



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Économie

Octobre 2022

Mise en place de capacités de stockage de gaz en Suisse et options de remplacement pour un approvisionnement en gaz indigène

Rapport à l'intention du Conseil fédéral



Sommaire

Sommaire	2
Résumé	4
1 Introduction	6
2 Approvisionnement en gaz en Suisse, aujourd’hui et demain	6
2.1 Consommation.....	6
2.1.1 Flexibilité à court terme avec les clients équipés d’installations bicom bustibles (gaz et produits pétroliers).....	7
2.2 Approvisionnement en gaz	7
2.2.1 Importations de gaz	8
2.2.2 Contrats de livraison	8
2.2.3 Infrastructure et liaisons de raccordement au réseau	8
2.2.4 Régulation des grandes installations de stockage de gaz à l’heure actuelle et conformément au projet de LApGaz mis en consultation.....	9
3 Possibilités de stockage actuelles	10
3.1 Possibilités techniques de stockage en général.....	10
3.1.1 Réservoirs en couche poreuse: aquifères et réservoirs de pétrole et de gaz	10
3.1.2 Stockage en cavité	11
3.1.3 Stockage du gaz naturel liquide (GNL)	11
3.1.4 Réservoirs tubulaires ou sphériques	11
3.2 Capacités de stockage en Europe	12
3.2.1 Unité flottante de stockage et de regazéification(FSRU)	12
3.2.2 Encouragement et financement.....	13
3.3 Capacités de stockage en Suisse	13
3.3.1 Stockage saisonnier et commercial.....	13
4 Stockage supplémentaire en Suisse	14
4.1 Recherche en Suisse	14
4.1.1 Projet «USC-FlexStore»	14
4.1.2 SCCER «Supply of Electricity».....	14
4.1.3 Programme national de recherche PNR 70 «Virage énergétique»	15
4.1.4 «LOHC-CH» – Étude de l’OFEN sur les possibilités de l’hydrogène LOHC	15
4.2 Projets concrets	15
4.2.1 Projet GAZNAT «Oberwald/Grimsel»	15
4.2.2 GNL à Schweizerhalle	16
4.3 Interventions parlementaires	16
4.3.1 Mo 20.4063 – Faire la lumière sur la protection du climat, la sécurité énergétique et l’exploitation des infrastructures grâce à l’exploration du sous-sol	16
4.3.2 Mo 22.3702 – Avenir énergétique. Exploiter le potentiel de stockage du sous-sol.....	17



5	Production en Suisse	18
5.1	Power-to-Gas.....	18
5.1.1	UIOM avec Power-to-Gas	20
5.2	Gisements de gaz naturel en Suisse.....	21
5.2.1	Beaucoup d'exploration, peu d'exploitation.....	21
5.2.2	Gaz conventionnel contre gaz non conventionnel	21
5.2.3	Potentiel de production en Suisse	21
6	Possibilités de soutien des pouvoirs publics	23
6.1	Introduction	23
6.2	Définitions et situation actuelle	23
6.2.1	Type de régulation du stockage	23
6.2.2	Signification pour la sécurité de l'approvisionnement	23
6.2.3	Financement du stockage complémentaire.....	23
6.2.4	Mission de l'OFEN	23
6.2.5	Type de soutien possible	24
6.3	Mesures de financement possibles	24
6.3.1	Sources de financement.....	25
6.3.2	Soutiens financiers	26
6.4	Autres solutions	26
6.4.1	Art. 5 et art. 38, LAP	26
6.4.2	Art. 6, LAP	26
6.4.3	Modification de l'ordonnance sur le stockage obligatoire de gaz naturel.....	27
6.5	Conclusion	27
7	Actions recommandées	28
8	Répertoire des figures	29



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 uniquement au moyen d'importations diversifiées que la demande en gaz naturel (15% de la consommation d'énergie finale) peut être satisfaite. À 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) permettraient de soutenir la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

Le marché et l'approvisionnement en gaz ne sont actuellement régulés que de manière rudimentaire et la législation ne contient pas de dispositions sur le stockage du gaz. Le projet mis en 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 ou en cavité saline qui présentent un volume important de stockage et ne peuvent être remplis en général qu'une fois par an (un cycle de stockage). Les stockages construits dans des cavités rocheuses (Lined Rock Cavern LRC) ou les installations 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 construits) sont adaptés tant au stockage de gaz qu'au stockage d'hydrogène ou encore du CO₂.

À ce jour, il n'a pas été possible d'aménager de grandes installations de stockage de gaz (par ex. cavernes-réservoirs) 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 stockage commerciaux pour couvrir un besoin journalier. L'accord conclu avec la France garantit 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 suivants : USC-FlexStore, mené conjointement par la Suisse et l'Autriche, qui vise à stocker de l'hydrogène et du CO₂ 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 la raffinerie de Collombey) pour le stockage et le transport d'hydrogène.

En Suisse le projet de stockage de Gaznat à Oberwald (VS) est en cours et 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 entraient 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 de grandes capacités de stockage;



celles-ci sont disponibles dans le nord de l'Europe, mais pas en Suisse. En cas de construction d'installations Power-to-Gas en Suisse à des fins de stockage saisonnier, il faut également régler la question des sites de stockage du gaz synthétique.

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 initiatives 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, CO₂). Une exploration du sous-sol est nécessaire avant de pouvoir déterminer les potentiels de stockage et d'identifier les sites potentiels de stockage. Ces projets de stockage du sous-sol s'inscrivent sur le long terme (5 à 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 doivent pouvoir soutenir l'approvisionnement suisse p. ex. lors de pénurie de gaz.

Étant 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 ces prochains temps. En revanche, il n'est pas exclu que le stockage de gaz puisse contribuer à moyen et long termes 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 à l'horizon 2050), 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 solutions.

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 des installations de stockage saisonnier conçues également 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 Introduction

La Suisse n'a pas de grande installation de stockage de gaz. À l'heure actuelle, c'est donc uniquement au moyen d'importations que la demande en gaz naturel peut être satisfaite. Les récents problèmes géopolitiques qui se posent en Europe montrent toutefois que le stockage de gaz et les possibilités d'approvisionnement alternatives sont une nécessité économique et stratégique pour garantir un approvisionnement sans interruption. Le stockage de gaz naturel est ainsi utilisé en tant que réserve stratégique pour lisser les pics de la demande et pour gérer les crises. La combinaison de plusieurs options en matière de stockage de l'énergie, à des échelles diverses et sur des périodes variées, permet d'équilibrer le système gazier mondial. En effet, une différence entre l'offre et la demande de gaz naturel peut se produire sur plusieurs échelles temporelles, de l'ordre de quelques secondes à plusieurs années. Outre l'importance géopolitique du gaz, son stockage en grandes quantités – gaz d'hydrocarbure, dioxyde de carbone et hydrogène compris – va prendre de plus en plus d'importance avec la transformation en cours du système énergétique et l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050.

2 Approvisionnement en gaz en Suisse, aujourd'hui et demain

2.1 Consommation

En 2021, le gaz représentait 15,4% de la consommation d'énergie en Suisse, soit 36 TWh. Ce sont surtout les ménages qui consomment du gaz pour produire de la chaleur (42%), suivis de l'industrie, qui s'en sert pour ses processus (34%). Le gaz joue également un rôle dans le secteur tertiaire (22%) et, dans une moindre mesure, dans celui de la mobilité et dans l'agriculture. En Suisse, le gaz naturel est également utilisé dans les centrales électriques et thermiques conventionnelles, pour produire de l'électricité et de la chaleur à distance. Ce rôle est mineur et ne représente que 6% des importations de gaz, puisqu'il n'existe actuellement pas de grandes centrales à gaz en Suisse. En comparaison internationale, la Suisse n'est qu'une petite consommatrice. En 2020, ses besoins représentaient moins de 1% de ceux de l'Union européenne (UE).

Selon les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération (scénario de base), la consommation finale de gaz va diminuer d'environ 30% d'ici 2050 et passer de 32 TWh en 2015 à 23 TWh¹ en 2050 (cf. figure 1).

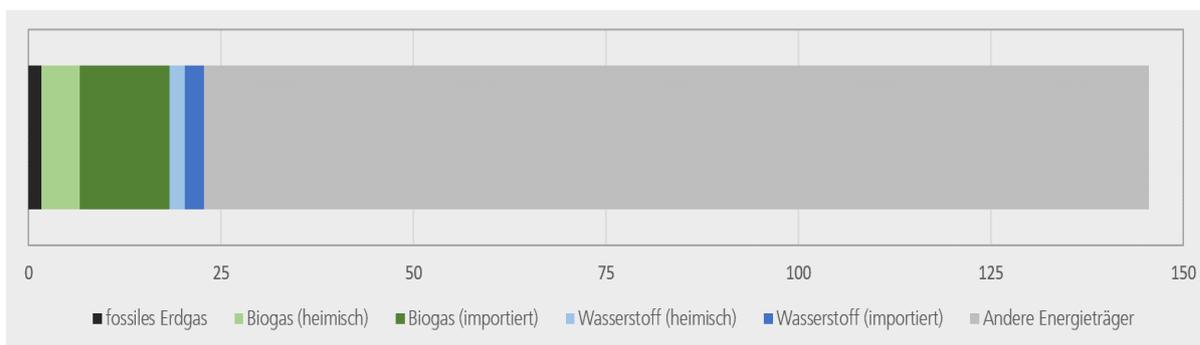


Figure 1: consommation énergétique (TWh) des agents énergétiques gazeux (méthane = biogaz/gaz naturel, hydrogène) en 2050 (Perspectives énergétiques 2050, scénario ZÉRO base)

¹ Dont 1,7 TWh de gaz naturel, 12 TWh de biogaz pour remplacer le gaz, 4,7 TWh de biogaz dans le secteur de la transformation (électricité/chaleur), 1,9 TWh de production d'hydrogène indigène et 2,5 TWh d'hydrogène importé. 70% des 16,7 TWh de biogaz sont importés.



Comme le montre la *figure 2*, le gaz renouvelable avec une quantité résiduelle de gaz fossile va donc continuer de jouer un rôle à l'avenir dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse (16% de la consommation d'énergie finale); un approvisionnement sûr avec cet agent énergétique accroît la sécurité de l'approvisionnement énergétique du pays dans l'ensemble. La majeure partie de ce volume sera importée (73% de biogaz/gaz naturel, 56% d'hydrogène).

