

Plan de stockage d'énergie pour la Suisse

Transformer un défi en
opportunité pour la
transition énergétique suisse

TABLE DES MATIÈRES

5 Avant-propos

8 Résumé et conclusions

13 1 Modélisation des capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050

13 1.1 Spécification de modèles

18 1.2 Résultats de la modélisation du système énergétique de la Suisse pour 2050

20 1.3 Résultats de la modélisation des capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050

25 2 Description et évaluation des procédés de stockage

26 2.1 Stockage thermique à court terme

27 2.2 Stockage thermique à long terme

29 2.3 Stockage d'électricité à court terme

30 2.4 Stockage d'électricité à long terme

32 2.5 Stockage chimique à long terme

35 Organisations et spécialistes participants



AVANT-PROPOS

Chère lectrice, cher lecteur,

Ces dernières années ont été marquées par d'importants bouleversements géopolitiques, qui ont mis en évidence de façon inédite la précarité liée aux dépendances en matière de politique énergétique. La volatilité des marchés internationaux d'énergies fossiles ainsi que leur instrumentalisation politique croissante ont notamment montré qu'un approvisionnement énergétique fiable faisait partie des questions stratégiques clés des économies modernes. Il affecte des aspects essentiels de la stabilité économique, de la résilience en matière de sécurité et de la capacité d'action politique en général. Pour la Suisse, qui demeure toujours très dépendante des importations d'énergies fossiles, il est d'autant plus important d'agir afin de rendre son approvisionnement énergétique moins dépendant et plus durable à long terme.

Fort heureusement, la transformation structurelle du système énergétique suisse nécessaire à cet effet est sur la bonne voie depuis quelques années déjà. La défossilisation, qui fait aussi partie des objectifs de politique climatique, a déclenché une réorientation totale de l'approvisionnement en énergie. Les leviers centraux de cette transformation sont le développement systématique des sources d'énergie renouvelables (notamment l'énergie hydraulique, le photovoltaïque, l'énergie éolienne, la biomasse et la géothermie), un renforcement de l'efficacité énergétique dans tous les domaines, ainsi qu'une électrification à grande échelle de la mobilité, de l'approvisionnement en chaleur et des processus industriels. Cette transformation s'accompagne inévitablement d'une modification fondamentale de la structure de production d'énergie nationale : une part croissante de la production d'électricité dépendra à l'avenir des conditions météorologiques et ne pourra donc être planifiée qu'à court terme. Le défi évolue par conséquent de la simple mise à disposition d'énergie vers l'intégration au système de moyens de production fluctuants.

Le cœur du défi n'est pas un *manque d'énergie*, mais une *divergence* entre les *horaires* de production et de consommation. De nouvelles approches systémiques sont nécessaires afin de minimiser le décalage temporel et spatial entre la production et la demande d'énergie. Le système énergétique a besoin de flexibilité et le stockage d'énergie constitue un levier essentiel pour synchroniser la production et la consommation.

Le Forum Stockage d'énergie Suisse (FESS), un groupe professionnel de l'aeesuisse, travaille depuis une décennie sur les questions de stockage d'énergie dans la perspective de la transition énergétique. Au cours des douze derniers mois, un comité d'experts du FESS a développé le présent plan de stockage d'énergie pour la Suisse. Le comité comprend des représentantes et représentants de la recherche sur l'énergie et le stockage, du secteur de l'énergie, ainsi que des organisations professionnelles et sectorielles concernées.

Il convient de remercier cordialement les autrices et auteurs ainsi que les expertes et experts qui ont pris part à l'élaboration de ce plan de stockage d'énergie. Leurs contributions interdisciplinaires ont été essentielles pour l'approfondissement du contenu, la qualité méthodologique et la pertinence pratique de ce travail. Je tiens tout particulièrement à adresser mes remerciements au Dr Gianfranco Guidati, dont le travail scientifique a influencé de manière décisive la démarche analytique, à base de modèles, employée pour cette étude. La modélisation menée sous la responsabilité de l'Energy Science Center de l'EPF de Zurich constitue le fondement analytique du plan de stockage d'énergie et permet une évaluation différenciée des besoins de stockage en fonction de la variation des conditions systémiques.

Ce plan de stockage d'énergie ne se veut pas un document statique, mais bien plus un cadre d'orientation dynamique. Il devra être continuellement développé et adapté pour prendre en compte les progrès technologiques ainsi que l'évolution du contexte économique et politique. À ce titre, il doit servir de fondement stratégique aux décideuses et décideurs politiques, économiques et sociaux.

Dans cet esprit, je vous souhaite, chère lectrice, cher lecteur, une lecture enrichissante.



Thomas Nordmann
Porte-parole de l'économie pour le Forum
Stockage d'énergie Suisse et membre du
comité directeur de l'aeesuisse





RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

La présente analyse des futurs besoins de stockage de la Suisse est basée sur le modèle de système énergétique *Swiss Energyscope*, qui prévoit un système énergétique optimisé en termes de coûts pour la Suisse à l'horizon 2050, en tenant compte d'un objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre. Pour ce faire, tous les flux et formes d'énergie (électrique, thermique, chimique) ainsi que leurs émissions d' eqCO_2 sont pris en compte de façon systémique. De nombreux paramètres spécifiques aux technologies et aux ressources servent de données de base, notamment pour les coûts d'investissement et d'exploitation, les rendements ainsi que la disponibilité de ressources comme la biomasse et l'eau ou de technologies comme le photovoltaïque, l'éolien et la géothermie. Afin de tenir compte des incertitudes, neuf scénarios sont définis d'après les principales évolutions de la société et de la politique européenne, puis évalués au moyen d'analyses de Monte Carlo en faisant varier les paramètres de technologie et de coûts. Sous réserve d'un cadre réglementaire et technologique donné, le modèle minimise les coûts globaux du système et permet de se prononcer de manière fiable sur la future valeur et le besoin de solutions de stockage d'énergie au sein du système global. Sur cette base méthodologique, trois combinaisons de scénarios caractéristiques sont présentées ci-après à titre d'exemple. Elles couvrent l'éventail des évolutions possibles d'ici 2050 et illustrent la palette des modalités système qui en résulte:

1. En 2050, la Suisse sera sur le point d'atteindre l'objectif de zéro émission nette. D'ici là, son système énergétique aura connu une transformation en profondeur. Dans le meilleur des cas – **scénario idéal/innovant** – une intégration système stable avec l'Europe permettra à tout moment des échanges d'énergie sans restriction. Les importations nettes d'électricité pendant le semestre d'hiver sont comprises entre 10 et 20 TWh par an pour une production nationale nette d'électricité d'environ 80 TWh par an. Une population favorable à l'innovation et un cadre réglementaire propice ont permis la mise en œuvre à grande échelle de projets dans les domaines de l'énergie éolienne, de l'agrivoltaïsme, de la géothermie et des grands accumulateurs thermiques.
2. Dans le pire des cas – **scénario isolé/conservateur** – la Suisse doit fonctionner durablement comme un îlot énergétique. Les importations de gaz et d'électricité sont interrompues toute l'année, seuls des vecteurs d'énergie liquides et solides peuvent encore être importés. À cela s'ajoute une disponibilité limitée des technologies innovantes en raison d'obstacles

réglementaires et de réticences sociétales. Dans ce scénario extrême, les nouvelles centrales nucléaires font partie de la solution optimisée en termes de coûts, car la sécurité d'approvisionnement nationale doit être garantie sans possibilité d'équilibrage via le marché européen. La production nationale nette d'électricité s'élève à environ 100 TWh par an.

3. Entre ces deux extrémités, le **scénario robuste/réaliste** représente une voie intermédiaire tablant à la fois sur une mise en réseau internationale – avec des interruptions occasionnelles – et un degré d'innovation modéré. Les importations nettes pendant le semestre d'hiver sont comprises entre 5 et 10 TWh par an pour une production nationale nette d'électricité d'un peu plus de 80 TWh par an. Outre le stockage horaire et journalier, qui est surtout important pour une intégration optimale du photovoltaïque, ce scénario a également recours à des solutions chimiques qui permettent de stocker à moindre coût de grandes quantités de vecteurs d'énergie liquides et gazeux. Combinées à des centrales thermiques flexibles, celles-ci constituent une solution optimisée en termes de coûts pour les interruptions occasionnelles des échanges d'électricité durant les mois d'hiver critiques. Les centrales nucléaires ne sont pas une solution rentable pour une exploitation limitée dans le temps de ce type.

La matrice de scénarios modélisée démontre par conséquent que la valeur et le besoin de solutions de stockage d'énergie en 2050 dépendront fortement du contexte. Tous scénarios confondus, on peut tirer les conclusions suivantes concernant les capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050 :

Le stockage horaire et journalier procure de la flexibilité à court terme, ce qui lui confère un rôle décisif pour l'intégration système des installations photovoltaïques.

- Les centrales de pompage-turbinage restent la principale solution de court terme dans le domaine de l'électricité. Elles compensent les fluctuations quotidiennes de la production et de la demande et complètent les centrales hydroélectriques à accumulation pour les besoins à court terme. Les équipements existants doivent donc être conservés. Bereich die wichtigste kurzfristige Option. Sie gleichen tägliche Schwankungen in Produktion und Nachfrage aus und ergänzen die Speicherwasserkraftwerke im kurzfristigen Betrieb. Ihr heutiger Bestand ist zu erhalten.

- Les batteries stationnaires et mobiles (dans les véhicules électriques) fournissent également une flexibilité intéressante à court terme. La condition préalable à leur mise en œuvre est la création d'un cadre réglementaire encourageant les investissements dans de grandes batteries de stockage, qui permet leur utilisation au profit du réseau et leur participation à tous les marchés de flexibilité, ainsi que l'assouplissement des stations de recharge, afin que les batteries des véhicules puissent être intégrées activement au système électrique en tant que solution de stockage bidirectionnelle.
- Les accumulateurs de chaleur intégrés aux bâtiments et aux centrales thermiques complètent l'offre de flexibilité à court terme du côté thermique. Ils permettent notamment de produire de l'eau chaude à la mi-journée, lorsque l'électricité solaire est la moins chère en été, tout en soulageant ainsi le réseau électrique aux heures de pointe.

Les accumulateurs saisonniers compensent le décalage structurel entre la surproduction d'électricité en été et les besoins supplémentaires en hiver.

- Dans le domaine électrique, les centrales hydroélectriques à accumulation restent de loin la principale solution de stockage saisonnier. Elles apportent une contribution décisive à l'approvisionnement en électricité en hiver et jouent un rôle central dans tous les scénarios – en particulier lorsque les importations d'électricité ne sont pas possibles sans restriction. Leur capacité de stockage devrait être étendue conformément aux conclusions de la table ronde sur l'énergie hydraulique.
- Les grands accumulateurs thermiques intégrés aux réseaux de chaleur stockent de la chaleur à température utile. Ils permettent de faire fonctionner les grandes pompes à chaleur de façon judicieuse et régulière tout au long de l'année, en décalant leur consommation d'électricité de l'hiver vers l'été. De plus, ils permettent de transférer de l'été à l'hiver l'excédent de chaleur issue des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM). Différentes options techniques sont envisageables, comme le stockage thermique en fosse, le stockage thermique en cavité, le stockage thermique en champs de sondes géothermiques ou le stockage thermique en aquifère. Leur potentiel de réduction des besoins d'électricité en hiver atteint de 2 à 3 TWh.¹ La réalisation d'installations pilotes et de démonstration correspondantes doit être soutenue d'urgence en Suisse.
- Les accumulateurs d'énergie sous forme de champs de sondes géothermiques régénérées augmentent la température de départ des pompes à chaleur, améliorent leur efficacité et réduisent ainsi la consommation d'électricité en hiver de jusqu'à 1,5 TWh.² La régénération des champs de sondes géothermiques doit donc devenir la norme, notamment parce qu'elle permet d'assurer le rafraîchissement en été à moindre coût – un besoin qui sera amené à se développer dans le contexte du réchauffement climatique.
- Le stockage de déchets constitue une solution saisonnière inédite : entreposer le combustible des UIOM de façon ciblée afin de pouvoir fournir davantage d'électricité et de chaleur durant les mois d'hiver. Cette solution nécessite toutefois de la place ainsi qu'un surdimensionnement de la puissance de combustion de l'UIOM.
- Le stockage de méthane en cavité est pertinent en tant qu'option de stockage chimique saisonnier. Son intérêt dépend toutefois fortement du risque estimé d'interruption de l'approvisionnement en gaz.
- Compte tenu des conditions-cadres actuelles, le stockage d'hydrogène en cavités ne s'inscrit dans la solution optimisée en termes de coûts pour aucun des scénarios envisagés.

Certains dispositifs chimiques conviennent en guise de solution de **stockage pluriannuel**. Ce dernier servant avant tout de réserve stratégique pour les situations de crise où les importations d'énergie sont partiellement ou totalement interrompues, il est également pris en compte dans le modèle du plan de stockage d'énergie.

- Les réserves stratégiques de carburants et de combustibles liquides (carburants aéronautiques y compris) dominent les capacités de stockage à long terme dans les scénarios conservateur et robuste. Le diesel est ainsi importé et stocké pendant plusieurs années, afin de produire de l'électricité et de la chaleur en hiver – en combinaison avec des centrales thermiques – les années de crise. Les réserves stratégiques de diesel et de carburant pour l'aviation doivent donc être conservées dans le système à zéro émission nette, même si elles ne sont plus nécessaires pour le bâtiment et la mobilité. En même temps, elles doivent pouvoir être remplies à l'avenir avec des sources d'énergie neutres pour le climat. La production de carburants d'aviation durables (CAD) génère inévitablement aussi du carburant diesel et du combustible neutres pour le climat, ce qui favorise le maintien de ces réserves.

¹ Forum Stockage d'énergie Suisse. 2022. Besoins d'électricité en hiver et stockage de chaleur saisonnier – économiser de l'électricité en période hivernale grâce à la chaleur estivale, prise de position ([Lien](#))

² TEP Energy & Ecoplan. 2020. Approvisionnement de la Suisse en chaleur renouvelable et sans CO₂. Étude d'évaluation des besoins et de l'impact. (en allemand) ([Lien](#))

- Le stockage de méthane en cavité est retenu dans l'ensemble des scénarios modélisés pour deux raisons : mieux utiliser le bio-méthane, qui est produit toute l'année mais dont on a surtout besoin en hiver (= stockage saisonnier), et constituer une réserve stratégique pour les années où les importations de gaz sont interrompues.

En somme, les résultats de la modélisation montrent, comme cela est expliqué en détail dans le premier chapitre, qu'un portefeuille coordonné de stockage électrique, thermique et chimique est nécessaire sur différents horizons temporels. Tant le stockage à court terme couvrant les fluctuations du quotidien que le stockage saisonnier qui compense les déséquilibres à long terme apportent une contribution indispensable à la stabilité du système.

Les capacités de stockage optimisées en termes de coûts varient toutefois considérablement selon les scénarios

modélisés et dépendent notamment du degré d'intégration de la Suisse dans le système énergétique européen.

