

LE STOCKAGE INTERSAISONNIER DE CHALEUR DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL-TERTIAIRE : UN MOYEN DE RÉDUIRE NOTRE EMPREINTE CARBONE

Communication à l'Académie



ACADÉMIE
POUR UN PROGRÈS
RAISONNÉ
CHOISI
PARTAGÉ

DES
TECHNOLOGIES

**LE STOCKAGE INTERSAISONNIER
DE CHALEUR DANS LE SECTEUR
RÉSIDENTIEL-TERTIAIRE :
UN MOYEN DE RÉDUIRE NOTRE
EMPREINTE CARBONE**

Communication à l'académie des technologies

Auteur : Boris Bourdoncle

décembre 2020

Académie des technologies
Le Ponant – Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44
secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

©Académie des technologies

ISBN :979-10-97579-25-8

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 1 |
| LES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE THERMIQUE | 3 |
| Stockage thermochimique (TCS) | 4 |
| Stockage par chaleur latente (PCM) | 5 |
| Aquifère (ATES) | 6 |
| Cavité (CTES) | 8 |
| Fosse (PTES) | 9 |
| Réservoir (TTES) | 9 |
| STOCKAGE EN AQUIFÈRE — ATES | 12 |
| Concept | 12 |
| Marché actuel | 15 |
| Recherche et développement | 17 |
| Freins en France | 18 |
| STOCKAGE EN FOSSE — PTES | 21 |
| Concept | 21 |
| Marché actuel | 23 |
| Recherche et développement | 25 |
| Freins en France | 26 |
| STOCKAGE EN CHAMP DE SONDÉS — BTES | 27 |
| Concept | 27 |
| Marché actuel | 29 |
| Recherche et développement | 30 |
| Freins en France | 31 |

| | |
|---|---------------|
| STOCKAGE EN CAVITÉ — CTES | 33 |
| Concept | 33 |
| Recherche et développement | 35 |
| PERSPECTIVES : STOCKER L'ÉNERGIE THERMIQUE, UN MOYEN DE PLUS POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE LA FRANCE ? | 37 |
| ABRÉVIATIONS | 41 |
| BIBLIOGRAPHIE | 42 |

Ce document de travail a été préparé à la demande d'Yves Bamberger, président du Comité des travaux. Il est basé sur une analyse de la littérature et quelques entretiens, notamment avec le BRGM. Il constitue une étape préliminaire à la création d'un groupe projet dédié de l'Académie.

Le stockage intersaisonnier de chaleur consiste à stocker de l'énergie thermique excédentaire, résiduelle, renouvelable ou de récupération, afin d'utiliser ce stock lors de la saison suivante. L'utilisation en cycle saisonnier est particulièrement adapté aux usages de chauffage, de rafraîchissement et de refroidissement des secteurs résidentiel et tertiaire. Alors que cette approche permet de réduire la part d'énergies fossiles dans la consommation énergétique, et alors qu'elle a été mise en œuvre dans plusieurs pays, elle est très peu développée en France.

Ce document présente brièvement les technologies permettant le stockage de l'énergie thermique, puis décrit les systèmes adaptés au stockage intersaisonnier à grande échelle dans les secteurs résidentiel et tertiaire et les obstacles qui s'opposent à leur déploiement en France.

INTRODUCTION

Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre que s'est fixée la France pour la période 2015-2018, détaillés dans la stratégie nationale bas carbone (SNBC), n'ont pas été atteints. Les retards parmi les plus importants en la matière se trouvent dans le secteur du bâtiment, alors qu'en 2017 celui-ci représentait 22 % des émissions nationales de CO₂ — 13 % pour le secteur résidentiel et 9 % pour le tertiaire [1]. La production et la consommation de chaleur et de froid constitue la principale cible lorsqu'on vise à assurer le respect des budgets carbone de ce secteur : en 2017, 75 % des émissions de CO₂ du secteur résidentiel était attribué au chauffage et 12 % à la production d'eau chaude sanitaire [2]. Dans le secteur tertiaire s'ajoute à ces usages le recours croissant à la climatisation [3].

Afin de réduire l'empreinte carbone du secteur du bâtiment, deux approches peuvent être combinées : la baisse de la demande et la décarbonation de l'offre. La conception de technologies de production d'énergie thermique à faible empreinte carbone repose soit sur le recours à de nouvelles sources d'énergie, dont la transformation est peu ou pas émettrice de gaz à effet de serre, soit sur une meilleure utilisation des sources existantes. Les technologies de stockage intersaisonnier de l'énergie thermique (*Seasonal Thermal Energy Storage* — STES) s'inscrivent dans la seconde approche : en stockant la chaleur ou le froid résiduels d'un bâtiment, la chaleur fatale issue de procédés industriels ou de centres de données, la chaleur issue de sources renouvelables ou de processus de cogénération lorsqu'elle est excédentaire, elles permettent soit de combler le décalage entre production et demande de chaleur ou de froid, soit d'améliorer les performances de technologies telles que la géothermie. Pour un bâtiment donné, le recours au stockage de l'énergie thermique peut faire diminuer le facteur d'émission du système de chauffage de plusieurs dizaines, voire centaines de grammes de CO₂ par kWh. Par ailleurs, certaines techniques assurent la production bas carbone de chaud aussi bien que de froid, répondant ainsi aux deux enjeux de l'évolution climatique : atténuation et adaptation.

Les principes technologiques qui permettent de stocker l'énergie thermique sont passés en revue dans le premier chapitre, afin d'évaluer leur potentiel pour un usage intersaisonnier dans le secteur du bâtiment. Les technologies adaptées — stockage en aquifère, en fosse, en champ de sondes et en cavité souterraine — sont examinées dans les chapitres suivants. Des pistes et des questions qui permettront d'évaluer précisément le potentiel de ces techniques en France et de formuler des recommandations à même d'encourager leur développement sont rassemblées en conclusion.

LES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE THERMIQUE

L'idée de stocker le froid de l'hiver pour l'utiliser pendant l'été est ancienne, comme en témoignent en France les glaciers des châteaux de Versailles ou de Rambouillet, ou encore les yakhtchal en Iran. À grande échelle, ces technologies commencèrent à se développer dans les années 1960 dans la région de Shanghai. L'utilisation trop importante des ressources géothermiques de la région pour satisfaire le besoin en refroidissement des industries textiles provoqua une hausse de la température des aquifères, c'est-à-dire une dégradation de cette ressource géothermique. L'injection d'eau froide dans les aquifères en hiver permit de restaurer et de préserver les ressources, et jusqu'à 400 puits d'extraction et d'injection furent exploités dans la région [4]. Toutefois, en raison de l'absence d'études sur la composition chimique des eaux prélevées, les puits et les échangeurs de chaleur s'obstruèrent après quelques années d'utilisation. Ces installations furent alors abandonnées. Un peu partout dans le monde, à la suite du premier choc pétrolier, les recherches sur le stockage de l'énergie, en particulier thermique, se développèrent dans les années 1970 et 1980, et s'intensifièrent à partir des années 2000 avec la prise de conscience de la nécessaire transition énergétique.

Les techniques de stockage d'énergie thermique (*Thermal Energy Storage* — TES) sont généralement réparties en trois catégories [5, 6] : le stockage thermo-chimique (*Thermo-Chemical Storage* — TCS) repose soit sur une réaction chimique réversible, dont le sens endothermique correspond au stockage, soit sur un processus de sorption/désorption ;

- le stockage par chaleur latente utilise l'échange d'énergie qui a lieu à température constante lors du changement d'état (généralement, solide-liquide) d'un matériau à changement de phase (*Phase Change Material* — PCM) ;
- le stockage par chaleur sensible, le plus répandu, correspond au stockage d'énergie thermique par augmentation ou diminution de la température d'un milieu. Ce milieu peut être de l'eau, éventuellement complétée par des éléments chimiques ou minéraux, de la roche, des sels fondus... L'exemple le plus répandu est le ballon d'eau chaude, mais la taille des réservoirs, leur forme et leur emplacement peuvent varier considérablement.

La figure 1.1 liste les différentes technologies correspondant à ces trois catégories.

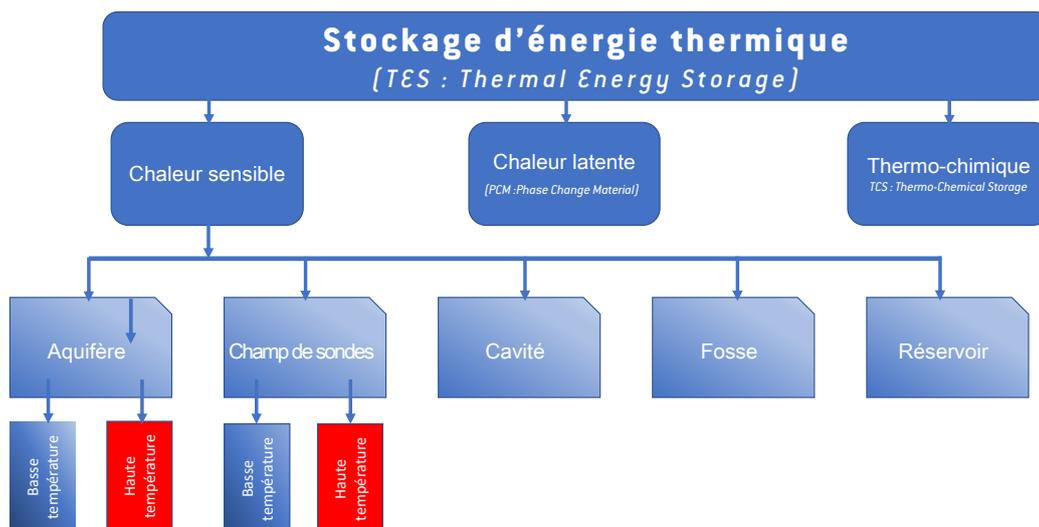


Fig. 1.1. Typologie des techniques de stockage de l'énergie thermique

STOCKAGE THERMOCHIMIQUE (TCS)

Il existe deux types de stockage thermo-chimique. Le premier utilise l'enthalpie de réaction. Un composé 'AB' (par exemple, du sulfate de magnésium heptahydraté $MgSO_4 \cdot 7H_2O$) est séparé en deux produits 'A' et 'B' (par exemple, du sulfate de magnésium et de l'eau) sous l'effet d'un apport d'énergie thermique : la réaction se produit dans le sens endothermique. Les produits sont alors stockés séparément. Lorsqu'ils sont réunis, les deux réactants 'A' et 'B' réagissent pour reformer le produit 'AB', et l'énergie thermique est libérée.

Le second est basé sur la sorption : un fluide, liquide ou gazeux, appelé sorbat, est absorbé ou adsorbé par un autre milieu, liquide ou solide, dénommé sorbant. Il peut par exemple s'agir d'eau et de zéolithe. La charge correspond à la phase de désorption : à son issue, les deux milieux sont stockés séparément. La décharge a lieu lorsqu'ils sont réunis : la sorption qui se produit dégage de la chaleur. Ce phénomène est schématisé en figure 2.

Les technologies de TCS ont des densités de stockage très élevées, de 100 à 500 kWh/m³, et sont adaptées à des stockages de l'ordre de quelques MWh. Cependant, leur niveau de maturité technologique (*Technological Readiness Level* — TRL) sont encore bas : les TRL varient entre 3 et 5, à l'exception de certaines technologies de sorptions pour les pompes à chaleur, qui sont disponibles commercialement. Par ailleurs, les coûts des composants sont élevés, et le coût d'investissement pour un kWh stocké est compris entre 10 et 100 €. L'efficacité, définie comme le ratio de l'énergie récupérée sur l'énergie stockée, peut en théorie être très élevée, mais ce potentiel n'est pas encore pleinement réalisé [6].

Ces caractéristiques de coût rendent les TCS peu adaptés à un usage intersaisonnier dans le bâtiment à l'heure actuelle. Des applications potentielles existent toutefois et pourraient se développer si les recherches continuent à faire progresser les matériaux [5].

STOCKAGE PAR CHALEUR LATENTE (PCM)

La chaleur latente, ou enthalpie de changement d'état, est la variation d'énergie associée à un changement d'état (généralement, fusion-solidification ou vaporisation-liquéfaction). Contrairement à la chaleur sensible, cette variation n'est pas associée à un changement de température, puisqu'un changement d'état se produit à température quasi-fixe. Les PCM sont donc bien adaptés aux applications pour lesquelles les variations de température sont faibles. Les matériaux utilisés sont nombreux (sels hydratés, paraffines, acides gras...) et couvrent un large spectre de températures de charge et de décharge.

Les densités de stockage sont élevées : elles se situent autour de 100 kWh/m^3 . Les capacités de stockage sont comprises entre 10 kWh et 10 MWh, et les coûts des matériaux varient significativement, de quelques euros jusqu'à plusieurs centaines d'euros par kWh selon les matériaux considérés [6]. La plupart des technologies se situent plutôt dans la partie haute de cette estimation. L'efficacité du stockage est comprise entre 75 % et 90 % [5].

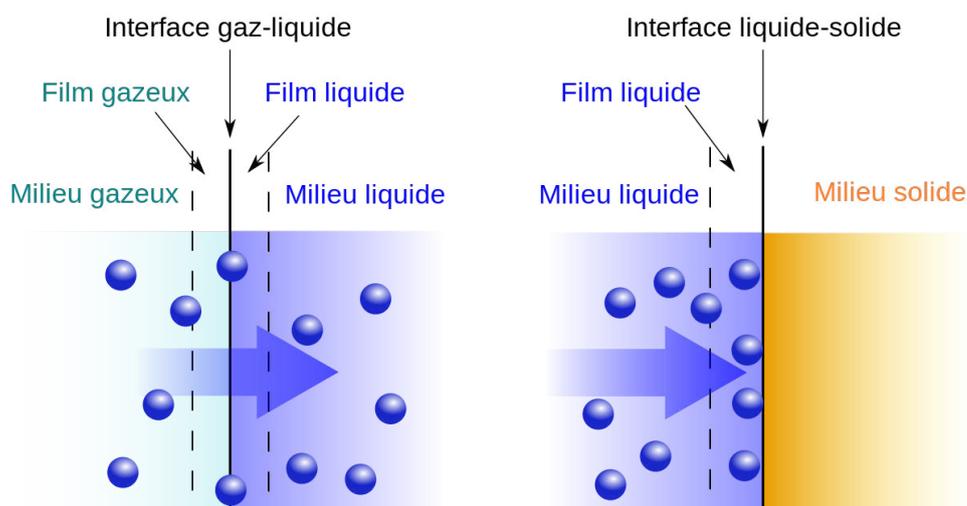


Fig. 1.2. Représentation des phénomènes d'absorption et d'adsorption. Source : [7]

Les PCM couvrent tous les niveaux de maturité technologique. Ils atteignent le stade du développement commercial pour certains usages industriels, ainsi qu'en cycle journalier ou hebdomadaire dans le secteur résidentiel-tertiaire, où leur intégration dans les matériaux de construction permet de lisser les températures afin de maintenir une température de confort.