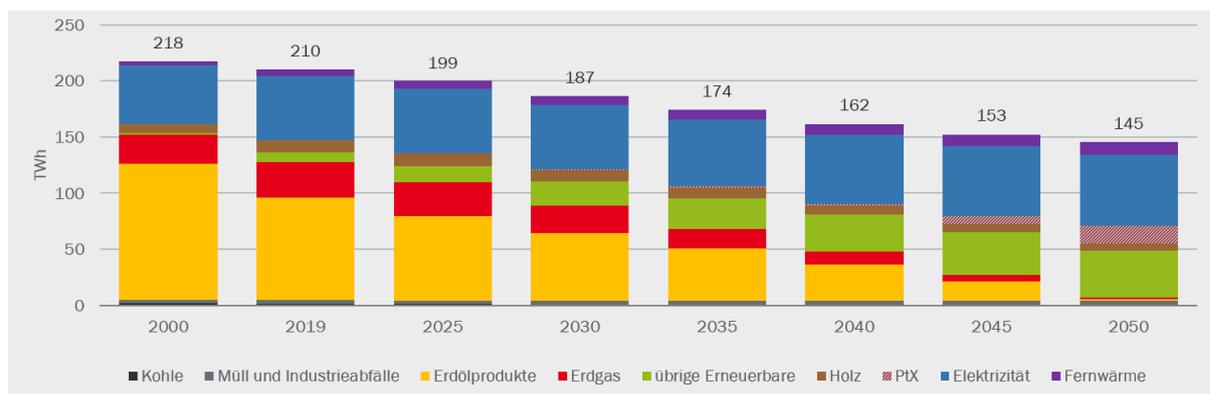


Figure 2: consommation d'énergie finale par agents énergétiques (Perspectives énergétiques 2050; scénario ZÉRO base)

2.1.1 Flexibilité à court terme avec les clients équipés d'installations bicomcombustibles (gaz et produits pétroliers).

Les installations bicomcombustibles jouent un rôle important dans l'approvisionnement de gaz en Suisse: les clients finaux qui en sont équipés peuvent, en cas de besoin, passer du gaz naturel aux produits pétroliers (en général du fioul). Le passage à l'huile de chauffage (extra-légère) est en général réglé par contrat avec l'exploitant du réseau local, est le résultat de considérations économiques et concerne en premier lieu l'industrie. Cette mesure permet de réduire la consommation de gaz naturel et d'assurer l'approvisionnement en gaz dans des secteurs plus sensibles, comme les ménages.

Les installations bicomcombustibles augmentent par ailleurs la flexibilité dans l'achat de gaz naturel et optimisent les coûts pour les entreprises de transport, les fournisseurs et les consommateurs. Ces installations soutiennent aussi la stabilité du réseau de gaz naturel.

La part des ventes de gaz aux clients équipés d'installations bicomcombustibles a nettement diminué ces dernières années. Elle était d'environ 20% en 2020. À titre de comparaison, cette part était encore de près de 40% dans les années 2000. Cette part définit le potentiel maximum possible d'une baisse à court terme de la consommation de gaz due à l'abandon du gaz au profit du fioul. En raison de contraintes de nature contractuelle ou autre, ce potentiel ne peut toutefois être exploité que partiellement. La part de ces installations varie par ailleurs fortement d'une région à l'autre du pays. En cas de pénurie grave, le passage au fioul peut être ordonné en tant que mesure non basée sur le marché.

2.2 Approvisionnement en gaz²

Sur son territoire, la Suisse ne dispose actuellement pas de grandes installations de stockage de gaz ni d'installations de production de gaz ou d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL). Dans ces conditions, la demande de gaz naturel ne peut être couverte que par des importations, ou presque (*cf. chapitre 2.2.1*).

Seule une petite part de biogaz est produite en Suisse: en 2020, ce biogaz a été injecté dans le réseau à hauteur de 0,37 TWh, ce qui correspond à environ 1,1% de l'utilisation finale de gaz.

² Source principale: projet LApGaz, rapport final: Sécurité d'approvisionnement, janvier 2017 (rapport de l'OFEN non publié).



2.2.1 Importations de gaz

À l'heure actuelle, la Suisse couvre presque totalement sa demande de gaz par des importations livrées des pays voisins par pipeline. Le gaz naturel est transporté en Suisse de diverses manières (cf. figure 3). La part importante d'importations d'Allemagne rend l'approvisionnement en Suisse fortement dépendant du gaz naturel russe. En 2020, le gaz provenait (à l'origine) de Russie (43%), de Norvège (22%), de l'UE (19%), d'Algérie (3%) et d'autres pays producteurs (13%)³.

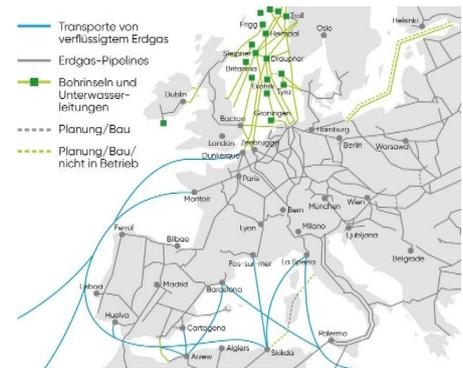


Figure 3: réseau de gaz (réseau de transport) en Suisse et en Europe (source: gazenergie.ch)

2.2.2 Contrats de livraison

L'industrie gazière suisse a passé avec les distributeurs de gaz européens des contrats à court, moyen et long termes qui règlent l'achat et la livraison de gaz. Le portefeuille de ces fournisseurs est diversifié selon les pays producteurs, les voies de transport et les sites de stockage. Il n'existe pas de contrats de livraison à long terme avec des producteurs russes, mais il est possible de conclure des contrats à court terme avec des fournisseurs ou des sociétés commerciales russes. Les contrats à long terme arriveront à échéance ces trois à quatre prochaines années. Ils doivent principalement être remplacés par des contrats à moyen terme. L'industrie a aussi la possibilité d'utiliser les contrats à options (*swing*), qu'elle a déjà utilisés[§] dans le cadre des mesures prises pour l'hiver 2022/23.

2.2.3 Infrastructure et liaisons de raccordement au réseau

Le pipeline de transit international entre les Pays-Bas et l'Italie est entré en service en 1974. En Suisse, il relie Wallbach (AG) au col de Gries (Haut-Valais) et appartient à l'entreprise Transitgas⁴. Il s'agit de la voie la plus importante pour l'importation de gaz en Suisse, qui couvre approximativement trois quarts de la consommation brute. Le réseau de Transitgas est également raccordé au réseau de transport français par un pipeline au sud-ouest de Bâle (Rodernsdorf, Oltingue en France). Depuis 2017, il est également possible de transporter du gaz du sud au nord par le col de Gries (Italie). Le tronçon suisse du réseau de transit s'étend actuellement sur 292 kilomètres. Cela fait de la Suisse un corridor de transit important au centre du marché gazier intérieur européen, ce qui a sensiblement amélioré sa position dans ce contexte et la sécurité de son approvisionnement.

Depuis le début des années 1970, la Suisse est raccordée au réseau de transport de gaz international. Aujourd'hui, elle dispose de 16 points de raccordement transfrontaliers, dont la majorité ne sert que de points d'injection. À l'exception de Wallbach, d'Oltingue et du col de Gries, les points d'injection sont exclusivement destinés à l'approvisionnement de la Suisse (cf. figure 4):

³ www.gazenergie.ch

⁴ Transitgas SA: www.transitgas.ch



Points d'injection:		Points de soutirage:
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)
Bâle/Riehen (DE)	Genestrerio (IT) ⁵	
Rodersdorf/Oltingue (FR)	Höchst (AT) ⁶	
La Cure (FR) ⁷	Trübbach/Sargans (FL)	
		Point d'injection et de sortie:
		Col de Gries (IT)

Figure 4: points de raccordement transfrontaliers au réseau de gaz européen (DE: Allemagne, FR: France, IT: Italie, AT: Autriche, FL: Principauté de Liechtenstein)

Le gaz peut être transporté par différentes voies d'approvisionnement. En raison de la structure des capacités achetées par la Suisse, le gaz ne peut toutefois être dévié d'un point à un autre que dans une mesure limitée. Comme la majeure partie de l'approvisionnement de la Suisse a lieu par le point d'injection de Wallbach, un risque de concentration existe.

En Suisse même, la plupart des réseaux locaux peuvent être approvisionnés par différentes voies de transport grâce au réseau de gaz suisse. La condition est toutefois une étroite coordination de l'approvisionnement de gaz entre les sociétés régionales. Au Tessin et à Kreuzlingen, qui ne sont pas raccordés au réseau suisse, l'approvisionnement a lieu exclusivement depuis l'étranger (IT et DE).

Le point de sortie le plus important du réseau de gaz suisse est le point de raccordement transfrontalier au sud du pipeline de transit au col de Gries, qui couvre environ 10% des importations de gaz italiennes. Plusieurs communes françaises sont également liées à la sécurité de l'approvisionnement suisse, car elles sont exclusivement approvisionnées par le réseau suisse, via les points de soutirage de Ferney, des Verrières et des Brenets.

2.2.4 Régulation des grandes installations de stockage de gaz à l'heure actuelle et conformément au projet de LApGaz mis en consultation

Actuellement, les grandes installations de stockage de gaz ne sont pas régulées en Suisse. Le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz), qui était en consultation d'octobre 2019 à février 2020, ne comprenait pas non plus de règles spéciales pour les grandes installations de stockage de gaz. La principale raison est qu'il n'y a pas de telles installations en Suisse et que le législateur ne veut pas édicter de règles qui ne sont pas encore nécessaires. Deux domaines sont toutefois importants quand il s'agit de réguler les installations de stockage. Il s'agit d'une part de la régulation des rémunérations versées pour l'utilisation du réseau, c'est-à-dire de la question de savoir quel est le montant à payer pour le remplissage et la vidange de l'installation (stockage et déstockage). D'autre part, il s'agit de la question de la manière dont le remplissage du réservoir doit être régulé. Jusqu'au début 2022, dans certains pays, ce dernier point était entièrement laissé au bon vouloir des exploitants des installations de stockage, p. ex. en Allemagne ou aux Pays-Bas. D'autres pays, comme l'Italie, ont introduit une «réserve stratégique» il y a quelques années déjà. Le règlement de l'UE sur le stockage de gaz adopté le 27 juin 2022 oblige désormais tous les États membres de l'UE disposant de grandes installations de stockage sur leur territoire à remplir leurs réservoirs à 80% avant le 1^{er} novembre 2022 (le but étant d'atteindre un taux de remplissage de 85% au niveau de l'UE) et de 90% pour l'hiver suivant (2023/24). Les deux questions évoquées ici ne se posent toutefois que lorsqu'une installation de stockage entre en exploitation. La question du cofinancement, par l'État, de la construction de l'installation doit être clarifiée en amont; elle est abordée au chapitre 6.

