



Étude sur le potentiel du stockage d'énergies

Synthèse



AVANT-PROPOS

Cette étude est financée par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS, dans le cadre de réflexions sur le développement de la filière stockage d'énergies. Les travaux ont été menés en collaboration avec deux contributeurs techniques (ErDF et RTE) et cofinancés par dix acteurs industriels référents (Alstom, Areva, Dalkia, EDF, E-On France, GDF Suez, GrDF, Orange, Saft et Total) représentés par l'ATEE. L'ensemble des acteurs industriels ont participé activement aux comités de pilotage et ont contribué à l'étude par des interviews et la fourniture de données. La Direction Générale de l'Énergie et du Climat a également joué un rôle important dans l'accompagnement de l'étude.

Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation, sont les résultats des travaux réalisés par Artelys, ENEA Consulting et le G2Elab et n'engagent aucunement les acteurs industriels du consortium. Notamment, les scénarios de mix énergétique 2030 étudiés sont élaborés à partir d'exercices prospectifs réalisés indépendamment par RTE et l'ADEME et ne reflètent pas nécessairement la vision de ces acteurs ni des acteurs privés.

AUTEURS

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Direction de projet (Artelys) : Arnaud Renaud
- Chef de projet (Artelys) : Laurent Fournié
- Modélisation des systèmes énergétiques, quantification, calculs économiques (Artelys): Pierre Girardeau, Maxime Chammas, Guillaume Tarel, Alice Chiche, Pierre De Fremerville
- Prospective sur les technologies de stockage, analyse financière et études de cas (ENEA) : Olivier Lacroix, Loïc Rakotojaona, Luc Payen
- Comportement physique des réseaux électriques (G2Elab) : Delphine Riu, Anne-Fleur Kerouedan

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est devenu un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

ENEA est une société de conseil spécialisée sur les enjeux de l'énergie et du développement durable, leader sur le secteur industriel. De la stratégie à la mise en œuvre, ENEA accompagne ses clients dans la transition énergétique, notamment quant à leur positionnement sur les filières innovantes telles que le stockage d'énergie.

Le **G2Elab** est une Unité Mixte de Recherche CNRS associée à Grenoble-INP et l'Université Joseph Fourier de Grenoble, qui couvre un large spectre de compétences dans le domaine de la Recherche en Génie Électrique : énergie électrique, matériaux, procédés et systèmes innovants, modélisation et conception. Avec plus de 100 personnels permanents, 110 doctorants et 50 masters, le G2Elab s'impose dans ces domaines comme un acteur majeur au niveau national et international.



Contexte, objectifs de l'étude et méthode

Dans le contexte actuel de développement des énergies renouvelables, le stockage de l'énergie apparaît comme une solution possible pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables fluctuantes, améliorer l'efficacité énergétique, apporter de la flexibilité aux systèmes énergétiques et renforcer la sécurité des réseaux.

L'objet de la présente étude est d'évaluer, pour la France métropolitaine et les DOM-TOM, le potentiel du stockage d'énergies à horizon 2030 et d'identifier les filières technologiques les plus pertinentes d'un point de vue économique. Pour le stockage d'électricité, sont traités les usages stationnaires pour des services au système électrique. Les marchés issus des usages mobilité électrique, alimentation sans interruption et stockage nomade n'ont pas été étudiés.

Pour cela, les travaux se sont déroulés en trois temps :

- Dans un premier temps, un calcul de surplus global est effectué : **le bénéfice de l'ajout de capacités de stockage d'énergies est calculé pour la collectivité dans son ensemble** (consommateurs, producteurs, gestionnaires de réseau), en dehors de toute contrainte réglementaire ou mécanisme incitatif. Les travaux sont effectués dans le cadre de trois scénarios prospectifs de mix national de production électrique : les scénarios Médian et Nouveau Mix du Bilan Prévisionnel de RTE et le scénario ADEME.
- Ce bénéfice est ensuite **comparé aux projections de coûts à l'horizon 2030** des différentes technologies de stockage d'énergies retenues dans le cadre de cette étude. Un panel de 30 technologies est étudié. Pour les cas où la comparaison s'avère favorable au stockage, un modèle d'affaires est proposé pour évaluer le niveau de rentabilité des investissements et identifier les verrous réglementaires à lever.
- Enfin, le **gisement** (puissance et type de stockage d'énergies) économiquement viable à l'horizon 2030 est évalué en fonction des différents scénarios et les impacts en termes d'emplois associés sont estimés.

Les calculs de valorisation reposent sur l'optimisation, pour la collectivité, des coûts de production du parc énergétique, en respectant les contraintes techniques des actifs énergétiques, les contraintes réseau du contexte étudié et l'équilibre offre-demande au pas horaire comme le présente la Figure 1.

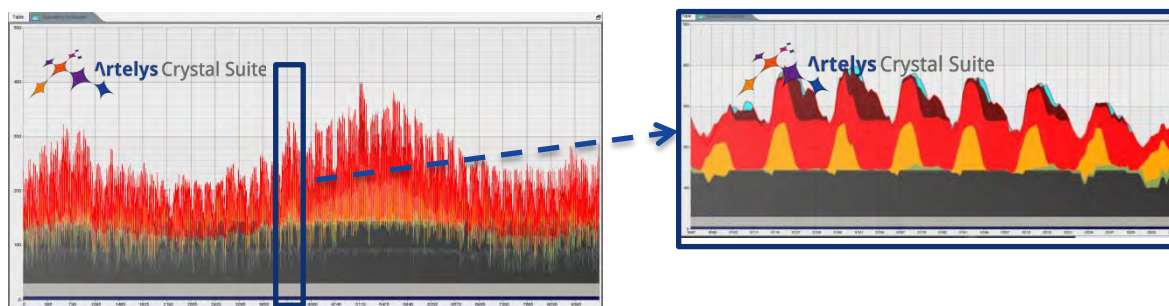


Figure 1 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas horaire (segment zone insulaire). Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (à gauche : horizon annuel, à droite : zoom sur une semaine)

La valeur potentielle du stockage d'énergie est calculée en comparant les coûts pour la collectivité d'une gestion optimale du système énergétique avec et sans stockage supplémentaire. Cette valeur

provient principalement des économies de coût de production, le stockage venant se substituer à un moyen de production onéreux (**valeur d'arbitrage**), des économies en termes de besoin d'investissement en moyens de pointe (**valeur capacitaire**) ou en investissement réseau (**traitement des congestions réseau**), ou encore de services système (**réserve tournante et régulation de tension**).