En raison du coût initial élevé du kWh stocké, seules les utilisations avec une haute fréquence de charge et de décharge sont intéressantes à l'heure actuelle. Leur potentiel pour le stockage intersaisonnier dans le bâtiment n'a donc pas été démontré.

AQUIFÈRE (ATES)

Le stockage en aquifère (*Aquifer Thermal Energy Storage* – ATEs) est un système ouvert, où l'eau qui sert de fluide caloporteur est prélevée dans un aquifère, circule dans un échangeur thermique, puis est réinjectée dans l'aquifère, généralement grâce à un doublet géothermique – le nombre de puits pouvant varier. À la saison suivante, l'eau circule en sens inverse, créant ainsi une bulle chaude et une bulle froide, comme illustré en figure 1.3.

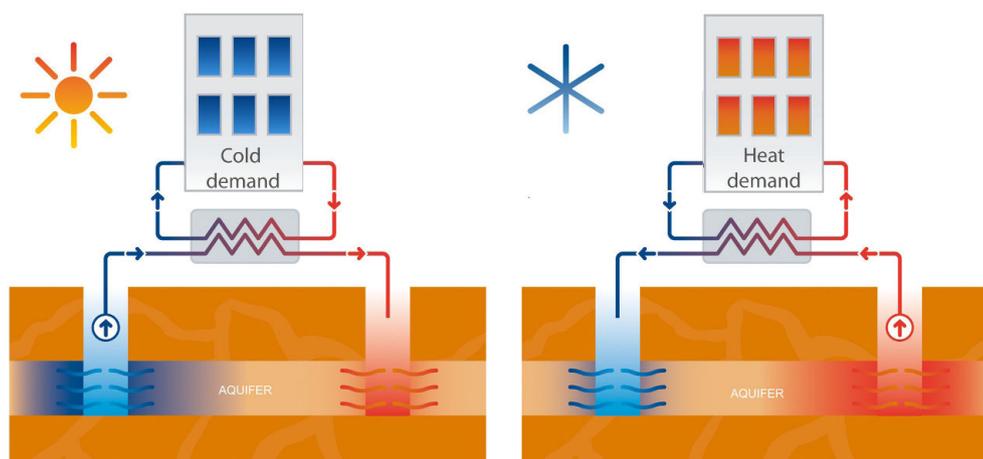


Fig. 1.3. Stockage d'énergie thermique en aquifère. Source : IF Technology

Ces bulles sont suffisamment espacées pour éviter qu'elles ne se mélangent à cause de l'écoulement annuel de l'eau dans l'aquifère.

La plupart des systèmes fonctionnent avec une température maximale de réinjection comprise entre 20 et 40 °C, en raison de considérations réglementaires et techniques : il s'agit des LT-ATES (*Low-Temperature ATEs*), pour lesquels les aquifères utilisés se situent à des profondeurs variant de 20 à 300 m. Les systèmes fonctionnant à des températures supérieures, dénommés HT-ATES (*High-Temperature ATEs*), ont recours à des aquifères de profondeurs bien plus élevées, de l'ordre de 1 000 m. Alors qu'il n'existe que quelques réalisations de HT-ATES, les LT-ATES ont un niveau de maturité technologique élevé et atteignent un développement commercial significatif dans plusieurs pays (TRL 9) [6]. Les mesures de volumes et d'énergie stockée ne sont pas pertinentes pour ces systèmes ouverts, la taille est donc généralement exprimée en puissance, qui correspond au taux maximum d'extraction pouvant être atteint par le puits. Elle varie de 0.1 à 20 MW, pour des dépenses d'investissement allant de 200 000 à 2 500 000 € [4]. L'efficacité des ATEs varie de 70 à 90 %.

Ces caractéristiques de fonctionnement et d'intégration rendent les systèmes de stockage d'énergie thermique en aquifère particulièrement bien adaptés à l'utilisation intersaisonnière dans le bâtiment (cf. p. 21 Concepts).

CHAMP DE SONDÉS (BTES)

Comme les systèmes ATES, le stockage en champ de sonde (*Borehole Thermal Energy Storage* – BTES) est proche des technologies de géothermie classique : un fluide caloporteur circule en circuit fermé dans un champ de sondes afin d'extraire la chaleur du sous-sol pendant l'hiver ou le froid pendant l'été. L'inversion du sens de circulation en été (respectivement, en hiver) permet de stocker de l'énergie thermique en réchauffant (respectivement, en refroidissant) le sous-sol, via les mêmes sondes, comme illustré en figure 1.4.

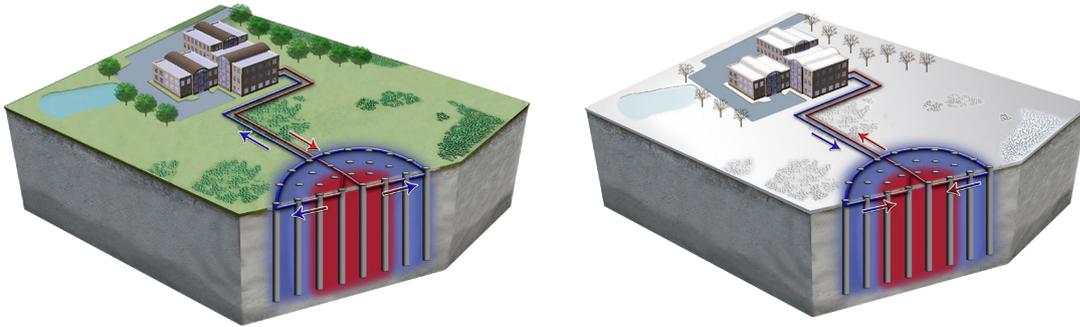


Fig. 1.4. Stockage (à gauche) et déstockage de chaleur en champ de sondes. Source : Underground Energy

La distinction entre un système BTES et une pompe à chaleur géothermique avec captage vertical devient peu claire si cette dernière est conçue pour une circulation à double sens, qui permet une recharge thermique estivale du sous-sol. Différents critères ont été proposés pour établir la différence, ayant trait à la taille des installations, à l'efficacité du stockage, à l'origine de la chaleur ou à la température d'injection [8]. Nous qualifions ici de BTES à basse température (LT-BTES) les systèmes pour lesquels l'énergie stockée est la chaleur résiduelle des bâtiments ou de l'environnement, et de BTES à haute température (HT-BTES) ceux pour lesquels une source externe (telle que des panneaux solaires) fournit l'énergie thermique stockée. Dans ce document, considérant que les LT-BTES relèvent plutôt de la géothermie conventionnelle, nous ne traitons que les HT-BTES. Les LT-BTES relève d'ailleurs en France du cadre réglementaire de la géothermie dite « de minime importance » (décret n°2015-15), puisqu'ils concernent des profondeurs inférieures à 200 m et des puissances inférieures à 500 kW. Ce n'est pas forcément le cas pour les LT-ATES, qui peuvent atteindre des puissances bien supérieures (cf. p.25 Marché actuel).

Selon le type de sol et la taille de l'installation, les sondes peuvent consister en des tubes directement enfoncés dans de l'argile plastique jusqu'à une profondeur de 40 m, ou bien en des forages proprement dit pouvant atteindre 300 m de profondeur. Les coûts d'investissement estimés varient de 0.4 à 4 € par kWh d'énergie stockée, mais l'efficacité moyenne dépasse rarement 50 %, en raison de la conductivité thermique des roches forées, qui ne sont pas isolées de leur environnement. La disposition des sondes (profondeur et répartition) permet toutefois d'estimer le volume de stockage utile, qui varie entre 10 000 et 100 000 m³, avec une densité de stockage de 15 à 30 kWh/m³ [9]. Selon les pays, le niveau de maturité varie de 6 à 8 [5].

Ces paramètres font des HT-BTES une technologie adaptée à l'usage intersaisonnier dans le secteur résidentiel-tertiaire. Dans ce qui suit le terme BTES sans précision se réfère aux technologies HT-BTES.

CAVITÉ (CTES)

Le stockage en cavité (*Cavern Thermal Energy Storage* — CTES, parfois *Mine Thermal Energy Storage* — MTES) utilise des cavités qui ont perdu leur usage initial, telles que des mines ou des réservoirs de pétroles abandonnés. Une fois remplies d'eau, ces cavités constituent une ressource similaire à un aquifère. Toutefois, l'absence d'écoulement naturel rend cette ressource plus sujette à une dérive de la température. Le stockage d'énergie thermique permet donc de la préserver. La figure 1.5 illustre le fonctionnement du système CTES du puits Yvon Morandat de Gardanne.



Fig. 1.5. Stockage dans les eaux d'une mine ennoyée. Source : [10]

Ce type de système ne fonctionne pas forcément avec un doublet géothermique créant des bulles chaude et froide à la même profondeur : le stockage d'énergie thermique vise parfois à maintenir la température moyenne annuelle. Toutefois, la stratification thermique peut être mise à profit pour prélever et injecter l'eau à des températures différentes selon la période.

Les volumes des cavités considérés varient entre la dizaine de milliers et le millions de mètres cubes. Du fait des conditions rares qui doivent être réunies, il existe peu de systèmes CTES, et il est donc difficile de donner des indicateurs clefs de performances généraux. Cependant, les

grands volumes et le coût relativement faible du kWh stocké (quand le réservoir existe au préalable) les rendent intéressants pour un usage intersaisonnier dans le secteur résidentiel-tertiaire.

FOSSE (PTES)

Le stockage en fosse (*Pit Thermal Energy Storage* — PTES) nécessite l'aménagement d'un réservoir de stockage semi-enterré. La terre déblayée peut servir à renforcer les parois de la fosse. Celle-ci est ensuite remplie d'eau ou d'un mélange d'eau et de gravier, et est recouverte d'une couverture isolante flottant à la surface ou d'une surface isolante rigide pouvant supporter un certain poids. Ce type de réservoir est majoritairement utilisé pour le stockage de la chaleur. Une coupe est présentée en figure 6.



Fig. 1.6. Vue en coupe d'un réservoir de stockage en fosse (PTES). Source : PlanEnergi via [9]

La densité de stockage varie de 60 à 80 kWh/m³ [9]. Les volumes de stockage ont augmenté considérablement depuis les premières expérimentations, et atteignent aujourd'hui plusieurs centaines de milliers de mètres cubes. Cela a conduit à une réduction du coût initial du kWh stocké, désormais inférieur à 1€ par kWh. Les températures de stockage se situent entre 70 et 90 °C, et l'efficacité peut atteindre 80 % si les matériaux utilisés pour les parois et la couverture sont suffisamment isolants [5].

Ces chiffres font des PTES des systèmes privilégiés pour le stockage intersaisonnier dans le bâtiment, en particulier pour des réseaux de chaleur à petite échelle. Le niveau de maturité technologique atteint 9 dans certains pays [6].

RÉSERVOIR (TTES)

Le terme « stockage d'énergie thermique en réservoir » (*Tank Thermal Energy Storage* — TTES) couvre des réalités très variées : ballons d'eau chaude domestique (généralement utilisés en cycle journalier), réservoirs à huile ou à sels fondus dans les centrales solaires thermiques à concentration (pour des stockages de quelques heures), réservoirs tampons... Lorsqu'il s'agit d'un usage intersaisonnier, le fluide de stockage privilégié est l'eau, pour les raisons de coûts et de fréquence de cycles évoquées précédemment (cf. p. 12 1.2. Stockage par chaleur latente (PCM)).

La densité de stockage est alors similaire à celle du stockage en fosse : 60 à 80 kWh/m³ [9]. Les volumes considérés pour ce genre d'application varient entre 1 000 et 10 000 m³. Ces réservoirs sont généralement creusés dans le sol ou construits en surface puis recouverts de terre, ce qui améliore leur isolation. L'efficacité est similaire à celle des systèmes PTES, mais le coût

d'investissement par kWh stocké est supérieur : il se situe entre 1 et 4 €/kWh [5]. Par contre, leur intégration en milieu urbain est plus facile puisqu'ils occupent des surfaces inférieures.

Bien que l'utilisation intersaisonnière de ce type de réservoirs soit attestée [11], les volumes concernés et le nombre d'installations sont faibles, et les expérimentations en cours peu nombreuses. Les caractéristiques de ce système par rapport aux autres techniques de stockage par chaleur sensible (coût légèrement plus élevé, volume plus faible, mais pré-requis concernant le milieu quasi inexistant) le rendent plutôt indiqué pour améliorer les performances d'une petite installation de panneaux solaires, par exemple dans une maison individuelle, ou encore pour la réalisation des réservoirs tampon souvent indispensables dans les ATES, BTES, PTES et CTES. Dans le second cas, l'usage spécifique des TTES n'est pas intersaisonnier, les cycles considérés étant de quelques heures à quelques jours. Le stockage en réservoir n'est pas pris en compte dans la suite de ce document.

Après un examen rapide des différentes technologies de stockage de l'énergie thermique, récapitulées dans le tableau 1.1, on constate que quatre d'entre elles, toutes basées sur le stockage par chaleur sensible, sont utilisées actuellement pour stocker à grande échelle l'énergie thermique à un rythme intersaisonnier dans le secteur résidentiel-tertiaire : il s'agit du stockage en aquifère, en champ de sondes, en fosse et en cavité souterraine.