⁵ Point d'injection dont la zone (Tessin) n'est pas raccordée au réseau de gaz suisse.

⁶ Höchst est utilisé pour l'injection et le prélèvement en cas d'urgence.

⁷ Y compris la capacité d'entrée maximale de l'installation de stockage d'Etrez.



3 Possibilités de stockage actuelles

3.1 Possibilités techniques de stockage en général

Du point de vue technique, il y a plusieurs possibilités pour stocker le gaz en petites ou en plus grandes quantités. Les couches géologiques poreuses, comme les réservoirs de pétrole et de gaz épuisés (dont la Suisse ne dispose pas), les aquifères et les cavernes salines ou rocheuses, font partie des solutions de stockage souterraines de grand ou moyen volume. Les réservoirs tubulaires ou sphériques en surface présentent un volume moindre. Moyennant certaines adaptations techniques, ces solutions de stockage sont largement applicables à d'autres gaz comme l'hydrogène ou encore le CO₂. Le gaz peut être aussi stocké sous sa forme liquide. La *figure 5* donne une vue d'ensemble des différentes possibilités.

L'hydrogène étant une molécule plus petite que le gaz naturel, sa forte diffusivité peut soulever des inquiétudes quant à sa fuite à travers les roches de couverture dans l'aquifère ou à travers les parois de sel dans les cavernes. Dans la pratique, aucune installation existant depuis plusieurs décennies en aquifère (principalement en France) ou en caverne de sel (Allemagne, États-Unis et Royaume-Uni) n'a jamais rapporté de fuite par diffusivité. D'un point de vue scientifique, cela peut s'expliquer par le fait que l'hydrogène est très faiblement soluble dans l'eau. Comme les roches de couverture des aquifères et les parois de sel dans les cavernes sont saturées d'eau, il y a peu de risque de fuite diffusive.

L'inquiétude la plus concrète pour le stockage d'hydrogène dans le sous-sol naturel est la réactivité de l'hydrogène avec les bactéries du milieu ou la présence d'autres gaz tels que le CO₂ ou le CH₄. Cette réactivité se trouve surtout dans les stockages en aquifère et conduit à des changements de composition chimique du stock. L'hydrogène réagit p. ex. avec le CO₂ pour former du biométhane. Cela n'est pas limitant, au contraire, lorsque l'hydrogène doit servir comme combustible, mais représente une forte limitation si l'hydrogène est destiné à des piles à combustible où une pureté élevée doit être garantie. Les risques de contamination de l'hydrogène sont moins élevés (mais pas inexistant) dans les cavernes de sel.

Les installations de stockage de gaz sont caractérisées par la capacité de gaz de travail (quantité de gaz qui peut être stocké) et la capacité maximale de déstockage et de stockage (cycles de stockage par an). Suivant le type d'installation de stockage, ces installations servent soit à produire la charge de pointe, soit à l'équilibrage saisonnier, soit à se prémunir contre les problèmes techniques et les interruptions de livraison, soit à permettre des opérations d'arbitrage.

3.1.1 Réservoirs en couche poreuse: aquifères et réservoirs de pétrole et de gaz

Les réservoirs en couche poreuse (formations de calcaire et de grès), étanches au gaz en raison des couches de roche et des couches aquifères qui les entourent, peuvent stocker de très grandes quantités de gaz. Il s'agit souvent de réservoirs de gaz naturel épuisés. Dans un réservoir aquifère, le gaz stocké prend la place de l'eau, qui est chassée par les pores de la roche lors de l'injection du gaz. Pour maintenir une pression de gaz minimale, les réservoirs en couche poreuse et aquifères ne peuvent pas être entièrement vidés. La part du gaz présent en permanence dans le réservoir (appelée «coussin») est de l'ordre de 50% du volume total.

L'utilisation de tels réservoirs dépend des conditions géologiques sur place. Les grands réservoirs en couche poreuse sont utilisés pour l'équilibrage saisonnier et servent aussi, en Europe, de réserve stratégique. Le stockage souterrain en couche poreuse permet 1 à 2 cycles de production/stockage par an, ce qui en fait une solution idéale pour le stockage saisonnier et stratégique.

Dans la grande majorité des cas, le stockage de gaz en Europe est souterrain: plus des trois quarts des capacités de stockage souterrain de gaz proviennent de gisements de gaz épuisés. Privilégié par de nombreux pays lorsqu'il est possible, c'est le moyen technique le plus efficace et le plus économique pour répondre aux fluctuations de la demande.



3.1.2 Stockage en cavité

Contrairement au stockage en couche poreuse et aquifère, le stockage en cavité a lieu dans des réservoirs creusés artificiellement. Les cavités salines sont creusées dans d'épaisses couches de sel. Elles sont obtenues en injectant de l'eau qui dissout progressivement une partie du sel, extrait sous forme de saumure. Les cavités rocheuses (Lined Rock Cavern, LRC) sont creusées artificiellement dans la roche. Par rapport aux réservoirs en couche poreuse, les capacités de stockage sont faibles. En revanche, le nombre de cycles de production/stockage pouvant être réalisés chaque année est plus élevé (1 à 4) ce qui rend ce type de stockage plus flexible que le celui en couche poreuse et donc adapté au stockage commercial et stratégique. Le stockage en cavités convient pour l'équilibrage hebdomadaire et mensuel et pour fournir de l'énergie de réglage. La construction et l'utilisation de telles solutions de stockage dépendent également des conditions géologiques locales.

3.1.3 Stockage du gaz naturel liquide (GNL)

Refroidi à -162 °C, le gaz naturel devient liquide, ce qui permet de le stocker dans des réservoirs en surface, avec une densité près de 600 fois supérieure. L'énergie nécessaire au processus de liquéfaction est d'environ 10% du pouvoir calorifique du gaz naturel⁸. La construction d'installations de stockage de GNL coûte relativement cher. Contrairement au stockage souterrain, le gaz est généralement transporté et stocké sous sa forme liquide. Une installation de regazéification redonne au GNL sa forme gazeuse en cas de besoin. Le gaz est alors injecté au réseau avec la pression adéquate. Outre les terminaux GNL fixes, des terminaux flottants de regazéification de GNL (FSRU = Floating Storage and Regasification Unit) peuvent également être utilisés.

3.1.4 Réservoirs tubulaires ou sphériques

Les réservoirs tubulaires sont constitués de tubes d'acier enfouis dans le sol qui, en raison de leur volume réduit et limité, sont utilisés pour couvrir les pics quotidiens. Les réservoirs sphériques en surface ont la même utilité. Leur utilisation est donc principalement commerciale.

	Aquifère/ réservoir en couche poreuse	Cavernes salines	Cavernes ro- cheuses (Lined Rock Cavern, LRC)	Gaz liquide (GNL)	Réservoirs tubu- laires et sphériques
Volumes de stockage typiques (en mio Nm ³)	1000	60	25	90	<1
Pression (bar)	80–150	250	230–300	–	60
Cycles de stockage par année	1	1–4	6–12	–	–
Gaz coussin (part de gaz stocké en permanence) (%)	50	30–50	10	10	<10
Durée de construction (années)	>10	10	5	–	–
Coûts	Faibles	Faibles	Moyens	Élevés	Élevés

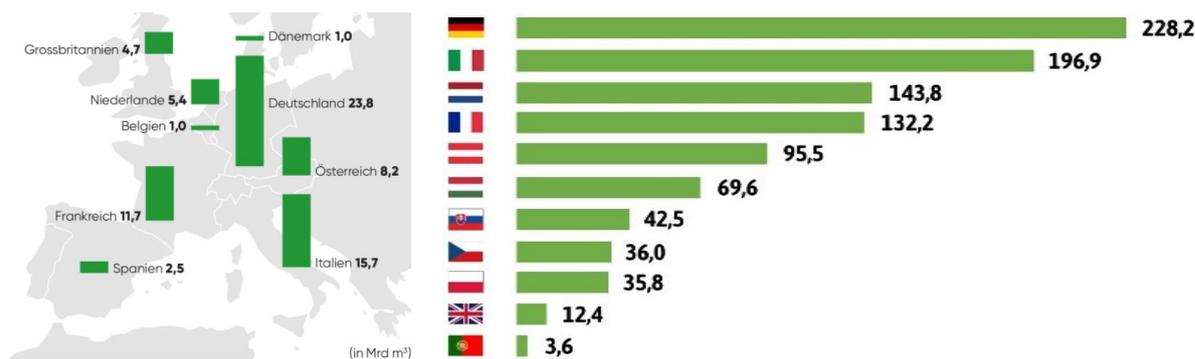
Figure 5: vue générale des différents dispositifs de stockage de gaz

⁸ S'y ajoutent encore environ 10% pour le transport sur plusieurs milliers de kilomètres.



3.2 Capacités de stockage en Europe

Dans l'UE, la capacité de stockage de gaz souterraine totale est de 1100 TWh (100 milliards de m³) répartie entre 160 installations de stockage souterraines dans 18 États membres. 73% de la capacité totale de ces réservoirs souterrains sont situés dans les cinq États membres Allemagne, Italie, France, Pays-Bas et Autriche. La consommation totale de l'UE est d'env. 400 milliards de m³ (2020), c'est-à-dire que dans l'ensemble, les réservoirs de stockage européens couvrent 25% des besoins annuels. Les figures 6 et 7 donnent une vue d'ensemble par capacités de stockage et par type d'installations



de stockage de gaz.

Figure 6: capacités de stockage de gaz naturel en Europe (milliards de m³, à gauche, source: ASIG et TWh, à droite, source: Gas Infrastructure Europe GIE et Initiative Erdgasspeicher)

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

Figure 7: caractéristiques des stockages de gaz naturel existants par type dans l'UE27 et au Royaume-Uni (source: 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 Unité flottante de stockage et de regazéification(FSRU)

Pour augmenter les capacités de stockage de gaz naturel, les pays disposant d'un accès à la mer peuvent utiliser des unités flottantes de stockage et de regazéification (FSRU, pour *Floating Storage and Regasification Unit*). Ces unités flottantes servent à stocker le gaz naturel liquide et à le regazéifier. L'Allemagne en a loué quatre au printemps 2022. Il en existe 48 dans le monde. Leur capacité varie entre 10 et 14 milliards de m³. Des infrastructures supplémentaires doivent cependant parfois



être construites en plus pour permettre l'utilisation des FSRU (p. ex. un pipeline de 65 km à Brunsbüttel). L'État participe à ces investissements.

