



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössische Departement für Umwelt,  
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Abteilung Energiewirtschaft

Oktober 2022

---

# **Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung**

Bericht zuhanden des Bundesrates

---



## Inhaltsverzeichnis

|  |           |
|--|-----------|
| Inhaltsverzeichnis .....   | 2         |
| Zusammenfassung.....   | 4         |
| Résumé.....  | 6         |
| <b>1 Einleitung .....</b>  | <b>8</b>  |
| <b>2 Gasversorgung Schweiz heute und morgen .....</b>  | <b>8</b>  |
| 2.1 Verbrauch .....  | 8         |
| 2.1.1 Kurzfristige Flexibilität mit Zweistoffkunden von Gas und Öl .....   | 9         |
| 2.2 Gasversorgung .....  | 9         |
| 2.2.1 Gasimporte .....   | 9         |
| 2.2.2 Lieferverträge.....  | 10        |
| 2.2.3 Infrastruktur und Netzanschlussverbindungen .....  | 10        |
| 2.2.4 Regulierung von grösseren Gasspeichern heute und gemäss Vernehmlassungsvorlage<br>GasVG .....  | 11        |
| <b>3 Aktuelle Speichermöglichkeiten .....</b>  | <b>12</b> |
| 3.1 Technische Speichermöglichkeiten allgemein .....   | 12        |
| 3.1.1 Porenspeichern: Aquifere und Öl- und Gasreservoirs .....   | 12        |
| 3.1.2 Kavernenspeicher.....  | 13        |
| 3.1.3 Flüssiggasspeicher .....   | 13        |
| 3.1.4 Röhren- und Kugelspeicher .....  | 13        |
| 3.2 Speicherkapazitäten in Europa.....   | 14        |
| 3.2.1 Floating Storage and Regasification Unit (FSRU).....   | 14        |
| 3.2.2 Förderung/Finanzierung .....   | 15        |
| 3.3 Speicherkapazitäten in der Schweiz .....   | 15        |
| 3.3.1 Saisonale und kommerzielle Speicherung .....   | 15        |
| <b>4 Zusätzliche Speicherung in der Schweiz .....</b>  | <b>16</b> |
| 4.1 Forschung in der Schweiz .....   | 16        |
| 4.1.1 Projekt «USC-FlexStore» .....  | 16        |
| 4.1.2 SCCER «Supply of Electricity».....   | 16        |
| 4.1.3 Nationales Forschungsprogramm NFP 70 «Energiewende» .....  | 17        |
| 4.1.4 «LOHC-CH» – BFE-Studie Möglichkeiten für LOHC-Wasserstoff.....   | 17        |
| 4.2 Konkrete Projekte .....  | 17        |
| 4.2.1 GAZNAT-Projekt «Oberwald/Grimsel».....   | 18        |
| 4.2.2 LNG Schweizerhalle .....   | 18        |
| 4.3 Parlamentarische Vorstösse.....  | 19        |
| 4.3.1 Mo 20.4063 - Schluss mit der Blackbox. Klimaschutz, Energiesicherheit und<br>Infrastrukturnutzung dank Erforschung des Untergrunds ..... | 19        |



|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 4.3.2    | Mo 22.3702 - Energiezukunft durch sichere Speichernutzung des Untergrundes..... | 19        |
| <b>5</b> | <b>Produktion in der Schweiz.....</b>   | <b>20</b> |
| 5.1      | Power-to-Gas.....   | 20        |
| 5.1.1    | KVA mit Power-to-Gas .....  | 22        |
| 5.2      | Erdgasvorkommen in der Schweiz .....  | 23        |
| 5.2.1    | Viel Erkundung – sehr wenig Förderung .....                                     | 23        |
| 5.2.2    | Konventionelles Gas vs. unkonventionelles Gas .....                             | 23        |
| 5.2.3    | Produktionspotenzial in der Schweiz.....  | 23        |
| <b>6</b> | <b>Unterstützungsmöglichkeiten der öffentlichen Hand.....</b>                   | <b>25</b> |
| 6.1      | Einleitung .....  | 25        |
| 6.2      | Definitionen und aktuelle Situation .....                                       | 25        |
| 6.2.1    | Art der Speicherregulierung.....  | 25        |
| 6.2.2    | Bedeutung für die Versorgungssicherheit .....                                   | 25        |
| 6.2.3    | Finanzierung der supplementären Speicherung .....                               | 25        |
| 6.2.4    | Aufgabe des BFE .....   | 25        |
| 6.2.5    | Art einer möglichen Unterstützung .....   | 26        |
| 6.3      | Mögliche Finanzierungsmassnahmen .....  | 26        |
| 6.3.1    | Finanzierungsquellen .....  | 27        |
| 6.3.2    | Finanzielle Unterstützungen .....   | 28        |
| 6.4      | Alternative Lösungen .....  | 28        |
| 6.4.1    | Art. 5 und 38 des LVG .....   | 28        |
| 6.4.2    | Art. 6 des LVG .....  | 28        |
| 6.4.3    | Änderung der Verordnung über die Pflichtlagerhaltung von Erdgas.....            | 29        |
| 6.5      | Schlussfolgerung .....  | 29        |
| <b>7</b> | <b>Handlungsempfehlungen .....</b>  | <b>30</b> |
| <b>8</b> | <b>Abbildungsverzeichnis .....</b>  | <b>31</b> |



## Zusammenfassung

Derzeit verfügt die Schweiz auf ihrem Gebiet über keine grossen Gasspeicher, Gasförderanlagen oder Anlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG). Daher kann die Nachfrage nach Erdgas (15 % des Endenergieverbrauchs) nur durch diversifizierte Importe gedeckt werden. Bis 2050 sollte der Gasverbrauch beträchtlich sinken und hauptsächlich durch Biogas, aber auch Wasserstoff und Erdgas gedeckt werden. Gas dürfte weiterhin eine wichtige Rolle in der Energieversorgung der Schweiz spielen, und Speicherlösungen (auch für Wasserstoff und Biogas) würden die Sicherheit der Energieversorgung unterstützen.

Der Gasmarkt und die -versorgung sind derzeit nur rudimentär geregelt und die Gesetzgebung enthält keine Bestimmungen über die Speicherung von Gas. Auch sah die Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz keine derartigen Bestimmungen vor.

Bei saisonalen Speichern handelt es sich hauptsächlich um natürliche geologische Speicher im Untergrund, wie ausgeförderte Erdöl- oder Erdgasreservoirs (in der Schweiz nicht verfügbar), Aquifere und Salzkavernen. Diese haben ein grosses Speichervolumen und können in der Regel nur einmal im Jahr gefüllt werden (ein Speicherzyklus). Die Speicherung in ausgekleideten Felskavernen (Lined Rock Cavern LRC), Röhren- und/oder Kugelspeichern wird eher für kommerzielle Zwecke genutzt. Schliesslich kann Gas auch in flüssiger Form (LNG) gespeichert werden. Mit einigen technischen Anpassungen eignen sich unterirdische (natürliche oder künstliche) Speicher sowohl für die Speicherung von Gas als auch von Wasserstoff und CO<sub>2</sub>.

Bisher war es in der Schweiz aus technischen (z.B. durch mangelnde Kenntnis des Untergrunds) und wirtschaftlichen Gründen nicht möglich, grosse Gasspeicher (z. B. Kavernen-Speicher) zu errichten. Die Schweiz verfügt in ihrem Hoheitsgebiet über kleine kommerzielle Speichervolumen, um den täglichen Bedarf zu decken. Ein Abkommen mit Frankreich garantiert den Versorgungsunternehmen Gaznat und dem Gasverbund Mittelland (GVM) zudem einen diskriminierungsfreien Zugang zu den französischen Speichern. Diese Mengen (ca. 7,5 % des Jahresverbrauchs) werden auch für kommerzielle Zwecke genutzt. Saisonale Speicher existieren in der Schweiz nicht. Im Vergleich dazu verfügt die EU über saisonale Speicherkapazitäten, mit denen 25 % des Jahresverbrauchs gedeckt werden können.

Darüber hinaus werden derzeit mehrere Projekte zur Erforschung von Speichermöglichkeiten durchgeführt, die zur Versorgungssicherheit beitragen können. Es handelt sich unter anderem um folgende Projekte: «USC-FlexStore», das gemeinsam von der Schweiz und Österreich durchgeführt wird und die Speicherung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> in einem unterirdischen natürlichen Reservoir zum Ziel hat, das ihre Umwandlung in Methan vor Ort ermöglicht; «LOCH-CH», welches das Potenzial der Nutzung bestehender/ehemaliger Infrastrukturen (wie z. B. der Raffinerie Collombey) für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff aufzeigt.

In der Schweiz ist ein konkretes Speicherprojekt in Arbeit. Es handelt sich um das Projekt von Gaznat in Oberwald (VS), das darauf abzielt, bis zu 1,48 TWh an Erdgas (ca. 4 % des nationalen Verbrauchs) mithilfe der LCR-Technologie zu speichern. Das Projekt steht erst am Anfang und könnte frühestens 2030 in Betrieb gehen. Weitere konkrete Projekte wurden in der Schweiz an den Standorten Collonges (VS), Innertkirchen (BE) oder auch im Kanton Neuenburg erkundet. Diese Projekte wurden jedoch mangels günstiger Ergebnisse oder aufgrund von Konflikten mit anderen (hydrogeologischen) Projekten aufgegeben. GVM untersuchte auch die Möglichkeit, Gas in flüssiger Form (LNG) zu speichern, hat aber noch keine Entscheidung über die Realisierung des Projekts getroffen. Schliesslich sollte die Umsetzung der Motion 20.4063, mit der die Kenntnisse über den Schweizer Untergrund durch eine nationale Erkundungskampagne erweitert werden sollen, die Identifizierung weiterer Speicherstätten ermöglichen.

Neben der Speicherung von Erdgas werden auch Lösungen für die Speicherung von Strom entwickelt (wie in der Schweiz mit dem Pilotprojekt von Limeco). Dabei handelt es sich um die «Power-to-Gas»-Technologie, bei der Strom in Gasform (Wasserstoff oder Methan) gespeichert werden kann. Eine saisonale Stromspeicherung erfordert jedoch grosse Speicherkapazitäten, die in Nordeuropa, nicht aber in der Schweiz zur Verfügung stehen. Wenn in der Schweiz Power-to-Gas-Anlagen für die saisonale



Speicherung gebaut werden, muss noch geklärt werden, wo dieses synthetische Gas gespeichert werden kann.

In der Schweiz wurde mehrfach nach Kohlenwasserstoffvorkommen gesucht, aber nur eine Lagerstätte unwirtschaftlich erschlossen (von 1985 bis 1994 in Finsterwald LU). Mehrere laufende parlamentarische Initiativen sowie Forschungsprojekte zeigen, dass eine optimierte und nachhaltige Nutzung des Untergrunds notwendig und unerlässlich ist, insbesondere im Bereich der Speicherung von Energie (Wärme) oder Gas (Erdgas, Wasserstoff, CO<sub>2</sub>). Die Erkundung des Untergrunds ist notwendig, um das Speicherpotenzial zu bestimmen und potenzielle Speicherstätten zu identifizieren. Diese Speicherungsprojekte im Untergrund sind in der Regel langwierig (5-7 Jahre). Eine Finanzierung von Speicheranlagen durch den Bund kommt nur unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit in Betracht. Mit anderen Worten: Diese Anlagen können die Schweizer Versorgung z. B. bei Gasknappheit unterstützen.

Weil der Aufbau saisonaler Speicherlösungen eines Zeitraums von mindestens 5-10 Jahren bedarf, kann dieser nicht zur Lösung der kriegsbedingten Versorgungsprobleme in der nächsten Zeit beitragen. Hingegen ist nicht auszuschliessen, dass Gasspeicher mittel- und langfristig zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050 beitragen könnten.

Die in diesem Bericht untersuchten Elemente führen zur Schlussfolgerung, dass nur Anlagen für die saisonale Speicherung, insbesondere im Untergrund, zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit der Schweiz beitragen. Im Hinblick auf das vom Bundesrat beschlossene Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 ist es von entscheidender Bedeutung, dass diese Anlagen auch die Speicherung von Wasserstoff und Biogas ermöglichen.

Falls solche Anlagen gebaut werden, muss noch die Art der Regulierung festgelegt werden: Marktbasierter Ansatz, Speicherpflicht (z.B. X% zu Beginn des Winters), strategische Speicherung (nur in Krisensituationen nutzbar) oder eine Kombination dieser Lösungen.

Grundsätzlich sollte eine Finanzierung wirtschaftlich und verursachergerecht sein und dem Subsidiaritätsprinzip entsprechen. Allerdings hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass die fehlende Wirtschaftlichkeit der Speicherprojekte eines der Hindernisse war, wieso diese nicht umgesetzt wurden. Falls in Zukunft eine finanzielle Unterstützung durch die Gaskonsumentinnen und -konsumenten oder den Bund gewünscht ist, dann sollte diese nur für Anlagen zur saisonalen Speicherung, welche zudem für eine spätere Speicherung von Wasserstoff und Biogas ausgelegt sind, möglich sein. Mögliche Finanzierungsmodelle wären hierfür die 1) Einrechnung ins Netzentgelt, 2) die Erhebung eines Netzzuschlags oder 3) ein Investitionsbeitrag aus der Bundeskasse. Auch möglich wäre 4) das Verschreiben der Pflichtlagerhaltung in Form von Gas sowie 5) weiterhin keine Regelung der Finanzierung. In den letzten beiden Fällen wäre die Gasbranche selbst für die Finanzierung verantwortlich. Jede dieser fünf Handlungsoptionen ist mit Vor- und Nachteilen verbunden, ein Königsweg ist nicht ersichtlich.



## Résumé

Actuellement, la Suisse ne dispose pas sur son territoire de grandes installations de stockage de gaz, de production de gaz, ou d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL). C'est donc presque uniquement au moyen d'importations diversifiées que la demande en gaz naturel (15% de la consommation d'énergie finale) peut être satisfaite. A l'horizon 2050, la consommation de gaz devrait considérablement diminuer et être couverte essentiellement par du biogaz, mais aussi de l'hydrogène et du gaz naturel. Le gaz devrait continuer de jouer un rôle important dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse, et des solutions de stockage (y compris pour l'hydrogène et le biogaz) permettrait de soutenir la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

Le marché et l'approvisionnement en gaz n'est actuellement régulé que de manière rudimentaire et la législation ne contient pas de dispositions sur le stockage du gaz. Le projet de consultation sur la loi sur l'approvisionnement en gaz ne prévoit pas non plus de telles dispositions.

