

Saisonale Energiespeicherung im Überblick

Zusammenhänge, Bedeutung und Perspektiven
im Schweizer Kontext

Grundlagenbericht



IMPRESSUM

HERAUSGEBERIN UND KONTAKT

Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+)
Erweiterte Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz
Haus der Akademien • Laupenstrasse 7 • Postfach • 3001 Bern • Schweiz
+41 31 306 93 59 • johan.noethiger@scnat.ch • go.akademien-schweiz.ch/energiekommission
 Akademien Schweiz

ZITIERVORSCHLAG

Nöthiger J, Neu U (2025) Saisonale Energiespeicherung im Überblick.
Zusammenhänge, Bedeutung und Perspektiven im Schweizer Kontext. Grundlagenbericht.
Swiss Academies Reports 20 (8)

AUTOREN

Johan Nöthiger (a+/SCNAT) • Urs Neu (a+/SCNAT)

BEITRAGENDE

Cristina Antonini (VSG) • Christian Bach (EMPA) • Luca Baldini (ZHAW) • Corsin Battaglia (EMPA) • Robert Boes (ETH) • Konstantinos Boulouchos (ETH) • Christof Bucher (BFH) • Ali Darudi (ZHAW) • Turhan Demiray (ETH) • Paul Gantenbein (OST) • Hubert Girault (EPFL) • Gianfranco Guidati (ETH) • Michel Haller (OST) • Patrick Hofstetter (WWF) • Andreas Hurni (TNS) • Oliver Kröcher (PSI) • François Maréchal (EPFL) • Urs Meister (ELCOM) • Stefano Moretti (ETH) • Evangelos Panos (PSI) • Mario Paolone (EPFL) • Martin Rüdisüli (VSE) • Jonas Savelsberg (ETH) • Jean-Louis Scartezzini (EPFL) • Christian Schaffner (ETH) • Tilman Schildhauer (PSI) • Ingmar Schlecht (ZHAW) • Tobias Schmidt (ETH) • Thomas J. Schmidt (PSI) • Jonas Schnidrig (EPFL) • Isabelle Stadelmann-Steffen (Universität Bern) • Hannes Weigt (Universität Basel) • Simon Weiher (AXPO) • Jörg Worlitschek (HSLU)

PROJEKTLÉITUNG

Johan Nöthiger (a+/SCNAT)

WISSENSCHFTLICHER BEIRAT

Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz

REDAKTION

Johan Nöthiger (a+/SCNAT)

TITELBILD UND GRAFIKEN

Sandra Schwab

LAYOUT

Olivia Zwygart

1. Auflage, 2025

Hinweis: Die Erarbeitung der Berichte wurde durch das Bundesamt für Energie (BFE) finanziell unterstützt.
Für den Inhalt sind allein die Akademien der Wissenschaften Schweiz verantwortlich.

Der Grundlagenbericht und die Kurzfassung sind in elektronischer Form verfügbar unter
go.akademien-schweiz.ch/energiekommission

ISSN (print) 2297-1564
ISSN (online) 2297-1572

DOI: doi.org/10.5281/zenodo.17301218



Mit dieser Publikation leisten die Akademien der Wissenschaften einen Beitrag zum SDG 7.

> sdgs.un.org

> agenda-2030.eda.admin.ch/de

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	2
2	Die saisonale Diskrepanz	4
2.1	Das heutige und zukünftige Energiesystem	4
2.2	Saisonale Diskrepanz im Energiebedarf	5
2.3	Saisonale Diskrepanz der nicht-regelbaren Energieerzeugung	5
2.4	Möglichkeiten zur Verringerung der saisonalen Diskrepanz	6
2.5	Die Höhe der saisonalen Diskrepanz	6
3	Saisonale Energiespeicher	8
3.1	Technische und wirtschaftliche Eigenschaften saisonaler Speicher	8
3.2	Saisonale Speicherung im Stromsektor	9
3.2.1	Speicherwasserkraft	9
3.2.2	Elektrizitätserzeugung aus speicherbarer Biomasse	11
3.2.3	Stromspeicherung in chemischen Energieträgern (Power-to-X-to-Power)	11
3.3	Saisonale Speicherung im Wärmesektor	11
3.4	Saisonale Speicherung von chemischen Energieträgern	13
4	Integration von Speichern in saisonale Angebot-Nachfrage-Pfade	15
4.1	Saisonale Flexibilität im Stromsektor	15
4.2	Saisonale Flexibilität im Wärmesektor	16
4.3	Saisonale Planung von Prozessen	18
4.4	Saisonal optimierte Verwendung von Energieträgern	19
5	Chemische Energieträger in der Schweiz	21
5.1	Produktionspfade chemischer Energieträger in der Schweiz	21
5.1.1	Wasserstoffproduktion	22
5.1.2	Methanproduktion	23
5.1.3	Produktion flüssiger Energieträger auf Kohlenstoffbasis	24
5.1.4	Andere chemische Energieträger: Ammoniak, metallische Brennstoffe	24
5.2	Wirtschaftlichkeit von Power-to-Hydrogen in der Schweiz	25
5.3	Verfügbarkeit und saisonale Flexibilität von Biomasse	26
5.3.1	Potenzial und räumliche Einschränkung der energetisch nutzbaren Biomasse	26
5.3.2	Bewertung des Biomassepotenzials zur Reduktion der saisonalen Diskrepanz	27
6	Transport und Verteilung von Energieträgern	28
6.1	Elektrizitätsnetz	28
6.2	Bestehende und neue Transportinfra-struktur für chemische Energieträger	28
7	Importe	29
7.1	Elektrizitätsimporte	29
7.2	Importe von chemischen Energieträgern	30

8	Wirtschaftliche, rechtliche und gesellschaftliche Aspekte	32
8.1	Energiemarkt und Anreize	32
8.2	Regulatorische Aspekte.....	33
8.3	Gesellschaftliche Akzeptanz	34
9	Faktoren zur Beeinflussung der saisonalen Speicherkapazität	35
10	Quellenverzeichnis	36
11	Anhang	41
11.1	Überschlagsrechnungen zur Biomassennutzung	41
11.1.1	Annahmen	41
11.1.2	Abschätzung der Methanproduktion	42
11.1.3	Abschätzung der Stromerzeugung und Stromeinsparungen im Winter.....	43
11.1.4	Upgrade von Biomasse mit Wasserstoff	44

1 Einführung

Die Schweiz hat sich verpflichtet, bis 2050 CO₂-neutral zu werden. Da das Energiesystem heute zu etwa 75 % zu den gesamten, produktionsbasierten CO₂-Emissionen der Schweiz beiträgt,¹ ist es ein Schlüsselement zur Erreichung dieses Ziels. Der Stromsektor ist heute bereits weitgehend CO₂-neutral und stützt sich im Jahr 2024 zu 56 % auf Wasserkraft, zu 31 % auf Kernkraft und zu 8 % auf erneuerbare Energien.² Der Verkehrs- und der Wärmesektor setzen jedoch nach wie vor weitgehend auf fossile Brennstoffe und müssen somit in Zukunft auf andere CO₂-neutrale Energieträger umgestellt werden. Dafür ist Strom eine gut geeignete Energieform, die die Gesamteffizienz erhöht, jedoch zu einem höheren Strombedarf führt. Mit dem voraussichtlichen Ausstieg aus der Kernenergie in den nächsten Jahrzehnten wird die Stromversorgung somit vor Herausforderungen stehen und auf den schnellen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, insbesondere Solarenergie und Windkraft neben der bestehenden Wasserkraft, angewiesen sein.³

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Primärenergiequellen führt zu grossen täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen im Angebot, die nicht unbedingt mit den Schwankungen der Nachfrage übereinstimmen. Um diese Diskrepanz auszugleichen, sind daher zusätzliche regelbare Stromversorgungstechnologien erforderlich. Da es voraussichtlich Zeiten geben wird, in denen das Stromangebot grösser ist als die Nachfrage, könnte der Strom gespeichert und zu Zeiten mit grösserer Nachfrage wieder bereitgestellt werden. Für kurze Zeiträume gibt es viele Möglichkeiten, diese Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen, darunter Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Nachfragesteuerung. Für längere Zeiträume, also saisonale Schwankungen, ist der Ausgleich der Diskrepanz schwieriger, da es keine einfache, effiziente und kostengünstige Möglichkeit gibt, überschüssigen Strom für die spätere Verwendung saisonal zu speichern.

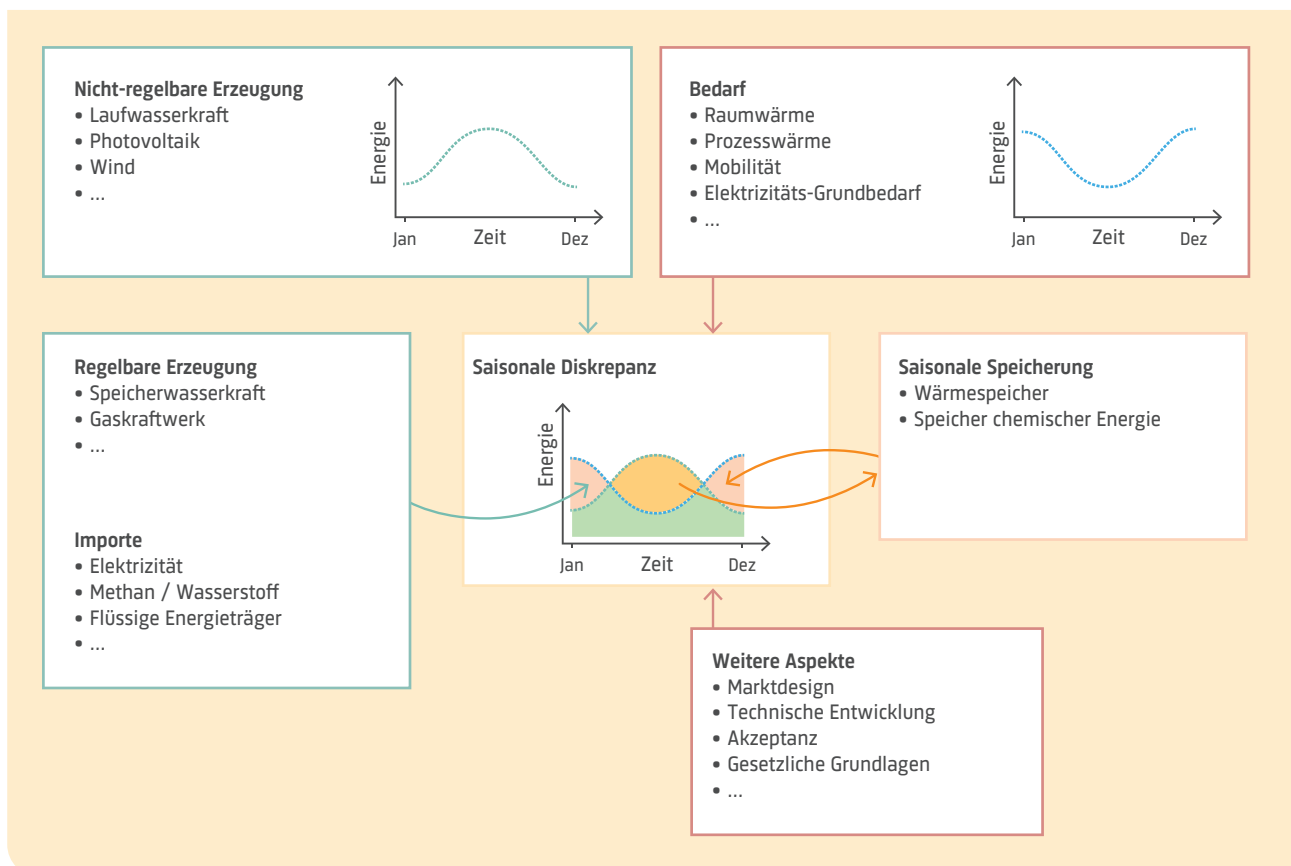


Abbildung 1: Konzeptionelle Darstellung der saisonalen Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage in der Schweiz sowie der relevanten Technologien zur Überbrückung dieser Diskrepanz. Die hier dargestellten Technologien zur saisonalen Speicherung können Überschussenergie im Sommer aufnehmen und speichern. Aber auch die regelbare Erzeugung greift teilweise auf Speicher zurück, beispielsweise die Speicherwasserkraft.

Der Endenergiebedarf setzt sich aus verschiedenen Energieformen zusammen, darunter Wärme für Heizung, Warmwasser und industrielle Prozesse sowie mechanische Energie, etwa für Mobilitätsanwendungen. Dieser Bedarf muss zukünftig nicht zwingend durch Strom gedeckt werden, da mittels Sektorkopplungstechnologien – wie Wärmepumpen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – unterschiedliche Energieformen ineinander umgewandelt werden können. Dadurch lässt sich ein gegebener Bedarf oft durch verschiedene Energieträger decken. Die Wahl des optimalen Energieträgers hängt dabei nicht nur von technischen und wirtschaftlichen Aspekten ab, sondern wird auch durch externe Faktoren beeinflusst. Dazu zählen die zeitliche und räumliche Verfügbarkeit der Energiequelle (z.B. intermittierende Wind- und Solarenergie oder begrenzte Biomassepotenziale), die Speicherfähigkeit der Energieträger, sowie regulatorische Rahmenbedingungen und gesellschaftliche Akzeptanz.

Daher ist es bei der Diskussion über saisonale Speicher von entscheidender Bedeutung, nicht nur die technischen Aspekte der Technologie an sich, sondern auch deren Integration in das breitere multisektorale Energiesystem zu berücksichtigen. Ebenso wichtig ist es, die kontextuellen Faktoren zu identifizieren, die die Auswahl, Kapazität und den Betrieb von Speichern beeinflussen. Dazu zählen die gesellschaftliche Akzeptanz, regulatorische Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Erwägungen. Darüber hinaus sollte die saisonale Speicherung nicht als zusätzliches Element betrachtet werden, das einem funktionierenden Energiesystem hinzugefügt werden kann. Die grössten Vorteile der Integration saisonaler Speicher lassen sich erzielen, wenn die zugehörige Energieinfrastruktur auf saisonale Speicher ausgelegt ist, einschliesslich saisonaler Betriebsmechanismen. Dadurch wird die Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage durch den saisonal optimierten Betrieb von Erzeugungs-, Umwandlungs- und Verbrauchstechnologien in Verbindung mit saisonalen Speichern erreicht.

Um der Vielschichtigkeit und Komplexität des Themas der saisonalen Energiespeicherung gerecht zu werden, wird es in diesem Grundlagenbericht aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet. Es werden Zusammenhänge aufgezeigt, auf Limitationen hingewiesen und die praktische Machbarkeit eingeschätzt, um eine verständliche und umfassende Übersicht zu bieten. Dadurch soll eine Einschätzung ermöglicht werden, welche Rolle saisonale Speicher im Kontext der Schweizer Energietransformation einnehmen können und durch welche Aspekte der Speicherbedarf massgeblich beeinflusst wird. Es wurden keine eigenen Modellierungen sowie quantitativen Abschätzungen durchgeführt mit Ausnahme der in Anhang 11.1 aufgeführten Überschlagsrechnung zur saisonalen Biomasseverfügbarkeit. Der Bericht stützt sich auf die bestehende Fachliteratur und wurde durch die Mitarbeit zahlreicher Expertinnen und Experten in Form von Interviews, Fragebögen und mehrmaligen Feedbackrunden erstellt, um breit abgestützt, umfassend und relevant zu sein.

2 Die saisonale Diskrepanz

Um die Transformation des Energiesystems zu verstehen, wird zunächst das heutige Energiesystem mit den bereits verfügbaren saisonalen Speichern umrissen und die groben zukünftigen Entwicklungsprognosen aufgezeigt. Anschliessend werden die Nachfragemuster, Zukunftsprognosen sowie die Entwicklung und Eigenschaften des Energieangebots genauer betrachtet, um die Entstehung der Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage aufzuzeigen.

2.1 Energiemengen des heutigen und zukünftigen Energiesystems

Der Energieeinsatz im Schweizer Energiesystem lag 2024 bei rund 300 TWh pro Jahr. Davon entfielen 239 TWh auf importierte Energieträger, wobei gleichzeitig 45 TWh exportiert wurden.⁴ Den grössten Teil der importierten Energieträger machten mit 139 TWh_{LHV} fossile Energieträger aus, gefolgt von Kernbrennstoffen mit 70 TWh. Aufgrund von Umwandlungsverlusten reduzierte sich der Energieeinsatz von 300 TWh auf einen Endenergieverbrauch von 216 TWh.⁴

Zukunftsszenarien schätzen den Endenergieverbrauch im Jahr 2050 auf etwa 160 TWh–180 TWh,⁵⁻⁷ wovon 70–90 TWh_{el} auf Strom⁸ und 22–47 TWh_{LHV} auf chemische Energieträger wie Wasserstoff, biogenes oder synthetisches Methan und Kerosin (für die Luftfahrt) entfallen.^{a 3, 5-7} Die Basisszenarien von Energiesystemstudien weisen für das Jahr 2050 Nettoimporte von Strom in Höhe von 6–9 TWh_{el} aus.^b In den Szenarien wird ausserdem der Grossteil der chemischen Energieträger importiert.^{3, 5-7} Modellresultate, in denen die Stromimporte im Winter auf 5 TWh_{el} begrenzt werden, um den im Energiegesetz festgelegten Zielen zu entsprechen, kompensieren die Reduktion der Stromimporte entweder durch einen verstärkten Ausbau der Windenergie oder, wenn dies aufgrund angenommener Akzeptanzprobleme nicht möglich ist, durch einen verstärkten Gasimport.⁹

Heute verfügt die Schweiz über grosse Speicherkraftwerke, die eine gewisse saisonale Speicherkapazität für die Stromerzeugung bieten (mit einer theoretischen Kapazität von

8,9 TWh_{el}; siehe Kapitel 3.2.1). Zusätzlich wird ein Teil der Biomasse saisonal genutzt (hauptsächlich für Raumwärme), aber fossile, flüssige Brennstoffe stellen den grössten Teil der saisonalen Flexibilität dar, mit einer beträchtlichen Kapazität von etwa 40 TWh_{LHV}.¹⁰ Gas wird kontinuierlich importiert, ohne eine nennenswerte inländische Speicherung. Allerdings sind die Versorgungsunternehmen derzeit verpflichtet, mindestens 15 % ihres jährlichen Gasbedarfs in ausländischen Speichern zu sichern,^c was etwa 6 TWh_{LHV} entspricht.

Die saisonale Verteilung der Energieverfügbarkeit bzw. -erzeugung und des -verbrauchs sowie die daraus resul-

Kasten 1: Verschiedene Energieformen

Die Einheit für Energie ist «Joule» (J). Im Zusammenhang mit dem Energiesystem wird auch oft von «Watt» (W) gesprochen, was einem «Joule pro Sekunde» ($W = J/s$) entspricht und als «Leistung» bezeichnet wird. Eine Menge Energie, die z. B. in einem Energiespeicher gespeichert ist, wird oft als «Leistung mal Zeit» angegeben, also z. B. einer Wattstunde (Wh). Ein Speicher mit einer Wattstunde Kapazität kann somit für eine Stunde ein Watt liefern bis er leer ist, oder für eine halbe Stunde zwei Watt etc. Weil im Rahmen der Diskussion über das Energiesystem oft von einer grossen Menge Energie gesprochen wird, sind fast alle Angaben in diesem Bericht in Terrawattstunden (TWh) angegeben, was einer Billion Wattstunden entspricht. Für die Angabe der Speicherkapazität ist es zunächst egal, ob die Energie als Strom, Wärme oder in einem Stoff chemisch gebunden vorliegt. Für die Handhabung die Energie und insbesondere für deren Umwandlung ist die Form jedoch sehr relevant. Es wird deshalb in diesem Bericht in der Regel angegeben, in welcher Form Energie vorliegt. Elektrische Energie wird mit einem «el» versehen (z. B. Wh_{el}), thermische Energie mit «th» (z. B. Wh_{th}) und chemische Energie meist mit «LHV» (z. B. Wh_{LHV}). «LHV» steht hier für «lower heating value» und bezeichnet den unteren Heizwert eines chemischen Energieträgers. Es ist wichtig anzumerken, dass zwar die Energiemenge aller Formen pro Einheit gleich sind ($W_{el} = W_{th} = W_{LHV}$), aufgrund von beispielsweise Umwandlungsverlusten aber nicht die gleiche «Nützlichkeit» für das Energiesystem haben.

a In Energiesystemstudien werden Flugtreibstoffe in der Regel nicht berücksichtigt und sind daher in Energiebilanzen entweder nicht enthalten oder separat aufgeführt. In diesem Bericht wurden sie jedoch, basierend auf den Energieperspektiven 2050+, mit eingerechnet.

b Hierfür ist der Abschluss des Stromabkommens mit der EU notwendig. Ohne Abkommen kann sich die Möglichkeit, Strom im Winter zu importieren, stark reduzieren (siehe Diskussion in Kapitel 7.1)

c Art 2 Ziff 2 Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung

tierende Diskrepanz bzw. die benötigte Speicherkapazität hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab. Ohne die Festlegung heute noch unbekannter Parameter kann somit der zukünftige Speicherbedarf nicht seriös eingeschätzt werden (siehe Diskussion in Kapitel 2.5).

2.2 Saisonale Variation des Energiebedarfs

Der Energiebedarf der Schweiz variiert je nach betrachtetem Zeitraum. Für das Energiesystem sind vor allem der Tag-Nacht-Zyklus, der Wochenzyklus und der Jahreszyklus relevant. Bereits heute weist der Bedarf auf allen Zeitskalen grosse Schwankungen auf, die durch regelbare Erzeugung und Speicherung ausgeglichen werden müssen.

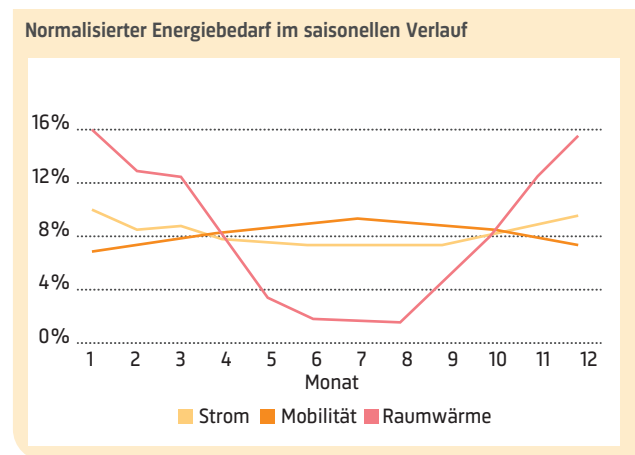
Die jährlichen Bedarfsschwankungen in der Schweiz werden stark von saisonalen Wetterbedingungen beeinflusst, insbesondere von den kälteren Temperaturen im Winter. Diese beeinflussen das menschliche Verhalten vor allem in Bezug auf den Heiz- und Kühlbedarf, aber auch in geringerem Masse in Bezug auf Mobilität und Beleuchtung. Die höchste saisonale Schwankungsbreite weist der Wärmebedarf auf, insbesondere für Raumheizung (siehe Abb. 2).

Mit 48,7 % des Endenergiebedarfs ist der Wärmesektor heute der grösste Verbraucher von Primärenergie. Im Jahr 2023 wurden 55,5 TWh_{th} für Raumwärme, 12,5 TWh_{th} für Warmwasser und 24,7 TWh_{th} für Prozesswärme verbraucht.¹¹ Im Wärmesektor ist die Raumwärme für gewerbliche und private Gebäude daher für fast 60 % des Wärmebedarfs verantwortlich. Insbesondere der Raumwärmebedarf unterliegt sehr starken saisonalen Schwankungen und ist somit der Haupttreiber für die saisonale Variation auf der Verbrauchsseite (siehe Abbildung 2). Der industrielle Wärmebedarf und der Warmwasserbedarf weisen dagegen nur geringe saisonale Schwankungen auf.¹² Aufgrund milderer Wintertemperaturen durch die Klimaerwärmung sowie besserer Gebäudedämmung, effizienterer Heizsysteme sowie erhöhten Kühlbedarf im Sommer wird der Unterschied beim Energieverbrauch im Wärmesektor zwischen Sommer und Winter im Jahr 2050 wahrscheinlich etwas weniger ausgeprägt sein.

Der heutige Strombedarf weist eher geringe saisonale Schwankungen auf, wobei der Bedarf in den Wintermonaten etwas höher ist (siehe Abbildung 2). Von diesem gesamten Strombedarf werden bereits heute 2,8 TWh_{el} Strom für durch Wärmepumpen verwendet,¹³ was 9,2 % des Winterverbrauchs entspricht.² Da die Zahl der Wärmepumpen und somit der Verbrauch in Zukunft jedoch signifikant ansteigen könnten, werden die saisonalen Unterschiede beim Strombedarf ausgeprägter ausfal-

len aufgrund der Kopplung mit dem Wärmesektor. Der Strombedarf für die Mobilität und Datenzentren etc. wird zwar ebenfalls stark ansteigen, aber relativ konstant über das Jahr verteilt sein, sodass die saisonalen Unterschiede des Bedarfs dadurch nicht wesentlich verstärkt oder reduziert werden.

Abbildung 2: Normalisierte jährliche Variation des Stromendverbrauchs (Durchschnitt der letzten 5 Jahre, basierend auf ¹⁴), des Mobilitätsbe-



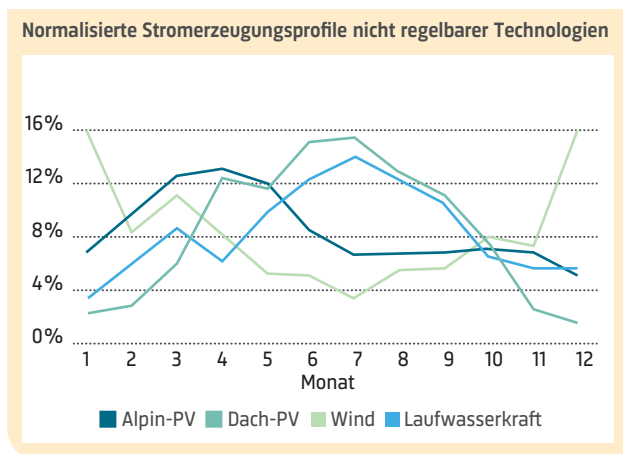
darfs (Tägliche Distanz des Individualverkehrs pro Saison im Jahre 2021, basierend auf ¹⁵) und des Raumwärmebedarfs (basierend auf ¹⁶).

2.3 Saisonale Variation der nicht-regelbaren Energieerzeugung

Um die Kohlenstoffintensität der Energieerzeugung und -umwandlung zu reduzieren, wird das Energiesystem in den meisten Sektoren zunehmend elektrifiziert werden. Insbesondere die Bereiche Mobilität und Wärmeerzeugung sind davon betroffen. Dadurch wird sich der jährliche Strombedarf von derzeit rund 60 TWh_{el} auf 70–90 TWh_{el} im Jahr 2050 erhöhen.⁵⁻⁷ Durch den Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie in den kommenden Jahrzehnten wird zusätzliche Stromerzeugungskapazität benötigt, um dies auszugleichen. Neben den 33–37 TWh_{el} aus Wasserkraft, die bereits heute weitgehend vorhanden sind,¹⁷ wird diese Lücke in der Stromerzeugung voraussichtlich hauptsächlich durch Photovoltaik (PV) mit einer geschätzten Jahresproduktion von 16–46 TWh_{el} sowie durch Windkraft mit einer Jahresproduktion von 0–7 TWh_{el} geschlossen werden.^{3, 5-7} Das saisonale Muster der genannten, nicht regelbaren Versorgungstechnologien zeigt eine höhere Stromproduktion in den Sommermonaten, insbesondere bei Dach-PV und Laufwasserkraftwerken (siehe Abb. 3). Die Speicherwasserkraft produziert dank der Speicherseen ähnlich viel Strom im Sommer wie im Winter.² Ausnahmen bilden Windkraft mit der höchsten Produktion in den Wintermonaten und alpine PV mit der höchsten Produktion im

Frühjahr, wie in Abbildung 3 dargestellt. Da die Schweiz voraussichtlich stark auf Dach-PV und Wasserkraft angewiesen sein wird, um den steigenden Strombedarf zu decken und die Kernkraftwerke zu ersetzen, ergibt sich ein ausgeprägtes saisonales Stromerzeugungsmuster.

Abbildung 3: Normalisierte Variation der Stromerzeugung im Jahresverlauf der alpinen Photovoltaik (basierend auf ¹⁸), von Wind und



Dach-PV (basierend auf ¹⁹) und der Laufwasserkraft (basierend auf ⁵).

2.4 Möglichkeiten zur Verringerung der saisonalen Diskrepanz

Der Grossteil der Energieerzeugung in zukünftigen Energiesystemen wird auf nicht-regelbaren Technologien basieren, wie in Kapitel 2.3 diskutiert. Die Produktion ist dabei in den Sommermonaten höher als im Winter. Da zusätzlich der Raumwärmebedarf im Winter am höchsten ist, kommt es zu einer saisonalen Diskrepanz zwischen Energieangebot und -nachfrage. Im Folgenden werden einige mögliche Lösungen für diese Herausforderung vorgestellt. Es ist wichtig zu beachten, dass keine einzelne Lösung ausreicht, um das Problem allein zu lösen. Vielmehr kann eine Kombination von Lösungen, bei der die jeweiligen Stärken gut miteinander kombiniert werden, eine vorteilhafte Lösung bieten.

Ladbare saisonale Speicher: Bei hoher Energieverfügbarkeit kann Energie in saisonale Speicher überführt und bei Bedarf – etwa in Zeiten geringer Verfügbarkeit – wieder genutzt werden. Ladbare Speicher stehen derzeit nur für thermische und chemische Energieformen zur Verfügung. Um elektrische Energie saisonal zu speichern, muss sie daher zunächst in eine dieser Formen umgewandelt werden.