Le *tableau 1* et les *figures 1 et 2* résument les capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour le scénario se caractérisant par une réelle propension à l'innovation au sein de la société et par une solide intégration au marché européen, bien que non dépourvue de restrictions.

La question de la faisabilité pratique de ces capacités de stockage est analysée de façon approfondie dans le deuxième chapitre du plan de stockage d'énergie. Des critères technologiques, économiques et sociétaux y sont notamment conjugués pour évaluer si les conditions-cadres requises par les différents procédés de stockage évoqués sont réunies totalement, partiellement ou pas du tout, en vue d'atteindre les capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050.

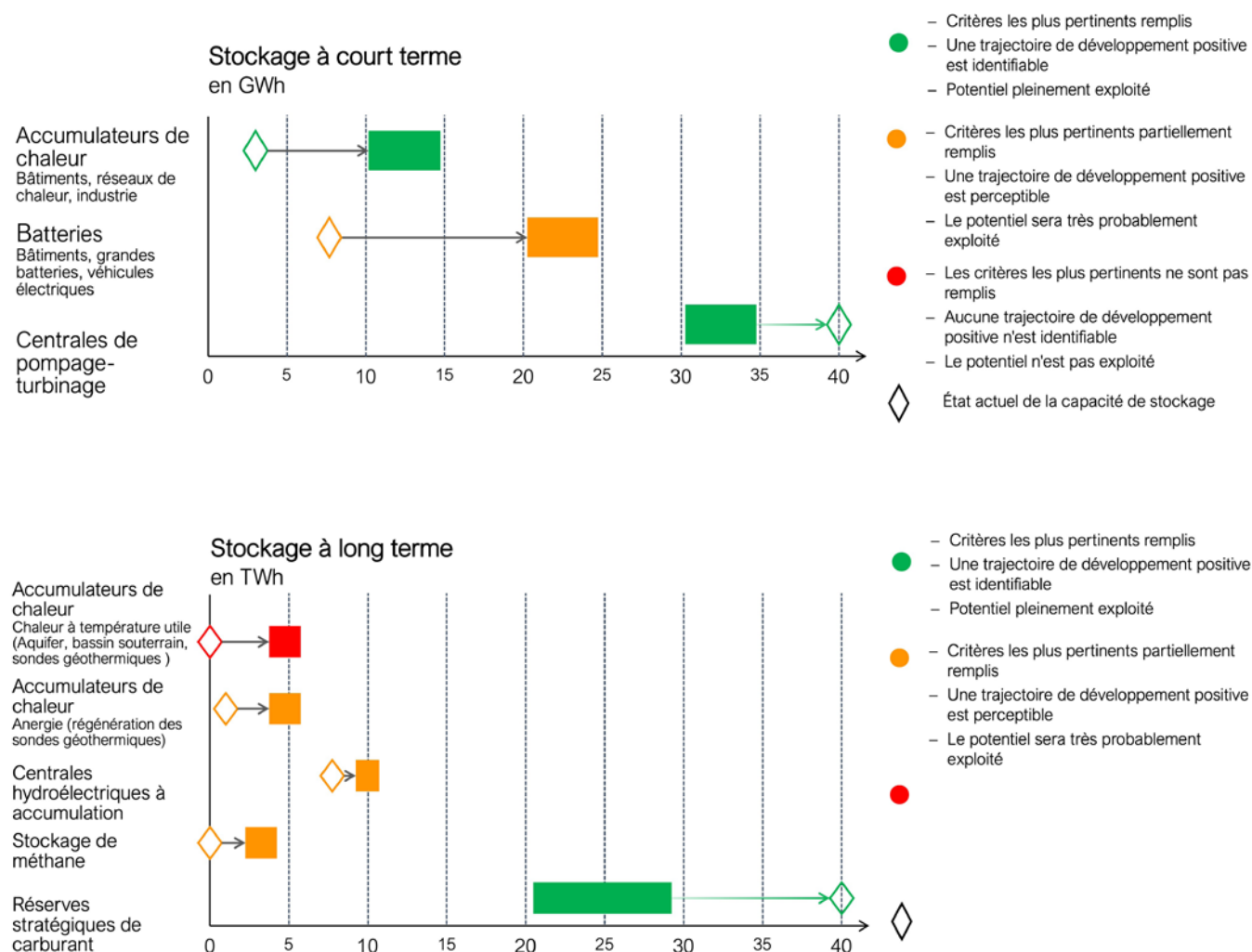


Fig. 1 et 2 Capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050 selon le scénario « robuste/réaliste » par rapport à la capacité de stockage actuelle.

	Technologies de stockage	Capacités de stockage optimisées en termes de coûts
Stockage à court terme	Électrique	
	Centrales de pompage-turbinage	30-35 GWh ³
	Batteries (stationnaires, mobiles)	20-25 GWh
	Thermique ⁴	
	Accumulateurs de chaleur (bâtiments)	8-10 GWh
Stockage à long terme	Accumulateurs de chaleur (réseaux de chaleur, industrie)	2-5 GWh
	Électrique	
	Grandes centrales à accumulation	9-11 TWh
	Thermique	
	Accumulateurs de chaleur saisonniers	4-5 TWh
	Accumulateurs d'anergie (sondes géothermiques)	4-5 TWh
	Chimique	
	Réserves stratégiques de carburant (kérosène)	8-9 TWh
	Réserves stratégiques de carburant (diesel)	10-20 TWh
	Stockage de méthane en cavités	2-4 TWh
	Stockage d'hydrogène en cavités	0 TWh
	Stockage de déchets	1-2 TWh

Tab. 1 Capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050 selon le scénario « robuste/réaliste »

3 Le modèle d'optimisation indique des capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour l'année 2050 qui sont inférieures au volume de stockage actuellement disponible. Cela est dû à une simplification technique du modèle qui sous-estime la valeur du stockage sur plusieurs jours que peuvent permettre les centrales de pompage-turbinage. Idéalement, les capacités de stockage actuelles doivent être maintenues.

4 Le modèle utilisé a tendance à sous-estimer la capacité de stockage des accumulateurs thermiques à court terme, car cette fonction est également assurée par les accumulateurs saisonniers.

Conclusions centrales du plan de stockage d'énergie pour la Suisse

- Quel que soit le scénario, la production d'électricité optimisée en termes de coûts pour 2050 est dominée par l'énergie hydraulique et le photovoltaïque. Tous les dispositifs de stockage dont la Suisse a besoin pour l'intégration système du photovoltaïque et pour se doter d'un système énergétique décarboné et sûr en termes d'approvisionnement d'ici 2050 sont connus et techniquement opérationnels. Les centrales hydroélectriques à accumulation et les centrales de pompage-turbinage restent toujours l'épine dorsale de l'infrastructure de stockage, complétée par des batteries de stockage de grande capacité, qui connaissent actuellement un essor considérable au niveau international.
- Les réserves stratégiques de carburants et de combustibles liquides devraient être conservées pour des raisons de sécurité d'approvisionnement. Le stockage de méthane en cavités représente un complément intéressant, mais est potentiellement remplaçable par des échanges internationaux. Les grands accumulateurs thermiques et la standardisation de la régénération des sondes géothermiques permettent de réduire les besoins d'électricité de jusqu'à 4 TWh en hiver. Le stockage de déchets peut en outre contribuer à mieux utiliser une précieuse ressource tout au long de l'année.
- Les centrales nucléaires font uniquement partie de la solution optimisée en termes de coûts dans le cadre d'un scénario où le pays est isolé. Lorsque les échanges d'électricité ne sont que temporairement limités, des centrales thermiques flexibles constituent une garantie plus rentable.
- Un aspect décisif pour la sécurité d'approvisionnement est un accès sans restriction au marché européen de l'électricité. Dans le scénario idéal où le commerce d'électricité est illimité, les importations nettes d'électricité atteignent 10 à 20 TWh durant le semestre d'hiver. Dans le scénario robuste, dans lequel le commerce d'électricité est temporairement interrompu en hiver, les importations nettes s'élèvent de 5 à 10 TWh pendant le semestre d'hiver, ce qui est proche de l'objectif légal. Imposer une valeur cible légale de 5 TWh maximum se traduirait par un renchérissement du coût global du système.



1 MODÉLISATION DES CAPACITÉS DE STOCKAGE OPTIMISÉES EN TERMES DE COÛTS POUR 2050

La transformation du système énergétique suisse représente un défi majeur pour les décennies à venir. En 2025, plus de 70 % des besoins en énergie primaire ont été couverts par des sources d'énergie fossiles importées – notamment du pétrole et du gaz naturel – ainsi que par du combustible nucléaire. Cette forte dépendance aux importations est au cœur des tensions entre les objectifs de la Suisse en matière de politique énergétique et climatique. La Stratégie énergétique 2050 et l'objectif fixé à l'échelle internationale d'atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre au plus tard d'ici 2050 prévoient une défossilisation de grande ampleur du système énergétique, ainsi qu'une sortie progressive de l'énergie nucléaire. L'adoption populaire de la loi climat (2023) et de la loi sur l'électricité (2024) par les électrices et électeurs confère à cette trajectoire de transformation une solide légitimité démocratique.

La concrétisation des objectifs fixés nécessite à présent une profonde transformation structurelle du système énergétique, dont les aspects clés sont l'accélération du développement des énergies renouvelables et des gains substantiels d'efficacité énergétique, en particulier dans les secteurs du chauffage et de la mobilité. En même temps, l'électrification qui va de pair avec cette évolution entraîne un déplacement significatif de la demande d'énergie finale. Alors que la consommation finale d'énergie va globalement diminuer, il faut s'attendre à une nette augmentation de la consommation finale d'électricité d'ici 2050. D'environ 60 TWh actuellement, elle pourrait atteindre entre 75 et 100 TWh par an selon le scénario retenu.

Le futur approvisionnement en électricité se caractérisera en outre de plus en plus par des sources d'énergie renouvelables fluctuantes et décentralisées, tandis que la disponibilité d'énergie en ruban continue va simultanément diminuer. Cela se traduit par des exigences inédites en termes de souplesse du système. Il s'agira notamment de compenser les fluctuations à court terme (au fil de la journée) et saisonnières entre l'offre et la demande d'énergie. Le stockage d'énergie aura un rôle clé à jouer à

cet égard. En permettant de combler les décalages temporels entre la production et la consommation, il contribue sensiblement à la future sécurité d'approvisionnement. Malgré leur importance capitale pour doter la Suisse d'un système énergétique sûr en termes d'approvisionnement, économiquement rentable et neutre sur le plan climatique, les technologies de stockage qui seront nécessaires à l'avenir, ainsi que leur ampleur et leur éventuelle combinaison, n'ont pour l'heure pas été arrêtées de façon définitive. C'est dans ce contexte que ce plan de stockage d'énergie analyse de façon systématique les capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050.

1.1 Spécification de modèles

L'utilité systémique du stockage d'énergie et sa future nécessité ne peuvent être déterminées de manière adéquate que dans le contexte du système énergétique dans sa globalité. Cela exige le recours à des modèles de systèmes énergétiques représentant de façon homogène les flux d'énergie, de la mise à disposition à la consommation finale en passant par la transformation. Ces modèles doivent intégrer toutes les formes d'énergie pertinentes – notamment l'énergie électrique, thermique et chimique – tout en garantissant un bilan cohérent des émissions d' eqCO_2 associées. Plusieurs modèles de ce type sont disponibles dans le secteur de la recherche suisse.

Ce plan de stockage d'énergie est basé sur le modèle *Swiss Energyscope*, développé par les EPF de Lausanne et Zurich. Il s'agit d'un modèle technico-économique qui définit le futur système énergétique pour 2050 dans l'hypothèse de zéro émission nette de gaz à effet de serre et d'une optimisation forcée des coûts globaux du système (hors coûts de réseau). Le modèle (qualifié de « snapshot ») se projette dans l'avenir sans calculer la trajectoire de transformation qui y mène. Il fonctionne avec une base de données complète incluant de nombreux paramètres spécifiques à la technologie et aux

ressources. Ceux-ci comprennent notamment les coûts d'investissement et d'exploitation, les rendements, ainsi que la disponibilité des ressources comme la biomasse et l'eau ou des technologies comme le photovoltaïque, l'éolien et la géothermie.⁵ Les données utilisées se basent majoritairement sur des sources empiriques, comprenant des études de potentiel nationales, des données de production existantes (p. ex. pour l'énergie hydraulique) ainsi que des analyses de marché actuelles. Dans le cadre de l'initiative de recherche *SWEET-CoSi*, ces ensembles de données sont systématiquement harmonisés entre les institutions participantes afin d'en assurer la cohérence et la comparabilité.⁶

Afin de refléter les incertitudes des évolutions sur le long terme, le plan de stockage d'énergie envisage en outre diverses hypothèses exogènes clés pour l'année 2050. Celles-ci portent notamment sur (1) le degré d'intégration de la Suisse dans le système énergétique européen en termes de politique énergétique et d'infrastructures, ainsi que sur (2) l'acceptation et la pénétration sociétales des technologies énergétiques innovantes. En s'appuyant sur ces deux dimensions, définies plus en détail dans les paragraphes qui suivent, on déploie un espace de scénarios permettant d'analyser de façon systématique l'impact de différentes conditions-cadres sur les besoins en stockage d'énergie ainsi que sur le rôle de ce dernier.

1.1.1 Première dimension de la matrice des scénarios : les relations de la Suisse avec l'Europe

En Suisse, le thème central des discussions de politique énergétique est actuellement la sécurité d'approvisionnement. Souvent réduite à l'approvisionnement en électricité dans le débat public, celle-ci englobe en réalité l'ensemble du système énergétique, incluant les sources d'énergie liquides et gazeuses. Concernant ces dernières, la Suisse est presque entièrement dépendante de l'étranger tout au long de l'année. Dans le secteur de l'électricité, la dépendance s'avère surtout saisonnière : même si la balance commerciale est à peu près équilibrée sur l'année, son solde net reste structurellement dominé par les importations durant le semestre d'hiver tandis que les exportations prennent l'avantage pendant le semestre

d'été. Au total, la part des importations dans la consommation finale d'énergie est actuellement de l'ordre de 70 à 80 % sur l'année.