Cette approche est particulièrement adaptée à l'évaluation de l'intérêt de filières technologiques à des échelles nationales ou supranationales ; elle est utilisée par ENTSO-E pour l'analyse des coûts et bénéfices de projets d'intérêt commun dans les réseaux électriques.

Elle présente cependant les limites suivantes :

- Les coûts sont évalués du point de vue de la collectivité et ne reflètent pas les opportunités que pourrait avoir un porteur de projet, du fait de dispositifs réglementaires particuliers. Ainsi, une répartition des coûts de fourniture d'électricité (par exemple : part énergie / part puissance / part fixe du TURPE, répartition de la CSPE...) qui ne reflète qu'imparfaitement la réalité et la disparité des coûts pour la collectivité peuvent rendre rentables certains projets pour leur promoteur, alors qu'ils seront non rentables pour la collectivité.
- Cette approche fait l'hypothèse d'un marché soumis à une concurrence libre et non faussée et peut négliger les effets de pouvoir de marché.
- Les externalités telles que l'impact sur l'emploi, les bénéfices sociétaux associés à l'émergence d'une filière technologique dans un pays (accroissement du savoir-faire, exportations), les externalités énergétiques (indépendance) ou encore l'acceptabilité sociale du déploiement d'une technologie ou d'un actif de réseau ne sont pas non plus pris en compte dans cette méthodologie.

Les études de cas, qui tiennent compte des évolutions réglementaires prévisibles, et l'évaluation des impacts en termes d'emploi apportent une vision complémentaire.

Une dizaine de segments d'utilisation du stockage d'énergies ont été modélisés, pour analyser les opportunités de déploiement de solutions de stockage d'énergies à différentes mailles du réseau électrique. Les gisements de ces segments ne sont cependant pas tous cumulables, compte tenu de leur redondance partielle pour satisfaire les besoins du système électrique français. Des segments dédiés au stockage thermique ont également été étudiés.

Présentation des scénarios étudiés de mix électriques

Les trois scénarios 2030 étudiés de mix national de production électrique sont présentés en Figure 2 et Figure 3. Les caractéristiques suivantes ont un impact important sur la valorisation du stockage :

- La part des énergies renouvelables intermittentes varie de 36 % à 56 % de la puissance installée et de 20 % à 40 % de la production annuelle d'électricité, selon le scénario étudié. Des parts d'EnR intermittentes plus importantes, par exemple à un horizon de temps plus lointain, pourraient renforcer la valeur du stockage d'énergies.
- La part de la production d'EnR intermittentes devant être écrêtée pour maintenir l'équilibre offre-demande reste faible : 0,05 % de la production EnR intermittente annuelle pour le

scénario RTE Médian, 0,3 % pour le scénario RTE Nouveau Mix et 1,8 % pour le scénario ADEME.

- La part importante du nucléaire dans le mix de production électrique français, à un coût marginal de production très faible, réduit fortement la valorisation des transferts d'énergie entre les heures de marginalité EnR et les heures de marginalité de production de base.
- La part du stockage d'électricité dans le mix électrique français est déjà significative (4,3 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir), ce qui dégrade la valeur des capacités de stockage d'électricité supplémentaires.

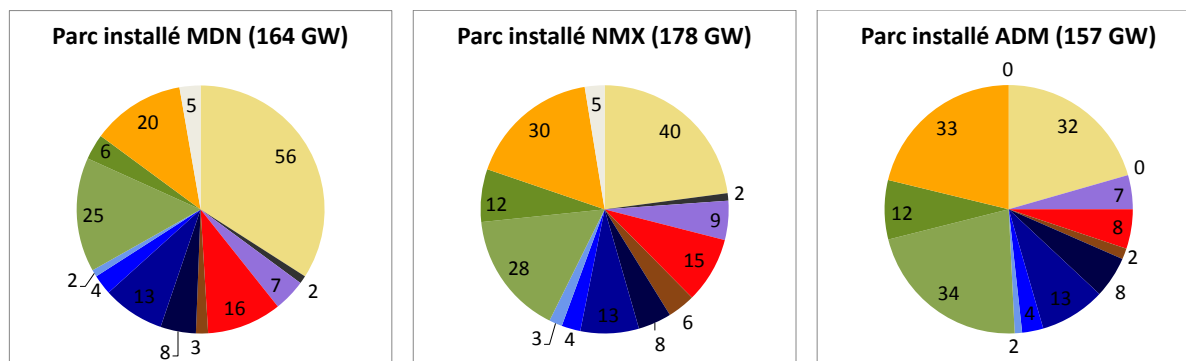


Figure 2 – Puissance installée par filière (en GW), pour chaque scénario 2030 étudié (MDN=scénario RTE Médian, NMX=scénario RTE Nouveau Mix, ADM=scénario ADEME). Chacun de ces trois scénarios permet d'assurer l'équilibre offre-demande à un pas de temps horaire.