3.2.2 Encouragement et financement

En mai 2022, l'UE a décidé que les installations de stockage de gaz sur le territoire des États membres devraient être remplies à au moins 80% de leur capacité avant le 1^{er} novembre 2022 et à 90% les années suivantes.⁹ Des idées sont discutées pour l'achat «communautaire» de gaz naturel par les États membres afin de remplir les réservoirs. La Commission européenne doit toutefois préciser encore la procédure (mécanisme de répartition des charges). Elle a proposé de supprimer la rémunération des réseaux de transport pour les installations de stockage de gaz afin de créer une certaine incitation économique au remplissage des réservoirs.

3.3 Capacités de stockage en Suisse

3.3.1 Stockage saisonnier et commercial

La Suisse n'a pas d'installation de stockage de gaz saisonnière ou de gaz naturel liquide (GNL). Elle n'a pas non plus de grande installation de stockage pouvant servir de réserve en cas d'événements imprévus ou de crises graves. Les besoins à court terme sont couverts par des achats sur le marché de l'UE et le stockage commercial.

Ce sont les acteurs de l'industrie de la distribution de gaz en Suisse qui assument la fonction de stockage. Pour ces entreprises, le stockage commercial est un actif qui doit permettre de couvrir les pics de consommation à court terme. L'entreprise d'approvisionnement de gaz romande Gaznat peut ainsi couvrir un tiers du pic de consommation hivernal avec ses capacités de stockage. Le stockage sert également à éviter une pénurie de gaz et améliore la sécurité de l'approvisionnement. Contrairement au stockage saisonnier, son utilité est toutefois limitée pour atténuer une interruption prolongée de l'approvisionnement.

Le stockage a lieu essentiellement en surface, la Suisse ne disposant pour l'heure pas de réservoirs souterrains. À ce jour, il n'a pas été possible d'aménager de grandes installations de stockage de gaz (par ex. cavernes-réservoirs) en Suisse, aussi bien pour des raisons techniques (par ex. par manque de connaissance du sous-sol) qu'économiques. L'exploration du sous-sol suisse par le biais de la motion parlementaire 20.4063 devrait permettre d'identifier des solutions de stockage dans le sous-sol (chaleur, CO₂, mais aussi hydrogène et gaz naturel, voir paragraphe 4.3.1). La Suisse n'a que des installations de stockage destinées à la consommation quotidienne, sous forme de réservoirs tubulaires et sphériques souterrains. En 2020, les capacités de stockage quotidiennes du réseau suisse étaient d'environ 3 millions à 4 millions de Nm³ (auxquelles s'ajoutent encore les réserves du réseau). Ces capacités correspondent à la consommation brute moyenne d'une demi-journée. Elles sont donc relativement faibles.

Les entreprises régionales Gaznat et Gasverbund Mittelland (GVM) utilisent les capacités de stockage françaises, qui ont fait l'objet d'un accord entre la Suisse et la France.¹⁰ Ce système garantit l'égalité de traitement entre les deux pays pour l'utilisation des installations de stockage en cas de pénurie.

L'accord est étroitement lié au cofinancement de l'installation de stockage de gaz d'Etrez, près de Lyon (France) par Gaznat et GVM. Dans le cadre des mesures prises pour l'hiver 2022/23, Gaznat et

⁹ L'Allemagne a décidé un niveau de remplissage national minimal de 90%.

¹⁰ Cf. «Échange de lettres des 27 janvier/26 février 2009 entre le Conseil fédéral suisse et le Gouvernement de la République française relatif à la sécurité mutuelle d'approvisionnement en gaz naturel» (RS 0.733.134.9, <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2009/382/fr>).



GVM ont lié contractuellement l'ensemble du volume d'utilisation prévu d'environ 3 TWh, ce qui correspond environ à 7,5% de la consommation annuelle en Suisse.¹¹

4 Stockage supplémentaire en Suisse

4.1 Recherche en Suisse

4.1.1 Projet «USC-FlexStore»

Le projet «Underground Sun Conversion (USC) – Flexible Storage» a pour objectif de développer une solution de stockage de l'énergie saisonnière à grande échelle. Des acteurs suisses (Empa, haute école OST, Université de Berne, Énergie 360) et autrichiens mènent ce projet, qui dure de décembre 2020 à mars 2023 et qui est cofinancé par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).

L'injection d'hydrogène (H₂) et de CO₂ dans un réservoir de gaz souterrain en couche poreuse a permis, dans le projet prédécesseur «Underground Sun Conversion», de démontrer une méthanisation microbiologique. Le stockage souterrain d'énergie et sa transformation simultanée en une forme d'énergie (méthane) pour laquelle on dispose déjà de savoir-faire et d'une infrastructure, permettrait en théorie de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

Cette géométhanisation de l'hydrogène et du CO₂ a été testée avec succès à Lehn, un petit réservoir de grès à proximité de Vöcklabruck, en Haute-Autriche. Au fil des ans, les conditions de la croissance des microbes méthanogènes et celles du réservoir de Lehn ont été analysées sur le terrain et en laboratoire. Ces travaux ont permis de définir toute une série de critères pour les formations de stockage potentielles. On sait désormais que dans ces conditions, une méthanogenèse par réactions microbiennes est possible. Une liste de critères géologiques a été dressée. Pour la suite de l'étude, elle doit servir de base à l'évaluation des unités géologiques en Suisse quant à leur potentiel de géométhanisation.

Le projet comprend aussi une étude technique et économique de différents concepts d'exploitation des installations de géométhanisation, en particulier avec la réaction microbienne, qui se déroule entièrement sous terre, en partie sous terre avec un complément en surface, ou par l'utilisation du sous-sol pour le stockage de l'hydrogène et la méthanisation en surface. Une attention particulière est accordée aux conditions économiques et juridiques de la mise en œuvre d'un tel projet en Suisse ainsi qu'à la disponibilité des chaînes d'approvisionnement (électricité, H₂ et CO₂).

4.1.2 SCCER «Supply of Electricity»

L'objectif du Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) était de mener des recherches innovantes et durables dans les domaines de l'énergie géothermique et hydroélectrique. Outre l'étude du sous-sol en vue de l'utilisation de la géothermie, ce projet a porté sur l'examen détaillé des options pour le stockage souterrain du CO₂ en Suisse. Comme les solutions de stockage souterrain peuvent être applicables à plusieurs gaz (CO₂, hydrogène, gaz naturel, biogaz), moyennant des adaptations techniques, ces travaux de recherche sont également pertinents pour évaluer les capacités de stockage de gaz dans le sous-sol.

Une des conclusions du SCCER-SoE est que la Suisse possède des conditions géologiques qui permettent, en principe, le stockage du CO₂ (ou d'autres gaz) sur l'ensemble de son territoire. En effet, la présence d'accumulations d'hydrocarbures dans le sous-sol suisse atteste de la présence de roche de couverture imperméable (*caprocks*), un paramètre essentiel pour le stockage géologique.

¹¹ Selon une fiche d'information du WWF de 2018 (<https://www.wwf.ch/sites/default/files/doc-2019-03/2018-06-fiche-d%27information-gaz-naturel-biogaz-power-to-gas%5B1%5D.pdf>) la capacité totale disponible à ce jour en Suisse (conduites/cylindres enterrés + Linepack + Etrez) représente 1510 GWh, c'est-à-dire qu'elle est suffisante pour couvrir les besoins de la Suisse pendant 15 jours. La nouvelle disposition ajoute donc dix jours de réserve.



En revanche, le potentiel de stockage géologique demeure aujourd'hui très incertain. Les chiffres annoncés par le SCCER-SoE pour le stockage de CO₂ ne sont que des estimations, elles comportent de très grandes incertitudes. Pour une meilleure quantification de la capacité de stockage géologique en Suisse, et l'identification de sites adaptés, il faudrait d'une part réévaluer les données existantes, mais surtout acquérir de nouvelles données pertinentes pour le stockage géologique de CO₂, comme il est prévu dans le cadre de la motion 20.4063 (cf. paragraphe 4.3.1).

4.1.3 Programme national de recherche PNR 70 «Virage énergétique»

Ce programme a permis, entre autres, de développer des concepts géologiques et des méthodes géophysiques visant à réduire le risque d'échec de forages exploratoires. Un sous-projet examine des carottes de forage déjà disponibles, prélevées dans des aquifères salins profonds, afin de comprendre l'origine de leur porosité et de leur perméabilité. Ces résultats contribueront à estimer le potentiel géoénergétique de ces formations dans les zones inexplorées du nord de la Suisse. Les études réalisées dans le cadre du PNR 70 ont permis de mieux comprendre le sous-sol suisse et ont relevé la nécessité de mieux l'explorer pour permettre son exploitation stratégique et durable.

4.1.4 «LOHC-CH» – Étude de l'OFEN sur les possibilités de l'hydrogène LOHC

Fixer l'hydrogène dans des «Liquid Organic Hydrogen Carriers» (LOHC) permet de le stocker et de le transporter sous forme liquide à température et pression ambiantes. Ces conditions permettent de réutiliser des infrastructures affectées à l'industrie des hydrocarbures. Une étude de l'OFEN rédigée en 2020 a analysé la viabilité technique et économique de la reconversion du site de la raffinerie de Collombey pour de la valorisation d'hydrogène stocké sous forme de LOHC.

Cette analyse a été effectuée au regard de la demande et de prix cibles pour de l'hydrogène en Suisse selon différents scénarios. La solution examinée ouvre la voie vers une alternative technologique de stockage saisonnier pour l'indépendance énergétique accrue de la Suisse. Pour résumer, on peut dire que l'analyse ne justifie pas, pour l'heure, la reconversion d'une infrastructure telle que le site de Collombey en installation de stockage LOHC. Elle ouvre néanmoins la voie à des réflexions concrètes sur le positionnement nécessaire de la Suisse en vue de son approvisionnement énergétique en hiver. La reconversion des infrastructures pour le stockage d'hydrocarbures à Collombey ou ailleurs est une opportunité si le secteur LOHC devait se développer. Ceci est d'autant plus pertinent dans un contexte où la construction de nouvelles infrastructures de stockage dans cet ordre de grandeur semble improbable pour d'autres technologies connues actuellement.

4.2 Projets concrets

Les premières études de faisabilité des installations de stockage de gaz en Suisse ont débuté en 2007, alors que Gaznat examinait si la technologie Lined Rock Cavern (LRC) convenait aux conditions géologiques en Suisse. Des forages exploratoires ont été réalisés en 2009 sur les sites de Collonges (VS) et d'Innertkirchen (BE). Si les résultats du site de Collonges n'étaient pas concluants, ceux du site d'Innertkirchen se sont révélés excellents, mais en concurrence avec des projets hydrogéologiques. Ces projets ont été abandonnés et un troisième site est à l'étude depuis 2020, à Oberwald (VS) (cf. chapitre 4.2.1).