Dans ce contexte, le futur rôle de l'intégration du système énergétique avec l'Europe est modélisé en tant que dimension d'incertitude centrale. Afin de refléter différentes évolutions énergétiques et géopolitiques, on a défini cinq années types pour l'avenir, qui diffèrent en termes de possibilités d'importation et d'exportation d'énergie (voir figure 3) :

- **Avenir (A)** part du principe que le commerce de l'énergie – en particulier celui de l'électricité – est possible à tout moment et sans restriction. Ce scénario correspond en grande partie à la situation actuelle. La conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'Union européenne permettrait de garantir ces conditions-cadres à long terme.
- **Avenir (B)** suppose une interruption du commerce d'électricité pendant les mois d'hiver, de novembre à février. Ce scénario reflète la possibilité, évoquée dans le débat politique, que les pays voisins limitent leurs capacités d'exportation dans les périodes où leur propre demande est forte.
- **Avenir (C)** équivaut à Avenir (B) mais en ajoutant l'arrêt simultané, en plein mois de février, d'une centrale nucléaire potentiellement nouvellement édifiée. Cela permet de modéliser une situation de stress supplémentaire au sein du système énergétique.
- **Avenir (D)** envisage une interruption des importations d'électricité et de gaz tout au long de l'année. On suppose toutefois que les sources d'énergie liquides et solides peuvent continuer à être importées, car elles sont moins dépendantes de la continuité d'infrastructures comme les pipelines ou les réseaux électriques. Une telle configuration est avant tout envisageable dans le contexte de crises géopolitiques graves.
- **Avenir (E)** équivaut à Avenir (D) mais en ajoutant l'arrêt simultané d'une centrale nucléaire en plein mois de février, ce qui constitue un scénario particulièrement extrême.

5 Les données de base du modèle sont présentées en détail sous la forme d'une documentation du projet « DeCarbCH » ([lien](#)). Soutenu par l'Office fédéral de l'énergie dans le cadre du programme SWEET et coordonné par l'Université de Genève, « DeCarbCH » est un projet de recherche dédié à l'étude de la décarbonation des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel d'ici 2050, en identifiant les combinaisons de technologies optimales.

6 « SWEET CoSi » est un projet de recherche soutenu par l'Office fédéral de l'énergie dans le cadre du programme SWEET et coordonné par l'Université de Bâle. En associant les sciences sociales, humaines et économiques ainsi que la modélisation énergétique, ce projet étudie les influences mutuelles entre la société et le système énergétique. L'objectif est de développer, en collaboration avec les parties prenantes concernées, des scénarios d'avenir socialement souhaitables pour le système énergétique suisse.

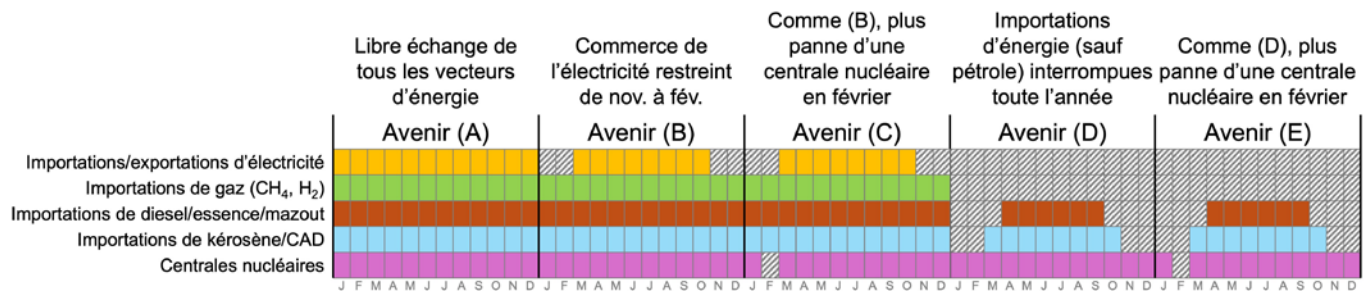


Fig. 3 Définition de cinq années d'avenir différentes

Dans un deuxième temps, ces années d'avenir sont agrégées en trois scénarios de long terme distincts (voir figure 4). À cet effet, au lieu de la seule année cible 2050, la modélisation porte sur une décennie représentative, composée d'une succession d'années différentes se caractérisant par des conditions-cadres variées :

- Scénario **Isolé** : la Suisse est durablement modélisée avec un système énergétique largement autonome, conformément aux hypothèses de Avenir (D). En complément, on suppose qu'une centrale nucléaire tombera en panne une année de cette décennie (Avenir E).
- Scénario **Robuste** : ce scénario illustre une évolution mixte. On suppose que cinq années sur les dix, le commerce de l'énergie fonctionne sans restriction (Avenir A), que trois années les importations d'électricité sont limitées en hiver (Avenir B), qu'une année est en plus touchée par l'arrêt d'une centrale nucléaire (Avenir C) et qu'une autre année le commerce de l'énergie est en grande partie interrompu (Avenir D).
- Scénario **Idéal** : le commerce de l'énergie est possible sans restriction pendant toutes les années considérées ; toute la décennie correspond à Avenir (A).

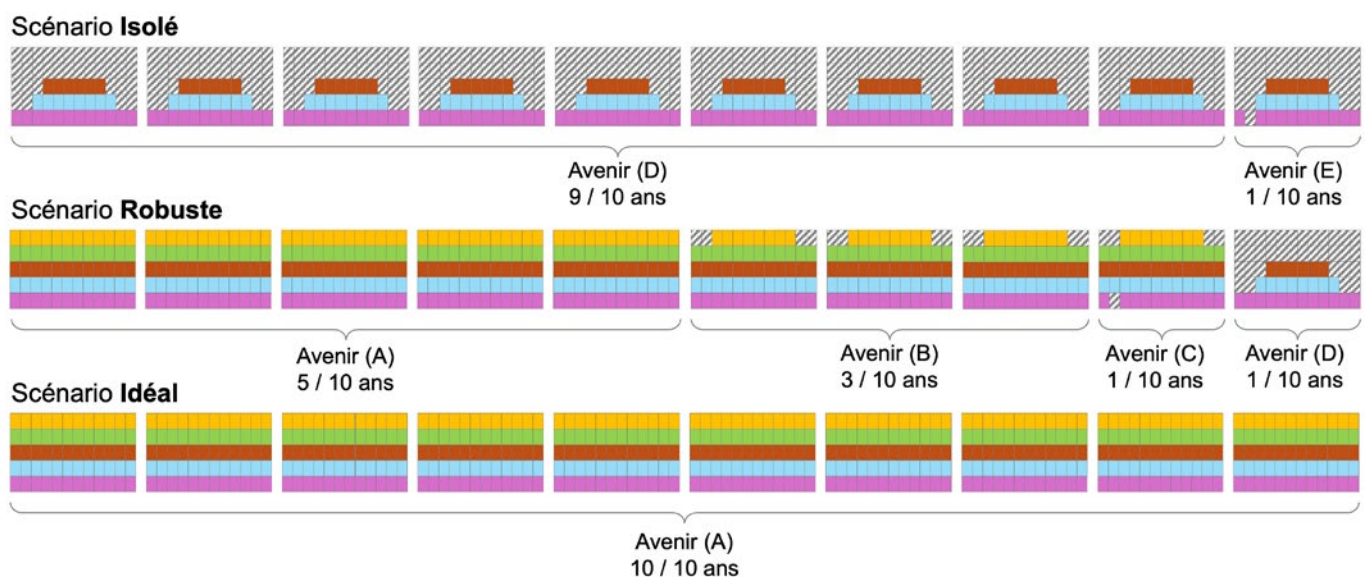


Fig. 4 Définition de trois scénarios d'avenir sur la base de diverses combinaisons d'années d'avenir

1.1.2 Deuxième dimension de la matrice des scénarios : l'attitude de la Suisse face à l'innovation

La deuxième dimension de la matrice des scénarios appréhende l'attitude de la société et des instances politiques envers les technologies énergétiques innovantes, ainsi que leur encadrement réglementaire. Elle constitue ainsi un facteur déterminant pour le progrès technologique et sa diffusion dans le système énergétique.

À l'une des extrémités du spectre, on trouve une attitude restrictive vis-à-vis des nouvelles technologies, caractérisée par une mentalité « pas chez moi ». Dans un tel contexte, les projets d'énergie éolienne ne sont par exemple jamais menés à bien ou ne le sont qu'avec des retards considérables, les projets géothermiques échouent face aux oppositions, et des directives restrictives en matière d'aménagement du territoire empêchent la réalisation d'installations agrivoltaïques ou d'accumulateurs thermiques à grande échelle.

À l'autre extrémité du spectre, une attitude sociétale ouverte vis-à-vis de la technologie, conjuguée à un cadre réglementaire cohérent et favorable aux investissements, permet la mise en œuvre rapide de solutions innovantes. Cela concerne aussi bien la mise sur le marché de nouvelles technologies que le changement d'échelle pour des solutions déjà existantes.

Dans le prolongement de cette dimension, trois scénarios ont été définis :

- Scénario **Conservateur** : une faible acceptation sociétale et un cadre réglementaire restrictif limitent la disponibilité des technologies innovantes et leur diffusion.
- Scénario **Réaliste** : une acceptation modérée et des adaptations progressives du cadre réglementaire permettent une mise en œuvre sélective des nouvelles technologies.
- Scénario **Innovant** : une bonne acceptation sociétale et un cadre réglementaire favorable conduisent à une large accessibilité et à une diffusion rapide des technologies innovantes.

Au sein du modèle, les scénarios se distinguent avant tout par le potentiel de développement qu'ils autorisent en fonction des technologies, p. ex. pour l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'agrivoltaïsme ou la géothermie. D'autres exemples sont la propension à l'innovation de l'industrie face à l'utilisation de pompes à chaleur haute température ou le développement de réseaux de chaleur/froid basse température.⁷ Comme illustré dans la *figure 5*, la combinaison de cette seconde dimension avec la première forme une matrice de scénarios bidimensionnelle présentant l'éventail des futures possibilités d'évolution du système énergétique.

Comportement face à l'innovation →	Conservateur Une mentalité « pas chez moi » prédomine. Les technologies innovantes échouent pour des raisons réglementaires/sociales	Réaliste Mélange des scénarios conservateur et innovant	Innovant Les nouvelles technologies sont volontiers adoptées et rendues possibles par un cadre réglementaire approprié
↓ Relation avec l'Europe			
Isolée La Suisse est isolée, sauf pour l'importation de combustibles liquides	Scénario 1	Scénario 4	Scénario 7
Robuste Interruptions ponctuelles du commerce d'électricité et des importations de gaz	Scénario 2	Scénario 5	Scénario 8
Idéal Échange d'énergie possible à tout moment sans restriction	Scénario 3	Scénario 6	Scénario 9

Fig. 5 Matrice des scénarios basée sur les deux dimensions « relations de la Suisse avec l'Europe » et « attitude de la Suisse face à l'innovation ».

⁷ Les données de base sont détaillées dans le cadre d'une documentation dédiée au projet « DeCarbCH » (SWEET).

1.1.3 Technologies de stockage modélisées

Dans le cadre des scénarios présentés, la modélisation prend en compte un large éventail de technologies de stockage d'énergie pouvant être formalisées en fonction de deux dimensions clés : la durée d'utilisation dans le temps et la forme d'énergie stockée. Pour ce qui est de la durée d'utilisation, on distingue entre stockage à court terme et stockage à long terme. Le stockage à court terme – qui correspond à des durées d'utilisation de l'ordre de quelques heures à quelques jours – se caractérise par un nombre élevé de cycles de charge et de décharge, généralement de 200 à 365 par an. Dans le modèle, on part du principe que leur état de charge est identique en début et en fin de journée. Cette hypothèse résulte de l'utilisation de jours représentatifs (« typiques ») dans l'agrégation temporelle du système énergétique.

Le stockage à long terme, en revanche, est un mode de stockage saisonnier servant à compenser les fluctuations à long terme, notamment d'une saison à une autre. Pour ces technologies, une contrainte à respecter est que le niveau de remplissage du système de stockage doit être identique au début et à la fin de l'année. Les parcs de stockage pour combustibles et carburants liquides font exception à cette règle : ils sont modélisés en tant que stockage pluriannuel et leur bilan est établi sur une période de dix ans.

Outre cette différenciation temporelle, les technologies de stockage sont classées en fonction de la forme d'énergie. On distingue en principe entre les solutions de stockage électriques, thermiques et chimiques, qui remplissent chacune des fonctions différentes au sein du système énergétique et sont mises en œuvre dans des secteurs différents.

Le *tableau 1* donne un aperçu des technologies de stoc-

kage prises en compte dans le cadre du plan de stockage d'énergie. Celles-ci sont décrites en détail au chapitre 2 et évaluées sur la base de critères technologiques, économiques et sociétaux. D'autres technologies sont actuellement en phase de développement. Dans la mesure où elles n'ont pas encore atteint le niveau de maturité technologique ou de pénétration du marché requis, elles ne sont pas explicitement prises en compte dans le présent plan de stockage d'énergie à l'horizon 2050.

1.1.4 Autres spécifications de modèle et conditions marginales de l'année cible 2050

En s'appuyant sur la matrice de scénarios précédemment définie, le modèle procède à de nombreuses optimisations basées sur des simulations. Les principales hypothèses et conditions marginales retenues pour l'année cible 2050 peuvent être résumées comme suit :⁸

- Seule l'année cible 2050 est prise en compte. *Swiss Energyscope* est un modèle de type « snapshot » qui représente l'état du système dans un futur point d'équilibre, sans modéliser explicitement la trajectoire de transformation qui y mène. Pour chacun des neuf scénarios envisagés, 100 passes de modélisation sont effectuées en modifiant systématiquement les paramètres incertains, tels que les coûts d'investissement pour le photovoltaïque, le stockage en batteries et d'autres technologies. Cette méthode de Monte Carlo permet d'obtenir des informations fiables en vue d'une conception système optimisée en termes de coûts, notamment en ce qui concerne les besoins de stockage. Les résultats de l'optimisation sont représentés sous forme de boîtes à moustaches, correspondant chacune à une fourchette de capacité de stockage optimisée en termes de coûts (voir *figures 4 à 7*).

	Stockage à court terme <i>stockage horaire et journalier</i>	Stockage à long terme <i>stockage saisonnier et pluriannuel</i>
Thermique	Stockage de chaleur dans des réseaux de chaleur, dans des bâtiments et dans l'industrie	Stockage de chaleur saisonnier (p. ex. stockage en bassin souterrain, stockage par sondes géothermiques, stockage en aquifères, stockage en cavités rocheuses)
Électrique	Centrales de pompage-turbinage Batteries (stationnaires et mobiles)	Centrales hydroélectriques à accumulation
Chimique		Parcs de stockage pour carburants/combustibles liquides Stockage de méthane en cavités Stockage d'hydrogène en cavités Stockage de déchets

Tab. 2 Technologies de stockage modélisées

8 L'ensemble des hypothèses et conditions marginales de la modélisation est détaillé dans le cadre d'une documentation dédiée au projet « DeCarbCH » (SWEET).

