggregatoren einrichten. So können flexible Lasten für Systemdienstleistungen genutzt werden, ohne lokale Netzengpässe, widersprüchliche Steuersignale oder Bilanzabweichungen zu verursachen. [Thesen 8 und 10]

- Transparente Informationen darüber veröffentlichen, wo, wann und in welchem Umfang im Stromsystem Flexibilität benötigt wird. Diese Informationen den Verteilnetzbetreibern und Marktteilnehmern mitteilen. Sie helfen dabei, Investitionen in flexible Ressourcen und deren Betrieb gezielt zu planen. [These 8]

Verteilnetzbetreiber

Verteilnetzbetreiber planen und betreiben die lokalen Stromnetze, an die die meisten PV-Anlagen, EV und WP angeschlossen sind. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, bei der Netzplanung im Rahmen der regulatorischen Vorgaben nicht mehr automatisch auf den Netzausbau zu setzen, sondern vorrangig die Flexibilität beim Stromverbrauch und bei der Stromerzeugung zu nutzen.

- Bei der Netzplanung Flexibilitätsmöglichkeiten berücksichtigen, um Stromnetze auch bei steigendem Strombedarf und zunehmender dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien effizient betreiben zu können. Wo dies kosteneffizient ist, lokale Flexibilitätsmöglichkeiten nutzen und die Stromeinspeisung gezielt steuern, bevor das Netz auf herkömmliche Weise ausgebaut wird. [These 7]

- Flexibilitätsstrategien und Anreize nach Regionstyp differenzieren. In ländlichen und eher ländlich geprägten Gebieten sollte die Steuerung der PV-Einspeisung im Vordergrund stehen. In städtischen Netzen sollte die nachfrageseitige Flexibilität von EV und WP Vorrang haben. [These 7]

- Lokale Flexibilitätsmassnahmen wie das intelligente Laden von EV und den flexiblen Betrieb von WP nutzen. Dadurch lässt sich der Stromverbrauch besser auf Zeiten mit hoher PV-Stromerzeugung abstimmen, wodurch lokale Netzengpässe verringert werden. [Thesen 6 und 7]

- Netzdienliche Stromeinspeisung durch kostenorientierte Anschluss- und Vergütungsbedingungen belohnen. Beispielsweise könnten Betreiber von PV-Anlagen von besseren Anschlussbedingungen profitieren, wenn sie im Gegenzug akzeptieren, dass ihre Einspeisespitzen bei Netzengpässen vorübergehend begrenzt werden. Dadurch lässt sich der Bedarf an Netzverstärkungen reduzieren. [These 7]

- Die Fähigkeit von PV-Wechselrichtern zur Spannungsstützung nutzen und entsprechende Vorgaben in den technischen Anschlussbedingungen festlegen. Dies erleichtert die Spannungsregelung in Verteilnetzen mit einem hohen PV-Anteil und verursacht nur geringe zusätzliche Kosten. [These 7]

Aggregatoren und Stromlieferanten

Aggregatoren und Stromlieferanten entwickeln auf Grundlage der geltenden Marktregeln Angebote, die von den Kundinnen und Kunden auch tatsächlich genutzt werden. Die Rolle der Aggregatoren ist im Stromversorgungsgesetz bisher noch nicht definiert. Derzeit sind sie auf vertraglicher Grundlage tätig. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, Flexibilität so zu bündeln und anzubieten, dass die Teilnahme für die Kundinnen und Kunden einfach, risikoarm und finanziell attraktiv ist und gleichzeitig einen Nutzen für das Stromsystem bringt.

- Flexibilität als festen Bestandteil der Produkte vorsehen, damit markt- und netzdienlicher Betrieb nicht miteinander in Konflikt geraten. Die Steuerung eines flexiblen Geräts sollte bei dem Akteur liegen, für den sowohl die Grosshandelspreise als auch die dynamischen Netznutzungsentgelte massgebend sind. So wird sichergestellt, dass die wirtschaftlichen Anreize aufeinander abgestimmt sind. [Thesen 8 und 10]

- Kundinnen und Kunden sowie Prosumer für die bereitgestellte Flexibilität vergüten, beispielsweise durch reduzierte Tarife, eine Absicherung gegen Risiken bei der Stromrechnung oder direkte Zahlungen. So wird Flexibilität durch den Markt und nicht durch öffentliche Fördermittel vergütet. [Thesen 8 und 10]

- Einfache Festpreisverträge für Kundinnen und Kunden anbieten, die eine direkte Steuerung ihrer EV-Ladevorgänge oder ihrer WP zulassen. So kann die Flexibilität der Kundinnen und Kunden zuverlässig genutzt werden, ohne dass für sie ein grosser Aufwand entsteht. [Thesen 8 und 10]