Regelbare Versorgung mit Zuflussspeichern: Zuflussspeicher wie Speicherwasserkraftwerke nutzen natürliche Energiezuflüsse (z.B. Niederschläge oder Schmelzwasser),

die gespeichert und bedarfsgerecht abgegeben werden können. Sie eignen sich besonders gut, um Energie bereitzustellen, wenn fluktuierende Quellen wie Wind oder Sonne kurzfristig oder saisonal nicht ausreichen. Diese Speicher können jedoch nicht aktiv mit überschüssiger Energie aufgeladen werden und sind daher nicht direkt für die Übertragung von Sommer- auf Winterenergie geeignet. Ihre saisonale Verfügbarkeit kann jedoch indirekt optimiert werden, indem sie in Zeiten hoher Energieverfügbarkeit weniger genutzt werden, um sie für spätere Engpässe zu schonen.

Stromerzeugung mit günstigem saisonalem Profil: Ein höherer Anteil an nicht-regelbaren Technologien mit saisonal vorteilhaften Erzeugungsprofil – insbesondere Windkraft und Alpinsolaranlagen – kann helfen, die saisonale Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu verringern. Dadurch sinkt der Bedarf an ergänzenden Massnahmen wie saisonalen Speichern.

Überdimensionierung und gezielte Abregelung: Eine gezielte Überdimensionierung erneuerbarer Erzeugungsanlagen mit ungünstigem saisonalem Profil – etwa von Dach-Photovoltaik – kann, entgegen der Intuition, saisonale Defizite reduzieren. Wird im Sommer mehr Strom produziert als benötigt, kann die Anlage abgeregelt werden, während die gesteigerte Gesamtkapazität auch im Winter zu höheren Erträgen führt. Solange die Abregelung wirtschaftlich vertretbar bleibt, stellt diese Strategie eine valable Option zur Reduktion der Winterlücke dar.

Energieimporte: Importe können die inländische Energieversorgung ergänzen und, bei gesicherter Verfügbarkeit, den Bedarf an saisonaler Speicherung reduzieren oder ganz ersetzen. Bereits heute werden Strom, Methan und flüssige Brennstoffe importiert; künftig könnte auch Wasserstoff hinzukommen (und dann z.B. Gaskraftwerke antreiben). Die Möglichkeit von Importen schliesst jedoch Speicher nicht aus: Eine saisonale Pufferung importierter Energie kann die Versorgungssicherheit erhöhen und Preisschwankungen glätten.

Nachfragesenkung und -flexibilisierung: Die Anpassung der Nachfrage an das Angebot trägt wesentlich zur Entlastung des Energiesystems bei. Kurzfristig können flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge ihre Last verschieben und die Stromnachfrage an die Erzeugung anpassen. Bei saisonaler Zeitskalen gestaltet sich die Flexibilisierung anspruchsvoller. Dennoch können Massnahmen wie bessere Gebäudeisolation, effiziente Heizsysteme, Nutzung industrieller Abwärme, technische Effizienzsteigerungen und verändertes Nutzungsverhalten helfen, den Energiebedarf im Winter zu senken und so die saisonale Diskrepanz zu reduzieren.

2.5 Die Höhe der saisonalen Diskrepanz

Um die Höhe der saisonalen Diskrepanz abschätzen zu können, muss zunächst die Verfügbarkeit der zuvor in Kapitel 2.4 genannten Optionen ermittelt und anschliessend die zur Bedarfsdeckung fehlende Energie berechnet werden. Energiesystemmodelle, die ein kostenoptimales Energiesystem unter vorgegebenen Randbedingungen ermitteln, können hierbei unterstützen. Eine Eigenheit dieser Modelle ist jedoch, dass, sobald eine Lösung für die Zusammensetzung und Funktion eines Energiesystems gefunden wurde, der Bedarf jederzeit gedeckt werden kann und es somit gar keine «Versorgungslücke» gibt, für die es zusätzliche Speicher bräuchte. Bei einer Lösung können saisonale Speicher, sofern sie Teil des Modells sind, jedoch zur Deckung des Bedarfs beitragen.

Das Potenzial der Speicherwasserkraft wird in jedem Modellergebnis maximal genutzt, sodass sich die für das Jahr 2050 projizierte Speicherkapazität auf etwas über 10 TWh_{el} beläuft.¹⁷ Auch Wärmespeicher werden in den wenigen Modellen, die sie berücksichtigen, mit einer Kapazität von 1,5–6 TWh_{th} gebaut.^{7, 20} Hier ist das Potenzial jedoch deutlich höher, wie in Kapitel 3.3 ausgeführt. Gasspeicher werden in vielen Modellen aufgrund hoher Kosten nicht gebaut bzw. nicht in Betracht gezogen. Bei hohen angenommenen Importpreisen bzw. Importrestriktionen von Gas werden jedoch bis zu 2,3 TWh_{LHV} saisonal gespeichert.^{5–7} Zusätzlich werden in allen Modellen Holz und eine geringe Menge flüssiger chemischer Energieträger genutzt. Die «Speicherkapazität» dieser Energieträger wird in der Regel nicht angegeben, da die Speicherung aufgrund der einfachen und kostengünstigen Speichermöglichkeiten nicht der limitierende Faktor ist, sondern die Verfügbarkeit des Holzes und der Herstellungspreis flüssiger Energieträger.

Obwohl Energiesystemmodelle eine funktionsfähige Lösung bieten und somit keine «Versorgungslücke» entsteht, kann argumentiert werden, dass Energieimporte die unzulängliche einheimische Energieerzeugung ergänzen und somit als eine Art «Lückenfüller» agieren. Die Höhe der in den Energiesystemstudien angegebenen Energieimporte im Winter könnte somit einen Hinweis auf die Grösse der «Winterlücke» geben. Diese Energieimporte sind jedoch in der Regel nicht alternativlos, sondern werden verwendet, da sie die kostenoptimale Option darstellen. Eine alternative Deckung durch einheimisch erzeugte Energie wäre zwar meist möglich, aber teurer.

Wie in Kapitel 2.1 angesprochen, werden voraussichtlich zukünftig 6–9 TWh_{el} Strom importiert (sofern die politisch angestrebte Obergrenze von 5 TWh_{el} nicht forciert wird) sowie 22–47 TWh_{LHV} chemische Energieträger

pro Jahr. In den Studien, die zu diesen Zahlen gekommen sind, wird davon ausgegangen, dass der importierte Strom und mehr als die Hälfte der chemischen Energieträger im Winter verbraucht werden und sich der Import somit auf den Winter konzentriert. Die kombinierte Menge aller Energieträger bzw. die daraus resultierende «Winterlücke» kann somit sehr grob auf 20–35 TWh geschätzt werden. Dabei ist jedoch anzumerken, dass der Import von Energieträgern sinnvoll sein kann, teilweise nicht alternativlos ist und die Versorgungssicherheit nicht zwingend beeinträchtigt, wie in Kapitel 7 ausführlicher diskutiert wird. Ausserdem sind diese Zahlen mit sehr grossen Unsicherheiten behaftet und können sich je nach Rahmenbedingungen stark ändern (z.B. durch politisch festgelegte Importobergrenzen wie beim Strom).

Dadurch ist eine Angabe der «Winterlücke» und des daraus resultierenden saisonalen Speicherbedarfs nicht sinnvoll und zielführend und nur unter Angabe vieler weiterer, oft unsicherer Annahmen möglich.

3 Saisonale Energiespeicher

3.1 Technische und wirtschaftliche Eigenschaften saisonaler Speicher

Saisonale Energiespeicher können Energie für mehrere Monate auf kostengünstige Weise speichern. Einige Speicher werden durch natürliche Energiezuflüsse aufgeladen (Zuflussspeicher), wie z. B. Speicherseen grosser Wasserkraftwerke, während andere aktiv aufgeladen werden (aufladbare Speicher), wie z. B. saisonale Wärmespeicher. Nur aufladbare Speicher können im Sommer mit «überschüssiger» Energie aufgeladen werden.

Betreiber von Energiespeichern erzielen ihren Gewinn in der Regel beim Entladen, also wenn sie gespeicherte Energie abgeben. Die Kosten hingegen entstehen überwiegend beim Aufladen durch den Einkauf der Energie,^d sowie durch die anfänglichen Investitionen in die Speichertechnologie. Je häufiger ein Speicher während seiner gesamten Lebensdauer entladen wird, desto besser lassen sich die Investitionskosten auf viele Entladevorgänge verteilen. Daher wird ein Speicher besonders rentabel, wenn einerseits ein deutlicher Preisunterschied zwischen dem günstigen Aufladen und dem teureren (gewinnbringenden) Entladen besteht und andererseits viele Lade-Entlade-Zyklen erzielt werden können.

Aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Investitionskosten pro Speicherkapazität müssen Speicher, wie beispielsweise Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke, möglichst oft genutzt, also geladen und entladen werden, um rentabel betrieben werden zu können. Aufgrund der realistisch erzielbaren Preisunterschiede zwischen Laden und Entladen ist ein saisonaler Betrieb dieser Speicher mit etwa einem Zyklus pro Jahr nicht wirtschaftlich. Sie sind daher für die saisonale Speicherung ungeeignet, auch wenn sie technisch teilweise dazu in der Lage wären.^e Sie werden als Kurz- oder Mittelfristspeicher bezeichnet.^f

Saisonale Speicher müssen daher über einige spezifische Eigenschaften verfügen: Sie haben entweder niedrige Abschreibungskosten aufgrund geringer Investitionskosten und/oder einer langen Lebensdauer oder eine grosse

Differenz zwischen Ladekosten und Entladeeinnahmen. Ausserdem weisen sie niedrige Selbstentladungsraten auf. Werden saisonale Speicher zusätzlich für den Ausgleich auf kürzeren Zeitskalen (z. B. auf Tages- oder Wochenbasis) genutzt, kann mehr als ein jährlicher Zyklus erreicht werden. Dies ist häufig bei saisonalen Wärmespeichern der Fall.

3.2 Saisonale Speicherung im Stromsektor

3.2.1 Speicherwasserkraft

Die Wasserkraft stellt eine der zentralen Säulen der Stromversorgung in der Schweiz dar. Sie umfasst drei Haupttypen von Kraftwerken: Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Nur Speicherkraftwerke sind für die saisonale Speicherung geeignet.

Laufwasserkraftwerke erzeugen elektrische Energie kontinuierlich, wobei die Stromproduktion direkt von der aktuellen Wasserführung der Flüsse abhängt. Da keine Speicherung möglich ist, liefern diese Anlagen Bandenergie und aufgrund der geringeren Abflussmenge der Flüsse im Winter auch vor allem in den Sommermonaten.

Speicherkraftwerke nutzen Stauseen, die im Verlauf des späten Frühlings und des Sommers durch Niederschläge, Schneeschmelze sowie Gletscherschmelze aus dem jeweiligen Einzugsgebiet gefüllt werden. In vielen Fällen übersteigt der Zufluss während dieser Periode die Speicherkapazität der Anlagen, was zur Folge hat, dass selbst im Sommer ein Teil des Wassers turbinieren muss, um Überläufe zu verhindern. Darüber hinaus ist der kontinuierliche Wasserablass erforderlich, um den gesetzlich vorgeschriebenen Restwassermengen zu entsprechen, welche dem Schutz der ökologischen Integrität und Biodiversität der Gewässer unterhalb der Staumauer dienen. In der Regel erreichen die Speicher bis zum Spätherbst ihren maximalen Füllstand. Das gespeicherte Wasser wird auch im Winter zur Stromproduktion genutzt – vor allem in Zeiten, in denen der Bedarf hoch ist, Photovoltaik- und Windenergie in Europa jedoch nicht ausreichend verfügbar sind, wodurch sich hohe Strompreise in Europa und der Schweiz ergeben. Diese Marktbedingungen führen zu einem besonders hohen Erlös, weshalb das Ziel der Speicherbewirtschaftung darin besteht, das gesamte verfügbare Wasservolumen im Winter über die Zeitpunkte mit den höchsten Preisen zu verteilen, bevor im Frühling die neue Füllperiode beginnt.

^d Betreiber von Zuflussspeichern wie Stauseen zahlen zwar keinen direkten Energiepreis für das Laden, es fallen jedoch meist trotzdem Kosten an, beispielsweise in Form von Wasserzinsen für die Nutzung des Wassers.

^e Einige Kurzzeitspeicher wie Batterien haben ausserdem eine höhere Selbstentladung bzw. schnellere Alterung bei hohen Ladeständen, was sie zusätzlich ungeeignet für die saisonale Speicherung macht.

^f Zu Kurz- und Mittelfristspeichern gehören auch Technologien wie adiabate Druckluftspeicherung (A-CAES), Flussbatterien (Redox-Flow-Batterien), Kondensatoren, Schwungmassenspeicher, kleine Warmwassertanks, Hochtemperaturwärmespeicher etc.

Tabelle 1: Übersicht über saisonale Energiespeicheroptionen mit zugehörigen Energieträgern, Reifegrad und geschätzter nutzbarer Kapazität im Jahr 2050. Es gibt thermische Speichertechnologien, die Wärme bei direkt nutzbaren Temperaturen (DNT) speichern können und andere, die Wärme bei Umgebungstemperatur speichern (UT). Potenzielle Speicher sind gelb, Wärmespeicher orange und chemische Energiespeicher grün hervorgehoben.

Technologie	Energieform	Reifegrad	Geschätzte nutzbare Kapazität 2050
Speicherwasserkraft	Potenzielle Energie (Elektrizität)	Ausgereift	<10,9 TWh _{el} * 17 (<8,9 TWh _{el} heute)
Seen	Sensible Wärme (UT)	Ausgereift	≤6 TWh _{th} , 20 Potenzial viel grösser (heute sehr wenig)
Erdreichspeicher (BTES)	Sensible Wärme (DNT oder UT)	Ausgereift	
Aquiferspeicher (ATES)	Sensible Wärme (DNT oder UT))	Erste Projekte in der Schweiz, etabliert in anderen Ländern	
Erdbeckenspeicher (PTES)	Sensible Wärme (DNT)	In der Schweiz noch nicht vorhanden, aber in anderen Ländern	
Kavernenspeicher (CTES)	Sensible Wärme (DNT oder UT)	In frühem Entwicklungsstadium	
Tankspeicher (TTES)	Sensible Wärme (DNT)	Ausgereift	
Speicherung in Phasenwechselmaterialien (PCM), z. B. Eisspeicher	Latente Wärme (DNT oder UT)	Eisspeicher kommerziell verfügbar, neue Typen in Entwicklung	
Sorptionsspeicher	Chemische Wärme (DNT)	In fortgeschrittenem Entwicklungsstadium	0 – 2,3 TWh _{LHV} 5-7 (heute keine)
Felskavernenspeicher (LRC)	Chemische Energie (Methan, Wasserstoff)	Erste kommerzielle Methanspeicher, Wasserstoffspeicher in Entwicklung, noch keine Standorte in der Schweiz	
Kryogenische Speicherung	Chemische Energie (Methan, Wasserstoff)	Ausgereift (für Methan)	Keine saisonale Speicherung (derzeit keine grossen Speicherkapazitäten)
Porenspeicher/erschöpfte Gasfelder	Chemische Energie (Methan, Wasserstoff)	Ausgereift (für Methan)	Unklares Potenzial in der Schweiz
Salzkavernenspeicher	Chemische Energie (Methan, Wasserstoff)	Ausgereift	Unklares Potenzial in der Schweiz
Brennstofftanks	Chemische Energie (flüssige Energieträger wie Kerosin und Methanol)	Ausgereift	≤40 TWh _{LHV} (heute ~40 TWh _{LHV}) 10
Lagerung trockener Biomasse (Holz)	Chemische Energie (trockene Biomasse)	Ausgereift	Bis zu 15 – 19,6 TWh _{LHV} ** 21 (heute: ≤13,2 – 15,8 TWh _{LHV})
Metallbrennstoffspeicher	Chemische Energie (Metalle)	In mittlerem Entwicklungsstadium	Unklar (heute keine)

* Da die Speicher fast nie vollständig geleert werden (in der Vergangenheit im Durchschnitt um 73 %¹⁷), ist die «nutzbare» Kapazität geringer als die theoretische Kapazität.

** Die angegebene Menge ist das geschätzte nachhaltige Potenzial der holzigen Biomasse in der Schweiz. Aufgrund von Nutzungskonkurrenzen (z. B. Bauholz vs. Prozesswärme) wird nur eine kleinere Menge für die saisonale Energiespeicherung zur Verfügung stehen.

Pumpspeicherkraftwerke bestehen aus zwei Speicherseen auf unterschiedlichen Höhenlagen, zwischen denen Wasser aktiv verschoben werden kann. Sie dienen primär der Kurz- und Mittelfristspeicherung elektrischer Energie, indem sie bei günstigen Strompreisen Wasser in den oberen Speicher pumpen und bei Bedarf wieder zur Stromproduktion nutzen. Im Vergleich zu konventionellen Speicherkraftwerken verfügen Pumpspeicherkraftwerke über deutlich geringere Speicherkapazitäten, da diese durch das kleinere Volumen eines der beiden Reservoirs limitiert sind. Aufgrund ihrer spezifischen Kostenstruktur (siehe Kapitel 3.1) eignen sie sich nicht für die saisonale Speicherung, sondern werden insbesondere für Netzregelung und zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt. In vielen Fällen sind Anlagen als Kombinationskraftwerke ausgelegt, die sowohl als Speicher- als auch als Pumpspeicherkraftwerke fungieren; dabei ist typischerweise einer der beiden Speicher deutlich grösser und übernimmt die Hauptfunktion der saisonalen Speicherung.

In der Vergangenheit haben die Betreiber von Speicherkraftwerken im Durchschnitt nur 73 % der theoretischen jährlichen Speicherkapazität von 8,9 TWh_{el} genutzt, da Faktoren wie ein erhöhter Sedimentfluss bei niedrigem Füllstand und Reserveanforderungen die praktische Nutzbarkeit einschränken und von einer vollständigen Entleerung des Speichers abhalten.¹⁷ Potenzielle künftige Kapazitätssteigerungen werden auf 0,3–2,7 TWh_{el} geschätzt, vor allem durch die Erhöhung von Dämmen (0,2–1,5 TWh_{el}), einige wenige Neubauprojekte (0–1 TWh_{el}) und die Sanierung bestehender Anlagen (0,1–0,2 TWh_{el}).¹⁷ Ein runder Tisch von Experten schätzte einen realistischen Kapazitätszuwachs von 2 TWh_{el} bis 2040, verteilt auf 15 spezifische Projekte.²² Diese Projekte sind im Stromversorgungsgesetz erwähnt und gelten als prioritäre Projekte.⁸

Um zu verhindern, dass die Stauseen der Speicherkraftwerke vor dem Beginn der Zuflüsse am Ende des Frühjahrs vollständig geleert werden, wurde eine obligatorische Wasserreserve eingerichtet. Die ElCom legt die erforderliche Kapazität für diese Reserve fest, die grössere Anlagenbetreiber einbehalten müssen. Ausserdem erzwingt die Restwasserregelung minimale Restwassermengen flussabwärts der Staumauer, die die jährliche Gesamtenergieproduktion in Zukunft erheblich beeinflussen könnten.²³ Die genauen Auswirkungen auf die saisonale Speicherkapazität und die Stromerzeugung im Winter bleiben jedoch unklar. Zukünftige, anhaltend niedrige Strompreise im Sommer und hohe Wasserzinsen könnten die Wirtschaftlichkeit ebenfalls erheblich beeinflussen. Die künftige wirtschaftliche Leistungsfähigkeit

hängt auch von den Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten und von den Vereinbarungen zwischen der EU und der Schweiz ab, da diese die Betriebsstrategien und die Wirtschaftlichkeit erheblich beeinflussen können.²⁴

Es wird erwartet, dass die Klimaerwärmung zu extremen Wetterbedingungen führen wird, einschliesslich längerer Dürreperioden und häufigerer starker Regenfälle, die Überschwemmungen verursachen können.²⁵ Solche Überschwemmungen stellen die Anlagenbetreiber vor erhebliche Herausforderungen, da sie die Entwicklung wirksamer Hochwasserrückhaltestrategien sowie das Management des erhöhten Sedimenteintrags erfordern. Letzterer führt zu einer beschleunigten Verlandung der Stauseen und somit zu einer Reduktion der Speicherkapazität. Auch der Zeitpunkt der Schneeschmelze und der Wasserzufuhr durch die Gletscher sowie die saisonalen Niederschlagsmuster werden sich voraussichtlich ändern. Die jährlichen Zuflussspitzen werden voraussichtlich früher im Frühjahr auftreten, weniger ausgeprägt sein und sich der Zufluss gleichmässiger über das Jahr verteilen. Es wird mehr Niederschlag im Winter und weniger Niederschlag im Spätsommer und Herbst geben.²⁶ Diese Auswirkungen können dazu führen, dass Stauseen auch für andere Zwecke als die Energiespeicherung genutzt werden müssen, beispielsweise für den Hochwasserrückhalt oder die Wasserversorgung für Trinkwasser und die alpine Landwirtschaft. Dies könnte die für die Stromerzeugung im Winter verfügbare Kapazität einschränken.

3.2.2 Elektrizitätserzeugung aus speicherbarer Biomasse

Die für energetische Zwecke verfügbare Menge an nachhaltig angebauter Biomasse wird für das Jahr 2050 auf 26,9–32,2 TWh_{LHV} pro Jahr geschätzt.²¹ Davon sind 13,2–15,8 TWh_{LHV} saisonal lagerfähige, trockene Biomassefraktionen, während der Rest feuchte Biomassefraktionen sind, die eine kontinuierliche Verarbeitung erfordern. Die daraus resultierenden Brennstoffe/Gase können potenziell saisonal gespeichert werden. Derzeit wird nur eine geringe Menge Strom aus Biomasse erzeugt; sie wird hauptsächlich zur Wärmeerzeugung genutzt.

Auf Siedlungsabfälle und andere Abfallfraktionen wird im Jahr 2050 ein Potenzial von voraussichtlich 17–20,6 TWh_{LHV} entfallen.²¹ Heute liegt die jährliche Stromerzeugung aus Verbrennungsanlagen bei etwa 2 TWh_{el}.²⁷ Da das Potenzial voraussichtlich nur geringfügig steigen wird,²¹ dürfte die Stromerzeugung im Winter bei kontinuierlicher Verbrennung von Abfällen bei rund 1 TWh_{el} bleiben.

Nach einer Überschlagsrechnung (siehe Anhang 11.1) können in den Wintermonaten (in einem optimistischen Fall) lediglich etwa 1,8 TWh_{el} Strom aus nachhaltig genutzter Biomasse erzeugt werden. Es gibt jedoch mehrere Möglichkeiten, den Einfluss der Biomasse auf den Elektrizitätssektor zu erhöhen. Dazu zählen beispielsweise die Steigerung der Stromproduktion und/oder die Reduzierung der Nachfrage durch den Ersatz von Wärmepumpen, wie in Kapitel 11.1.3 erörtert. Allerdings konkurriert die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung mit anderen, wohl wichtigeren Verwendungszwecken, wie der Erzeugung von Hochtemperaturwärme für industrielle Prozesse und der Generierung negativer Emissionen. Daher müssen Synergien ermittelt und Kompromisse gefunden werden. Die Verwendungsmöglichkeiten der Biomasse im Energiesystem werden im Kapitel 5.3 detaillierter diskutiert.

3.2.3 Stromspeicherung in chemischen Energieträgern (Power-to-X-to-Power)

Die Speicherung von Strom in Power-to-X-to-Power-Prozessen (P2X2P) ist die bekannteste Option, um überschüssigen Strom über lange Zeiträume hinweg effektiv zu verlagern. Die grössten Herausforderungen sind die vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrade (engl. «round-trip efficiencies») von unter 45 % für Wasserstoff und unter 30 % für flüssige Energieträger,²⁸ die zu wirtschaftlichen Herausforderungen führen. Die Herstellung, Speicherung und Transport chemischer Energieträger wird in nachfolgenden Kapiteln genauer betrachtet.

3.3 Saisonale Speicherung im Wärmesektor

Die Raumwärmeversorgung ist ein zentraler Treiber saisonaler Schwankungen im Energiesystem, da der Wärmebedarf insbesondere in den Wintermonaten stark ansteigt. Wärme lässt sich jedoch technisch relativ einfach, kostengünstig und über verschiedene Zeiträume hinweg speichern. Darüber hinaus können Wärmeerzeugung und -speicherung so gestaltet werden, dass sie neben der saisonalen Speicherung weitere systemdienliche Effekte erzielen – etwa die Reduktion thermischer Lastspitzen in Wärmenetzen oder die Flexibilisierung des Stromsystems. Aufgrund dieser Vorteile zählt die Wärmespeicherung zu den wichtigsten Ansätzen, um saisonale Ungleichgewichte im Energieverbrauch zu verringern. Sie leistet zugleich einen wesentlichen Beitrag zur Effizienzsteigerung durch die bessere Nutzung von Abwärme, durch eine bessere Einbindung erneuerbarer Energien sowie zur Stabilisierung des gesamten Energiesystems.

Auf der Grundlage der Ergebnisse eines Energiesystemmodells wird geschätzt, dass die Integration von saisonalen Wärmespeichern den Strombedarf im Winter um 2–4 TWh_{el} reduzieren könnte.^{20, 29} In Kapitel 4.2 werden die verschiedenen Optionen für die Wärmeversorgung und die Auswirkungen auf andere Sektoren ausführlicher erörtert.

Die folgenden Abschnitte bieten eine kurze Beschreibung der gängigen saisonalen thermischen Energiespeichertechnologien. Ausführlichere Informationen finden sich in entsprechenden Übersichtsarbeiten (z.B. ^{16, 30, 31}).

Natürliche Seen

Aufgrund der hohen spezifischen Wärmekapazität von Wasser und ihres grossen Volumens stellen grosse Seen eine interessante Quelle, aber auch Senke für thermische Energie dar. Obwohl die theoretische Wärmekapazität der Schweizer Seen mit 134 TWh_{th} sehr gross ist, zeigt eine detaillierte Analyse, dass das praktische Potenzial bei 8 TWh_{th} oder weniger liegt.^{6, 32} Seen sind in Kombination mit neuartigen Wärme- und Kältenetzen besonders attraktiv, da sie als Temperaturpuffer sowohl für Heizung als auch für Kühlung dienen können.^h

Erdreichspeicher

Erdreichspeicher (engl. «Borehole Thermal Energy Storage», BTES) nutzen die im Boden gespeicherte Wärme, die durch eine Reihe von Erdwärmetauschern in 50–500 Metern Tiefe zugänglich gemacht wird und von einer Wärmepumpe entladen wird. Wenn eine Wärmepumpe die im Boden gespeicherte Wärme nutzt, kann an kalten Tagen eine höhere Effizienz im Vergleich zu Luft-Wasser-Wärmepumpen erzielt werden, wodurch sich beim Heizen Strom sparen lässt. Durch die Regenerierung der Bodentemperatur im Sommer (laden des Speichers) anstelle der reinen Wärmeabkopplung in der Heizperiode kann pro Gesteinsvolumen vier bis sechs Mal mehr Wärme ausgekoppelt werden⁶ und die Gebäude können in heissen Perioden gekühlt werden. Das Potenzial in der Schweiz wird auf 31–35 TWh_{th} geschätzt.¹² Wenn die durchschnittliche jährliche Speichertemperatur der tiefspezifischen Bodentemperatur entspricht, gibt es keinen Nettowärmeverlust und die Energiebilanz ist ausgeglichen (was einer Speichereffizienz von nahezu 100 % entspricht). Wird die Bodentemperatur gegenüber der Umgebung erhöht, nimmt die Effizienz der Wärmepumpe zu. Dadurch verringert sich der Strombedarf im Winter weiter. Allerdings nimmt aufgrund des erhöhten Wärmeverlusts in die Umgebung auch die Speichereffizienz ab. Die Nachrüstung bestehender Gebäude mit BTES ist auf-

^h Diese Wärme- und Kältenetze (Anergienetze) transportieren thermische Energie auf Umgebungstemperatur, welche von Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden zum Heizen bzw. Kühlen verwendet werden können.

grund des Platzbedarfs während der Bauphase herausfordernd und die Beeinträchtigung des Grundwassers kann einschränkend sein (siehe Kapitel 8.2). Darüber hinaus sind die Wärmeübertragungsgeschwindigkeiten im Vergleich zu anderen Wärmespeicheroptionen relativ gering. Daher müssen kurze Spitzen während des Lade-/Entladevorgangs mit kurzfristigen Wärmespeichern zwischengespeichert werden. Attraktive Wärmequellen zum Laden des Erdreichspeichers sind neben Wärmepumpen auch solarthermische Kollektoren oder Abwärme.³³

Es ist möglich, Erdreichspeicher auf direkt nutzbare Temperaturen zu erhitzen. Dadurch entfällt der Bedarf einer Wärmepumpe und es wird praktisch keine Elektrizität zum Heizen benötigt. Allerdings entstehen dabei höhere Wärmeverluste, da der Speicher nur an der Oberfläche isoliert werden kann. Dies macht die Wirtschaftlichkeit von auf Nutztemperatur betriebene Erdreichspeicher von den spezifischen Merkmalen jedes einzelnen Projekts abhängig, insbesondere von dessen Grösse. In den meisten Fällen ist die Nutzung einer sehr kostengünstigen Wärmequelle unerlässlich, um sicherzustellen, dass Erdreichspeicher bei direkt nutzbaren Temperaturen im Vergleich zu alternativen Lösungen wirtschaftlich wettbewerbsfähig ist.^{16, 34}

Aquiferspeicher

Aquiferspeicher (engl. «Aquifer Thermal Energy Storage», ATES) speichert Wärme in unterirdischen Aquiferen (ohne oder mit minimalen Fliessgeschwindigkeiten). Der Wirkungsgrad hängt von der Tiefe und der Speichertemperatur ab. Aufgrund des geothermischen Gradienten können in grösseren Tiefen höhere Temperaturen effizienter gespeichert werden. Bei kleineren Anlagen, die bei oder leicht über der Umgebungstemperatur arbeiten, sind Tiefen von 20–200 m üblich. Diese Anlagen sind heute die weltweit am häufigsten genutzten Wärmespeichersysteme. Das geschätzte physikalische Potenzial der Schweiz beträgt 9–13,7 TWh_{th} für kleine Speicher.¹² Grössere Anlagen mit höheren Temperaturen können viel tiefer reichen (bis zu 2000 m)^{16, 35} und haben ein grosses physikalisches Potenzial von 13–146 TWh_{th}.¹² Für Aquiferspeicher sind geeignete geologische Bedingungen erforderlich, wie natürliche Hohlräume oder poröses Gestein mit guter Durchlässigkeit. Beim Bau und Betrieb muss der Schutz des Grundwassers beachtet und die zulässigen Temperaturänderungen im Grundwasser eingehalten werden (siehe Kapitel 8.2). Beim Bau von tiefen Speichern unterhalb des Grundwassers kommt es während der Bauphase zu Kontakt mit dem Grundwasser, was ebenfalls zu Einschränkungen führen kann. Darüber hinaus ist der derzeitige Mangel an Dokumentation über tiefe Aquifersysteme in der Schweiz ein einschränkender Faktor, der zu Risiken und hohen Kosten für die Erkundung des tiefen Untergrunds führt.