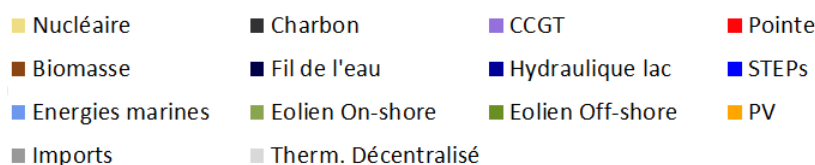


Figure 3 – Part de la production nationale d'électricité évaluée par l'outil pour chaque filière et pour chaque scénario 2030 étudié (MDN=scénario RTE Médian, NMX=scénario RTE Nouveau Mix, ADM= scénario ADEME)

Évaluation des besoins de flexibilité

A horizon 2030, les besoins de stockage d'électricité **sur des cycles journaliers** restent similaires au contexte actuel. En effet, jusqu'à 20 GW de PV installé (scénario Médian de RTE), la production PV coïncide avec les périodes de forte demande, réduisant ainsi les arbitrages possibles entre les heures de pointe et de creux. Au-delà de 30 GW (scénarios Nouveau Mix de RTE et ADEME), la demande résiduelle (après déduction de la production PV) chute fortement lors des journées ensoleillées d'été, créant de nouvelles opportunités pour du stockage d'électricité vers la pointe du soir. A noter que les seuils de 20 et 30 GW dépendent fortement des politiques énergétiques des pays voisins : un déploiement massif en Europe de PV sans stockage d'électricité associé engendrerait des opportunités complémentaires pour du stockage d'électricité en France, compte tenu de la forte interconnexion des réseaux européens. Une extension de cette étude au périmètre européen serait nécessaire pour quantifier plus précisément cet impact.

A contrario, les besoins de stockage d'électricité sur des **cycles infra-hebdomadaires** augmentent significativement d'ici 2030 : l'augmentation des usages tertiaires entraîne une différence de demande entre semaine et week-end encore plus marquée qu'aujourd'hui. La production éolienne nationale, dont les objectifs de puissance installée sont importants dans tous les scénarios étudiés (entre 30 et 46 GW), varie statistiquement sur des cycles de plusieurs jours, les conditions météorologiques après foisonnement sur l'ensemble du territoire restant globalement stables sur quelques jours. Ces deux facteurs conjugués entraînent une augmentation des besoins de flexibilité au sein d'une semaine de près de 50 % par rapport à la situation actuelle et donc des opportunités pour du stockage infra-hebdomadaire.

Le stockage d'électricité peut, par ailleurs, jouer un rôle important dans l'équilibre offre-demande lors des jours de grand froid. En effet, en stockant aux périodes de moindre demande et en déstockant pendant les quelques heures d'ultra-pointe, des investissements dans des capacités de production, comme des turbines à combustion, peuvent être évités. Cette **valeur capacitaire** du stockage d'électricité représente environ la moitié des valorisations présentées et reste indépendante de l'évolution des prix des combustibles. Elle dépend cependant fortement de la durée de décharge et du taux de pénétration du stockage d'électricité : un stockage d'électricité de longue durée permettra de déplacer la demande vers d'autres jours où la consommation est moins forte, alors qu'un déploiement important de stockage d'électricité « courte durée » ne permettrait pas de résoudre un manque prolongé de capacités de production, le stockage d'électricité ne pouvant plus se recharger entre deux périodes d'ultra-pointe.

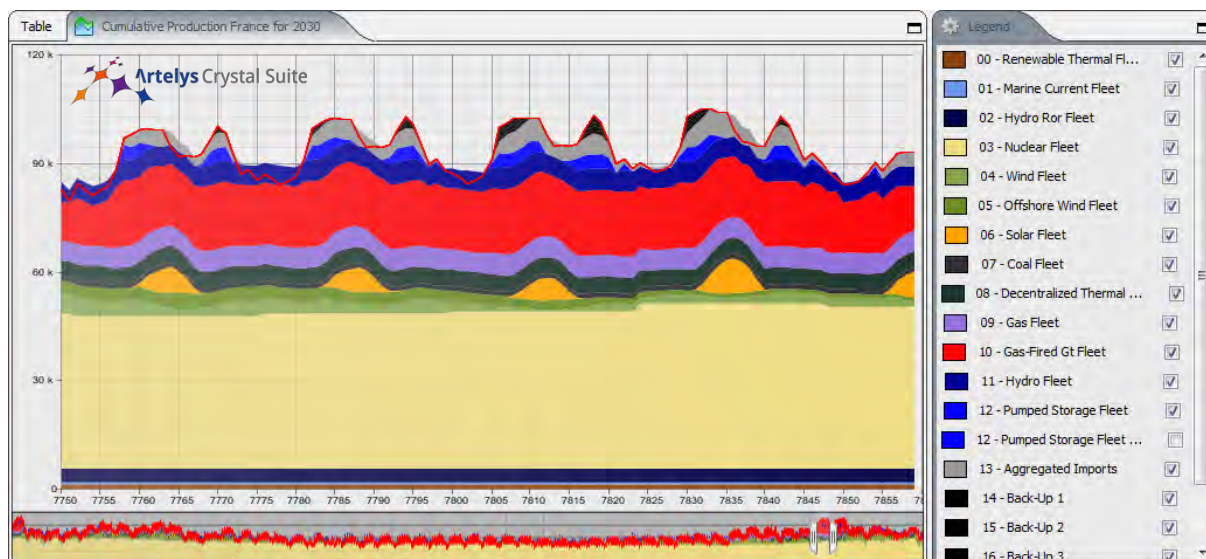


Figure 4 – Exemple de situation (4 jours de très grand froid et sans vent, segment France) où un stockage d'électricité de 5h pourrait permettre de réduire les défaillances (les défaillances sont en noir et la demande électrique en trait rouge). Pour un déploiement important de stockage d'électricité de 5h, celui-ci ne pourra plus se recharger entre la pointe du matin et celle du soir.

Recommandations

Au vu des scénarios 2030 étudiés, les besoins de flexibilité pour des usages électriques ne sont pas considérablement renforcés par rapport à la situation actuelle, la production PV coïncidant avec les périodes de forte demande électrique. De ce point de vue, le système électrique français apparaît avoir une bonne résilience à une introduction conséquente d'énergies renouvelables (jusqu'à 46 GW d'éolien et 33 GW de solaire dans le scénario ADEME étudié) : celle-ci n'induit pas de surcoût supplémentaire important lié au besoin de flexibilité¹. Ce constat serait vraisemblablement très différent pour des scénarios de mix énergétique avec une part de production intermittente plus importante, comme cela devrait être le cas pour des horizons de temps plus éloignés, ou pour un déploiement massif de PV en Europe sans déploiement de stockage associé.

Nous recommandons donc à court terme, non pas la mise en place massive de stockage électrique, mais de favoriser des projets de R&D amont ou de démonstration visant à développer les solutions de stockage stationnaire d'électricité susceptibles de permettre, après 2030, l'augmentation de la part des EnR dans le mix de façon compétitive.