- Automatisierte Flexibilitätsprodukte anbieten, bei denen Kundinnen und Kunden einfache Betriebsgrenzen festlegen und die automatische Steuerung bei Bedarf unkompliziert übersteuern können. Beispielsweise könnten sie einen Mindestladestand für ihr EV oder einen gewünschten Temperaturbereich für die Heizung festlegen. [These 10]

- Automatisierte Flexibilitätsangebote mit einer Absicherung gegen hohe Stromkosten kombinieren, beispielsweise durch einen Höchstpreis pro Kilowattstunde, eine Obergrenze für die gesamte Stromrechnung oder einen garantierten Festpreis für einen im Voraus festgelegten Teil des Stromverbrauchs. So profitieren die Kundinnen und Kunden von planbaren Stromkosten, während die Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität bestehen bleiben. [Thesen 8 und 10]

- Verfügbare Flexibilität in Day-Ahead- und Intraday-Auktionen mit geeigneten Gebotsformaten anbieten (z. B. «exclusive group of block bids»). Diese Gebotsformate gemeinsam mit der europäischen Strombörse weiterentwickeln. So lässt sich der volle wirtschaftliche Wert der Flexibilität erschliessen. [These 8]

- Flexibilitätsprodukte so gestalten, dass Kundinnen und Kunden dafür vergütet werden, ihren Stromverbrauch unter einem festgelegten Grenzwert zu halten oder auf Signale bei Stromknappheit zu reagieren. Keine Vergütungen für eine garantierte «Senkung des Stromverbrauchs um» eine bestimmte Menge vorsehen, da dies Anreize schaffen könnte, den Verbrauch vor der Aktivierung der Flexibilität zu erhöhen. [These 10]

- Das intelligente Laden von EV bereits heute in grossem Umfang ausbauen und bidirektionales Laden anbieten, wo die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sind. So lässt sich das Speicherpotenzial von EV wirtschaftlich ausschöpfen, der Spitzenstrombedarf reduzieren und die Flexibilität der Fahrzeugbatterien für die Kundinnen und Kunden finanziell nutzbar machen. [Thesen 6 und 10]

- Tarife und Flexibilität einfach und nutzenorientiert kommunizieren (Komfort, geringe Risiken und langfristige Kostenstabilität). Dabei sollte die Kommunikation nicht allein auf technischen Einzelheiten beruhen. [These 10]

- Eine standardmässige Teilnahme mit einfacher Abmeldemöglichkeit vorsehen (Opt-out-Verfahren). Dabei müssen sich die Teilnehmenden auf der Grundlage ausreichender Informationen für die Teilnahme entscheiden können, und der Datenschutz muss gewährleistet sein. [These 10]

Technologieanbieter und Hersteller

Technologieanbieter und Hersteller bestimmen, über welche Funktionen die installierten Geräte tatsächlich verfügen. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, EV, WP, Ladegeräte und Wechselrichter standardmässig so auszustatten, dass sie Flexibilität bereitstellen können, ohne dass dafür spätere Nachrüstungen erforderlich sind.

- Standardmässig Geräte anbieten, die für einen flexiblen Betrieb ausgelegt sind, sich einfach einstellen und bei Bedarf übersteuern lassen und über interoperable Steuerungsschnittstellen verfügen. So können EV und WP automatisch auf Tarife und Steuersignale reagieren, ohne den Komfort der Nutzerinnen und Nutzer zu beeinträchtigen. [These 10]

- Geräte und Steuerungssysteme so gestalten, dass die Nutzerinnen und Nutzer klare Vorgaben für den Komfort und den Betrieb festlegen können (z. B. den gewünschten Ladestand eines EV zum Zeitpunkt der Abfahrt oder einen bestimmten Temperaturbereich für die Heizung). Zudem muss sich die automatische Steuerung bei Bedarf einfach übersteuern lassen. [These 10]

- Standardisierte Schnittstellen implementieren, über die Geräte und Energiemanagementsysteme Signale zu dynamischen Tarifen und Spotmarktpreisen sowie Steuersignale automatisch empfangen und umsetzen können. So können auch grosse Mengen flexibler Lasten zuverlässig auf diese Signale reagieren. [These 10]

- Geräte bereits vor einer entsprechenden gesetzlichen Verpflichtung unter Berücksichtigung der derzeit entwickelten Flexibilitätsstandards konzipieren, damit sie die Anforderungen an intelligente Steuerbarkeit und Interoperabilität erfüllen, sobald diese verbindlich werden. [These 10]

- EV-Ladeinfrastruktur und WP-Systeme nach Möglichkeit mit einer Funktion zur Spannungsstützung ausstatten, wie sie bei PV-Wechselrichtern bereits standardmässig vorhanden ist. So können auch diese Anlagen zur Spannungsregelung in den Verteilnetzen beitragen. [These 7]

Konsumentinnen und Konsumenten sowie Prosumer

Bei den Konsumentinnen und Konsumenten sowie den Prosumern (darunter Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer, Betreiberinnen und Betreiber von PV-Anlagen sowie Nutzerinnen und Nutzer von EV und WP) entscheidet sich letztlich, in welchem Umfang Flexibilität tatsächlich genutzt wird. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, geeignete Geräte für einen flexiblen Betrieb zu wählen und deren automatische Steuerung zuzulassen, ohne dabei auf Komfort verzichten zu müssen. So können sie das Stromnetz unterstützen und gleichzeitig ihre langfristigen Kosten senken.