- L'objectif d'optimisation du modèle est de minimiser les coûts d'investissement annualisés, les coûts d'exploitation et de maintenance fixes et variables, ainsi que les coûts des ressources énergétiques utilisées dans le système énergétique global.
- L'ensemble des états système modélisés satisfait à la condition marginale de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050. Ceci prend également en compte les émissions difficilement évitables de secteurs tels que l'agriculture, l'industrie et le trafic aérien.
- Conformément aux objectifs européens applicables, le secteur aéronautique devrait utiliser 70 % de carburants d'aviation durables (CAD) d'ici 2050. Ceux-ci sont considérés comme climatiquement neutres dans le bilan du modèle. Étant donné que la fabrication de CAD génère toute une palette d'hydrocarbures, on suppose en outre que des combustibles et carburants liquides synthétiques et neutres pour le climat (p. ex. des substituts au diesel) seront également disponibles.
- La Suisse est foncièrement intégrée au système électrique européen et au marché européen des combustibles et carburants gazeux et liquides. Cela comprend aussi bien le commerce de l'électricité que les échanges de vecteurs énergétiques gazeux et liquides. En outre, on suppose l'existence d'un raccordement à une infrastructure européenne de transport et de stockage du CO₂. La forme concrète de cette intégration varie toutefois en fonction des scénarios définis (voir *section 1.1.1*).
- Conformément à l'art. 2, al. 1 LEne, la production nationale d'électricité à partir de sources neutres pour le climat (hors énergie hydraulique) est fixée à 45 TWh/an. Dans le modèle, cet objectif peut également être atteint au moyen de l'énergie nucléaire ; la construction de nouvelles centrales nucléaires est une option autorisée. La fixation d'un tel objectif dans le modèle signifie implicitement la promotion de technologies comme le photovoltaïque, les éoliennes et les centrales nucléaires par des mesures appropriées.
- Pour les nouvelles centrales nucléaires, les hypothèses technico-économiques suivantes sont retenues : des coûts d'investissement au jour le jour de 8000.– CHF/kW, une durée de construction très optimiste de 10 ans⁹ et une durée d'exploitation de

60 ans. Le taux d'intérêt retenu s'élève à 8 %, ce qui correspond approximativement à un financement par le secteur privé.¹⁰

- La consommation finale d'électricité n'est pas une donnée fixe, mais dépend du développement optimisé en termes de coûts de l'électromobilité, des pompes à chaleur et des chauffages électriques industriels.¹¹ Selon le scénario modélisé, la consommation finale d'électricité se situe entre 75 et 100 TWh par an. Quel que soit le scénario, ce chiffre inclut un besoin supplémentaire d'électricité d'environ 6 TWh/an par rapport à aujourd'hui pour les centres de données.
- L'objectif de limiter les importations nettes d'électricité à 5 TWh/a au maximum en hiver, formulé dans l'art. 2, al. 3 LEne, n'est pas mis en œuvre comme une condition stricte dans le modèle.

1.2 Résultats de la modélisation du système énergétique de la Suisse pour 2050

Le principal enseignement de la modélisation est qu'un approvisionnement en énergie robuste et sûr pour la Suisse repose sur trois piliers complémentaires : premièrement, il nécessite une combinaison équilibrée de différentes technologies de production d'électricité – notamment l'hydroélectricité, le photovoltaïque, l'énergie éolienne et la biomasse – complétées par des vecteurs d'énergie chimiques renouvelables. Deuxièmement, une augmentation conséquente et systématique de l'efficacité énergétique est indispensable. Celle-ci passe par la décarbonation de l'approvisionnement en chaleur grâce aux pompes à chaleur, par la rénovation de l'enveloppe des bâtiments existants, ainsi que par la mobilité électrique dans le secteur des transports. En particulier dans le domaine du chauffage, l'exploitation de nouvelles sources d'énergie géothermiques est également importante. Troisièmement, les moyens de stockage d'énergie existants doivent être développés de manière ciblée et exploités de façon optimale afin de compenser la volatilité croissante au sein du système énergétique.

Dans ce contexte, l'électrification progressive de l'approvisionnement en chaleur et de la mobilité individuelle entraînera une augmentation des besoins annuels en

9 À titre de comparaison : Flamanville 3 (France) – durée de construction : 17 ans / Olkiluoto 3 (Finlande) – durée de construction : 18 ans

10 cf. AIE. 2025. The Path to a New Era for Nuclear Energy. Dans ce rapport, l'AIE prévoit un CMPC (coût moyen pondéré du capital) de 4 à 8 % pour les nouvelles centrales nucléaires. Dans le modèle du plan de stockage d'énergie, le taux d'intérêt de 8 % reflète l'évaluation du risque pour une entreprise privée. Si l'État endosse le risque, un taux de 5 % serait plus réaliste en Suisse.

11 Les grandeurs prédéfinies sont la consommation anticipée de passagers-kilomètres (140 milliards de pkm), de tonnes-kilomètres (35 milliards de tkm), de chaleur ambiante (50 TWh), d'eau chaude (10 TWh) et de chaleur industrielle (20 TWh) en 2050. Toutes ces grandeurs font l'objet de variations systématiques dans l'analyse Monte Carlo.

électricité de 55-60 TWh aujourd'hui à 75-100 TWh d'ici 2050 selon les scénarios (voir *figure 6*). En même temps, grâce à la grande efficacité énergétique des pompes à chaleur et des véhicules électriques, la demande totale d'énergie finale reculera d'environ 220 TWh par an aujourd'hui à 150-160 TWh. Dans le cas d'hypothèses plus conservatrices sur la propension de la Suisse à innover et si le commerce d'électricité avec l'Europe reste possible sans restriction, elle tend en revanche à augmenter.

Quel que soit le scénario, la future production d'électricité est dominée par l'hydroélectricité et le photovoltaïque (voir *figure 7*). Le développement accru du photovoltaïque et de l'éolien augmente à ce titre les besoins de flexibilité sur différentes échelles de temps, des mécanismes d'équilibrage horaire à court terme jusqu'au stockage saisonnier.

Le stockage d'énergie joue un rôle clé à cet égard. En complément, des centrales thermiques flexibles jouent un rôle important dans la fourniture d'électricité en hiver, notamment lorsque les possibilités d'importation sont limitées.

Les centrales nucléaires s'avèrent avant tout intéressantes pour des solutions optimisées en termes de coûts dans les scénarios où la Suisse est isolée. Dans un contexte conservateur, elles produisent alors de l'électricité dans un ordre de grandeur semblable à celui d'aujourd'hui. Toutefois, si la Suisse fait preuve d'ouverture vis-à-vis des technologies innovantes et facilite leur adoption grâce à un cadre réglementaire approprié, l'énergie nucléaire ne fait plus partie d'un système énergétique optimisé en

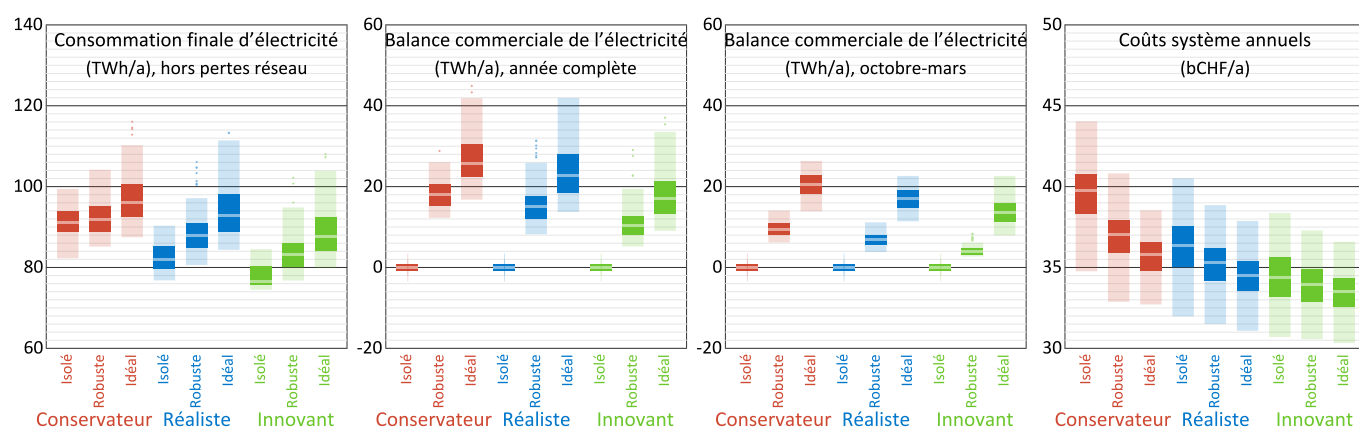


Fig. 6 Principaux chiffres clés du système énergétique optimisé en termes de coûts pour 2050

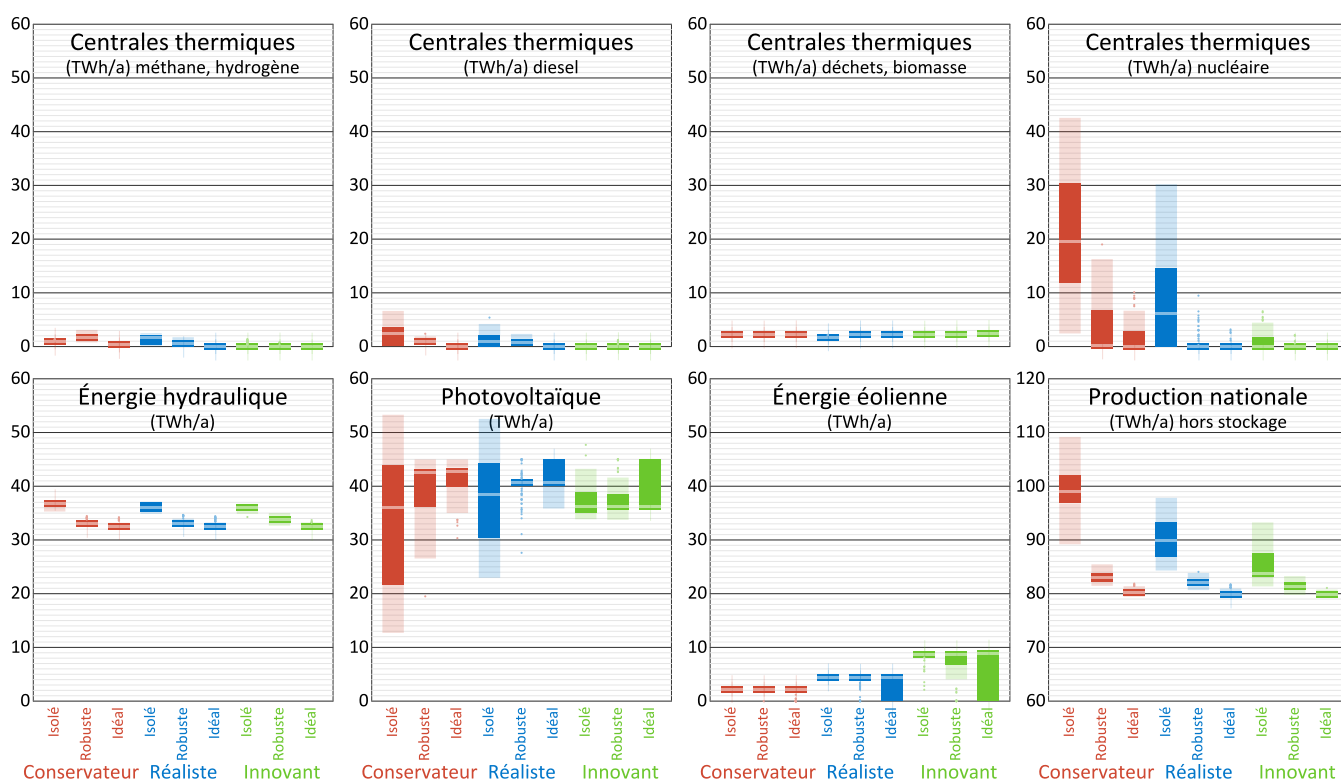


Fig. 7 Production d'électricité optimisée en termes de coûts pour 2050

termes de coûts, même dans un scénario où le pays est isolé. Ainsi, dans les scénarios réalistes et innovants, et dans l'hypothèse où les restrictions des échanges d'électricité ne sont que temporaires, les centrales électriques flexibles au gaz et au diesel représentent l'option de couverture la plus intéressante sur le plan économique – même si elles sont en contradiction avec les objectifs de décarbonation à long terme et devraient être exploitées de manière climatiquement neutre ou remplacées.

Le commerce d'électricité avec les pays voisins est et reste clairement d'une importance capitale pour la sécurité d'approvisionnement. La modélisation montre que son ampleur a une influence considérable sur la conception optimale du système. Dans les scénarios idéaux où les échanges d'électricité sont dépourvus de restrictions, les importations nettes atteignent de 10 à 20 TWh sur une année (voir *figure 6*). Dans les scénarios robustes avec des restrictions temporaires des échanges d'électricité – en particulier durant le semestre d'hiver – les importations nettes diminuent nettement ; elles se situent alors approximativement entre 5 et 10 TWh en hiver, se rapprochant ainsi de la valeur cible de 5 TWh fixée par la politique énergétique.

La question des coûts revêt une grande importance sur le plan politique. Comme indiqué au chapitre 1.1, le modèle utilisé minimise les coûts système (hors coûts de réseau). Leur montant absolu n'est pas très significatif, dans la mesure où il dépend des technologies et des systèmes effectivement représentés. Les coûts relatifs issus de la comparaison entre les scénarios sont bien plus intéressants, puisqu'ils mettent en évidence les coûts supplémentaires ou moindres par rapport à un scénario de référence. Si le scénario central n°5 (Robuste/Réaliste) sert de référence, les résultats montrent qu'un isolement de la Suisse et une attitude globalement conservatrice vis-à-vis des nouvelles technologies augmentent les coûts annuels du système d'environ 5 milliards de francs. À

l'opposé, une intégration efficace dans le système énergétique européen et une attitude favorable à l'innovation en Suisse réduisent les coûts annuels d'environ 2 milliards de francs (voir *figure 6*).

Dans ce contexte, il est également intéressant de se demander dans quelle mesure les coûts système augmenteraient si l'énergie nucléaire était exclue pour des raisons de réglementation. Les modélisations montrent que cela entraînerait des surcoûts de l'ordre de 1 milliard de francs par an, surtout dans le scénario extrême n°1 (Isolé/Conservateur). Dans tous les autres scénarios, l'exclusion du nucléaire a un impact négligeable sur les coûts.