En cela, les **DOM-TOM** représentent un terrain d'expérimentation extrêmement propice au développement du stockage stationnaire d'électricité. Même si le gisement français reste limité (200 à 400 MW), les projets étudiés (CAES de surface, batteries Li-Ion...) sont rentables pour la collectivité et les perspectives de déploiement au niveau mondial sont prometteuses (en considérant non seulement les îles mais également les régions dont le réseau électrique est peu interconnecté),

¹ Le surcoût lié aux besoins de flexibilité est uniquement le surcoût lié au maintien de l'équilibre offre-demande à la maille nationale, malgré le caractère intermittent de la production renouvelable. Les coûts d'investissement des différents scénarios n'ont pas été étudiés dans ce rapport.

constituant ainsi un point de départ intéressant pour la constitution d'une filière exportatrice française de stockage stationnaire. Une telle filière, selon les hypothèses de déploiement du stockage stationnaire d'électricité dans le monde et de la position concurrentielle de l'industrie française, pourrait générer en France, en moyenne jusqu'à 2030, plus de 10 000 équivalents temps plein².

En **France métropolitaine**, à l'horizon 2030, les seuls **stockages d'électricité de masse** rentables sont les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage, pour un gisement potentiel évalué entre 1 et 1,5 GW³ selon les scénarios de mix. En dehors de contextes locaux particuliers qui peuvent générer des opportunités ponctuelles (impossibilité de renforcer le réseau, difficultés d'acceptation sociétale ou sites isolés), le stockage d'électricité décentralisé ou diffus s'avère la plupart du temps moins intéressant économiquement que des solutions de renforcement réseau ou d'écêtement de la production intermittente excédentaire.

La majorité des besoins de flexibilité électrique peuvent être satisfaits par un pilotage dynamique de la demande électrique (c'est-à-dire un **stockage en énergie utile**). Par exemple, piloter de façon dynamique la recharge du parc existant de ballons d'eau chaude sanitaire chez les particuliers⁴, permettrait une économie de 40 à 85 M€/an, pour un coût limité dans un contexte de capitalisation sur le déploiement à venir de compteurs intelligents ou sur une utilisation plus dynamique des signaux tarifaires (heures pleines / heures creuses). De même, piloter la recharge des véhicules électriques (entre 1 et 9 millions de véhicules, selon les scénarios étudiés) en fonction des coûts de production électrique nationaux permettrait d'éviter un coût additionnel de 100 à 300 M€/an qu'engendrerait une charge directe (charge des véhicules électriques au gré de l'utilisateur).

En ce qui concerne les **services système**, l'étude montre qu'un stockage d'électricité très réactif dédié à la fourniture de réserve primaire, en métropole, permettrait une économie pour la collectivité de 250 à 450 k€/MW/an installé. Pour cela, les volants d'inertie et les batteries semblent une solution prometteuse : la projection du coût d'investissement à horizon 2030, pour ½ heure de stockage, est estimée à 180 k€/MW/an pour des volants d'inertie (avec une hypothèse d'amortissement de 20 ans) et à 80 k€/MW/an pour une batterie Li-Ion (avec une hypothèse d'amortissement de 10 ans). Une analyse plus fine (avec une modélisation des appels de réserve à un pas de temps infra-horaire) est cependant nécessaire pour quantifier les coûts opérationnels et la faisabilité technique de l'utilisation des différentes technologies pour cet usage (notamment le maintien d'une quantité minimale d'énergie à fournir ou à absorber, à tout instant, dans les conditions réelles d'exploitation). Le gisement est de 600 MW en France (volume de réserve primaire)⁵. Des modifications réglementaires seraient nécessaires pour permettre la participation exclusive d'un système de stockage d'électricité à la réserve.

² Dans le scénario haut de déploiement mondial retenu, entre 8000 et 25 000 emplois selon la part de marché mondial de l'industrie française (entre 10 et 30 %).

³ Si d'autres solutions de flexibilité se développent (par exemple le pilotage de la demande électrique), ce gisement sera fortement réduit.

⁴ Ce pilotage devra varier en fonction des prévisions météo, les heures creuses 2030 étant les heures de forte production PV et éolienne.

⁵ Pour ce gisement de 600 MW, les stockages dédiés à la réserve viendront en concurrence des stockages d'électricité participant à l'équilibre offre-demande et fournissant de la réserve comme service complémentaire aux arbitrages économiques (par exemple STEP).

Le **stockage d'énergie thermique**, dans un contexte de création ou d'extension de réseau de chaleur, peut être une solution très intéressante. Il introduit une flexibilité complémentaire sur l'équilibre offre-demande de chaleur qui peut permettre de réduire les coûts d'investissement des chaufferies (centrales biomasse et capacités de pointe). L'installation de stockage thermique sur des réseaux de chaleur représente un potentiel total de l'ordre de 5 à 10 GWh_{th} à horizon 2030 en France. Il serait toutefois nécessaire de faire évoluer la réglementation, afin de qualifier définitivement le statut renouvelable de l'énergie thermique stockée d'origine renouvelable. Le couplage **stockage de chaleur** et centrales de cogénération est particulièrement intéressant, car il permet de piloter la cogénération en fonction des prix de l'électricité, indépendamment de la demande de chaleur : lorsque les débouchés thermiques ne sont pas suffisants, la chaleur générée est stockée pour une utilisation ultérieure, dans de meilleures conditions de valorisation.

Les Figure 5 à Figure 10 présentent les résultats de valeur créée par un moyen de stockage en k€/an par MW de stockage d'électricité installé (par MWh installé pour le stockage thermique) pour les différents segments et scénarios 2030 étudiés), sans prendre en compte les coûts d'investissement d'une technologie spécifique. Les segments sont décrits plus en détail dans les pages suivantes.