- Bei Neubauten, Renovationen oder beim Ersatz von Geräten bereits heute EV-Ladegeräte, WP und PV-Anlagen wählen, die für eine intelligente Steuerung ausgelegt, interoperabel und automatisierbar sind. Dadurch lassen sich spätere kostspielige Nachrüstungen vermeiden. [Thesen 6 und 10]
- Sich für dynamische Tarife und automatisierte Flexibilitätsprogramme anmelden und eine automatische Steuerung innerhalb klar festgelegter Komfortgrenzen zulassen. So kann Flexibilität genutzt werden, ohne dass im Alltag Aufwand entsteht. [Thesen 8 und 10]
- Die verfügbaren Möglichkeiten zur Übersteuerung und zur Festlegung der Komforteinstellungen nutzen. So bleibt die automatische Steuerung auf die persönlichen Bedürfnisse abgestimmt, ohne dass die Bereitstellung von Flexibilität beeinträchtigt wird. [These 10]

Literaturverzeichnis

[1] Behnam Akbari, Jared Garrison, Elena Raycheva, and Giovanni Sansavini. Flexibility provision in the Swiss integrated power, hydrogen, and methane infrastructure. *Energy Conversion and Management*, 319:118911, 2024. ISSN 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2024.118911. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424008525.

[2] Leo Allgoewer, Viola Becattini, Anthony Patt, Paul Grandjean, Jan Frederik Wiegner, Matteo Gazzani, and Christian Moretti. Cost-effective locations for producing fuels and chemicals from carbon dioxide and low-carbon hydrogen in the future. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(31):13660–13676, 2024. doi: 10.1021/acs.iecr.4c01287. URL 10.1021/acs.iecr.4c01287.

[3] Daniel Andersen and Siobhan Powell. Policy and pricing tools to incentivize distributed electric vehicle-to-grid charging control. *Energy Policy*, 198:114496, 2025.

[4] Florian Joseph Baader, Stefano Moret, Wolfram Wiesemann, Iain Staffell, and André Bardow. Streamlining energy transition scenarios to key policy decisions. arXiv preprint arXiv:2311.06625, 2023.

[5] V. Behrunani, F. Bellizio, P. Heer, and J. Lygeros. Design of distribution tariffs for energy hub networks to reduce carbon emissions. In *2024 European Control Conference (ECC)*. IEEE, 2024. URL https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=10591316.

[6] Federica Bellizio, Yi Guo, and Philipp Heer. Sector-coupled vehicle-to-everything operation of EV fleets for demand-side flexibility provision. *Energy*, 337:138508, 2025. doi: 10.1016/j.energy.2025.138508.

[7] B. Bernadino, Hanmin Cai, Binod Koirala, Philipp Schütz, and Philipp Heer. Decentralized energy communities with heat prosumers: Economic and ecological performance. In preparation, 2025.

[8] K. Boulouchos, U. Neu, A. Baranzini, O. Kröcher, N. Mathys, J. Noilly, J.-L. Scartezzini, R. Schmitz, R. Schwarzenbach, M. Stauffacher, and E. Trutnevyte. Swiss energy system 2050: Pathways to net zero CO_2 and security of supply – basic report. Technical report, Swiss Academies of Arts and Sciences, 2022.

[9] Nicoletta Brazzola, Christian Moretti, Katrin Sievert, Anthony Patt, and Johan Lilliestam. Utilizing CO_2 as a strategy to scale up direct air capture may face fewer short-term barriers than directly storing CO_2. *Environmental Research Letters*, 19(5):054037, 2024. doi: 10.1088/1748-9326/ad3b1f.

[10] Carleton Sustainable Energy Research Centre. Dead-end pathways. https://carleton.ca/cserc/dead-end-pathways/, 2025. Accessed: 2026-07-15.

[11] Andres Decormis, Gabriele Humbert, Leonard Göke, Binod Prasad Koirala, and Hanmin Cai. Economic potential of waste heat recovery from hydrogen technologies in energy communities. *Applied Energy*, 412:127727, 2026. doi: 10.1016/j.apenergy.2026.127727.