Les stockages saisonniers sont principalement des stockages naturels présents dans le sous-sol comme les stockages en réservoirs de pétrole ou de gaz naturel épuisés (non disponibles en Suisse), en aquifère, en cavité saline présentent un volume important de stockage et ne peuvent être remplis en général qu'une fois par an (un cycle de stockage). Les stockages man-made en cavité rocheuse (Lined Rock Cavern LRC), tubulaires ou sphériques sont plutôt utilisés à des fins commerciales. Enfin le gaz peut être aussi stocké sous sa forme liquide (GNL). Moyennant certaines adaptations techniques, les stockages souterrains (naturels ou man-made) sont, adaptés tant au stockage de gaz, qu'au stockage d'hydrogène ou encore du CO<sub>2</sub>.

A ce jour, il n'a pas été possible d'aménager de grandes installations de stockage de gaz (cavernes-réservoirs, p. ex.) en Suisse aussi bien pour des raisons techniques (par ex. par manque de connaissance du sous-sol) qu'économiques. La Suisse dispose sur son territoire de petits volumes de stockages commerciaux pour couvrir un besoin journalier. L'accord conclu avec la France garanti par ailleurs un accès non discriminatoire aux stockages français aux sociétés d'approvisionnement Gaznat et Gasverbund Mittelland (GVM). Ces volumes (env. 7.5% de la consommation annuelle) sont aussi utilisés à des fins commerciales. Des stockages saisonniers n'existent pas en Suisse. En comparaison l'UE dispose de capacités de stockage saisonnier permettant de couvrir 25% de la consommation annuelle.

Par ailleurs, plusieurs projets de recherche de stockage pouvant contribuer à la sécurité d'approvisionnement sont à l'étude. Il s'agit entre autres des projets : USC-FlexStore mené conjointement par la Suisse et l'Autriche, qui vise à stocker de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> dans un réservoir naturel souterrain qui permettra leur conversion in situ en méthane ; LOCH-CH qui montre le potentiel d'utilisation des infrastructures existantes (comme par exemple la raffinerie de Collombey) pour le stockage et le transport d'hydrogène.

En Suisse un projet de stockage est en cours. Il s'agit du projet de Gaznat à Oberwald (VS) qui vise à stocker jusqu'à 1.48 TWh de gaz naturel (env. 4% de la consommation nationale) au moyen de la technologie LCR. Le projet ne fait que commencer et pourrait être opérationnel au plus tôt en 2030. D'autres projets concrets ont été explorés en Suisse sur les sites de Collonges (VS), Innertkirchen (BE) ou encore dans le canton de Neuchâtel. Ces projets ont été abandonnés par manque de résultats favorables ou parce qu'ils entraînent en conflit avec d'autres projets (hydrogéologiques). GVM a aussi étudié la possibilité de stocker du gaz sous forme liquide (GNL), mais n'a toutefois pas encore pris de décision quant à la réalisation du projet. Enfin, la réponse à la motion 20.4063, visant à étoffer les connaissances du sous-sol suisse grâce à une campagne d'exploration nationale, devrait permettre d'identifier d'autres sites de stockage.

Outre le stockage de gaz naturel, des solutions pour le stockage temporaire de l'électricité sont en cours de développement (comme en Suisse avec le projet pilote de Limeco). Il s'agit en particulier de la technologie « Power-to-Gas » qui permet de stocker l'électricité sous forme gazeuse (hydrogène ou méthane). Un stockage d'électricité saisonnier requiert cependant des grandes capacités de stockages qui sont disponibles dans le nord de l'Europe, mais pas en Suisse. Si des installations « Power-



to-Gas » sont construites en Suisse dans le but d'un stockage saisonnier, il restera à déterminer où ce gaz synthétique peut être stocker.

En Suisse, plusieurs activités de recherche de gisement d'hydrocarbure ont été menées, mais un seul site a été exploité de façon non-économique (de 1985 à 1994 à Finsterwald LU). Plusieurs travaux parlementaires en cours ainsi que des travaux de recherche montrent qu'une utilisation optimisée et durable du sous-sol est nécessaire et indispensable notamment dans le domaine du stockage d'énergie (chaleur,) ou de gaz (gaz naturel, hydrogène, CO<sub>2</sub>). Une exploration du sous-sol est nécessaire avant de pouvoir déterminer les potentiels de stockage et identification de sites potentiels de stockage. Ces projets de stockage du sous-sol sont longs (5-7 ans). Le financement par la Confédération des installations de stockage n'est envisageable que dans une optique de sécurité d'approvisionnement. Autrement dit, ces installations peuvent soutenir l'approvisionnement suisse par exemple lors de pénurie de gaz.

Etant donné que la mise en place de solutions de stockage saisonnier nécessite une période d'au moins 5 à 10 ans, elle ne peut pas contribuer à résoudre les problèmes d'approvisionnement liés à la guerre en Ukraine pour les 2 à 3 prochaines années. En revanche, il n'est pas exclu que le stockage de gaz puisse contribuer à moyen et long terme à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse dans le cadre de la stratégie énergétique 2050.

Les éléments explorés dans ce rapport amènent à la conclusion que seules les installations pour le stockage saisonnier, notamment dans le sous-sol, contribuent à renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Suisse. En vue des objectifs climatiques annoncés par le Conseil fédéral (zéro émission nette), il est essentiel que ces installations permettent aussi le stockage d'hydrogène et de biogaz.

Dans le cas où de telles installations venaient à voir le jour, il faudrait encore déterminer le type de réglementation : approche fondée sur le marché; obligation de stockage (p.ex X% en début d'hiver); stockage stratégique (uniquement utilisable en cas de crise) ou une combinaison de ces solution.

En principe, le financement devrait être rentable, respecter le principe de causalité et être conforme au principe de subsidiarité. Cependant, il s'est avéré par le passé que le manque de rentabilité des projets de stockage était l'un des obstacles qui empêchaient leur réalisation. Si un soutien financier de la part des consommateurs de gaz ou de la Confédération est souhaité à l'avenir, il ne devrait être possible que pour les installations de stockage saisonnier et celles qui sont conçues pour un stockage ultérieur d'hydrogène et de biogaz. Les modèles de financement possibles seraient 1) l'intégration dans la rémunération du réseau, 2) le prélèvement d'un supplément de réseau ou 3) une contribution à l'investissement provenant de la caisse fédérale. Il serait également possible 4) de prescrire la constitution de réserves obligatoires sous forme de gaz et 5) de continuer à ne pas réglementer le financement. Dans les deux derniers cas, l'industrie du gaz serait seule responsable du financement. Chacune de ces cinq options présente des avantages et des inconvénients, et il n'existe pas de solution miracle.



## 1 Einleitung

Die Schweiz verfügt nicht über eigene grosse Gasspeicher. Die Nachfrage nach Erdgas kann deshalb derzeit nur durch Importe gedeckt werden. Die jüngsten geopolitischen Probleme in Europa zeigen jedoch, dass die Speicherung von Gas und alternative Versorgungsmöglichkeiten eine wirtschaftliche und strategische Notwendigkeit sind, um eine kontinuierliche Versorgung zu gewährleisten. So wird die Speicherung von Erdgas als strategische Reserve zur Nivellierung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Krisen eingesetzt. Der globale Ausgleich des Gassystems wird dabei durch die Kombination mehrerer Energiespeicheroptionen in verschiedenen Grössenordnungen und Zeiträumen erreicht. Denn eine Differenz zwischen Erdgasangebot und -nachfrage kann auf einer Vielzahl von Zeitskalen auftreten, die von Sekunden bis zu mehreren Jahren reichen. Neben dieser geopolitischen Bedeutung wird die Speicherung grosser Gasmengen – einschliesslich Kohlenwasserstoffgas, Kohlendioxid und Wasserstoff – mit der laufenden Transformation des Energiesystems und dem Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 immer wichtiger werden.

## 2 Gasversorgung Schweiz heute und morgen

### 2.1 Verbrauch

2021 machte Gas mit 36 TWh 15,4 % des Schweizer Endenergieverbrauchs aus. Vor allem Haushalte verbrauchen Gas für die Wärmeerzeugung (42 %), die Industrie nutzt den Energieträger für Prozesswärme (34 %). Darüber hinaus spielt Gas im Dienstleistungssektor (22 %) und in geringerer Masse im Mobilitätsbereich und in der Landwirtschaft eine Rolle. Erdgas wird in der Schweiz auch in konventionellen Kraft- und Wärmeanlagen zur Erzeugung von Strom und Fernwärme eingesetzt. Dies spielt aber eine untergeordnete Rolle und macht nur etwa 6 % der Gasimporte aus, da es derzeit keine grossen Gaskraftwerke in der Schweiz gibt. Im internationalen Vergleich ist die Schweiz nur ein kleiner Verbraucher. 2020 lag der Bedarf der Schweiz bei weniger als 1 % des EU-Bedarfs.

Gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundes (Basisszenario) wird der Endverbrauch von Gas bis 2050 um etwa 30 % abnehmen, von 32 TWh im Jahr 2015 auf 23 TWh<sup>1</sup> im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 1).

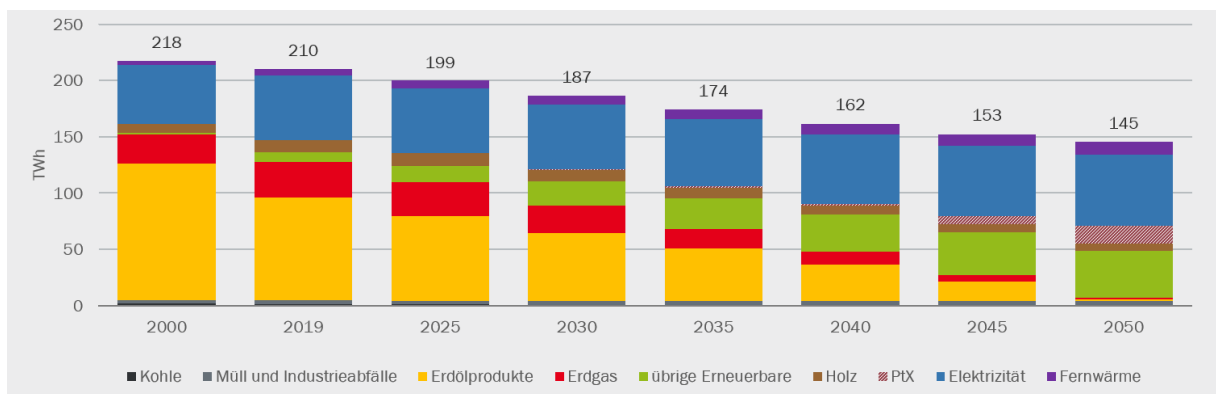


Abbildung 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Energieperspektiven 2050, ZERO Basis)

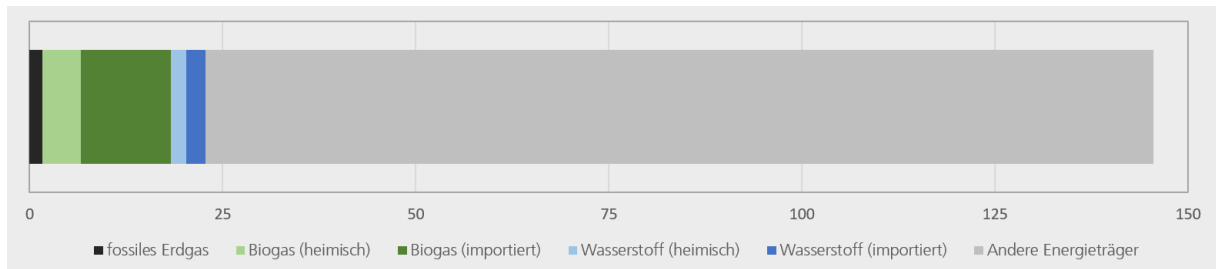
Wie Abbildung 2 zeigt, wird erneuerbares Gas mit einer Restmenge an fossilem Gas daher auch in Zukunft eine Rolle in der Energieversorgung der Schweiz spielen (16 % des Endenergieverbrauchs); eine sichere Versorgung mit diesem Energieträger erhöht die Energieversorgungssicherheit des Landes

<sup>1</sup> Davon 1,7 TWh Erdgas, 12 TWh Biogas als Gasersatz, 4,7 TWh Biogas im Umwandlungssektor (Strom/Wärme), 1,9 TWh heimische Wasserstoffproduktion und 2,5 TWh Wasserstoffimporte. Von den 16,7 TWh an Biogas werden 70 % importiert.





insgesamt. Der grösste Teil hiervon wird importiert werden (73 % an Biogas/Erdgas, 56 % an Wasserstoff).



**Abbildung 2:** Endenergieverbrauch (TWh) von gasförmigen Energieträgern (Methan = Biogas/Erdgas, Wasserstoff) in 2050 (Energieperspektiven 2050, ZERO Basis)

### 2.1.1 Kurzfristige Flexibilität mit Zweistoffkunden von Gas und Öl

Eine wichtige Rolle bei der Schweizer Gasversorgung spielen sogenannte Zweistoffanlagen: Endkunden, die über solche Anlagen verfügen, können bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (in der Regel Heizöl) umsteigen. Die Umstellung auf Heizöl (Heizöl Extraleicht), die in der Regel mit dem lokalen Netzbetreiber vertraglich geregelt ist, erfolgt aus wirtschaftlichen Erwägungen und betrifft vor allem die Industrie. Dadurch kann der Erdgasverbrauch gesenkt und die Gasversorgung in empfindlicheren Sektoren wie z.B. Haushalten sichergestellt werden.

Zweistoffanlagen erhöhen ausserdem die Flexibilität bei der Beschaffung von Erdgas und optimieren die Kosten für Transportunternehmen, Lieferanten und Verbraucher. Diese Anlagen fördern damit auch die Stabilität des Erdgasnetzes.

Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffkunden hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen und betrug im Jahr 2020 etwa 20 %. Zum Vergleich: In den 2000er-Jahren lag dieser Anteil noch bei rund 40 %. Dieser Anteil definiert das maximal mögliche Potenzial für eine kurzfristige Senkung des Gasverbrauchs durch einen Wechsel von Gas auf Heizöl. Es kann aufgrund von vertraglichen oder anderen Beschränkungen jedoch nur teilweise ausgeschöpft werden. Auch ist der Anteil dieser Anlagen in den verschiedenen Regionen der Schweiz sehr unterschiedlich. Im Falle einer schweren Mangellage könnte die Umstellung auf Heizöl als nicht marktbasierende Massnahme angeordnet werden.

## 2.2 Gasversorgung<sup>2</sup>

Die Schweiz verfügt auf ihrem Gebiet derzeit weder über grossen Gasspeicher noch Gasproduktionsanlagen oder Anlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG). Die Nachfrage nach Erdgas kann daher fast ausschliesslich nur durch Importe gedeckt werden (s. Kapitel 2.2.1).

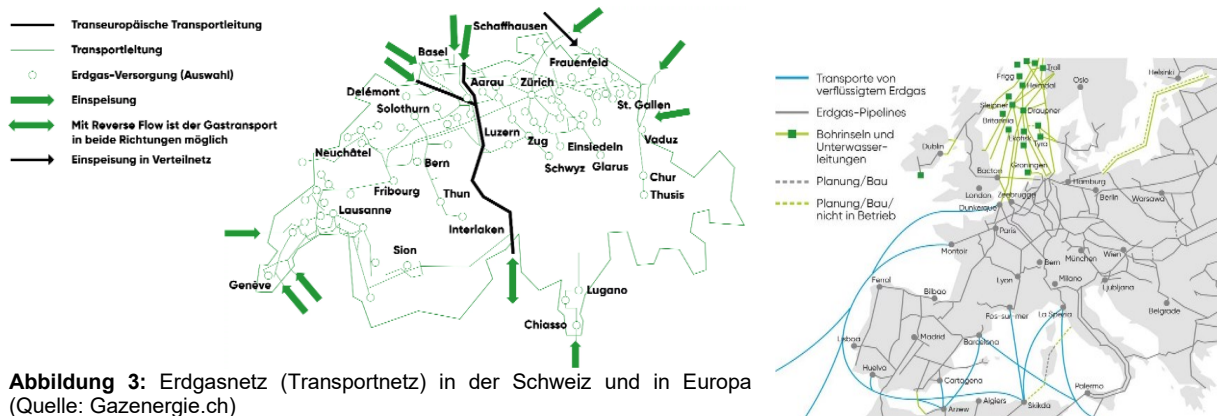
In der Schweiz wird lediglich ein kleiner Anteil Biogas produziert: 2020 wurden davon 0,37 TWh ins Netz eingespeist, dies entspricht rund 1,1 % des Gas-Endverbrauchs.

### 2.2.1 Gasimporte

<sup>2</sup> Hauptquelle: Projet LApGaz Rapport final: Sécurité d'approvisionnement, janvier 2017 (unveröffentlichter BFE-Bericht).



Die Schweiz deckt ihre Gasnachfrage heute fast vollständig durch Pipelineimporte aus den Nachbarländern. Das Erdgas wird über verschiedene Versorgungswege in die Schweiz transportiert (vgl. *Abbildung 3*). Der hohe Anteil der Importe aus Deutschland führt zu einer starken Abhängigkeit der Schweizer Versorgung von russischem Erdgas. 2020 stammte das Gas (ursprüngliche Herkunft) aus Russland (43%), Norwegen (22%), der EU (19%), Algerien (3%) und anderen Förderländern (13%)<sup>3</sup>.



**Abbildung 3:** Erdgasnetz (Transportnetz) in der Schweiz und in Europa (Quelle: Gazenergie.ch)

## 2.2.2 Lieferverträge

Die Schweizer Gasindustrie hat mit grossen europäischen Gashändlern kurz-, mittel- und langfristige Verträge über den Kauf und die Lieferung von Gas abgeschlossen. Diese Lieferanten verfügen über ein nach Förderland, Transportwegen und Speicherstätten diversifiziertes Portfolio. Es gibt keine langfristigen Lieferverträge mit russischen Produzenten, aber es ist möglich, kurzfristige Verträge mit russischen Lieferanten oder Handelsgesellschaften abzuschliessen. Die langfristigen Verträge laufen in den nächsten drei bis vier Jahren aus. Sie sollten hauptsächlich durch mittelfristige Verträge ersetzt werden. Die Industrie hat auch die Möglichkeit, Optionsverträge (Swing) zu nutzen, welche sie bereits im Rahmen der Massnahmen für den Winter 2022/23 abgeschlossen hat.

## 2.2.3 Infrastruktur und Netzanschlussverbindungen

Die internationale Transitgaspipeline zwischen den Niederlanden und Italien ging 1974 in Betrieb. In der Schweiz verbindet sie Wallbach (AG) mit dem Griespass (Oberwallis) und ist Eigentum des Unternehmens Transitgas<sup>4</sup>. Es ist die wichtigste Importroute in die Schweiz und deckt etwa drei Viertel des Bruttoverbrauchs. Das Transitgas-Netz ist über eine Pipeline südwestlich von Basel (Rodorsdorf, Oltingue in Frankreich) auch an das französische Transportnetz angeschlossen. Seit 2017 ist es möglich, Gas auch vom Süden in den Norden über den Griespass (Italien) zu transportieren. Der Schweizer Abschnitt des Transitnetzes erstreckt sich derzeit über 292 Kilometer. Dies macht die Schweiz zu einem wichtigen Transitkorridor im Zentrum des europäischen Gasbinnenmarktes, was ihre Position und ihre Versorgungssicherheit deutlich verbessert hat.

Die Schweiz ist seit Anfang der 1970er-Jahre in das internationale Erdgastransportnetz eingebunden und verfügt heute über 16 grenzüberschreitende Anschlusspunkte, von denen die Mehrheit nur als Einspeisepunkte dienen. Mit Ausnahme von Wallbach, Oltingue und dem Griespass sind die Einspeisepunkte vollständig für die Versorgung der Schweiz bestimmt (vgl. *Abbildung 4*):

<sup>3</sup> [www.gazenergie.ch](http://www.gazenergie.ch)

<sup>4</sup> Transitgas SA: [www.transitgas.ch](http://www.transitgas.ch)



| <b>Einspeisepunkte:</b>   |  | <b>Ausspeisepunkte:</b>         |
|---------------------------|--|---------------------------------|
| Wallbach (DE)             | Schönenbuch (FR)                       | Ferney (FR)                     |
| Kreuzlingen (DE)          | Bardonnex + La Louvière (FR)           | Les Verrières (FR)              |
| Fallentor (DE)            | Transfert Bardonnex & La Louvière (FR) | Les Brenets (FR)                |
| Basel/Riehen (DE)         | Genestrerio (IT) <sup>5</sup>          |                                 |
| Rodersdorf/Oltingue (FR)  | Höchst (AT) <sup>6</sup>               | <b>Ein- und Ausspeisepunkt:</b> |
| La Cure (FR) <sup>7</sup> | Trübbach/Sargans (FL)                  | Griesspass (IT)                 |

**Abbildung 4:** Grenzüberschreitende Anschlusspunkte ans europäische Gasnetz (DE: Deutschland, FR: Frankreich, IT: Italien, AT: Österreich, FL: Fürstentum Liechtenstein)

Gas kann über verschiedene Versorgungswege transportiert werden. Aufgrund der Struktur der von der Schweiz gebuchten Kapazitäten kann man das Gas jedoch nur in begrenztem Umfang von einem Punkt zum anderen umleiten. Da der Grossteil der Versorgung der Schweiz über den Einspeisepunkt in Wallbach erfolgt, besteht ein Konzentrationsrisiko.

Innerhalb der Schweiz können die meisten lokalen Netze dank der Vernetzung des Schweizer Erdgasnetzes über verschiedene Transportwege versorgt werden; Voraussetzung dafür ist eine enge Koordination der Gasversorgung zwischen den Regionalgesellschaften. Das Tessin und Kreuzlingen werden ausschliesslich aus dem Ausland (IT und DE) versorgt und sind nicht an das Schweizer Netz angeschlossen.

Der wichtigste Ausspeisepunkt aus dem Schweizer Gasnetz ist der grenzüberschreitende Anschlusspunkt südlich der Transitpipeline am Griespass, der etwa 10 % der Gesamtimporte Italiens abdeckt. Mehrere französische Gemeinden sind ebenfalls an die schweizerische Versorgungssicherheit gebunden, weil sie über die Ausspeisepunkte Ferney, Les Verrières und Les Brenets ausschliesslich über das Schweizer Netz versorgt werden.

#### 2.2.4 Regulierung von grösseren Gasspeichern heute und gemäss Vernehmlassungsvorlage GasVG

Aktuell gibt es in der Schweiz keine Regulierung von grösseren Gasspeichern. Auch im Entwurf zum Gasversorgungsgesetz, welcher vom Oktober 2019 bis Februar 2020 in der Vernehmlassung war, waren keine speziellen Regeln für grössere Speicher vorgesehen. Dies vor allem deshalb, da es keine grösseren Speicher in der Schweiz gibt und keine Regelung auf Vorrat geschaffen werden sollte. Es gibt zwei Bereiche, welche für eine Regulierung der Speicher wichtig sind. Einerseits ist es die Netznutzungsentgeltregulierung, also die Frage, wie viel Netznutzungsentgelt bei der Füllung und Entleerung (Ein- und Ausspeicherung) geschuldet ist. Andererseits ist es die Frage, ob und wie die Speicherfüllung reguliert werden soll. Bis Anfang 2022 war dieser letztere Punkt in einigen Ländern, bspw. Deutschland oder den Niederlanden, vollständig den Speicherbetreibern überlassen. Andere Länder wie Italien kennen schon seit Jahren eine «strategische Reserve». Die EU-Gasspeicherregulierung von 27. Juni 2022 verpflichtet nun alle EU-Mitgliederländer mit grösseren Speichern zu einer Speicherfüllung von 80% bis zum 1. November 2022 (angestrebt wird 85%) und 90% für den folgenden Winter 2023/2024. Beide genannten Fragen stellen sich jedoch erst, sobald ein Speicher in Betrieb geht. Die vorgängig zu klärende Frage einer staatlichen Mitfinanzierung des Speicherbaus wird in Kapitel 6 besprochen.

<sup>5</sup> Einspeisepunkt, dessen Gebiet (Tessin) nicht an das Schweizer Erdgasnetz angeschlossen ist.

<sup>6</sup> Höchst wird für die Notfallinjektion und -entnahme verwendet.

<sup>7</sup> Einschliesslich der maximalen Einlasskapazität des Etrez-Speichers.



## 3 Aktuelle Speichermöglichkeiten

### 3.1 Technische Speichermöglichkeiten allgemein

Es gibt technisch gesehen verschiedene Möglichkeiten, Gas in kleineren und grösseren Mengen zu speichern. Poröse geologische Schichten wie z. B. erschöpfte Öl- und Gasreservoirs (in der Schweiz nicht verfügbar) oder Aquifere, Salz- und Felskavernen zählen zu den Untergrundspeichern mit grossen und mittleren Volumina. Röhren- und Kugelspeicher sind Oberflächenspeicher mit kleineren Volumina. Mit einigen technischen Anpassungen können diese Speichermöglichkeiten weitgehend auch für andere Gase wie Wasserstoff oder CO<sub>2</sub> genutzt werden. Eine Übersicht der verschiedenen Möglichkeiten ist in *Abbildung 5* gegeben.

Wasserstoffmoleküle sind kleiner als Erdgasmoleküle und weisen daher ein hohes Diffusionsvermögen auf. Diese Eigenschaft kann Bedenken in Bezug auf die Diffusion des Gases durch die Deckschicht aus Fels über einem Aquifer oder durch die Salzwände von Kavernen auslösen. In der Praxis wurden jedoch aus keiner der seit Jahrzehnten genutzten Speicheranlagen in Aquiferen (hauptsächlich in Frankreich) oder in Salzkavernen (Deutschland, USA und Vereinigtes Königreich) ein Entweichen von Gas aufgrund von Diffusion gemeldet. Die wissenschaftliche Erklärung dafür lautet, dass die Wasserlöslichkeit von Wasserstoff sehr gering ist. Da die Deckschicht aus Fels über einem Aquifer sowie die Salzwände in Kavernen mit Wasser gesättigt sind, ist das Risiko einer Leckage durch Diffusion gering.

Der grösste Unsicherheitsfaktor im Zusammenhang mit der Speicherung von Wasserstoff im natürlichen Untergrund ist die Reaktivität von Wasserstoff mit dort vorkommenden Bakterien beziehungsweise mit anderen Gasen wie CO<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub>. Diese Reaktivität ist insbesondere bei der Speicherung in Aquiferen von Bedeutung und kann zu chemischen Veränderungen des gelagerten Gases führen. So reagiert Wasserstoff beispielsweise mit CO<sub>2</sub> zu Biomethan. Soll der gelagerte Wasserstoff als Treibstoff dienen, ist dies kein Problem, ganz im Gegenteil. Ist der Wasserstoff hingegen für die Speisung von Brennstoffzellen bestimmt, wofür eine hohe Reinheit gewährleistet sein muss, ist dies eine erhebliche Einschränkung. In Salzkavernen ist das Risiko einer Kontamination des Wasserstoffs zwar nicht inexistent, aber doch weniger hoch.

Charakterisiert werden Gasspeicher durch die Arbeitsgaskapazität (Menge an speicherbarem Gas) und die maximale Aus- und Einspeicherleistung (Speicherzyklen pro Jahr). Je nach Art des Speichers dienen diese entweder der Spitzenlastdarstellung, dem saisonalen Ausgleich, der Absicherung gegenüber technischen Problemen und Lieferausfällen oder der Möglichkeit von Arbitragegeschäften.