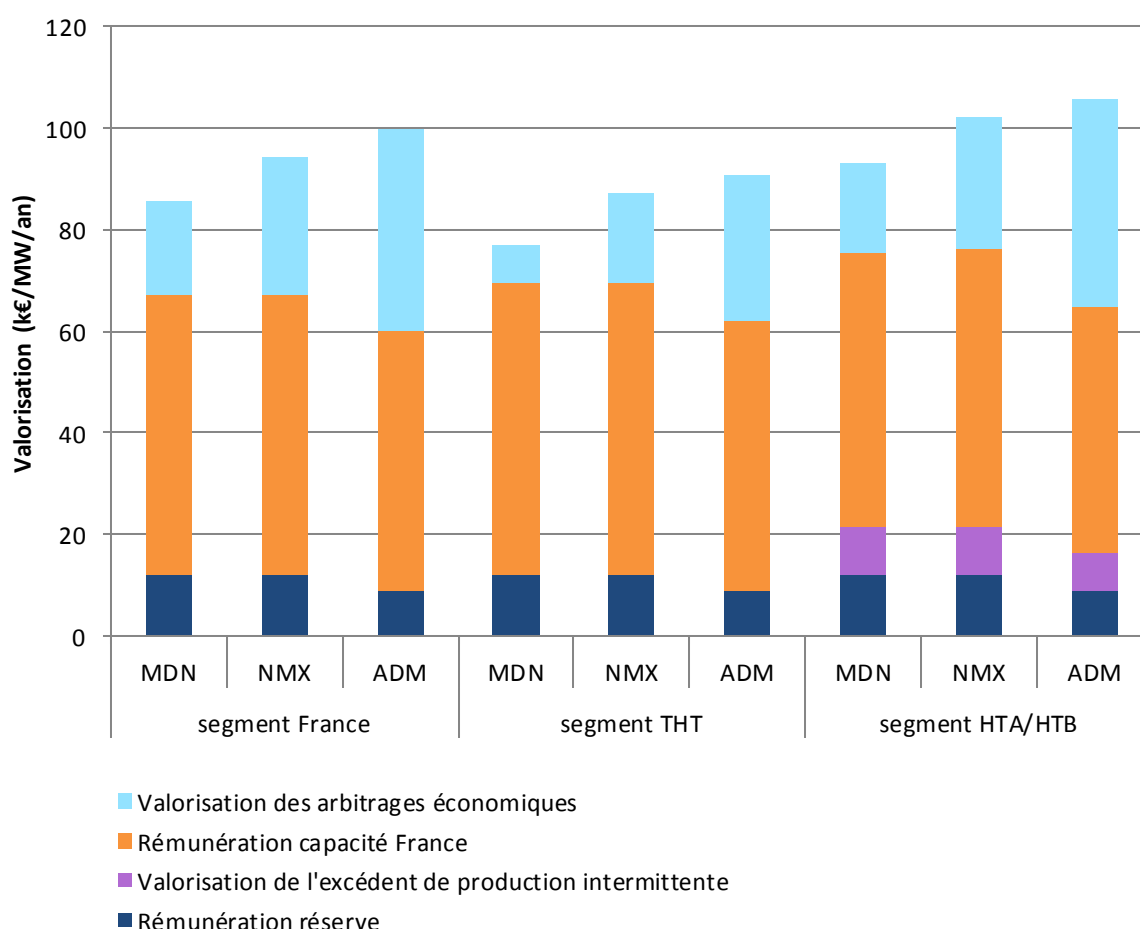


Figure 5 – Valorisation brute du stockage d'électricité (stockage de 5h et de rendement 80%), segments France, THT et HTA/HTB

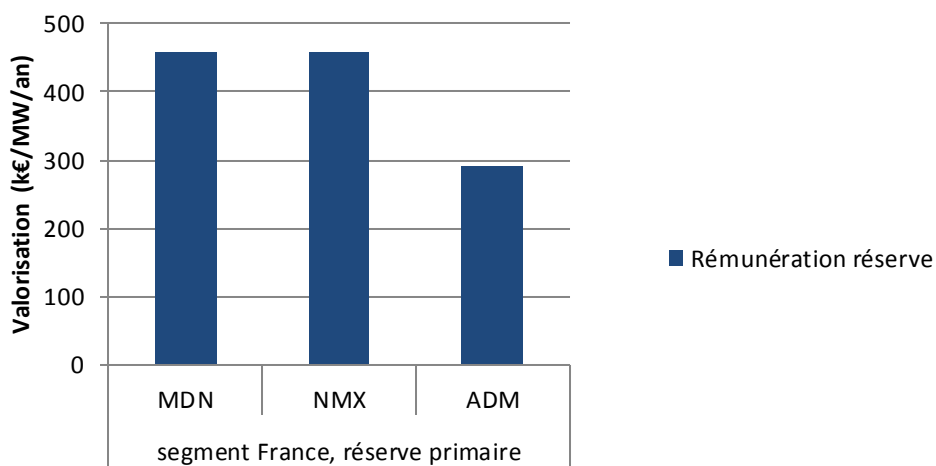


Figure 6 – Valorisation brute du stockage d'électricité segment France (stockage dédié à la réserve primaire)

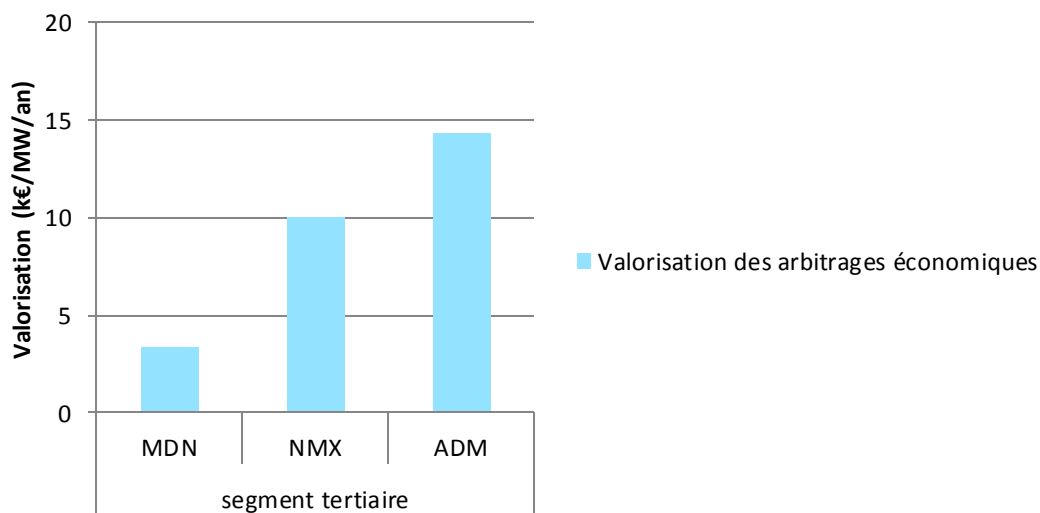


Figure 7 – Valorisation complémentaire d'un stockage d'électricité ASI, segment tertiaire (stockage de 4h et de rendement 80%)