[12] Lere Deguenon, Daniel Yamegueu, Bing Yan, Sani Moussa Kadri, and Christian Winzer. Impact of dynamic grid tariffs on grid-connected storage dispatch and revenues. *Journal of Energy Storage*, 120:116472, 2025. ISSN 2352-152X. doi: 10.1016/j.est.2025.116472. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X25011855.

[13] Turhan Demiray and Thomas Ingold. Energiezukunft 2050: Auswirkungen auf die Verteilnetze. Final report, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau, Switzerland, 2024.

[14] Der Bundesrat. Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft: Bericht des Bundesrates. Technical report, Schweizerische Eidgenossenschaft, June 2025. In Erfüllung des Postulates 23.3006 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 24. Januar 2023.

[15] Vincent Dufour-Décieux, Katrin Sievert, Bjarne Steffen, André Bardow, and Tobias S. Schmidt. (how to) avoid the inflationary labeling of emissions as “hard to abate”. *Joule*, 9(7):102039, 2025. ISSN 2542-4351. doi: 10.1016/j.joule.2025.102039. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243512500220X.

[16] Elisabeth Dütschke and Alexandra-Gwyn Paetz. Dynamic electricity pricing—which programs do consumers prefer? *Energy Policy*, 59:226–234, 2013.

[17] Karl-Martin Ehrhart, Anselm Eicke, Lion Hirth, Fabian Ocker, Marion Ott, Ingmar Schlecht, and Runxi Wang. Analysis of a capacity-based redispatch mechanism. *Energy Economics*, 149: 108751, 2025. doi: 10.1016/j.eneco.2025.108751.

[18] Gabriel Ellemund, Thomas Hübner, Quentin Lété, Stefano Bracco, Matteo Fresia, and Gabriela Hug. Bidding aggregated flexibility in European electricity auctions. *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*, 2026. Early access.

[19] ENTSO-E. Transparency platform. https://transparency.entsoe.eu/, 2026.

[20] European Automobile Manufacturers’ Association (ACEA). Vehicles on european roads. Technical report, European Automobile Manufacturers’ Association (ACEA), Brussels, January 2026. URL https://www.acea.auto/publication/vehicles-on-european-roads-2026/. Average car age Switzerland: 10.5 years (2024 data), p. 11.

[21] C. Yaman Evrenosoglu, Alexandre Fuchs, and Turhan Demiray. Flexibilität: Warum, für wen und wie? Flexibilität zwischen Netzebenen. *Bulletin Electrosuisse*, (10), 2022.

[22] C. Yaman Evrenosoglu, Turhan Demiray, Philippe Buchecker, A. Nazaré, D. Incesu, and R. Tessier. Distribution grid planning in Switzerland considering local flexibilities. In *28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025)*, Geneva, Switzerland, 2025.

[23] Ahmad Faruqui, Sanem Sergici, and Cody Warner. Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity. *The Electricity Journal*, 30(10):64–72, 2017. doi: 10.1016/j.tej.2017.11.003. URL 10.1016/j.tej.2017.11.003.

[24] Federal Office for the Environment (FOEN). Key figures on greenhouse gas emissions in Switzerland. https://www.bafu.admin.ch/dam/en/sd-web/S0ENVZ3HpuzF/kenngroessen_thg_emissionen_schweiz.pdf, 2024. PDF; accessed: 2026-02-17.

[25] Michael J. Fell, David Shipworth, Gesche M. Huebner, and Clifford A. Elwell. Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain: The role of automation and direct load control. *Energy Research & Social Science*, 9:72–84, 2015. doi: 10.1016/j.erss.2015.08.023.

[26] Massimo Fiorentini, Philipp Heer, and Luca Baldini. Design optimization of a district heating and cooling system with a borehole seasonal thermal energy storage. *Energy*, 262:125464, 2023.

[27] Christoph Funke, Martin Densing, Romain Sacchi, Evangelos Panos, Giovanni Sansavini, and Russell McKenna. Delving into the black box: Stochastic ex-post multi-criteria evaluation of net-zero scenarios with an application to Switzerland. In *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6, 2025. doi: 10.1109/EEM64765.2025.11050135.

[28] Paolo Gabrielli, Jared Garrison, Simon Hässig, Elena Raycheva, and Giovanni Sansavini. The role of hydrogen storage in an electricity system with large hydropower resources. *Energy Conversion and Management*, 302:118130, 2024. ISSN 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2024.118130. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424000712.

[29] Alissa Ganter, Paolo Gabrielli, Hanne Goericke, and Giovanni Sansavini. Minimum-regret hydrogen and carbon supply chains to decarbonize European industrial hydrogen demands. *Environmental Science & Technology*, 59(28):14372–14387, 2025. doi: 10.1021/acs.est.4c13659.