#### 3.1.1 Porenspeichern: Aquifere und Öl- und Gasreservoirs

Porenspeicher (Kalk- und Sandsteinformationen), die durch umliegende Gesteinsschichten und wasserführende Schichten gasdicht sind, können sehr grosse Mengen an Gas speichern. Es handelt sich dabei oft um bereits geleerte Erdgasreservoirs. Bei Aquiferspeichern nimmt das gespeicherte Gas den Platz des Wassers ein; es wird bei der Einspeicherung vorhandenes Wasser aus den Poren verdrängt. Um einen Mindestgasdruck aufrecht zu halten, können Poren- und Aquiferspeicher nicht vollständig geleert werden. Der Anteil des permanent im Speicher vorhandenen Gases (als Kissengas bezeichnet) liegt im Bereich von 50% des Gesamtvolumens.

Die Möglichkeit zur Nutzung solcher Speicher ist durch die örtlichen geologischen Gegebenheiten gegeben. Grosse Porenspeicher werden für einen saisonalen Ausgleich genutzt und dienen in Europa auch als strategische Reserven. Unterirdische Porenspeicher erlauben einen bis zwei Speicherzyklen (Aus- und Einspeicherung) pro Jahr. Damit sind sie für die saisonale und strategische Speicherung bestens geeignet.

In Europa erfolgt die Speicherung von Gas grossmehrheitlich unterirdisch: Mehr als drei Viertel der unterirdischen Gasspeicherkapazitäten entfallen auf erschöpfte Gasvorkommen. Aus technischer Sicht



stellen solche Speicher die effizienteste und kostengünstigste Möglichkeit dar, um auf Nachfrageschwankungen zu reagieren. Sie werden daher von zahlreichen Ländern wo immer möglich bevorzugt.

### 3.1.2 Kavernenspeicher

Kavernenspeicher sind im Gegensatz zu Poren- und Aquiferspeicher künstlich erzeugte Hohlräume. Salzkavernen entstehen durch die Gewinnung von Sole in grossen Salzstöcken und Felskavernen (Lined Rock Cavern, LRC) durch künstlich angelegte Hohlräume im Felsgestein. Im Vergleich zu Porenspeicher sind die Speicherkapazitäten gering. Hingegen erlauben sie eine grössere Zahl von Speicherzyklen (Aus- und Einspeicherung) pro Jahr (1 bis 4). Sie lassen sich somit flexibler nutzen als Porenspeicher und sind daher für die strategische und die kommerzielle Speicherung gleichermaßen geeignet. Kavernenspeicher eignen sich für den Wochen- und Monatsausgleich und zur Bereitstellung von Regenergie. Die Erstellung bzw. die Nutzung von solchen Speichern ist ebenfalls durch die örtlichen geologischen Gegebenheiten bestimmt.

### 3.1.3 Flüssiggasspeicher

Durch Abkühlung auf  $-162\text{ °C}$  kann Erdgas verflüssigt und so in oberirdischen Tankanlagen mit rund 600 Mal höherer Speicherdichte gespeichert werden (LNG = liquefied natural gas). Der Energiebedarf für die Verflüssigung liegt bei rund 10% des Heizwertes von Erdgas<sup>8</sup>. Die Erstellung von LNG-Speicheranlagen ist mit relativ hohen Kosten verbunden. Im Gegensatz zu Untergrundgasspeicher wird das Gas in typischerweise flüssiger Form zum LNG-Speicher transportiert und eingelagert. Eine Verdampfungsanlage bringt LNG dann bei Bedarf wieder in die gasförmige Form und bei geeignetem Druck wird das Gas ins Netz eingespeist. Neben fix installierten LNG-Terminals können auch LNG-Terminalschiffe als schwimmende Speicher zum Einsatz kommen (FSRU = Floating Storage and Regasification Unit).

### 3.1.4 Röhren- und Kugelspeicher

Röhrenspeicher bestehen aus im Erdreich verlegten Stahlröhren, die auf Grund des kleinen und begrenzten Volumens zu Abdecken von täglichen Spitzen eingesetzt werden. Dasselbe gilt für Kugelspeicher an der Oberfläche. Sie werden daher in erster Linie für die kommerzielle Speicherung genutzt.

|  | Aquifer/<br>Porenspeicher | Salzkavernen | Felskavernen<br>(Lined Rock<br>Cavern, LRC) | Flüssiggas<br>(LNG) | Röhren- und<br>Kugelspeicher |
|--|---------------------------|--------------|---|---------------------|------------------------------|
| Typische Speichervolumen<br>(Mio Nm <sup>3</sup> )       | 1000                      | 60           | 25  | 90                  | <1                           |
| Druck (bar)  | 80–150                    | 250          | 230–300                                     | -                   | 60                           |
| Speicherzyklen pro Jahr                                  | 1                         | 1–4          | 6–12  | -                   | -                            |
| Kissengas (Anteil<br>permanent gespeichertem<br>Gas) (%) | 50                        | 30–50        | 10  | 10                  | <10                          |
| Bauzeit (Jahre)  | >10                       | 10           | 5   | -                   | -                            |
| Kosten   | Tief                      | Tief         | Mittel                                      | Hoch                | Hoch                         |

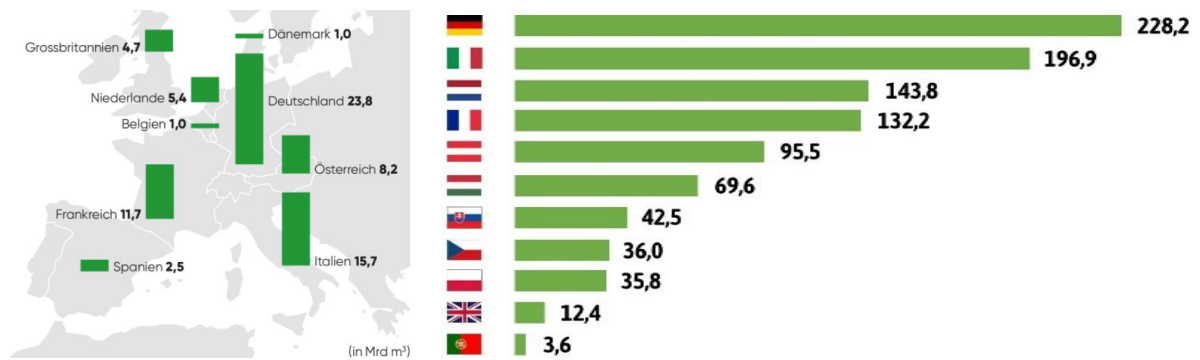
**Abbildung 5:** Übersicht zu verschiedenen Gasspeichern

<sup>8</sup> Hinzu kommen nochmals etwa 10% für den Transport über tausende von Kilometern.



### 3.2 Speicherkapazitäten in Europa

In der EU liegt die gesamte unterirdische Gaspeicherkapazität bei 1100 TWh (100 Mia. m<sup>3</sup>) verteilt auf 160 Untergrundspeicheranlagen in 18 Mitgliedstaaten. 73 % der Gesamtkapazität dieses Untergrundspeicher liegt in den fünf Mitgliedsstaaten Deutschland, Italien, Frankreich, Niederlande und Österreich. Der EU-Gesamtverbrauch liegt bei rund 400 Mia.m<sup>3</sup> (2020), d. h. in der Gesamtheit decken europäische Speicher 25 % des jährlichen Bedarfs ab. Eine Übersicht nach Speicherkapazitäten und Typen der Speicheranlagen ist in den *Abbildungen 6 und 7* gegeben.



**Abbildung 6:** Erdgasspeicherkapazitäten in Europa (Mrd. m<sup>3</sup>, links, Quelle: VSG und TWh, rechts, Quelle: Gas Infrastructure Europe GIE und Initiative Erdgasspeicher)

| Type of storage                            | Depleted reservoirs | Aquifers | Salt caverns | Hard rock caverns |
|--|---------------------|----------|--------------|-------------------|
| <b>Number of sites</b>                     | 80                  | 27       | 63           | 1                 |
| <b>Total working gas capacity (TWh/%)</b>  | 792/68%             | 170/15%  | 206/18%      | 0.1/0.01%         |
| <b>Total max injection rate (TWh/day)</b>  | 6.6                 | 1.4      | 4.5          | 0.006             |
| <b>Total max withdrawal rate (TWh/day)</b> | 10.7                | 2.7      | 8.4          | 0.008             |

**Abbildung 7:** Merkmale der bestehenden Erdgasspeicher in den Ländern der EU-27 und in Grossbritannien nach Typ. (Quelle: Statistics on underground natural gas storage in the EU27 and the UK, Operational assets as of May 2021. From: GIE database, 2021)

#### 3.2.1 Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)

Als kurzfristige Lösung zur Erhöhung von Erdgasspeicherkapazitäten kommen sogenannte Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) in Betracht für Länder mit Meeresanastoss. Dabei handelt es sich schwimmende Speicher- und Wiederverdampfungseinheiten für Flüssigerdgas (LNG). Deutschland hat im Frühling 2022 vier solcher Einheiten gechartert. Weltweit gibt es 48 solcher Einheiten. Die



Kapazität liegt zwischen 10 bis 14 Mrd. m<sup>3</sup>, wobei für den Einsatz dieser FSRUs teilweise noch zusätzliche Infrastruktur ausgebaut werden muss (65 km Pipeline in Brunsbüttel). Der Staat beteiligt sich an diesen Investitionen.

### 3.2.2 Förderung/Finanzierung

Im Mai 2022 hat die EU eine Mindestfüllpflicht der europäischen Erdgasspeicher von 80 % bis zum 1. November 2022 und 90 % in den Folgejahren beschlossen.<sup>9</sup> Es werden Ideen diskutiert für einen «gemeinschaftlichen» Einkauf von Erdgas durch die Mitgliedsstaaten zur Füllung der Speicher, wobei das Prozedere von der Europäischen Kommission noch detailliert werden muss (Lastenteilungsmechanismus). Die Europäische Kommission hat vorgeschlagen, Fernleitungsentgelte für Gasspeicher aufzuheben, um damit einen gewissen wirtschaftlichen Anreiz für die Befüllung der Speicher zu setzen.

## 3.3 Speicherkapazitäten in der Schweiz

### 3.3.1 Saisonale und kommerzielle Speicherung

In der Schweiz gibt es keine saisonalen Gasspeicher oder Anlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG). Die Schweiz verfügt auch über keine grossen Speicher, die als Puffer für unvorhergesehene Ereignisse und schwere Krisen dienen könnten. Der kurzfristige Bedarf wird auf dem EU-Markt und durch kommerzielle Speicherung gedeckt.

Die Speicherfunktion wird von den Akteuren der Schweizer Gasverteilungsindustrie übernommen. Die kommerzielle Speicherung ist für diese Unternehmen ein Asset, das den Spitzenverbrauch kurzfristig abdecken soll. So kann beispielsweise das Westschweizer Gasversorgungsunternehmen Gaznat im Winter ein Drittel des Spitzenverbrauchs mit seinen Speicherkapazitäten abdecken. Darüber hinaus trägt die Speicherung auch zur Vermeidung von Gasknappheit bei und verbessert die Versorgungssicherheit. Im Gegensatz zur saisonalen Speicherung ist sie jedoch nur begrenzt geeignet, um eine längere Versorgungsunterbrechung abzufedern.

Die Speicherung erfolgt hauptsächlich oberirdisch, unterirdische Speicher gibt es in der Schweiz bislang nicht. Bisher war es in der Schweiz aus technischen (z.B. durch mangelnde Kenntnis des Untergrunds) und wirtschaftlichen Gründen nicht möglich, grosse Gasspeicheranlagen (z. B. Kavernenspeicher) zu errichten. Die in der Motion 20.4063 geforderte schweizweite Erkundung des Untergrunds sollte es erlauben, Möglichkeiten zur unterirdischen Speicherung von Wärme und CO<sub>2</sub>, aber auch von Wasserstoff und Erdgas zu identifizieren (siehe Kapitel 4.3.1). In der Schweiz gibt es nur Speicheranlagen für den täglichen Gebrauch, bei denen es sich um unterirdische Röhrenspeicher und Kugelspeicher handelt. 2020 verfügte das Schweizer Netz über tägliche Speicherkapazitäten von rund 3 Mio. bis 4 Mio. Nm<sup>3</sup> (dazu kommen noch die Netzpuffer). Diese Kapazitäten entsprechen durchschnittlichen Bruttoverbrauch von einem halben Tag, sind also relativ gering.

Die Regionalgesellschaften Gaznat und Gasverbund Mittelland (GVM) nutzen französische Speicherkapazitäten, welche die Schweiz mit Frankreich vertraglich in einem Abkommen vereinbart hat.<sup>10</sup> Dieses garantiert die Gleichbehandlung der schweizerischen und den französischen Kapazitäten im Falle einer Knappheit bei der Nutzung der Speicher.

Das Abkommen steht in engem Zusammenhang mit der Kofinanzierung des Erdgasspeichers Etrez bei Lyon (Frankreich) durch Gaznat und GVM. Im Rahmen der Massnahmen für den Winter 2022/23

<sup>9</sup> Deutschland hat einen nationalen Mindestfüllstand von 90 % beschlossen.

<sup>10</sup> Siehe "Briefwechsel vom 27. Januar/26. Februar 2009 zwischen dem Schweizerischen Bundesrat und der Regierung der Französischen Republik über die gegenseitige Sicherheit der Erdgasversorgung" (SR 0.733.134.9, [http://www.ad-min.ch/ch/fi/sr/c0\\_733\\_134\\_9.html](http://www.ad-min.ch/ch/fi/sr/c0_733_134_9.html)).



haben Gaznat und GVM das gesamte im Abkommen vorgesehene Nutzvolumen von etwa 3 TWh vertraglich gebunden, was etwa 7,5 % des jährlichen Verbrauchs in der Schweiz entspricht.<sup>11</sup>

## 4 Zusätzliche Speicherung in der Schweiz

### 4.1 Forschung in der Schweiz

#### 4.1.1 Projekt «USC-FlexStore»

Das Projekt «Underground Sun Conversion (USC) – Flexible Storage» ist ein Projekt, mit dem Ziel, eine saisonale Energiespeicherlösung in grossem Massstab zu entwickeln. Schweizerischen (Empa, Ost, Universität Bern, Energie 360) und österreichischen Akteuren führen das Projekt von Dezember 2020 bis März 2023 durch, das Bundesamt für Energie (BFE) subventioniert das Vorhaben mit.