Cela est dû aux caractéristiques clefs de ces technologies — grands volumes de stockage et coûts d'investissement faibles — qui en font des systèmes adéquats pour un rythme de stockage et de déstockage faible et une quantité d'énergie stockée importante pouvant atteindre plusieurs GWh.

Toutefois, le déploiement de chacune de ces technologies est très différent selon les régions. Cela n'est attribuable qu'en partie aux conditions locales (urbanisation, climat, composition des sols). L'intégration de ces technologies et leur développement actuel en Europe sont l'objet des chapitres suivants.

| Technologie | Nom abrégé | Densité (kWh/m ³) | Coût initial | Taille | Efficacité (%) | TRL |
|-----------------|--|-------------------------------|----------------|------------------------------------|----------------|-------|
| Thermochimique | TCS (Thermo-chemical storage) | 100 - 500 | 10 - 100 €/kWh | 2 - 4 MWh | 90 - 100 | 3 - 5 |
| Chaleur latente | PCM (Phase-Change material) | 100 | 1 - 100 €/kWh | 10 kWh - 10 MWh | 75 - 90 | 5 - 8 |
| Aquifère | ATES (Aquifer thermal energy storage) | - | 1000 €/kW | 0.1 - 20 MW | - | 5 - 9 |
| Champ de sondes | BTES (Borehole thermal energy storage) | 15 - 30 | 0.4 - 4 €/kWh | 0.1 - 10 GWh | 50 | 6 - 8 |
| Cavité | CTES (Cavern thermal energy storage) | 60 - 80 | - | 100 000 - 1 000 000 m ³ | - | 5 - 7 |
| Fosse | PTES (Pit thermal energy storage) | 60 - 80 | 1 €/kWh | 1 - 10 GWh | 50 - 80 | 6 - 8 |
| Réservoir | TTES (Tank thermal energy storage) | 60 - 80 | 1-4 €/kWh | 10 kWh - 1 GWh | 50 - 90 | 6 - 9 |

Tableau 1.1 Caractéristiques des technologies de stockage d'énergie thermique. Sources : [5, 6]

STOCKAGE EN AQUIFÈRE – ATEs

Le stockage en aquifère à basse température, qui est assez proche de la géothermie par captage sur nappe, est très développé, avec plusieurs milliers d'installations, principalement aux Pays-Bas. Le stockage à haute température est, lui, bien plus limité, mais plusieurs sites-pilotes sont à l'étude.

CONCEPT

Les éléments principaux permettant de décrire l'intégration d'une technologie de STES peuvent être résumés en trois catégories :

- l'origine de la chaleur ou du froid stocké,
- les applications dans les différentes branches du secteur du bâtiment,
- les contraintes locales qui conditionnent son déploiement.

Une représentation de ces catégories pour les ATEs, inspirée de [4], est donnée en figures 2.1, 2.2 et 2.3.

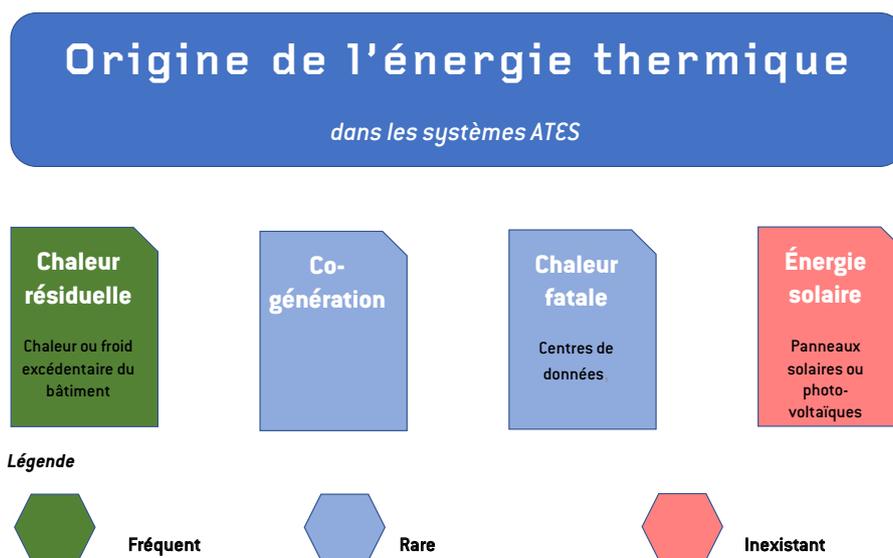


Fig. 2.1. Origine de l'énergie thermique dans les systèmes ATEs

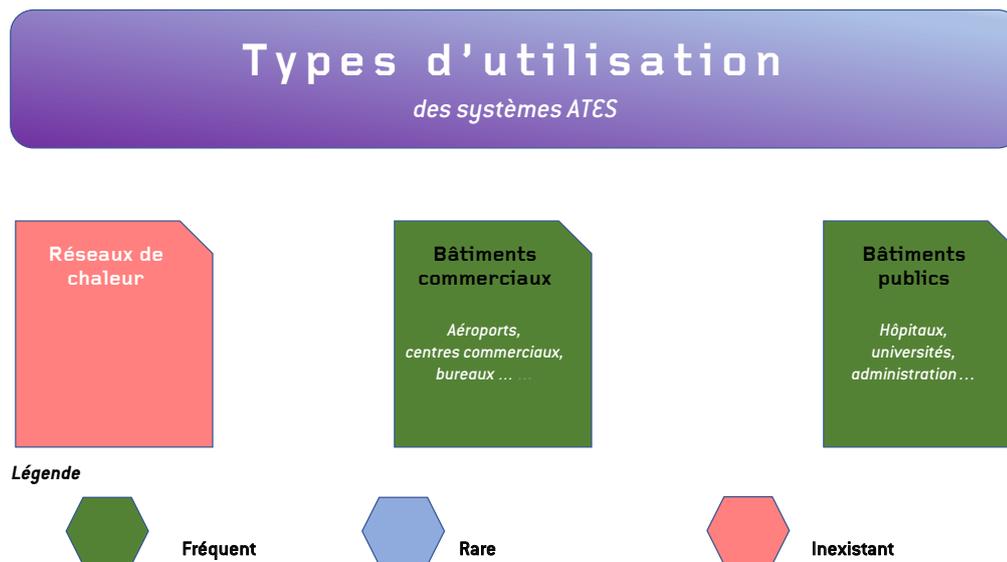


Fig. 2.2. Type d'utilisation des systèmes ATES

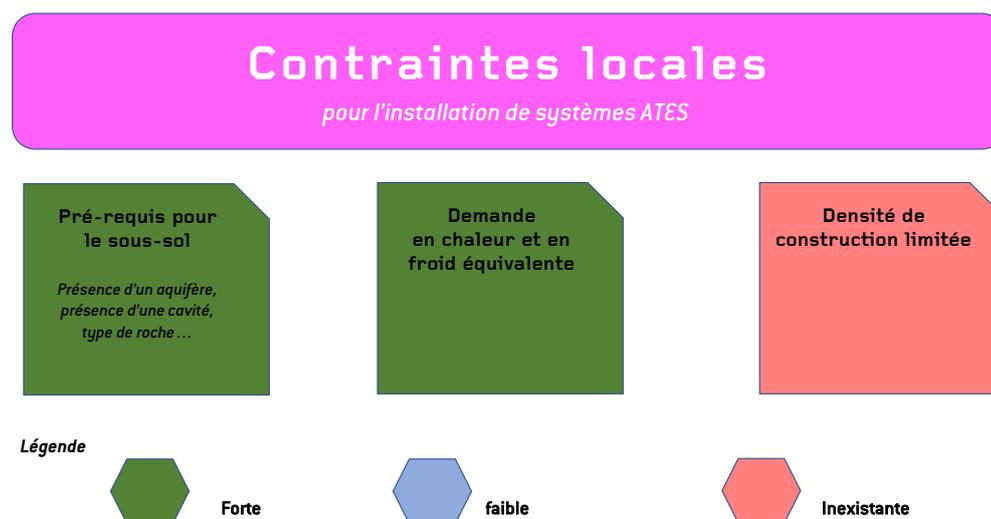


Fig. 2.3. Contraintes pour l'installation de systèmes ATES

Comme évoqué au chapitre précédent, la plupart des ATES sont dits à basse température (LT-ATES). La température maximale de réinjection, qui détermine la frontière entre HT-ATES et LT-ATES, varie selon les auteurs : on trouve 20 °C [9], 25 °C [4] ou 40 °C [12]. Cette différence de dénomination s'explique par un changement de nature lorsque le seuil est franchi : les réglementations sont plus restrictives, les profondeurs requises dépassent 1 000 m, les installations sont plus complexes car les pompes et les échangeurs sont plus sujets au congestionnement, et l'intégration avec les réseaux en surface est différente.

Les systèmes en fonctionnement aujourd’hui sont à plus de 95 % des LT-ATES. Leur fonctionnement est assez simple puisque l’énergie thermique stockée est la chaleur résiduelle des bâtiments : la circulation de la bulle chaude vers la bulle froide en hiver permet de recharger cette dernière, et inversement en été. Les systèmes visant à stocker la chaleur fatale ou issue de cogénération sont des HT-ATES, ce qui explique la fréquence indiquée en figure 2.1. Le stockage d’énergie solaire en aquifère a fait l’objet de quelques études mais n’a jamais été mis en œuvre [4].

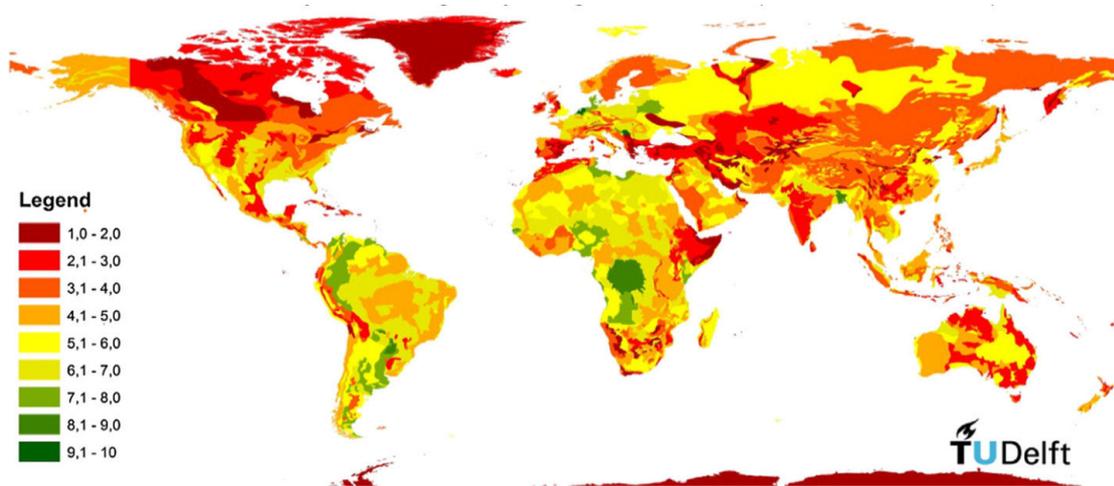


Fig. 2.4. Pertinence des LT-ATES en fonction des conditions climatiques et hydrogéologiques pour la période 1976-2000 (10 = très pertinent). Source : [13]

Comme l’indique la figure 2.2, les systèmes ATES sont principalement utilisés dans des bâtiments commerciaux (45 %) d’une part, et dans des bâtiments institutionnels (25 %) et des hôpitaux (5 %) d’autre part (source : IFTech via [9]). L’utilisation dans des réseaux de chaleur est minoritaire, mais des projets pilotes ayant pour objectif d’encourager leur développement voient le jour (cf. p. 28 2.3. Recherche et développement).

Les conditions locales sont déterminantes pour les ATES (cf. Fig. 2.3). La présence d’un aquifère est évidemment une condition *sine qua non*, mais celui-ci doit par ailleurs remplir certaines conditions : température adéquate, vitesse d’écoulement de l’eau faible, composition chimique compatible avec le pompage et la réinjection... Par ailleurs, les conditions climatiques sont également primordiales, en particulier dans le cas des LT-ATES.

LT-ATES comme celle présentée en figure 2.4. Ces cartes doivent intégrer de nombreux facteurs, et doivent par ailleurs tenir compte de l’évolution climatique pour les décennies à venir, qui peut avoir une influence profonde sur l’utilité des systèmes LT-ATES dans une région donnée. Cela rend leur réalisation complexe.

La densité urbaine n’est *a priori* pas un critère déterminant : l’occupation des sols due aux ATES n’étant liée qu’aux installations de pompage et aux échangeurs thermiques, elle est très faible. Un ATES peut donc être installé aisément dans une zone de forte densité. Seule l’utilisation massive d’ATES dans une zone donnée constitue un facteur limitant, car elle entraîne des conflits d’usage

pour les aquifères considérés. En effet, les pertes thermiques dues au transport étant importantes, il est préférable que la source d'énergie thermique, le réservoir de stockage et le lieu d'utilisation de cette énergie se trouvent à proximité. Cela est vrai pour toutes les technologies de STES.

MARCHÉ ACTUEL

Il existe aujourd'hui environ 3000 LT-ATES en fonctionnement, dont 85 % se situent aux Pays-Bas [4]. Les autres pays où leur déploiement atteint un niveau significatif sont la Suède, le Danemark et la Belgique, et l'on trouve quelques installations dans une dizaine d'autres pays (cf. Fig. 2.5).