[30] Alissa Ganter, Tyler H. Ruggles, Paolo Gabrielli, Giovanni Sansavini, and Ken Caldeira. Utilizing curtailed wind and solar power to scale up electrolytic hydrogen production in Europe. *Environmental Science & Technology*, 59(7):3495–3507, 2025. doi: 10.1021/acs.est.4c10168.

[31] SJ Gerssen-Gondelach, D Saygin, B Wicke, MK Patel, and APC Faaij. Competing uses of biomass: Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials. *Renewable and sustainable energy reviews*, 40:964–998, 2014.

[32] Thomas Hübner and Gabriela Hug. Package bids in combinatorial electricity auctions: Selection, welfare losses, and alternatives. *Operations Research*, 74(1):56–71, 2026. doi: 10.1287/opre.2024.0777.

[33] Gabriele Humbert, Matthias Brandes, Loris Pellaz, Christian Peter, and Philipp Heer. Impact of peak power fees on the design and operation of energy systems. *Journal of Physics: Conference Series*, 3140(5):052018, 2025. doi: 10.1088/1742-6596/3140/5/052018. CISBAT 2025.

[34] Gabriele Humbert, Loris Pellaz, Matthias Brandes, Giovanni Sansavini, and Philipp Heer. Optimal design of hydrogen-sourced fuel cells under peak power tariffs: The role of demand profiles and system conditions. Manuscript submitted to International Journal of Hydrogen Energy, 2026.

[35] M. Jacobs, R. Gupta, and M. Paolone. Week-ahead dispatching of active distribution networks using hybrid energy storage systems. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 39:101500, 2024.

[36] Matthieu Jacobs and Mario Paolone. Probabilistic flexibility aggregation of DERs for ancillary services provision. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2026. doi: 10.1109/TPWRS.2026.3671108. Early access.

[37] Matthieu Jacobs, Hanmin Cai, and Mario Paolone. Experimental validation of distributed dispatching of multiple active distribution networks using the ADMM. In *2025 IEEE Kiel PowerTech*, pages 1–7, Kiel, Germany, 2025. doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180618.

[38] Matthieu Jacobs, Pål Forr Austnes, and Mario Paolone. Stochastic optimal power flow with joint chance constraints using generalised polynomial chaos. *Electric Power Systems Research*, 262:113659, 2027. Presented at the 2026 Power Systems Computation Conference (PSCC).

[39] Martin Jakob, Davide Berti, and Giacomo Catenazzi. Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich in der Periode von 2010 bis 2020 – Synthesebericht zu Gebäudehülle und Heizungsanlagen für Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude. Technical report, Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland, 2024.

[40] Katharina Kaiser, Markus Kreft, Matteo Guscetti, Gustavo Valverde, Ludger Leenders, Marina González Vayá, Thorsten Staake, and Gabriela Hug. Final report: OrtsNetz. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Energy Research and Cleantech, 2025. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73403&Load=true.

[41] B. Koirala, R. Mutschler, A. Bartolini, A. Bollinger, and K. Orehounig. Flexibility assessment of e-mobility in multi-energy districts. In *CIRED Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems*, volume 2022, pages 824–828, 2022. doi: 10.1049/icp.2022.0827.

[42] Binod Koirala, Ana Bendiek-Laranjo, Marianne Biéron, Yichung C. Chen, Gabriele Humbert, Jens Juri Hunhevicz, Robin Mutschler, Michel Dominik Obrist, Elliot Romano, Natasa Vulic, Mashael Yazdanie, and Georgios Mavromatidis. Ten questions concerning the design of urban energy systems. *Building and Environment*, 283:113348, 2025. doi: 10.1016/j.buildenv.2025.113348.

[43] Binod Prasad Koirala, Hanmin Cai, J. de Koning, Philipp Heer, and Kristina Orehounig. Flexibility assessment of power-hydrogen-power (P2H2P) system in multi-energy districts. *Journal of Physics: Conference Series*, 2600(7):072007, 2023. CISBAT 2023.

[44] M. Krainz, Evelina Trutnevyte, and Tobias Brosch. Transparently communicating energy policy impacts: Effects on emotions and support for hydrogen policies. Under review.

[45] M. Krainz, E. Trutnevyte, and T. Brosch. Results – informed citizen panel on flexibility policies. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 7.2.1, 2024.

[46] M. Krainz, E. Trutnevyte, and T. Brosch. Results – informed citizen panel on sector-coupling policies. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 7.2.2, 2025.

[47] Morris Krainz, Valeria Sorgato, Izïa Vallaeys Mora, Evelina Trutnevyte, and Tobias Brosch. Predictors of informed energy policy support across Europe. *Nature Energy*, 11(7):1055–1066, 2026. doi: 10.1038/s41560-026-02050-5.

[48] Merla Kubli, Moritz Loock, and Rolf Wüstenhagen. The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy*, 114:540–548, 2018. doi: 10.1016/j.enpol.2017.12.044.