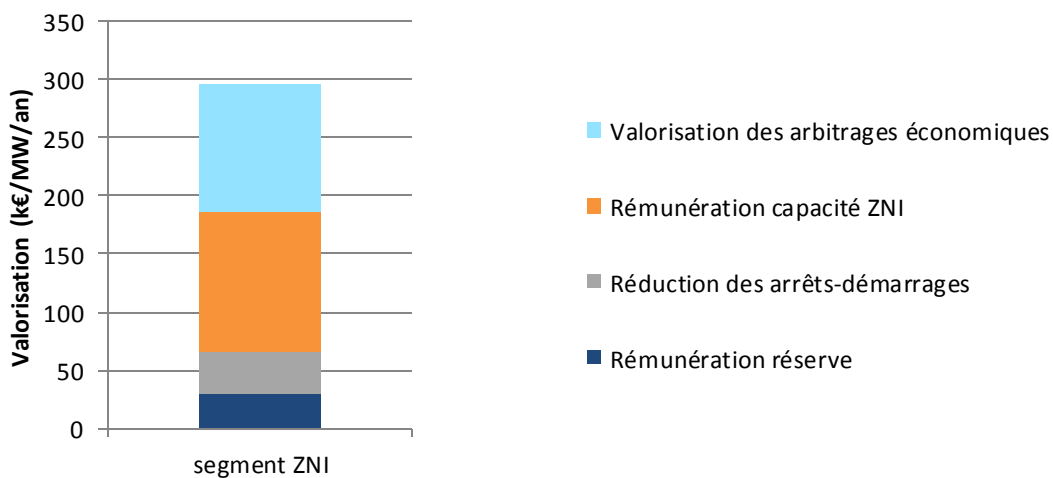


Figure 8 – Valorisation brute du stockage d'électricité segment ZNI (stockage de 5h et de rendement 70%)

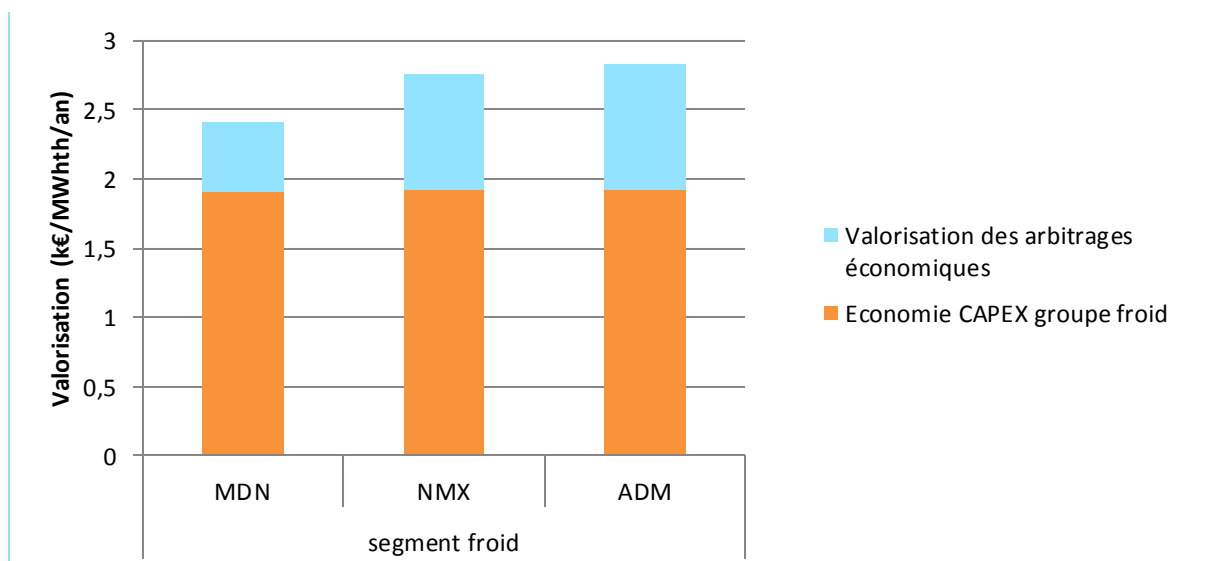


Figure 9 – Valorisation brute du stockage thermique, segment froid (stockage de 30MWh_{th}, taux de perte 1%/h)