Erdbeckenspeicher

Bei Erdbeckenspeichern (engl. «Pit Thermal Energy Storage», PTES) handelt es sich um grosse, abgedichtete Gruben, die mit heissem Wasser (bis zu 90 °C) gefüllt und in der Regel nur an der Oberseite isoliert sind. In der Praxis wurden aufgrund des grossen Volumens und mit einer präzisen Schichtung des Wassers Wirkungsgrade von bis zu 90 % erreicht.³⁶ Erdbeckenspeicher sind eine ausgereifte Technologie, die sich bereits in anderen Ländern, beispielsweise in Dänemark, bewährt hat.¹⁶ Sie werden in der Regel mit Abwärme aus Verbrennungsanlagen, solarthermischen Kollektoren oder Wärmepumpen geladen. Erdbeckenspeicher erfordern jedoch eine relativ grosse Fläche in oder in der Nähe von Siedlungen, da der Wärmetransport über längere Distanzen schwierig ist. Dies erschwert daher den Bau in dicht besiedelten Gebieten. Darüber hinaus ist es aufgrund der aktuell geltenden Vorschriften sehr schwierig, Erdbeckenspeicher in einer günstigen Nichtbauzone zu errichten (siehe Kapitel 8.2).

Kavernenwärmespeicher

Bei der thermischen Energiespeicherung in Kavernen (engl. «Cavern Thermal Energy Storage», CTES) wird Wärme in künstlichen Hohlräumen, wie beispielsweise Kellern, Tunneln oder anderen, nicht genutzten Infrastrukturen, gespeichert. Zusätzlich zur Wärmespeicherung bei Umgebungstemperaturen können auch höhere Temperaturen gespeichert werden, sofern eine isolierende Auskleidung verwendet wird. Obwohl diese Art der Speicherung besonders in dichten städtischen Gebieten attraktiv ist, in denen alternative Speichertechnologien nicht möglich sind, gibt es derzeit kaum praktische Erfahrungen mit der Umsetzung von CTES; die Forschung ist jedoch im Gange.

Tankwärmespeicher

Bei Tankspeichern (engl. «Tank Thermal Energy Storage», TTES) als saisonale thermische Speicher in Wohngebäuden, wird ein grosser, isolierter, mit Wasser gefüllter Behälter verwendet, der im Sommer in der Regel über solarthermische Kollektoren aufgeladen wird. Da die gespeicherte Wärme direkt genutzt werden kann, ist während der Entladung keine Wärmepumpe erforderlich, wodurch sich der Strombedarf im Winter reduziert. Um die Wärmeverluste nutzen zu können, sollte der Tank in das Gebäude integriert werden, wodurch jedoch wertvoller Wohnraum reduziert wird. Aufgrund der hohen Kosten (Tank, Isolierung, Kollektoren) und des Platzbedarfs sind Tankwärmespeicher stark standortabhängig und in dichten städtischen Gebieten mit hohen Immobilienpreisen wahrscheinlich nicht realisierbar.^{16, 37}

Phasenwechselspeicher

Bei Phasenwechselspeichern wird der Phasenwechsel eines Mediums zur Wärmespeicherung verwendet. Bei Eis-

speichern, dem einfachsten Typ Phasenwechselspeicher, wird ein Wassertank verwendet, der durch Wärmeentzug mittels einer Wärmepumpe gefroren wird. Der Phasenwechsel führt zu einer relativ hohen Energiedichte. Die Ladung erfolgt in der Regel über thermische Solarkollektoren oder Wärmepumpen (zur Raumkühlung). Bei einer Temperatur von 0 °C kann der Wirkungsgrad des Speichers für Heizzwecke über 100 % liegen, da die Umgebungstemperaturen im Allgemeinen höher sind, sodass ständig Wärme in den Speicher fließt. Eisspeicher eignen sich besonders für platzlimitierte Umgebungen, die daher eine hohe Energiedichte erfordern und in denen die Installation von Wärmepumpen-Luftaustauschern schwierig ist.³⁸ Ähnliche Systeme verwenden andere Phasenwechselmaterialien (engl. «Phase Change Materials», PCM) mit höheren Schmelzpunkten als Wasser, was eine höhere Effizienz der Wärmepumpe ermöglicht. Diese PCMs sind jedoch in der Regel teurer als reines Wasser und befinden sich zum Grossteil noch im Entwicklungsstadium.¹⁶

Sorptionspeicher

Thermochemische (Sorptions-)Speicher bieten eine Möglichkeit zur langfristigen Wärmelastverschiebung durch die Speicherung von chemischem Potenzial. Dieser Ansatz ermöglicht im Vergleich zu herkömmlichen Wasserspeichersystemen höhere volumetrische Energiespeicherdichten sowie hohe langfristige Speichereffizienzen, selbst im Gebäudebereich. Es ist jedoch eine vergleichsweise komplexere und teurere technische Installation erforderlich und die Leistung ist stark von der Anwendungstemperatur abhängig. Zudem befindet sich diese Technologie noch im Entwicklungsstadium.^{16, 38}

3.4 Saisonale Speicherung von chemischen Energieträgern

Da die Speicherung von festen und flüssigen Energieträgern trivial und gut etabliert ist, wird sich dieser Teil auf die Speicherung von gasförmigen Energieträgern konzentrieren. In der Schweiz gibt es derzeit keine grossen Gasspeicher, aber die Versorgungsunternehmen sind verpflichtet, Vereinbarungen mit europäischen Speicherranbiern zu treffen, um mindestens 15 % des jährlichen Bedarfs zu sichern.ⁱ Zudem bestehen Solidaritätsvereinbarungen zwischen der Schweiz und Frankreich, Deutschland sowie Italien, um eine sichere Gasversorgung zu gewährleisten.^{39, 40} Für die Speicherung gasförmiger Energieträger in grösserem Umfang hat die Schweiz folgende Möglichkeiten:

Ausgekleidete Felskavernen

Ausgekleidete Felskavernen (engl. «Lined Rock Caverns», LRCs) sind künstlich geschaffene mit Beton und Edelstahl oder Polymeren ausgekleidete Kavernen.⁴¹ Diese Technologie erfordert pro Kapazität eine grössere Kapitalinvestition als die Speicherung in porösem Gestein (siehe Abschnitt zu Porenspeichern). Sie können jedoch in verschiedenen geologischen Umgebungen eingesetzt werden und sind auch für die Wasserstoffspeicherung geeignet. In der Schweiz ist derzeit im Oberwallis ein Felskavernenspeicher mit einer Kapazität von etwa 1,2 TWh_{CH₄} geplant.⁴² Obwohl LRCs Wasserstoff speichern können, bedeutet dessen geringere Energiedichte, dass pro Volumeneinheit weniger Energie gespeichert werden kann als bei Methan (um den Faktor 3,2⁴³). Damit würde sich die Kapazität des geplanten LRC im Oberwallis auf rund 0,4 TWh_{H₂} reduzieren. Obwohl in Skallen, Schweden, ein kommerzielles LRC für die Methanspeicherung in Betrieb ist,⁴⁴ und in Luleå, Schweden ein Wasserstoff-LRC-Projekt läuft,⁴⁵ ist das Wissen, insbesondere für grosse Kapazitäten, aktuell sehr begrenzt.

Kryotanks

Die kryogene Speicherung von verflüssigten Gasen in grossen isolierten Tanks ist möglich, verringert jedoch die Effizienz, da im Falle von Methan etwa 10 % des Energiegehalts für die Verflüssigung benötigt werden.⁴⁶ Die Verluste bei der Wasserstoffverflüssigung sind noch grösser, da viel niedrigere Temperaturen erreicht werden müssen (–253 °C für Wasserstoff gegenüber –162 °C für Methan). Die Entladungsrate solcher Speicher ist langsam, da die Flüssigkeit zunächst vergast werden muss. Das Potenzial für die dynamische Druckstabilisierung von Gasnetzen ist daher begrenzt. Aufgrund der hohen Investitions- und Betriebskosten dieser Speichertechnologie wird ein grossflächiger Einsatz für die saisonale Energiespeicherung als unwahrscheinlich betrachtet.⁴⁷

Porenspeicher

In Europa werden für die meisten Erdgasspeicher poröses Gestein und erschöpfte Gasfelder genutzt.⁴⁷ Ob solche geologischen Formationen in der Schweiz vorhanden sind, ist derzeit jedoch unklar. Grobe Abschätzungen des Potenzials für die CO₂-Speicherung in ähnlichen geologischen Formationen in der Schweiz deuten jedoch darauf hin, dass geeignete geologische Formationen (poröses Gestein mit undurchlässigem Deckgestein) prinzipiell vorhanden sind. Dennoch bestehen erhebliche Unsicherheiten bezüglich des tatsächlichen Potenzials.^{48, 49} Ausserdem ist poröses Gestein für die Wasserstoffspeicherung möglicherweise weniger geeignet, da Bakterien einen Teil des Wasserstoffs in Methan umwandeln können.⁴⁶

ⁱ Art. 2 Ziff. 2 Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung

Salzkavernen

Salzkavernen sind in Europa für die Speicherung gasförmiger chemischer Energieträger weit verbreitet.⁵⁰ Salzkavernen haben in der Regel geringere Investitionskosten als Felskavernen, da sie einfacher zu bauen sind (es ist keine Auskleidung erforderlich), während sie ähnliche technische Eigenschaften in Bezug auf den Betrieb bieten (d. h. Lade-/Entladerate, Reinheit des gespeicherten Gases und Druck).⁵¹ In der Schweiz ist das Vorhandensein geeigneter, dicker Salzschichten öffentlich wenig bekannt, obwohl es Salzlagerstätten gibt. Diese sind jedoch in der Regel nicht sehr dick.⁵² Bestehende, erschöpfte Salzkavernen aus der Steinsalzgewinnung sind für eine Umnutzung als Gasspeicher ungeeignet. Zukünftige Kavernen könnten jedoch theoretisch für eine spätere Nutzung als Gasspeicher gebaut werden.⁵³

Ausländische Speicher

Verträge mit ausländischen Speicheraanbietern, die einen garantierten Zugang bieten, sind angesichts der grossen verfügbaren Kapazitäten wahrscheinlich die kostengünstigste Option, da die reinen Speicherkosten geschätzt weniger als die Hälfte der inländischen LRCs betragen.⁴⁷ Sie ermöglichen jedoch keine Dienstleistungen wie die dynamische Stabilisierung des Gasnetzes, und die Schweiz bleibt der Volatilität der Importpreise ausgesetzt. Zugriffshäufigkeit, Reaktionszeit und Notfallregelungen hängen ausserdem stark von den Vertragsbedingungen ab.⁴⁷

Von den verfügbaren Technologien zur Gasspeicherung im Inland scheinen Felskavernen die kosteneffizienteste Option für mittlere bis grosse Anlagen zu sein. Eine Untersuchung zeigt, dass etwa 1,3 TWh_{CH4} inländischer Gasspeicherkapazitäten von systemischer Bedeutung sind, wenn sie zusammen mit Gasspeichern im Ausland genutzt werden, da sie Kosten sparen und die Versorgungssicherheit im Falle einer plötzlichen Unterbrechung der Importe deutlich erhöhen können.⁴⁷ Da Wasserstoff um 2040–2050 in der Schweiz wichtig werden könnte, sollten Methanspeicher wasserstofftauglich gebaut werden.

Falls in der Schweiz grosse Gas-Reservekraftwerke installiert werden, würden diese beim plötzlichen Hochfahren viel Gas aus dem Gasnetz ziehen. Das könnte dort einen signifikanten Druckabfall auslösen. Grosse LRCs können durch ihre schnelle Entladefähigkeit das Gasnetz stabilisieren, wenn diese Kraftwerke eingeschaltet werden und sich in der Nähe des Speichers befinden.⁴⁷ Wenn die Schweiz jedoch, wie derzeit, nur einen Teil des Gases im Ausland sichert oder Gas in flüssiger Form speichert, wird eine dynamische Stabilisierung des Gasnetzes nicht möglich sein. Voraussichtlich werden dann zusätzliche Kurzzeitspeicher (z. B. Röhrenspeicher) benötigt.

4 Integration von Speichern in saisonale Angebot-Nachfrage-Pfade

Das Energiesystem erfüllt die zentrale Aufgabe, Primärenergiequellen zu erschliessen, Energie in nutzbare Formen umzuwandeln, diese zu speichern und zu transportieren, um schliesslich den Energiebedarf zeitlich, örtlich und qualitativ bedarfsgerecht zu decken. Die Integration saisonaler Energiespeicher in diese Abfolge von Angebot und Nachfrage ermöglicht nicht nur eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, sondern beeinflusst potenziell auch die Struktur und Auswahl der Energiepfade. Dies liegt unter anderem daran, dass sich nicht alle Energieträger gleich gut für eine saisonale Speicherung eignen und so für eine Speicherung zusätzliche Umwandlungsschritte notwendig werden.

Wie in Abbildung 4 dargestellt, besteht zudem eine enge Wechselwirkung zwischen saisonalen Speichern und Sektorkopplungstechnologien. Letztere sind teilweise erforderlich, um Energie in eine speicherfähige Form – etwa synthetische Energieträger oder thermische Energie – zu überführen. Die Verfügbarkeit geeigneter Speicher beeinflusst somit entscheidend, welche sektorübergreifenden Konversions- und Transportprozesse energetisch und wirtschaftlich sinnvoll sind.

Die saisonale Energiespeicherung ist daher nicht als nachträgliche Ergänzung eines bestehenden Energiesystems zu verstehen. Sie muss vielmehr als integraler Bestandteil in die Systemarchitektur eingebunden werden,

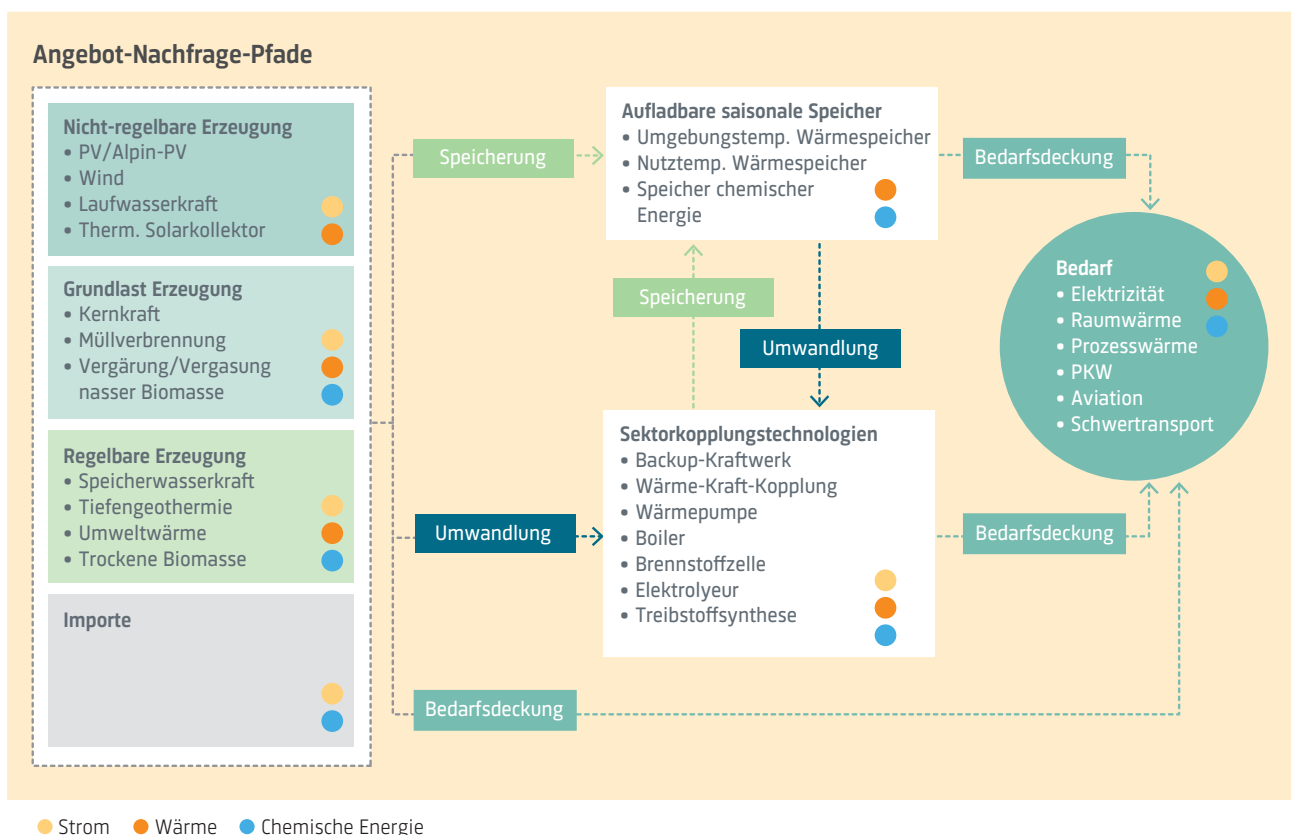


Abbildung 4: Konzeptionelle Darstellung der Angebot-Nachfrage-Pfade. Es stehen verschiedene Erzeugungstechnologien zur Auswahl, die unterschiedliche Energieträger liefern. Mittels Sektorkopplungstechnologien und saisonalen Speichern können diese ineinander umgewandelt und gespeichert werden. Zu beachten ist, dass Strom nicht wirtschaftlich direkt saisonal gespeichert werden kann. Nicht regelbare Erzeugungstechnologien liefern unregelmässig Energie, während Grundlasterzeuger aufgrund ihrer wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften einen relativ konstanten Output haben und teilweise regelbar sind. Regelbare Energiequellen können aufgrund von Speicherung (z. B. Speicherwasserkraft) bzw. dem ständigen Vorhandensein der Energie (z. B. Umweltwärme) bedarfsangepasst Energie liefern.

um eine optimale Nutzung von Ressourcen, Infrastruktur und Flexibilitätpotenzialen zu gewährleisten.

4.1 Saisonale Flexibilität im Stromsektor

Um die Rolle, Vorteile und Grenzen der saisonalen Speicherung innerhalb des Energiesystems und im speziellen im Stromsektor zu verstehen, müssen bei der Diskussion sowohl direkte als auch indirekte Alternativen zur Stromspeicherung in Betracht gezogen werden. Im Stromsektor gewinnt Flexibilität über alle Zeitskalen hinweg zunehmend an Bedeutung. Zwar können viele Technologien kurzfristige Flexibilität (bis zu einigen Tagen) bieten, doch die saisonale Speicherung ist eine der wenigen Optionen für langfristige Flexibilität. Trotz ihres primären Wertes für saisonale Anwendungen können sie aber auch zur Deckung des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs beitragen.

In Kapitel 2.4 werden Alternativen zur saisonalen Speicherung erörtert. Diese Alternativen können zwar nicht direkt die saisonale Speicherung ersetzen, aber sie können die Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage verringern und damit den Bedarf an saisonaler Speicherung reduzieren. Jede Alternative hat jedoch ihre Einschränkungen. Der Ausbau von Wind und Alpin-Photovoltaik steht derzeit vor grossen Herausforderungen, vor allem in Bezug auf die Akzeptanz (Wind) und die Wirtschaftlichkeit (Alpin-PV). Grosse Gasturbinen und Stromimporte sind auf importierte Energie angewiesen, was Bedenken hinsichtlich der Unabhängigkeit des Energiesystems aufwirft (siehe Diskussion in Kapitel 7). Während die Verlängerung der Laufzeit bestehender Kernkraftwerke attraktiv sein kann,⁹ ist die Wirtschaftlichkeit des Baus neuer Anlagen in einem von erneuerbaren Energiequellen dominierten System fraglich.⁵⁴ In einem solchen System sind flexible Generatoren wie Gasturbinen mit niedrigen Investitions- und eher hohen Betriebskosten, die die Restlast abdecken und/oder als Reservegeneratoren dienen, attraktiver. Darüber hinaus ist es höchst unwahrscheinlich, dass neue Kernkraftwerke vor 2050 in Betrieb genommen werden können,⁵⁴ was bedeutet, dass die Transition des Energiesystems im Einklang mit der Energiestrategie 2050 auf alternative Technologien angewiesen sein wird.

Saisonale Speichertechnologien können grundsätzlich dazu beitragen, die Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage zu verringern. Die Speicherwasserkraft ist bereits heute ein zentraler Bestandteil der Stromversorgung und produziert mit gespeichertem Wasser vor allem dann Strom, wenn die Preise hoch sind. Während die Produktion kurzfristig stark schwanken kann, was zur kurzfristigen Flexibilität beiträgt, treten Hochpreisperioden mit

hoher Stromproduktion hauptsächlich im Winter auf, was auch auf einen saisonalen Betrieb hindeutet. Kleine Wärmespeicher mit Strom-Wärme-Umwandlung (z.B. Wärmepumpen), die an das Stromverteilnetz angeschlossen sind, sowie grosse Wärmespeicher in Wärmenetzen mit Strom-Wärme-Umwandlung (z.B. Grosswärmepumpen), die an höhere Netzebenen angeschlossen sind, können die Stromnachfrage auf kurzfristigen und saisonalen Zeitskalen beeinflussen. (Siehe Kapitel 4.2 für eine Diskussion). Erste Schätzungen deuten darauf hin, dass die potenziellen Stromeinsparungen durch Wärmespeicher bis zu 4 TWh_{el} im Winter betragen könnten.^{20, 29} Auch die Synthese chemischer Energieträger wie Wasserstoff kann Strom aufnehmen, wenn er verfügbar ist, und ihn bei Bedarf wieder zurückwandeln (Power-to-Gas-to-Power). Da der Syntheseprozess jedoch wirtschaftlich von einer konstanten Stromverfügbarkeit über einen längeren Zeitraum profitiert, ist er nicht optimal zur Absorption von Stromspitzen. Stattdessen ist möglicherweise eine zusätzliche Kurzzeitspeicherung notwendig sein, um hohe Auslastungsgrade und einen systemschonenden Betrieb zu erreichen (siehe Kapitel 5.2 für eine Diskussion). Ausserdem erfordert Power-to-Gas-to-Power saisonale Gasspeicher (z.B. LRCs) für die saisonale Nutzung.

In vielen Fällen sind jedoch Alternativen zur saisonalen Speicherung, wie beispielsweise die Windkraft, wirtschaftlich attraktiver. Die erforderliche Höhe der saisonalen Flexibilität und damit die erforderliche Art und Kapazität der saisonalen Speicherung sowie ihre Rolle im Stromsystem hängen in hohem Masse davon ab, inwieweit diese Alternativen umgesetzt werden oder verfügbar sind.

4.2 Saisonale Flexibilität im Wärmesektor

Da der Wärmesektor zu den grössten Verursachern der saisonalen Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage im Energiesystem zählt, ist die Wärmebereitstellung – insbesondere die Raumheizung in Kombination mit Wärmespeichern – ein wichtiges Mittel, um diese Diskrepanz zu reduzieren. Es gibt viele Möglichkeiten, Raumwärme mit saisonaler Speicherintegration bereitzustellen und gleichzeitig zusätzliche Flexibilität im Energiesystem zu ermöglichen, welche im Folgenden diskutiert werden.

Wärmepumpen

Wärmepumpen sind für die Entladung von Wärmespeichern auf Umgebungstemperatur notwendig, können jedoch im Sommer auch zum Laden sowohl von Umgebungs- als auch von Nutztemperatur-Wärmespeichern eingesetzt werden. Die Nutzung von Wärmespeichern auf Umgebungstemperatur steigert die Effizienz von Wärme-

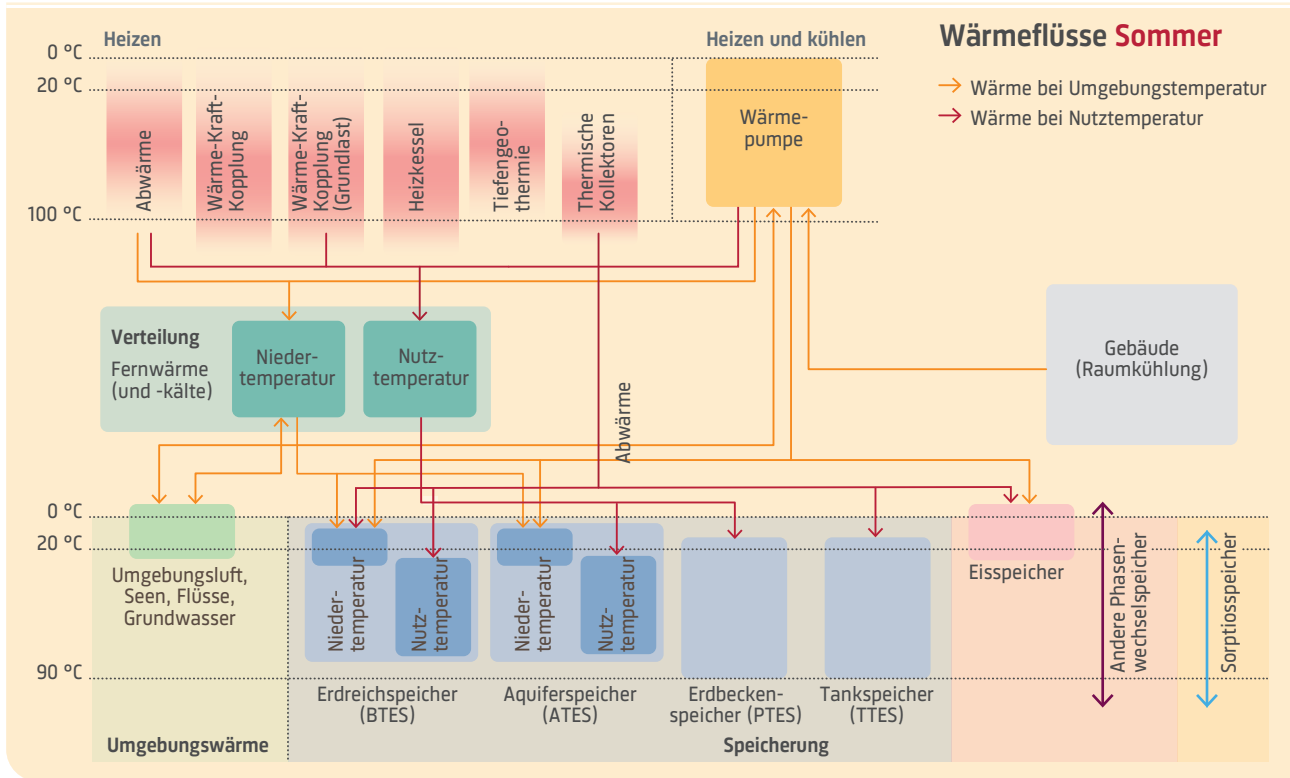


Abbildung 5: Wärmeflüsse für die Raumkühlung bzw. Ladung saisonaler Wärmespeicher im Sommer. Die dargestellten Verbindungen stellen eine Auswahl attraktiver Wärme Flusspfade dar, es sind jedoch weitere Kombinationen möglich.

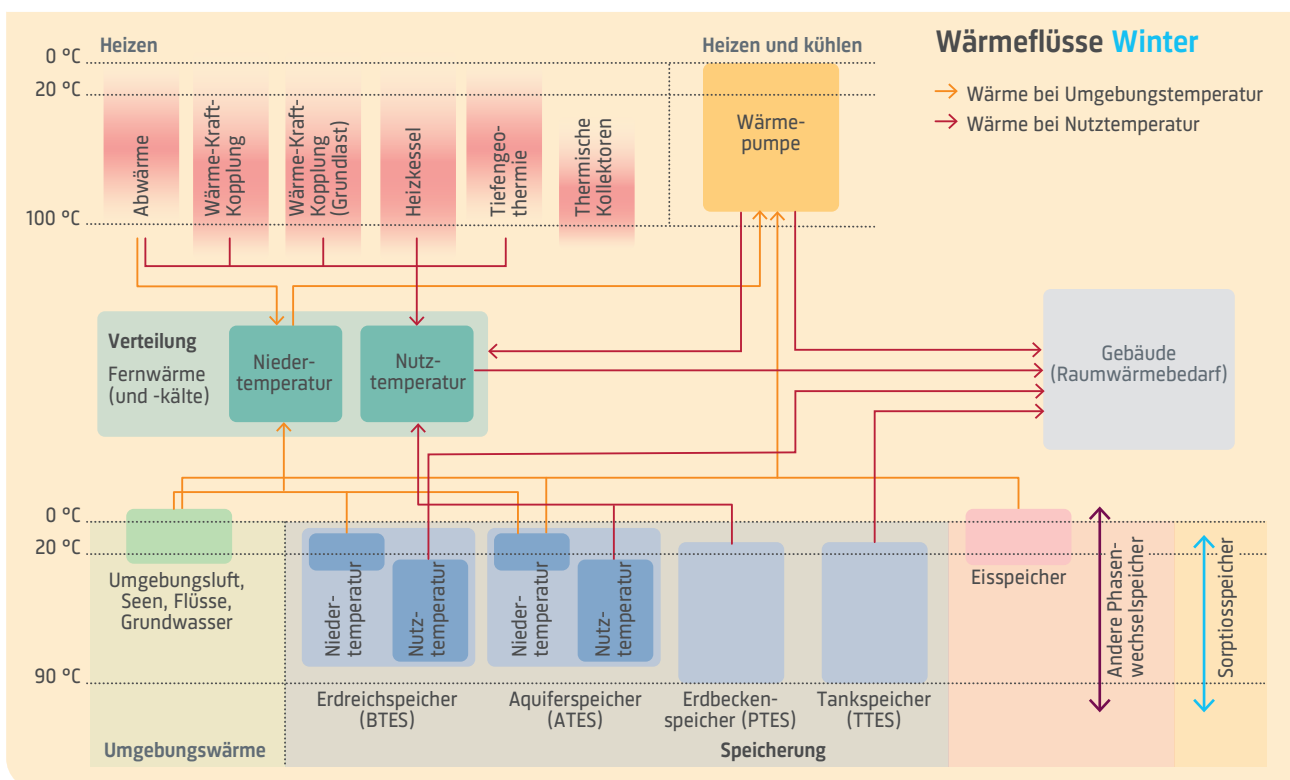


Abbildung 6: Wärmeflüsse für die Raumheizung im Winter (Heizperiode) mit Entladung der saisonalen Wärmespeicher. Die dargestellten Verbindungen stellen eine Auswahl attraktiver Wärme Flusspfade dar, es sind jedoch weitere Kombinationen möglich.

pumpen im Vergleich zu Luft-Wasser-Wärmepumpen^j und senkt dadurch im Winter den Stromverbrauch.⁵⁵ Werden hingegen Wärmespeicher auf Nutzttemperaturen geladen, entfällt während der Entladung der Einsatz von Wärmepumpen vollständig, wodurch sich ein grosser Teil des Strombedarfs im Winter vermeiden lässt. Das Laden von Wärmespeichern im Sommer kann zudem gezielt in Zeiten niedriger Strompreise oder zur Nutzung von ansonsten abgeregelten PV-Anlagen auf Gebäudedächern erfolgen. Eine intelligente Steuerung der Wärmepumpen – sowohl im Sommer als auch im Winter – ist dabei ein zentrales Element des Demand-Side-Managements (DSM), da sie eine flexible Lastanpassung ermöglicht, um Netzstabilität zu fördern und Lastspitzen zu reduzieren.⁵⁶ Angesichts der erwarteten Auswirkungen des Klimawandels auf den Heiz- und Kühlbedarf, darunter ein prognostizierter Anstieg der Kühlgradtage (engl. «Cooling Degree Days», CDD) um etwa 600 % im RCP4.5-Szenario (CH2018),⁵⁷ gewinnt die Kombination von Wärmepumpen und Wärmespeichern zusätzlich an Bedeutung. So kann die im Sommer durch Kühlung gewonnene Wärme im Winter zum Heizen genutzt werden – bei gleichzeitiger Nutzung des hohen Stromangebots im Sommer und Reduzierung der Stromnachfrage im Winter.