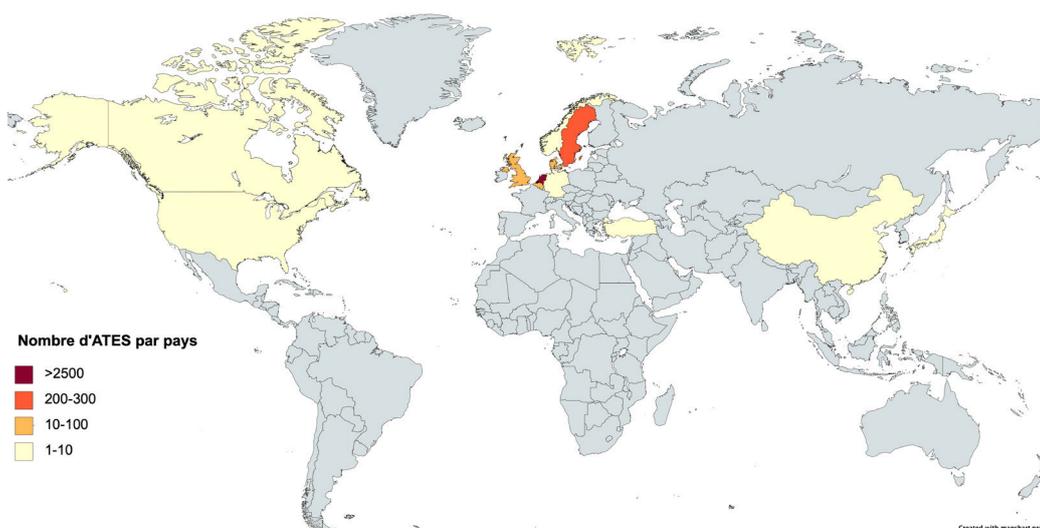


Fig. 2.5. Installations ATES dans le monde. Source : carte modifiée d'après [4]

Aux Pays-Bas, le marché est bien structuré. Le consortium Dutch-ATES regroupe des partenaires ayant une expertise dans cette technologie : Over Morgen, Priva, Storengy (groupe Engie), Sun Energy, Deltares, TNO, ainsi que des partenaires publics (Mairie de La Haye, RVO — Agence néerlandaise pour l'entreprise).

La société de conseil et d'ingénierie IF Technology, basée aux Pays-Bas, ainsi que la société IF Tech International dont elle est issue, conçoivent, mettent en œuvre et assurent le suivi de systèmes ATES aux Pays-Bas mais également en Belgique et au Royaume-Uni. La société britannique ICAX est spécialisée dans ce qu'elle nomme le « transfert de chaleur intersaisonnier ».

Le tableau 2.1 ci-dessous donne quatre exemples de LT-ATES pour des équipements de natures différentes, tous en fonctionnement actuellement. Le LT-ATES de l'université d'Eindhoven est l'un des plus grands au monde par la puissance [4].

| Nom, lieu, usage | An-née | CA-PEX (M€) | Puissance (MW) | Temps de retour (an) | CO ₂ évité (t/an) | Énergie four-nie (GWh) | Refs |
|--------------------------------------|--------|-------------|-----------------------------|----------------------|------------------------------|--------------------------------|-----------------|
| Hôpital de Brasschaat(BE) | 2000 | 0,7 | 0.35 (Chaud) 1.2 (Froid) | 8.4 | 427 | 3.4 (Chaud) 2.7 (Froid) | [4] [14] |
| Université d'Eindhoven (NL) | 2002 | 14,7 | 20 (Chaud) 20 (Froid) | 6-10 | 13 300 | 25-33 (Chaud) 25-30 (Froid) | [4] [15] |
| Aéroport de Stockholm (SE) | 2009 | 5 | 10,(Chaud) 10 (Froid) | 5 | 7 700 | 20 (Total) | [4] [9] |
| Siège de Widex Copen-hague (DK) | 2010 | - | 2.8 (Chaud) 2.8 (Froid) | - | 644 | - | [4] |
| Résidence de Riverlight Londres (GB) | 2013 | - | 9 (Chaud) 1.8 (Froid) | - | - | 1,4 (Total) | (4),(9) [16] |

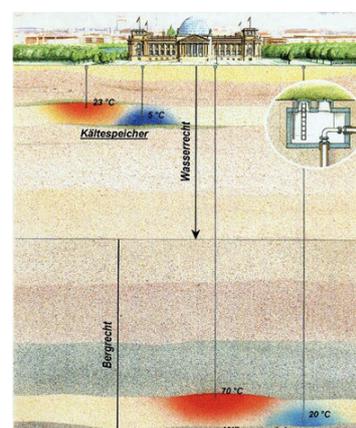
Tableau. 2.1. Exemples de LT-ATES en fonctionnement

Pour calculer un temps de retour et une quantité de CO₂ évitée, un système de référence pour le chauffage et le rafraîchissement est défini : il s'agit du système en place dans le cas d'une rénovation, ou d'un autre système envisageable dans le cas d'une construction neuve. Le cumul des coûts d'investissement et de fonctionnement sont comparés, et le temps de retour est la durée au bout de laquelle le total pour le système ATES devient inférieur au total pour le système de référence. De tels calculs aboutissent généralement à un temps de retour compris entre 2 et 10 ans. Toutefois, les études exhaustives tenant compte des variations possibles du coût du CO₂ et des prix de l'énergie sont à ce jour peu nombreuses.

La durée de vie est un paramètre essentiel pour évaluer la viabilité et la rentabilité d'un système LT-ATES, mais les données sont peu nombreuses à ce sujet, parce que la plupart des ATES ont été construits au cours des vingt dernières années. Selon les caractéristiques locales et les auteurs, les estimations varient de 25 à 50 ans.

La plupart des nombreux sites pilotes de HT-ATES développés dans les années 1980 en France, en Suisse, ou encore aux États-Unis (cf. [4]) a été abandonnée. Il existe toutefois quelques HT-ATES en fonctionnement aujourd'hui en Europe, tels que :

- l'ATES de Neubrandenburg, dans le nord de l'Allemagne. La chaleur issue de la co-génération dans une centrale à cycle combiné est stockée dans un aquifère à 1 200 m de profondeur. Sur les 12 000 MWh injectés à l'été, 8 800 sont récupérés en hiver. L'eau est extraite à environ 80 °C (contre 45 °C sans injection) [17] ;
- le palais du Reichstag à Berlin, qui fonctionne avec deux bulles pour le chaud et deux bulles pour le froid (cf. Fig. 2.6). Il s'agit donc à la fois d'un LT-ATES, pour le stockage du froid résiduel à 30 m de profondeur, et d'un HT-ATES, pour le stockage de la chaleur produite sur place par cogénération à 300 m de profondeur. Cela permet de couvrir 60 % des besoins en froid et 90 % des besoins en chaleur du bâtiment [18].


 Fig. 2.6. Double ATES du Reichstag. Source : bundestag.de

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Deux consortiums de recherche européens impliquant des sites-pilotes avec stockage en aquifère ont été mis en place ces dernières années.

Le premier est le projet E-Use(aq) (Europe-Wide Use of Sustainable Energy from Aquifers) de la Communauté de la connaissance et de l'innovation sur le climat (Climate-KIC). Il a été lancé en 2013 dans l'intention de démontrer la faisabilité de systèmes LT-ATES dans différents contextes climatiques et réglementaires [19]. Des partenaires industrielles et académiques issus de cinq pays (Italie, Pays-Bas, Espagne, Belgique, Danemark) sont impliqués : les universités de Bologne, de Delft (TU Delft) et de Wageningen, Deltares, Arcadis, KWR, ART-ER, Instituto de Tecnología Cerámica, ITECON, Naked Energy, Nomisma Energia, Ramboll et Bioclear Earth.

Une étude approfondie dans le cadre d'un financement Pathfinder a permis d'identifier les barrières qui empêchent le développement des LT-ATES dans différents pays [20]. Celles-ci étant de natures différentes selon les conditions climatiques locales et la maturité du marché, des sites d'expérimentations ont été sélectionnés dans les cinq pays. Après plusieurs années de fonctionnement, des données probantes ont été publiées [21, 22] et le suivi des sites se poursuit. Les sites, les spécificités et les résultats sont résumés dans le tableau 2.2

| Nom, lieu | Barrières considérées | Solutions proposés | CAPEX (euros) | Puissance (kW) | C0 ₂ évité (t/an) |
|----------------------|--|--|---------------|--------------------------|------------------------------|
| Nules, Espagne | Manque de sensibilisation, Difficultés réglementaires | ATES en circuit fermé | 58 000 | 0 (Chaud) 109 (Froid) | 25 |
| Bologne, Italie | Manque de sensibilisation, Intégration des compétences | Intégration dans un réseau de chaleur | 460 000 | 160 (Chaud) 140 (Froid) | 17 |
| Delft, Pays-Bas | Déséquilibre de la demande en chaleur et en froid | Intégration de panneaux thermovoltaïques | 62 000 | 70 (Chaud) 30 (Froid) | 25 |
| Utrecht, Pays-Bas | Contamination de l'eau d'un aquifère | ATES avec bioremédiation | - | - | - |
| Ham, Belgique | Déséquilibre de la demande en chaleur et en froid | Intégration de panneaux thermovoltaïques | 116 000 | 650 (Chaud) 1300 (Froid) | 205 |
| Copenhague, Danemark | Contamination de l'eau d'un aquifère | ATES avec bioremédiation | - | - | - |

Tableau. 2.2. Sites-pilotes du projet E-Use(aq)

Le second est Heatstore, l'un des neuf projets financés par l'initiative européenne Geothermica. Lancé en 2017, il est dédié au stockage de chaleur à haute température, toutes techniques confondues (ATES, BTES, CTES, PTES) et implique de nombreux partenaires publics et privés. Huit sites existants de géothermie ou de STES, aux Pays-Bas, au Danemark, en Islande et au Portugal, font l'objet d'études de cas. Six sites-pilotes sont en cours de construction ou d'expérimentation, dont quatre concernent le stockage en aquifère. Leurs caractéristiques sont résumés dans le tableau 2.3 [12].

| nom, lieu | Concept | partenaires |
|-------------------|---|---|
| Berne, Suisse | Stockage de la chaleur issue de cogénération | Energie Wasser Bern, Universitat Politècnica de Catalunya, Fraunhofer IEG, ETH Zürich, Universität Bern |
| Genève, Suisse | Stockage de la chaleur fatale issue d'une UIOM | Services Industriels de Genève, Université de Genève, Université de Neuchâtel, ETH Zürich, Universität Bern |
| Monster, Pays-Bas | Conversion d'un LT-ATES en HT-ATES à usage agricole | ECW Netwerk, TNO, KWR, IF Technology, NIOO |

Tableau. 2.3. Sites-pilotes du projet Heatstore

Par ailleurs, le programme de collaboration technologique de l'Agence internationale de l'énergie dédié aux réseaux de chaleur, *District heating and cooling* (IEA-DHC), s'est penché sur l'intégration de techniques de stockage intersaisonnier de grande taille dans les réseaux de chaleur [9]. Les pays participants sont les États-Unis, le Canada, le Danemark, l'Allemagne et les Pays-Bas. Le stockage en aquifère fait partie des deux technologies retenues (avec le stockage en fosse), et une étude de faisabilité détaillée pour un stockage en aquifère associé au réseau de chaleur de l'université de York, au Canada, a été réalisée en partenariat avec IF Tech International, CanmetÉNERGIE, TESS — Thermal Energy Specialists et J.L. Richards [23]. Cette étude a été publiée pour contribuer à la sensibilisation et à la diffusion des compétences concernant le stockage en aquifère.

Enfin, dans le cadre de la collaboration Geospeicher.bw entre cinq universités allemandes (Karlsruhe IT, universités de Heidelberg, Stuttgart, Biberach, Offenburg), huit démonstrateurs d'ATES sont à l'étude ou en cours de réalisation.

FREINS EN FRANCE

Les freins qui s'opposent au développement des systèmes ATEs sont différentes selon que le marché est émergent, en croissance ou mature [4]. La France se situe dans le premier cas et se trouve donc confronté aux difficultés habituelles des marchés nouveaux : manque de confiance en la technologie, manque de compétences, manque de sensibilisation, aussi bien chez les clients potentiels que chez les constructeurs et les producteurs et fournisseurs d'énergie. Cela se traduit par un manque d'intérêt de la part des acteurs concernés, qui empêche la recherche de solutions concernant les autres freins évoqués ci-après.

D'un point de vue économique, alors que le temps de retour sur investissement constaté est inférieur à dix ans pour la plupart des installations, le coût d'investissement initial peut paraître prohibitif. Des modèles d'affaires prenant en compte les coûts d'investissement et les coûts opérationnels, mais également les économies induites par le stockage d'énergie et par le CO₂ évité, et intégrant toutes les parties prenantes, n'ont pas encore été mis en évidence en France.

S'agissant de la réglementation, les petits LT-ATES remplissent les conditions pour relever de la géothermie de minime importance sur boucle ouverte : profondeur inférieure à 200 m, puissance thermique maximale inférieure à 500 kW, température de prélèvement inférieure à 25°C, prélèvement et réinjection de même volume et dans le même aquifère, débit pompé inférieur à 80 m³/h.

Les exigences légales ne sont alors pas fortes (simple déclaration), néanmoins la complexité réglementaire peut constituer un frein pour de petites entreprises [24]. Beaucoup de LT-ATES n'entrent cependant pas dans cette catégorie, puisqu'ils dépassent le seuil autorisé de puissance. Il est alors difficile de déterminer si ces installations relèvent du « stockage souterrain d'énergie calorifique » ou de la « géothermie basse énergie », tous deux régis par le code minier, ou encore de « l'exploitation de nappe », réglementée par le code de l'environnement. L'absence de cadre légal adéquat constitue donc un obstacle majeur.

D'un point de vue technologique, la relative absence de recul sur les ATES construits jusqu'à présent — dont la plupart ont moins de vingt ans — peut contribuer à une méfiance de la part des parties prenantes. De plus, alors que l'innocuité des LT-ATES sur l'eau des aquifères semble faire consensus, l'effet d'un HT-ATES sur la qualité de l'aquifère où celui-ci est implanté reste méconnu [21].

En France, les conditions hydrogéologiques et climatiques semblent plutôt favorables (cf. Fig. 2.4). Toutefois, l'absence de base de données ou de cartes concentrant toutes les informations pertinentes pour évaluer la faisabilité technique et économique d'un ATES en un lieu donné est un obstacle.