1.3 Résultats de la modélisation des capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050

Les résultats de la modélisation des capacités de stockage optimisées en termes de coûts nécessaires en 2050 pour le stockage à court terme et le stockage à long terme sont respectivement représentés dans les *figures 6 et 7*. Ils indiquent, pour chaque technologie de stockage considérée et en fonction des différents scénarios, les besoins de capacité optimisés en termes de coûts pour l'ensemble de la Suisse. Les enseignements ci-après peuvent en être tirés :

Le stockage à court terme joue un rôle central dans l'intégration d'une part importante de photovoltaïque dans le système énergétique (voir *figure 8*). Étant donné que la production de courant solaire varie fortement au cours de la journée, une flexibilité suffisante à court terme est essentielle pour équilibrer la production et la demande. La modélisation montre que trois piliers sont particulièrement importants à cet égard : les centrales de pompage-turbi-

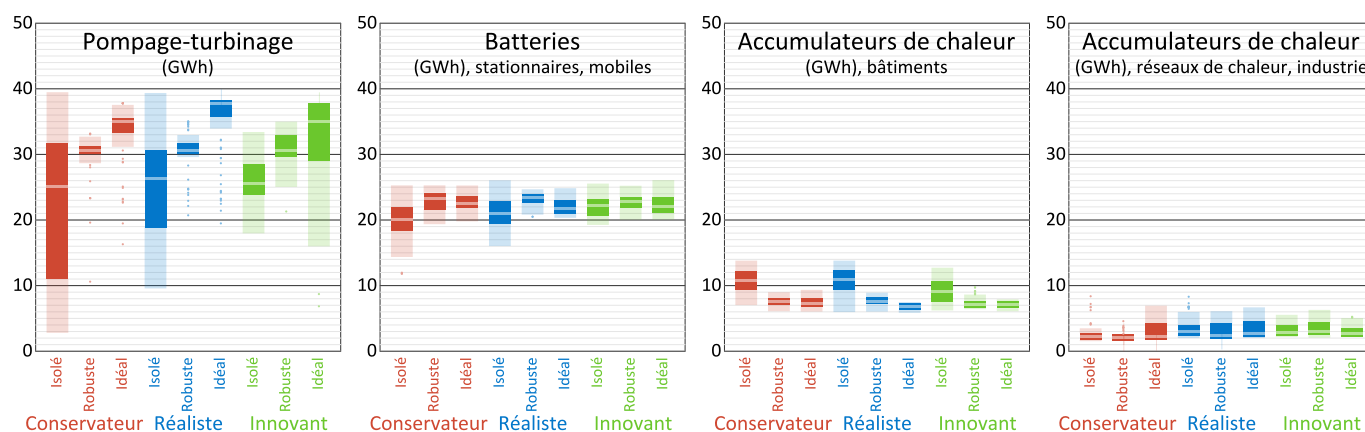


Fig. 8 Capacités de stockage à court terme optimisées en termes de coûts pour 2050

nage au niveau du réseau de transport, les batteries de stockage stationnaires au niveau du réseau de distribution et, de plus en plus, les accumulateurs mobiles à usage bidirectionnel.

Les centrales de pompage-turbinage restent toujours l'épine dorsale du stockage d'électricité à court terme et permettent un équilibrage efficace entre le jour et la nuit. Les résultats indiquent que les capacités de stockage existantes dans ce domaine sont en principe suffisantes, même si des optimisations au niveau de l'exploitation et de l'intégration système demeurent importantes. Les batteries de stockage stationnaires s'avèrent quant à elles de plus en plus pertinentes au niveau du réseau de distribution, car elles présentent une grande réactivité et peuvent contribuer à la stabilisation du réseau. Le développement de cette technologie est par conséquent jugé bénéfique pour le système.

En complément, les batteries des véhicules électriques apportent elles aussi une contribution non négligeable à la flexibilité à court terme. Si elles fonctionnent avant tout comme des charges pilotables, elles pourront à terme être intégrées dans le système énergétique à titre bidirectionnel, à condition de disposer d'infrastructures correspondantes et de conditions-cadres réglementaires favorables.

Elles étendent ainsi considérablement le potentiel de flexibilité disponible, en particulier au niveau décentralisé.

Outre les dispositifs de stockage électriques, les accumulateurs thermiques à court terme gagnent eux aussi en importance. Les accumulateurs de chaleur intégrés aux bâtiments et aux réseaux de chaleur, notamment en combinaison avec des pompes à chaleur ou des chauffages électriques industriels, permettent d'absorber efficacement les excédents temporaires de production photovoltaïque et de les utiliser de manière décalée dans le temps. Ils contribuent ainsi à désengorger les réseaux électriques et à augmenter les taux d'autoconsommation.

Le stockage à court terme joue ainsi un rôle central dans la flexibilité opérationnelle d'un système énergétique fortement basé sur les énergies renouvelables et s'avère essentiel pour l'intégration rentable d'une production fluctuante.

Dans le domaine du **stockage à long terme**, les centrales hydroélectriques à accumulation continueront à jouer un rôle central dans le système énergétique suisse (voir figure 9). Leur développement revêt notamment une grande importance systémique pour les scénarios de type « isolé » et « robuste » dans lesquels le commerce de l'énergie

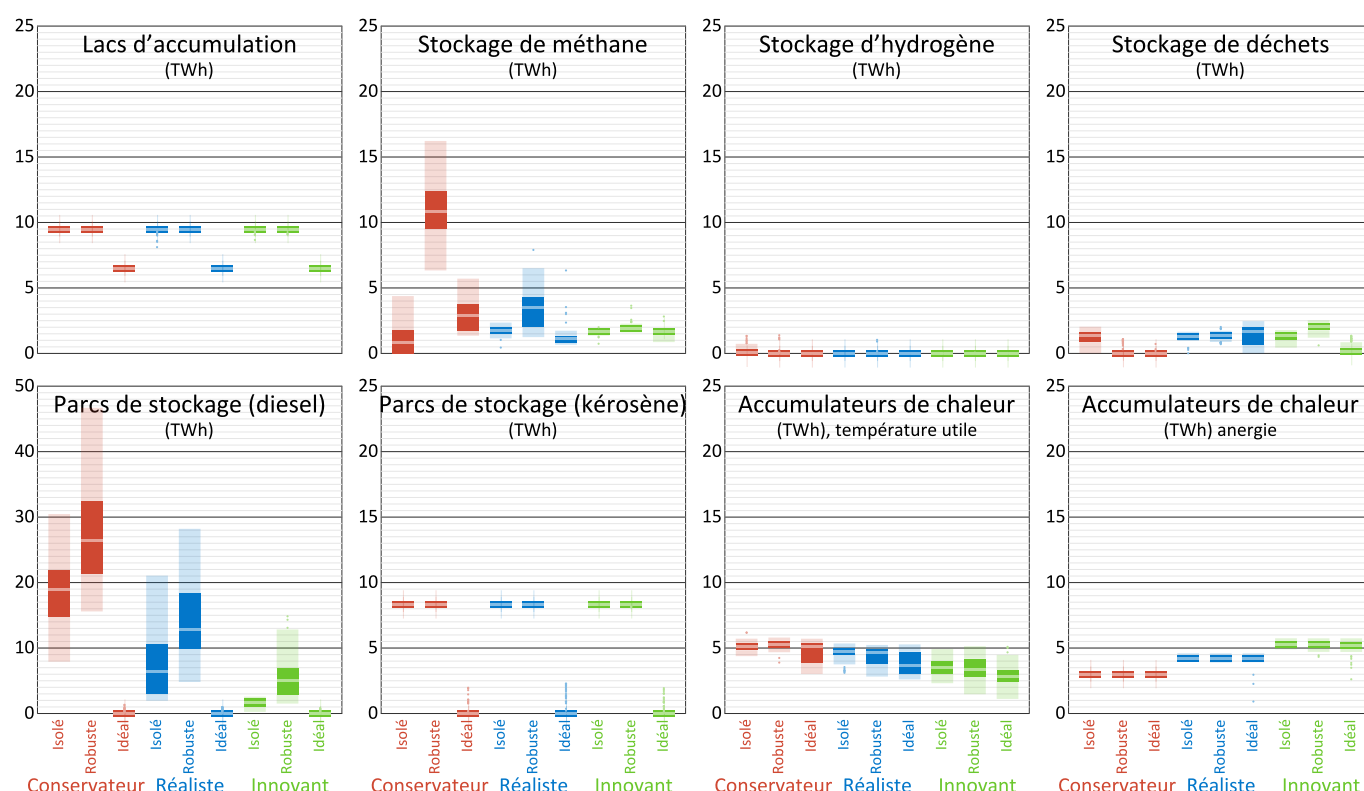


Fig. 9 Capacités de stockage à long terme optimisées en termes de coûts pour 2050

est totalement ou temporairement restreint. C'est pour-quoi, il devrait être poursuivi de façon systématique, conformément aux recommandations de la table ronde sur l'énergie hydraulique.¹² En permettant de reporter les excédents de production estivaux sur la demande hivernale, les centrales hydroélectriques à accumulation contribuent très largement à la sécurité d'approvisionnement.

Les accumulateurs de chaleur saisonniers constituent une autre option centrale. Ces équipements permettent de stocker la chaleur produite en été – par exemple par de grandes pompes à chaleur ou des usines d'incinération des ordures ménagères – en vue de la période de chauffage et de réduire ainsi nettement les besoins en électricité des pompes à chaleur en hiver. Cela vaut aussi bien pour les accumulateurs de chaleur utile de grande envergure intégrés aux réseaux de chaleur que pour les accumulateurs d'anergie décentralisés dans les bâtiments, p. ex. sous la forme de champs de sondes géothermiques régénérés. Bien que les bases technologiques soient largement disponibles, leur utilisation reste peu répandue en Suisse à ce jour, en dehors du stockage par sondes géothermiques. Il est par conséquent nécessaire d'œuvrer à la levée des obstacles réglementaires et à la mise en œuvre rapide de projets pilotes et de démonstration.

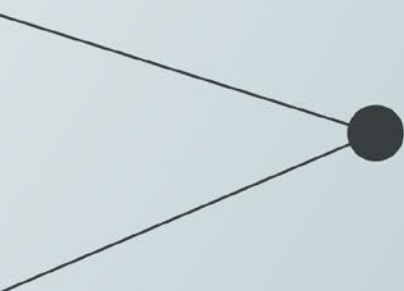
En complément, on envisage également le stockage chimique saisonnier, notamment sous la forme de stockage de méthane en cavités. Dans les scénarios modélisés, cette solution s'avère intéressante pour deux raisons : d'une part, elle permet une utilisation plus efficace du biométhane, qui est produit toute l'année mais dont la demande se concentre sur la période hivernale. D'autre part, ce stockage peut servir de réserve stratégique en cas d'interruption des importations de gaz. Ces deux fonctions ne sont toutefois pertinentes que si les risques en question sont supposés plausibles sur le marché européen du gaz. Ces accumulateurs à long terme se caractérisent généralement par un à deux cycles de charge et de décharge par an.

À l'heure actuelle, la plus grande capacité nominale de stockage à long terme est celle des réserves stratégiques de combustibles et de carburants qui font l'objet d'un stockage pluriannuel. Avec l'électrification progressive de l'approvisionnement en chaleur et de la mobilité individuelle, leur rôle va radicalement changer. À l'avenir, elles serviront en premier lieu de réserve de sécurité pour garantir l'approvisionnement en électricité ainsi que pour fournir de la chaleur industrielle à haute température dans des situations d'exception, par exemple en cas d'interruption partielle ou totale des importations d'énergie. La modélisation montre que, dans quasiment tous les scénarios, les réserves de diesel et de kérosène jouent notamment un important rôle de « couverture ». Leur maintien est donc judicieux du point de vue de la politique énergétique, d'autant plus qu'il n'implique que des coûts relativement faibles.

Autres solutions de stockage envisagées dans le cadre de l'étude : le stockage des ordures ménagères et le stockage d'hydrogène en cavités. Les solutions de stockage basées sur les ordures ménagères constituent potentiellement un complément intéressant, mais impliquent des défis techniques et logistiques considérables. Elles consistent à stocker le combustible des usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) en attendant l'hiver. Cela nécessite toutefois de la place ainsi qu'un surdimensionnement de la puissance de combustion des UIOM. En raison de sa structure de coûts actuelle et de ses conditions systémiques non rentables, le stockage d'hydrogène en cavités ne joue pas un rôle significatif dans les scénarios envisagés.

En somme, il apparaît que le stockage à long terme joue un rôle clé pour garantir la sécurité d'approvisionnement dans un système énergétique largement défossilisé. Il permet notamment de pallier les fluctuations à long terme de la production et de la demande, et contribue à réduire substantiellement la pénurie d'électricité en hiver ainsi que la dépendance aux importations d'énergie.

¹² Le modèle table sur une limite supérieure de 9,5 TWh pour la capacité de stockage des centrales hydroélectriques à accumulation suisses, car sur la capacité nominale actuelle d'environ 8,8 TWh, l'expérience montre qu'entre 7 et 8 TWh sont effectivement utilisés. En supposant une extension de 2 TWh conformément à la table ronde sur l'énergie hydraulique, on obtient par conséquent une capacité utilisable réaliste de 9 à 10 TWh, dont a été déduite la limite supérieure de 9,5 TWh. Étant donné que le modèle se heurte à cette limite supérieure lors de l'optimisation, on peut supposer qu'une utilisation intégrale de la capacité de stockage étendue d'environ 11 TWh serait également optimale en termes de coûts.





2 DESCRIPTION ET ÉVALUATION DES PROCÉDÉS DE STOCKAGE

Dans le cadre du plan de stockage d'énergie pour la Suisse, en complément de la modélisation des capacités de stockage optimisées en termes de coûts pour 2050, la plupart des procédés de stockage actuellement connus ont été examinés en détail sur la base des critères suivants :

Technologie	Économie	Politique, écologie et société	Facteurs limitants
Technologies de base	Rentabilité	Cadre juridique/réglementation	Disponibilité des matières premières
Potentiel d'utilisation	Viabilité financière et commerciale	Respect de l'environnement	Besoin de surface
Maturité technologique	Utilisation favorable au système	Acceptation sociétale	
Évolutivité			
Stade et trajectoire de développement			

Tab. 3 Critères d'évaluation de l'ensemble des procédés de stockage actuellement connus

Les procédés de stockage ont été évalués afin de déterminer si ces critères...

- ...sont déjà entièrement remplis ou sur le point de l'être en vue d'atteindre dans la mesure requise les capacités de stockage optimisées en termes de coûts modélisées pour 2050.
- ...sont partiellement remplis ou si une trajectoire de développement positive est perceptible en vue d'atteindre dans la mesure requise les capacités de stockage optimisées en termes de coûts modélisées pour 2050.
- ...ne sont pas remplis et qu'aucune trajectoire de développement positive n'est identifiable en vue d'atteindre dans la mesure requise les capacités de stockage optimisées en termes de coûts modélisées pour 2050.

2.1 Stockage thermique à court terme

TECHNOLOGIE

Technologies de base Les accumulateurs de chaleur à court terme permettent de décorrélérer la production et la consommation de chaleur sur des périodes allant de quelques heures à quelques jours. La technologie de base principale est l'accumulateur d'eau chaude (accumulateur tampon) en acier ou en matière plastique (de 100 litres à plusieurs milliers de mètres cubes), utilisé dans des bâtiments, des quartiers et des réseaux de chauffage urbain. En complément, on utilise l'activation thermique des éléments de construction (accumulateurs en béton, en acier ou en pierre), en se servant par exemple du chauffage au sol comme moyen de stockage. Les accumulateurs de chaleur latente et les accumulateurs thermochimiques en sont encore au stade de la recherche ou du développement et se limitent pour l'instant à des applications de niche. D'ici 2050, la gestion intelligente des accumulateurs de chaleur décentralisés devrait être pleinement en place, de sorte que ces dispositifs participeront activement au marché de l'électricité et pourront être utilisés pour absorber les excédents de capacité électrique.