[49] Jörg Leicher, Anne Giese, and Christoph Wieland. Electrification or hydrogen? the challenge of decarbonizing industrial (high-temperature) process heat. *J*, 7(4):439–456, 2024.

[50] Francesco Lombardi, Koen van Greevenbroek, Aleksander Grochowicz, Michael Lau, Fabian Neumann, Neha Patankar, and Oskar Vågerö. Near-optimal energy planning strategies with modeling to generate alternatives to flexibly explore practically desirable options. *Joule*, 9: 102144, 2025. doi: 10.1016/j.joule.2025.102144.

[51] Michael Lustenberger, Federica Bellizio, Hanmin Cai, Philipp Heer, and Charalampos Ziras. Introducing price feedback of local flexibility markets into distribution network planning. *Electric Power Systems Research*, 236:110686, 2024. ISSN 0378-7796. doi: 10.1016/j.epsr.2024.110686. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624005728.

[52] X. Luther, Tim Tröndle, and Christian Winzer. Designing realistic hedged dynamic electricity tariffs for utilities and households. Master's thesis, in preparation, 2025.

[53] Adriana Marcucci, Florian Baader, Jared Garrison, Gianfranco Guidati, Niklas Nolzen, Evangelos Panos, Francesco Sanvito, Arijit Upadhyay, Zongfei Wang, Gabriel Wiest, Binod Koirala, Robin Mutschler, Jan-Philipp Sasse, Christian Schaffner, Matthias Sulzer, and Evelina Trutnevyte. CROSS Scenario Outlook: Comparison of Modeling Results from the CROSS Scenarios V2022-09. Technical report, SWEET-CoSi, September 2024.

[54] Patricia Mayer, Mario Heer, David Yang Shu, Nik Zielonka, Ludger Leenders, Florian Joseph Baader, and André Bardow. Flexibility from industrial demand-side management in net-zero sector-coupled national energy systems. *Frontiers in Energy Research*, 12:1443506, 2024. doi: 10.3389/fenrg.2024.1443506.

[55] Patricia Mayer, Florian Joseph Baader, David Yang Shu, Ludger Leenders, Christian Zibunas, Stefano Moret, and André Bardow. Transition pathways to electrified chemical production within sector-coupled national energy systems. *Energy & Environmental Science*, 18(16):7967–7979, 2025.

[56] Curtis Meister, Sarah Schneeberger, and Philipp Schütz. Bottom-up heat pump flexibility estimation for Swiss buildings considering monitored building data. *Applied Energy*, 414: 127856, 2026. doi: 10.1016/j.apenergy.2026.127856.

[57] Adrien Mellot, Christian Moretti, Tim Tröndle, and Anthony Patt. Mitigating future winter electricity deficits: A case study from Switzerland. *Energy Conversion and Management*, 309:118426, 2024. ISSN 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2024.118426. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424003674.

[58] Adrien Mellot, Jan Linder, Jared Garrison, Christian Winzer, Giovanni Sansavini, Curtis Meister, Philipp Schütz, and Christian Moretti. Exploratory analysis of direct load control policies for heat pumps in the future Swiss electricity system. In *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2025.

[59] Adrien Mellot, Christian Moretti, Alejandro Nuñez-Jimenez, Jan Linder, Niccolò Moro, Siobhan Powell, Jochen Markard, Christian Winzer, and Anthony Patt. Electrification, flexibility or both? emerging trends in European energy policy. *Energy Policy*, 206:114725, 2025.

[60] Adrien Mellot, Christian Moretti, Niccolò Moro, Jared Garrison, and Siobhan Powell. Flexibility incentives for electric vehicles determine whether vehicle-to-grid helps or harms decarbonised power systems at scale. Research Square preprint, Version 1, June 2026.

[61] Adrien Mellot, Christian Moretti, Annina Wiher, and Anthony Patt. Electrification reduces environmental externality costs in national net zero scenarios. In preparation, 2026.

[62] Lucas Miehé. Ökosystem-Ansatz für flexiblere Energiesysteme. *Bulletin Electrosuisse*, 116(3), 2025.

[63] Nicolás Morell-Dameto, José Pablo Chaves-Ávila, Tomás Gómez San Román, Pablo Dueñas-Martínez, and Tim Schittekatte. Network tariff design with flexible customers: Ex-post pricing and a local network capacity market for customer response coordination. *Energy Policy*, 184: 113907, 2024. doi: 10.1016/j.enpol.2023.113907.

[64] Urs Neu, Jochen Markard, Regina Betz, Konstantinos Boulouchos, Andreas Pautz, and Isabelle Stadelmann. Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht. Technical report, Akademien der Wissenschaften Schweiz, July 2025.