Enfin, l'intégration dans un réseau existant peut, le cas échéant, poser problème. Ainsi, le projet Geostocal (Géo-stockage de chaleur : opportunités, optimisation et faisabilité du stockage de chaleur perdue en aquifère profond), financé par l'agence nationale de la recherche et coordonné par le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) entre 2007 à 2010, a étudié la possibilité de stocker la chaleur fatale issue de l'usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) d'Ivry-sur-Seine dans l'aquifère du Dogger [25]. Cet aquifère est déjà mis à profit par plusieurs installations de géothermies en Île-de-France, et la chaleur fatale de l'UIOM d'Ivry est utilisée par le réseau de chaleur de la compagnie parisienne de chauffage urbain. Cependant, elle est excédentaire en été, ce qui a motivé le choix de Geostocal. Une des raisons de l'abandon du projet a été l'écart important entre la température de décharge depuis l'aquifère (95 °C) et la température de distribution dans le réseau de chaleur (200 °C) [12].

STOCKAGE EN FOSSE – PTES

Le stockage en fosse a été initié en Allemagne dès les années 1980, mais s'est développé de manière industrielle au Danemark dans les années 2010. Il est alors systématiquement associé à un réseau de chaleur et à une centrale de chauffage solaire (*Solar Heating Plant – SHP*), c'est-à-dire une centrale de panneaux solaires thermiques basse température.

CONCEPT

Comme indiqué en figure 3.1, le stockage en fosse n'a jusqu'à présent été utilisé que pour stocker l'énergie solaire, dans le but d'améliorer le taux de couverture des panneaux solaires. Toutefois, certaines installations intègrent la possibilité de stocker en supplément de l'énergie électrique convertie en énergie thermique (Power to Heat) afin de gérer efficacement l'intermittence de sources renouvelables telles que des éoliennes [5].

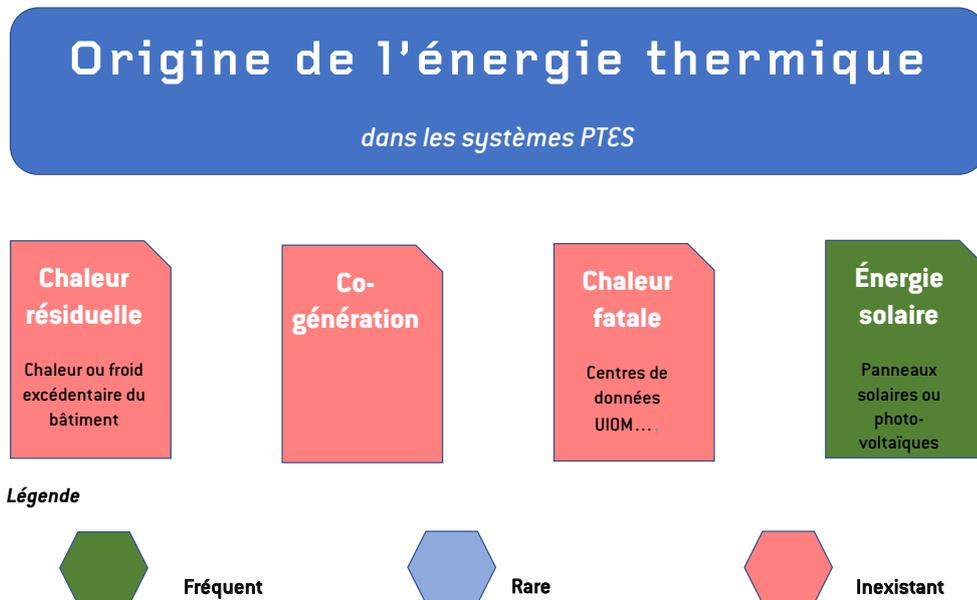


Fig. 3.1. Origine de l'énergie thermique dans les systèmes PTES

En raison du coût fixe important de l'excavation du réservoir de stockage, et *a contrario* des économies d'échelle significatives qui peuvent être réalisées, seul le stockage de l'énergie issue de centrales de chauffage solaire est intéressant. Cela explique qu'il soit utilisé pour des installations de grande taille uniquement. Par ailleurs, les PTES sont utilisés principalement pour le stockage de la chaleur : les températures d'injection peuvent atteindre 90 °C. C'est pour cette raison que, comme indiqué en figure 3.2, des bâtiments comme les aéroports ou les hôpitaux, où coexistent sur l'année des besoins équivalents en froid et en chaud, ne sont pas adaptés aux PTES. Toutefois, la stratification thermique à l'intérieur des réservoirs, dont la profondeur peut dépasser 10 m, permet d'y puiser de l'eau à une température variant de 20 à 90 °C selon la profondeur. Ceux-ci peuvent donc également être utilisés comme une source froide.

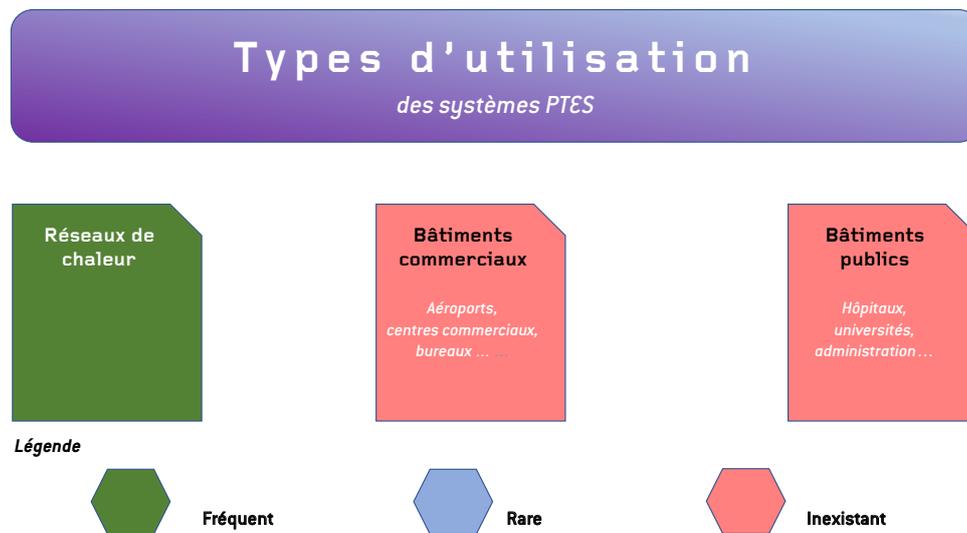


Fig. 3.2. Type d'utilisation des systèmes PTES

S'agissant des contraintes locales, les PTES sont indiqués pour les régions où le besoin en chaleur est prédominant. La nature du sous-sol est moins contraignante que pour les technologies ATES, mais la composition du sol doit permettre une excavation peu coûteuse et sa réutilisation comme renfort des parois de la fosse. Trop de limon peut constituer un obstacle à cet égard [9]. Enfin, la densité urbaine est un élément déterminant pour évaluer la faisabilité d'un PTES : les surfaces excavées sont généralement importantes (jusqu'à 21 000 m²), et s'y ajoute la surface de la centrale de chauffage solaire (jusqu'à 70 000 m²). Les réservoirs PTES n'étant pas conçus pour supporter un poids important (ce qui impliquerait un coût bien supérieur), seules des zones de faible densité sont adaptées à cet usage, à l'instar des zones pavillonnaires périurbaines, car la surface de l'emprise au sol est importante. Ces caractéristiques sont résumées figure 3.3.



Fig. 3.3. Contraintes pour l'installation de systèmes PTES

MARCHÉ ACTUEL

Il existe en Europe une dizaine de systèmes de stockage en fosse, qui se situent au Danemark et en Allemagne. Les systèmes allemands (à Stuttgart, Chemnitz, Augsburg, Steinfurt, Eggenstein) sont assez anciens (construits entre 1984 et 2008) et de taille réduite (volumes compris entre 1 000 et 8 000 m³). Ils sont associés à des panneaux solaires généralement intégrés aux bâtiments, d'une surface de l'ordre du millier de mètres carrés [26]. L'institut de recherche indépendant Solites — *Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems* — constitue la référence allemande concernant le stockage d'énergie thermique en fosse et en réservoir.

| Lieu | Année | Surface panneaux solaires (m ²) | Volume de stockage (m ³) | CAPEX (M€) | OPEX (€/an) | Énergie stockée (MWh) | Efficacité |
|--------------|-------|---|--------------------------------------|------------|-------------|-----------------------|------------|
| Marstal | 2012 | 33 300 | 85 000 | 3,34 | 33 000 | 6 638 | 52 % |
| Dronninglund | 2013 | 37 573 | 60 000 | 2,28 | 30 000 | 5 400 | 80 % |
| Gram | 2014 | 44 836 | 125 000 | 4,32 | - | 12 125 | 50 % |
| Vojens | 2015 | 70 000 | 210 000 | 5,01 | - | 12 1280 | - |
| Toftlund | 2017 | 26 000 | 85 000 | 4,11 | - | 6 885 | - |

Tableau. 3.1. Indicateurs clefs des systèmes PTES au Danemark. Source : [9, 27]

Au Danemark, les réservoirs de stockage sont de plus grande envergure. Ils sont systématiquement associés à des centrales de chauffage solaire, qui figurent parmi les plus grandes du monde, et permettent aux logements associés à ces centrales d'atteindre des fractions solaires comprises entre 40 et 60 %. Les acteurs les plus impliqués dans ces réalisations sont PlanEnergi et Ramboll.

Les indicateurs clefs de ces installations sont donnés dans le tableau 3.1. Les surfaces de panneaux solaires y sont précisées à titre indicatif, toutes les autres données se réfèrent aux réservoirs de stockage uniquement. Les deux premières réalisations dans cette liste ont initialement été mises en œuvre en tant que démonstrateurs du projet Sunstore, financé par le septième programme-cadre de l'Union européenne, tandis que les trois suivants avaient une visée commerciale [27].

Les données de coûts sont reprises sur la figure 3.4. Les coûts de construction des PTES allemands et danois y sont rapportés à leur volume équivalent en eau. Cette grandeur permet de comparer des types de stockage de différentes compositions (ici, eau et mélange eau-gravier). Elle correspond au volume d'eau qui permettrait de stocker la même quantité d'énergie que le milieu utilisé, et dépend donc de la capacité thermique de celui-ci. Le PTES de Marstal y figure deux fois car le site actuel a été construit en deux phases : Marstal-1 en 2003 et Marstal-2 en 2012. Cette figure, où se trouvent également les coûts de quelques BTES (cf. Chapitre 4), met en évidence les économies d'échelle évoquées auparavant.

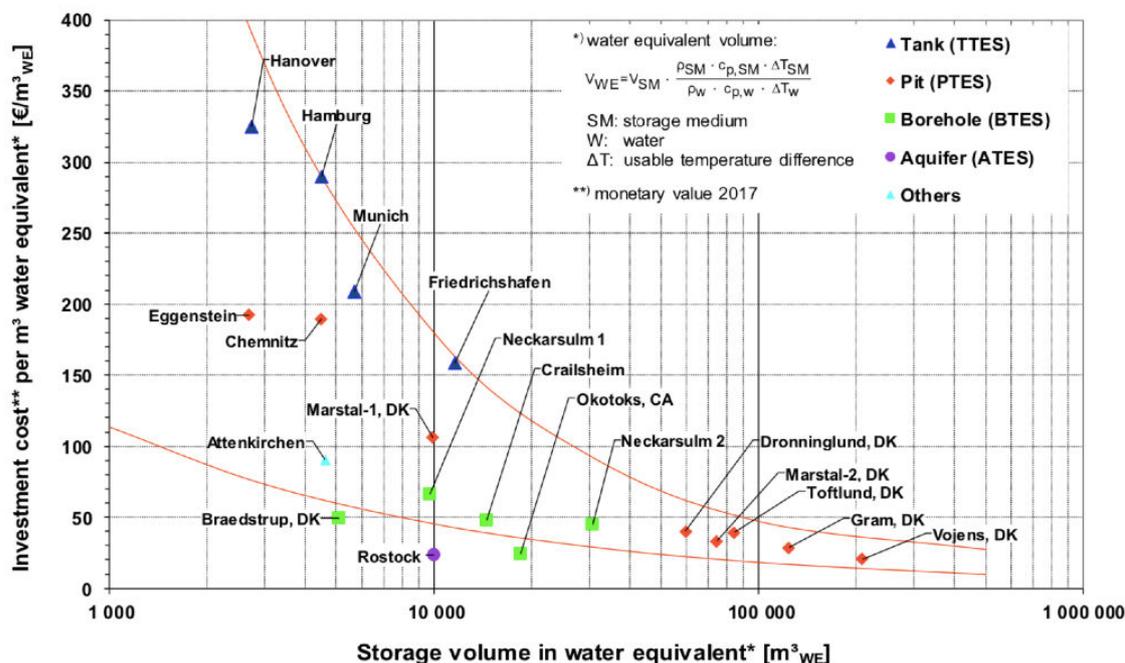


Fig. 3.4. Coût d'investissement rapporté au volume (valeur 2017) pour plusieurs STES — hors taxes, hors conception, hors raccordement. Source : Solites via [9]

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les conditions à réunir pour qu'un stockage PTES « à la danoise » soit avantageux sont bien identifiées : la présence d'une centrale de chauffage solaire de grande taille reliée à un réseau de chaleur dans une zone de densité limitée. Cela permet alors d'augmenter significativement la fraction solaire de l'installation, et donc d'amortir le coût des panneaux solaires, tout en bénéficiant d'un coût de stockage faible, dû aux économies d'échelle. Les activités de recherche et développement spécifiquement consacrées aux modèles PTES sont donc limitées.

Toutefois, les systèmes PTES bénéficient des avancées de la recherche sur les matériaux utilisés pour la couverture et les parois (polyéthylène haute densité par exemple) : des matériaux plus durables, moins chers, plus isolants ou encore résistants à de plus haute température permettront d'améliorer les performances de ce type de stockage.