Weitere Wärmequellen und Flexibilitätsoptionen

Neben den Wärmepumpen gibt es viele andere potenzielle Wärmequellen. Solarthermische Kollektoren können Temperaturen von bis zu 200 °C erzeugen⁵⁸ und zum Laden aller Arten von Wärmespeichern verwendet werden. Kollektoren auf Dächern können für kleine Wärmespeicher ausreichen, während für grössere Speicher Kollektorfelder erforderlich sind. Grundlast-Wärme- und Grundlast-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Kehrichtverbrennungsanlagen, Kläranlagen) erzeugen im Sommer überschüssige Wärme.^k Diese überschüssige Wärme könnte bei direkt nutzbaren Temperaturen gespeichert werden, um die Verbrennung von Energieträgern im Winter zu reduzieren und so Lastspitzen abzufangen.^l Es gibt ausserdem Optionen zur saisonalen Flexibilisierung von Kehrichtverbrennungsanlagen, die in Kapitel 5.3.2 diskutiert werden. Regelbare Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die nur im Winter laufen, um gezielt Strom und Wärme zu

liefern, werden in der Regel mit Gas oder Holz befeuert. Würde eine solche Anlage mit einem Wärmespeicher ergänzt, der während des Sommers mit einer Wärmepumpe geladen wird, könnte ein Teil des Wärmebedarfs im Winter durch den Speicher gedeckt werden und somit der Bedarf an wertvollem Gas oder Holz im Winter verringert werden. Ausserdem würde dies eine grössere Flexibilität bei der Priorisierung der Strom- und Wärmeerzeugung ermöglichen.^m Darüber hinaus könnte die Abwärme von Industrieanlagen, Energieumwandlungsanlagen und zunehmend auch von Rechenzentren genutzt werden, um Wärmespeicher in den Sommermonaten zu laden.ⁿ Auch die Tiefengeothermie bleibt eine vielversprechende Lösung für die Versorgung von Wärmenetzen und wird ständig verbessert, um Herausforderungen wie die Gefahr der Auslösung von Erdbeben zu bewältigen.^{59, 60}

4.3 Saisonal optimierte Planung von Prozessen

Unter Berücksichtigung der saisonalen Charakteristika von Angebot und Nachfrage, der Sektorkopplung und der Speichertechnologien kann der Angebot-Nachfrage-Pfad angepasst werden, um durch eine saisonal optimierte Planung eine höhere Effizienz zu ermöglichen. Wenn beispielsweise eine Wärmepumpe dazu verwendet wird, in einem Wärmenetz im Sommer Warmwasser bereitzustellen und ausserdem einen Wärmespeicher zu laden, muss in dieser Zeit kein Gas oder Holz verbrannt werden. Diese Energieträger sollten verglichen mit Strom bevorzugt im Winter verwendet werden, da sie sich besser speichern lassen. Im Winter kann dieser Wärmespeicher dann dazu verwendet werden, das mit Gas oder Holz versorgte Wärmenetz in Spitzenzeiten zu unterstützen. Das macht zusätzliche Spitzenlastkessel überflüssig und spart ausserdem Holz oder Gas. Somit können verschiedene Technologien sinnvoll so kombiniert werden, dass sie ihre «Stärken» saisonal ausspielen.

Die Idee der saisonalen Planung lässt sich auch auf andere Prozesse anwenden, z. B. auf das Upgrade von Biomasse: In den Sommermonaten könnte überschüssiger Strom zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden. Dieser Wasserstoff kann dann verwendet werden, um das restliche CO₂ aus der Biomasseumwandlung aufzu-

^j Luft-Wasser-Wärmepumpen entziehen der Luft mithilfe eines Wärmetauschers Wärme. Heutige Klimaanlage zur Raumkühlung funktionieren nach demselben Prinzip. Bei tiefen Aussentemperaturen, also genau dann, wenn der Heizbedarf am höchsten ist, ist die Entnahme von Wärme aus der Aussenluft energieaufwändiger als die Wärmeentnahme aus dem Boden, der das Jahr über eine relativ konstante Temperatur aufweist.

^k Diese Anlagen liefern Grundlast, da sie aufgrund der konstant anfallenden Speisung mit Kehricht oder Ähnlichem auch relativ konstant betrieben werden müssen, sie also trotz minimalem Wärmebedarf auch im Sommer laufen.

^l An sehr kalten Tagen oder Wochen im Winter reicht die Wärmeproduktion von z. B. Kehrichtverbrennungsanlagen oftmals nicht aus, um den Bedarf in einem Wärmenetz zu decken. Daher wird zu dieser Zeit meistens zusätzlich Gas oder Holz verheizt, um mit sogenannten Spitzenlastkesseln den Bedarf zu decken.

^m Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen produzieren sowohl Strom als auch Wärme. Wenn die Wärmeproduktion priorisiert wird, dann kann ohne Speicher nicht dynamisch auf die Stromnachfrage reagiert werden und umgekehrt.

ⁿ Da Abwärme in der Regel nicht primär zur Erzeugung von Raumwärme produziert wird, sondern vom Bedarf der Anwendung abhängt (z. B. Rechenleistung von Datenzentren), können grosse Wärmespeicher die Zuverlässigkeit der Wärmeversorgung verbessern, da sie Differenzen zwischen Produktion und Bedarf ausgleichen.

werten, wodurch sich die Methanausbeute erhöht.^{o 61} Das zusätzlich erzeugte Methan kann saisonal gespeichert werden, zum Beispiel in ausgekleideten Felskavernen, um den höheren Bedarf im Winter zu decken. Im Winter setzt die Biomasseanlage die Produktion von Methan fort, während das verbleibende, nicht umgewandelte CO₂ z. B. für negative Emissionen genutzt wird. Im Anhang 11.1 wird eine Überslagsberechnung durchgeführt, um das Potenzial für das Upgrade von Biomasse mit Wasserstoff abzuschätzen. Es ist auch möglich, die Ausbeute an Biomethan/Biokraftstoff aus der endothermen Umwandlung von Biomasse unter Nutzung der Abwärme aus dem Sommer (z. B. aus einer Verbrennungsanlage) zu erhöhen.⁶²

Auch wenn das Potenzial der der saisonalen Planung von Prozessen zur Entschärfung der saisonalen Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage unklar ist, wäre die systematische Umsetzung solcher Prozesse ein wichtiger Lösungsansatz.

4.4 Saisonale optimierte Verwendung von Energieträgern

Die Attraktivität eines Energieträgers für eine bestimmte Anwendung hängt stark von dem Preis im Vergleich zu anderen Optionen ab. Insbesondere CO₂-neutrale chemische Energieträger wie Biomethan, E-Fuels oder Wasserstoff werden deutlich teurer sein als die direkten Kosten^p der heutigen fossilen Energieträger, wodurch ihre Verwendung auf Anwendungen beschränkt bleibt, für die es keine geeigneten, kostengünstigeren Alternativen gibt. Anwendungen, die voraussichtlich auf chemische Energieträger angewiesen sein werden, sind insbesondere einige Schwerlastfahrzeuge, bestimmte Bau- und Spezialmaschinen, Hochtemperatur-Prozesswärme sowie Strom- und Notstromaggregate für die regelbare Strom- und Wärmeversorgung mit potenziellen saisonalen Speicher-/Importpuffern. Bei der Raumheizung und Niedrigtemperatur-Prozesswärme gibt es viele Alternativen, sodass hierzu wertvolle chemische Energieträger nicht eingesetzt werden sollten.

In Tabelle 2 wird versucht, einen Energieträger einem Prozess oder einer Anwendung zuzuordnen und seine

Eignung anzugeben. Die Klassifizierung basiert auf einer qualitativen Bewertung von:

- **Exergieeffizienz:** Energieträger mit hohem Exergieanteil wie Strom und chemische Energieträger sollten so verwendet werden, dass ihr Nutzen für das Energiesystem maximiert wird (z. B. wärme-integrierte Prozesse, Wärmepumpen).
- **Kohlenstoffintensität oder Kombinierbarkeit mit Kohlenstoffabscheidung:** Prozesse, die sich nur schwer mit Kohlenstoffabscheidung kombinieren lassen, sollten vorzugsweise mit Energieträgern mit geringer Kohlenstoffintensität (Wasserstoff, Elektrizität) versorgt werden.
- **Knappheit des Energieträgers:** Wenn Energieträger wie Biomethan nur begrenzt verfügbar sind, sollten sie nur dort eingesetzt werden, wo sie am besten geeignet sind und wo es keine Alternativen gibt. Dies ist besonders wichtig in Szenarien mit hoher Unabhängigkeit.
- **Eignung:** Einige Anwendungen können nur mit bestimmten Energieträgern bedient werden, daher müssen diese für diese Anwendungen priorisiert werden.
- **Saisonale Muster:** Das saisonale Erzeugungsmuster eines Energieträgers sollte so gut wie möglich dem Nachfragemuster des Prozesses/der Anwendung entsprechen, um Speicherung zu vermeiden oder zu begrenzen.

^o Bei der Biomassevergärung bzw. -vergasung entsteht zusätzlich zu Biomethan immer auch eine signifikante Menge an CO₂. Wasserstoff kann dann mit dem CO₂ zu zusätzlichem Methan verbunden werden und somit die Biomethanausbeute erhöhen.

^p Die heutigen Preise für fossile Energieträger spiegeln nicht ihre tatsächlichen Gesamtkosten wider. Ein Teil der Kosten entsteht durch die Klimawirkungen und die damit verbundenen Schäden, die räumlich und zeitlich verlagert werden. Diese sogenannten externen Kosten werden nicht vom Verursacher getragen, sondern von der Allgemeinheit. Für eine korrekte Kostenwahrheit müssen sie daher – beispielsweise durch eine CO₂-Abgabe – eingepreist werden, um Marktversagen zu vermeiden.

Tabelle 2: Qualitative Zuordnung von Energieträgern zu Anwendungen im Falle guter Importverfügbarkeit und eingeschränkter Importverfügbarkeit. Grün ist eine sehr gute Übereinstimmung, Gelb weniger, Orange nur unter bestimmten Umständen, Rot zeigt eine schlechte Übereinstimmung an, Weiss eine unmögliche Kombination. Eine dunklere Schattierung von Prozessen und Energieträgern weist auf ein stärkeres saisonales Muster hin.

Energieträger Anwendungsbeispiele	Niedrige Energieautarkie (einfacher Import)							Hohe Energieautarkie (wenig Import)						
	Wasserstoff	Methan	Flüssige Energieträger	Metallische Energieträger	Trockene Biomasse	Elektrizität	Kehricht	Wasserstoff	Methan	Flüssige Energieträger	Metallische Energieträger	Trockene Biomasse	Elektrizität	Kehricht
Raumheizung (Einzelhaus)														
Raumheizung (Wärmenetz)														
Raumheizung Backup (Wärmenetz)														
Niedrigtemperatur Prozesswärme (<200 °C)														
Hochtemperatur Prozesswärme (>400 °C)														
PKWs, Nutzfahrzeuge														
Schwerlastverkehr														
Bau- und Spezialmaschinen														
Flugverkehr														
Thermische Kraftwerke/ WKK/Backupkraftwerk														
Power-to-X-to-Power														

Die potenziellen Anwendungen verfügbarer Energieträger hängen wesentlich von der Möglichkeit ab, kostengünstige Energieimporte – insbesondere von Strom und chemischen Energieträgern – zu nutzen. Ist die Schweiz beispielsweise an ein europäisches Wasserstoffnetz angeschlossen oder gut in internationale Märkte für erneuerbare Energieträger integriert, könnten Wasserstoff und andere Energieträger relativ günstig und in vielfältigen Bereichen eingesetzt werden. In solchen importorientierten Szenarien ist eine saisonale Speicherung zwar nicht zwingend erforderlich, kann aber zur Glättung von Importfluktuationen und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen.

In Szenarien mit hoher Energieautarkie hingegen sind die heimischen Produktionskapazitäten entweder begrenzt (z. B. bei Biomethan) oder mit hohen Kosten verbunden (z. B. bei Wasserstoff, siehe Kapitel 5.2). Entsprechend ist der Einsatz chemischer Energieträger selektiver auf Anwendungen mit wenigen oder keinen Alternativen aufgrund der hohen Kosten. Ausserdem wird eine saisonale Speicherung zentral, um im Sommer erzeugte Energieträger für den Winter verfügbar zu halten.

Während die saisonale Stromerzeugung in der Schweiz stark schwankt und damit die Erzeugung potenzieller strombasierter Energieträger, gilt dies nicht zwangsläufig für importierten Wasserstoff oder Strom, da diese aus Regionen mit stabilerer Produktion (z. B. windreiche Standorte) stammen können. Auf der Nachfrageseite zeigen insbesondere Raumwärme und Backup-Systeme ausgeprägte saisonale Schwankungen mit Bedarfsspitzen im Winter.

In Szenarien mit hoher Autarkie sind daher die Energieträger-Anwendung-Kombinationen besonders eingeschränkt. Gleichzeitig fallen Angebot und Nachfrage zeitlich mehr auseinander – mit Erzeugung im Sommer und Verbrauch im Winter –, was die saisonale Speicherung zu einem essenziellen Element macht, um Versorgungssicherheit und Systemeffizienz sicherzustellen.

5 Chemische Energieträger in der Schweiz

5.1 Produktionspfade chemischer Energieträger in der Schweiz

Die Herausforderung der saisonalen Energiespeicherung in Form von chemischen Energieträgern liegt weniger in der Speicherung selbst, sondern vielmehr in deren Herstellung. Deshalb werden mögliche Produktionspfade, die im schweizerischen Kontext voraussichtlich realisi-

erbar wären, kurz vorgestellt und diskutiert. Es gibt bereits heute viele ausgereifte Verfahren, um erneuerbare, chemische Energieträger herzustellen und ineinander umzuwandeln, da viele dieser Verfahren in der fossilen Industrie Anwendung finden. Es ist absehbar, dass sich neuere, effizientere Verfahren durchsetzen werden, wenn der Marktanteil erneuerbarer chemischer Energieträger dominant wird.

Tabelle 3: Chemische Energieträger mit dem Aggregatzustand unter Standardbedingungen, den in der Schweiz möglichen Speicherorten sowie den für die Schweiz möglichen Herstellungsverfahren.

Energieträger	Chemische Formel	Aggregatzustand (20 °C, 1 bar)	Saisonale Speicherung in:	Hergestellt durch (Optionen für die Schweiz):
Wasserstoff	H ₂	Gasförmig	Felskavernen, in Metallen	Wasserelektrolyse, Wasser-Gas-Shift (aus Syngas), Methan-Reformierung (Biomethan)
Methan (Biomethan oder E-Methan)	CH ₄	Gasförmig	Felskavernen, in Kryotanks	Aufbereitung von Biogas, Methanisierung von Syngas, Sabatier-Reaktion mit CO ₂ und H ₂
Biogas	CH ₄ + CO ₂ + X*	Gasförmig	(Zwischenprodukt)	Anaerobe Vergärung, Hydrothermale Vergasung
Syngas («Synthesegas»)	CO + H ₂ + CO ₂ + CH ₄ + X*	Gasförmig	(Zwischenprodukt)	Holzvergasung
Trockene Biomasse (Holz)	C _x H _y O _z	Fest	Silo	Das wächst einfach so
Kehricht	–	Fest	Pressballen	Wegwerfgesellschaft
Ammoniak	NH ₃	Gasförmig	Drucktank	Haber-Bosch-Verfahren (mit N ₂ und H ₂)
Methanol	CH ₃ OH	Flüssig	Tank	Synthese aus Syngas oder direkt aus H ₂ und CO ₂ , Oxidation von Methan
Flüssige Kohlenwasserstoffe (Diesel, Kerosin)	C _x H _y	Flüssig	Tank	Fischer-Tropsch-Synthese mit Syngas und anschließende Raffinierung, Raffinierung von Pyrolyseöl
Metallische Brennstoffe (Eisen, Alu)	MO _x	Fest	Silo	Elektrolyse (Alu), Direktreduktion mit H ₂ (Eisen)

* Bei diesen Gasgemischen gibt es immer noch Spurengase, wie Schwefelwasserstoff (H₂S), die als X dargestellt sind.

5.1.1 Wasserstoffproduktion

Wasserstoff dient als Ausgangsstoff für die Synthese von Kohlenwasserstoffen und anderen chemischen Energieträgern im Allgemeinen, ist aber auch direkt brauchbar als Energieträger. Es gibt mehrere Möglichkeiten, Wasserstoff im Inland kohlenstoffneutral zu produzieren:

Wasserelektrolyse: Durch Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom in einem Elektrolyseur («Power-to-Hydrogen»).

Methanreformierung: Biomethan kann durch Dampf- oder autothermische Reformierung (SMR oder ATR) in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt werden.

Wassergas-Shift Verfahren: Bei der Vergasung von Biomasse entsteht Synthesegas, das mit Hilfe des Wasser-Gas-Shift-Verfahrens weiter in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt werden kann.

Methanpyrolyse: Hierbei wird Biomethan bei hohen Temperaturen zu Wasserstoff und festem, einfach speicherbarem Kohlenstoff («Pflanzenkohle») zersetzt.

Ist der Produktionsstandort nicht an eine Wasserstoffpipeline angeschlossen – was bei entlegeneren Standorten wahrscheinlich der Fall ist –, muss der Wasserstoff direkt vor Ort verwendet werden, entweder als Energieträger oder zur Aufbereitung des bei einem Vergasungs- oder

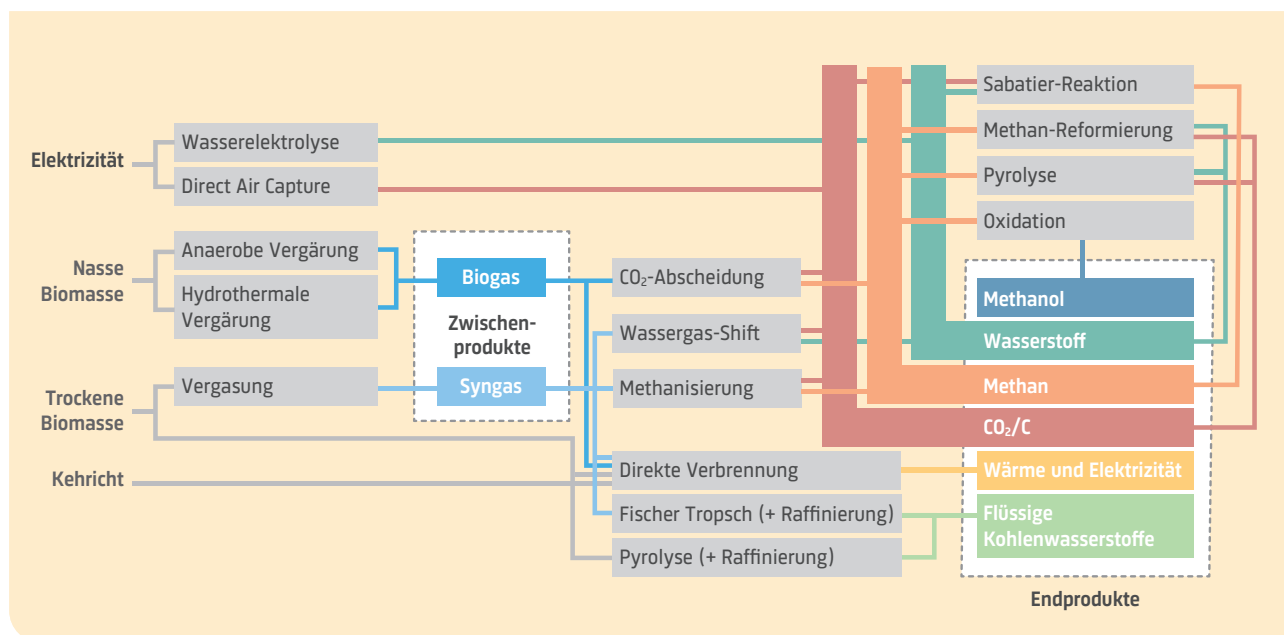


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Verwendung bzw. Produktion chemischer Energieträger. Biogas und Syngas sind Zwischenprodukte, die sich nicht für die saisonale Speicherung eignen. Methan, Wasserstoff und CO₂ können einerseits speicherbares Endprodukt sein, andererseits aber auch weiterverarbeitet werden. Die dargestellten Prozesse stellen eine Auswahl dar und umfassen nicht alle möglichen Prozesse.

Vergärungsprozess anfallenden CO₂. Dabei wird Wasserstoff in Methan umgewandelt, welches anschliessend über das Gasnetz transportiert werden kann. Wie in Kapitel 6.2 erörtert, könnte auch ein Teil des Wasserstoffs direkt in das Methannetz eingespeist werden. Des Weiteren kann das bei der Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse entstehende Kohlenstoff-Nebenprodukt zur Erzeugung negativer Kohlenstoffemissionen genutzt werden. Insbesondere die Methanpyrolyse erzeugt leicht speicherbare Kohle. Dies stärkt den wirtschaftlichen Nutzen der Wasserstoffherzeugung aus Biomasse bei hohen Kohlenstoffpreisen. Die Wasserstoffherzeugung aus Biomasse ist das ganze Jahr über möglich, da Biomasse ständig verfügbar ist und kein nennenswerter Stromaufwand erforderlich ist. Die Elektrolyse mit Strom ist jedoch hauptsächlich im Sommer rentabel, wenn die Strompreise niedrig sind.

5.1.2 Methanproduktion

Die Methanproduktion kann CO₂-neutral durch verschiedene Verfahren in der Schweiz erfolgen, darunter die Umwandlung von Biomasse, die elektrische Synthese oder eine Kombination aus beidem. Das dabei entstehende Bio- oder E-Methan kann wie fossiles Erdgas verwendet werden. Für die Schweiz sind die folgenden Verfahren am attraktivsten:

Anaeroben Vergärung: Bei der anaeroben Vergärung wandeln Mikroorganismen Biomasse in Abwesenheit von Sauer-

stoff in einer Reihe von Prozessen zu Biogas, bestehend aus Methan (50–75 %) und Kohlendioxid (30–40 %), sowie einigen anderen Restgasen um.⁶³ Biogas kann dann zu Biomethan aufbereitet werden durch die Abtrennung der anderen Gase. Dieses Verfahren ist in der Schweiz bereits etabliert und ist relativ kostengünstig, hat aber einen geringen Wirkungsgrad von 30 % (unterer Heizwert [LHV] raus/rein).²¹

Hydrothermale Vergasung: Dieser Prozess ist ein neuartiges Verfahren, bei dem Biomasse in einer überkritischen Phase bei über 370 °C und 220 bar zersetzt wird. Bei diesem Verfahren wird feuchte Biomasse mit sehr hohem Wirkungsgrad (über 60 %) umgesetzt und Biogas mit einem hohen Methananteil von bis zu 70 % erzeugt.²¹ Eine Wasserstoffzugabe kann den Methananteil erhöhen und den CO₂-Anteil reduzieren.⁶⁴ Das Biogas kann dann zu Biomethan aufbereitet werden. Die Technologie erfordert eine relativ komplexe technische Anlage im Vergleich zur anaeroben Vergärung, was grössere Anlagen begünstigt aufgrund von Skaleneffekten.

Biomassevergasung: Dies ist ein thermochemischer Umwandlungsprozess, bei dem vorzugsweise trockene (holzige) Biomasse bei Temperaturen über 700 °C zersetzt wird, um Syngas zu erzeugen. Dieses kann dann in einem zusätzlichen Methanisierungsschritt in Methan und CO₂ umgewandelt werden.⁶⁵ Die Methanausbeute kann durch die Zufuhr von zusätzlichem Wasserstoff erhöht werden, während gleichzeitig der entstehende CO₂-

Anteil reduziert wird. Prinzipiell sind alle Prozessschritte bereits ausgereift, es gibt bisher jedoch aufgrund der Konkurrenz zum günstigen, fossilen Erdgas wenige Anlagen.

Methanherstellung mithilfe von Elektrizität: Synthetisierter Wasserstoff kann mit abgeschiedenem CO₂ in der Sabatier-Reaktion zu Methan kombiniert werden. Eine weitere, neuartige Option für die direkte Synthese von Methan ist Mithilfe reversiblen Methanbrennstoffzellen (z. B. Hochtemperatur-Festoxid-Brennstoffzellen, SOFC), die Dampf und reines CO₂ als Input für die Methanproduktion nutzen.⁶⁶ Eine weitere Option ist die Geomethanisierung, bei der Mikroben in porösem Gestein unterhalb von 600 Metern Wasserstoff und CO₂ kombinieren, um Methan zu erzeugen (und zu speichern).^{49, 67} Letztere Prozesse haben jedoch noch nicht Marktreife erreicht.

Weitere Methanherstellungsprozesse: Es gibt auch andere Verfahren, wie verschiedene Arten der Pyrolyse oder

der aeroben Vergärung, bei denen Stoffe erzeugt werden, die zur Erzeugung von Methan weiterverarbeitet werden können. Diese Verfahren sind möglicherweise interessanter für die Herstellung anderer Produkte, vor allem für die chemische Industrie, und nicht primär für die Herstellung von Methan.

Da nasse Biomasse nicht über längere Zeiträume gelagert werden kann und ausserdem kontinuierlich anfällt, müssen auch die entsprechenden Verarbeitungsprozesse kontinuierlich betrieben werden. Nur das entstehende Methan kann potenziell saisonal gespeichert werden. Im Gegensatz dazu könnten Prozesse, die trockene Biomasse verwenden, theoretisch saisonal betrieben werden (z. B. nur im Winter in Betrieb sein, um den Bedarf an Speicherung zu reduzieren), da das Ausgangsmaterial leicht lagerbar ist. Dies führt jedoch zu einem erheblichen Kostenanstieg aufgrund des geringeren Kapazitätsfaktors der Anlage. Die Methansynthese mittels Elektrizität wird, falls überhaupt, voraussichtlich aufgrund günstigen Stroms vor allem im Sommer stattfinden.

Kasten 2: Was ist der Unterschied zwischen fossilen, biobasierten und synthetischen Energieträgern?

Fossile Energieträger stammen aus unterirdischen Lagerstätten und setzen bei der Verbrennung CO₂ frei, das zur Klimaerwärmung beiträgt. Dazu gehören Erdgas (Hauptbestandteil: Methan), Diesel und Kerosin.

Biobasierte Energieträger werden durch die Verarbeitung von Biomasse hergestellt. Obwohl bei ihrer Verbrennung CO₂ emittiert wird, gelten sie als CO₂-neutral, da dieses aus dem «kurzen Kohlenstoffkreislauf» stammt und somit nicht massgeblich zur Klimaerwärmung beiträgt. Beispiele hierfür sind Biomethan und Biodiesel. Biogas und Syngas sind jedoch Stoffgemische (siehe Tabelle 3) und werden häufig weiterverarbeitet.

Synthetische Energieträger werden in der Regel durch Elektrizität hergestellt und benötigen für kohlenstoffhaltige Energieträger noch eine zusätzliche Kohlenstoffquelle. Diese kann direkt aus der Luft, aus Biomasse oder aus Abgasen fossiler Kohlenstoffemittenten (z. B. Zementherstellung) gewonnen werden. Sie werden überbegrifflich als E-Fuels oder Synfuels bezeichnet und umfassen beispielsweise E-Methan, E-Diesel oder E-Kerosin. Nur wenn der Kohlenstoff aus Biomasse oder der Luft stammt und der Strom von erneuerbaren Quellen kommt, kann von CO₂-Neutralität gesprochen werden.

Für den Endbedarf und die Speicherung spielt es in der Regel technisch keine Rolle, ob Erdgas, Biomethan oder E-Methan verwendet wird, ebenso bei den äquivalenten Diesel- oder Kerosinvarianten. Dies liegt daran, dass sich die Stoffe oder Stoffgemische in ihren chemischen Eigenschaften nicht wesentlich unterscheiden.