Durch die Injektion von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und CO<sub>2</sub> in einen porösen unterirdischen Gasspeicher konnte im Vorgängerprojekt «Underground Sun Conversion» eine mikrobiologische Methanisierung nachgewiesen werden. Die unterirdische Speicherung von Energie und ihre gleichzeitige Umwandlung in eine Energieform (Methan), für die sowohl Know-how wie Infrastruktur vorhanden sind, könnte theoretisch zur Sicherheit der Energieversorgung beitragen.

Diese Geomethanisierung von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> wurde erfolgreich am Standort Lehn, einem kleinen Sandsteinreservoir in der Nähe von Vöcklabruck in Oberösterreich erprobt. Im Laufe der Jahre wurden die Bedingungen für das Wachstum methanogener Mikroben im Feld und mit Hilfe von Laborexperimenten untersucht, ebenso wie die Bedingungen im Reservoir am Standort Lehn. Diese Untersuchungen führten zu einer Reihe von Kriterien für potenzielle Speicherformationen. Es ist bekannt, dass unter diesen Bedingungen eine erfolgreiche Methanogenese durch mikrobielle Reaktionen möglich ist. Es wurde eine Liste geologischer Kriterien erstellt, die im weiteren Verlauf der Studie als Grundlage für die Bewertung der geologischen Einheiten in der Schweiz hinsichtlich ihres Geomethanisierungspotenzials verwendet werden soll.

Das Projekt umfasst auch eine technisch-wirtschaftliche Studie verschiedener Betriebskonzepte für Geomethanisierungsanlagen, insbesondere mit der mikrobiellen Reaktion, die vollständig im Untergrund stattfindet, teilweise im Untergrund mit einer Ergänzung an der Oberfläche oder Nutzung des Untergrunds zur Speicherung von H<sub>2</sub> und Methanisierung an der Oberfläche. Besondere Aufmerksamkeit wird den wirtschaftlichen und rechtlichen Bedingungen für die Umsetzung eines solchen Projekts in der Schweiz sowie der Verfügbarkeit der Versorgungsketten (Strom, H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>) gewidmet.

#### 4.1.2 SCCER «Supply of Electricity»

Das Ziel des Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) war es, innovative und nachhaltige Forschung in den Bereichen Geo- und Wasserkraft zu betreiben. Neben der Untersuchung des Untergrunds im Hinblick auf die Nutzung der Geothermie hat das Vorhaben auch detaillierte Untersuchungen zu Untergrundspeicheroptionen in der Schweiz für CO<sub>2</sub> untersucht. Da die Möglichkeiten zur unterirdischen Speicherung mittels technischer Anpassungen für mehrere verschiedene Gase genutzt werden können (CO<sub>2</sub>, Wasserstoff, Erdgas, Biogas), sind diese Forschungsarbeiten auch im Hinblick auf die Beurteilung der unterirdischen Gasspeicherkapazität von Interesse.

Eine der Schlussfolgerungen des SCCER-SoE lautet, dass die geologischen Voraussetzungen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> (oder von anderen Gasen) grundsätzlich in der ganzen Schweiz gegeben sind.

<sup>11</sup> Gemäss einem WWF-Factsheet von 2018 (<https://www.wwf.ch/sites/default/files/doc-2018-10/2018-06-Factsheet-NaturalGas-Bio-gas-PtG.pdf>) beträgt die bisher in der Schweiz verfügbare Gesamtkapazität (erdverlegte Rohre/Zylinder + Linepack + Etrez) = 1'510 GWh, d.h. ausreichend, um den Bedarf der Schweiz für lediglich 15 Tage zu decken. Die neue Bestimmung fügt also rund zehn Tage Reserve hinzu.





Vorhandene Ansammlungen von Kohlenwasserstoffen im Untergrund bestätigen das Vorhandensein einer undurchlässigen Deckschicht aus Fels (caprock), welche für die geologische Speicherung unverzichtbar ist.

In Bezug auf das Potenzial der geologischen Speicherung hingegen herrscht bis heute grosse Ungewissheit. Bei den vom SCCER-SoE vorgelegten Zahlen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> handelt es sich um Schätzungen, die mit grossen Unsicherheiten behaftet sind. Zur besseren Quantifizierung der Kapazitäten für die geologische Speicherung in der Schweiz und zur Identifizierung geeigneter Standorte müssten zum einen die vorhandenen Daten neu beurteilt werden, und zum anderen und vor allen Dingen müssten für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> neue aussagekräftige Daten beschafft werden, wie dies in der Motion 20.4063 gefordert wird (siehe Kapitel 4.3.1).

#### 4.1.3 Nationales Forschungsprogramm NFP 70 «Energiewende»

Dieses Programm hat unter anderem auch geologische Konzepte und geophysikalische Methoden entwickelt, um das Risiko des Scheiterns von Explorationsbohrungen zu verringern. Ein Teilprojekt untersucht bereits vorhandene Bohrerne von tiefen salzhaltigen Aquiferen, um den Ursprung ihrer Porosität und Permeabilität zu verstehen. Diese Ergebnisse werden dazu beitragen, das geoenergetische Potenzial dieser Formationen in unerforschten Gebieten in der Nordschweiz abzuschätzen. Die Untersuchungen im Rahmen des NFP 70 haben zu einem besseren Verständnis des Untergrunds in der Schweiz beigetragen und aufgezeigt, dass für seine strategische und nachhaltige Nutzung ergänzende Explorationen nötig sind.

#### 4.1.4 «LOHC-CH» – BFE-Studie Möglichkeiten für LOHC-Wasserstoff

Die Bindung von Wasserstoff in «Liquid Organic Hydrogen Carriers» (LOHC) ermöglicht es, Wasserstoff in flüssiger Form bei Raumtemperatur und Normaldruck zu speichern und zu transportieren. Diese Bedingungen ermöglichen die Weiterverwendung von Infrastrukturen, die in der Kohlenwasserstoffindustrie genutzt werden. Eine 2020 verfassten BFE-Studie analysierte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Umwandlung des Raffineriestandorts Collombey für die Rückgewinnung von Wasserstoff, der in Form von LOHC gespeichert ist.

Die Analyse wurde im Hinblick auf die Nachfrage und die Zielpreise für Wasserstoff in der Schweiz nach verschiedenen Szenarien durchgeführt. Die untersuchte Lösung bietet eine technologische Alternative der saisonalen Speicherung für eine stärkere Energieunabhängigkeit der Schweiz. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Analyse zum jetzigen Zeitpunkt die Umstellung einer Infrastruktur wie der Anlage in Collombey auf LOHC-Speicher nicht rechtfertigt. Sie öffnet aber den Weg zu konkreten Überlegungen zur notwendigen Positionierung der Schweiz für ihre Winterenergieversorgung. Die Umstellung der Infrastrukturen zur Lagerung von Kohlenwasserstoffen in Collombey oder anderswo ist eine gute Gelegenheit, wenn sich der LOHC-Sektor entwickeln sollte. Dies gilt umso mehr in einem Kontext, in dem der Bau neuer Speicherinfrastrukturen in dieser Grössenordnung bei anderen derzeit bekannten Technologien unwahrscheinlich erscheint.

## 4.2 Konkrete Projekte

Die ersten Studien zur Machbarkeit von Gasspeichern in der Schweiz begannen 2007, als Gaznat untersuchte, ob die Lined Rock Cavern (LRC)-Technologie für die Schweizer Geologie geeignet ist. 2009 wurden Sondierungsbohrungen an den Standorten Collonges (VS) und Innertkirchen (BE) durchgeführt. Der Standort Collonges wies keine günstigen Ergebnisse auf, während der Standort Innertkirchen (mit sehr guten Ergebnissen) mit hydrogeologischen Projekten kollidierte. Diese Projekte wurden aufgegeben und ein dritter Standort in Oberwald (VS) wird seit 2020 erkundet (siehe Kapitel 4.2.1).

Parallel dazu untersuchte der Gasverbund Mittelland (GVM) die Möglichkeit, Gas in flüssiger Form zu speichern. Auch im Kanton Neuenburg wurden (erfolglose) Untersuchungen zur Speicherung in Salzkavernen durchgeführt (Quelle: Projekt zur Erdgasspeicherung, Gaznat, 26. April 2022).



#### 4.2.1 GAZNAT-Projekt «Oberwald/Grimsel»

Das Projekt von Gaznat zielt darauf ab, Erdgas in Oberwald mithilfe der LRC-Technologie zu speichern (Kapitel 0). Nach Angaben von Gaznat könnten bis zu vier Kavernen mit einer Gesamtkapazität von 1,48 TWh gebaut werden, was etwas mehr als 4 % des Landesverbrauchs 2020 entspricht. Zum Vergleich: Gaznat und GVM können in Frankreich bis zu 3 TWh Gas speichern, wobei deren Zugang im Vergleich zu französischen Kunden diskriminierungsfrei gegeben ist (siehe auch Kapitel 3.3).

Bisher wurden nur Vorstudien zur Geologie durchgeführt. Eine weitere Studie ist im Gange, um den Nutzen einer solchen Speicherung im Rahmen der Transformation des Energiesystems (Verwertung von synthetischem Erdgas oder Speicherung von Wasserstoff) zu bewerten. Die ersten Ergebnisse werden voraussichtlich Ende 2022 vorliegen.

Das Speicherprojekt in Oberwald hat gerade erst begonnen und es müssen noch mehrere Schritte unternommen werden, bevor es tatsächlich in Betrieb genommen werden kann:

- Vorentwürfe für Erkundungsstollen;
- Detaillierte geologische Studien (mit umfangreichen Genehmigungsverfahren);
- Detaillierte Planung von Kavernen und Nebenanlagen (Kompressoren, Spannungsanlagen);
- Genehmigungsverfahren für den Bau (einschliesslich Anschlusspipeline);
- Realisierung.

Mit dem Baubeginn ist nicht vor 2027 zu rechnen. Die Inbetriebnahme könnte frühestens 2030 erfolgen. Dies hängt davon ab, ob Gaznat bereit ist, weitere Investitionen zu tätigen. Es gibt keine aktuelle Kostenschätzung für das Projekt. Eine im Jahr 2013 für das Innertkirchen-Projekt (zwei Hohlräume) durchgeführte Studie schätzte die Investition auf 209 Millionen, die jährlichen Betriebskosten auf 3 Millionen und die Finanzierungskosten auf 11 Millionen Franken (Quelle: Erdgasspeicherprojekt, Gaznat, 26. April 2022).

#### 4.2.2 LNG Schweizerhalle

2016 wurde das europäische Projekt «EU-Masterplan LNG für den Rhein-Main-Donau-Korridor» unter Teilnahme der Schweizerischen Rheinhäfen abgeschlossen. Das Projekt erarbeitete internationale Standards für LNG als Treibstoff für Binnenschiffe sowie für Transport und Umschlag von LNG in der Binnenschifffahrt.<sup>12</sup> Die Schweizer Rheinhäfen arbeiten in diesem Bereich mit dem Hafen Rotterdam zusammen.

GVM untersuchte in den letzten Jahren Speicher- und Entladestellen für LNG. Dabei geht es um einen möglichen Speicher im Industrieareal Schweizerhalle in Muttenz mit drei LNG-Speichern à je 75 000 m<sup>3</sup> sowie um einen Speicher in einer Kiesgrube direkt angeschlossen an die Transitgasleitung mit einem Volumen von 225 000 m<sup>3</sup>. Bei beiden Konzepten könnten je 1,5 TWh gespeichert werden. Beim ersten Konzept in Muttenz würde LNG per Bahn oder Schiff angeliefert werden. Die Baukosten für die drei Tanks sind mit 350 Millionen Franken abgeschätzt und die Bauzeit würde bei 3 bis 5 Jahren liegen. Beim zweiten Konzept an der Transitgasleitung könnte auch eine Eigenverflüssigung mit Gas aus der Transitgasleitung umgesetzt werden, so dass keine Transportkosten für LNG anfallen. Hier wäre eine relativ hohe Ausspeiseleistung von 3000 MW möglich. Kosten für dieses Speicherkonzept lägen etwas höher bei rund 500 Millionen Franken, ebenfalls mit einer Bauzeit von 3 bis 5 Jahren. GVM hat noch keine Entscheidung über die Realisierung des Projekts getroffen.



## 4.3 Parlamentarische Vorstösse

### 4.3.1 Mo 20.4063 - Schluss mit der Blackbox. Klimaschutz, Energiesicherheit und Infrastrukturnutzung dank Erforschung des Untergrunds

Das Parlament überwies am 15. Juni 2021 eine Motion der FDP-liberale-Fraktion des Nationalrats, welche zur Verbesserung der Kenntnisse über den Untergrund, insbesondere zum Zweck der geologischen Speicherung von Energie, verhelfen soll. Der Bundesrat wird beauftragt, ein Programm zur Erforschung des Untergrunds vorzulegen, um die Wissenslücken in diesem Bereich zu schliessen und möglichst flächendeckende Daten zu liefern. Es sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, um den Untergrund nutzen zu können, insbesondere zur Gewinnung von Ressourcen (Wärme, Energie, Mineralien), zu Speicherzwecken (Wärme, Kälte, CO<sub>2</sub>) oder zur Schaffung neuer Infrastrukturen (Verkehr). In der parlamentarischen Debatte wurde die Notwendigkeit einer besseren Kenntnis des Untergrunds und der wirtschaftliche Wert einer Explorationskampagne anerkannt. Bedenken betrafen die Rahmenbedingungen: Der Umfang des Vorhabens erschien schlecht abgegrenzt und zu gross, die Kosten zu wenig transparent und potenziell überhöht, die Kompetenzverteilung einer nationalen Explorationskampagne offen und es wurden Zweifel an der Rechtmässigkeit der Rolle des Bundes in einer nationalen Explorationskampagne geäussert. Die Debatte konzentrierte sich eindeutig auf die CO<sub>2</sub>-Speicherung. Die Arbeiten zur Umsetzung der Motion sind derzeit am Laufen.

Da die Parlamentsdebatten vor den jüngsten Ereignissen in der Ukraine stattfanden, wurde die Speicherung von Erdgas nicht direkt diskutiert. Die Kohlenwasserstoffproduktion wurde jedoch erwähnt, insbesondere von den Vertretern der Grünen, um sicherzustellen, dass diese Kampagne zur Erkundung des Untergrunds nicht das Interesse der Gas- und Ölexplorationsindustrie neu entfacht.