Parallèlement, la société Gasverbund Mittelland (GVM) étudie la possibilité de stocker du gaz sous forme liquide. Dans le canton de Neuchâtel, des études en vue de stocker du gaz dans des cavités salines ont également été menées (sans succès, source: projet de stockage du gaz naturel, Gaznat, 26 avril 2022).

4.2.1 Projet GAZNAT «Oberwald/Grimsel»

Le projet de Gaznat vise à stocker du gaz naturel à Oberwald à l'aide de la technologie LRC (cf. chapitre 3.1.2). D'après Gaznat, jusqu'à quatre cavités d'une capacité totale de 1,48 TWh pourraient être



construites, ce qui correspond à un peu plus de 4% de la consommation nationale en 2020. À titre de comparaison, Gaznat et GVM peuvent stocker jusqu'à 3 TWh de gaz en France, l'accès aux réservoirs étant garanti sans discrimination par rapport aux clients français (cf. aussi chapitre 3.3).

Jusqu'à présent, seules des études géologiques préalables ont été réalisées. Une autre étude est en cours pour évaluer l'utilité d'un tel stockage dans le cadre de la transformation du système énergétique (valorisation du gaz naturel synthétique ou stockage de l'hydrogène). Les premiers résultats devraient être disponibles à fin 2022.

Le projet de stockage à Oberwald vient tout juste de commencer. Plusieurs étapes sont encore nécessaires avant que le site puisse effectivement être mis en service:

- avant-projets de galeries d'exploration;
- études géologiques détaillées (avec procédures d'autorisation étendues);
- planification détaillée de cavités et d'installations annexes (compresseurs, installations de détente);
- procédures d'autorisation de la construction (y compris pipeline de raccordement);
- réalisation.

Les travaux de construction ne devraient pas débuter avant 2027. La mise en service devrait être possible au plus tôt en 2030. La disposition de Gaznat à effectuer d'autres investissements sera décisive. Actuellement, les coûts du projet n'ont pas été évalués. Une étude réalisée en 2013 pour le projet d'Innertkirchen (deux cavités) estimait l'investissement à 209 millions, les coûts d'exploitation annuels à 3 millions et les coûts de financement à 11 millions de francs (source: projet de stockage de gaz naturel, Gaznat, 26 avril 2022).

4.2.2 GNL à Schweizerhalle

Le projet européen «Schéma directeur GNL pour le Rhin-Main-Danube», auquel participaient les ports rhénans suisses, s'est terminé en 2016. Dans le cadre de celui-ci, des standards internationaux ont été élaborés pour le GNL en tant que carburant pour les bateaux de navigation intérieure, ainsi que pour le transport et le transbordement de GNL dans la navigation intérieure.¹² Les ports rhénans suisses ont collaboré dans ce domaine avec le port de Rotterdam.

Ces dernières années, GVM a examiné des lieux de stockage et de déchargement pour le GNL. L'étude porte sur la possibilité de construire une installation de stockage dans l'aire industrielle de Schweizerhalle, à Muttenz, avec trois réservoirs de GNL de 75 000 m³ chacun, ainsi qu'un autre d'un volume de 225 000 m³, dans une gravière, directement raccordé au gazoduc de transit. Les deux conceptions permettraient de stocker chacune 1,5 TWh. Dans la première, à Muttenz, le GNL serait livré par train ou par bateau. Les coûts de construction des trois réservoirs sont devisés à 350 millions de francs et la construction prendrait 3 à 5 ans. La deuxième option, directement sur le gazoduc de transit, permettrait de réaliser une liquéfaction propre avec du gaz de la conduite, ce qui éviterait les coûts de transport du GNL. Une puissance de sortie relativement élevée de 3000 MW serait possible ici. Les coûts de cette conception seraient un peu plus importants, soit de près de 500 millions de francs, pour une durée de construction de 3 à 5 ans également. GVM n'a pas encore pris de décision quant à la réalisation du projet.

4.3 Interventions parlementaires

4.3.1 Mo 20.4063 – Faire la lumière sur la protection du climat, la sécurité énergétique et l'exploitation des infrastructures grâce à l'exploration du sous-sol



Le 15 juin 2021, le Parlement a transmis au Conseil fédéral une motion du groupe libéral-radical du Conseil national qui vise à améliorer les connaissances sur le sous-sol, en particulier dans le but du stockage géologique de l'énergie. Le Conseil fédéral est chargé de présenter un programme visant à explorer le sous-sol afin de compléter les connaissances lacunaires dans ce domaine et de fournir des données couvrant tout le territoire le plus densément possible. Il s'agira de créer les conditions nécessaires pour pouvoir exploiter le sous-sol, en particulier pour l'acquisition de ressources (chaleur, énergie, minéraux), à des fins de stockage (chaleur, froid, CO₂) ou pour la création de nouvelles infrastructures (transports). Lors des débats parlementaires, la nécessité de mieux connaître le sous-sol et la valeur économique d'une campagne d'exploration ont été reconnues. Les réserves portaient sur les conditions générales: l'ampleur du projet semble mal définie et trop importante, les coûts peu transparents et potentiellement excessifs, la répartition des compétences dans le cadre d'une campagne d'exploration nationale n'a pas été déterminée et la légitimité du rôle de la Confédération dans une campagne d'exploration nationale a soulevé des doutes. Les débats se sont surtout concentrés sur le stockage du CO₂. Les travaux de mise en œuvre de la motion sont en cours.

Comme les débats parlementaires ont eu lieu avant les récents événements en Ukraine, le stockage du gaz naturel n'a pas été directement abordé. La production d'hydrocarbures a néanmoins été mentionnée, en particulier par les représentants des Vert-e-s, qui souhaitent s'assurer que cette campagne d'exploration du sous-sol ne ravive pas l'intérêt de l'industrie du gaz et du pétrole pour l'exploration de gisements potentiels.

4.3.2 Mo 22.3702 – Avenir énergétique. Exploiter le potentiel de stockage du sous-sol

Cette motion, qui émane également du groupe libéral-radical du Conseil national, a été déposée lors de la session parlementaire d'été 2022. Elle souligne l'intérêt actuel de l'utilisation du sous-sol pour sa fonction de production, mais également pour les solutions de stockage qu'il peut offrir, en Suisse également. Le texte se concentre sur la possibilité de stockage de chaleur en aquifère, une solution également possible pour le stockage de gaz (gaz naturel, hydrogène, biogaz, CO₂). Comme pour la motion 20.4063, les analyses techniques, mais également juridiques concernant l'utilisation du sous-sol dans le cadre de cette motion permettront de clarifier les conditions-cadres nécessaires pour toute forme de stockage souterrain. Le Conseil national a adopté cette motion le 30 septembre 2022. Elle doit maintenant être examinée par le Conseil des États. Le Conseil fédéral avait recommandé son adoption.



5 Production en Suisse

5.1 Power-to-Gas

Basés sur des ressources fossiles, les systèmes de stockage chimique continuent à jouer un rôle central dans l'approvisionnement énergétique sur le plan mondial. La production d'agents énergétiques synthétiques tels que l'hydrogène ou le méthane synthétique par le procédé Power-to-Gas permet de stocker temporairement, sous forme chimique, l'énergie renouvelable provenant des installations éoliennes, photovoltaïques ou d'autres sources.

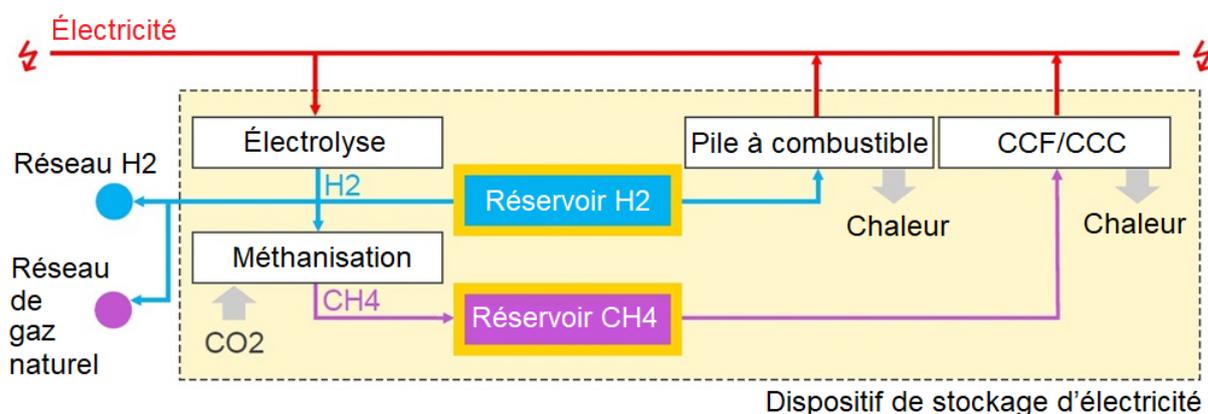


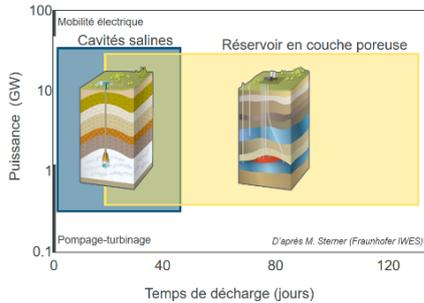
Figure 8: concept du Power-to-Gas en tant que système de stockage de l'électricité (CCF = couplage chaleur-force, CCC = centrales à cycle combiné)

L'élément central du procédé Power-to-Gas est l'électrolyse, au cours de laquelle on utilise de l'électricité pour produire de l'hydrogène (et de l'oxygène, cf. figure 8). Lors de la production de méthane synthétique, la méthanisation nécessite en plus une source de carbone. Les différentes technologies d'électrolyse et de méthanisation présentent divers degrés de développement technologique et d'efficacité. En tant que système de stockage de l'énergie, le cycle «électricité-hydrogène-électricité» permet d'atteindre un degré d'efficacité de 35 à 50% grâce à la reconversion en courant dans une pile à combustible efficace¹³. Pour ce qui est du cycle «électricité-méthane-électricité», le degré d'efficacité se situe aux alentours de 30% en cas d'utilisation d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz (d'un degré d'efficacité de 60%)¹⁴.