5.1.3 Produktion flüssiger Energieträger auf Kohlenstoffbasis

Aus Biomasse oder aus Strom lassen sich flüssige Energieträger wie Methanol oder Kohlenwasserstoffe (z. B. Diesel oder Kerosin) herstellen. Passende Verfahren hängen sowohl vom eingesetzten Ausgangsmaterial als auch von den gewünschten Endprodukten ab.

Power-to-Liquid: Durch Elektrolyse hergestellter Wasserstoff und grünem (bio- oder luftbasiertem) Kohlenstoff kann Methanol durch das Methanolsyntheseverfahren oder Kohlenwasserstoffe wie Diesel oder Kerosin durch das Fischer-Tropsch-Verfahren mit nachgeschalteter Raffinierung erzeugt werden.⁶⁸

Fischer-Tropsch-Verfahren mit Biomasse: Syngas, das durch Holzvergasung oder Methanreformierung erzeugt wird, kann im Fischer-Tropsch-Verfahren verflüssigt werden, um bio- bzw. synthetisches Rohöl zu erzeugen. Dieses kann dann raffiniert werden um verschiedene flüssige Kohlenwasserstoffe wie Diesel oder Kerosin zu erzeugen.

Bio-Methanolsynthese: Biogas, das durch anaerobe Vergärung oder hydrothermale Vergasung erzeugt wird, und Synthesegas, das durch Holzvergasung erzeugt wird, können in Methanol umgewandelt werden.⁶⁹ Die Zugabe von Wasserstoff kann den Methanolertrag erhöhen.

Pyrolyse und hydrothermale Verflüssigung: Die Pyrolyse trockener Biomasse oder die hydrothermale Verflüssigung nasser Biomasse erzeugt gleichzeitig eine breite Palette

fester, flüssiger und gasförmiger Produkte (Bio-Rohöl bzw. Pyrolyseöl), welche durch Raffinierung in Kohlenwasserstoffe wie Diesel oder Kerosin umgewandelt werden können.⁷⁰

Weitere Herstellungsverfahren: Es gibt noch andere Möglichkeiten, flüssige Energieträger herzustellen, z. B. durch die Behandlung von Pflanzenöl mit Wasserstoff (engl. «Hydrotreated Vegetable Oils», HVO). Da die Verfügbarkeit von den dafür nötigen Rohstoffen in der Schweiz jedoch sehr begrenzt ist, können diese Verfahren nur einen kleinen Teil der benötigten flüssigen Energieträger liefern.

Für die Herstellung von Kohlenwasserstoffen existieren derzeit kaum ausgereifte Verfahren, die gezielt nur einen bestimmten Stoff oder eine Stoffgruppe produzieren. Meist entstehen Gemische aus vielen Molekülen (ähnlich wie Rohöl), die anschliessend in einem Raffinationsschritt getrennt und weiterverarbeitet werden müssen. Diese Prozesse sind technisch komplex, kapitalintensiv und werden wirtschaftlich vor allem in grossen Anlagen rentabel sein. In der Schweiz sind solche Grossanlagen jedoch schwer zu realisieren: Die Strompreise werden nicht durchgehend niedrig genug sein für Power-to-Liquid-Verfahren, die verfügbare Biomasse ist begrenzt, und Importe synthetischer Brennstoffe setzen voraussichtlich einen starken Preiswettbewerb.⁷¹ Aktuell gibt es jedoch noch keine verlässlichen Kostenabschätzungen für die Produktion flüssiger Energieträger in grossen Schweizer Anlagen. Eine wirtschaftlichere Perspektive könnte sich ergeben, wenn die Produktion mit teureren Chemikalien für die Industrie kombiniert wird. Langfristig könnten gezieltere und effizientere Herstellungsverfahren entstehen, die auch kleinere, wirtschaftlich tragfähige Anlagen ermöglichen. Die Methanolherstellung gilt hierbei schon heute als interessante Option, die unter günstigen Bedingungen – wie niedrigen Strom- und CO₂-Preisen – auch in kleinerem Massstab umsetzbar wäre.⁷¹

Aus der Perspektive eines saisonal optimierten Betriebs können Biomassekonversionsanlagen kontinuierlich betrieben werden, um einen hohen Kapazitätsfaktor zu erreichen. Power-to-Liquid-Anlagen müssten dagegen voraussichtlich trotz einer Reduktion des Auslastungsfaktors in Zeiten hoher Strompreise, insbesondere im Winter, zeitweise stillstehen.

5.1.4 Andere chemische Energieträger: Ammoniak, metallische Brennstoffe

Ammoniak: Ammoniak ist zwar aufgrund seines geringen Umwandlungswirkungsgrads und seiner Toxizität kein attraktiver Power-to-X-to-Power-Energieträger, könnte aber für den Transport von Wasserstoff über sehr lange Strecken (>2000 km) eingesetzt werden und in diesem Fall wirtschaftlicher sein als die Verwendung von reinem Wasserstoff.⁷²

Metallische Treibstoffe: Elektrisch reduzierte Metalle können oxidiert werden, um Wärme und Wasserstoff zu erzeugen,⁷³ und sind daher zur saisonalen Energiespeicherung geeignet. Während die Eigenschaften von metallischen Energieträgern für die saisonale Energiespeicherung vielversprechend sind,⁷³ bleiben die potenziellen zukünftigen Anwendungen und die tatsächliche, praktische Eignung für die Speicherung aufgrund des begrenzten Wissens über diese Prozesse ungewiss.

5.2 Wirtschaftlichkeit von Power-to-Hydrogen in der Schweiz

Da Wasserstoff eine Schlüsselkomponente der meisten synthetischen Energieträger ist, bestimmt die wirtschaftliche Effizienz seiner Herstellung grundlegend die Wirtschaftlichkeit aller wasserstoffbasierten Energieträger (z. B. E-Methan und E-Kerosin). Die wirtschaftliche Eignung der künftigen inländischen Wasserstoffproduktion mit Strom ist schwer vorherzusagen, da sie von den Strompreisen und den Investitionskosten der Produktionskette abhängt. Ab einem Auslastungsgrad von 0,45 (4000 Volllaststunden im Jahr) wird jedoch der Einfluss der Investitionskosten vernachlässigbar und die Produktionskosten werden somit in erster Linie durch den Strompreis bestimmt.⁷⁴ Ein ausschliesslicher Betrieb der Elektrolyseure während Sonnenstunden im Sommer würde zwar zu extrem niedrigen Strompreisen führen, aber nicht ausreichen, um den erwähnten Auslastungsfaktor zu erreichen. Denn in der Schweiz sind nur rund 1100 Volllaststunden mit Dach-PV möglich.³ Die Hinzufügung von Kurzzeitspeichern wie Batterien zum Ausgleich von Tag-Nacht-Schwankungen könnte zwar den Lastfaktor erhöhen, würde aber auch die Investitionskosten erhöhen oder die Strompreise, wenn die Kurzzeitspeicherkosten in den Preis des gekauften Stroms integriert werden. Durch die Installation von Elektrolyseuren in der Nähe von Stromerzeugern, wie z. B. Laufwasserkraftwerken, wären die-

q Im Ausland lassen sich aufgrund der besseren Verfügbarkeit von Primärenergie (Sonne, Wind, Biomasse etc.) grössere Anlagen mit einem höheren Auslastungsfaktor realisieren. Aufgrund der einfachen Transportierbarkeit und Lagerung flüssiger Brennstoffe stellt ein langer Transportweg für den Import im Vergleich zu beispielsweise Wasserstoff eine vernachlässigbare Herausforderung dar.

r Wenn reines Metall Wasserdampf ausgesetzt wird, reagiert dieses, entzieht dem gasförmigen H₂O den Sauerstoff (O) und erzeugt dabei Wärme und Wasserstoff (H₂). Das oxidierte Metall kann danach wiederum durch Zuführen von z. B. Elektrizität reduziert werden, sodass der Zyklus wieder von vorne beginnen kann.

se zwar von den Netzgebühren befreit,^s die Stromtarife würden dadurch jedoch nicht gesenkt. Ausserdem würde dies wahrscheinlich Investitionen in die Infrastruktur für den Wasserstofftransport zu den Nachfragezentren erfordern, was kostspielig sein kann. Ausnahmen von den Netzentgelten für Standorte, die nicht in der Nähe von Laufwasserkraftwerken oder anderen Stromquellen liegen und daher Strom aus dem Netz beziehen, könnten zu Marktverzerrungen führen und müssen, falls sie in Betracht gezogen werden, gut reguliert werden, um fair und systemfreundlich zu bleiben.^t Derzeit können die Netzentgelte für Strom, der von Power-to-X-to-Power-Anlagen erzeugt wird, und – mit gewissen Einschränkungen – für Strom, der von Demonstrations-/Pilotanlagen mit einer Kapazität von bis zu 200 MW verbraucht wird, rückerstattet werden.[†]

Kürzlich haben Schwarz et al. gezeigt, dass der optimale Auslastungsfaktor etwa 0,24–0,33 beträgt, bei einem Strompreis von 11–53 CHF/MWh_{el} und wenn die Elektrolyseure von den Netzgebühren befreit sind. Daraus ergeben sich Wasserstoffkosten (engl. «Levelized Cost of Hydrogen», LCOH) von 1–6,7 CHF/kg_{H₂} mit zusätzlichen Verteilungs- und Pufferungskosten von 1,8–1,9 CHF/kg_{H₂} (ohne den Bau neuer Infrastruktur), was zu Gesamtversorgungskosten von 2,8–8,6 CHF/kg_{H₂} oder 84–258 CHF/MWh_{H₂} führt.⁷⁶ Bauer et al. ermittelten etwas höhere Wasserstoffpreise von 4,9–12 CHF/kg_{H₂} bzw. 147–360 CHF/MWh_{H₂} im Jahr 2050, abhängig vom Strompreis und dem Typ des Elektrolyseurs.⁷⁷ Schätzungen des VSG gehen von 142 CHF/MWh_{H₂} ohne Netzgebühren im Jahr 2045 aus.⁷⁸ Würde dieser Wasserstoff gespeichert und in Strom zurückgewandelt (P2X2P), so würde der Strompreis aufgrund der geschätzten Speicherkosten (LCOS) von 45–60 CHF/MWh_{H₂},^u eines Wirkungsgrads der Wasserstoffverstromung von 60 % und der zusätzlichen Kosten für die Stromerzeugung auf mindestens 200 CHF/MWh_{el}, wahrscheinlich aber eher auf 350–500 CHF/MWh_{el} steigen.

Interessant ist, dass laut Schwarz et al. kleine Elektrolyseur-Kapazitäten in der Schweiz meist mit billigem, «überschüssigem» Strom betrieben werden können, der sonst aberegelt würde. Grössere Kapazitäten erforderten jedoch die Installation eigener Stromgeneratoren (z.B. mehr Dach-PV) und möglicherweise eigener Kurzzeitspeicher (z.B. Batterien), da der verfügbare «überschüssi-

ge» oder «billige» Strom aufgebraucht sein wird. Die Hinzufügung eigener Stromerzeuger und Kurzzeitspeicher erhöht den Wasserstoffpreis und führt zu einer negativen Korrelation der Produktionskosten, wobei höhere Wasserstoffproduktionsmengen die Kosten pro Wasserstoffeinheit erhöhen.⁷⁶ Die Menge des überschüssigen bzw. billigen Stroms, der für die Wasserstofferzeugung im Inland zur Verfügung steht, wird voraussichtlich weitgehend von der PV-Durchdringungsrate abhängen.⁷⁹

5.3 Verfügbarkeit und saisonale Flexibilität von Biomasse

5.3.1 Potenzial und räumliche Einschränkung der energetisch nutzbaren Biomasse

Das Energiepotenzial von Biomasse hängt von den Nutzungspfaden, der Explorationspolitik und dem Ausmass ab, in dem sie für nichtenergetische Zwecke, z.B. im Bauwesen, verwendet wird. Guidati et al. schätzen das nachhaltige Potenzial von Biomasse im Jahr 2050 auf 26,9–32,1 TWh_{LHV}, wovon 15–19,5 TWh_{LHV} auf Trockenfraktionen (Holz) und der Rest auf Nassfraktionen (Grünabfälle, Abwasser, Gülle) entfallen.²¹ Ein grosser Teil dieses Potenzials wird bereits heute genutzt. Zu den Fraktionen mit ungenutztem Potenzial gehören Waldholz (etwa 35 % ungenutztes Potenzial oder 2,3 TWh_{LHV}/a) und Gülle (90 % ungenutztes Potenzial oder 6,7 TWh_{LHV}/a).^{80,81} Wichtig ist, dass die Schweiz im Gegensatz zu anderen Ländern (z.B. Deutschland) nur die energetische Nutzung von «Abfall»-Biomasse und Waldholz erlaubt, nicht aber den Anbau von Energiepflanzen.⁸²

Das künftige Potenzial von Biomasse ist aufgrund der Auswirkungen der globalen Erwärmung und von Verhaltensänderungen ungewiss. Nichtsdestotrotz deuten Projektionen von zukünftigen Ernährungsgewohnheiten auf minimale Veränderungen des Potenzials für Grünabfälle und Gülle hin.⁸³ Auch die Verfügbarkeit von Siedlungsabfallfraktionen wird wahrscheinlich nicht wesentlich abnehmen.⁸⁴ Es ist jedoch anzunehmen, dass sich Veränderungen der Temperatur und des Wasserkreislaufs auf die Vielfalt und Menge der verfügbaren Pflanzenarten auswirken werden, was wiederum Auswirkungen auf die Explorationspolitik haben könnte.⁸⁰

Eine zentrale Herausforderung bei der Nutzung von Biomasse ist ihre dezentrale Verfügbarkeit sowie ihre eingeschränkte Transportfähigkeit. Dieser Aspekt wird in Energiesystemstudien oft unterschätzt, wodurch das realistisch nutzbare Potenzial in diesen Studien tendenziell überschätzt wird. Insbesondere Anlagen, die nasse Biomasse wie Gülle vergären oder vergasen, können nur Biomasse aus einem kleinen Umkreis nutzen. Das begrenzte

^s Art. 16 EnG

^t Art 14a Abs 4 StromVG (ab 1. Januar 2026)

^u Es gibt noch keine Schätzungen zu den Speicherkosten von Wasserstoff in LRCs in der Schweiz. Hier wurden die geschätzten Speicherkosten für Methan in LRCs genommen⁴⁷ und aufgrund der geringeren Speicherdichte von Wasserstoff sowie der voraussichtlich höheren Kosten für die Ausrüstung zur Handhabung von Wasserstoff verdreifacht bzw. vervierfacht. Deutlich höhere Speicherkosten sind jedoch nicht auszuschliessen.

Einzugsgebiet führt zu geringen Biogasmengen, wodurch die Wirtschaftlichkeit leidet: Je kleiner die Anlage, desto höher sind die spezifischen Investitionskosten für die Aufbereitung zu Biomethan und die Einspeisung ins Gasnetz und somit der Gaspreis. Daher sind möglichst grosse Anlagen technoökonomisch anzustreben, wobei es bei zentralisierten Anlagen vermehrt zu Akzeptanzproblemen kommen kann.⁸⁵ Es müssen somit Wege gefunden werden, um Anreize für grössere Anlagen zu schaffen. Dies ist beispielsweise durch eine bessere Beteiligung an geteilten Anlagen und die Nutzung von Synergien möglich.^{v 86} Zudem ist es möglich, kleine Biogasanlagen zu bündeln, um die Aufbereitungsanlage zu zentralisieren.^{w 87} Die Kosten für die Produktion von Biomethan in kleinen Anlagen inklusive Transport liegen heute zwischen 176 CHF/MWh (Transport über das Gasnetz) und 214–355 CHF/MWh (Transport auf der Strasse).⁸⁸

Im Vergleich dazu lassen sich trockene Biomassefraktionen wie Holzreste einfacher transportieren. Vergasungsanlagen könnten daher in grossem Massstab erneuerbares Gas oder flüssige Energieträger erzeugen. Allerdings wird ein erheblicher Teil der verfügbaren Holzbiomasse derzeit und auch voraussichtlich zukünftig anderweitig genutzt, beispielsweise für Bauholz oder zur Raumheizung.⁸¹ Um den Rohstoffbedarf grosser Anlagen zu decken, wäre voraussichtlich eine Änderung der heutigen Holznutzung notwendig. Hierbei ist insbesondere eine Kaskadennutzung anzustreben, die den Nutzen für die Gesellschaft steigert, ohne langfristig die verfügbare Energiemenge zu reduzieren.

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung negativer CO₂-Emissionen erhöht die Komplexität bei der Suche nach der besten Nutzungsstrategie, könnte aber auch den Business Case bei hohen Kohlenstoffpreisen stärken, da alle Umwandlungsprozesse von Biomasse in chemische Energieträger wie Methan auch zur Erzeugung von CO₂ oder Pflanzenkohle führt.^x Der Anschluss an ein potenzielles künftiges CO₂-Netz dürfte aufgrund der zusätzlichen Kosten und der Komplexität nur für grosse, zentralisierte Biomassekonversionsanlagen machbar sein. Für kleinere Anlagen könnte jedoch die Herstellung von Pflanzenkohle praktikabler sein, da dies nachweislich mit der Biogaserzeugung kompatibel ist.⁸⁹

Obwohl detaillierte Studien zur regionalen Biomasseverfügbarkeit^{90, 91} und zum Biomassetransport⁹² durchgeführt wurden, zeigt sich, dass die räumliche Betrachtung der Biomasseverfügbarkeit und die daraus resultierende Einschränkungen der Grösse von Biomassekonversionsanlagen eine breite Erschliessung vor erhebliche Herausforderungen stellt. Dies muss bei der Entwicklung optimaler Erschliessungsstrategien auf Systemebene berücksichtigt werden, um die Nutzbarkeit für saisonale Zwecke zu erhöhen.

5.3.2 Bewertung des Biomassepotenzials zur Reduktion der saisonalen Diskrepanz

In Ermangelung von Studien, die speziell das Potenzial von Biomasse zur Bewältigung des saisonalen Angebots-/Nachfrageproblems unter Berücksichtigung einiger technologischer, wirtschaftlicher und räumlicher Einschränkungen untersucht haben, wurden einige Überschlagsberechnungen durchgeführt, um das Ausmass abzuschätzen, in dem Biomasse zur Bewältigung der saisonalen Herausforderung in der Schweiz beitragen könnte. Die detaillierten Berechnungen und Annahmen sind im Anhang 11.1 aufgeführt.

Basierend auf der Überschlagsrechnung beträgt das geschätzte jährliche Potenzial für die Methanproduktion, das in das Gasnetz eingespeist werden könnte, wenn Biomasse für die Methanproduktion priorisiert würde, etwa 8,3 TWh_{CH₄}. In der Literatur werden 6–6,5 TWh_{CH₄}/Jahr geschätzt,^{81, 93} aber diese Werte beziehen sich nur auf die nasse Biomassevergärung/-vergasung des Gesamtpotenzials und nicht auf den potenziell zusätzlichen Eintrag der Holzvergasung oder Einschränkungen der räumlichen Verteilung bzw. Infrastrukturbeschränkungen, was den Unterschied erklären könnte. Die Methanausbeute könnte um weitere 2,3 TWh_{LHV} steigen, wenn im Sommer Wasserstoff verwendet würde, um das im Biogas/Synthesegas vorhandene Rest-CO₂ in Methan umzuwandeln.

Wenn das Biomassepotenzial vorrangig für die Stromerzeugung genutzt wird, können im Winter etwa 1,8 TWh_{el} Strom erzeugt werden (3,6 TWh_{el} pro Jahr). Weitere 1,9 TWh_{el} an Strom könnten eingespart werden, wenn die Abwärme der Stromerzeugung Wärmepumpen ersetzt (z. B. durch Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen [WKK]). Das Stromerzeugungspotenzial liegt leicht unter dem oberen Potenzial von 4 TWh_{el}, das vom VSE geschätzt wird.⁹⁴ Mit einer Gasspeicherung von 1,5 TWh_{CH₄} könnte die Winterstromproduktion auf insg. 2,4 TWh_{el} gesteigert werden, wobei dabei weitere 2,1 TWh_{el} durch Abwärmenutzung eingespart werden könnten. Mehrere Optionen zur weiteren Steigerung der Winterstromerzeugung werden in Anhang 11.1.3 erörtert.

v Die Gärreste können z. B. wieder als wertvoller Dünger Bauern bereitgestellt werden.

w Hierbei wird das Biogas bei den Anlagen nur entschwefelt und in Niederdruckleitungen zu einer zentralen Anlage geleitet, die das Gas weiter reinigt (das CO₂ abtrennt) und in das Gasnetzwerk einspeist.

x CO₂ kann mineralisiert oder im verflüssigt und im Boden gespeichert werden, Pflanzenkohle kann ebenfalls einfach in den Boden gemischt werden, was sie der Atmosphäre entzieht und daher zu negativen Emissionen führt.

Es ist zu beachten, dass die Werte, die sich aus den Überschlagsberechnungen ergeben, aufgrund der bei den Berechnungen vorgenommenen Vereinfachungen idealisiert sind. Darüber hinaus wird ein erheblicher Teil der für die Berechnungen als verfügbar erachteten Biomasse für die direkte Raumheizung oder nicht-energetische Zwecke (z.B. Bauholz) benötigt. Daher würde das Erreichen der dargestellten Gas-/Stromproduktionswerte eine Nutzungs- bzw. Verhaltensänderung erfordern. Ausserdem wird der Bedarf an industrieller Prozesswärme (Temperaturen über 400 °C) bis 2050 voraussichtlich mindestens 12 TWh_{th} pro Jahr erreichen.^{5, 12} Dies deutet darauf hin, dass bei einer vorrangigen Nutzung von Biomasse für die Biomethanproduktion (einschliesslich dem Upgrade von Biomasse mit Wasserstoff) das entstehende Biomethan nicht ausreichen würde, um diesen Bedarf allein zu decken. Bei einer Priorisierung der Biomethanherstellung fiel auch die Stromproduktion deutlich tiefer aus als die zuvor berechneten Werte. Dennoch ist das Potenzial von Biomasse nach wie vor beträchtlich und könnte bei einer systemfreundlichen Nutzung eine wichtige Rolle bei der Reduktion des saisonalen Ungleichgewichts spielen.

Es wurden auch Studien über das saisonale Flexibilitätspotenzial von Kehrrechtverbrennungsanlagen durchgeführt, welches auf etwa 200 GWh (thermisch und elektrisch kombiniert) geschätzt wird.^{95, 96} Der Kehrrecht wird hierbei in Pressballen gepackt, an einem geschützten Ort saisonal gelagert und bei Bedarf verbrannt. Da jedoch Anlagen mit hohen Investitionskosten (wie Verbrennungsanlagen) von hohen Kapazitätsfaktoren profitieren und Lastverschiebung diesen Faktor verringert,^y ist eine solche Lastverschiebung mit höheren Kosten verbunden. Es ist noch ungewiss, ob es teurer ist, die Last der Verbrennungsanlage saisonal zu verschieben oder ein Wärmespeicher zu installieren, um die im Sommer produzierte, ungenutzte Wärme in den Winter zu verschieben. Möglicherweise liessen sich auch beide Flexibilitätsoptionen kombinieren.

^y Um die Leistung bei Bedarf erhöhen zu können, muss die Anlage sonst mit reduzierter Leistung betrieben werden. Sie ist somit für den durchschnittlichen Bedarf überdimensioniert, was die Kosten erhöht.

6 Transport und Verteilung von Energieträgern

6.1 Elektrizitätsnetz

Die Stromverteilungsnetze in der Schweiz sind weitgehend gut ausgebaut, vor allem in städtischen Gebieten, und bieten eine solide Grundlage für den künftigen Bedarf, auch wenn lokale Verstärkungen aufgrund von Schwankungen in der Netzstärke erforderlich sind.^{97, 98} Allerdings fehlt es noch an der flächendeckenden Einführung intelligenter Technologien («intelligente Netze»). Ohne sie werden Nachfragespitzen und Überangebot einen signifikanten, kostspieligen Netzausbau erforderlich machen.^{79, 98-101} Intelligente Netze ermöglichen unter anderem die Steuerung der Nachfrage und der Produktion durch das Management von Fahrzeugladestationen, Heimbatterien und PV-Systemen und verbessern so die Flexibilität. Strom-zu-Wärme (und Kälte) Anlagen werden einen erheblichen Teil der Stromnachfrage ausmachen, insbesondere im Winter. Wenn dies intelligent gesteuert und mit Kurz- und Langzeit-Wärmespeichern verbunden wird, kann sie für Netzflexibilität sorgen, den Bedarf an Netzausbau verringern und gleichzeitig die Stromnachfrage im Winter senken, wie in Kapitel 4.2 erörtert.

Das Übertragungsnetz ist bereits einigermaßen robust aber erfordert weiterhin lokale Aufrüstungen und potenzielle Spannungserhöhungen, da die Belastung des Übertragungsnetzes in Zukunft voraussichtlich ebenfalls zunehmen wird, auch aufgrund des internationalen Stromausgleichs.^{99, 100} Die Integration von Grosswärmespeichern- mit Strom-zu-Wärme-Anlagen und Power-to-X-Technologien auf höheren Netzebenen kann auch dort die Flexibilität erhöhen. Power-to-X profitiert jedoch von einer konstanten Stromzufuhr, um einen hohen Lastfaktor zu erreichen. Daher ist sie keine bevorzugte Technologie für die Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität (siehe Kapitel 5.2).

6.2 Bestehende und neue Transportinfrastruktur für chemische Energieträger

Die bestehende Infrastruktur für Methan (Erdgas) wird voraussichtlich über das Jahr 2050 hinaus in Betrieb bleiben, möglicherweise parallel zu einem sich entwickelnden Wasserstoffnetz. Das Methanverteilungssystem wird jedoch voraussichtlich weniger weit verbreitet sein, da die meisten Wohngebiete elektrifiziert oder auf Fernwärme umsteigen werden.¹⁰² Um die Biomethanproduktion zu steigern und somit die Möglichkeit zur Speicherung zu verbessern, könnte es sinnvoll sein, das Gasnetz gezielt zu ländlichen Biomethananlagen auszubauen.

Die derzeitige Gasinfrastruktur ist aufgrund von Materialbeschränkungen nicht mit reinem Wasserstoff kompatibel, was entweder eine bauliche Anpassung oder den Bau einer parallelen Infrastruktur erfordert.⁷⁷ Kurzfristig ist die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz möglich, obwohl die derzeitigen Vorschriften dies auf 2 % begrenzen. Studien deuten darauf hin, dass 20 % in Verteilungsnetzen machbar sind, wobei die Forschung dazu weiterläuft.^{103, 104} Die Zukunft einer Schweizer Wasserstoffinfrastruktur bleibt unklar, da sie von der Entwicklung der Binnenfrage und dem Anschluss des Landes an den European Hydrogen Backbone (EHB) abhängt.¹⁰⁶ Obwohl Pläne den Anschluss der Schweiz bis 2035 anzielen,¹¹⁶ führt das Fehlen formeller internationaler Abkommen und die ungeklärte Rechtslage bezüglich der Wasserstoffinfrastruktur zu einem sehr ambitionierten Zeitrahmen (siehe Kapitel 8.2). Es gibt daher Energiesystemstudien, in denen davon ausgegangen wird, dass der Anschluss an den EHB erst in den 2040er Jahren erfolgen wird.⁹ Der erfolgreiche Anschluss dürfte auch vom Ausgang der bilateralen Abkommen, insbesondere des Stromabkommens, abhängen. Falls der Anschluss erfolgreich ist, sollen Teile der Transitgas-Pipeline dort, wo es doppelte Leitungen gibt, für Wasserstoff umgewidmet und anderswo neu gebaut werden.¹⁰⁵ Ohne den Anschluss ist der Bau einer gross angelegten Wasserstoffinfrastruktur aufgrund der hohen Kosten für die inländische Produktion und der anschliessenden, potenziellen Notwendigkeit einer gross angelegten Speicherung unwahrscheinlich. Der Bund unterstützt zwar die regulatorische Entwicklung und kann Garantien anbieten, sieht aber die Verantwortung für die Planung und den Bau der Wasserstoffinfrastruktur bei der Industrie.¹⁰⁶ Derzeit sind die Kantone für die Überwachung dieser Infrastruktur zuständig. Ein landesweites Netz würde sich jedoch über mehrere Kantone erstrecken, was zu Koordinationsproblemen führen könnte. Um die technische und sicherheitsrelevante Überwachung zu vereinfachen, wäre es effektiver, wenn der Bund die Zuständigkeit dafür übernehmen würde.¹⁰⁷

Um die dynamische Netzstabilisierung zu unterstützen, sollten künftige Methan- oder Wasserstoffspeicher in der Nähe von Gastransportinfrastrukturen und Grossverbrauchern liegen. Ausserdem sollten Grossverbraucher, wie z.B. Backupkraftwerke, idealerweise dort angesiedelt werden, wo sowohl das Gas- als auch das Hochspannungsstromnetz stark sind, um eine effiziente Integration zu ermöglichen. Ganz allgemein kann die strategische Platzierung von saisonalen Speichern und verwandten Technologien die Systemeffizienz verbessern und den Bedarf an kostspieligen Netzerweiterungen minimieren.

7 Importe

Bei der Diskussion über Importe ist es wichtig, zwischen Abhängigkeit und Versorgungssicherheit bzw. Resilienz zu unterscheiden. Ein System kann in hohem Masse von Importen abhängig sein und dennoch eine hohe Versorgungssicherheit sowie Resilienz aufweisen,^z wenn es über Vorräte für mehrere Monate im Inland verfügt, die es ihm ermöglichen, vorübergehende Unterbrechungen zu überbrücken. Gegenwärtig kann die Schweiz aufgrund ihrer Pflichtlager von flüssigen Brenn- und Treibstoffen mehrere Monate Importunterbrechungen dieser Energieträger überstehen. Diese dürften aufgrund der niedrigen Speicherkosten beibehalten werden, auch wenn irgendwann auf erneuerbare flüssige Energieträger umgestellt werden wird. Im Gegensatz dazu können Gasimporte derzeit nur für weniger als einen Tag durch inländische Kurzzeitspeicher und die Netzträgeit gepuffert werden,¹⁰⁸ und für etwa zwei Monate durch gesicherte Speicherkapazitäten in Nachbarländern beim derzeitigen Nachfrageniveau. Wird die geplante Felskaverne für die Gasspeicherung zusätzlich zu der Speicherung im Ausland realisiert, könnte die Resilienz und Versorgungssicherheit des Gasnetzes weiter erhöht werden. Die theoretische Stromautarkie der Schweiz im März (wenn die Füllstände der Speicherseen am niedrigsten sind) beträgt derzeit 26 Tage.¹⁰⁹ Um in naher Zukunft weiterhin eine akzeptable Resilienz aufrechtzuerhalten – die gemäss Bundesrat erreicht würde, wenn sich die Schweiz im März mindestens 22 Tage lang selbst versorgen könnte – sind zusätzliche Reservekraftwerke erforderlich (bis zu 1,9 GW bis 2035).¹⁰⁹ Der Bedarf an Reservekapazität über 2035 hinaus ist aktuell noch sehr unsicher.¹⁰⁹ Solche Reservekraftwerke können in der Regel sowohl mit Gas als auch mit flüssigen Energieträgern betrieben werden. Bei der Speicherung beider Energieträger ist somit eine zuverlässige Versorgung dieser Kraftwerke möglich. Zusätzlich zu den Reservekraftwerken würden beträchtliche Kurzzeitspeicherkapazitäten, wie z.B. Batterien, die Versorgungssicherheit und Resilienz weiter erhöhen.