### 4.3.2 Mo 22.3702 - Energiezukunft durch sichere Speichernutzung des Untergrundes

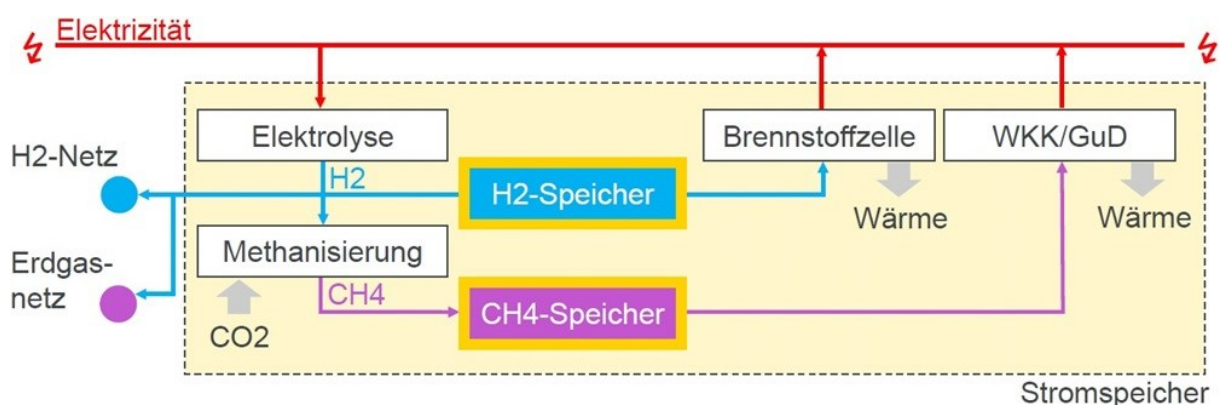
Die in der Sommersession 2022 eingereichte Motion unterstreicht, dass auch in der Schweiz gegenwärtig ein grosses Interesse an der Nutzung des Untergrunds zu Produktions- wie auch zu Speicherzwecken besteht. Das Hauptanliegen der Motion ist die Speicherung von Wärme im Grundwasser, ein Ansatz, der auch auf die Speicherung von Gas (Erdgas, Wasserstoff, Biogas, CO<sub>2</sub>) übertragen werden kann. Die technischen und rechtlichen Abklärungen über die Nutzung des Untergrundes, welche im Rahmen der Bearbeitung dieses Vorstosses wie auch der Motion 20.4063 durchgeführt werden, tragen dazu bei, die Rahmenbedingungen für jegliche Form der unterirdischen Speicherung zu klären. Der Nationalrat hat die Motion am 30. September 2022 angenommen, sie geht nun in den Ständerat. Der Bundesrat hatte die Annahme des Vorstosses empfohlen.



## 5 Produktion in der Schweiz

### 5.1 Power-to-Gas

Chemische Speicher, die auf fossilen Ressourcen beruhen, spielen heute global nach wie vor eine zentrale Rolle in der Energieversorgung. Mit der Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Wasserstoff oder synthetischem Methan über «Power-to-Gas»-Verfahren kann erneuerbare Energie aus Wind, Photovoltaik oder anderen Quellen in chemischer Form zwischengespeichert werden.



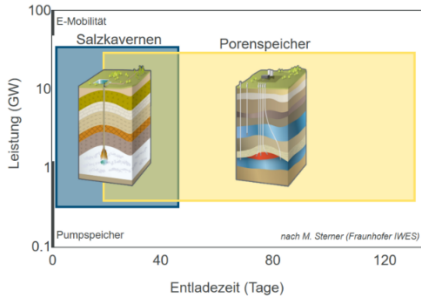
**Abbildung 8:** Konzept von «Power-to-Gas» als Stromspeicher (WKK = Wärme-Kraft-Kopplung, GuD = Gas-und-Dampf-Kombi-kraftwerk)

Zentrales Element von «Power-to-Gas»-Verfahren ist die Elektrolyse, wo Strom zur Erzeugung von Wasserstoff (und Sauerstoff) eingesetzt wird (vgl. *Abbildung 8*). Um synthetisches Methan herzustellen, braucht es zusätzlich eine Kohlenstoff-Quelle für die Methanisierung. Sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Methanisierung gibt es verschiedene Technologien, die sich in ihrem Technologieentwicklungsgrad und der Effizienz unterscheiden. Als Stromspeicher sind über den Pfad «Strom–Wasserstoff–Strom» via eine Wiederverstromung in einer effizienten Brennstoffzelle Wirkungsgrade zwischen 35 und 50 % möglich<sup>13</sup>. Beim Pfad «Strom–Methan–Strom» liegen diese bei Einsatz eines effizienten Gas-Kombi-Kraftwerkes (Wirkungsgrad 60 %) im Bereich 30 %<sup>14</sup>.

Um diese Technologie im Stromsektor als Langzeit- (saisonaler) Speicher einzusetzen, braucht es grosse unterirdische Gasspeicher. Hier eignen sich Salzkavernen und Porenspeicher (vgl. *Abbildungen 9 und 10*). Während anderswo in Europa grössere solcher Speicher vorhanden sind oder gebaut werden könnten, sind in der Schweiz bis heute kaum entsprechende Speichermöglichkeiten bekannt. Künstliche Kavernen in Salzgesteinen (wie in *Abbildung 9* rechts eine Salzmine in Rumänien) lassen sich relativ einfach bauen.

<sup>13</sup> Auf der «Energy System Integration» (ESI)-Plattform des Paul Scherrer Institut PSI wird die Speicher von Strom in Wasserstoff und reinem Sauerstoff erprobt, die über Elektrolyse gewonnen werden. Mit einer speziellen Brennstoffzellentechnologie, die neben Wasserstoff mit reinem Sauerstoff an Stelle von Luft betrieben arbeitet, wird so eine hohe Round-Trip-Effizienz erreicht (<https://www.psi.ch/de/media/esi-plattform>).

<sup>14</sup> Es gibt verschiedene Möglichkeiten, um das für die Methanisierung notwendige CO<sub>2</sub> zu gewinnen.

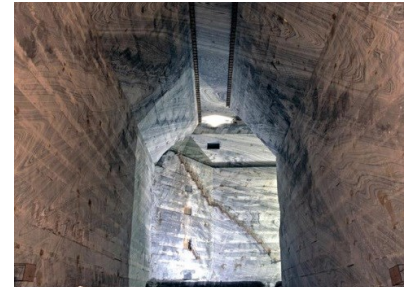


**Deutschland:**

- Speicherkapazität: **230 TWh**
- 60 GW GuD: **~ 96 Tage**

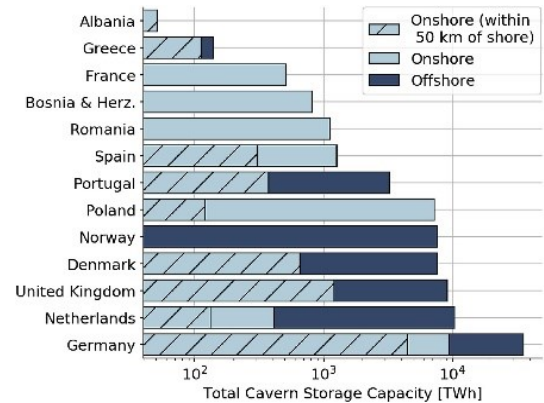
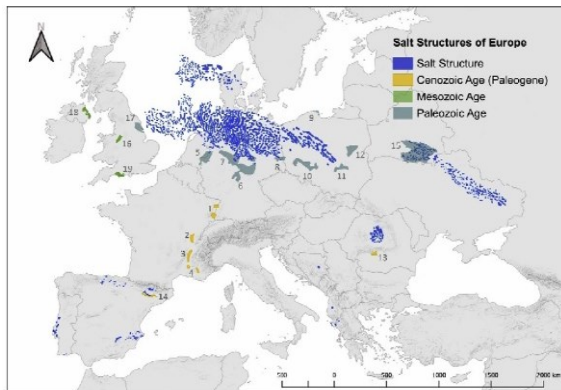
**Schweiz:**

- Kaum Kavernen- / Porenspeicher
- National (Röhren): **50 GWh**
- Ausland (F): **3 TWh**
- 3 GW GuD: **~ 25 Tage**



**Abbildung 9:** Unterirdische Speichervolumina und Beispiel Salzkaaverne in Rumänien

Eine aktuelle Studie der RWTH Aachen (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>) beziffert die Gesamtspeicherkapazität für Wasserstoff in Europa mit 84,8 Petawattstunden (PWh). Zum Vergleich: das Gesamtpotenzial für Pumpspeicher in Europa liegt bei rund 0,12 PWh, der Primärenergieverbrauch der Schweiz liegt bei rund 0,3 PWh.



**Abbildung 10:** Europäische Salzlagerstätten und Salzstrukturen als Ergebnis der Eignungsbewertung für unterirdische Wasserstoffspeicher (links). Gesamtes Kavernenspeicherpotenzial in europäischen Ländern (rechts)<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Quelle: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>



Wenn in der Schweiz «Power-to-Gas»-Anlagen gebaut werden mit dem Zweck der saisonalen Speicherung, muss gleichzeitig geklärt werden, wo dieses synthetische Gas gespeichert werden kann. Mit Untergrundspeichern für Wasserstoff oder Stadtgas (Erdgas mit sehr hohem Wasserstoffanteil) gibt es diverse Langzeiterfahrungen (vgl. *Abbildung 11*). In Europa und speziell in Deutschland wurde die Machbarkeit von Wasserstoffuntergrundspeicher intensiv in verschiedenen Projekten untersucht<sup>16</sup>. Im Rahmen der Initiative HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (<https://www.hypos-eastgermany.de>) wird in Ostdeutschland aktuell ein grösserer Wasserstoffspeicher realisiert: Die Firma VNG Gasspeicher GmbH betreibt in Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt mehrere Erdgasspeicher, darunter auch Salzkavernen. Eine davon mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 50 Mio. Nm<sup>3</sup> wird in den nächsten Jahren für Wasserstoffspeicherung eingesetzt. Der Energieinhalt entspricht rund 150 GWh.

Neben zentralen grossen Wasserstoffspeichern wird auch der Einsatz von dezentralen Wasserstoffspeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades immer stärker diskutiert. Speziell für Quartier- und/oder Insellösungen könnten solche Ansätze interessant sein.

| Ort, Betreiber           | Wasserstoffanteil | Volumen (Mio. Nm <sup>3</sup> ) | Art des Speichers       | Zeitraum      |
|--------------------------|-------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------|
| England (Yorkshire), ICI | 95 %              | 1                               | Salzkaverne, 400 m tief | mehrere Jahre |
| Frankreich (Beynes), GdF | 60 % (Stadtgas)   | 330                             | Aquifer                 | 1956–1974     |
| Russland                 | 100 %             | -                               | Unterirdisch, 90 bar    | -             |
| Deutschland (Kiel)       | 62 % (Stadtgas)   | 0,032                           | Salzkaverne, 80–100-bar | -             |
| Tschechien (Lobodice)    | 50 % (Stadtgas)   | -                               | Aquifer                 | -             |

| Aktuelle Projekte         | Volumen (Mio. Nm <sup>3</sup> ) | Art des Speichers     |
|---------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| Teesside, Grossbritannien | 100 %                           | 3 Salzkavernen, 370 m |
| Clemens Dome, Texas       | 100 %                           | Salzkaverne, 1000 m   |

**Abbildung 11:** Untergrundspeicherung von Wasserstoff

### 5.1.1 KVA mit Power-to-Gas

Seit 2022 ist in Dietikon eine grössere Power-to-Gas-Anlage (Limeco) in Betrieb. Die Anlage hat eine Elektrolyseleistung von 2,5 MW und ist mit einer biologischen Methanisierung (Pilotförderung des BFE) kombiniert. Die Gesamtinvestitionssumme liegt bei 14 Millionen Franken. Pro Jahr sollen rund 18,5 GWh<sup>17</sup> an synthetischem erneuerbarem Gas (Methan) produziert werden.

In der Schweiz existieren 30 KVAs mit einer Gesamtstromproduktion von im Schnitt 1.8 TWh pro Jahr und mit einer installierten Gesamtleistung von 380 MW. Insgesamt wäre so vielleicht eine Gasproduktion von rund 2 TWh pro Jahr möglich, was mit hohen Investitionskosten verbunden wäre. Langfristig könnte über «Stromüberschüsse» im Sommer bei hoher Photovoltaikproduktion ein gewisser Anteil an Gas über Power-to-Gas in der Schweiz produziert werden.

<sup>16</sup> EU-Projekt: HYUNDER (<http://hyunder.eu/>) (KBB, Shell, e-on, DEEP), D: «H2store», «HyINTEGER» (Leckagen), «HYPOS», A: Speicherprojekte von RAG Austria: «underground-sun-storage.at» & «underground-sun-conversion.at»

<sup>17</sup> <https://www.limeco.ch/de/aktuell/pressemitteilungen/einweihung-power-to-gas-anlage>



## 5.2 Erdgasvorkommen in der Schweiz

### 5.2.1 Viel Erkundung – sehr wenig Förderung

In der Schweiz wird seit fast einem Jahrhundert nach Kohlenwasserstoffen gesucht. Die Existenz von Erdgasvorkommen ist im Schweizer Mittelland durch verschiedene Gasaustritte belegt, von der geothermischen Bohrung in St. Gallen bis zur Gasbohrung in Noville (VD). Die Suche nach Gas auf Schweizer Boden in den 1970er- und 1990er-Jahren sowie die zweite Welle von 2008–2015 am Jurasüdfuss (NE, BE, FR, VD, LU) führten zu eher bescheidenen Ergebnissen.

Bis heute hat von 39 Bohrungen und Investitionen von mehr als 300 Millionen Franken durch verschiedene Gas- und Ölunternehmen nur eine Bohrung zu einer Förderung geführt, und zwar in Finslerwald im Entlebuch (LU). In 4'370 m Tiefe wurde ein kleines Gasfeld entdeckt, aus dem zwischen 1985 und 1994 rund 74 Mio. m<sup>3</sup> Gas und 2400 m<sup>3</sup> Kondensat gefördert wurden. Seine Ausbeutung, die durch die nahe gelegene Gaspipeline Holland-Italien besonders erleichtert wurde, führte zu Verlusten von ca. 27 Mio. CHF<sup>18</sup>.