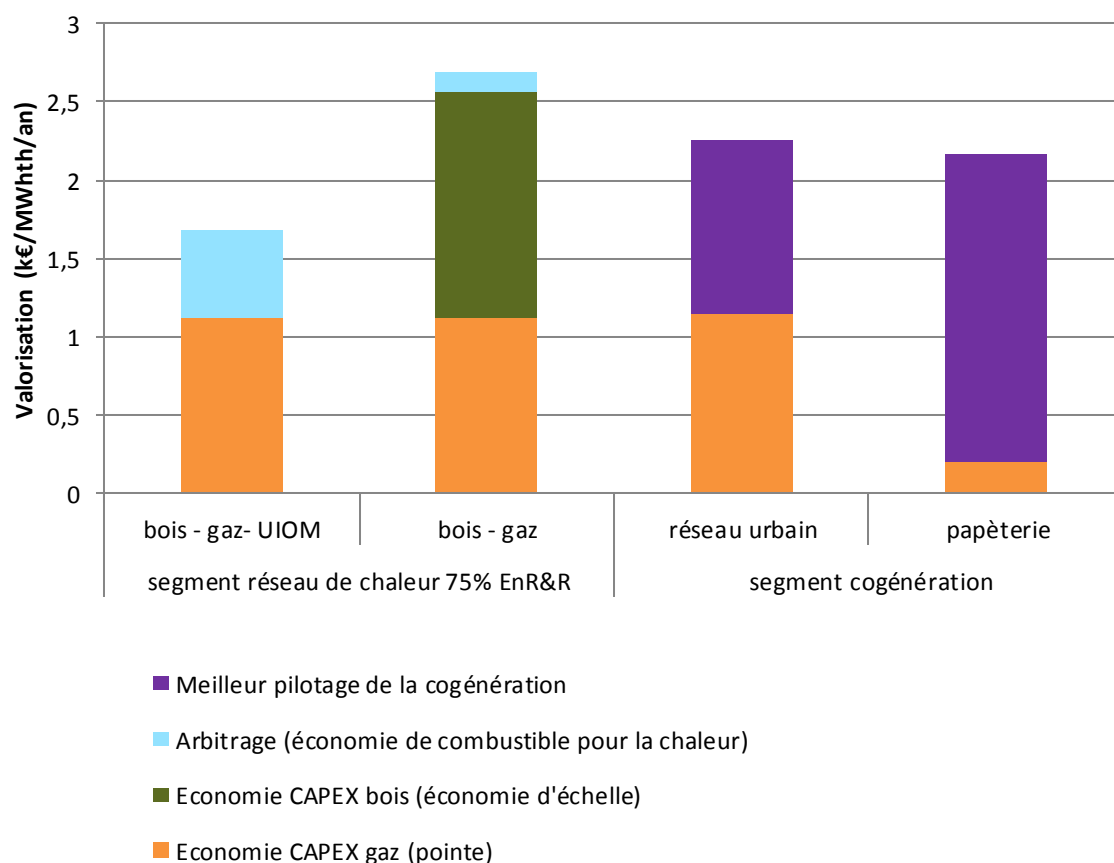


Figure 10 – Valorisation brute du stockage thermique, segments réseau de chaleur et cogénération (stockage de 50 MWh_{th}, taux de perte 0,1%/h)

Segment France (stockage d'électricité)

Description du segment : il s'agit du contexte France métropolitaine, en dehors de toute contrainte réseau. Une modélisation simplifiée des imports-exports a été réalisée. Les simulations sont réalisées sur 20 années de scénarios climatiques (température, production éolienne, production PV) et de disponibilité du parc nucléaire. Ce segment est utilisé pour évaluer le potentiel du stockage d'électricité de masse, mais également pour déterminer les valeurs d'arbitrage et d'assurance capacitaire des autres segments.

Services étudiés : garantie capacitaire, arbitrage, réglage de la fréquence (dans la limite de 12% de sa capacité)

Technologies étudiées : STEP, CAES, H₂, Pb-A, Li-ion, Na-S, Zn-Br.

Résultats de valorisation et gisement : pour les scénarios étudiés, le besoin de flexibilité correspond principalement à du transfert d'énergie sur plusieurs jours. Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) semblent ainsi un bon compromis entre des coûts d'investissement raisonnables, une bonne capacité de stockage d'électricité et la possibilité de cycliser régulièrement au cours de l'année afin de trouver une rentabilité suffisante (cf. Figure 11). Le gisement potentiel supplémentaire pour des STEP est évalué entre 1 GW et 1,5 GW à horizon 2030 en France, ces valeurs dépendant fortement des disponibilités de site et de l'évolution du mix de production. Les autres technologies étudiées ne sont pas rentables à horizon 2030, à moins d'une rupture technologique permettant une forte réduction des coûts.

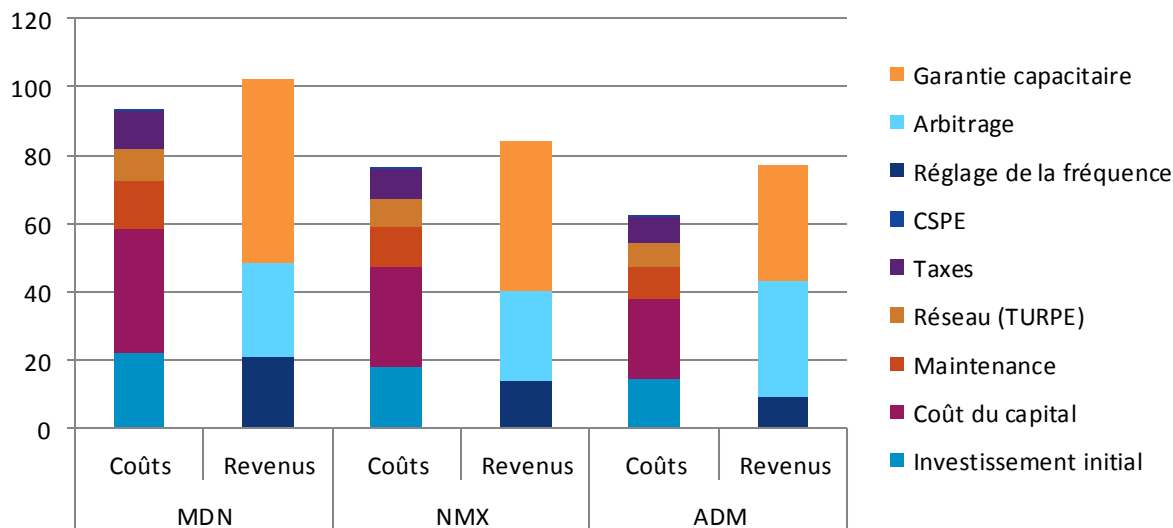


Figure 11 – Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'une STEP 24h de 800 MW (rendement 83%), en €/MWh déstocké (approche LCOS). Les différences de coût entre les scénarios s'expliquent par des cyclages différents. Par ailleurs, les revenus sont considérés nets d'achat d'électricité. Le taux d'actualisation utilisé dans l'étude est de 5,25 % hors inflation.