L'utilisation de cette technologie en tant que stockage de longue durée (saisonnier) dans le secteur électrique nécessite de grands réservoirs de gaz souterrains. Les cavités salines et les réservoirs en couche poreuse se prêtent à cette utilisation (cf. figures 9 et 10). Alors que ce type de grand réservoir est disponible ou pourrait être construit ailleurs en Europe, il n'existe pas encore vraiment de telles possibilités de stockage en Suisse. Il est relativement facile de construire des cavernes artificielles dans des roches salines (comme dans la figure 9 à droite, une mine de sel en Roumanie).

¹³ La plateforme «Energy System Integration» (ESI) de l'Institut Paul Scherrer PSI teste le stockage d'électricité sous forme d'hydrogène et d'oxygène pur, obtenus par électrolyse. Une technologie de pile à combustible spéciale, exploitée avec de l'hydrogène et de l'oxygène pur à la place de l'air, permet d'obtenir une efficacité round-trip élevée (<https://www.psi.ch/fr/media/plateforme-esi>).

¹⁴ Il existe différentes possibilités pour obtenir le CO₂ nécessaire à la méthanisation.



- Allemagne:**
- Capacité de stockage: **230 TWh**
 - 60 GW CCC: **~ 90 jours**
- Suisse:**
- Peu de réservoirs en cavités / en couche poreuse
 - Niveau national: **90 GWh**
 - Étranger (F): **1.5 TWh**
 - 3 GW CCC : **~ 0.5–12 jours**



Figure 9: volumes de stockage souterrains et exemple de cavité saline en Roumanie

Une étude récente de la RWTH Aachen (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>) évalue la capacité de stockage totale de l'hydrogène en Europe à 84,8 pétawattheures (PWh). À titre de comparaison, le potentiel total du pompage-turbinage en Europe est d'environ 0,12 PWh et la consommation d'énergie primaire en Suisse s'élève à environ 0,3 PWh.

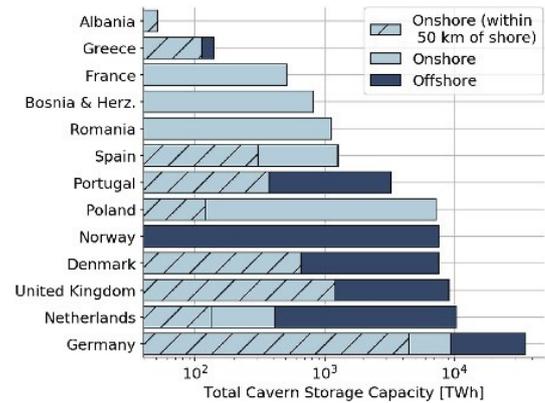
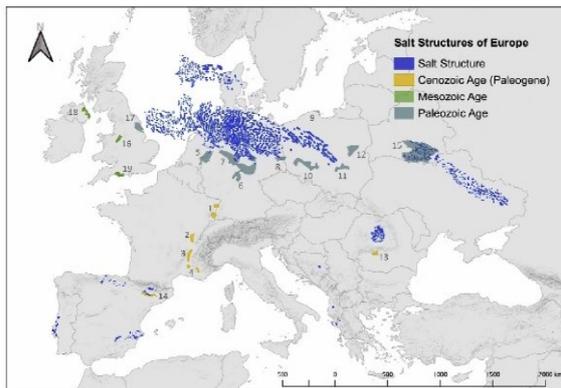


Figure 10: gisements de sel et structures salines en Europe ressortant de l'évaluation de l'aptitude au stockage souterrain d'hydrogène (à gauche). Potentiel global de stockage en cavité dans les pays européens (à droite)¹⁵.

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



En cas de construction d'installations Power-to-Gas en Suisse à des fins de stockage saisonnier, il faut également régler la question des sites de stockage du gaz synthétique. Diverses expériences ont été faites sur le long terme dans le domaine du stockage souterrain d'hydrogène ou de gaz de ville (gaz naturel avec une part très élevée d'hydrogène (cf. figure 11). En Europe, et en particulier en Allemagne, divers projets ont étudié la faisabilité du stockage souterrain d'hydrogène de manière approfondie¹⁶. Un grand réservoir d'hydrogène est en cours de réalisation dans l'est de l'Allemagne, dans le cadre de l'initiative HYPOS Hydrogen Power & Solutions East Germany (<https://www.hypos-eastgermany.de>): l'entreprise VNG Gasspeicher GmbH exploite plusieurs réservoirs de gaz naturel, dont des cavités salines, à Bad Lauchstädt dans le Land de Saxe-Anhalt. Un de ces réservoirs, d'un volume utile de gaz d'environ 50 millions de Nm³, sera mis en service pour le stockage d'hydrogène au cours des années à venir (teneur en énergie: 150 GWh).

Outre les grands réservoirs d'hydrogène centraux, l'utilisation de réservoirs décentralisés pour augmenter le degré d'autosuffisance occupe une place toujours plus importante dans les discussions. Cette approche pourrait être intéressante en particulier en tant que solution pour des quartiers et/ou

Lieu, exploitant	Part d'hydrogène	Volume (mio Nm ³)	Type de réservoir	Durée
Angleterre (Yorkshire), ICI	95%	1	Cavité saline, prof. 400 m	Plusieurs années
France (Beynes), GdF	60% (gaz de ville)	330	Aquifère	1956–1974
Russie	100 %	–	Souterrain, 90 bars	–
Allemagne (Kiel)	62 % (gaz de ville)	0,032	Cavité saline, 80–100–bars	–
Rép. tchèque (Lobodice)	50 % (gaz de ville)	–	Aquifère	–

Projets actuels	Volume (mio Nm ³)	Type de stockage
Teesside, Grande-Bretagne	0,21	3 cavités salines, 370 m
Clemens Dome, Texas	0,58	Cavité saline, 1000 m

de solution individuelle.

Figure 11: stockage souterrain de l'hydrogène

5.1.1 UIOM avec Power-to-Gas

Une grande installation Power-to-Gaz (Limeco) fonctionne depuis 2022 à Dietikon. L'installation, combinée à une méthanisation biologique, a une puissance d'électrolyse de 2,5 MW (encouragement pilote de l'OFEN). L'investissement total est de 14 millions de francs. La production de gaz synthétique renouvelable (méthane) devrait se monter à environ 18,5 GWh¹⁷ par année.

En Suisse, 30 usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) produisent au total 1,8 TWh en moyenne par année, pour une puissance installée totale de 380 MW. Dans ces conditions, une production de gaz totale de l'ordre de 2 TWh par année devrait être possible, ce qui entraînerait toutefois des coûts d'investissement élevés. À long terme, des «excédents d'électricité» en été, causés par une production photovoltaïque élevée, pourraient permettre de produire une certaine part de gaz en Suisse grâce au procédé Power-to-Gas.

¹⁶ Projet UE: HYUNDER (<http://hyunder.eu/>) (KBB, Shell, e-on, DEEP), Allemagne: «H2store», «HyINTEGER» (fuites), «HYPOS»; Autriche: projets de stockage de RAG Austria: «underground-sun-storage.at» & «underground-sun-conversion.at»

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



5.2 Gisements de gaz naturel en Suisse

5.2.1 Beaucoup d'exploration, peu d'exploitation

La recherche d'hydrocarbures en Suisse a débuté il y a près d'un siècle. Les résultats des forages géothermiques à Saint-Gall et des forages de prospection à Noville (VD) attestent la présence de gaz naturel sur le Plateau. Les recherches de gaz naturel menées sur le territoire suisse dans les années 1970 à 1990 et de 2008 à 2015 au pied du Jura (NE, BE, FR, VD, LU) ont débouché sur des résultats plutôt modestes.

À ce jour, les 39 forages et les investissements pour plus de 300 millions de francs consentis par les entreprises gazières et pétrolières n'ont débouché que sur un site d'exploitation, celui de Finsterwald dans l'Entlebuch (LU). Un petit champ de gaz a été découvert à une profondeur de 4370 m, qui a donné entre 1985 et 1994 environ 74 millions de m³ de gaz et 2400 m³ de condensat. Son exploitation, largement facilitée par la proximité du pipeline de gaz reliant la Hollande à l'Italie, s'est soldée par des pertes d'un montant de près de 27 millions de francs¹⁸.

5.2.2 Gaz conventionnel contre gaz non conventionnel

La distinction entre gaz conventionnel et non conventionnel dépend des conditions géologiques de son extraction. Le gaz naturel s'est formé il y a des millions d'années dans les couches de sédimentation riches en matériel organique, appelées roche-mère. Au fil du temps, le gaz naturel s'est peu à peu échappé de la roche-mère pour accéder à la surface. Si lors de cette migration, le gaz s'accumule et se concentre dans une nouvelle roche-réservoir située sous des couches non poreuses, on parle de gaz conventionnel, comme c'est p. ex. le cas dans le Val-de-Travers (NE). Il existe deux sortes de gaz non conventionnel: d'une part le gaz de réservoir compact (ou *tight*), c'est-à-dire du gaz naturel qui est parvenu dans un réservoir devenu par la suite imperméable (comme à Noville, VD). L'autre est du gaz de schiste, qui désigne du gaz naturel qui n'a pas migré depuis la roche-mère peu perméable.

Dans les gisements de gaz conventionnels, la technique pour exploiter le gaz naturel est relativement simple. En revanche, le gaz non conventionnel captif de roches imperméables ne peut en être extrait qu'avec des méthodes complexes et des technologies non conventionnelles, comme la fracturation hydraulique. Indépendamment de la technique utilisée, tout forage comporte un risque pour l'environnement, principalement pour les nappes phréatiques.

5.2.3 Potentiel de production en Suisse

Il n'existe pas d'estimation publiée sur le gaz initialement en place (ou «gas initially in place», GIIP) et donc pas non plus d'estimation concernant la capacité d'exploitation et de stockage de celui-ci. En l'état actuel des connaissances, le potentiel d'extraction le plus intéressant par rapport aux besoins suisses en gaz naturel réside dans les réservoirs de gaz non conventionnel de gaz de schiste et de gaz de réservoir compact, à des profondeurs de 2000 à 5000 m.

Au total, selon les estimations, le volume de gaz théoriquement exploitable atteint 114 à 3400 milliards de m³ (ou 1100 à 24 000 TWh). Avec une consommation annuelle en Suisse d'environ 3,2 milliards de m³ de gaz (ou 32 TWh), ce potentiel paraît considérable. Cette estimation est cependant très incertaine et seule une fraction du potentiel géologique théorique serait techniquement exploitable.¹⁹ L'existence de sites de stockage exploitables de manière rentable est donc très hypothétique et très incertaine.