### 5.2.2 Konventionelles Gas vs. unkonventionelles Gas

Je nach Art der geologischen Umgebung, aus der es stammt, spricht man von konventionellem oder unkonventionellem Gas. Erdgas bildete sich vor Millionen von Jahren in Sedimentationsschichten, die reich an organischem Material sind und als Muttergestein bezeichnet werden. Im Laufe der geologischen Zeit entwich das Erdgas nach und nach aus dem Muttergestein an die Oberfläche. Wenn sich das Erdgas bei seinem Aufstieg in einem neuen Gestein, einem sogenannten Reservoir, das sich unter undurchlässigen Deckschichten befindet, konzentriert hat, spricht man von konventionellem Gas, wie zum Beispiel im Val de Travers (NE). Es gibt zwei Arten von unkonventionellem Gas: Einerseits so genanntes «Tight Gas»: Dabei handelt es sich um Erdgas, das in ein Reservoir gelangte, welches später undurchlässig wurde (wie in Noville, VD); andererseits Schiefergas, welches Erdgas bezeichnet, das nicht aus dem wenig durchlässigen Grundgestein gewandert ist.

In konventionellen Gasfeldern ist das Erdgas technisch relativ leicht zu fördern. Unkonventionelles Gas, das in undurchlässigem Gestein eingeschlossen ist, kann hingegen nur mit erheblichem Aufwand und mithilfe sogenannter unkonventioneller Technologien wie der hydraulischen Frakturierung gefördert werden. Grundsätzlich stellt jede Bohrung, unabhängig von der angewandten Technik, ein Risiko für die Umwelt dar, insbesondere für das Grundwasser.

### 5.2.3 Produktionspotenzial in der Schweiz

Es gibt keine veröffentlichten Schätzungen des so genannten GIIP («gas initially in place», ursprünglich an Ort und Stelle befindliches Gas) und somit auch keine Schätzungen der Gasförder- und -speicherkapazität. Nach derzeitigem Kenntnisstand würden vor allem die unkonventionellen Gasreservoirs (Schiefer- und Tight Gas) in Tiefen von 2000 und 5000 Metern ein im Vergleich zum Erdgasbedarf der Schweiz grosses Produktionspotenzial aufweisen.

Insgesamt würde das theoretisch förderbare Gasvolumen auf 114 Mrd. bis 3400 Milliarden m<sup>3</sup> (oder 1'100–24'000 TWh) geschätzt. Bei einem jährlichen Verbrauch in der Schweiz von etwa 3,2 Milliarden m<sup>3</sup> Gas (oder 32 TWh) erscheint dieses Potenzial beträchtlich, ist aber mit grossen Unsicherheiten behaftet. Zudem wäre nur ein Bruchteil des theoretischen geologischen Potenzials tatsächlich nutzbar.<sup>19</sup> Das Vorhandensein von wirtschaftlich nutzbaren Lagerstätten ist daher sehr hypothetisch und mit grossen Unsicherheiten behaftet.

<sup>18</sup> Stellungnahme des Bundesrats vom 14.02.2007 – [Interpellation 06.3886](#) – Erdgasgewinnung in der Schweiz

<sup>19</sup> Fracking in der Schweiz : [Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulats Trede 13.3108 vom 19. März 2013](#)



**Einschränkungen:** Es ist zudem wichtig zu betonen, dass eine einheimische Erdgasproduktion rein theoretisch ist. Sie hinge einerseits von der Industrie für die Umsetzung von Projekten und andererseits von den Regulierungen der Kantone ab, welche die Hoheit über den Untergrund haben. Viele Kantone haben dabei spezifische restriktive Regelungen, wie z.B. die Kantone Waadt (LNRSS 2018), Neuenburg (LUSS, 2021) oder Genf (LRSS, 2017), in denen die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen verboten ist; Waadt und Genf verbieten strikt die Förderung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen und der Kanton Bern hat Fracking 2015 verboten (Minengesetz). Zudem fehlen die Kompetenzen für die Gasexploration: Die Gas- und Ölexplorationsindustrien in der Schweiz nicht mehr aktiv sind, da sich die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen hierzulande nicht als gewinnbringende Tätigkeit erwiesen hat.

Projekte zur Ausbeutung von Bodenschätzen sind langwierige Vorhaben, die von der Planung, dem Erhalt der kantonalen Genehmigungen, der Bohrung bis zum Eintritt in die Betriebsphase zwischen 7 und 12 Jahren dauern können. Wie bereits erwähnt, erteilen einige Kantone keine Bewilligungen mehr für die Erdgasproduktion. Die öffentliche Akzeptanz insbesondere von Projekten zur Förderung von nicht-konventionellem Gas ist keineswegs gesichert und könnte die Erschliessung möglicher einheimischer Erdgasquellen noch weiter verzögern.

Aus wirtschaftlichen Gründen, aus Gründen der Sicherheit und der öffentlichen Akzeptanz scheint die Ausbeutung möglicher einheimischer Erdgasvorkommen nicht sinnvoll zu sein. Im Rahmen der langfristigen Klimapolitik der Schweiz und der Verpflichtungen im Rahmen des Übereinkommens von Paris (Netto-null-Ziel) will der Bundesrat mittel- und langfristig eine zuverlässige und sichere, von fossilen Energieträgern unabhängige Energieversorgung des Landes gewährleisten. Allerdings steht es der Industrie grundsätzlich frei, innerhalb des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens aktiv zu werden.





## 6 Unterstützungsmöglichkeiten der öffentlichen Hand

### 6.1 Einleitung

Dieses Kapitel gibt zunächst einige wichtige Definitionen zur Speicherregulierung, stellt danach die aktuelle Situation dar und erläutert anschliessend die verschiedenen Finanzierungsmöglichkeiten durch den Bund.

### 6.2 Definitionen und aktuelle Situation

#### 6.2.1 Art der Speicherregulierung<sup>20</sup>

Die Speicherung wird nach folgenden Optionen reguliert: Markt (die Speichermengen und -entgelte sind nicht reguliert), Entgeltregulierung (die Ein- und Ausspeicherentgelte werden reguliert), Speicherpflicht (eine gewisse Menge des Gasverbrauchs muss eingespeichert werden) sowie strategische Speicher (Pflichtlager in der Schweiz). Auch eine Kombination dieser Optionen ist möglich (z.B. Speicherpflicht und marktbasierter Ansatz). Alle diese Optionen tragen im Grundsatz zur Versorgungssicherheit bei. Die Nutzung von strategischen Speichern wäre jedoch nur in Krisensituationen möglich (Verwaltung durch den Bund). Die Art der Regelung der Vorratshaltung kann sich auf die Finanzierungsmöglichkeiten auswirken, bspw. wenn der Staat einen gewisse Speichermenge vorschreibt und damit auch Einnahmen garantiert.

#### 6.2.2 Bedeutung für die Versorgungssicherheit

Vor dem Hintergrund, dass die Schweiz vollständig von Gasimporten abhängig ist und der Anteil von Zweistoffkunden sinkt, könnte eine grössere Speicherkapazität auf Schweizer Gebiet eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Damit wäre nämlich sichergestellt, dass im Notfall das Gas bereits in der Schweiz eingelagert ist. Diese Kapazität sollte auch die Speicherung von Biogas und Wasserstoff ermöglichen. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass Erdgas in Zukunft eine weniger wichtige Rolle spielen dürfte.

#### 6.2.3 Finanzierung des Ersatzpflichtlager

Die Gas-Pflichtlager (strategische Speicher) in der Schweiz werden bislang ersatzweise mit Heizöl gefüllt. Diese Reserven sind für Kunden mit zwei Brennstoffen bestimmt und werden von jeder Person, die erstmals Erdgas im Inland in Verkehr bringt (als Importeur oder Produzent) finanziert. Ein Beitrag zum privaten Garantiefonds<sup>21</sup> wird somit in Abhängigkeit von der auf dem Schweizer Markt in Verkehr gebrachten Erdgasmenge erhoben. Dieser Beitrag wurde nicht mit dem Ziel eingeführt, Zweistoffanlagen oder Speicheranlagen zu fördern, sondern nur zur Finanzierung der Pflichtlager. Garantiefondsmittel sind gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG) zweckgebundene, private Mittel der Pflichtlagerhalter von Erdgas.

#### 6.2.4 Aufgabe des BFE

Das BFE hat den Auftrag, energiepolitische Vorlagen (Gesetze und Verordnungen) zuhanden des Bundesrates und des Parlaments auszuarbeiten. Diese Vorlagen zielen unter anderem darauf ab, die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig zu gewährleisten. Die Tatsache, dass Speicheranlagen

<sup>20</sup> Gemäss dem Bericht von ACER: Report on Gas Storage Regulation and Indicators, 2022

<sup>21</sup> Die Finanzierung der Pflichtlagerhaltung erfolgt durch die Erhebung von Garantiefondsbeiträgen bei Erstinverkehrbringern ([www.provisiogas.ch](http://www.provisiogas.ch)). Bei diesem Beitrag handelt es sich weder um eine Steuer noch um eine Gebühr.



für die Versorgung mit Schweizer Gas (einschliesslich Wasserstoff) von Bedeutung sind, könnte ein Argument für eine solche Vorlage sein.<sup>22</sup>

Mithilfe von Speicheranlagen könnte vermieden werden, direkt auf Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung zurückzugreifen, welche negative Auswirkungen auf die Wirtschaft haben wie etwa eine Gaskontingentierung der Industrie.

### 6.2.5 Art einer möglichen Unterstützung

Eine Finanzierung von Speicheranlagen durch den Bund kommt nur unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit in Betracht, also wenn diese Anlagen die Schweizer Versorgung z. B. bei einer Gasknappheit unterstützen können. Eine Finanzierung durch den Bund für Anlagen, die ausschliesslich der Kostenoptimierung dienen, ist nicht opportun. Es ist indes im Fall der nicht strategischen Speicher schwierig, diese Aktivitäten von einer Nutzung für die Versorgungssicherheit zu trennen. Strategische Speicher dienen der Versorgungssicherheit, stehen aber nur in Krisensituationen zur Verfügung und sind daher teurer.

Derzeit ist die Gasversorgung, zumindest was das Marktgeschehen anbelangt, nur rudimentär geregelt (Art. 13 Rohrleitungsgesetz, RLG). Insbesondere enthält die Gesetzgebung keine Bestimmungen zur Finanzierung von Gasinfrastruktur. Es ist in erster Linie das LVG<sup>23</sup>, das sich subsidiär mit Fragen der Versorgungssicherheit befasst. Als Rechtsgrundlage für die Subventionen an die Betreiber/Eigentümer von Speicheranlagen könnte Artikel 5 Absatz 4 in Verbindung mit Artikel 38 Absatz 1 Buchstabe b LVG dienen. Falls die freiwilligen Massnahmen der Wirtschaft nicht ausreichen sollten, insbesondere wenn es an den erforderlichen Anreizen fehlt, könnte eine neue Verordnung erlassen werden, welche die Gasversorgungsunternehmen mit dem Bau und dem Betrieb der Speicheranlagen beauftragt und sie für die anfallenden Kosten entschädigt, die anders nicht finanziert werden könnten. Die Voraussetzungen sind indes restriktiv: Insbesondere muss die rasche Umsetzung der Massnahme dringlich erscheinen und die betroffenen Unternehmen müssen ohne die finanzielle Unterstützung des Bundes einen gewichtigen, nicht zumutbaren Nachteil erleiden.

Zum Zeitpunkt der Vernehmlassung enthält der Entwurf des Gasversorgungsgesetzes (GasVG) keine Rechtsgrundlage für Finanzhilfen für Speicheranlagen. Das UVEK wird zum GasVG bis Ende April 2023 ein Aussprachepapier mit den Erkenntnissen zur Versorgungssicherheit aus dem laufenden Jahr für den Bundesrat vorbereiten. Eine Alternative wäre die Aufnahme entsprechender Bestimmungen in das Energiegesetz oder das RLG. Die Subventionstatbestände sollten unter Berücksichtigung der Art der Speicherregulierung gestaltet werden, insbesondere im Hinblick auf die Angemessenheit der Höhe der finanziellen Unterstützung. In diesem Zusammenhang ist eine Zusammenarbeit zwischen den Bundesämtern für Energie (BFE) und wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) erforderlich.

### 6.3 Mögliche Finanzierungsmassnahmen

Die in diesem Kapitel vorgestellten Finanzierungsmassnahmen des Bundes zur Unterstützung von Speicheranlagen gelten als Ergänzung zu den von der Branche geplanten Massnahmen (private Finanzierung). Aufgezeigt werden die Finanzierungsquellen, die Verteilungswege und es wird so gut als möglich zwischen strategischer Speicherung und anderen Speicherarten differenziert.

<sup>22</sup> Der GasVG-Entwurf sieht vor, dass der Regulator die Möglichkeit erhält, dem Bundesrat Massnahmen vorzuschlagen, wenn er der Ansicht ist, dass die Gasversorgung mittel- bis langfristig gefährdet ist. Dazu könnte auch die Unterstützung von Speicheranlagen gehören. «Das BFE beobachtet die Versorgungslage in Zusammenarbeit mit dem BWL. Zeichnet sich eine unsichere Versorgungslage ab, so trifft der Bundesrat Massnahmen».

<sup>23</sup> In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass das LVG subsidiär zu anderen Bundesgesetzen gilt. Das LVG erlaubt daher nicht, energiepolitische Massnahmen zu ergreifen, und es ist die Pflicht der Wirtschaftlichen Landesversorgung (WL), die energiepolitischen Rahmenbedingungen, wie sie von den zuständigen Behörden vorgesehen sind, zu berücksichtigen. Somit sind die WL und das BWL nicht befugt, direkt oder aktiv auf die Markt- und Branchenstrukturen einzuwirken. Aus Sicht des BWL sollte die Frage der Förderung von Speicheranlagen deshalb im künftigen GasVG geregelt werden.



### 6.3.1 Finanzierungsquellen

#### 6.3.1.1. Finanzhilfen aus der Bundeskasse

Mit Artikel 91 Absatz 2 der Bundesverfassung («Rohrleitungsartikel») verfügt der Bund im Bereich der Gasleitungen über eine umfassende Sachkompetenz. Laut der Botschaft zum Rohrleitungsgesetz (RLG) erstreckt sich diese Kompetenz auch auf unterirdische Gasspeicher. Prinzipiell könnte der Bund also gesetzliche Subventionstatbestände schaffen, um Bau und Betrieb von Speicheranlagen finanziell zu unterstützen.