Potentiel d'utilisation Quasiment tous les bâtiments et réseaux de chaleur étant équipés d'accumulateurs de chaleur en Suisse, le potentiel technique est conséquent. Étant donné l'état actuel de développement de ces solutions, le potentiel de croissance est lui aussi considérable. La puissance des différentes installations va de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts. Le modèle sur lequel est basé le plan de stockage d'énergie prévoit des besoins de stockage de chaleur à court terme de l'ordre de 5 à 10 GWh d'ici 2050.

Maturité technologique Les accumulateurs d'eau chaude sont techniquement au point. L'activation des éléments de construction est également disponible du point de vue technique, mais implique des exigences de planification accrues. Elle devrait percer sur le marché à grande échelle d'ici 2035. Les accumulateurs de chaleur latente sont, dans une certaine mesure, prêts à être commercialisés, tandis que les accumulateurs thermochimiques ne le sont pas encore du tout. L'agrégation d'accumulateurs de chaleur décentralisés devrait être quasiment opérationnelle d'ici 2050.

Évolutivité La solution peut facilement être étendue, tant sur le plan technologique que du point de vue de l'installation : dans les bâtiments, en remplacement ou en complément des accumulateurs existants, et dans les réseaux de chauffage urbain, en ajoutant des unités supplémentaires au réseau. L'espace disponible constitue le principal facteur limitant et doit donc être pris en compte très tôt dans la planification.

Stade et trajectoire de développement Les accumulateurs d'eau chaude sont d'ores et déjà très nombreux. Avec la poursuite du développement des réseaux de chauffage urbain et de la production de chaleur renouvelable, la capacité installée va encore sensiblement augmenter. D'ici 2050, on s'attend à ce que le potentiel de stockage décentralisé à court terme soit entièrement exploité.

ÉCONOMIE

Rentabilité Les coûts d'investissement (Capex) sont peu élevés pour les petits accumulateurs domestiques dont la durée de vie est de 30 à 40 ans. Leur coût spécifique au mètre cube diminue nettement au fur et à mesure que le volume de stockage augmente. Les coûts d'exploitation (Opex) sont très faibles et se limitent à l'entretien et au remplacement occasionnel de composants.

Viabilité financière et commerciale Dans le secteur privé, les accumulateurs d'eau chaude se financent sans difficulté et sont intégrés aux systèmes de chauffage de manière standard. Les accumulateurs de chaleur de quartier et de réseau sont fréquemment cofinancés par des programmes d'aide ou des budgets d'infrastructure. Étant donné qu'il s'agit d'une technologie établie et largement acceptée, ils jouissent d'une bonne viabilité commerciale.

Utilisation favorable au système Les accumulateurs de chaleur à court terme permettent le décalage de charge et l'intégration de chaleur renouvelable. L'agrégation de nombreuses petites installations permettrait d'augmenter encore leur flexibilité au profit du système. Ils constituent une composante essentielle du couplage des secteurs dans les systèmes comportant une forte proportion de photovoltaïque et de pompes à chaleur.

POLITIQUE, ÉCOLOGIE ET SOCIÉTÉ

Cadre juridique/réglementation Les accumulateurs domestiques ne sont soumis à aucune restriction notable. Les accumulateurs de chauffage à distance situés en dehors de bâtiments se limitent généralement à des sites industriels ou des zones à usage spécial, ce qui restreint leur potentiel. Les divergences de réglementation entre cantons compliquent en outre l'utilisation d'électricité photovoltaïque excédentaire pour la production de chaleur. Il convient de noter à cet égard que les systèmes de pompes à chaleur sont la norme dans les installations Power-to-Heat et que les chauffages à résistance ne sont pertinents que pour les processus industriels à haute température. D'ici 2050, les signaux de prix devront être revus de manière ciblée, afin de rendre économiquement rentables les systèmes de pilotage pour l'agrégation d'accumulateurs décentralisés, et les obstacles réglementaires à leur utilisation flexible devront être levés.

Respect de l'environnement Les matériaux utilisés (acier, plastique, isolants) sont écologiquement acceptables et en grande partie recyclables. Les interventions dans la structure des bâtiments sont limitées et l'espace nécessaire est réduit au minimum. L'efficacité du stockage est élevée, avec de faibles pertes de chaleur grâce à une bonne isolation.

Acceptation sociétale Étant donné qu'ils sont installés de manière invisible et qu'ils améliorent le confort d'utilisation, les accumulateurs d'eau chaude situés dans les bâtiments sont largement acceptés. Pour les accumulateurs de chaleur de quartier et de chauffage à distance, l'acceptation dépend de l'emplacement ; les installations de grande envergure sont visibles et peuvent nécessiter des zones à usage spécial, mais aucun conflit notable n'a été signalé jusqu'à présent.

FACTEURS LIMITANTS

Disponibilité des matières premières Aucun risque de pénurie ne concerne l'acier et les isolants standards, deux matériaux qui sont en principe recyclables. Les accumulateurs de chaleur latente nécessitent parfois des matériaux spéciaux, coûteux ou disponibles en quantité limitée.

Besoin de surface Pour les accumulateurs domestiques, l'espace nécessaire dans le local technique est généralement déjà prévu. Les accumulateurs de réseau nécessitent des surfaces supplémentaires, qui sont toutefois relativement restreintes par rapport à l'énergie stockée. Les accumulateurs de quartier exigent un choix minutieux de l'emplacement, tenant compte du zonage et du règlement de construction – un dialogue anticipé avec la population permet d'assurer la faisabilité de ce type de projets.

● CONCLUSION ET ÉVALUATION

Les conditions requises pour atteindre des capacités de stockage optimisées en termes de coûts d'ici 2050 sont foncièrement réunies. Une trajectoire d'évolution positive se distingue. Pour faciliter la réalisation des objectifs, des adaptations réglementaires ciblées sont toutefois nécessaires : il serait notamment souhaitable (1) d'harmoniser et d'optimiser le cadre juridique des différents cantons concernant l'utilisation de l'électricité photovoltaïque excédentaire et (2) de lever les obstacles réglementaires à l'agrégation des accumulateurs décentralisés. Enfin, les signaux de prix doivent être revus de façon ciblée d'ici 2050, afin de rendre les systèmes de pilotage économiquement rentables.

2.2 Stockage thermique à long terme

TECHNOLOGIE

Technologies de base Le stockage thermique à long terme sert à stocker de la chaleur ou du froid de quelques semaines à plusieurs mois. On distingue trois grands types d'accumulateurs : les accumulateurs de chaleur sensible (changement de température sans changement de phase), les accumulateurs de chaleur latente (utilisation du changement de phase) et les accumulateurs thermo-chimiques (modification de la structure chimique). Les technologies disponibles pour le stockage à long terme sont les suivantes : stockage thermique en réservoir (TTES), stockage thermique en fosse (PTES), stockage thermique en cavité (CTES), stockage thermique en aquifère (ATES) et stockage thermique en champ de sondes géothermiques (BTES). Les solutions de stockage par changement de phase et par sorption en sont majoritairement encore au stade du développement. Grâce à ses capacités thermiques élevées, à son absence de toxicité et à sa grande disponibilité, l'eau est un moyen de stockage quasi idéal et peut être directement injectée dans les réseaux de chaleur. En raison des pertes liées au transport, son utilisation efficace est toutefois conditionnée à la proximité spatiale de la source de chaleur, de l'accumulateur de chaleur et du réseau de chaleur.

Potentiel d'utilisation Le stockage à long terme est particulièrement adapté aux réseaux de chaleur de proximité et à distance, ainsi qu'aux installations industrielles et aux exploitations agricoles ayant de gros besoins de chaleur. On estime que le potentiel total pourrait atteindre 15 TWh/an (régénération des sondes géothermiques : 5 TWh / stockage à grande échelle : 5-10 TWh). Pour 2050, le modèle sur lequel est basé le plan de stockage d'énergie chiffre les capacités de stockage optimisées en termes de coûts entre 3 et 5 TWh de grands accumulateurs ainsi qu'entre 3 et 5 TWh de stockage d'énergie par régénération de sondes géothermiques.

Maturité technologique Le TTES est une solution éprouvée et largement répandue en Suisse. Le PTES a été testé à l'étranger, mais n'a encore jamais été mis en œuvre en Suisse – des études de faisabilité sont en cours. Pour le CTES, on ne dispose guère de valeurs concrètes issues de la pratique – des projets pilotes sont en phase de planification à Fribourg. L'ATES a fait ses preuves à l'étranger et n'est utilisé que de manière isolée en Suisse. Le BTES est utilisé et devrait à l'avenir être davantage mis en œuvre avec des niveaux de température plus élevés (jusqu'à 90

°C). D'ici 2050, l'expérience acquise devrait faire baisser les prix du PTES qui assurera alors la majeure partie du développement de ces solutions ; les technologies ATES et BTES devraient elles aussi progresser de façon notable, entre autres grâce à la révision prévue de l'ordonnance sur la protection des eaux (concernant l'utilisation et le stockage de chaleur, il est prévu d'assouplir la règle stricte des 3 degrés, selon laquelle la température des eaux souterraines ne doit pas être modifiée de plus de 3 °C en cas d'apport ou d'extraction de chaleur¹³).

Évolutivité Les grands accumulateurs de chaleur peuvent en principe aisément évoluer, pour autant que l'espace disponible et la proximité de l'infrastructure de réseau le permettent.

Stade et trajectoire de développement À l'heure actuelle, le BTES est surtout utilisé de façon isolée en Suisse. Avec l'extension prévue des réseaux de chauffage à distance, la réalisation de grands accumulateurs deviendra possible sur un nombre croissant de sites d'ici 2050.

ÉCONOMIE

Rentabilité Les accumulateurs de chaleur saisonniers nécessitent un investissement initial élevé, mais se caractérisent par de faibles coûts spécifiques de stockage et d'exploitation. Les coûts du stockage PTES se situent entre 0,02 et 0,04 CHF/kWh (pour des coûts d'investissement d'environ 50 à 80 CHF/m³). Les principaux obstacles sont les longues périodes d'amortissement et l'espace requis par les bassins souterrains. Dans le contexte de la défossilisation, leur rentabilité s'améliore considérablement : comparés aux gaz de synthèse renouvelables qui servent de référence pour l'approvisionnement en chaleur défossilisé, les grands accumulateurs de chaleur sont clairement compétitifs.

Viabilité financière et commerciale En dehors du BTES, il est actuellement difficile d'évaluer la viabilité financière, étant donné que très peu de projets ont été réalisés. L'obstacle majeur à la réalisation ne réside pas tant dans le financement que dans les conditions-cadres de l'aménagement du territoire : des sources de chaleur appropriées ainsi que le raccordement à un réseau thermique sont des conditions sine qua non d'une exploitation rentable. D'ici 2050, les réseaux de chauffage à distance devront donc être suffisamment développés et leur potentiel de raccordement à des sources de chaleur résiduelle et aux installations Power-to-Heat (P2H) devra être amélioré. Les plans directeurs cantonaux devraient mentionner à cet effet des sites potentiels pour des accumulateurs de grande enver-

sure et les réseaux thermiques doivent être indirectement encouragés. En outre, des obligations de raccordement aux réseaux de chauffage à distance doivent également être envisagées pour les zones de densité moyenne.

Utilisation favorable au système Les accumulateurs de chaleur permettent de stocker l'énergie excédentaire des mois d'été (Power-to-Heat) et de la restituer en hiver, ce qui permet de réduire de jusqu'à 3 TWh la demande d'électricité hivernale due au chauffage et de soulager ainsi le réseau.¹⁴ Les grands accumulateurs permettent un décalage de charge de l'ordre de quelques heures à plusieurs mois et améliorent à la fois la souplesse de l'approvisionnement en chaleur et l'interaction avec le réseau électrique (pompes à chaleur, couplage chaleur-force). Ils sont une composante décisive d'un système énergétique stable et rentable pour la Suisse.

POLITIQUE, ÉCOLOGIE ET SOCIÉTÉ

Cadre juridique/réglementation Les installations de type ATES et BTES sont soumises aux normes d'autorisation habituelles pour les ouvrages souterrains. En règle générale, les installations ATES sont en outre soumises à concession. Toutes les installations souterraines doivent répondre à des exigences de protection des eaux souterraines. Selon sa taille et son emplacement, un stockage PTES nécessite une autorisation exceptionnelle au sens de l'art. 24 LAT ou un plan d'affectation ordinaire. D'autres types de stockages thermiques à long terme peuvent en principe être réalisés en dehors de la zone à bâtir et sont considérés comme étant d'intérêt national ; pour des raisons de surface et d'impact environnemental, il est recommandé de les inclure dans les plans directeurs et énergétiques communaux.

Respect de l'environnement L'eau, en tant que vecteur de stockage principal, n'est pas toxique et ne présente aucun risque écologique. La nécessité d'une étude d'impact sur l'environnement varie d'un canton à l'autre. En cas de présence d'eaux souterraines, les exigences de protection correspondantes doivent être respectées. Si la planification est effectuée de manière appropriée, l'impact sur l'environnement sera minime.

Acceptation sociétale Étant donné qu'ils sont invisibles en surface, les accumulateurs souterrains (UTES) sont largement acceptés. Les grands accumulateurs de surface (PTES, TTES) peuvent nuire au paysage ; une utilisation des surfaces de stockage à des fins communes permet d'améliorer l'acceptation.

¹³ Procédure de consultation 2025/123 – Paquet d'ordonnances environnementales de l'automne 2026, adaptation de l'ordonnance sur la protection des eaux ([lien](#))

¹⁴ Forum Stockage d'énergie Suisse. 2022. Besoins d'électricité en hiver et stockage de chaleur saisonnier – économiser de l'électricité en période hivernale grâce à la chaleur estivale, prise de position ([Lien](#))

FACTEURS LIMITANTS

Disponibilité des matières premières Aucun goulet d'étranglement critique n'est connu. L'eau est disponible sans restriction en Suisse en tant que moyen de stockage principal.

Besoin de surface Le PTES et les grands réservoirs de stockage ont besoin de surfaces considérables et sont en concurrence avec d'autres usages dans les sites urbains ou proches des villes. Les accumulateurs souterrains (UTES), en revanche, sont très peu encombrants, peuvent être réalisés sous des bâtiments existants et n'excluent pas d'autres usages en surface. Une intégration précoce à la planification communale est décisive pour une préservation réussie du site.

● CONCLUSION ET ÉVALUATION

La technologie est disponible et mise en œuvre avec succès à l'étranger, notamment au Danemark, depuis de nombreuses années. Jusqu'à présent, la Suisse ne dispose que de quelques projets de référence comparables (p. ex. le stockage BTES de Friesenberg ZH¹⁵) et possède donc peu d'expérience pratique en matière de grands accumulateurs thermiques. En l'absence d'adaptations substantielles et rapides des conditions-cadres, par exemple pour la promotion de projets pilotes et de démonstration, et d'un développement accéléré des infrastructures de réseaux de chauffage à distance nécessaires, il n'est pas garanti que les accumulateurs saisonniers d'énergie thermiques puissent couvrir d'ici 2050 les capacités de stockage optimisées en termes de coûts, de l'ordre de 3 à 5 TWh d'après la modélisation.