Limitations: il est important de souligner qu'une production de gaz naturel indigène est purement théorique. Elle dépendrait d'une part de l'industrie, qui devrait mettre en œuvre les projets, et d'autre

¹⁸ Avis du Conseil Fédéral du 14.2.2007 – [Interpellation 06.3886](#) – Extraction de gaz en Suisse

¹⁹ Fracturation hydraulique en Suisse: [Rapport de base du groupe de travail interdépartemental concernant le postulat Trede 13.3108 du 19 mars 2013](#)



part des réglementations des cantons, qui sont souverains sur le sous-sol. De nombreux cantons ont édicté des réglementations restrictives spécifiques, p. ex. Vaud (LNRSS, 2018), Neuchâtel (LUSS, 2021) ou Genève (LRSS, 2017), où la prospection et l'extraction des hydrocarbures sont interdites. Par ailleurs, les cantons de Vaud et Genève interdisent strictement l'extraction d'hydrocarbures non conventionnels, tandis que le canton de Berne a banni depuis 2015 la fracturation hydraulique pour l'extraction du pétrole et du gaz naturel (loi sur les mines). Les compétences nécessaires à l'exploration gazière font par ailleurs défaut: les industries d'exploration gazière et pétrolière ne sont plus actives en Suisse, l'exploitation d'hydrocarbures ne s'étant pas révélée rentable dans ce pays.

Les projets visant à exploiter les richesses du sol s'inscrivent sur le long terme, ils débutent avec la planification et se poursuivent avec l'obtention des autorisations cantonales, les forages et l'entrée en phase d'exploitation, ce qui peut prendre entre 7 et 12 ans. Comme indiqué, certains cantons ne délivrent plus d'autorisations pour la production de gaz naturel. L'acceptation du public, en particulier des projets d'extraction de gaz non conventionnel, n'est nullement garantie et pourrait retarder encore davantage l'exploitation des sources de gaz indigène.

Pour des raisons économiques, mais aussi de sécurité et d'acceptation au sein du public, l'exploitation de réserves de gaz naturel indigène possibles ne semble pas judicieuse. Dans le cadre de la politique climatique à long terme de la Suisse et des engagements de l'Accord de Paris (objectif zéro émission nette), le Conseil fédéral s'efforce de garantir un approvisionnement énergétique fiable et sûr pour la Suisse à moyen et long termes, sans dépendre des énergies fossiles. Toutefois, l'industrie est en principe libre d'agir dans les limites du cadre légal et réglementaire.



6 Possibilités de soutien des pouvoirs publics

6.1 Introduction

Ce chapitre donne tout d'abord quelques définitions importantes concernant la régulation du stockage avant de présenter la situation actuelle et d'expliquer, pour terminer, les différentes possibilités de financement dont dispose la Confédération.

6.2 Définitions et situation actuelle

6.2.1 Type de régulation du stockage²⁰

Le stockage est régulé d'après les options suivantes: marché (les quantités stockées et les rémunérations ne sont pas régulées), régulation de la rémunération (la rémunération du stockage et du déstockage est régulée), obligation de stockage (une certaine quantité de la consommation de gaz doit être stockée) ainsi que le stockage stratégique (stockage obligatoire en Suisse). Une combinaison de ces options est aussi possible (p. ex. obligation de stockage et approche reposant sur le marché). Toutes ces options contribuent en principe à la sécurité de l'approvisionnement. L'utilisation d'installations de stockage stratégique ne serait toutefois possible que dans les situations de crise (gestion par la Confédération). Le type de régulation de la tenue des réserves peut avoir des effets sur les possibilités de financement, p. ex. si l'État prescrit une certaine quantité de stockage et qu'il garantit ainsi aussi les recettes.

6.2.2 Signification pour la sécurité de l'approvisionnement

Compte tenu du fait que la Suisse dépend entièrement des importations de gaz et que la part de clients équipés d'installations bicomcombustibles diminue, une capacité de stockage plus importante sur le territoire suisse pourrait jouer un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement. Cela permettrait de garantir qu'en cas d'urgence, le gaz serait déjà stocké en Suisse. Cette capacité devrait aussi permettre le stockage du biogaz et de l'hydrogène. Il faut toutefois garder à l'esprit que le gaz naturel devrait, à l'avenir, jouer un rôle moins important.

6.2.3 Financement du stockage ~~complémentaire à titre supplétif~~

Les réserves obligatoires de gaz (réserves stratégiques) en Suisse ont jusqu'à présent été ~~constitué de manière supplétive avec du mazout remplacées par du fioul, à titre de solution de remplacement.~~ Ces réserves sont destinées aux clients équipés d'installations bicomcombustibles et sont financées par chaque personne qui met pour la première fois du gaz naturel sur le marché national (que ce soit en tant qu'importateur ou producteur). Une contribution au fonds de garantie privé²¹ est donc prélevée en fonction de la quantité de gaz naturel mise en circulation sur le marché suisse. Cette contribution n'a pas été introduite dans le but de promouvoir les installations bicomcombustibles ou les installations de stockage, mais uniquement dans celui de financer les réserves obligatoires. Conformément à la loi sur l'approvisionnement économique du pays (LAP), les ressources du fonds de garantie sont des actifs privés à affectation spéciale des détenteurs de réserves obligatoires de gaz naturel.

6.2.4 Mission de l'OFEN

L'OFEN est chargé d'élaborer les projets de politique énergétique (lois et ordonnances) à l'attention du Conseil fédéral et du Parlement. Ces projets visent entre autres à assurer la sécurité de l'approvi-

²⁰ Selon le rapport ACER: Report on Gas Storage Regulation and Indicators, 2022

²¹ Les réserves obligatoires sont financées par la perception d'une contribution au fonds de garantie lors de la première mise sur le marché (www.provisiogas.ch). Il ne s'agit pas d'un impôt ni d'une taxe.



sionnement à moyen et à long termes. Le fait que les installations de stockage jouent un rôle important dans l'approvisionnement de gaz suisse (hydrogène compris) pourrait être un argument plaidant pour l'élaboration d'un tel projet.²²

Des installations de stockage permettraient d'éviter de recourir directement aux mesures de l'approvisionnement économique du pays, qui ont des conséquences négatives sur l'économie, comme les contingents de gaz imposés à l'industrie.

6.2.5 Type de soutien possible

Le financement par la Confédération des installations de stockage n'est envisageable que dans une optique de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire quand ces installations sont en mesure de soutenir l'approvisionnement en Suisse, p. ex. en cas de pénurie de gaz. Le financement, par la Confédération, des installations qui servent uniquement à optimiser les coûts n'est pas opportun. Dans le cas du stockage non stratégique, il est difficile de séparer ces activités d'une utilisation pour la sécurité de l'approvisionnement. Le stockage à des fins stratégiques sert la sécurité de l'approvisionnement, mais n'est disponible qu'en situation de crise et coûte donc cher.

La distribution de gaz n'est régulée que de manière rudimentaire, du moins en ce qui concerne les événements sur le marché (art. 13, loi sur les installations de transport par conduites, LITC). La législation ne prévoit pas de dispositions pour le financement de l'infrastructure gazière. C'est en premier lieu la LAP²³ qui traite subsidiairement des questions relatives à la sécurité de l'approvisionnement. L'art. 5, al. 4 en lien avec l'art. 38, al. 1, let. b, LAP pourrait servir de base légale pour les subventions allouées aux exploitants/propriétaires d'installations de stockage. Si les mesures volontaires de l'économie ne devaient pas suffire, en particulier s'il manque les incitations nécessaires, une nouvelle ordonnance pourrait être édictée pour charger les entreprises d'approvisionnement en gaz de construire et d'exploiter des installations de stockage et les indemniser pour les frais engagés qui ne pourraient pas être financés autrement. Les conditions sont toutefois restrictives: en particulier, la mise en œuvre rapide des mesures doit paraître urgente et les entreprises concernées doivent, en l'absence du soutien financier de la Confédération, subir un préjudice important et inacceptable.

Le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) mis en consultation ne contient pas de base juridique réglant les aides financières aux installations de stockage. Le DETEC va préparer d'ici fin avril 2023, à l'attention du Conseil fédéral, un papier de discussion sur la LApGaz avec les expériences faites en matière de sécurité de l'approvisionnement durant l'année en cours. Une autre solution possible serait de reprendre les dispositions correspondantes dans la loi sur l'énergie ou la loi sur les installations de transport par conduites. Les régimes de subventionnement devraient être aménagés en tenant compte du type de régulation du stockage, en particulier sous l'angle de la pertinence du montant du soutien financier. Dans ce contexte, la collaboration entre l'OFEN et l'OFAE est nécessaire.

6.3 Mesures de financement possibles

Les mesures de financement de la Confédération présentées dans ce chapitre visent à soutenir les installations de stockage et sont considérées comme complément aux mesures planifiées par la branche (financement privé). Outre la présentation des sources de financement et de leur mode de

²² Le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) prévoit de donner au régulateur la possibilité de proposer des mesures au Conseil fédéral lorsqu'il considère que l'approvisionnement en gaz est menacé à moyen et long termes. Le soutien apporté aux installations de stockage pourrait en faire partie. «L'OFEN observe la situation de l'approvisionnement en collaboration avec l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays. Si une situation d'approvisionnement incertaine se dessine, le Conseil fédéral prend des mesures».

²³ Il convient, dans ce contexte, de rappeler que la LAP s'applique à titre subsidiaire par rapport aux autres lois fédérales. Elle ne permet donc pas de prendre des mesures relevant de la politique énergétique et il est du devoir de l'Approvisionnement économique du pays (AEP) de tenir compte des conditions-cadres de la politique énergétique telles qu'elles sont prévues par les autorités compétentes. L'AEP et l'OFAE ne sont donc pas habilités à agir directement ou activement sur les structures du marché et des branches. Du point de vue de l'OFAE, la question de la promotion des installations de stockage devrait donc être réglée dans la future LApGaz.



répartition, une distinction est effectuée, dans la mesure du possible, entre stockage stratégique et autres types de stockage.

6.3.1 Sources de financement

6.3.1.1. Aides financières fédérales

L'art. 91, al. 2 de la Constitution fédérale («Transport d'énergie») donne à la Confédération une compétence technique complète dans le domaine des conduites de gaz. D'après le message concernant la loi sur les installations de transport par conduites, (LITC), cette compétence s'étend aux réservoirs de gaz souterrains. Par principe, la Confédération pourrait donc créer des régimes de subventionnement légaux pour soutenir financièrement la construction et l'exploitation d'installations de stockage.