Par ailleurs, les installations en fonctionnement décrite en 3.2 font l'objet de suivi et d'optimisation sur le terrain, concernant par exemple les arbitrages entre les différentes sources de chaleur à utiliser ou à stocker à un moment donné (panneaux solaires vs. sources complémentaires, généralement des chaudières à gaz), en fonction du prix en temps réel du gaz et de l'électricité issus des réseaux et des conditions climatiques.

Le programme IEA-DHC (cf. p. 28 2.3. Recherche et développement) a réalisé et rendu publique une étude de cas détaillée qui évalue la faisabilité technique et économique d'un stockage en fosse associé à un réseau de chaleur en Allemagne [28]. Ce rapport présente aussi une estimation des coûts d'investissement pour un PTES en Allemagne et au Danemark, en fonction de son volume.

Enfin, des utilisations innovantes du stockage PTES sont à l'étude ou en cours de réalisation. Au Danemark, à Høje-Taastrup, une fosse de 70 000 m³ est en cours de construction, qui permettra de stocker de la chaleur issue d'une centrale de cogénération. La centrale fonctionne en complément de sources d'énergie électrique intermittentes : lorsque ces dernières ne sont pas en mesure de produire, la centrale est mise en marche, et la chaleur produite est stockée si elle excède la demande ; à l'inverse, la chaleur est issue du réservoir lorsque ce sont les sources intermittentes qui produisent l'électricité [29]. Cette utilisation n'est toutefois pas intersaisonnière, puisque la fréquence de charge/décharge optimale est estimée à 25 par an : cela se rapproche alors du stockage en réservoir mentionné en 1.7.

FREINS EN FRANCE

Le stockage en PTES tel qu'il a été développé jusqu'à présent sert essentiellement à augmenter le taux de couverture des centrales de chauffage solaire reliées à des réseaux de chaleur. L'absence de telles configurations en France constitue donc le frein principal au développement des PTES. La France se situe parmi les pays européens où le pourcentage d'énergie thermique distribué par

réseau de chaleur dans le secteur résidentiel est le plus bas : en 2016, ce taux était de 6,8 %, contre 14,1 % pour l'Allemagne, 40,5 % pour la Suède, ou encore 58,5 % pour le Danemark, qui occupe la première place en Europe [30].

D'un point de vue économique, les coûts d'investissement et de maintenance rapportés au volume du stockage proprement dit sont relativement bas, mais si, à ces coûts, s'ajoutent ceux de la construction d'une centrale de chauffage solaire et d'un réseau de chaleur dans un bâti existant, il est peu probable que l'opération soit rentable. Ces systèmes sont donc surtout indiqués pour des quartiers neufs, ou éventuellement pour alimenter un réseau de chaleur existant. La surface qu'ils occupent au sol est un élément de coût supplémentaire, qui rend leur installation envisageable uniquement dans des zones de faible densité.

Concernant le cadre réglementaire, il ne semble pas y avoir d'obstacle significatif au développement des PTES en France.

Les barrières technologiques sont faibles pour ces systèmes dont le fonctionnement commercial fait l'objet de plusieurs opérations au Danemark. Toutefois, certaines données sont mal connues en raison du manque de recul sur ces installations. Par exemple, les estimations sur la durée de vie des matériaux utilisés pour les parois et la couverture, soumis à des températures de 90 °C, varient entre 5 et 25 ans [9].

Les conditions géographiques locales (composition du sol et ensoleillement principalement) semblent adaptés à la combinaison de PTES et de panneaux solaires dans la plupart des régions françaises.

Enfin, comme pour les ATEs, le manque d'information et le manque de diffusion concernant ces systèmes en France constituent un obstacle important.

STOCKAGE EN CHAMP DE SONDES – BTES

Les systèmes de géothermie conventionnelle par sondes et les LT-BTES sont très développés. Il s'agit d'une option fréquemment, voire, systématiquement proposée à la construction dans certains pays scandinaves. Les HT-BTES, qui sont l'objet de ce chapitre, sont bien moins fréquents. Le développement en est assez éparé.

CONCEPT

Comme pour le stockage en aquifère, le stockage en champ de sondes vise à améliorer les performances et la durabilité d'une installation inspirée de la géothermie sans stockage. Toutefois, alors que les ATES comptent une bulle chaude et une bulle froide, un (HT-)BTES ne consiste qu'en un seul réservoir de stockage. Celui-ci est donc utilisé principalement pour le chauffage, et éventuellement marginalement pour le refroidissement estival.

Il s'agit d'un système assez polyvalent, qui est souvent utilisé pour stocker l'énergie thermique issue de panneaux solaires, mais qui est parfois utilisé pour stocker la chaleur fatale provenant d'UIOM ou de procédés industriels. L'énergie thermique étant stockée dans la roche, les contraintes sur les températures d'injection sont en effet moins fortes que lorsque le fluide caloporteur est l'eau d'un aquifère. Toutefois, les performances thermiques sont moins bonnes : la densité de stockage est trois à quatre fois plus faible que celle de l'eau, et les dissipations sont importantes car il ne s'agit pas d'un milieu isolé. L'origine de l'énergie thermique dans les systèmes BTES est résumée en figure 4.1.

Origine de l'énergie thermique

dans les systèmes BTES

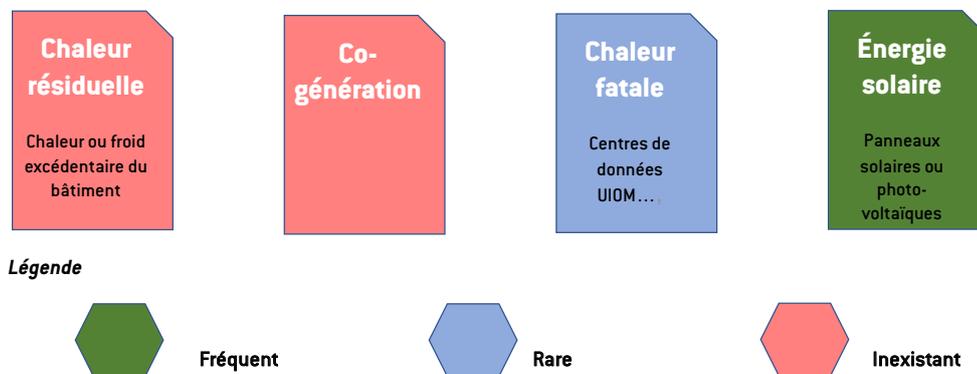


Fig. 4.1. Origine de l'énergie thermique dans les systèmes BTES

La chaleur résiduelle n'y est pas indiquée comme une source puisque nous ne traitons ici que les HT-BTES.

Comme ceux-ci sont principalement utilisés pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, ils sont mis en place dans des sites où prime le besoin en chaud (cf. Fig. 4.2).

Types d'utilisation

des systèmes BTES

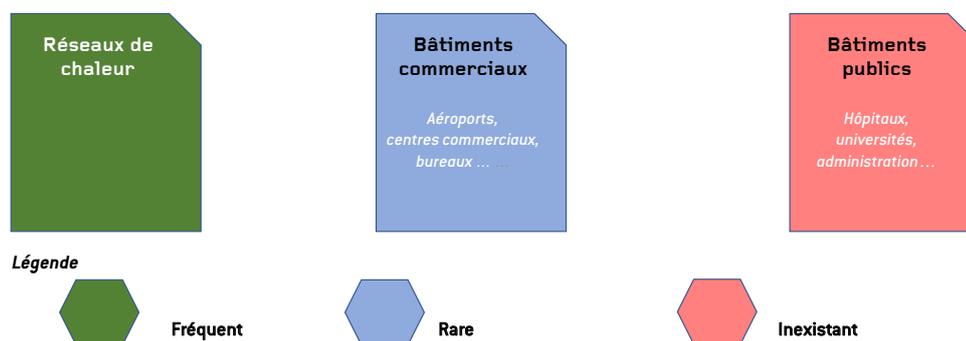


Fig. 4.2. Type d'utilisation des systèmes BTES

Il s'agit souvent de groupes de quelques dizaines de maisons reliées par un réseau de chaleur. Quelques utilisations dans des immeubles de bureaux sont également attestées. En raison

de la géométrie du champ de sondes, plus le nombre de sondes est important, moins les pertes thermiques relatives sont élevées. Le stockage en BTES n'est donc intéressant que pour des installations relativement grandes.

Comme indiqué sur la figure 4.3, cela implique que l'équilibre de la demande en chaud et en froid n'est pas nécessaire.

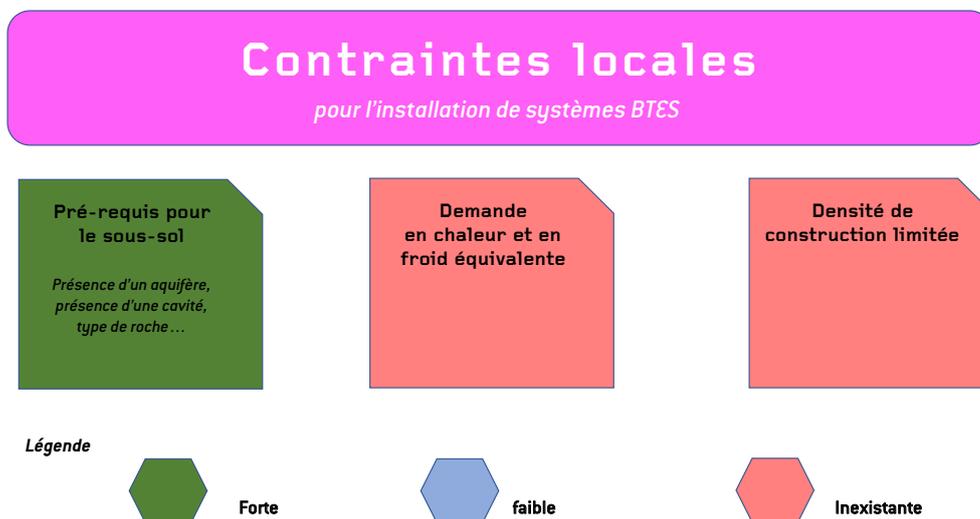


Fig. 4.3. Contraintes pour l'installation de systèmes BTES

La densité n'est pas une contrainte, puisqu'il s'agit d'un système souterrain avec une occupation au sol très faible. Toutefois, des conflits d'usage du sous-sol peuvent apparaître dans les villes denses (égouts, transports en commun, parkings, tunnels routiers, patrimoine historique...). Les contraintes sur le sous-sol sont multiples : sa composition influe sur le coût du forage, et cela doit être pris en compte dans l'évaluation de la faisabilité économique d'un projet. La composition a également une influence sur l'efficacité du stockage, puisque la dissipation de la chaleur stockée est liée à la capacité thermique de la roche. Enfin, les mouvements d'eau souterraine ont eux aussi un impact sur l'efficacité d'un stockage en BTES.

MARCHÉ ACTUEL

Les très bons résultats des LT-BTES ont découragé le développement de HT-BTES pendant plusieurs années. Cependant, la préoccupation récente pour la décarbonation et l'intérêt pour la chaleur renouvelable et de récupération motivent désormais le déploiement de ces systèmes dans plusieurs pays.

Le projet Heatstore a identifié 17 systèmes de stockage en champ de sondes en fonctionnement [12], dont une partie est présentée dans le tableau 4.1.

| Lieu | Année | Usage | Origine chaleur | Nombre de sondes | Profondeur (m) | Énergie injectée (MWh/an) | Efficacité |
|--------------------------------|-------|-----------------------|-------------------|------------------|----------------|---------------------------|------------|
| Mol, Belgique | 2002 | Immeuble d'habitation | Chaleur fatale | 144 | 30 | 130 | - |
| Drake Landing, Okotoks, Canada | 2006 | Réseau de 52 maisons | Panneaux solaires | 144 | 35 | 780 | 50 % |
| Crailsheim, Allemagne | 2008 | Réseau de chaleur | Panneaux solaires | 80 | 55 | 1 135 | - |
| Emmaboda, Suède | 2010 | Immeuble de bureaux | Chaleur fatale | 141 | 149 | 3 800 | - |
| Brædstrup, Danemark | 2013 | Réseau de chaleur | Panneaux solaires | 48 | 45 | 400 | 63 % |

Tableau. 4.1. Exemples de BTES en fonctionnement. Source : [8, 12, 31]

Il existe malheureusement peu d'informations publiques concernant les coûts. Pour évaluer le coût d'investissement pour le forage uniquement, une fourchette de 50 à 100€ par mètre foré peut être retenue. Il faut y ajouter le coût des matériaux pour chaque sonde. Celle-ci sont en général des tubes en U ou des tubes coaxiaux en polyéthylène haute densité. Le BTES de Brædstrup a par exemple coûté 260 000 €, dont 148 000 € pour le forage. Sa puissance thermique maximale est de 600 kW — cela implique que cette installation ne rentrerait pas dans le cadre légal de la géothermie de minime importance en France (cf.p. 14 1.4.Champ de sondes (BTES)) [31].

Comme pour le stockage en PTES, lorsque l'énergie stockée est issue de panneaux solaires, le stockage en champ de sondes permet d'augmenter drastiquement le taux de couverture, c'est-à-dire la proportion des besoins en énergie thermique couverts par les panneaux solaires. En Allemagne, à Crailsheim, le réseau de chaleur alimente 260 appartements, une école et un gymnase, et les panneaux solaires sont installés sur les toits et sur un mur anti-bruit. Le besoin annuel en chaleur est de 4 100 MWh, dont plus de 50 % est couvert par l'énergie solaire. Dans la zone pavillonnaire de Drake Landing, au Canada, seuls les toits des garages accueillent les panneaux solaires, et ceux-ci couvrent 97 % des besoins en chaleur (8).

Certains acteurs impliqués dans le stockage en aquifère le sont aussi pour le stockage en sondes, car une partie de l'expertise est commune aux deux : c'est le cas d'If Technology, d'If Tech International ou d'ICAX. De même, des entreprises ou des instituts de recherche qualifiés pour le stockage en fosse ont aussi des compétences pour les BTES, comme Solites ou PlanEnergi. La start-up française Accenta a développé une chaufferie bas carbone et des outils logiciels de pilotage intelligent permettant de gérer efficacement la production, le stockage et la restitution de la chaleur et du froid issu de diverses sources (chaleur fatale des climatiseurs et panneaux solaires par exemple), notamment pour des entrepôts.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Il existe plusieurs projets de recherche en France concernant le stockage en champs de sonde, qui cherchent principalement à optimiser le stockage et le déstockage de la chaleur dans le sol en fonction de la production issue de différentes sources et de la demande.