2.3 Stockage d'électricité à court terme

TECHNOLOGIE

Technologies de base Avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le système énergétique, la flexibilité à court terme gagne en importance. En 2025, l'énergie solaire couvrirait déjà quelque 14 % des besoins en électricité et ce chiffre devrait grimper à environ 17 % en 2026. Afin d'utiliser le plus directement possible l'électricité produite en journée ou de la rendre disponible en différé pour mieux coller aux besoins, une consommation intelligente et flexible ainsi que des possibilités de stockage sont essentielles. Cela comprend une activation ciblée des

consommateurs flexibles (p. ex. la charge intelligente des véhicules électriques) ainsi que le stockage en batterie et l'énergie hydraulique. Même si cette dernière contribue sensiblement au stockage à court terme par l'intermédiaire des centrales de pompage-turbinage, ce chapitre se limite, pour des raisons de clarté, à la technologie des batteries. Les batteries de stockage stationnaires tout comme les batteries de véhicules dotées de fonctions de charge bidirectionnelle peuvent remplir différentes fonctions. Outre l'écrêtement des pointes de charge de l'électricité solaire et donc le délestage des réseaux de distribution ainsi que la réduction des besoins d'extension du réseau, les dispositifs de stockage peuvent également offrir une énergie de réglage bénéfique pour le système. L'utilisation d'un stockage au profit du système peut en revanche accroître les besoins d'extension du réseau au niveau local. En combinaison avec des onduleurs générateurs de réseau, ils peuvent également procurer de l'inertie et fournir une assistance au redémarrage en cas de panne de courant (black start).

Potentiel d'utilisation Grâce à leurs délais de fabrication courts et à leur conception modulaire, les batteries de stockage présentent en principe de bonnes capacités d'adaptation. Celles-ci sont toutefois conditionnées à des règles claires en matière de raccordement au réseau et d'exploitation, afin de ne pas soumettre les réseaux locaux à une charge supplémentaire et de ne pas accroître leurs besoins d'extension, par exemple en cas de charge ou de décharge simultanée en raison de prix de l'électricité très bas ou très élevés.

Maturité technologique et évolutivité Les batteries lithium-ion sont largement utilisées dans les systèmes de stockage stationnaires. En Chine, elles sont également de plus en plus fréquentes dans les véhicules électriques. Leur utilisation à grande échelle fait régulièrement baisser leur coût. D'autres technologies prometteuses sont en phase de test, voire déjà installées de façon isolée.¹⁶ C'est notamment le cas des batteries sodium-ion ou des batteries à flux redox pour le stockage à grande échelle.

Stade et trajectoire de développement À l'heure actuelle, les batteries de stockage affichent encore une capacité relativement limitée : en 2025, elle était d'environ 1,6 GWh. Les derniers développements suggèrent toutefois un vaste potentiel. Sur l'année 2026, leur capacité devrait grimper à environ 2,5 GWh. Dans des conditions idéales, la capacité installée devrait atteindre 15 à 17 GWh d'ici 2035. Pour 2050, les besoins optimisés en termes de coûts modélisés s'élèvent au total à environ 25 GWh en incluant les batteries de véhicules à capacité de charge bidirectionnelle. À cet égard, il convient de garder à l'esprit que les batteries de stockage peuvent fournir leur pleine capacité environ 270 fois par an en moyenne – malgré des capacités plutôt restreintes, le débit d'énergie peut ainsi être très élevé.

¹⁵ Géothermie Suisse. 2021. Coopérative d'habitation familiale à Zurich. Communauté de lotissements écologique et durable grâce à un stockage géothermique. ([Lien](#))

¹⁶ cf. Swissolar. 2026. Baromètre des batteries de stockage en Suisse 2026, chapitre 4 (en allemand). ([Lien](#))

Celui-ci s'établissait à environ 400 GWh en 2025 et pourrait atteindre 4 TWh d'ici 2035, voire près de 7 TWh en 2050.

ÉCONOMIE

Rentabilité Les batteries de stockage stationnaires impliquent avant tout des coûts d'investissement (Capex). Selon le nombre de cycles et le mode d'exploitation, leur durée de vie atteint généralement une quinzaine d'années. Différents modèles d'exploitation peuvent améliorer la rentabilité. Dans le cas d'un accumulateur « behind the meter » (BTM), c'est-à-dire situé derrière le compteur, des incitations financières peuvent favoriser une exploitation bénéfique pour le marché et le réseau, par exemple avec des tarifs dynamiques d'électricité et d'utilisation du réseau, des tarifs d'injection flexibles ou des limitations d'injection. Cette solution est particulièrement efficace en combinaison avec une charge intelligente locale et une consommation d'électricité optimisée selon l'horaire avec les véhicules électriques, les pompes à chaleur ou d'autres applications pilotables. Les accumulateurs « front of the meter » (FTM), c'est-à-dire situés devant le compteur, peuvent en outre fournir de l'énergie de réglage. Pour l'heure, l'arbitrage est encore rarement rentable, mais il devrait gagner en importance dans les années à venir et contribuer ainsi au développement du stockage, d'autant plus que le coût des batteries continue de baisser.

Viabilité financière et commerciale La flexibilité à court terme est souvent finançable par le secteur privé, pour autant que des produits appropriés soient disponibles sur le marché (p. ex. mise à disposition d'énergie de réglage, gestion des congestions ou tarifs dynamiques). En même temps, le raccordement au réseau, en particulier pour le stockage FTM, reste un défi central qui pourrait être uniformisé et simplifié par des initiatives et des programmes sectoriels.

Utilisation favorable au système Les batteries de stockage peuvent être utilisées aussi bien au profit du réseau, par exemple pour la gestion des congestions, qu'au profit du marché, par exemple pour assurer l'équilibre du groupe-bilan, ou encore au profit du système, par exemple pour le maintien de la fréquence. Dans le cadre de sa Balancing Roadmap 2026-2030, Swissgrid ambitionne de faciliter l'accès au marché des nouvelles technologies décentralisées comme le stockage en batterie.¹⁷

POLITIQUE, ÉCOLOGIE ET SOCIÉTÉ

Cadre juridique/réglementation Le cadre légal applicable aux batteries est essentiellement déterminé par la législation sur l'énergie (LEne) et sur l'approvisionnement

en électricité (LApEl). Depuis 2026, les batteries destinées à l'autoconsommation ne sont plus soumises à la redevance d'utilisation du réseau. De même, la redevance d'utilisation du réseau est remboursée pour la quantité d'électricité réinjectée après avoir été prélevée sur le réseau et stockée dans une batterie. À cela s'ajoutent de nombreuses dispositions réglementaires secondaires, par exemple sur les tarifs d'injection et d'électricité flexibles, sur l'état des lieux ainsi que sur les exigences spécifiques aux accumulateurs du niveau 1 du réseau. Différents documents de branche, comme le « Manuel Dispositifs de stockage d'électricité 2025 » de l'AES¹⁸ ou le Baromètre des batteries de stockage de Swissolar¹⁹, offrent un aperçu des aspects réglementaires. Respect de l'environnement L'impact environnemental des batteries de stockage dépend fortement de la technologie utilisée, des chaînes d'approvisionnement correspondantes et du recours à des solutions de recyclage, y compris les batteries de seconde vie.

Acceptation sociétale Le stockage en batterie est foncièrement bien accepté par la société. Au cas par cas, le niveau d'acceptation dépend toutefois du choix du site, des éventuelles nuisances sonores, ainsi que de la perception de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement.

FACTEURS LIMITANTS

Disponibilité des matières premières À l'heure actuelle, les batteries de stockage sont avant tout de type LFP. Les batteries à base de sodium sont des alternatives prometteuses aux batteries au lithium. Du fait de sa grande disponibilité, le sodium est nettement plus facile à se procurer. Cette technologie est toutefois encore jeune et, pour l'instant, relativement chère. De plus, elle présente une densité énergétique inférieure à celle des batteries lithium-ion couramment utilisées. À moyen terme et à la faveur d'une standardisation croissante, elle pourrait néanmoins devenir une solution rentable pour le stockage stationnaire ainsi que pour certaines applications de mobilité. Par ailleurs, un certain nombre d'entreprises se sont déjà spécialisées dans la réutilisation des batteries usagées (également appelées batteries de seconde vie). Pour l'heure, ces solutions restent encore trop chères pour s'établir comme un produit standard.

Besoin de surface La surface requise par les batteries de stockage est faible par rapport à d'autres infrastructures. Les impacts environnementaux locaux sont principalement dus au choix du site, à son aménagement et au raccordement au réseau – en particulier pour les grands accumulateurs qui sont directement raccordés au réseau de distribution. Les batteries de stockage doivent être installées à des

¹⁷ Swissgrid. 2026. Balancing Roadmap Suisse, p. 20–21. ([Lien](#))

¹⁸ AES. 2025. Manuel Dispositifs de stockage d'électricité – Mise en œuvre du raccordement et de l'exploitation d'installations de stockage d'électricité aux niveaux de réseau 3 à 7. ([Lien](#))

¹⁹ Swissolar. 2026. Baromètre des batteries de stockage en Suisse 2026. ([Lien](#))

endroits appropriés afin de ne pas surcharger les réseaux locaux. Le conditionnement de l'implantation hors des zones à bâtir à la destination des accumulateurs électriques et des stations de transformation, tel que le prévoit le projet d'accélération des procédures de déploiement du réseau, constitue une adaptation juridique importante dans ce contexte.

● CONCLUSION ET ÉVALUATION

Les batteries de stockage stationnaires constituent un moyen simple, modulaire et de plus en plus économique d'intégrer les énergies renouvelables dans le système énergétique. Elles contribuent de façon non négligeable à équilibrer la production et la consommation d'électricité, à délester les réseaux et à fournir des services système. Dans des conditions-cadres appropriées, elles ont le potentiel de devenir d'ici 2035 une infrastructure centrale pour la flexibilité à court terme. Avec les batteries de véhicules à usage bidirectionnel, elles pourraient devenir à l'horizon 2050 un composant clé d'un système électrique flexible, résilient et largement renouvelable.

Grâce à une utilisation fréquente, les batteries de stockage peuvent fournir leur pleine capacité environ 270 fois par an en moyenne, ce qui pourrait porter le débit d'énergie à près de 7 TWh d'ici 2050. Pour atteindre le niveau de développement requis, des adaptations rapides du cadre réglementaire sont toutefois nécessaires. Il faudrait notamment des règles claires, simplifiées et homogènes pour le raccordement au réseau et l'exploitation, des produits de marché appropriés et des incitations tarifaires. Si ces conditions sont réunies, le stockage d'électricité horaire/à court terme parviendra à couvrir les capacités de stockage optimisées en termes de coûts modélisées pour 2050, de l'ordre de 20 à 25 GWh

2.4 Stockage d'électricité à long terme

TECHNOLOGIE

Technologies de base L'énergie hydraulique est le pilier central du stockage saisonnier d'électricité en Suisse. Alors que les centrales de pompage-turbinage servent en premier lieu au stockage à court terme et à la stabilité du système, les centrales hydroélectriques à accumulation offrent la possibilité stratégiquement décisive de décaler la production d'électricité de l'été vers l'hiver. D'autres technologies, comme les batteries ou les systèmes mécaniques,

sont technologiquement inadaptées et économiquement non compétitives pour du stockage saisonnier sur plusieurs mois. L'hydroélectricité reste ainsi la seule solution techniquement et économiquement mature pour assurer le stockage saisonnier d'électricité en Suisse.

Potentiel d'utilisation La capacité de stockage des installations d'énergie hydraulique suisses atteint actuellement environ 9 TWh. Les projets issus de la table ronde sur l'énergie hydraulique, ainsi que des rénovations et le rehaussement de certains barrages devraient permettre d'accroître ce chiffre de 2 TWh pour atteindre 11 TWh. Compte tenu de la vitesse de développement du photovoltaïque, dont la production se concentre majoritairement sur le semestre d'été, ce potentiel est d'une grande importance pour assurer la sécurité d'approvisionnement en 2035 et même d'une importance critique à l'horizon 2050.

Maturité technologique L'hydroélectricité est une technologie mature dont des innovations régulières continuent d'améliorer l'efficacité. Aucun changement significatif de la maturité technologique n'est attendu d'ici 2050.

Évolutivité L'évolutivité est limitée, car chaque installation hydroélectrique est unique et nécessite des études spécifiques ainsi que des procédures d'autorisation adaptées au cas par cas. Un déploiement standardisé comme pour le photovoltaïque ou les batteries n'est pas possible.

Stade et trajectoire de développement La trajectoire de développement est activement surveillée par la Confédération ; 16 projets stratégiques de la table ronde sur l'énergie hydraulique ont été définis comme prioritaires (cf. LAPeI, annexe 2). Les estimations de l'OFEN indiquent toutefois qu'en raison de redimensionnements, de retards, de suspensions et de procédures ouvertes, il serait plus réaliste de tabler sur la réalisation de 1,1 TWh d'ici 2040.²⁰ C'est pourquoi la liste des projets est en cours de mise à jour afin d'atteindre l'objectif initialement fixé.²¹

ÉCONOMIE

Rentabilité Les centrales hydroélectriques à accumulation génèrent des recettes via le marché de gros, le marché spot day-ahead et intraday, le marché des garanties d'origine et le marché des services système. Cette structure des recettes diversifiée gagnera déjà en importance d'ici 2035, car le développement du photovoltaïque devrait fortement creuser les écarts de prix entre l'été et l'hiver – ce qui augmentera les revenus issus du stockage saisonnier.

Viabilité financière et commerciale Particulièrement gourmand en capitaux, le rehaussement de barrages est tributaire du soutien public. Les mécanismes d'encourage-

²⁰ Conseil fédéral. 2025. Le développement de la production hydroélectrique nécessite une adaptation de la liste des projets. ([Lien](#))

²¹ Conseil fédéral. 2025. Développement de la production hydroélectrique : le DETEC informe de la suite de la procédure ([Lien](#))

ment disponibles comprennent la prime de marché flottante conformément aux art. 29a et 30 LEné, ainsi que les contributions d'investissement pour les nouvelles installations, les agrandissements et les rénovations conformément à l'art. 26 LEné. Ces soutiens demeurent essentiels pour déclencher les investissements nécessaires. Pour les centrales de pompage-turbinage, les mécanismes de soutien devraient en outre être renforcés, étant donné qu'elles contribuent à l'efficacité du système global.