[65] David Newbery. Efficient renewable electricity support: Designing an incentive-compatible support scheme. *The Energy Journal*, 44(3):1–22, 2023. doi: 10.5547/01956574.44.3.dnew. URL 10.5547/01956574.44.3.dnew.

[66] Pejvak Oghazi, Maximilian Palmié, Rana Mostaghel, and Lucas Miehé. Digital business models and their implications for sustainability: A typology, industry examples, and paths for future research. *Technological Forecasting and Social Change*, 226:124568, 2026. doi: 10.1016/j.techfore.2026.124568.

[67] Maximilian Palmié, Lucas Miehé, Johanna Mair, and Joakim Wincent. Valuation entrepreneurship through product-design and blame-avoidance strategies: How Tesla managed to change the public perception of sustainable innovations. *Journal of Product Innovation Management*, 41(3):644–676, 2024.

[68] María Parajeles Herrera, Marius Schwarz, and Gabriela Hug. Spatio-temporal modeling of large-scale BEV fleets' charging energy needs and flexibility. In *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pages 1–6. IEEE, 2024.

[69] María Parajeles Herrera and Gabriela Hug. Modeling charging demand and quantifying flexibility bounds for large-scale BEV fleets. In *2025 IEEE Kiel PowerTech*, pages 1–6, 2025. doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180551.

[70] Bryony Parrish, Rob Gross, and Phil Heptonstall. On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems? *Energy Research & Social Science*, 51:107–118, 2019. ISSN 2214-6296. doi: 10.1016/j.erss.2018.11.018. URL 10.1016/j.erss.2018.11.018.

[71] PATHFNDR Consortium. Synthesis report: Flexibility and sector coupling in energy systems: definitions and metrics. Synthesis report, ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft, 2023. URL https://www.research-collection.ethz.ch/server/api/core/bitstreams/4b1d336b-03ae-4c27-9c1d-4e9ba146b671/content.

[72] PATHFNDR Consortium. Synthesis report: Flexibility provision from electromobility and buildings. Synthesis report, ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft, 2025. URL https://www.research-collection.ethz.ch/entities/publication/30b4ece3-06f7-45b1-85e6-b89a26b5ceae.

[73] Elena Raycheva, Behnam Akbari, Jared Garrison, Gabriela Hug, Christian Schaffner, and Giovanni Sansavini. The value of power-to-gas-to-power in Switzerland's electricity system planning. *Energy*, 330:136451, 2025. doi: 10.1016/j.energy.2025.136451.

[74] A. Rinaldi, M. Soini, K. Streicher, M. Patel, and D. Parra. Decarbonising heat with optimal PV and storage investments: A detailed sector coupling modelling framework with flexible heat pump operation. *Applied Energy*, 282:116110, 2021. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116110.

[75] Daniel Rosenbloom, James Meadowcroft, Jochen Markard, Joshua S. Landry, and Mohamad Kabbara. Dead-end pathways: conceptualizing, assessing, avoiding. *PLOS Climate*, 4(8): e0000693, 2025. doi: 10.1371/journal.pclm.0000693.

[76] Martin Rüdisüli, Sinan L. Teske, and Urs Elber. Impacts of an increased substitution of fossil energy carriers with electricity-based technologies on the Swiss electricity system. *Energies*, 12(12):2399, 2019. doi: 10.3390/en12122399.

[77] F. Sanvito and J. Garrison. The role of flexibility and sector coupling in the Swiss energy system. SWEET PATHFNDR, 2024. Project report.

[78] F. Sanvito, P. Mayer, J. Garrison, and S. Pfenninger-Lee. Flexibility and sector-coupling impacts on the Swiss power system using a soft-linked Euro-Calliope, SecMOD and Nexus-e framework. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 1.1.1, 2026.

[79] Nikolaos Savvopoulos, Adamantios Marinakis, C. Yaman Evrenosoglu, and Turhan Demiray. D2.3.2a: Flexibility-aware planning of distribution network reinforcements. Technical report, PATHFNDR, 2024.

[80] I. Schlecht, C. Maurer, and L. Hirth. Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy*, 186:113981, 2024. doi: 10.1016/j.enpol.2024.113981.

[81] Sarah Schneeberger, Curtis Meister, and Philipp Schütz. Estimating the heating energy demand of residential buildings in Switzerland using only public data. *Energy and Buildings*, 347:116371, 2025. doi: 10.1016/j.enbuild.2025.116371.

[82] Arvind Srinivasan and Giovanni Sansavini. Optimization-based tool to assess and enhance the reliability and resilience of multi-energy systems. Technical report, ETH Zurich, 2025. Project deliverable 2.5.1.

[83] Arvind Srinivasan, Paolo Gabrielli, and Giovanni Sansavini. Trade-offs of affordability, sustainability and security in the optimal design of multi-energy systems. *Applied Energy*, 383:125299, 2025. doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125299.