Le projet ABC Storage, initié fin 2017, implique le BRGM, Accenta et Mines ParisTech. Un démonstrateur a été construit sur la plateforme géothermie du BRGM, à Orléans, et comprend un champ de 13 sondes de 100 m de profondeur couplé à une unité de production solaire thermique, une unité de production solaire photovoltaïque et une machine thermodynamique simulant un bâtiment tertiaire de 3 500 m². Le but est d'optimiser le contrôle intelligent du stockage et du soutirage de la chaleur dans le BTES [32].

Le projet Sunstone, lancé en 2018, est coordonné par l'Institut nationale des sciences appliquées (INSA) de Lyon, et implique le BRGM, le bureau d'études Tecsol et le laboratoire d'informatique de Sorbonne Université (LIP6). Il vise à développer un outil logiciel de contrôle des réseaux de chaleur comprenant des panneaux solaires et un système de stockage intersaisonnier en champs de sonde [33].

Dans le cadre de Heatstore, l'un des six pilotes retenus concerne le stockage en BTES de la chaleur issue de 260 m² de panneaux solaires, pour couvrir les besoins en chaleur des locaux administratifs de Storengy sur le site de Chémery. Le BRGM et Storengy sont impliqués dans ce projet qui a débuté en 2019 [12].

FREINS EN FRANCE

Les systèmes de stockage en BTES sont peu nombreux, et le déploiement commercial est quasiment inexistant en France. Le manque d'information et de compétence constitue donc, comme pour la plupart des techniques de stockage intersaisonnier de l'énergie thermique, un obstacle majeur à leur développement dans le pays.

Les multiples expérimentations en cours pourraient contribuer à la diffusion de ces techniques, dont la maturité technologique est déjà assez élevée, et pourrait atteindre 8 ou 9 suite aux différentes expérimentations en cours sur des démonstrateurs. En effet, même si des progrès incrémentaux sur la gestion du stockage ou sur les matériaux utilisés pour les sondes permettront d'améliorer les rendements économiques et écologiques des BTES, cette technologie est essentiellement mature et les freins qui s'opposent à son déploiement ne sont pas d'ordre technique.

Par contre, comme pour le stockage en aquifère, le manque de modèles d'affaire intégrés prenant en compte tous les coûts, tous les bénéfices et tous les acteurs, constitue un obstacle important au développement de ces techniques dont le coût d'investissement est sensiblement supérieur aux coûts initiaux de systèmes alternatifs.

D'un point de vue réglementaire, les HT-BTES peuvent relever de la géothermie de minime importance sur boucle fermée si leur profondeur ne dépasse pas 200 m et si la puissance thermique maximale est inférieure à 500 kW. Comme pour les ATES, une simple déclaration est alors suffisante. Cependant, les installations de grande taille dépassent le seuil de puissance. Comme pour les ATES, le flou juridique est alors important et l'obtention des autorisations est une démarche complexe.

En raison de la diversité du sous-sol français, certaines régions sont bien adaptées au stockage en champ de sondes, tandis que d'autres le sont moins (écoulement trop important pour préserver le stockage, capacité thermique de la roche non adaptée). Par ailleurs, les HT-BTES fonctionnent avec une source d'énergie thermique externe, ce qui conditionne leur installation à la présence d'une telle source (panneaux solaires, chaleur fatale...).

Enfin, pour être rentable, un HT-BTES doit généralement être associé à un réseau de chaleur. Ces systèmes sont donc surtout intéressants en remplacement ou en complément d'une source d'énergie thermique pour un réseau de chaleur existant, ou bien pour la construction d'un quartier nouveau équipé d'un réseau de chaleur.

STOCKAGE EN CAVITÉ – CTES

Le stockage en cavité est minoritaire parmi les STES. Cela s'explique par l'intérêt seulement récent dont il fait l'objet (après quelques expérimentations anciennes peu concluantes). Aujourd'hui, l'important potentiel que constituent les anciens réservoirs de pétrole et les mines ennoyées en Allemagne, en France, aux Pays-Bas ou en Finlande commence à être mis en valeur. De tels projets, en raison de leur complexité réglementaire, ne sont toutefois généralement mis en œuvre qu'avec l'implication de la puissance publique.

CONCEPT

Les exemples de stockage d'énergie thermique en cavité ou en mine sont peu nombreux mais très variés, aussi bien en ce qui concerne le type d'énergie stockée que l'utilisation faite du réservoir.

Les premiers systèmes ont été mis en œuvre en Suède. Au début des années 1980, les réservoirs d'Avesta (15 000 m³) et de Lyckebo (120 000 m³) ont été spécialement creusés pour permettre le stockage de l'énergie issue de centrales de chauffage solaire [34]. À Lyckebo, la stratification a été mise à profit pour constituer une bulle chaude (90 °C) et une bulle froide (40 °C), cf. Fig 5.1. Ces CTES sont toujours en fonctionnement aujourd'hui, mais l'installation solaire de Lyckebo a été remplacée par des chaudières à bois [36].

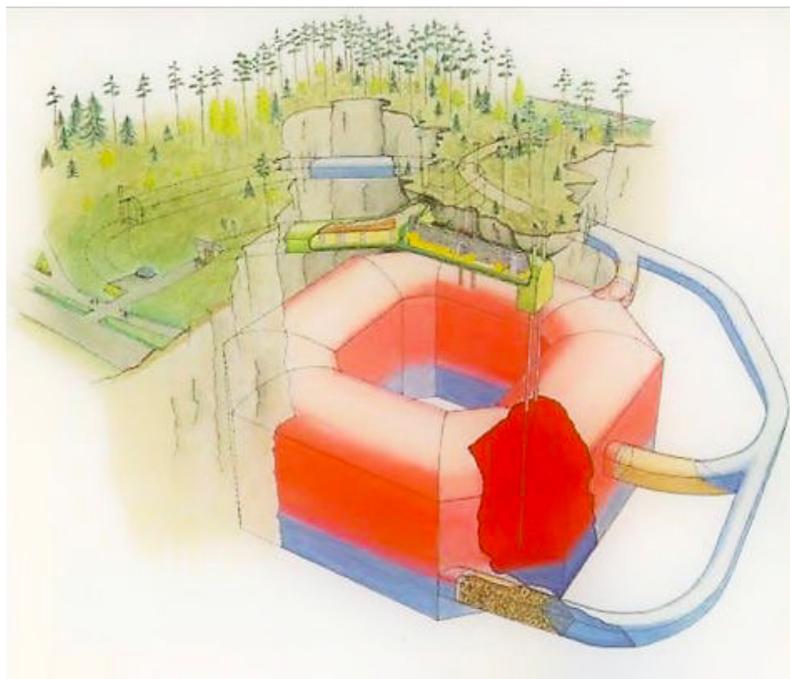


Fig. 5.1. CTES à Lyckebo (Suède). Source : [35]

Bien que ces démonstrateurs aient mis en évidence la possibilité d'un tel stockage, la construction d'une cavité spécialement dédiée au stockage thermique s'est avérée trop coûteuse dans les conditions actuelles pour être compétitive avec d'autres sources d'énergie. L'utilisation de réservoirs souterrains auparavant utilisés pour stocker du pétrole a donc été proposée. À Oxelösund, en Suède, une cavité de 200 000 m³ a ainsi été utilisée pour stocker la chaleur fatale d'une aciérie. Ce stockage n'est toutefois plus en fonctionnement aujourd'hui. À Oulu, en Finlande, deux réservoirs d'un volume de 190 000 m³ ont été convertis en CTES. Ils stockent la chaleur d'une centrale de cogénération ainsi que la chaleur fatale d'une usine de l'industrie chimique [37].

L'eau de mines ennoyées a été utilisée à partir des années 2000. Dans la première phase du projet Mijnwater de la ville de Heerlen, aux Pays-Bas, l'eau était puisée dans un ancien puits de mine d'une profondeur de 825m à une température de 35 °C, puis injectée après utilisation par un réseau de chaleur dans un autre puits à 17 °C, et utilisée pour le refroidissement. Ce système s'apparente alors à un LT-ATES où l'eau de la mine remplace l'eau de l'aquifère. Dans sa deuxième phase, à partir de 2013, l'infrastructure a été transformée en réseau intelligent intégrant notamment maîtrise de la demande, échange de chaleur entre les différentes composantes du réseau et production d'énergie thermique par des sources multiples (cogénération, énergie solaire, chaleur fatale) [38]. Ce réseau est géré par une société dédiée, Mijnwater B.V.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Il existe plusieurs projets de CTES en cours de réalisation ou à l'étude en Europe. Dans le cadre de Heatstore, l'utilisation d'une ancienne mine de charbon à Bochum est à l'étude [12]. Le volume

estimé de 24 739 m³ serait utilisé pour stocker une quantité d'énergie évaluée à 165 MWh. Cela correspond au besoin annuel en chaleur du bâtiment attendant de l'institut Fraunhofer IEG (Institut für Energieinfrastruktur und Geothermie). En équipant celui-ci de panneaux solaires, l'intégralité de sa demande en chaud pourrait alors être couverte par l'énergie solaire. Les partenaires impliqués sont le Fraunhofer IEG et Delta H Ingenieuresellschaft.

À Helsinki, les anciens réservoirs à pétrole du quartier de Kruunuvuorenranta se trouvent à 50 m de profondeur et ont un volume de 300 000 m³. Ils pourraient être utilisés pour stocker l'eau de mer de surface réchauffée en été. La chaleur résiduelle des bâtiments constituerait une source secondaire d'énergie thermique. Sur les 350 000 m² en construction dans ce nouveau quartier, un tiers des besoins en chaleur pourrait être couvert par ce CTES [39]. Les partenaires impliqués sont Helen et Skanska.

En France, le site du puits Yvon Morandat de Gardanne, plus grand puits minier d'Europe avec une profondeur de 1 100 m, a été reconverti en écoquartier. Une pépinière de start-ups, un hébergement hôtelier et une cinquantaine de PME sont reliés par un réseau de chaleur. Celui-ci sera alimenté par les 35 millions de mètres cubes d'eau de la mine. Un réseau intelligent de panneaux solaires, de panneaux photovoltaïques et de pompes à chaleur permettra de gérer de façon optimale cette ressource et d'éviter une dérive de sa température [40]. L'ADEME, le BRGM et Dalkia sont impliqués dans ce projet, dont la mise en service est prévu pour l'hiver 2020.

Enfin, le projet de recherche Démosthène (Démonstrateur de stockage d'énergie thermique en carrière souterraine partiellement ennoyée) étudie la possibilité d'utiliser des mines peu ou pas ennoyées dans les Hauts-de-France pour stocker l'énergie thermique. Un démonstrateur a été construit à Saint-Maximin (Oise) en 2019 [41].

PERSPECTIVES : STOCKER L'ÉNERGIE THERMIQUE, UN MOYEN DE PLUS POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE LA FRANCE ?

L'expression « stockage intersaisonnier d'énergie thermique » recouvre un ensemble de solutions technologiques variées. L'énergie thermique stockée peut être l'énergie du soleil recueillie par des panneaux solaires, par des panneaux photovoltaïques thermiques, ou encore par l'eau de mer superficielle ; elle peut provenir de procédés industriels ou de centres de données ou être issue de la cogénération ; il peut également s'agir de la chaleur résiduelle d'un bâtiment. Les types de réservoirs de stockage sont eux aussi variés : aquifères superficiels ou profonds, roches, cavités souterraines, fosses remplies d'eau et parfois de graviers. Enfin, ces technologies sont intégrées au système énergétique de multiples manières : la production ou la récupération de l'énergie thermique peut être décentralisée ou concentrée, et la distribution peut être destinée à un seul bâtiment ou bien à un réseau de chaleur.

Cela implique que ces techniques sont perçues de manière différente par les acteurs concernés : elles peuvent être assimilées à une version améliorée ou plus durable de la géothermie, à une manière d'augmenter le taux de couverture d'une installation de panneaux solaires, à une façon de valoriser la chaleur fatale tout au long de l'année, ou encore à un moyen d'optimiser les installations de chauffage et de refroidissement. Dans tous les cas, il s'agit d'assurer l'utilisation optimale d'une source d'énergie thermique qui produit à un instant donné alors que la demande n'intervient qu'à la saison suivante.

À l'heure de la transition énergétique, et étant donné la place importante occupée par la demande en chaleur et en froid dans la consommation énergétique et dans les émissions de gaz à effet de serre, une meilleure utilisation des ressources est souhaitable.

Plusieurs freins au développement des techniques de STES en France ont été présentés au cours des chapitres précédents. Afin d'évaluer précisément le potentiel de ces techniques et d'identifier les leviers qui permettront de lever ces obstacles, quatre axes semblent à approfondir.

En premier lieu, l'intégration des STES dans le système énergétique français devra être abordée. Certaines technologies sont conçues pour être intégrées à des réseaux de chaleur, dont la France est peu dotée : l'intérêt de développer ces réseaux et la possibilité de rénover les réseaux existants pour y intégrer des STES sont à étudier. D'autre part, les avancées récentes de la recherche sur les réseaux de chaleur dits de 4e voire de 5e génération, à basse température (40

à 80 °C) et à très basse température (25 à 40 °C), ont démontré leur capacité à réduire les pertes thermiques dues au transport et à diversifier les sources de chaleur, constituant ainsi des smart grids thermiques [42]. Dans un tel cadre, le recours aux STES pourra être plus bénéfique. Par ailleurs, l'imbrication du stockage sous forme thermique au sein de l'ensemble du mix énergétique français offre des perspectives nouvelles, notamment concernant le problème du stockage de l'électricité issue des sources intermittentes ou d'excès de production nucléaire, dont il faudra évaluer le potentiel. Enfin, les questions liées aux matériaux nécessaires pour les technologies de STES (approvisionnement, transformation, recyclage), centrales pour toutes les énergies à faible intensité, devront être traitées.