Utilisation favorable au système Au regard de la stratégie énergétique, l'extension des capacités de stockage des centrales hydroélectriques à accumulation est d'une importance centrale d'ici 2035 et essentielle à l'horizon 2050. Elle permet d'augmenter la production d'électricité en hiver et répond ainsi directement à la pénurie saisonnière de courant qui résulte de l'arrêt des centrales nucléaires et du développement massif du photovoltaïque qui produit majoritairement durant le semestre d'été. Le stockage saisonnier contribue ainsi de manière significative à la sécurité d'approvisionnement en hiver, tout en réagissant aux signaux des prix du marché.

POLITIQUE, ÉCOLOGIE ET SOCIÉTÉ

Cadre juridique/réglementation Le cadre juridique repose principalement sur la législation sur l'énergie (LEné) et sur l'approvisionnement en électricité (LApEI). L'intérêt national des 16 projets stratégiques issus de la table ronde sur l'énergie hydraulique prime en principe sur les intérêts de la protection du paysage (art. 9a, al. 3 LApEI). Leur exploitation reste toutefois soumise aux dispositions strictes de la loi sur la protection des eaux (LEaux) et les obstacles administratifs – notamment les procédures de prolongation des concessions – entraînent des retards dans les projets, principalement en raison des incertitudes budgétaires liées à la détermination de l'indemnisation de la valeur résiduelle.

Respect de l'environnement Les projets de rehaussement de barrages sont obligatoirement soumis à des études d'impact environnemental portant sur la protection des eaux, de la faune et de la flore, ainsi que sur la lutte contre le bruit et les émissions polluantes. D'ici 2050, il faut s'attendre à ce que les exigences en matière de respect de l'environnement – notamment en ce qui concerne la biodiversité et l'adaptation au changement climatique – deviennent encore plus strictes, ce qui pourrait compliquer la réalisation de projets supplémentaires.

Acceptation sociétale En raison de leur intégration dans le paysage et de leur caractère identitaire, les installations hydroélectriques existantes jouissent d'une très grande acceptation au sein de la société. La question est nettement plus délicate pour les projets de nouveaux ouvrages. Le

conflit entre l'approvisionnement énergétique et la protection de la nature et du paysage restera un défi majeur pour la poursuite du développement.

FACTEURS LIMITANTS

Disponibilité des matières premières Il n'existe foncièrement pas de limite connue. Les délais de livraison prolongés de certains composants techniques pourraient toutefois entraîner des retards dans le projet jusqu'en 2035.

Besoin de surface Les rehaussements de barrages et les nouveaux ouvrages ne sont pas sans impact sur l'environnement en montagne – notamment en raison de la modification des zones de captage. En plaine, les besoins de surface des infrastructures hydrauliques à accumulation sont moindres. Le conditionnement de l'implantation à la destination reste le principal facteur limitant ; chaque projet nécessite un arbitrage individuel entre le rendement énergétique et l'impact écologique et paysager.

CONCLUSION ET ÉVALUATION

Le stockage saisonnier d'électricité au moyen d'installations hydrauliques à accumulation est indispensable pour l'avenir énergétique de la Suisse – en 2035 comme contribution importante à la sécurité d'approvisionnement, en 2050 comme infrastructure critique. L'extension prévue des capacités de stockage à 10-11 TWh dépend en grande partie de la volonté politique au niveau cantonal et fédéral, d'un financement suffisant et de l'acceptation par la société. Si les procédures d'autorisation ne sont pas accélérées et si le conflit entre l'approvisionnement énergétique et la protection de la nature et du paysage n'est pas résolu, il est très incertain que les capacités de stockage optimisées en termes de coûts modélisées pour 2050 puissent être couvertes.

2.5 Stockage chimique à long terme

Remarque préliminaire Parmi les vecteurs d'énergie chimiques les plus courants, on trouve des gaz comme le méthane ou l'hydrogène, ainsi que des sources d'énergie liquides comme le pétrole, le kérosène ou l'essence. À l'heure actuelle, il s'agit principalement de sources d'énergie fossiles. Avec un objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050, la majeure partie de ces sources d'énergie devra à l'avenir être produite de manière renouvelable.

En attendant d'en arriver là, des vecteurs d'énergie fossiles et chimiques renouvelables coexisteront. Ce plan de

stockage d'énergie part du principe qu'à partir de 2050, la Suisse n'importera quasiment plus de vecteurs d'énergie chimiques issus de sources fossiles. Ceux-ci seront remplacés d'ici-là par des sources d'énergie renouvelables (gazeuses, liquides ou solides) provenant de l'étranger ou, pour une large part, produits en Suisse sous forme de méthane issu de biomasse (biogaz) ou, éventuellement, à l'aide d'un procédé Power-to-X.

Pour la sécurité d'approvisionnement, il importe peu de savoir si les vecteurs d'énergie stockés sont d'origine fossile ou renouvelable. La question politique des capacités de stockage disponibles est en revanche au premier plan. Où se situe l'équilibre idéal entre l'importation et la production nationale de vecteurs d'énergie chimiques renouvelables, ou bien entre leur stockage en Suisse et le recours à des moyens de stockage situés à l'étranger ?

Ce plan de stockage d'énergie se concentre à cet égard sur les capacités de stockage à long terme. Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, le stockage chimique à court terme (moins de trois mois) n'apparaît pas comme pertinent. Pour des raisons commerciales, il peut néanmoins être intéressant pour les acteurs du marché d'exploiter de petites installations de stockage chimique à court terme. Ce type de considérations purement commerciales ne constitue toutefois pas une priorité dans une stratégie nationale de stockage. C'est pourquoi le stockage chimique à court terme ne sera pas abordé plus avant dans la suite de ce document.

TECHNOLOGIE

Technologies de base Alors que le méthane ne peut guère être stocké en Suisse et que les capacités de stockage se trouvent surtout à l'étranger, d'importantes réserves obligatoires de combustibles et carburants liquides sont déjà présentes sur le territoire national. Différentes options de stockage sont en principe envisageables pour les gaz, par exemple le stockage en cavité ou dans des couches rocheuses. La technologie Power-to-X (P2X) constitue un cas particulier. Elle ne constitue pas une technologie de stockage à proprement parler, mais permet le stockage saisonnier indirect d'électricité grâce à la conversion de l'électricité en vecteurs d'énergie moléculaires et à leur reconversion différée. Il s'agit ainsi d'un complément aux installations hydrauliques à accumulation. Concrètement, des vecteurs énergétiques moléculaires, tels que l'hydrogène (H₂), le méthane (CH₄), le méthanol (CH₃OH) et l'ammoniac (NH₃), ou des vecteurs énergétiques métalliques (Power-to-Solid) peuvent être produits à cet effet et stockés de façon saisonnière dans des accumulateurs correspondants (sous forme liquide, gazeuse ou solide).

Potentiel d'utilisation Le stockage chimique d'énergie à long terme est utilisé d'une part pour compenser le déficit saisonnier d'énergie durant le semestre d'hiver (charge de pointe, chaleur industrielle, etc.) et d'autre part pour assurer l'approvisionnement du pays en situation de crise. Pour les vecteurs d'énergie liquides, il existe déjà sur le territoire national des réserves obligatoires, qui doivent être maintenues à l'avenir pour garantir l'approvisionnement du pays. La part des carburants et des combustibles liquides renouvelables doit continuellement augmenter à cet égard. Selon les scénarios, les capacités de stockage optimisées en termes de coûts modélisées pour 2050 s'élèvent de 1 à 12 TWh pour le méthane et vont jusqu'à 40 TWh pour les carburants et combustibles liquides. Le potentiel de stockage chimique saisonnier est en principe suffisamment important, surtout si les infrastructures sont complétées par des options d'importation (stockage dans des pays limitrophes). La faisabilité technique et les coûts d'un stockage local de méthane en cavité ont été étudiés de manière approfondie dans le cadre d'un projet pilote pouvant atteindre 1,48 TWh de capacité dans le Haut-Vallais.

Maturité technologique Les processus Power-to-X et l'utilisation d'hydrogène ou de méthane à échelle industrielle pour le stockage chimique en sont au stade des projets pilote et de démonstration en Suisse. Alors que le stockage de méthane est bien établi à l'étranger et que des réservoirs d'hydrogène de grande envergure sont en projet dans différents pays européens, la Suisse ne dispose pas de capacités notables à ce jour. Le stockage solide métallique se trouve encore au stade expérimental.

Évolutivité Le stockage chimique saisonnier nécessite des volumes de stockage nettement plus importants et des capacités de conversion et de reconversion en courant plus puissantes que le stockage à court terme. Il possède par conséquent une modularité limitée et nécessite une planification globale ainsi que des investissements à long terme. L'évolutivité du stockage en cavité est par ailleurs limitée par les conditions géologiques et les charges de coordination que nécessitent des projets d'infrastructure de cette envergure.

Stade et trajectoire de développement La Suisse ne dispose d'aucun grand dispositif de stockage à long terme de méthane, d'hydrogène ou de vecteurs d'énergie métalliques solides. Des capacités de stockage étendues existent pour les combustibles et carburants liquides sous la forme de réserves stratégiques obligatoires. En raison du manque de maturité technologique (Power-to-X, stockage métallique) et des procédures de planification et de financement complexes (stockage de méthane), la mise en service de grands dispositifs de stockage chimique saisonnier est peu probable d'ici 2035. À l'horizon 2050, le potentiel dépend en grande partie de l'opportunité des conditions-cadres.

ÉCONOMIE

Rentabilité En raison de l'infrastructure nécessaire, le stockage saisonnier de méthane sur le territoire national impliquerait des coûts d'investissement très élevés pour un taux d'utilisation relativement faible, de l'ordre d'un ou deux cycles de charge/décharge par an. À l'étranger, le stockage saisonnier de méthane est déjà utilisé à l'échelle commerciale. L'évaluation économique d'autres solutions comme l'e-méthanol ou le stockage métallique est encore en cours.

Viabilité financière commerciale Une exploitation commerciale du stockage chimique saisonnier sur le territoire national ne serait actuellement possible qu'avec un soutien conséquent de l'État. Ce soutien devrait prendre la forme d'une contribution à la sécurité de l'approvisionnement en situation de crise. Seuls un cadre réglementaire fiable et des incitations appropriées pourraient déclencher des investissements privés.

Utilisation favorable au système Contrairement au stockage à court terme qui compense les fluctuations du réseau, le stockage chimique saisonnier peut fournir une contribution clé à l'approvisionnement énergétique durant le semestre d'hiver. En effet, il peut faire office de réserve stratégique en cas de pointes de charge, de conditions météorologiques inattendues ou d'écarts de consommation.

POLITIQUE, ÉCOLOGIE ET SOCIÉTÉ

Cadre juridique/réglementation Le cadre juridique actuellement très flou au sujet du stockage chimique saisonnier limite considérablement son développement. Un cadre réglementaire clair doit être mis en place en Suisse au plus tard d'ici 2028, notamment pour la construction et l'exploitation de dispositifs de stockage de gaz. De plus, la promotion de projets de mise en œuvre Power-to-X doit être explicitement rendue possible dans le cadre de la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique.

Respect de l'environnement L'impact environnemental du stockage chimique dépend en premier lieu du fait qu'il serve à des vecteurs d'énergie renouvelables ou non. La part de ces derniers devrait constamment progresser d'ici 2050. L'impact environnemental des installations/constructions nécessaires doit en revanche être évalué au cas par cas et dépend en grande partie de la technologie et du choix du site.

Acceptation sociétale Ces formes de stockage sont en principe bien acceptées par la société, mais cela peut fortement varier selon le projet concerné et le choix du site.

FACTEURS LIMITANTS

Disponibilité des matières premières La biomasse servant à la production de biogaz n'est disponible qu'en quantité limitée sur le territoire national. Le potentiel national de biogaz est estimé de 4 à 5 TWh. La demande suisse étant relativement faible à l'échelle européenne, la disponibilité de la biomasse servant de matière première est en principe assurée dans le contexte européen. Les technologies Power-to-X dépendent principalement de la disponibilité d'électricité excédentaire sur le territoire national ou d'électricité bon marché tout au long de l'année à l'étranger. Une gestion plus intelligente des réseaux électriques permettrait de réduire ces fluctuations à l'avenir.

Besoin de surface La surface nécessaire au stockage chimique d'énergie est relativement faible en comparaison à la quantité d'énergie stockée et ne constitue donc pas un facteur limitant notable.

● CONCLUSION ET ÉVALUATION

Outre son rôle de réserve stratégique pour les situations de crise, le stockage chimique saisonnier peut également fournir une contribution clé à l'approvisionnement énergétique durant le semestre d'hiver. Pour les carburants et les combustibles liquides, les capacités de stockage requises existent déjà. Les technologies de stockage de vecteurs d'énergie gazeux ne sont pas encore employées en Suisse, mais elles sont déjà bien établies et exploitées commercialement à l'étranger. Pour la construction et l'exploitation de dispositifs de stockage de gaz sur le territoire national, la Suisse doit rapidement définir un cadre réglementaire clair, car pour mettre en place des infrastructures de stockage correspondantes d'ici 2035, les décisions d'investissement opportunes devraient être prises au plus tard en 2028. En supposant que des conditions-cadres idéales soient réunies, les capacités nationales de stockage chimique saisonnier pourraient contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse d'ici 2050, en combinaison avec les capacités de stockage déjà existantes dans les pays limitrophes.

Organisations et spécialistes participants

Dr. Cristina Antonini | Association Suisse de l'Industrie Gazière ASIG

Dr. Vincent Badoux | Géothermie Suisse

Prof. Dr. Luca Baldini | ZHAW Zurich University of Applied Sciences

Marc Emmisberger | eSpectrum AG

Prof. Dr. Markus Friedl | Haute École spécialisée de la Suisse orientale (OST)

Dr. Gianfranco Guidati | EPF de Zurich, Energy Science Center ESC

Dr. Michel Haller | Haute École spécialisée de la Suisse orientale (OST)

Andreas Hurni | Thermische Netze Schweiz

Pierre-Yves Ledermann | Alpiq AG

Thomas Nordmann | TNC Consulting AG

Stephan Osterwald | Association Suisse de l'Industrie Gazière ASIG

Maja Schoch | Swissolar

Marius Wiher | Energie 360° AG

Dr. Oliver Wimmer | aeesuisse

À propos du Forum Stockage d'énergie Suisse

Le Forum Stockage d'énergie Suisse (FESS) est un groupe professionnel de l'aeesuisse, l'association faîtière de l'économie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. En collaboration avec ses partenaires du secteur économique et scientifique, le FESS s'engage pour une mise en œuvre pertinente de la Stratégie énergétique 2050 de la Suisse et soutient ainsi la transition vers un système énergétique global sûr en termes d'approvisionnement, économiquement rentable et neutre sur le plan climatique. En tant que think tank interdisciplinaire et plateforme de dialogue, le FESS a pour objectif de mettre à la disposition des décideurs politiques et de la société des connaissances fondées sur les faits à propos de l'éventail des technologies de stockage et des conditions-cadres réglementaires et commerciales nécessaires à leur utilisation au profit du système.

Forum stockage d'énergie Suisse
Falkenplatz 11, CH-3012 Berne
+41 31 301 89 62
speicher.aeesuisse.ch/fr/