Wenn der Staat die Errichtung und den Betrieb von Speicheranlagen finanziell unterstützen will, dann kommen hierfür unter Einhaltung der Grundsätze des Subventionsgesetzes prinzipiell auch Finanzhilfen aus Mitteln der allgemeinen Bundeskasse in Frage. Voraussetzung hierfür sind entsprechende gesetzliche Grundlagen, welche insbesondere die Voraussetzungen und die Höhe der Subventionen definieren. Solche Grundlagen könnten im geplanten GasVG verankert werden, alternativ – wenn es schneller gehen soll – auch im EnG, allenfalls auch im Kontext des LVG. Als Nachteil dieser Variante ist hervorzuheben, dass die Speicheranlagen nicht ausschliesslich von den Gasverbrauchern, sondern von der Gesamtheit der Steuerzahler finanziert würde.

#### 6.3.1.2. Unterstützung mittels Vergünstigungen beim Netznutzungsentgelt

Nach den allgemein anerkannten, international etablierten Grundsätzen der Gasmarktregulierung fällt bei Ein- und Auspeisevorgängen zwischen einer Speicheranlage und dem Gasnetz ein Netznutzungsentgelt an. Um die Rentabilität des Betriebs der Speicheranlagen, welche einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, zu unterstützen, könnte in Erwägung gezogen werden, dieses Netznutzungsentgelt zu reduzieren oder ganz auszuschliessen.

Angesichts der hohen Investitionssummen hätte diese Massnahme nur einen geringen Einfluss auf die Investitionsentscheidung. Eine solche Massnahme ist jedoch denkbar, wenn der Markt die Ein- und Auspeisung von Speichern erschwert.

#### 6.3.1.3. Einrechnung ins Netznutzungsentgelt – Speicher als Teil des Netzes

Mit der Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz wurde vorgeschlagen, die vorhandenen kleinen Speicheranlagen in der Schweiz als Teil des Netzes zu behandeln und damit über das Netznutzungsentgelt mittels der so genannten Cost-plus-Regulierung zu finanzieren. Das heisst, die Kosten würden geprüft und könnten als Teil der Netzentgelte den Gasverbraucherinnen und -verbrauchern weiterverrechnet werden. Voraussetzung hierfür war allerdings, dass die Speicher ausschliesslich netzdienlich zur Wahrung der Netzstabilität resp. der Versorgungssicherheit eingesetzt werden. Für kommerzielle Zwecke, bspw. den Gashandel, dürfen sie nicht eingesetzt werden. Während eine solche Vorgabe für kleinere Speicher Sinn ergeben kann, wäre dies für einen neu zu bauenden, grossen Speicher in einem grösseren Mass unwirtschaftlich und daher wenig sinnvoll.

#### 6.3.1.4. Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck

Ein Netzzuschlag hat den Vorteil, dass die Anlagen von den Gasverbrauchern finanziert würden. Er stellt eine Abgabe dar, voraussichtlich handelte es sich um eine Zweck- oder Kostenanlastungssteuer. Eine solche bedarf einer ausdrücklichen Grundlage in der Verfassung. Da eine solche Grundlage nicht ersichtlich ist, erscheint es zweifelhaft, ob ein solcher Netzzuschlag zulässig wäre. Ob und inwiefern die Voraussetzungen für die Einführung eines Netzzuschlags gegeben wären, müsste noch eingehend geprüft werden.

Eine Abgabe in Form eines Netzzuschlags könnte ohne verfassungsmässige Grundlage nur dann erhoben werden, wenn Akteure, die zueinander in Konkurrenz stehen, zur Erstellung und zum Betrieb von Speichern gesetzlich verpflichtet werden und diese Pflicht diese Akteure unterschiedlich stark belastet. Mit einer sogenannten Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck kann diese unterschiedliche Belastung ausgeglichen werden. Inwiefern eine solche Pflicht gesetzlich auszugestalten



ist und ob die übrigen Voraussetzungen für eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck gegeben wären, müsste eingehend geprüft werden.

### 6.3.2 Finanzielle Unterstützungen

Die Unterstützung von Speicheranlagen durch einen Investitionsbeitrag scheint die einzige Option zur Förderung des Baus von Speicherinfrastruktur zu sein. Diese Option zielt darauf ab, die Finanzierungsquellen in Form eines Investitionsbeitrags direkt an die Eigentümer der Speicheranlagen umzuverteilen. Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, könnte der Beitrag nur für nicht amortisierbare Investitionen (NAI) gelten.

Eine Alternative wäre, alle Speicheranlagen (z.B. ab einer bestimmten Grösse) zu unterstützen, unabhängig davon, ob sie wirtschaftlich betrieben werden können. Die Speicheranlagen würden dann als Güter von öffentlichem Interesse betrachtet. Auf diese Weise würden alle Installationen unterstützt. Diese Option hat den Vorteil, dass auch wirtschaftliche Anlagen gefördert werden, bei denen die Investition zugunsten anderer, noch rentablerer Investitionen (ausländische Speicher, Diversifizierung) aufgegeben worden wäre.

Es ist auch denkbar, Anlagen mit einer Garantie oder Unterstützung für die Erschliessung von Speicherstätten (wie bei der Geothermie) zu fördern.

## 6.4 Alternative Lösungen

### 6.4.1 Art. 5 und 38 des LVG

Prinzipiell könnte man ein einzelnes Unternehmen oder eine Auswahl von Gasversorgungsunternehmen gestützt auf Artikel 5 Absatz 4 des LVG in die Pflicht nehmen, eine Gasspeicheranlage zu errichten oder zumindest erste Bemühungen dazu in die Wege zu leiten (Prüfung geeigneter Standorte etc.). In Verbindung mit Artikel 38 Absatz 1 Buchstabe b LVG könnte der Bund finanzielle Abgeltungen für ungedeckte Kosten zusprechen, dies aus Mitteln der Bundeskasse.

Diese Lösung ist aber nicht ideal, da das LVG subsidiär zu allen anderen Gesetzen und freiwilligen Massnahmen der Branche steht. Vieles – wie z. B. die Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung<sup>24</sup> – hat denn auch nur provisorischen Charakter.

### 6.4.2 Art. 6 des LVG

Eine Lösung besteht darin, nicht einzugreifen und sich an die vorhandenen Mittel zu halten. Im Bedarfsfall ist es möglich, Artikel 6 des LVG geltend zu machen. Dieser sieht vor, dass der Bundesrat bei schwerwiegenden Versorgungsengpässen eine Branchenvereinbarung zur Sicherung der wirtschaftlichen Landesversorgung für allgemeinverbindlich erklären kann, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind. Diese Massnahme würde keine öffentliche Finanzierung erfordern und würde bei schweren Mangellage (als letztes Mittel) eingesetzt werden; sie fällt in den Geltungsbereich des LVG und in den Zuständigkeitsbereich der WL. Diese Option scheint jedoch für Speicheranlagen wenig geeignet zu sein, da die Inbetriebnahme deutlich (mehrere Jahre) von der Investitionsentscheidung abweicht.

---

24 AS 2022 310



#### 6.4.3 Änderung der Verordnung über die Pflichtlagerhaltung von Erdgas.

Eine weitere Möglichkeit wäre, die obligatorische Gasspeicherung nicht mehr in Ersatzform mit Heizöl, sondern direkt mit Gas vorzuschreiben (Aufhebung von Art. 2 Abs. 4 der Erdgaspflichtlagerverordnung durch den Bundesrat). Die Anlagen müssten dann von der Gasindustrie finanziert werden. Es wäre eine Änderung der Verordnung erforderlich. Ausserdem könnte das eingespeicherte Gas nicht kommerziell (bspw. in Form von kurzfristiger zur Verfügung Stellung von Flexibilität), genutzt werden und wäre nur bei schweren Mangellagen verfügbar, was die Installation noch unwirtschaftlicher macht.

#### 6.5 Schlussfolgerung

Eine geeignete Konzeption für die Unterstützung von Speichieranlagen zu finden, ist anspruchsvoll: Als Gründe dafür können der unterschiedliche Einsatzbereich von Speichieranlagen (Handel, Netz, Versorgungssicherheit), die im Rahmen der gesetzlichen Marktordnung gewählte Art der Regulierung (strategische, obligatorische, marktbasierter Speicherung) oder die gesetzlichen Grundlagen für die erforderlichen Subventionstatbestände angeführt werden.



## 7 Handlungsempfehlungen

Die in diesem Bericht untersuchten Elemente führen zu der Schlussfolgerung, dass nur Anlagen zur saisonalen Speicherung dazu beitragen, die Energieversorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen. Die wichtigsten Lösungsansätze für die saisonale Speicherung sind die Speicherung im Untergrund (in Aquiferen und Kavernen) sowie die Speicherung in flüssiger Form (LNG). Diese beiden Ansätze ermöglichen die Speicherung von grossen Gasmengen. Unterirdische Speicher eignen sich für verschiedene Gase (Erdgas, Wasserstoff, Biogas und CO<sub>2</sub>). Gegenwärtig verfügt die Schweiz über keine Anlagen dieser Art. Im Hinblick auf das vom Bundesrat beschlossene Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 ist es von entscheidender Bedeutung, dass diese Anlagen auch die Speicherung von Wasserstoff und Biogas ermöglichen. Dabei ist zu beachten, dass zwischen dem Entscheid zum Bau eines Speichers bis zu dessen Inbetriebnahme mit einer Zeitspanne von 5 bis 10 Jahren zu rechnen ist. Zahlreiche laufende Forschungsbemühungen und parlamentarische Arbeiten zielen darauf ab, die nachhaltige Nutzung des Untergrundes zu optimieren, insbesondere zur saisonalen Speicherung von Wärme und verschiedenen Gasen.

Grundsätzlich sollte eine Finanzierung wirtschaftlich und verursachergerecht sein und dem Subsidiaritätsprinzip entsprechen. Allerdings hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass die fehlende Wirtschaftlichkeit der Speicherprojekte eines der Hindernisse war, wieso diese nicht umgesetzt wurden. Falls in Zukunft eine finanzielle Unterstützung durch die Gaskonsumentinnen und -konsumenten oder den Bund gewünscht ist, dann sollte diese nur möglich sein für Anlagen zur saisonalen Speicherung, welche zudem für eine spätere Speicherung von Wasserstoff und Biogas ausgelegt sind. Mögliche Finanzierungsmodelle wären hierfür die 1) Einrechnung ins Netznutzungsentgelt, 2) die Erhebung eines Netzzuschlags oder 3) ein Investitionsbeitrag aus der Bundeskasse. Auch möglich wäre 4) das Vorschreiben der Pflichtlagerhaltung in Form von Gas sowie 5) weiterhin keine Regelung der Finanzierung. In den letzten beiden Fällen wäre die Gasbranche selbst für die Finanzierung verantwortlich. Jede dieser fünf Handlungsoptionen ist mit Vor- und Nachteilen verbunden, ein Königsweg ist nicht ersichtlich.

Gestützt auf welches Gesetz (EnG, GasVG oder LVG) und in welcher Höhe diese Unterstützung vorgesehen würde, müsste noch festgelegt werden. Kommerzielle Anlagen sollten von der Gasindustrie finanziert werden, ebenso wie Anlagen, die aufgrund von direkten Vorgaben auf der Grundlage des LVG erstellt werden.

Sollten solche Anlagen entstehen, müsste im Rahmen der zukünftigen gesetzlichen Marktordnung (GasVG) noch die Art der Regulierung festgelegt werden: marktbasierter Ansatz, Speicherpflicht (z.B. X% zu Beginn des Winters), strategische Speicherung (nur im Krisenfall nutzbar) oder eine Kombination dieser Lösungen. Bei der Regulierung wäre auch zu berücksichtigen, ob zur Erstellung ein Bundesbeitrag geleistet wurde.



## 8 Abbildungsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| <b>Abbildung 1:</b> Endenergieverbrauch (TWh) von gasförmigen Energieträgern (Methan = Biogas/Erdgas, Wasserstoff) in 2050 (Energieperspektiven 2050, ZERO Basis) .....  | 8  |
| <b>Abbildung 2:</b> Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Energieperspektiven 2050, ZERO Basis)...  | 9  |
| <b>Abbildung 3:</b> Erdgasnetz (Transportnetz) in der Schweiz und in Europa (Quelle: Gazenergie.ch)....  | 10 |
| <b>Abbildung 4:</b> Grenzüberschreitende Anschlusspunkte ans europäische Gasnetz (DE: Deutschland, FR: Frankreich, IT: Italien, AT: Österreich, FL: Fürstentum Liechtenstein) .....  | 11 |
| <b>Abbildung 5:</b> Übersicht zu verschiedenen Gasspeichern .....  | 13 |
| <b>Abbildung 6:</b> Erdgasspeicherkapazitäten in Europa (Mrd. m <sup>3</sup> , links, Quelle: VSG und TWh, rechts, Quelle: Gas Infrastructure Europe GIE und Initiative Erdgasspeicher) .....  | 14 |
| <b>Abbildung 7:</b> Abbildung 7: Merkmale der bestehenden Erdgasspeicher in den Ländern der EU-27 und in Grossbritannien nach Typ. (Quelle: Statistics on underground natural gas storage in the EU27 and the UK, Operational assets as of May 2021. From: GIE database, 2021) ..... | 14 |
| <b>Abbildung 8:</b> Konzept von «Power-to-Gas» als Stromspeicher (WKK = Wärme-Kraft-Kopplung, GuD = Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk) .....  | 20 |
| <b>Abbildung 9:</b> Unterirdische Speichervolumina und Beispiel Salzkaverne in Rumänien .....  | 21 |
| <b>Abbildung 10:</b> Europäische Salzlagerstätten und Salzstrukturen als Ergebnis der Eignungsbewertung für unterirdische Wasserstoffspeicher (links). Gesamtes Kavernenspeicherpotenzial in europäischen Ländern (rechts). .....  | 21 |
| <b>Abbildung 11:</b> Untergrundspeicherung von Wasserstoff.....  | 22 |