[84] Karen Stenner, Elisha Frederiks, Elizabeth V. Hobman, and Sarah Meikle. Australian consumers' likely response to cost-reflective electricity pricing. Technical report, CSIRO, 2015. URL 10.4225/08/584af1df6317e.

[85] Swiss Confederation. Federal Act of 29 September 2023 on a Secure Electricity Supply with Renewable Energies (Amendment to the Energy Act and the Electricity Supply Act). AS 2024 679, 2024. Approved by popular vote on 9 June 2024, entered into force 1 January 2025.

[86] Swiss Federal Council. Federal Act on Climate Protection Targets, Innovation and Strengthening Energy Security (Climate and Innovation Act, CIA). https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2024/747/en, 2023. Approved by popular vote on 18 June 2023, entered into force 1 January 2025.

[87] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Energy Act (EnA) of 30 September 2016 (as of 1 January 2018). Federal Act on the Energy Strategy 2050, SR 730.0, 2017. Approved by popular vote on 21 May 2017.

[88] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html, 2024.

[89] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Bern, Switzerland, 2025.

[90] Swiss Federal Statistical Office (FSO). Buildings in the energy sector. https://www.bfs.admin.ch/bfs/en/home/statistics/construction-housing/buildings/energy-sector.html, n.d. Accessed: 2026-02-18.

[91] Swissgrid. EnergieÜbersicht CH 2024. https://www.swissgrid.ch/content/dam/dataimport/energy-statistic/EnergieUebersichtCH-2024.xlsx, 2024. Excel file; accessed: 2026-02-17.

[92] Arijit Upadhyay, Tim Tröndle, Alissa Ganter, Ivalin Petkov, Paolo Gabrielli, and Giovanni Sansavini. The role of energy storage towards net-zero emissions in the European electricity system. *Energy Conversion and Management*, 338:119887, 2025. doi: 10.1016/j.enconman.2025.119887.

[93] Roxanne Vandenberghe, Gabriele Humbert, Hanmin Cai, Binod Prasad Koirala, Giovanni Sansavini, and Philipp Heer. Optimal sizing and operation of hydrogen generation sites accounting for waste heat recovery. *Applied Energy*, 380:125004, 2025. doi: 10.1016/j.apenergy.2024.125004.

[94] Jacopo Vivian, Philipp Heer, and Massimo Fiorentini. Optimal sizing and operation of seasonal ice thermal storage systems. *Energy and Buildings*, 300:113633, 2023.

[95] Zongfei Wang and Evelina Trutnevyte. Demand-side flexibility of electric vehicles and heat pumps in the Swiss electricity system with high shares of renewable generation. *Energy*, 338:138903, 2025. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2025.138903. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544225045451.

[96] Zongfei Wang, Jan-Philipp Sasse, and Evelina Trutnevyte. Home or workplace charging? spatio-temporal flexibility of electric vehicles within Swiss electricity system. *Energy*, 320: 135452, 2025. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2025.135452.

[97] Gabriel Wiest, Niklas Nolzen, Florian Baader, André Bardow, and Stefano Moret. Low-regret strategies for energy systems planning in a highly uncertain future. *Cell Reports Sustainability*, 3(2), 2026.

[98] Christian Winzer and Patrick Hensler-Ludwig. Design and impact of grid tariffs. *Energies*, 17(6):1364, 2024. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en17061364. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/17/6/1364.

[99] Christian Winzer and Hongliang Zhang. Cost focus versus comfort focus: Evidence from a discrete choice experiment with Swiss residential electricity customers. *The Energy Journal*, 45(2):209–235, 2024. doi: 10.5547/01956574.45.2.cwin. URL 10.5547/01956574.45.2.cwin.

[100] Christian Winzer, Patrick Ludwig, Sabine Auer, and Anna Hlawatsch. NETFLEX: Effiziente Netzentgelte für flexible Konsumenten. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), 2023. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true.

[101] Christian Winzer, Héctor Ramírez-Molina, Lion Hirth, and Ingmar Schlecht. Profile contracts for electricity retail customers. *Energy Policy*, 195:114358, 2024. ISSN 0301-4215. doi: 10.1016/j.enpol.2024.114358. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524003781.

[102] Jörg Worlitschek, Malin Siegwart, Luca Brauchli, Lóránt Sztranyovszky, Emma Schmitt, and Gianfranco Guidati. WinTES – Winterstrombedarf und saisonale thermische Speicher. Final report SI/502704-01, Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland, May 2026. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=74849&Load=true.

[103] Dillon Zadoks, Alfredo Oneto, Carlo Tajoli, Yi Guo, Philipp Heer, Giovanni Sansavini, and Gabriela Hug. Prosumer synchronisation risk: Impacts of time-varying tariffs on distribution network expansion. arXiv preprint arXiv:2609.02174, 2026.