Daher können sowohl die kurz- als auch die langfristige Speicherung die Versorgungssicherheit und Resilienz unabhängig von der Importabhängigkeit erhöhen. Zusätzlich können sie die Abhängigkeit sogar verringern, indem sie eine effizientere Nutzung der heimischen Energie ermöglichen (z.B. durch eine geringere Abregelung der

Photovoltaik oder der Nutzung von Abwärme im Sommer). Die Festlegung der optimalen Speicherkapazität erfordert jedoch eine Abwägung zwischen Resilienz und Versorgungssicherheit einerseits sowie Importabhängigkeit, Importkosten und den Kosten für den Ausbau der Speicherung und der inländischen Erzeugung andererseits. Dies ist hauptsächlich eine politische bzw. gesellschaftliche Frage.

7.1 Elektrizitätsimporte

Ergebnisse von Energiesystemmodellen sagen für das Jahr 2050 im jeweiligen kostenoptimalen Basisszenario eine Fortsetzung des Stromaustauschs mit einem Nettostromimport von 6–9 TWh_{el} pro Jahr voraus, wobei das Defizit hauptsächlich in den Wintermonaten auftritt.^{5–7} Das im Jahr 2024 verabschiedete Elektrizitätsgesetz sieht jedoch vor, dass die Importe im Winter 5 TWh_{el} nicht überschreiten sollten.^{aa} Um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen, ist ein rascher Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz erforderlich, insbesondere der Windkraft (und teilweise der alpinen Photovoltaik). Andernfalls müssen grössere Mengen an Gas importiert werden, um die unzureichende inländische Stromerzeugung mit Gaskraftwerken zu ergänzen.⁹ Zuverlässige Stromimporte, insbesondere in Engpasssituationen, setzen eine vollumfängliche Integration der Schweiz in den europäischen Strombinnen- und Ausgleichsenergiemarkt voraus, was den Abschluss eines bilateralen Stromabkommens mit der EU erfordert. Andernfalls wird die Kapazität, Strom in Zeiten hoher Nachfrage zu importieren, möglicherweise reduziert, was zu Versorgungsproblemen führen könnte.^{110, 111}

Die Prognosen des Europäischen ENTSO-E-Modells deuten darauf hin, dass die Windkraftkapazität in den kommenden Jahrzehnten einen erheblichen Anteil am europäischen Strommix haben wird, insbesondere in den Küstenregionen, wo eine hohe Stromerzeugung im Winter erwartet wird.¹¹² Das europäische Stromnetz benötigt jedoch eine weitere Verstärkung und zuverlässige Marktausgleichsplattformen (z.B. TERRE, MARI und PICASSO), um Engpässe zu vermeiden und das Netz auf verschiedenen Zeitskalen auszugleichen.¹¹³ Es bleibt ungewiss, ob der geplante Zeitrahmen für die Umsetzung dieser Netzverstärkungen eingehalten werden kann, aber

^z Versorgungssicherheit bezeichnet die kontinuierliche Bereitstellung von Energie in ausreichender Menge, verlässlicher Qualität und zu tragbaren Kosten. Resilienz hingegen beschreibt die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems gegenüber Störungen oder Krisen sowie seine Fähigkeit, sich anzupassen und die Versorgung rasch wiederherzustellen.

^{aa} Art. 2 Ziff. 3 EnG

die Notwendigkeit ist bekannt, und es werden Anstrengungen unternommen, um diese Herausforderung zu bewältigen. Angesichts der Investitionen in die Photovoltaik in den Nachbarländern sind Nettostromexporte aus der Schweiz während des Sommers unwahrscheinlich. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass Importe und Exporte auf stündlicher/täglicher Basis fortgesetzt werden, auch zu Ausgleichszwecken, unter Verwendung von Schweizer Pumpspeicherkraftwerken und möglicherweise anderen preislich wettbewerbsfähigen Kurzzeitspeichern.

Dunkelflauten können mit einer Dauer von mehreren Tagen bis Wochen auftreten, während denen die Stromproduktion von Wind und Sonne minimal ist. Diese Ereignisse konzentrieren sich in der Regel auf einzelne Regionen und nicht auf den gesamten europäischen Kontinent, was einen gewissen transeuropäischen Ausgleich von Erzeugungsdefiziten ermöglicht,¹¹⁴ sofern ein ausreichender Netzausbau erfolgt. Während dieser Zeiten im Winter dürften Importe in die Schweiz aufgrund der sehr hohen Strompreise in Europa unwirtschaftlich sein. Umgekehrt besteht ein Anreiz, Strom aus Schweizer Wasserkraftwerken zu exportieren, um das europäische Stromsystem zu stabilisieren (was bereits heute geschieht). Es kann daher davon ausgegangen werden, dass Importe typischerweise zu unkritischen Zeiten im europäischen Stromsystem stattfinden werden, während Wasserkraftwerke und möglicherweise Reservegeneratoren zu kritischeren Zeiten Strom liefern.¹¹¹

7.2 Importe von chemischen Energieträgern

Die geschätzten Importmengen an chemischen Energieträgern im Jahr 2050 variieren je nach den erwarteten Importpreisen erheblich. Die Schätzungen reichen von 10,5–26 TWh_{LHV} (Gase und flüssige Energieträger)^{6, 7} und zusätzlich 17–22 TWh_{LHV} an nachhaltigen Flugtreibstoffen (SAF)⁶, wobei die Kostenschätzungen für den Import von kohlenstoffneutralen chemischen Energieträgern zwischen 50–320 CHF/MWh liegen.

Es wird erwartet, dass die Importpreise für Wasserstoff am unteren Ende der Spanne liegen, bei etwa 50–160 CHF/MWh_{LHV}⁷⁷ (1 Euro ~1 CHF im Jahr 2022). Energiesystemmodellstudien gehen jedoch meist von Importkosten zwischen 120 CHF/MWh_{LHV}^{9, 115} und 160 CHF/MWh_{LHV}⁷ aus. Für den Import ist ein Anschluss an den European Hydrogen Backbone (EHB) erforderlich, wie in Kapitel 6.2 diskutiert.

Die geschätzten Importkosten für Biomethan^{ab} betragen 88–132 CHF/MWh^{6, 7} und für E-Methan 160–290 CHF/MWh^{6, 115}. Diese Importe können über die bestehende Pipelineinfrastruktur erfolgen. Während eine Studie das Importpotenzial von Biomethan auf 13,3 TWh_{CH} schätzt,⁶ geht eine andere von einer fehlenden Verfügbarkeit von Importen aus.⁹ Wenn die Schweiz in den jeweiligen Märkten voll integriert ist, wird es wohl eine Frage des Preises sein. Eine weitere Option ist der Import von fossilem Erdgas in Kombination mit der Verwendung von Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (engl. «Carbon Capture and Storage», CCS), um Kohlenstoffneutralität zu erreichen. Kostenschätzungen gehen davon aus, dass die Kosten für den Import von Erdgas im Jahr 2050 bei 24 CHF/MWh_{LHV} liegen.⁶ Mit CO₂-Sequestrierung, Transport und Speicherung, die zusätzlich schätzungsweise 180 CHF/tCO₂ kosten,¹¹⁸ würden die Gesamtkosten für Erdgas bei etwa 60 CHF/MWh_{LHV} liegen. Diese Option würde jedoch eine Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO₂ erfordern, die noch nicht vorhanden ist. Darüber hinaus erfordern Anlagen mit Kohlenstoffabscheidungseinheiten deutlich höhere Investitionskosten,¹¹⁹ was Anreize für höhere Kapazitätsfaktoren (Verlagerung hin zu Grundlastkraftwerken anstelle von Notstromaggregaten) schafft und so nicht dem voraussichtlichen Bedarf an «Lückenfüllern» entspricht. Ausserdem sinken die elektrischen Gesamtwirkungsgrade mit zusätzlicher Kohlenstoffabscheidung.¹²⁰

Der Import von Holz für die energetische Nutzung könnte wie heute weitergehen.^{80, 121} Mit der Intensivierung der Klimawandelfolgen wird jedoch die Abhängigkeit der Schweiz von Holzimporten zunehmen, ebenso wie die Unsicherheiten auf dem internationalen Holzmarkt.¹²²

Die flüssigen Energieträger dürften trotz ihrer einfacheren Handhabung etwas teurer zu importieren sein als Gase, wobei die Schätzungen von 120 CHF/MWh_{LHV}³ (E-Diesel) bis 320 CHF/MWh_{LHV}⁶ (Biodiesel, E-Diesel) reichen. Insbesondere nachhaltige Flugtreibstoffe (SAF) können in der Schweiz nicht in den benötigten Mengen produziert werden, da die notwendige Menge an billiger Primärenergie fehlt, sodass sie vollständig oder zu einem grossen Teil importiert werden müssen.¹²³

Verglichen mit den geschätzten Kosten von 84–258 CHF/MWh⁷⁶ für inländisch synthetisierten Wasserstoff und 176 CHF/MWh⁸⁸ für Biomethan erscheinen diese Importpreise attraktiv, zumal die untere Spanne der Kosten für Wasserstoff nur für kleinere Mengen mit sehr günstigem Strom gilt (siehe Kapitel 5.2 für eine detaillierte Diskus-

^{ab} Beide zitierten Quellen beziehen sich auf «Biogas» als Importoption. Es wird davon ausgegangen, dass Biomethan gemeint ist (in diesem Bericht ist Biogas = CH₄ + CO₂, Biomethan = CH₄).

sion). Allerdings sind alle Preise noch mit einem hohen Mass an Unsicherheit behaftet. Darüber hinaus wären zuverlässige (saisonale) Schwankungen bei den Gasimportpreisen für die Entwicklung von Business Cases für Gasspeicher von entscheidender Bedeutung, aber es liegen noch keine Prognosen vor. Da die Produktionswege für flüssige Energieträger besonders von Skaleneffekten und grossen Mengen an billiger Primärenergie profitieren (beides ist in der Schweiz begrenzt), ist es sehr unwahrscheinlich, dass ein signifikanter Anteil der flüssigen Brennstoffe im Inland produziert wird; er wird daher importiert werden müssen. Wie zu Beginn des Kapitels bereits erwähnt, kann es jedoch von Vorteil sein, Importpuffer – insbesondere für flüssige Brennstoffe – zu erstellen bzw. beizubehalten, um die Resilienz zu erhöhen. Ausserdem könnte eine kleine inländische Produktion strategisch interessant sein für das Militär und Blaulicht-Organisationen.

8 Wirtschaftliche, rechtliche und gesellschaftliche Aspekte

8.1 Energiemarkt und Anreize

Erneuerbare chemische Energieträger können nur dann mit fossilen Energieträgern konkurrieren, wenn die fossilen Treibhausgasemissionen z.B. durch einen Kohlenstoffpreis angemessen bepreist werden. Dies ist besonders wichtig für die wirtschaftliche Tragfähigkeit aller saisonaler Speichertechnologien, da sie mit den niedrigen Kosten leicht zu speichernder fossiler flüssiger Energieträger konkurrieren müssen. Die CO₂-Abgabe in der Schweiz ist auf einen Höchstwert von 120 CHF/t_{CO2} für Brennstoffe festgelegt. Grosse Emittenten mit einer genehmigten Dekarbonisierungsstrategie sowie Kraftstoffe sind von der Abgabe befreit.¹²⁴ Die Schweiz ist auch an das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) angeschlossen, dass einen Preis für CO₂ in einem Marktumfeld festlegt. Der derzeitige Kohlenstoffpreis in der Grössenordnung von 50–100 CHF/t_{CO2} reicht für eine erfolgreiche Transformation nicht aus. Schätzungen für Industrieländer deuten darauf hin, dass der erforderliche Preis im Jahr 2050 bei 200–250 CHF/t_{CO2} liegen muss.¹²⁵ Zukünftige Änderungen am EU ETS, wie die Ausweitung auf andere Sektoren (z.B. Gebäude und Strassenverkehr), eine schnellere Reduktion der Anzahl verfügbarer Zertifikate, die Abschaffung von Gratiszertifikaten und die Einführung eines Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), könnten die Kohlenstoffpreise jedoch erheblich beeinflussen.^{ac} Dennoch werden die derzeit in der Schweiz umgesetzten Massnahmen als unzureichend angesehen, um bis 2050 Kohlenstoffneutralität zu erreichen.¹²⁶

Saisonale Schwankungen bei den Strompreisen sind ein wichtiger Faktor für die Wirtschaftlichkeit von saisonalen Speichern. Technologien wie Strom-zu-Wärme-Anlagen mit Wärmespeichern profitieren wirtschaftlich von stabilen und signifikanten saisonalen Preisunterschieden.^{ad} Während der zukünftige Schweizer Strommix solche Unterschiede aufweisen dürfte, könnte der europäische Mix aufgrund anderer Erzeugungstechnologien weniger ausgeprägte saisonale Muster aufweisen. Im Falle eines Stromabkommens mit der EU könnten die Importe die Preisschwankungen in der Schweiz abflachen, auch wenn das Ausmass dieses Effekts ungewiss ist – insbesondere, wenn die Importe im Winter tatsächlich auf 5 TWh_{el} be-

grenzt werden. Im Gegensatz dazu würde das Fehlen eines Abkommens wahrscheinlich die Menge der Importe reduzieren und daher zu stärker ausgeprägten saisonalen Preissignalen führen.

Es bleibt unklar, wie hoch der saisonale Preisunterschied sein muss, damit bestimmte Speichertechnologien wirtschaftlich werden, oder ob alternative Lösungen zum Ausgleich von saisonalem Angebot und Nachfrage (siehe Kapitel 2.4) praktikabler und skalierbarer sind. Obwohl auf dem Grosshandelsmarkt bereits heute eine dynamische Preisgestaltung möglich ist, sind die meisten Schweizer Endverbraucher immer noch an statische Tarife gebunden. Einige Versorger bieten bereits dynamische Tarife an (z.B. der «Vario»-Tarif der Groupe E), aber eine breitere Einführung könnte von regulatorischen Änderungen wie der Marktliberalisierung abhängen – eine Voraussetzung des EU-Stromabkommens. In der Zwischenzeit können Grossspeicherbetreiber bereits von saisonalen Preisschwankungen profitieren, während für Kleinverbraucher aufgrund fester Stromtarife nur begrenzte Anreize bestehen, in kurz- oder langfristige Speicheroptionen wie Erdschichtwärmespeicher zu investieren. Die blosser Möglichkeit dynamischer Strompreise reicht jedoch nicht aus – erst verlässlich ausgeprägte und langfristig stabile saisonale Preisschwankungen können die notwendige Investitionssicherheit für saisonale Speichertechnologien schaffen, was derzeit auch für Grossverbraucher nicht gewährleistet zu sein scheint.

Erhebliche langfristig stabile (saisonale) Gaspreisunterschiede werden Anreize für die grosstechnische Gasspeicherung schaffen. Auf dem Schweizer Markt dürfte sich ein solches Preismuster aufgrund der Kopplung mit dem Strom- und Wärmesektor (durch Produktion und/oder Nachfrage) herausbilden. Auch wenn die künftige Variabilität der Importpreise ungewiss bleibt, wäre das Fortbestehen eines saisonalen Preismusters für Importe angesichts der saisonalen Schwankungen der Wärme- und Stromnachfrage in Europa (z.B. über WKK-Anlagen und Notstromgeneratoren) nicht überraschend.

Die saisonale Speicherung stützt sich häufig auf grosse, langlebige Infrastrukturen wie Fernwärmenetze und Gaspipelines, so dass auch deren langfristige Investitionssicherheit entscheidend ist. Das Fehlen eines klaren, verbindlichen Pfades zur Kohlenstoffneutralität erhöht jedoch das Investitionsrisiko, insbesondere bei Technologien, die chemische Energieträger einbeziehen, bei denen der künftige Preis, die Nachfrage, der technologische Fortschritt und die rechtlichen Rahmenbedingungen un-

ac Hierzu muss die Schweiz die Änderungen des EU ETS jedoch auch übernehmen, was aktuell nur teilweise der Fall ist.

ad Ohne signifikante Preisunterschiede ist es wirtschaftlich attraktiv, Wärme mit Strom ohne Speicherung direkt im Winter zu erzeugen. Ist der Strom im Winter deutlich teurer als im Sommer, kann es attraktiv werden, zusätzlich einen Wärmespeicher anzuschaffen, diesen im Sommer mit günstigem Strom zu laden und teuren Strom im Winter zu sparen.

gewiss bleiben.^{126, 127} Zwar gibt es Risikominderungsstrategien, die Anreize für Produzenten von erneuerbaren Energien setzen ohne den Wettbewerb zu beeinträchtigen (z.B.¹²⁸) doch wurden sie bisher nicht an saisonale Speichertechnologien oder Infrastrukturanbieter angepasst.

Ein neuer Schweizer Markt für Energiereserven über alle Zeitskalen hinweg, in dem Resilienz und Versorgungssicherheit einen handelbaren Wert hat, könnte die Entwicklung von saisonalen Speichertechnologien unterstützen. Seine Vorteile gegenüber dem derzeitigen Reservesystem^{ae} bleiben jedoch ungewiss, und wichtige regulatorische Fragen – wie Qualitätsstandards, Marktfairness, Infrastrukturzugang und soziale Gerechtigkeit – sind unbeantwortet. Es gibt zwar Konzepte zur Verbesserung der Resilienz des Stromsektors,¹²⁹ aber es fehlt ein ganzheitlicher Reservemarkt, der chemische Energieträger und Wärmespeicher umfasst. Ein solcher Markt könnte neue Geschäftsmodelle für die saisonale Speicherung bieten, indem er Erlöse durch die Zurückhaltung von Energie ermöglicht und damit die Abhängigkeit von saisonalen Preisschwankungen für die Wirtschaftlichkeit von Speichern verringert.

8.2 Regulatorische Aspekte

Die in den vorangegangenen Abschnitten angesprochenen marktbezogenen Fragen erfordern regulatorische Änderungen. Dazu gehören eine angemessene Preisgestaltung für externe Kosten, klare Marktregeln für eine dynamische Strompreisgestaltung, Regeln/Schemata zur Verringerung des Investitionsrisikos und möglicherweise Regeln für einen umfassenden Reservemarkt.

Obwohl saisonale Speichersysteme (z.B. Wärmespeicher) eine nationale Bedeutung haben können, die mit der Infrastruktur für erneuerbare Energien vergleichbar ist, sind die spezifischen Technologien und Grössenordnungen, die erforderlich sind, um diesen Status zu erlangen, noch nicht definiert. Auch wenn Wärmespeicher nicht unbedingt in kantonale Richtpläne für einen Bau berücksichtigt sein müssen, würde die proaktive Aufnahme solcher Technologien in diese Pläne die Umsetzung erleichtern. Beispielsweise wäre eine frühzeitige Klärung der Umweltauswirkungen und der Flächennutzung möglich.¹³⁰ Was die Nutzungsplanung auf kommunaler Ebene betrifft, so ist der Bau von Wärmespeichern bereits prinzipiell möglich. Oberirdische Speicher (z.B. Erdbeckenspeicher) müssen jedoch entweder auf teurem Bauland

errichtet werden oder eine Sondergenehmigung für den Bau in einer landwirtschaftlichen Zone beantragen. Eine solche Bewilligung wäre einfacher zu erhalten, wenn Wärmespeicher im Raumplanungsgesetz (Bundesebene) ausdrücklich erwähnt würden. In der aktuellen Version deckt das Gesetz jedoch nur Fernwärmeleitungen ab.¹³⁰ Für unterirdische Wärmespeicher (Aquiferspeicher, Erdreichspeicher) gibt es weniger rechtliche Einschränkungen bei der Flächennutzung, da das darüber liegende Land im Allgemeinen genutzt werden kann. Allerdings darf die Grundwassertemperatur zum Schutz des unterirdischen Ökosystems und der Wasserqualität nur um maximal 3 °C verändert werden.^{af} Ausnahmen können nur «eng örtlich begrenzt» gemacht werden. Während diese Regelung für sauerstofffreie unterirdische Aquifere nachvollziehbar ist, erscheint sie für sauerstoffarme Gebiete (einige Grundwasserleiter), die viel höhere Temperaturänderungen vertragen, zu restriktiv. Das BAFU erarbeitet derzeit einen Vorschlag zur Überarbeitung der Anforderungen. Diese laufende Änderung wird voraussichtlich auch klarstellen, dass für die Wärmespeicherung keine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, was derzeit noch unklar ist.¹³⁰

In den gegenwärtigen Regulierungen ist Wasserstoff noch nicht vollständig implementiert, aber erste Arbeiten zur Entwicklung technischer und marktbezogener Vorschriften für seinen Transport und seine Speicherung sind im Gange.¹⁰⁶ Wenn die potenzielle Wasserstoffinfrastruktur und der Markt auch nur annähernd im vorgesehenen Zeitrahmen der Wasserstoffstrategie aufgebaut werden sollen, muss die Entwicklung und Umsetzung dieser Regeln besonders zügig voranschreiten. Darüber hinaus birgt die rasche Entwicklung der Wasserstoffvorschriften innerhalb der EU die Gefahr weiterer regulatorischer Divergenzen. Diese könnten künftige Vereinbarungen über den Anschluss an die EHB (z.B. in Bezug auf Herkunftsnachweise und das internationale Handelssystem) zunehmend erschweren.¹³¹ Es könnte daher sinnvoll sein, wasserstoffbezogene Vereinbarungen zukünftig in dem Geltungsbereich des Stromabkommens unterzubringen, wie in der Wasserstoffstrategie erwähnt. Zudem wurde ein Runder Tisch zur Gasspeicherung angeregt, um das Potenzial und die nächsten Schritte zu diskutieren.¹⁰⁶ Die Regelungen zu Wasserstoff und anderen Gasen werden voraussichtlich in ein neues Gasversorgungsgesetz (Gas-VG) integriert, das derzeit erarbeitet wird.

Neben Wasserstoff und Methan gilt Methanol als zukunfts-trächtiger chemischer Energieträger für bestimmte Anwendungen. Allerdings wird Methanol derzeit als «Chemikalie» und nicht als Energieträger angesehen. Daraus

^{ae} Das Reservesystem befindet sich noch im Aufbau; die Winterreserve-Verordnung ist bis Ende 2030 befristet; die obligatorische Wasserkraftreserve ist bereits im Stromversorgungsgesetz verankert; Regeln für eine thermische Stromreserve wurden kürzlich verabschiedet.

^{af} Anhang 2 Ziff. 21 GSchV

ergeben sich Einschränkungen bezüglich der maximalen Speicherkapazität (2000 kg) sowie Nachteile gegenüber anderen Energieträgern in Bezug auf Steuern und die Messung in Litern statt Kilogramm.¹³²

Gemäss der Biomassestrategie sollte der kaskadischen Nutzung von Biomasse Vorrang eingeräumt werden, sofern die Nahrungsmittelproduktion und die biologische Vielfalt nicht beeinträchtigt werden.⁸² Die Strategie erkennt zwar die Bedeutung der Biomasse als potenzielles Mittel zur Förderung der Energieunabhängigkeit an, befürwortet aber keinen grossflächigen Anbau von Energiepflanzen. In der Schweiz ist die kaskadische Nutzung von Biomasse derzeit kaum etabliert und es gibt keine landesweiten Anreize zur Förderung ihrer Nutzung für lokale und exergieintensive Anwendungen.^{81, 133} Beide Faktoren würden den Wert von Biomasse innerhalb des Systems erhöhen. Ein Vergleich mit anderen europäischen Ländern zeigt, dass die Schweiz vergleichsweise geringe Subventionen für Biomethananlagen bereitstellt, sowohl direkt als auch indirekt durch CO₂-Steuervermeidung. Dies wirkt sich nur geringfügig auf die Gesamtkosten von Biomethananlagen aus, sodass diese Subventionen kaum Auswirkungen auf eine Steigerung der Produktion haben. Ausserdem werden nur Biomethananlagen subventioniert, nicht aber Wasserstoff oder Wasserstoffderivate aus der Biomassekonversion.⁷⁸ Zudem sind regulatorische Änderungen erforderlich, um netzgebundene Importe von erneuerbarem Gas von der CO₂-Abgabe zu befreien.¹¹⁷

8.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die meisten individuellen Entscheidungen im Zusammenhang mit Energie werden nicht nur von technischen und wirtschaftlichen Faktoren beeinflusst, sondern auch von Ideologie, informeller Kommunikation, begrenztem oder ungenauem Verständnis des Energiesystems, Risikowahrnehmung, NIMBY-Opposition, politischem Framing und anderen Faktoren.¹³⁴ Die öffentliche Unterstützung für ein Projekt steigt, wenn die wahrgenommenen persönlichen Vorteile die Kosten überwiegen. Diese Vorteile und Kosten gehen über die wirtschaftlichen Aspekte hinaus und umfassen auch wahrgenommene Risiken, Ideologien sowie den Grad der öffentlichen Beteiligung an der Entscheidungsfindung.⁸⁶ Mit der zunehmenden Komplexität des Energiesystems wird es für die Öffentlichkeit immer schwieriger, Zusammenhänge und Trade-offs ganzheitlich zu erfassen. Dies kann die Einführung neuer Technologien aufgrund unzureichender Unterstützung und Schwierigkeiten bei der Abwägung von Kompromissen behindern. Die Auswirkungen eines begrenzten Systemverständnisses auf die gesellschaftliche Akzeptanz und die weiterreichenden Folgen für die Energiewende müssen jedoch noch umfassend untersucht werden.¹³⁴

Die Bevölkerung steht einer erhöhten Energieunabhängigkeit grundsätzlich positiv gegenüber.¹³⁵ Die Akzeptanz der verschiedenen saisonalen Speichertechnologien, mit denen sich die Energieunabhängigkeit erhöhen lässt, ist jedoch unterschiedlich.

Grosse Wasserkraftwerke geniessen in der Regel eine starke öffentliche Unterstützung,¹³⁴ aber Neubauprojekte sind mit Akzeptanzproblemen konfrontiert, vor allem aufgrund ökologischer Auswirkungen, aber auch im Falle ausländischen Besitzes.¹³⁶

Da es in der Schweiz noch keine grossen Wärmespeicher gibt, konnte die Akzeptanz hierfür noch nicht ausreichend untersucht werden. In einer ersten quantitativen Erhebung wurde festgestellt, dass die Bereitstellung weiterer Informationen über Wärmespeicher die Akzeptanz der Studienteilnehmenden, die mit der Technologie weitgehend nicht vertraut waren, beeinflusst.¹³⁷ Die Akzeptanz dieser Technologien könnte sich also stark verändern, wenn sie sich in der Schweiz durchsetzen. Eine Bewertung der gesellschaftlichen Akzeptanz wäre daher erst sinnvoll, wenn diese Technologien bekannter wären.

Derzeit gibt es keine Informationen über die gesellschaftliche Akzeptanz von Felskavernen und der lokalen Produktion chemischer Energieträger, mit Ausnahme der Biomassevergärung. Hier begünstigen eine hohe finanzielle Entschädigung und der lokale Besitz von Biogasanlagen die Akzeptanz der Landwirte.⁸⁵ Die Akzeptanz des Baus neuer Infrastrukturen (z.B. Pipelines, Stromnetze und Konversionsanlagen) kann jedoch durch die Einpassung in das Landschaftsbild, die lokale Wertschöpfung und den Grad der öffentlichen Beteiligung beeinflusst werden.^{86, 138}

Im Vergleich zu anderen Ländern wie Dänemark ist die Akzeptanz von Fernwärme- (und Fernkälte-)netzen in der Schweiz geringer. Sie ist jedoch regional unterschiedlich und in Gebieten, in denen bereits Fernwärmenetze vorhanden sind, deutlich höher.¹³⁹

Betreffend der in Kapitel 8.1 diskutierten, für saisonale Speicherung relevanten Marktmechanismen, hat sich die Bepreisung von CO₂ als notorisch schwierige Herausforderung erwiesen. Es gibt jedoch Ansätze, wie diese Herausforderung angegangen werden kann.¹⁴⁰ Dynamische Stromtarife in Kombination mit geeigneten Boni und Strafen können ebenfalls entwickelt werden, um eine höhere Akzeptanz zu erreichen.¹⁴¹

9 Faktoren zur Beeinflussung der saisonalen Speicherkapazität

Da die saisonale Energiespeicherung stark in das Energiesystem integriert ist, wird die tatsächlich benötigte Kapazität durch das Ausmass der Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage minus des Ausmasses anderer Lösungen zur Reduktion dieser Diskrepanz bestimmt. Im Folgenden werden die grössten Faktoren, die die tatsäch-

lich benötigte Speicherkapazität beeinflussen, betrachtet. Da es noch keine quantitativen Untersuchungen zu diesen Effekten auf die saisonale Speicherkapazität gibt, wurde die Stärke des Effekts lediglich qualitativ angegeben. Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, ist eine solche Einschätzung jedoch mit grossen Unsicherheiten behaftet.