Si l'État souhaite soutenir financièrement la construction et l'exploitation d'installations de stockage, des aides financières provenant des ressources générales de la Confédération entrent en principe aussi en ligne de compte, pour autant que les principes de la loi sur les subventions soient respectés. Il faut pour cela des bases légales correspondantes définissant, en particulier, les conditions préalables ainsi que le montant des subventions. De telles bases pourraient être inscrites dans la LAPGaz ou, s'il faut aller plus vite, dans la LEne, le cas échéant aussi dans le contexte de la LAP. L'inconvénient de cette variante est que les installations de stockage ne seraient pas exclusivement financées par les utilisatrices et utilisateurs de gaz, mais par l'ensemble des contribuables.

6.3.1.2. Soutien à l'aide de réductions de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Selon les principes généralement reconnus et établis au niveau international de la régulation du marché du gaz, l'utilisation du réseau est rémunérée au niveau des processus d'injection et de prélèvement entre une installation de stockage et le réseau de gaz. Pour soutenir la rentabilité de l'exploitation des installations de stockage contribuant à la sécurité de l'approvisionnement, il serait envisageable de réduire ou même de lever entièrement cette rémunération pour l'utilisation du réseau.

Compte tenu des sommes d'investissement considérables, cette mesure n'aurait toutefois qu'une influence minimale sur la décision d'investissement. Une telle mesure est néanmoins envisageable si le marché rend plus difficiles l'injection et le prélèvement de gaz dans les installations de stockage.

6.3.1.3. Prise en compte de la rémunération pour l'utilisation du réseau: les réservoirs comme éléments du réseau

Dans le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz mis en consultation, le législateur propose de traiter les petites installations de stockage existant en Suisse comme faisant partie du réseau et de les financer au moyen de la rémunération pour l'utilisation du réseau par le biais de la régulation «cost-plus». Cela signifie que les coûts seraient examinés et qu'ils pourraient être imputés aux utilisatrices et utilisateurs de gaz en tant que part de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Il faudrait toutefois, pour cela, que les installations de stockage soient exclusivement utilisées au service du réseau afin de préserver sa stabilité ou la sécurité de l'approvisionnement. Elles ne devraient en revanche pas être utilisées à des fins commerciales, p. ex. pour le commerce de gaz. Alors qu'une telle exigence peut avoir un sens pour les petites installations de stockage, elle serait largement non rentable et donc peu judicieuse pour une grande installation de stockage à construire.

6.3.1.4. Taxe compensatoire destinée à un usage particulier

Un supplément perçu sur le réseau aurait l'avantage que les installations seraient financées par les utilisatrices et les utilisateurs de gaz. Il représente une taxe, probablement un impôt affecté ou un impôt d'attribution des coûts. Une telle mesure nécessite une base explicite dans la Constitution. Comme une telle base n'est pas évidente, il semble douteux qu'un tel supplément perçu sur le réseau soit admissible. Un examen approfondi est donc nécessaire pour évaluer si, et dans quelle mesure les conditions pour l'introduction d'un supplément perçu sur le réseau sont réunies.



Une taxe sous forme de supplément perçu sur le réseau ne pourrait être prélevée sans base constitutionnelle que si les acteurs en concurrence étaient tenus, par la loi, de construire et d'exploiter des installations de stockage, obligations qui représenteraient des charges d'importance variée pour ces acteurs. Une taxe compensatoire destinée à un usage particulier permet d'équilibrer ces différences. Il faudrait cependant examiner en détail dans quelle mesure une telle obligation doit être aménagée par la loi et si les autres conditions pour une taxe compensatoire destinée à un usage particulier seraient réunies.

6.3.2 Soutiens financiers

Le soutien des installations de stockage par une contribution d'investissement semble être la seule option envisageable pour promouvoir la construction d'une infrastructure de stockage. Cette option vise à répartir les sources de financement sous forme d'une contribution d'investissement versée directement aux propriétaires des installations de stockage. Pour éviter les effets d'aubaine, la contribution pourrait être réservée aux investissements qui ne peuvent pas être amortis.

Une autre solution serait de soutenir toutes les installations de stockage (p. ex. à partir d'une certaine taille), indépendamment de la possibilité de les exploiter de façon rentable. Les installations de stockage seraient alors considérées comme des biens d'intérêt public. De cette manière, toutes les installations seraient soutenues. Cette option a l'avantage de soutenir aussi les installations rentables, pour lesquelles l'investissement aurait été abandonné au profit d'autres investissements plus rentables encore (installations de stockage à l'étranger, diversification).

Il est aussi imaginable de promouvoir les installations au moyen d'une garantie ou en soutenant le raccordement des sites de stockage (comme dans le cas de la géothermie).

6.4 Autres solutions

6.4.1 Art. 5 et art. 38, LAP

Par principe, sur la base de l'art. 5, al. 4, LAP, il serait possible d'obliger une seule entreprise ou un certain nombre d'entreprises de distribution de gaz à construire une installation de stockage de gaz ou, du moins, à entreprendre des démarches dans ce but (examen de sites appropriés, etc.). En lien avec l'art. 38, al. 1, let. b, LAP, la Confédération pourrait accorder des compensations financières pour les coûts non couverts, ceci à partir des ressources de la caisse fédérale.

Cette solution n'est toutefois pas idéale, la LAP étant subsidiaire à toutes les autres lois et aux mesures volontaires de la branche. De nombreux éléments – comme l'ordonnance sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel²⁴ – n'ont qu'un caractère provisoire.

6.4.2 Art. 6, LAP

Une solution serait de ne pas intervenir et de s'en tenir aux moyens à disposition. En cas de besoin, il est possible de faire valoir l'art. 6 LAP. Celui-ci prévoit que pour faire face aux pénuries graves, le Conseil fédéral peut déclarer de force obligatoire générale un accord conclu au sein d'une branche économique dans le but de garantir l'approvisionnement économique du pays, si certaines conditions sont réunies. Cette mesure n'exigerait pas de financement public et serait utilisée en cas de pénurie grave (en dernier recours). Elle tombe dans le champ d'application de la LAP et dans le domaine de



compétence de l'AEP. Cette option semble toutefois peu adéquate pour les installations de stockage, leur mise en service ayant lieu nettement (plusieurs années) après la décision d'investissement.

6.4.3 Modification de l'ordonnance sur le stockage obligatoire de gaz naturel

Une autre possibilité serait de prescrire le stockage obligatoire de gaz non plus sous forme de fioul, à titre supplétif, mais directement sous forme de gaz (abrogation par le Conseil fédéral de l'art. 2, al. 4 de l'ordonnance sur le stockage obligatoire de gaz naturel). Les installations devraient alors être financées par l'industrie gazière. Dans ce cas, il serait nécessaire de modifier l'ordonnance. Le gaz stocké ne pourrait pas être utilisé à des fins commerciales (p. ex. sous forme de gaz mis à disposition à court terme à des fins de flexibilité) et devrait n'être disponible qu'en cas de pénurie grave, ce qui rend l'installation encore moins rentable.

6.5 Conclusion

Trouver un concept adéquat pour la promotion des installations de stockage est une entreprise délicate. Les raisons sont les différents domaines d'utilisation des installations de stockage (commerce, réseau, sécurité de l'approvisionnement), le type de régulation choisi dans le cadre de l'organisation légale du marché (stockage stratégique, obligatoire, basé sur le marché) ou les bases légales des régimes de subventionnement nécessaires.



7 Actions recommandées

Les éléments examinés dans ce rapport montrent que seules les installations de stockage saisonnier contribuent à accroître la sécurité de l'approvisionnement énergétique en Suisse. Les principales solutions de stockage saisonnier sont des stockages dans le sous-sol (aquifères et cavités), mais aussi GNL, qui permettent de stocker de gros volumes de gaz. Ces stockages souterrains sont adaptés au stockage de différents gaz (gaz naturel, hydrogène, biogaz et CO₂) et n'existent actuellement pas sur le territoire suisse. En vue des objectifs climatiques annoncés par le Conseil fédéral (zéro émission nette à l'horizon 2050), il est essentiel que ces installations permettent aussi le stockage d'hydrogène et de biogaz. On notera à ce titre qu'entre la décision de construire une installation de stockage et sa mise en service, il faut compter un délai de 5 à 10 ans. De nombreux travaux de recherche ainsi que des travaux parlementaires sont engagés pour optimiser l'utilisation du sous-sol de manière durable, notamment pour sa fonction de stockage saisonnier (chaleur, gaz variés).

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 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.

Il serait encore nécessaire de définir sur quelle base légale (LEne, LApGaz ou LAP) devrait s'appuyer ce soutien et à combien il devrait se monter. Les installations commerciales devraient être financées par l'industrie gazière, de même que les installations qui sont construites en raison de directives reposant directement sur la LAP.

Si de telles installations voient le jour, le type de régulation devrait encore être défini dans le cadre de la future organisation légale du marché (LApGaz): approche basée sur le marché, obligation de stockage (p. ex. X% au début de l'hiver), stockage stratégique (utilisable uniquement en cas de crise) ou combinaison de ces solutions. S'agissant de la régulation, il faudrait également tenir compte de la nécessité d'une contribution fédérale à la création de l'installation.



8 Répertoire des figures

Figure 1: consommation énergétique (TWh) des agents énergétiques gazeux (méthane = biogaz/gaz naturel, hydrogène) en 2050 (Perspectives énergétiques 2050, scénario ZÉRO base)	6
Figure 2: consommation d'énergie finale par agents énergétiques (Perspectives énergétiques 2050; scénario ZÉRO base).....	7
Figure 3: réseau de gaz (réseau de transport) en Suisse et en Europe (source: gazenergie.ch)	8
Figure 4: points de raccordement transfrontaliers au réseau de gaz européen (DE: Allemagne, FR: France, IT: Italie, AT: Autriche, FL: Principauté de Liechtenstein).....	9
Figure 5: vue générale des différents dispositifs de stockage de gaz	11
Figure 6: capacités de stockage de gaz naturel en Europe (milliards de m ³ , à gauche, source: ASIG et TWh, à droite, source: Gas Infrastructure Europe GIE et Initiative Erdgasspeicher)	12
Figure 7: caractéristiques des stockages de gaz naturel existants par type dans l'UE27 et au Royaume-Uni (source: Statistics on underground natural gas storage in the EU27 and the UK, Operational assets as of May 2021. From: GIE database, 2021).....	12
Figure 8: concept du Power-to-Gas en tant que système de stockage de l'électricité (CCF = couplage chaleur-force, CCC = centrales à cycle combiné).....	18
Figure 9: volumes de stockage souterrains et exemple de cavité saline en Roumanie	19
Figure 10: gisements de sel et structures salines en Europe ressortant de l'évaluation de l'aptitude au stockage souterrain d'hydrogène (à gauche). Potentiel global de stockage en cavité dans les pays européens (à droite).	19
Figure 11: stockage souterrain de l'hydrogène	20