Le cadre réglementaire actuel sera ensuite à analyser, afin d'identifier les évolutions qui permettront, pour toute construction ou rénovation dont la surface utile dépasse 1 000 m². De nouvelles techniques, telles que les LT-ATES, pourraient être ajoutées à cette liste. Enfin, en sus de la simplification et de l'incitation, l'interdiction de certaines pratiques pourraient favoriser le recours aux STES. Les Pays-Bas ont par exemple initié une transition ambitieuse concernant l'utilisation du gaz, qui fixe notamment l'objectif de déconnecter l'intégralité du parc résidentiel du réseau de gaz naturel d'ici à 2050 [43]. En particulier, l'Accord sur le climat adopté le 28 juin 2019 établit comme règle générale le non raccordement au réseau de gaz naturel pour toutes les constructions neuves (et pour 75 % d'entre elles au moins pendant la période de transition, du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2021) [44].

En troisième lieu, la question de la disponibilité et de l'accessibilité aux informations géo-hydrologiques et climatiques locales devra être étudiée. Les caractéristiques des aquifères (profondeur, composition, vitesse d'écoulement), des roches souterraines et des variations climatiques entre l'été et l'hiver influent fortement sur les performances des STES, en particulier des ATES et des BTES. Identifier et réunir les données utiles (ou les relever lorsqu'elles n'existent pas) et les mettre à disposition dans un lieu unique, comme cela est fait pour la géothermie sur le site geothermies.fr, permettrait aux acteurs intéressés de faire une étude de pré-faisabilité locale rapide, et dynamiserait alors le recours aux STES dans les régions adéquates.

Enfin, alors qu'une rentabilité satisfaisante a été mise en évidence pour plusieurs réalisations, et que le potentiel de réduction d'émission de gaz à effet de serre a été confirmé à de nombreuses reprises, des modèles d'affaire adaptés au STES peinent à émerger en France. Réaliser et rendre publiques des études de cas d'usage détaillées permettraient de mieux connaître les coûts d'investissement et de fonctionnement, ainsi que le potentiel d'économie et de réduction des émissions de telles techniques. Des modélisations de coûts et d'émissions évitées tenant compte du prix du carbone, du prix de l'électricité et du gaz, ainsi que de leur facteur d'émission permettraient une évaluation chiffrée de ce potentiel. Par ailleurs, une mission impliquant investisseurs, constructeurs, producteurs et fournisseurs d'énergie et consommateurs (individus, entreprises, État, collectivités, bailleurs sociaux) pourrait être mise en place afin d'inventer des modèles d'affaires adaptés. Cette mission pourrait également évaluer l'opportunité de créer des marchés locaux de la chaleur, impliquant plusieurs fournisseurs (centres de données, UIOM, centrales de chauffage solaire...) et consommateurs (syndics, entreprises, administrations...) reliés par un réseau de chaleur.

ABRÉVIATIONS

| | |
|----------------|--|
| ATES | Aquifer Thermal Energy Storage |
| BRGM | Bureau de Recherches Géologiques et Minières |
| BTES | Borehole Thermal Energy Storage |
| CTES | Cavern Thermal Energy Storage |
| IEA-DHC | International Energy Agency - District Heating and Cooling |
| KIC | Knowledge and Innovation Community |
| HT-ATES | High-Temperature ATES |
| LT-ATES | Low-Temperature ATES |
| MTES | Mine Thermal Energy Storage |
| PCM | Phase Change Material |
| PTES | Pit Thermal Energy Storage |
| SHP | Solar Heating Plant |
| STES | Seasonal Thermal Energy Storage |
| TCS | Thermo-Chemical Storage |
| TES | Thermal Energy Storage |
| TTES | Tank Thermal Energy Storage |
| UIOM | Usine d'incinération des ordures ménagères |

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Citepa. Données par secteur - Format SECTEN, avril 2020.
<https://www.citepa.org/fr/telechargements/>
- [2] Commissariat général au développement durable. *Les émissions de CO₂ liées à l'énergie en France de 1990 à 2017 - Facteurs d'évolution et éléments de comparaison internationale*, septembre 2019.
<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2019-09/datalab-58-les-emissions-de-co2-liees-a-l-energie-en-france-de-1990-a-2017-septembre2019.pdf>
- [3] Service de la donnée et des études statistiques. *Consommation d'énergie par usage du tertiaire*, avril 2019.
<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-tertiaire>
- [4] P. Fleuchaus, B. Godschalk, I. Stober, P. Blum. Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp 861-876, 2018.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.057>
- [5] Department for business, energy and industrial strategy. *Evidence gathering: thermal energy storage (TES) technologies*, novembre 2016.
<https://www.gov.uk/government/publications/evidence-gathering-thermal-energy-storage>
- [6] European association for storage of energy, European energy research alliance. *European energy storage technology development roadmap*, octobre 2017.
<https://ease-storage.eu/publication/ease-eera-energy-storage-technology-development-roadmap-2017/>
- [7] Wikipédia. « Sorption », consulté en septembre 2020.
<https://fr.wikipedia.org/wiki/Sorption>
- [8] S. Gehlin, Borehole thermal energy storage, in *Advances in Ground-Source Heat Pump Systems*, Woodhead Publishing, pp. 295-327, 2016.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100311-4.00011-X>
- [9] IEA-DHC. Design aspects for large-scale aquifer and pit thermal energy storage for district heating and cooling, mars 2020.
<https://www.iea-dhc.org/index.php?id=528>

- [10] « Géothermie : le chantier a commencé », Ville de Gardanne, février 2019.
<http://www.ville-gardanne.fr/Geothermie-le-chantier-a-commence>
- [11] D. Mangold. Seasonal storage – a German success story, *Sun and Wind Energy*, vol.1, 2007.
<https://www.sunwindenergy.com/inhalt/seasonal-storage-german-success-story>
- [12] A.J. Kallèsøe, T. Vangkilde-Pedersen (eds). *Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned*, HEATSTORE Project Report, 2019.
<https://www.heatstore.eu/downloads.html>
- [13] M. Bloemendal, T. Olsthoorn, F. van de Ven. Combining climatic and geo-hydrological preconditions as a method to determine world potential for aquifer thermal energy storage, *Science of the Total Environment*, vol. 538, pp. 621-633, 2015.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.07.084>
- [14] D. Vanhoudt, J. Desmedt, J. Van Bael, N. Robeyn, H. Hoes. An aquifer thermal storage system in a Belgian hospital: Long-term experimental evaluation of energy and cost savings, *Energy and Buildings*, vol. 43, pp. 3657–3665, 2011.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.09.040>
- [15] A. Snijders, M. Van Aarsen. Big is beautiful? Application of large-scale energy storage in the Netherlands, *Proceedings of the 9th International Conference on Thermal Energy Storage - Warsaw*, 2003.
<http://iftechinternational.com/files/Futurestock-TUE-2Ed1fD.pdf>
- [16] IFTech. Lightening the load, *CIBSE journal*, pp. 37-38, Juin 2016.
<https://www.cibsejournal.com/archive/PDFs/CIBSE-Journal-2016-06.pdf>
- [17] Gtn-online.de. *Aquifer heat storage for a gas and steam turbine power plant in Neubrandenburg*, consulté en septembre 2020
<https://www.gtn-online.de/en/projects/aquifer-heat-storage-for-a-gas-and-steam-turbine-power-plant-in-neubrandenburg/>
- [18] F. Kabus, P. Seibt. Aquifer thermal energy storage for the Berlin Reichstag building - new seat of the German parliament, *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Kyushu - Tohoku, 2000.
<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0493.PDF>
- [19] Climate-KIC.org. « Success stories - The E-Use project », consulté en septembre 2020.
<https://www.climate-kic.org/success-stories/e-use-2/>
- [20] M. Bloemendal et al. *Europe-wide use of sustainable energy from aquifers – Barrier assessment*, Janvier 2016.
<https://www.researchgate.net/deref/http%3A%2F%2Fdx.doi.org%2F10.13140%2FRG.2.1.3548.8883>
- [21] M. Pellegrini et al. Low carbon heating and cooling by combining various technologies with aquifer thermal energy storage, *Science of the Total Environment*, vol. 665, pp. 1-10, mai 2019.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.01.135>

- [22] N. Hoekstra et al. Increasing market opportunities for renewable energy technologies with innovations in aquifer thermal energy storage, *Science of the Total Environment*, vol. 709, mars 2020.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.136142>
- [23] IEA-DHC. *Aquifer thermal energy storage for smart district heating and cooling — Technical report on model validation, cost data and results of an exemplary base case study*, mars 2020.
<https://www.iea-dhc.org/index.php?id=528>
- [24] Conseil général de l'environnement et du développement durable — Conseil général de l'économie. *La géothermie de minime importance — Propositions pour en faciliter le développement par l'amélioration de l'encadrement technique des forages*, octobre 2017.
<https://cgedd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/notice?id=Affaires-0009741>
- [25] Agence Nationale de la Recherche. *Géo-stockage de chaleur : opportunités, optimisation et faisabilité du stockage de chaleur perdue en aquifère profond – GEOSTOCAL*, consulté en septembre 2020.
<https://anr.fr/Projet-ANR-07-STKE-0005>
- [26] T. Schmidt. Seasonal thermal energy storage — pilot projects and experiences in Germany, *Proceedings of the PREHEAT workshop*, Utrecht, février 2008.
<https://www.preheat.org/fileadmin/preheat/documents/workshop6/3 - Schmidt.pdf>
- [27] Danish Energy Agency. *Technology Data for Energy storage*, mars 2019.
https://www.solarthermalworld.org/sites/default/files/news/file/2019-05-17/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf
- [28] IEA-DHC. *Pit thermal energy storage for smart district heating and cooling — Technical report on model validation, cost functions and results of an exemplary base case study*, mars 2020.
<https://www.iea-dhc.org/index.php?id=528>
- [29] A. Smith. « Danish district heating — The heat of the moment », *CIBSE journal*, janvier 2010.
<https://www.cibsejournal.com/technical/europes-hottest-city/>
- [30] M. A. Sayegh et al. Heat pump placement, connection and operational modes in European district heating, *Energy & Buildings*, vol. 166, pp. 122-144, février 2018.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.02.006>
- [31] P. A. Sørensen, T. Schmidt. Design and construction of large scale heat storages for district heating in Denmark, *Proceedings of the 14th International Conference on Energy Storage*, Adana, Avril 2018.
https://planenergi.dk/wp-content/uploads/2018/05/Soerensen-and-Schmidt_Design-and-Construction-of-Large-Scale-Heat-Storages-12.03.2018-004.pdf
- [32] « Le BRGM se dote d'une première plateforme expérimentale de stockage géothermique basse température », *Solscope*, novembre 2019.
<https://www.solscope.fr/forage-d-eau-geothermie-le-brgm-se-dote-d-une-premiere-plateforme-experimentale-de-stockage-geothermique-basse-temperature.b23-461.htm>

- [33] INSA Lyon. *Projet Sunstone*, consulté en septembre 2020.
<https://www.insa-lyon.fr/fr/sunstone>
- [34] Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris). Le stockage souterrain d'énergie thermique dans le contexte de la transition énergétique, décembre 2015.
<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/drs-15-149645-11964a-v2b-unique-1-1450686361.pdf>
- [35] G. Hellström. *UTES experiences from Sweden*, 2012.
https://www.icax.co.uk/pdf/REHAU_Hellstrom_UTES.pdf
- [36] A. Bergensund, P. Eriksson, O. Häger. *District heating in Lyckebo – Investigation of distribution losses*, mai 2015.
<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:816035/FULLTEXT01.pdf>
- [37] B. Nordell. Underground Thermal Energy Storage (UTES), *Proceedings of Innos-tock 2012 – the 12th international conference on energy storage*, 2012.
https://www.researchgate.net/publication/288028431_Underground_thermal_energy_storage_UTES
- [38] R. Verhoeven et al. Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands: Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling, *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 58-67, 2014.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.158>
- [39] The world's first seasonal energy storage facility of its kind is planned for the Kruunuvuoren-ranta rock caverns, City of Helsinki, janvier 2018.
<https://www.hel.fi/uutiset/en/helsinki/the-kruunuvuorenranta-rock-caverns>
- [40] *Géothermie : le chantier a commencé*, Ville de Gardanne, février 2019.
<http://www.ville-gardanne.fr/Geothermie-le-chantier-a-commence>
- [41] P. Gombert et al. Installation of a thermal energy storage site in an abandoned mine in Picardy (France). Part 1: Selection criteria and equipment of the experimental site, *Environmental Earth Sciences*, vol. 78, février 2019.
https://link.springer.com/article/10.1007_%2Fs12665-019-8128-0
- [42] H. Lunda et al. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, *Energy*, vol. 68, pp. 1-11, avril 2014.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>
- [43] K Beckman, J. van den Beukel. The great Dutch gas transition, *Oxford Energy Insight*, vol. 54, juin 2019.
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/The-great-Dutch-gas-transition-54.pdf>
- [44] Gouvernement des Pays-Bas. *Climate agreement*, juin 2019.
<https://www.government.nl/documents/reports/2019/06/28/climate-agreement>

Stocker la chaleur lorsque la demande est faible pour en tirer parti lors de la saison suivante permet de réduire les besoins de chaleur ainsi que les émissions de gaz à effet de serre associées. Le froid peut de même être stocké pour couvrir les besoins estivaux en rafraîchissement rendus croissants par le changement climatique. Des installations utilisant les diverses techniques recensées à différentes échelles et en fonction des environnements existents, notamment en Europe, pratiquement aucune en France. Ces technologies et leur déploiement dans différents pays sont passés en revue dans ce document, la pertinence économique de chacune est examinée. Cette communication constitue la première étape d'un travail de l'Académie des technologies visant à évaluer le potentiel du stockage intersaisonnier de chaleur en France sur les plans techniques, économiques et réglementaires.

Académie des technologies
Le Ponant – Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44
secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

©2020 Académie des technologies
ISBN : 979-10-97579-25-8