Faktor	Effekt auf die Speicherkapazität	Beschreibung der Effekte
Importe und Integration in den EU-Markt	Hoch	– Günstige und zuverlässig verfügbare Energieimporte (Strom und chemische Energieträger) senken den Bedarf an saisonalen Speichern. – Zuverlässige Stromimporte und voraussichtlich Wasserstoffimporte setzen eine Integration in den EU-Markt voraus.
Resilienz und Unabhängigkeit	Hoch	– Eine hohe Resilienz erfordert mehr Speicherkapazität, um z. B. Importe zwischenspeichern. – Ein hoher Unabhängigkeitsgrad erfordert mehr Speicherkapazität, um strombasierte Energieträger aufgrund der grossen saisonalen Angebot-Nachfrage-Diskrepanz zu speichern.
Wind, alpine solar	Hoch	– Ein grösserer Anteil an Windenergie und alpiner Solaranlagen führt zu einer höheren Winterstromproduktion und senkt dadurch die benötigte Speicherkapazität.
Energiemarkt (Dynamische Preise, CO₂-Preis)	Hoch	– Eine ausgeprägte saisonale Variation der Energiepreise würde saisonale Speichertechnologien fördern und zu einer höheren Speicherkapazität führen. – Ein hoher CO₂-Preis senkt die Konkurrenzfähigkeit günstiger, leicht zu speichernder fossiler Energieträger und führt zu einem grösseren Bedarf an alternativen saisonalen Speichern (z. B. Gas- oder Wärmespeicher).
Änderung der Regularien	Mittelhoch	– Eine Klärung offener, regulatorischer Fragen erleichtert den Bau von Wärmespeichern und führt zu einer höheren Kapazität. – Eine Klärung unklarer regulatorischer Rahmenbedingungen zu Wasserstoff und entsprechender Infrastruktur könnte zu einer grösseren Wasserstoffnutzung und dadurch zu einem höheren Speicherbedarf führen. – Eine regulatorisch geförderte systemfreundliche Nutzung der lokalen Ressourcen erhöht die Systemeffizienz und reduziert den Bedarf an teuren Varianten der saisonalen Speicherung (z. B. Holz statt Methan speichern).
Klimaerwärmung	Mittelhoch	– Vermehrte Starkregenereignisse, das Schmelzen des Permafrosts und der Gletscher führen zu einer beschleunigten Verlandung von Speicherseen und somit zu einer Reduzierung der Speicherkapazität. – Der erhöhte Winterniederschlag verringert den Speicherbedarf. – Die zunehmende Trockenheit verstärkt die Verdunstung und erhöht den Wasserbedarf für Zwecke, die nicht der Energieproduktion dienen. Dadurch verringert sich die speicherbare Wassermenge für die Winterstromproduktion.
Verfügbare Kapazität von Kurzzeitspeichern	Mittel	– Eine grosse Kapazität von Kurzzeitspeichern kann die saisonale Speicherung (Zuflussspeicher) vom Ausgleich kurzfristiger Dynamiken (wie der Netzstabilisierung) entlasten. Dadurch kann sich die saisonal verfügbare Speicherkapazität erhöhen. – Eine geringe Menge an Kurzzeitspeichern erfordert den vermehrten Einsatz saisonaler Speicher (aufladbare Speicher). Dies kann die Zyklenzahl erhöhen und somit die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit steigern. Dies kann zu vermehrten Investitionen führen und die verfügbare saisonale Speicherkapazität erhöhen.
Erhöhung der Systemeffizienz	Mittel	– Eine saisonal optimierte Planung, bei der verschiedene Technologien mit unterschiedlichen saisonalen Eigenschaften kombiniert werden, kann die Systemeffizienz erhöhen und den Bedarf an teuren saisonalen Speichern reduzieren. – Eine exergieoptimierte Nutzung von Energieträgern, insbesondere die konsequente Nutzung von Abwärme zur Raumheizung, kann die Systemeffizienz erhöhen und den Bedarf an saisonaler Speicherkapazität reduzieren.
Verhaltensänderungen und soziale Akzeptanz	Tief – Hoch	– Eine Verhaltensänderung kann den Winterenergiebedarf und somit den Speicherbedarf reduzieren (z. B. geringere Wohnfläche pro Kopf, niedrigere Raumtemperaturen, geringerer Konsum etc.). – Soziale Akzeptanz kann die Realisierbarkeit von saisonalen Speichern beeinflussen und somit die realisierbare Speicherkapazität erhöhen oder auch reduzieren.
Technologische Entwicklung	Mittel	– Technologische Entwicklungen können zu Preisreduktionen bestehender Technologien führen, wodurch sich die Durchdringung bzw. die gebaute Kapazität erhöht. – Neue Technologien können attraktiv werden und die verfügbare Speicherkapazität erhöhen.

10 Quellenverzeichnis

- 1 BAFU (2025) **Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Schweiz seit 1990 (April 2025)**. https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/THG_Inventar_Daten.xlsx.download.xlsx/Entwicklung_THG_Emissionen_seit_1990_2025-04.xlsx
- 2 BFE (2025) **Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2024**. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- 3 Boulouchos K, Neu U, Baranzini A, Kröcher O, Mathys N, Noilly J, Scartezzini J-L, Schmitz R, Schwarzenbach R, Stauffacher M, Trutnevyte E (2022) **Schweizer Energiesystem 2050: Wege zu netto null CO₂ und Versorgungssicherheit – Grundlagenbericht**. Zenodo. <https://zenodo.org/record/6967077>
- 4 BFE (2025) **SCHWEIZERISCHE GESAMTENERGIESTATISTIK 2024**. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html>
- 5 Marti T, Sulzer M, Rüdisüli M (2022) **Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen (Studienbericht)**. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE (13.12.2022): «Energiezukunft 2050». Wege in die Energie und Klimazukunft der Schweiz. <http://www.energiezukunft2050.ch/>
- 6 BFE (2021a) **Energieperspektiven 2050+: Technischer Bericht, Gesamtdokumentation der Arbeiten**. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- 7 Panos E, Kober T, Ramachandran K, Hirschberg S (2021) **Long-term energy transformation pathways Integrated scenario analysis with the Swiss TIMES energy systems model. JASM final report**. <https://sccer-jasm.ch/JASMPapers.php>
- 8 SWEET CROSS (2024) **SWEET CROSS results**. <https://sweet-cross.ch/results/>
- 9 Rüdisüli M (2025) **Resiliente Stromversorgung: Gesamtsystem fit machen für neue Realitäten Update E2050 – Erläuterungsbericht**. VSE.
- 10 BWL (2023) **Bericht zur Vorratshaltung 2023**. BWL. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/84173.pdf>
- 11 BFE (2024) **Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2023 nach Verwendungszwecken**. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2g-vZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYwQvMTE4OTg=.html>
- 12 Jakob M, Reiter U, Catenazzi G, Sunarjo B, Lienhard L, Müller A, Steinmann S, Herbst A, Nägeli C (2020) **Erneuerbare- und CO₂-freie Wärmeversorgung Schweiz. Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen**. AEE SUISSE
- 13 BFE (2024) **9607-Zeitreihe Elektrowärmepumpen in der Schweiz**. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2g-vZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYwQvOTYwNw==.html>
- 14 BFE (2024) **Elektrizitätsbilanz der Schweiz – Monatswerte**, in GWh. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2g-vZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYwQvNTYzNA==.html>
- 15 Bundesamt für Statistik BFS (2021) **Tagesdistanz, Tagesunterwegszeit und Anzahl Etappen mit dem motorisierten Individualverkehr nach Wochentag, Jahreszeit und Bevölkerungsgruppen**. <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/24267735>
- 16 Haller M, Ruesch F (2019) **Fokusstudie «Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick»**. Forum Energiespeicher Schweiz
- 17 Boes R, Burlando P, Evers F M, Farinotti D, Felix D, Hohermuth B, Schmid M, Stähli M, Münch-Alligné C, Weigt H, Avellan F, Manso P (2021) **Swiss Potenzial für Hydropower Generation and Storage: Synthesis Report**. ETH Zurich. <http://hdl.handle.net/20.500.11850/517823>
- 18 Anderegg D, Strebel S, Rohrer J (2023) **Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb**. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. <https://digitalcollection.zhaw.ch/handle/11475/28797>
- 19 Suisse Eole (2020) **WINDENERGIESTRATEGIE: WINTERSTROM & KLIMASCHUTZ Analyse und Aktualisierung des Potenzials der Windenergie in der Schweiz**.
- 20 Guidati G, Marcucci A (2023) **Net-zero scenarios 2050, Deliverable report D1.4.1, SWEET Call 1-2021: DeCarbCH**. Swiss Federal Office of Energy SFOE
- 21 Guidati G, Marcucci A, Damartzis T, Burg V, Schildhauer T, Giardini D, Kröcher O (2021) **Biomass and Waste Potenzials and Conversion Pathways for Energy Use in Switzerland – Report JASM – Biosweet**. JASM - Biosweet
- 22 Runder Tisch Wasserkraft (2021) **Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft**. UVEK <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/69601.pdf>
- 23 Pfammatter R, Semadeni Wicki N (2018) **Energieeinsparungen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick**. «Wasser Energie Luft» (110. Jahrgang, 2018, Heft 4). https://www.swv.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/WEL-4-2018_Energieeinsparungen_hq.pdf
- 24 Barry M, Betz R, Fuchs S, Gaudard L, Geissmann T, Giuliani G, Hediger W, Herter M, Kosch M, Romero F, Schillinger M, Schlange L, Schuler C, Schumann R, Voegeli G, Weigt H (2019) **The Future of Swiss Hydropower: Realities, Options and Open Questions**. SSRN Electronic Journal. <https://www.ssrn.com/abstract=3406711>
- 25 Müller-Ferch G, Ambühl H, Bresch D N, Croci-Maspoli M, Engel T, Hama M, Hohmann R, Hosi S, Neu U, Plattner G-K, Stocker T (2019) **CH-Impacts. Klimaszenarien CH2018 und daraus abgeleitete Folgen für die Schweiz – wie weiter? Grundlagenbericht des Vorprojekts**. ETH Zurich. <http://hdl.handle.net/20.500.11850/364227>
- 26 BAFU (2021) **Auswirkungen des Klimawandels auf die Schweizer Gewässer. Hydrologie, Gewässerökologie und Wasserwirtschaft**. Bundesamt für Umwelt BAFU www.bafu.admin.ch/uw-2101-d

- 27 Kaufmann U (2024) **Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz.** eicher+pauli Liestal AG.
- 28 Sterner M, Jentsch M, Holzhammer U (2011) **Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes – Energy-economic and ecological evaluation of a windgas offer (Power-to-Gas).** Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology. <http://rgdoi.net/10.13140/RG.2.2.25093.68328>
- 29 Guidati G, Baldini L, Worlitschek J, Haller M (2022) **Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – Mit Sommerwärme Strom im Winter sparen – Positionspapier des Forums Energiespeicher Schweiz.** AEE SUISSE
- 30 Yang T, Liu W, Kramer G J, Sun Q (2021) **Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121000290>
- 31 Mahon H, O'Connor D, Friedrich D, Hughes B (2022) **A review of thermal energy storage technologies for seasonal loops.** Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544221024555>
- 32 Gaudard A, Wüest A, Schmid M (2019) **Using lakes and rivers for extraction and disposal of heat: Estimate of regional Potentials.** Renewable Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148118313016>
- 33 Kirschstein X, Ohagen M, Reber J, Vardon P J, Bishara N (2024) **Regeneration of shallow borehole heat exchanger fields: A literature review.** Energy and Buildings. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778824004973>
- 34 Ruesch F, Das Gupta R, Haller M (2018) **Hotspot – Speicherung solarer Wärme im Untergrund auf direkt nutzbarem Temperaturniveau.** Bundesamt für Energie BFE.
- 35 Fleuchaus P (2020) **Global application, performance and risk analysis of Aquifer Thermal Energy Storage (ATES).** Karlsruhe Institute of Technology KIT. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000120042>
- 36 Xiang Y, Xie Z, Furbo S, Wang D, Gao M, Fan J (2022) **A comprehensive review on pit thermal energy storage: Technical elements, numerical approaches and recent applications.** Journal of Energy Storage. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X2017042>
- 37 Ruesch F, Haller M, Brauchli L, Villasmil W (2023) **Lebenszyklusanalysen verschiedener Konzepte für 100 % solar beheizte Gebäude.** Bundesamt für Energie BFE. <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=72377&Load=true>
- 38 Schmidt T, Roth J, Battaglia C, Trabesinger S, Kovalenko M V, Fürst A, Worlitschek J, Haselbacher A, Gantenbein P, Baldini L, Fumey B, Weber R, Dagenet X, Züttel A, Sivula K, Girault H, Friedl M J, Schildhauer T J (2020) **Handbook Energy Storage: SCCER Heat and Electricity Storage.** ETH Zurich. <http://hdl.handle.net/20.500.11850/445597>
- 39 UREK-N (2025) **Zustimmung zum Gas-Solidaritätsabkommen mit Fokus auf Versorgungssicherheit in Krisensituationen.** 28.1.2025. <https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-urek-n-2025-01-28.aspx?lang=1031>
- 40 BFE (2009) **Bundesrat Leuenberger unterzeichnet mit Frankreich Abkommen zur Sicherung der Gasversorgung.** 23.6.2009. <https://www.news.admin.ch/de/nsb?id=27583>
- 41 Masoudi M, Hassanpouryouzband A, Hellevang H, Haszeldine R S (2024) **Lined rock caverns: A hydrogen storage solution.** Journal of Energy Storage, 84110927. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X24005115>
- 42 Gaznat SA (2021) **Projekt zur Erdgasspeicherung in Felskavernen. Erste Ergebnisse von Sondierbohrungen im Oberwallis (Medienmitteilung).** https://www.gaznat.ch/upload/content_img/1%20Notre%20entreprise/9%20M%C3%A9dias/20210624%20-%20Communiqu%C3%A9%20de%20presse%20-%20Projet%20de%20stockage%20de%20gaz%20en%20cavit%C3%A9s%20rocheuses%20-%2020DE_1.pdf
- 43 Bossel U, Eliasson B (2003) **Energy and the Hydrogen Economy.** https://afdc.energy.gov/files/pdfs/hyd_economy_bossel_eliasson.pdf
- 44 Johansson J (2014) **Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns – More than 10 years of experience.**
- 45 Johansson F, Spross J, Damasceno D, Johansson J, Stille H (2018) **Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns: Prestudy for Work Package 2.3 in HYBRIT Research Program 1.** KTH Royal Institute of Technology. <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1221714/FULLTEXT01.pdf>
- 46 BFE (2022) **Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung – Bericht zuhanden des Bundesrates.** Bundesamt für Energie BFE
- 47 Kober T, Panos E, Wan Y, McKenna R, Fuchs A, Demiray T (2024) **Long-term integration of large-scale gas storage in Switzerland.** PSI Bericht Paul Scherrer Institute, ETH Zurich. <https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi:63482>, DOI: 10.55402/psi:63482
- 48 Driesner T, Gischig V, Hertrich M, Loew S, Maurer H, Mazzotti M, Saar M O, Wiemer S, Zappone A S, Moscariello A, Guglielmetti L, Valley B, Holliger K, Laloui L, Lecampion B, Krause R, Amann F, Meier P, Spada M, Lateltin O (2021) **Swiss Potenzial für Geothermal Energy and CO2 Storage: Synthesis Report.** ETH Zurich. <http://hdl.handle.net/20.500.11850/518184>
- 49 Konegger H, Loibner A, Waldmann N, Zuduryan A, Zeiser M, Rüdisüli M, Mutschler R, Sidler D, Boggiano M, Kunz A, Stadler Z, Hauser F, Antalffy I, Leonhard R, Pichler M, Hasibar B, Bauer S, van den Heuvel D, Diamond L, Musso Pantelli F, Garefalakis P (2023) **Underground Sun Conversion – Flexible Storage – Final Report.** RAG Austria AG, Energie 360° AG. <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70663&Load=true>
- 50 Gas Infrastructure Europe (2021) **Storage Database.** <https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database>
- 51 Londe L F (2021) **Four Ways to Store Large Quantities of Hydrogen.** Abu Dhabi, UAE: SPE <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings/21ADIP/2-21ADIP/D022S189R001/473821>
- 52 Hälfiger P (2024) **Hydrogen Technologies Salt Cavern Storage SWEET PATHFINDER.** https://sweet-pathfinder.ch/wp-content/uploads/2024/07/PATHFINDER_Lunch-Talk_Hydrogen_Presentation.pdf
- 53 Regierungsrat BL (2024) **Beantwortung der Interpellation 2023/438 von Manuel Ballmer: «Können bestehende und neue Baselbieter Salzkavernen für Gas- oder Wärmespeicher genutzt werden?».** Regierungsrat BL. https://baselland.talus.ch/de/politik/cdws/dok_geschaef.php?did=3ca17206fb814d3f945e2ee-d3eadc999-332&filename=Beantwortung_der_Interpellation&v=5&r=PDF&typ=pdf
- 54 Neu U, Markard J, Betz R, Boulouchos K, Pautz A, Stadelmann I (2025) **Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz.** Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+). <https://doi.org/10.5281/zenodo.15599182>

- 55 Ougazzou M, El Maakoul A, Khay I, Degiovanni A, Bakhouya M (2024) **Techno-economic and environmental analysis of a ground source heat pump for heating and cooling in Moroccan climate regions.** Energy Conversion and Management. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890424001912>
- 56 Kauko H, Brækken A, Askeland M (2024) **Flexibility through power-to-heat in local integrated energy systems with renewable electricity generation and seasonal thermal energy storage.** Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544224037952>
- 57 Berger M, Worlitschek J (2019) **The link between climate and thermal energy demand on national level: A case study on Switzerland.** Energy and Buildings. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S037877881931120X>
- 58 Delcea A, Bitir-Istrate I (2021) **Renewable energy sources for industrial consumers – a past to present analysis of technical and financial efficiency.** IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/664/1/012031>
- 59 Sierro F, Speich M, Ulli-Beer S (2024) **Die Schweizer Tiefe Geothermie mitten im Wandel.** Schweizerische Vereinigung für Geothermie SVG. https://geothermie-schweiz.ch/wp_live/wp-content/uploads/2024/03/Geothermische_Energie_107_Seiten10_14.pdf
- 60 Wyss R (2013) **Aktuelle Entwicklungen in der Tiefengeothermie in der Schweiz.** Schweizerische Vereinigung für Geothermie SVG. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1138140/1138140.pdf>
- 61 Gantenbein A (2022) **Flexibilisation of Biogas-Based Power-to-Gas Processes: A Techno-Economic and Experimental Assessment.** EPFL. <https://infoscience.epfl.ch/handle/20.500.14299/190515>
- 62 Moret S, Peduzzi E, Gerber L, Maréchal F (2016) **Integration of deep geothermal energy and woody biomass conversion pathways in urban systems.** Energy Conversion and Management. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890416308780>
- 63 Neri A, Bernardi B, Zimbalatti G, Benalia S (2023) **An Overview of Anaerobic Digestion of Agricultural By-Products and Food Waste for Biomethane Production.** Energies. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/19/6851>
- 64 Muhlke R, Castaing J-B, Morel M, Donat V (2023) **Hydrothermal Gasification White Paper.** GRTgaz. <https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/hy/hydrothermal-gasification-white-paper.pdf>
- 65 Schildhauer T, Kroon P, Höftberger E, Moiola E, Reichert G, Kupelwieser F (2021) **Technologies for Flexible Bioenergy.** Task 44, IEA Bioenergy. <https://task44.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/12/2021/08/IEA-Task-44-report-Technologies-for-Flexible-Bioenergy.pdf>
- 66 Wang L, Pérez-Fortes M, Madi H, Diethelm S, Herle J V, Maréchal F (2018) **Optimal design of solid-oxide electrolyzer based power-to-methane systems: A comprehensive comparison between steam electrolysis and co-electrolysis.** Applied Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917316367>
- 67 Teske S L, Rüdisüli M, Bach C, Schildhauer T (2019) **Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz.** Zenodo. <https://zenodo.org/record/2649817>
- 68 Batteiger V, Habersetzer A, Moser L, Schmidt P, Rakscha T (2022) **Power-to-Liquids A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation.** German Environment Agency. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/background_paper_power-to-liquids_aviation_2022.pdf
- 69 Kang S, Boshell F, Goepfert A, Prakash S G, Landälv I, Saygin D (2021) **Innovation outlook: renewable methanol.** Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency
- 70 Wijeyekoon S, Torr K, Corkran H, Bennett P (2020) **Commercial status of direct thermochemical liquefaction technologies.** IEA Bioenergy.
- 71 Moiola E, Wötzel A, Schildhauer T (2022) **Feasibility assessment of small-scale methanol production via power-to-X.** Journal of Cleaner Production. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S095965262201678X>
- 72 Patonia A, Poudineh R (2020) **Ammonia as a storage solution for future decarbonized energy systems.** The Oxford Institute for Energy Studies
- 73 Bäuerle Y, Troxler M, Haller M (2024) **PeakMetal Covering Winter Peaks of Heat and Electricity Demand by "Renewable Metal Fuels".** Bundesamt für Energie BFE.
- 74 Brockhaus K (2022) **Spotlight Wasserstoff.** «Energiezukunft 2050». Wege in die Energie und Klimazukunft der Schweiz. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE. www.energiezukunft2050.ch
- 75 Worm H, Mollet J, Kuhlmeier F, Heuser P-M, Jovy L, Gelfort A, Züttel A (2023) **Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz.** Polynomics AG. <https://www.strom.ch/system/files/media/documents/20230914-raahmenbedingungen-wasserstoff-schweiz-schlussbericht.pdf>
- 76 Schwarz M, Boubat M, Upadhyay A, Geistlich P, Garrison J, Schaffner C, Savelsberg J (2024) **The role of synthetic fuels in a net-zero emission electricity system in Switzerland.** Energy Science Center, ETH Zürich
- 77 Bauer C, Desai H, Heck T, Sacchi R, Schneider S, Terlouw T, Treyer K, Zhang X (2022) **Stromspeicherung und Wasserstoff – Technologien, Kosten und Auswirkungen auf das Klima.** Bundesamt für Energie BFE.
- 78 Decurtins D (2024) **Barometer erneuerbare Gase.** Verband der Schweizerischen Gasindustrie https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-H2-Barometer/H2-Baro-Nr6-20241015-DE.pdf
- 79 Schnidrig J, Chuat A, Terrier C, Maréchal F, Margni M (2024) **Power to the People: On the Role of Districts in Decentralized Energy Systems.** Energies. <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/7/1718>
- 80 Strauss A, Fischer C (Hrsg.) (2025) **Waldbericht 2025. Entwicklung, Zustand und Nutzung des Schweizer Waldes.** Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research, WSL. <https://www.dora.lib4ri.ch/wsl/islandora/object/wsl:37780>, DOI: 10.55419/wsl:37780
- 81 Thees O, Burg V, Erni M, Bowman G, Lemm R (2017) **Biomassspotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET.** Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL.
- 82 BFE (2009) **Strategie für die Produktion, Verarbeitung und Nutzung von Biomasse in der Schweiz.** <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/15396.pdf>
- 83 Burg V, Bowman G, Hellweg S, Thees O (2019) **Long-Term Wet Bioenergy Resources in Switzerland: Drivers and Projections until 2050.** Energies. <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/18/3585>
- 84 Birnstengel B, Hoffmeister J, Alwast H, Häusler A (2018) **Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050.** Prognos. https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/prognos_ch_bericht_final_20180324-schp.pdf

- 85 Burg V, Troitzsch K G, Akyol D, Baier U, Hellweg S, Thees O (2021) **Farmer's willingness to adopt private and collective biogas facilities: An agent-based modeling approach.** Resources, Conservation and Recycling. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0921344921000070>
- 86 Gisler L, Björnsen A, Bowman G, Buchecker M, Burg V, Hersperger A, Hunziker M, Salak B, Schulz T, Seidl I (2024) **Energiewende: kommunale und regionale Handlungsmöglichkeiten.** Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research, WSL <https://www.dora.lib4ri.ch/wsl/islandora/object/wsl%3A35816>, DOI: 10.55419/wsl:35816
- 87 Bär K, Staudt C, Mörs F, Graf F (2024) **Zusammenschluss von Biogasanlagen – Clusterung als Zukunft für Biogas.** DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte- Institut des Karlsruhe Instituts für Technologie. https://www.dvgw-ebi.de/medien/dvgw-ebi/2_themen/publikationen/2024_Mai_gwf_BGA-Cluster_Baer_Staudt.pdf
- 88 Duttwiler S, Büeler E, Anspach V, Scarfy D (2020) **InfraBiogas – Schlussbericht.** BFE. https://oekostromschweiz.ch/fileadmin/user_upload/L6_InfraBiogasSchlussbericht_BFE_D_Jan2020.pdf
- 89 Atukunda A, Ibrahim M G, Fujii M, Ookawara S, Nasr M (2024) **Dual biogas/biochar production from anaerobic co-digestion of petrochemical and domestic wastewater: a techno-economic and sustainable approach.** Biomass Conversion and Biorefinery. <https://link.springer.com/10.1007/s13399-022-02944-w>
- 90 Mohr L, Burg V, Thees O, Trutnevyte E (2019) **Spatial hot spots and clusters of bioenergy combined with socio-economic analysis in Switzerland.** Renewable Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148119303982>
- 91 Siegrist A, Bowman G, Burg V (2022) **Energy generation Potenzials from agricultural residues: The influence of techno-spatial restrictions on biomethane, electricity, and heat production.** Applied Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261922013320>
- 92 Schnorf V, Trutnevyte E, Bowman G, Burg V (2021) **Biomass transport for energy: Cost, energy and CO₂ performance of forest wood and manure transport chains in Switzerland.** Journal of Cleaner Production. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652621001918>
- 93 E-Cube Strategy Consultants (2018) **Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030.** Konferenz Kantonaler Energiefachstellen. https://www.endk.ch/de/ablage/dokumentation-archiv-muken/BiogazSuisse_Rapport_D.pdf
- 94 VSE (2018) **Strom aus Biomasse.** Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. https://www.strom.ch/sites/default/files/media/documents/11_Biomasse.pdf
- 95 Dettli R, Fasko R, Frei U, Habermacher F (2014) **Transformation der Abfallverwertung in der Schweiz für eine hohe und zeitlich optimierte Energieausnutzung.** Bundesamt für Umwelt (BAFU). https://www.econcept.ch/media/projects/downloads/2018/01/1407_6062_01_Schlussbericht_def_neues_Titelblatt.pdf
- 96 Fuhrer B, Röthlisberger X, Neuenschwander L, Blaser F (2025) **Optimale Energienutzung von KVA-Abfällen durch saisonale Zwischenlagerung.** EnergieSchweiz. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/12113>
- 97 Bucher C, Joss D (2023) **Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz – Diskussionspapier zu Lösungsansätzen für die Netzintegration von Solarstrom.** Berner Fachhochschule.
- 98 Gupta R, Sossan F, Paolone M (2021) **Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland.** Applied Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261920314537>
- 99 Demiray T, Ingold T (2024) **Energiezukunft 2050: Auswirkungen auf die Verteilnetze.** VSE.
- 100 Schnidrig J, Cherkaoui R, Calisesi Y, Margni M, Maréchal F (2023) **On the role of energy infrastructure in the energy transition. Case study of an energy independent and CO₂ neutral energy system for Switzerland.** Frontiers in Energy Research. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1164813/full>
- 101 Willemsen S, Linke C, Kemnitz D, Fritz W, Rosser S, Müller M, Lanz L, Gehwolf G, Zölch L, Worm H, Mollet J (2022) **Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze.** Bundesamt für Energie BFE.
- 102 BFE (2019) **Künftige Rolle von Gas und Gasinfrastruktur in der Energieversorgung der Schweiz.** Bundesamt für Energie BFE. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9823>
- 103 Bordenet B, Hafner M (2021) **Erhöhter H₂-Gehalt im Verteilnetz.** https://www.aquaetgas.ch/energie/gas/20210302_ag3_erh%C3%B6hter-h2-gehalt-im-schweizer-verteilnetz/
- 104 VSG (2021) **Wasserstoff im Verteilnetz.** <https://gazenergie.ch/de/innovation/forschung-entwicklung/projekte-2020/2021/wasserstoff-im-verteilnetz/>
- 105 Transitgas AG (2025) **Transitgas Leitungssystem.** <https://www.transitgas.ch/transportssystem/>
- 106 Der Bundesrat (2024) **Wasserstoffstrategie für die Schweiz.** <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/91122.pdf>
- 107 Beretta P (2022) **Energiewende und Versorgungssicherheit. Wie geht Transitgas mit den beiden Herausforderungen um?** Aqua & Gas https://www.transitgas.ch/wp-content/uploads/2022/10/FA_Beretta.pdf
- 108 WWF (2018) **Natural Gas – Biogas – Power-to-Gas.** WWF Switzerland. <https://www.wwf.ch/sites/default/files/doc-2018-10/2018-06-Factsheet-NaturalGas-Biogas-PtG.pdf>
- 109 ElCom (2025) **Update Winterproduktionsfähigkeit: Einschätzung der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.** Elcom. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2025/update-winterproduktionsfaehigkeit.pdf.download.pdf/Update%20Winterproduktionsfaehigkeit%20Einsch%20der%20ElCom%20zur%20Stromversorgungssicherheit%20Schweiz%20bis%202035.pdf>
- 110 Frontier Economics (2021) **Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU, Schlussbericht.** Frontier Economics.
- 111 Weigt H, Demiray T, Maurer C, Fuchs A, Darudi A (2022) **Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom.** Swiss Federal Office of Energy SFOE
- 112 ENTSO-E (2024) **TEN-E Offshore Priority Corridor, Northern Seas Offshore Grids.** <https://tyndp.entsoe.eu/explore/ondp-northern-seas>
- 113 ENTSO-E (2023) **Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040 (System Needs Study).** <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/system-needs-report.pdf>
- 114 Li B, Basu S, Watson S J, Russchenberg H W J (2021) **A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas.** Energies. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/20/6508>

- 115 Akbari B, Garrison J, Raycheva E, Sansavini G (2024) **Flexibility provision in the Swiss integrated power, hydrogen, and methane infrastructure**. Energy Conversion and Management. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890424008525>
- 116 European Hydrogen Backbone (2024) **European Hydrogen Backbone Maps**. <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>
- 117 Gugger N-S (2021) **Befreiung von erneuerbaren Gasen von der CO₂-Abgabe – Motion 21.4318**. <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20214318>
- 118 Albicker M, Eichler M, Flöer L, Hader P, Zwankhuizen A (2023) **Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050**. Bundesamt für Umwelt (BAFU).
- 119 Elias R S, Wahab M I M, Fang L (2018) **Retrofitting carbon capture and storage to natural gas-fired power plants: A real-options approach**. Journal of Cleaner Production. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652618313465>
- 120 Vasudevan S, Farooq S, Karimi I A, Saeys M, Quah M C G, Agrawal R (2016) **Energy penalty estimates for CO₂ capture: Comparison between fuel types and capture-combustion modes**. Energy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S036054421630216X>
- 121 BFS (2024) **Energieeinfuhr und -ausfuhr**. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie/versorgung.assetdetail.32229429.html>
- 122 Spörri A, Steg C, Brozini L, Meier F, Perch-Nielsen S, Willi C, Steinmüller K (2023) **Zukunftszenarien Wald und Holz 2050**. Bundesamt für Umwelt (BAFU).
- 123 BAZL (2022) **Bericht des BAZL betreffend die Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von nachhaltigen Flugtreibstoffen**. Bundesamt für Zivilluftfahrt BAZL. https://www.bazl.admin.ch/dam/bazl/de/dokumente/Politik/Umwelt/bericht_saf.pdf.download.pdf/Bericht_des_BAZL_zu_nachhaltigen_Flugtreibstoffen.pdf
- 124 BAFU (2024) **CO₂-Abgabe**. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/co2-abgabe.html>
- 125 IEA (2021) **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector**. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZero-by2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- 126 IMF (2023) **Switzerland**. International Monetary Fund Staff Country Reports. <https://elibrary.imf.org/openurl?genre=journal&issn=1934-7685&volume=2023&issue=197>
- 127 Wenger F, Ziegler M, Wulkop A, Keberle A (2022) **Klimastandort Schweiz Schweizer Unternehmen als globale Treiber für Netto-Null**. McKinsey. <https://www.mckinsey.com/ch/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/switzerland/our%20insights/klimastandort%20schweiz/klimastandort-schweiz.pdf>
- 128 Schlecht I, Maurer C, Hirth L (2024) **Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them**. Energy Policy. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421524000016>
- 129 Perner J, Janssen M (2017) **Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020**. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/50287.pdf>
- 130 Abegg A, Hirstein A, Zoller-Eckenstein A (2025) **Thermische Speicher braucht es – aber wohin damit?** Schweizerische Baurechtstagung 2025.
- 131 VSE (2025) **Einschätzung des VSE zur nationalen Wasserstoffstrategie**. <https://www.strom.ch/system/files/media/documents/202501-einsch%C3%A4tzung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>
- 132 Schaffner B (2022) **Hürden beim Einsatz von Methanol als Energieträger beseitigen – Postulat 22.3971**. <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20223971>
- 133 Vuille F, Baldini L, Balif C, Cappezzi M, Häberle A, Patel M, Patzke G, Vezzini A (2023) **Die richtige Ressource am richtigen Ort für den richtigen Zweck – Leitlinien für mehr Unabhängigkeit in der Energieversorgung**. https://aeesuisse.ch/wp-content/uploads/2023/03/aeesuisse_WiBe_Ressourcen_Position_230302.pdf
- 134 Stadelmann-Steffen I, Ingold K, Rieder S, Dermont C, Kammermann L, Strotz C (2018) **Acceptance of Renewable Energy**. Nationales Forschungsprogramm NFP 71 <https://energypolicy.ch/en/#bestellen>
- 135 gfs.bern (2023) **Energiewende im Inland als Instrument für Versorgungssicherheit**. <https://cockpit.gfsbern.ch/de/cockpit/versorgungssicherheit-2/>
- 136 Tabi A, Wüstenhagen R (2017) **Keep it local and fish-friendly: Social acceptance of hydropower projects in Switzerland**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116306542>
- 137 Sträter R, Lüchinger R, Zumofen G (2025) **Exploring the market and community acceptance of seasonal thermal energy storage technologies: Insights from a population survey in Switzerland**. Energy Research & Social Science. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2214629625000350>
- 138 Wissen Hayek U, Spielhofer R, Boris S, Luthe T, Steiger U, Hunziker M, Kienast F, Thrash T, Schinazi V, Gret-Regamey A (2019) **NFP 70 Projekt «Energyscape» – Empfehlungen für eine Landschaftsentwicklung durch Anlagen erneuerbarer Energien in der Schweiz**. ETH Zurich, WSL. https://energyscape.ethz.ch/downloads/ENERGYSCAPE_Brosch%C3%BCre_Empfehlungen_191213_FIN_WEB.pdf
- 139 Oppermann G, Arnold O, Ködel J, Büchler M, Jutzeler M (2022) **Leitfaden Fernwärme / Fernkälte Schlussbericht**. Verband Fernwärme Schweiz. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Leitfaden_Fernwaerme_Fernkaelte_03-2022.pdf
- 140 Fremstad A, Mildemberger M, Paul M, Stadelmann-Steffen I (2022) **The role of rebates in public support for carbon taxes**. Environmental Research Letters. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac8607>
- 141 Balthasar A, Schalcher H R (2020) **Research for Switzerland's energy future. Résumé of the National Research Programme «Energy»**. Steering Committees of the National Research Programmes «Energy Turnaround» (NRP 70) and «Managing Energy Consumption» (NRP 71), Swiss National Science Foundation, Bern.
- 142 142. Bahč G, Prebilič V, Zupančič M, Mihelič I, Golobič I (2024) **Strategy and Performance of Biomethane Production Through Woody Biomass Gasification, Electrolysis and Methanation: A Case Study for Kočevje Region in Slovenia**. Forests. <https://www.mdpi.com/1999-4907/15/12/2205>

11 Anhang

11.1 Überschlagsrechnungen zur Biomassenutzung

11.1.1 Annahmen

Die getroffenen Annahmen sind stark vereinfacht und sollen nur eine grobe Abschätzung der Grössenordnung des Potenzials liefern. Die Annahmen werden im Folgenden kurz erläutert:

Biomasse-Potenzial

Die Annahmen zur Biomasse sind Thees et al. (2017)⁸¹ entnommen und werden in TWh_{LHV} der jeweiligen Rohbiomasse ausgedrückt. In dieser Überschlagsrechnung unterscheiden wir zwischen Gülle mit einem Potenzial von 7,4 TWh_{roh} , holzartiger Biomasse mit einem Potenzial von 14 TWh_{roh} und sonstiger Biomasse (Grünschnitt, Klärschlamm usw.) mit einem Potenzial von 4,5 TWh_{roh} . Bei dieser Berechnung wurde lediglich das nachhaltige Potenzial berücksichtigt. Angesichts des dezentralen Anfalls von Gülle und der mit ihrer Nutzung verbundenen Herausforderungen werden lediglich 80 % des geschätzten nachhaltigen Gesamtpotenzials berücksichtigt. Für holzige und sonstige Biomasse wird ein etwas höherer Wert von 90 % angesetzt, da sie entweder besser transportierbar sind oder zentraler anfallen.

Ein Grossteil der Biomasse wird zum aktuellen Zeitpunkt bereits genutzt und es ist unklar, wie viel von diesen Fraktionen in Zukunft für (saisonale) Energiedienstleistungen zur Verfügung gestellt werden kann. Der Einfachheit halber wird das gesamte nachhaltige Potenzial betrachtet und durch die oben beschriebene leichte Reduzierung der Nutzungsraten etwas realistischer gestaltet. Dennoch ist der gewählte Nutzungsgrad wahrscheinlich immer noch zu hoch. Er soll jedoch einen Hinweis auf das Entwicklungspotenzial geben, wenn der Nutzung von Biomasseenergie Vorrang eingeräumt wird.

Verfügbare Verfahren

Wir betrachten vier verschiedene Verfahren zur Verarbeitung von Biomasse: die anaerobe Vergärung und die hydrothermale Vergasung von feuchter Biomasse sowie die Vergasung und die direkte Verbrennung von holzartiger Biomasse. Aufgrund der technologischen Einfachheit der anaeroben Vergärung und der damit verbundenen Wahrscheinlichkeit des Einsatzes an entlegenen Standorten und in kleinem Massstab werden 80 % der Gülle (oft an entlegenen Standorten mit kleinen Anlagen) und 30 % der sonstigen nassen Biomassefraktionen (oft näher an städtischen Zentren mit grösseren Anlagen) mit dieser

Technologie verarbeitet. Bei der hydrothermalen Vergasung werden dagegen 20 % der Gülle und 70 % der sonstigen Biomasse verarbeitet. Von der holzigen Biomasse werden 70 % vergast und 30 % direkt zur Wärmeerzeugung verbrannt. Da Holz leichter zu transportieren ist, können grössere Vergasungsanlagen gebaut werden und es ist wahrscheinlicher, dass sie an eine Methanpipeline angeschlossen werden.

Lagerung und Saisonalität

Um den Kapazitätsfaktor zu maximieren, wird angenommen, dass alle Anlagen zur Biomasseverarbeitung das ganze Jahr über in Betrieb sind (mit Ausnahme der direkten Wärmeerzeugung, die nur im Winter läuft). Insbesondere die feuchte Biomassefraktion kann nicht über längere Zeiträume gelagert werden und muss ohnehin kontinuierlich verarbeitet werden. Es wird angenommen, dass 1,5 TWh_{LHV} an saisonalen Methanspeichern zur Verfügung stehen und dass auch Holz saisonal gelagert werden kann.

Gasnetzanschlüsse

Bei der Abschätzung des Potenzials für die Methanproduktion ist zu berücksichtigen, dass nur ein Teil der Biomasseaufbereitungsanlagen an das Gasnetz angeschlossen werden kann. Da Gülle dezentral anfällt, wird angenommen, dass anaerobe Vergärer nur zu 50 % an ein Gasnetz angeschlossen sind. Die sonstige Biomassefraktion fällt zentraler an und ist somit näher an einem Gasnetz, sodass angenommen wird, dass 90 % der hydrothermalen Vergaser sowie Holz-Vergaser an das Netz angeschlossen sind. Ein Teil der sonstigen Biomasse wird auch in anaeroben Vergärern verarbeitet, bei denen eine Gasnetzanschlussrate von 80 % angenommen wird. Die nicht angeschlossenen Anlagen zur Biomasseverarbeitung produzieren kontinuierlich Biogas, das in einem Motor verbrannt wird, um Strom und Wärme zu erzeugen. Es gibt zwar andere Transportmöglichkeiten (z. B. über die Strasse), doch diese sind, wie in Kapitel 5.3.1 dargelegt, teurer und nur bei sehr hohen Methanpreisen interessant.

Effizienzen

Die angenommenen Effizienzen sind bei der anaeroben Vergärung 30 %, bei der hydrothermalen Vergasung 70 % und bei der Holzvergaser 60 % ($\text{LHV}_{\text{rohe Biomasse}} \rightarrow \text{LHV}_{\text{CH}_4}$). Die Verbrennung des Gases in einer Gasturbine führt zu einem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 35 %, wobei zusätzlich 40 % der Wärme für die Raumheizung zurückgewonnen werden kann. Es

wird nicht davon ausgegangen, dass grosse Kapazitäten von Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken mit höheren Wirkungsgraden installiert werden. Um abzuschätzen, wie stark die Nutzung der Abwärme den Strombedarf reduziert, wird der jeweilige Wärmeinhalt in eine äquivalente Strommenge umgerechnet, wobei eine Wärmepumpenarbeitszahl (COP) von 3 zugrunde gelegt wird.^{ag}

Energiedichte, Volumendichte und Methan-Kohlendioxid-Verhältnis

Bei der anaeroben Vergärung wird davon ausgegangen, dass die Gase zu 60 % aus Methan und zu 40 % aus CO₂ bestehen,²¹ bei der hydrothermalen Vergasung zu 70 % aus Methan und zu 30 % aus CO₂,⁶⁴ und bei der Holzvergasung zu 60 % aus Methan und zu 40 % aus CO₂.^{ah} Diese Verhältnisse sind in hohem Masse vom jeweiligen Ausgangsmaterial abhängig, liegen in der Regel aber ungefähr

um diese Werte. Die volumetrische Dichte von CO₂ beträgt 1,98 kg/m³, die Energiedichte von Methan 13,9 kWh/kg (13,9×10⁻⁶ TWh/t) und die von Wasserstoff 33,3 kWh/kg (33,3×10⁻⁶ TWh/t).

Hinweis zum Lesen der Tabellen: Bei jeder Berechnung wird mit einer Startmenge aus roher Biomasse gestartet. Bei der Nutzungsrate wird angegeben, wieviel der jeweiligen Biomassefraktion überhaupt verwendet wird und die reduzierte Menge der rohen Biomasse angegeben. Diese wird auf unterschiedliche Prozesse aufgeteilt und angegeben, wieviel rohe Biomasse mit dem jeweiligen Verfahren verarbeitet wird. Die Umwandlungseffizienz gibt an, wieviel der Energie der rohen Biomasse im Methan übrigbleibt. Die Gasnetzanbindung gibt an, wieviel des produzierten Gases dem Methanetz schlussendlich zur Verfügung steht.

11.1.2 Abschätzung der Methanproduktion

Gülle					
Startmenge: 7,5 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Umwandlungseffizienz	Gasnetzanbindung	Ertrag
Anaerobe Vergärung	80 %	80 %	30 %	50 %	0,72 TWh _{CH₄}
		4,8 TWh _{roh}	1,44 TWh _{CH₄}	0,72 TWh _{CH₄}	
Hydrothermale Vergasung	6 TWh _{roh}	20 %	60 %	90 %	0,65 TWh _{CH₄}
		1,2 TWh _{roh}	0,72 TWh _{CH₄}	0,65 TWh _{CH₄}	
Holz					
Startmenge: 14 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Anteil vergast ^{ai}	Umwandlungseffizienz	Gasnetzanbindung	Ertrag
Vergasung	90 %	70 %	70 %	90 %	5,56 TWh _{CH₄}
	12,9 TWh _{roh}	8,82 TWh _{roh}	6,17 TWh _{CH₄}	5,56 TWh _{CH₄}	
Sonstige Biomasse					
Startmenge: 4,5 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Umwandlungseffizienz	Gasnetzanbindung	Ertrag
Anaerobe Vergärung	90 %	30 %	30 %	80 %	0,29 TWh _{CH₄}
		1,22 TWh _{roh}	0,36 TWh _{CH₄}	0,29 TWh _{CH₄}	
Hydrothermale Vergasung	4,05 TWh _{roh}	70 %	60 %	90 %	1,53 TWh _{CH₄}
		2,84 TWh _{roh}	1,7 TWh _{CH₄}	1,53 TWh _{CH₄}	

^{ag} Das bedeutet, dass mithilfe einer Wärmepumpe die gleiche Wärmemenge mit nur einem Drittel des Stroms in TWh produziert werden würde. Somit wird durch die Nutzung von Abwärme Strom eingespart.

^{ah} Konkrete Angaben zum CH₄:CO₂-Verhältnis der Holzvergasung mit anschliessender Methanisierung ohne zusätzliche Wasserstoffzugabe sind nicht ohne weiteres erhältlich (z. B. hier mit Wasserstoffzugabe: ¹⁴²), auch weil in der Regel nicht der gesamte Kohlenstoff vergast wird. Das Verhältnis wird daher mit 3:2 etwas niedriger angesetzt als bei der hydrothermalen Vergasung.

^{ai} Der nicht vergaste Teil wird direkt für die Wärmeerzeugung verbrannt.

Würde das Biomassepotenzial vorrangig für die Methanproduktion zur Einspeisung in das Gasnetz genutzt, könnte jährlich etwa 8,3 TWh_{CH₄} in das Gasnetz einge-

speist werden. Diese Schätzung ist jedoch optimistisch und könnte deutlich niedriger ausfallen, wenn weniger Holz vergast, sondern direkt verbrannt wird.

11.1.3 Abschätzung der Stromerzeugung und Stromeinsparungen im Winter

Gülle						
Startmenge: 7,5 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Umwandlungseffizienz	Winteranteil	Wandlungseffizienz	Ertrag
Anaerobe Vergärung	80 %	80 %	30 %	50 %	35 % Strom 0,25 TWh _{el}	0,25 TWh _{el}
		4,8 TWh _{roh}	1,44 TWh _{CH4}	0,72 TWh _{CH4}	40 % Wärme 0,3 TWh _{th}	
Hydrothermale Vergasung	6 TWh _{roh}	20 %	60 %	50 %	35 % Strom 0,13 TWh _{el}	0,13 TWh _{el}
		1,2 TWh _{roh}	0,72 TWh _{CH4}	0,36 TWh _{CH4}	40 % Wärme 0,14 TWh _{th}	
Holz						
Startmenge: 14 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Umwandlungseffizienz	Winteranteil	Wandlungseffizienz	Ertrag
Vergasung	90 %	70 %	70 %	50 %	35 % Strom 1,11 TWh _{el}	1,11 TWh _{el}
		9,03 TWh _{roh}	6,32 TWh _{CH4}	3,16 TWh _{CH4}	40 % Wärme 1,26 TWh _{th}	
Direkte Verbrennung	12,9 TWh _{roh}	30 %	95 %	100 %	–	Spart 1,23 TWh _{el}
		3,87 TWh _{roh}	3,68 TWh _{th}	3,68 TWh _{th}	–	
Sonstige Biomasse						
Startmenge: 4,5 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Umwandlungseffizienz	Winteranteil	Wandlungseffizienz	Ertrag
Anaerobe Vergärung	90 %	30 %	30 %	50 %	35 % Strom 0,06 TWh _{el}	0,06 TWh _{el}
		1,22 TWh _{roh}	0,36 TWh _{CH4}	0,18 TWh _{CH4}	40 % Wärme 0,07 TWh _{th}	
Hydrothermale Vergasung	4,05 TWh _{roh}	70 %	60 %	50 %	35 % Strom 0,3 TWh _{el}	0,3 TWh _{el}
		2,84 TWh _{roh}	1,7 TWh _{CH4}	0,85 TWh _{CH4}	40 % Wärme 0,34 TWh _{th}	

Wenn die verfügbare Biomasse vorrangig für die Stromerzeugung genutzt würde, kann das Stromerzeugungspotenzial wie folgt geschätzt werden:

Insgesamt würde die Nutzung von Biomasse und biomassebasierten Energieträgern zur Strom- und Wärmeerzeugung im Winter etwa 1,8 TWh_{el} Strom erzeugen. Durch die Integration von Abwärme könnten zusätzlich 1,9 TWh_{el} Strom eingespart werden. Unter der Annahme, dass ein saisonaler Gasspeicher mit einer Kapazität von 1,5 TWh_{LHV} verfügbar ist, erhöht sich der Ertrag auf eine

Gesamtproduktion von 2,4 TWh_{el} und eine Stromeinsparung von 2,1 TWh_{el} im Winter. Die Sommerproduktion der Verarbeitungsanlagen für nasse Biomasse, die in Betrieb sein müssen, da nasse Biomasse nicht speicherbar ist, beträgt etwa 1,5 TWh_{CH₄} (siehe vorheriger Abschnitt). Dies reicht aus, um den angenommenen Gasspeicher zu füllen.

Eine Option zur weiteren Steigerung der Stromerzeugung wäre, die Holzvergasungsanlage nur im Winter zu betreiben (+0,95 TWh_{el} und +0,36 TWh_{el} eingespart). Die

Aufbereitung des Rest-CO₂ mit Hilfe von Wasserstoff im Sommer könnte die Sommerproduktion von Methan um weitere 2,3 TWh_{CH₄} erhöhen, würde aber eine höhere Speicherkapazität als die betrachteten 1,5 TWh_{CH₄} für die Methanspeicherung erfordern, um die Winterstromproduktion ebenfalls zu steigern. Die zugrundeliegende Berechnung wird im nächsten Abschnitt präsentiert.

Diese Berechnung berücksichtigt nicht die konkurrierende Nachfrage nach Methan und Holz, wie etwa den Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme. Es wird geschätzt, dass der Wärmebedarf für Prozesse über 400 °C im Jahr 2050 etwa 12 TWh_{th} betragen wird.⁶ Es ist also schon alleine deswegen unwahrscheinlich, dass das angenommene Biomassepotential vollständig zur Stromproduktion zur Verfügung steht.

11.1.4 Upgrade von Biomasse mit Wasserstoff

Hier wird das Potenzial für das Upgrade des Restkohlendioxids (CO₂) aus der Biomassemethanisierung mit Wasserstoff berechnet.^{aj} Die Idee hinter der saisonalen Planung von Biomasseaufbereitungsanlagen ist in Kapitel 2.2.3 beschrieben. Alle Berechnungen beziehen sich auf eine Einheit Rohbiomasse. Es werden drei Verfahren unterschieden: Anaerobe Vergärung («Anaerobic Digestion», AD), hydrothermale Vergasung («Hydrothermal Gasification», HG) und Holzvergasung («Wood Gasification», WG). Während der Wasserstoff theoretisch direkt in die HG- und WG-Reaktionen eingespritzt werden kann («Wasserstoff-Co-Injektion»), erfordert AD einen zusätzlichen Reaktor für die Reaktion von Biogas mit Wasserstoff.

Schritt 1: Masse des entstehenden CO₂

Bei Wirkungsgraden von 30 % für AD, 70 % für HG und 60 % für WG beträgt das entstehende Methan pro kWh_{LHV,roh}:

$$\begin{aligned} \text{AD: } 1 \text{ kWh}_{\text{roh}} &\xrightarrow{30\% \text{ eff.}} 0,3 \text{ kWh}_{\text{CH}_4} \\ \text{HG: } 1 \text{ kWh}_{\text{roh}} &\xrightarrow{70\% \text{ eff.}} 0,7 \text{ kWh}_{\text{CH}_4} \\ \text{WG: } 1 \text{ kWh}_{\text{roh}} &\xrightarrow{60\% \text{ eff.}} 0,6 \text{ kWh}_{\text{CH}_4} \end{aligned}$$

Energiedichte von Methan (Standarddruck): 10,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$

$$\text{AD: } 0,3 \text{ kWh}_{\text{CH}_4} \triangleq \frac{0,3}{10,5} = 0,0286 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}$$

$$\text{HG: } 0,7 \text{ kWh}_{\text{CH}_4} \triangleq \frac{0,7}{10,5} = 0,0667 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}$$

$$\text{WG: } 0,6 \text{ kWh}_{\text{CH}_4} \triangleq \frac{0,6}{10,5} = 0,0571 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}$$

Volumen des erzeugten CO₂: Das CH₄-CH₂ Verhältnis der Vergasung/Vergärung wird wie folgt angenommen: 3:2 für AD, 7:3 für HG und 3:2 für WG.

$$\text{AD: } \frac{2}{3} \cdot 0,0286 = 0,0191 \frac{\text{m}^3_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } \frac{3}{7} \cdot 0,0667 = 0,0286 \frac{\text{m}^3_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } \frac{2}{3} \cdot 0,0571 = 0,0381 \frac{\text{m}^3_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}_{\text{roh}}}$$

Masse pro Volumen von CO₂ (Standarddruck): 1,98 kg/m³

$$\text{AD: } 0,0191 \cdot 1,98 = 0,0378 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } 0,0286 \cdot 1,98 = 0,0566 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } 0,0381 \cdot 1,98 = 0,0754 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}_{\text{roh}}}$$

Daher entsteht pro TWh Rohbiomasse der folgende Rest-CO₂-Gehalt:

$$\text{AD: } 37800 \frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } 56600 \frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } 75400 \frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

Schritt 2: Bedarf an Wasserstoff:

Der gravimetrische Kohlenstoffgehalt von CO₂ beträgt 0,273 (12/(12+2*16))

$$\text{AD: } 0,273 \cdot 37800 = 10319 \frac{\text{t}_c}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } 0,273 \cdot 56600 = 15452 \frac{\text{t}_c}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } 0,273 \cdot 75400 = 20584 \frac{\text{t}_c}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

aj Bei der Methanproduktion aus Biomasse fällt stets zusätzliches CO₂ an. Dieses kann mit synthetisch hergestelltem Wasserstoff zu Methan verbunden werden. So ergibt sich zum einen eine sinnvolle Verwendungsmöglichkeit für Wasserstoff bzw. überschüssigen Strom und zum anderen eine deutlich höhere Methanausbeute.

Das Kohlenstoffatom hat $\frac{3}{4}$ des Gewichts von CH_4 und das Gewichtsverhältnis von Kohlenstoff zu Wasserstoff beträgt 3:1 im Methanmolekül. Daher beträgt die erforderliche Menge an H_2 :

$$\text{AD: } \frac{10319}{3} \cdot 0,0286 = 3440 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } \frac{15452}{3} \cdot 0,0667 = 5151 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } \frac{20584}{3} \cdot 0,0571 = 6861 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

Da die Methanisierungsreaktionsgleichung jedoch wie folgt lautet: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$, wird doppelt so viel Wasserstoff benötigt. Daher wird für die Aufbereitung des gesamten entstehenden CO_2 aus 1 TWh Rohbiomasse die folgende Wasserstoffmenge benötigt:

$$\text{AD: } 2 \cdot 3440 = 6880 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } 2 \cdot 5151 = 10302 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } 2 \cdot 6861 = 13722 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

Mit einer Energiedichte von $33,3 \cdot 10^{-6} \frac{\text{TWh}}{\text{t}}$ und einem Herstellungs-Wirkungsgrad von 60 % aus Strom ergibt sich der folgende, spezifische Strombedarf für die Wasserstoffherstellung:

$$\text{AD: } 6880 \cdot 33,3 \cdot 10^{-6} = 0,229 \frac{\text{TWh}_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} \triangleq 0,382 \frac{\text{TWh}_{\text{el}}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } 10302 \cdot 33,3 \cdot 10^{-6} = 0,343 \frac{\text{TWh}_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} \triangleq 0,572 \frac{\text{TWh}_{\text{el}}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } 13722 \cdot 33,3 \cdot 10^{-6} = 0,457 \frac{\text{TWh}_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} \triangleq 0,762 \frac{\text{TWh}_{\text{el}}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

Methanpotenzial durch Upgrade von Biomasse

Mit einer Energiedichte von $13,9 \cdot 10^{-6} \frac{\text{TWh}}{\text{t}}$ kann die folgende Menge zusätzlichen Methans produziert werden:

$$\text{AD: } 10319 \frac{t_{\text{C}}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} + 3440 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} = 13759 \frac{t_{\text{CH}_4}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\triangleq 13759 \cdot 13,9 \cdot 10^{-6} = 0,191 \frac{\text{TWh}_{\text{CH}_4}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{HG: } 15452 \frac{t_{\text{C}}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} + 5151 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} = 20603 \frac{t_{\text{CH}_4}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\triangleq 20603 \cdot 13,9 \cdot 10^{-6} = 0,286 \frac{\text{TWh}_{\text{CH}_4}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\text{WG: } 20584 \frac{t_{\text{C}}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} + 6862 \frac{t_{\text{H}_2}}{\text{TWh}_{\text{roh}}} = 27445 \frac{t_{\text{CH}_4}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

$$\triangleq 27445 \cdot 13,9 \cdot 10^{-6} = 0,381 \frac{\text{TWh}_{\text{CH}_4}}{\text{TWh}_{\text{roh}}}$$

Hinweis zum Lesen der Tabellen: Zusätzlich zu den am Anfang dieses Kapitels beschriebenen Spalten bezeichnet das Upgrade-Potenzial, wieviel zusätzliches Methan durch Upgrade des nicht verwendeten CO₂ hergestellt werden kann. Hierzu wird ausserdem der dafür benötigte Strom für die Wasserstoffherstellung angegeben. Beide Prozentsätze lassen sich aus der obigen Rechnung entnehmen (spezifische Methanproduktion bzw. spezifischer Elektrizitätsbedarf pro TWh roher Biomasse)

Gülle						
Startmenge 7,5 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Gasnetzanschluss	Sommerproduktion	Upgrade-Potenzial	Erforderlicher Strom
Anaerobe Vergärung	80 %	80 %	50 %	50 %	19,1%	38,2 %
		4,8 TWh _{roh}	2,4 TWh _{roh}	1,2 TWh _{roh}	0,23 TWh _{CH₄}	0,46 TWh _{el}
Hydrothermale Vergasung	6 TWh _{roh}	20 %	90 %	50 %	28,6 %	57,2 %
		1,2 TWh _{roh}	1,08 TWh _{roh}	0,54 TWh _{roh}	0,15 TWh _{CH₄}	0,31 TWh _{el}
Holz						
Startmenge: 14 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Gasnetzanschluss	Sommerproduktion	Upgrade-Potenzial	Erforderlicher Strom
Vergasung	90 %	70 %	90 %	50 %	38,1 %	76,2 %
	12,9 TWh _{roh}	8,82 TWh _{roh}	7,94 TWh _{roh}	3,97 TWh _{roh}	1,1 TWh _{CH₄}	3,02 TWh _{el}
Sonstige Biomasse						
Startmenge: 4,5 TWh _{roh}	Nutzungsrate	Prozessselektion	Gasnetzanschluss	Sommerproduktion	Upgrade-Potenzial	Erforderlicher Strom
Anaerobe Vergärung	90 %	30 %	80 %	50 %	19,1%	38,2 %
		1,22 TWh _{roh}	0,97 TWh _{roh}	0,49 TWh _{roh}	0,093 TWh _{CH₄}	0,19 TWh _{el}
Hydrothermale Vergasung	4,05 TWh _{roh}	70 %	90 %	50 %	28,6 %	57,2 %
		2,84 TWh _{roh}	2,56 TWh _{roh}	1,28 TWh _{roh}	0,36 TWh _{CH₄}	0,73 TWh _{el}

Das gesamte Upgrade-Potenzial beträgt etwa 2,3 TWh_{CH₄}, wofür im Sommer etwa 4,7 TWh_{el} Strom für die Wasserstoffherzeugung benötigt würden. Der grösste Teil des Potenzials (1,51 TWh_{CH₄}) entfällt auf Holzvergasungsanlagen. Das Potenzial für die Upgrade von Biomasse ist grösser, wenn die anaeroben Gärreste, die Restkohlenstoff enthalten, anschliessend in hydrothermale Vergaser geleitet und dort upgraded werden. Die Berechnung ist jedoch stark vereinfacht. Aufgrund praktischer Einschränkungen wird das tatsächliche Upgrade-Potenzial voraussichtlich geringer ausfallen als in der Berechnung angegeben.

Wer sind wir?

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

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