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : la modélisation des imports-exports a été calibrée sur les années 2010 à 2012 et tient compte du déploiement récent du PV en Allemagne. Si le déploiement de PV dans les pays de la plaque européenne se développe sans stockage d'électricité associé, des opportunités complémentaires pour du stockage d'électricité apparaîtront

en France. A l'inverse, si d'autres pays européens développent le stockage d'électricité sur leur territoire, celui-ci réduira le gisement français de stockage d'électricité.

En outre, le stockage d'électricité de masse est en concurrence avec le pilotage de la demande. Si le pilotage de la demande se renforce à horizon 2030, en France ou au sein des pays frontaliers, le gisement potentiel pour des STEP sera réduit.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : pour les STEP, en dehors de la valeur capacitaire à laquelle le mécanisme de capacité donnera accès, les évolutions du contexte réglementaire jouent à la marge. En effet, pour les systèmes massifs, la CSPE ne constitue pas un poste de coût important tant qu'elle reste plafonnée. L'impact de l'ensemble des autres taxes est plus important mais reste lui aussi limité. En revanche, les enjeux étant principalement dominés par l'investissement, accorder l'accès à des financements à taux préférentiel pourrait par exemple constituer un levier bien plus efficace pour permettre de rentabiliser le stockage de masse.

Segment France (stockage d'énergie utile)

Description du segment : le contexte est le même que pour le segment précédent (France métropolitaine, en dehors de toute contrainte réseau), mais nous étudions ici le stockage d'énergie utile (ballons d'eau chaude, batteries de véhicules électriques) pour déplacer la demande électrique, sans dégradation de la qualité de service (les batteries des VE doivent être rechargées le matin). Les valeurs d'assurance capacitaire ne sont pas prises en compte dans ce segment.

Services étudiés : arbitrage

Technologies étudiées en tant que consommateurs d'électricité : ballons d'eau chaude sanitaire chez les particuliers, batteries de véhicules électriques, « power to gas ».

Résultats de valorisation et gisement : piloter de façon dynamique la recharge du parc de ballons d'eau chaude chez les particuliers, afin de le faire coïncider avec les périodes de faible demande nette, permettrait une économie de 40 à 85 M€/an, pour un coût limité à la mise en place de systèmes de pilotage pertinents et/ou de modalités de régulation adaptées.

Piloter la recharge des véhicules électriques en fonction des coûts marginaux de production d'électricité permettrait d'éviter un coût additionnel de 100 à 300 M€/an qu'engendrerait une charge directe (charge au gré de l'utilisateur).

Pour les systèmes de « power to gas », comme l'illustrent les Figure 12 et Figure 13, les coûts d'investissement projetés pour 2030 conduisent à des coûts de gaz injecté entre 100 et 200 €/MWh_{PCI} selon la technologie et le scénario considérés. Ces coûts restent supérieurs à l'hypothèse retenue pour cette étude d'un prix du gaz de 30 €/MWh_{PCI} en 2030 (scénario World Energy Outlook de l'Agence Internationale de l'Énergie).

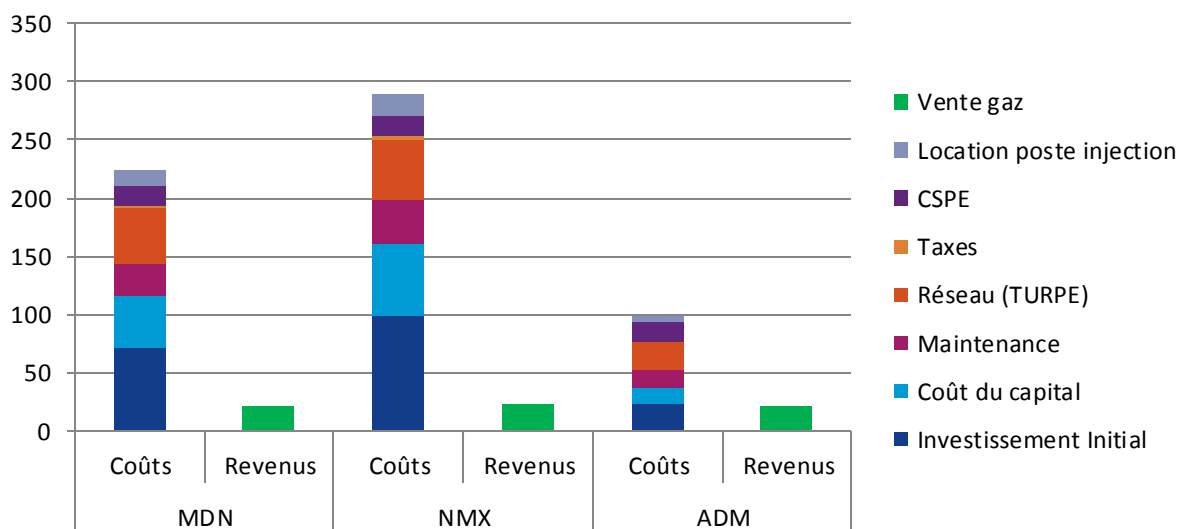


Figure 12 - Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un système PEM d'injection d'hydrogène de 10 MW_e, en €/MWh_{PCI} injecté (approche LCOS pour une hypothèse de valorisation du gaz de 30 €/MWh_{PCI})

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : le pilotage actuel heures pleines/heures creuses s'avère peu adapté aux contextes 2030 retenus. En effet, les heures creuses en 2030 devraient suivre les prévisions d'ensoleillement (du fait d'une production de PV importante). Un

pilotage dynamique en fonction des prévisions météo sera donc nécessaire pour capter une part importante des valeurs mentionnées précédemment.

Les travaux réalisés supposent que la totalité des chauffe-eau (17 millions d'appareils) ou des véhicules électriques (1 à 9 millions de véhicules, selon les scénarios étudiés) sont pilotés. Un pilotage partiel du parc permettrait cependant de capter une part importante de ces valorisations.

Le cas du « vehicle to grid » n'a pas été étudié.

En ce qui concerne le « power to gas », d'autres applications que l'injection dans le réseau de gaz, seule option considérée dans cette étude, pourraient probablement s'avérer à plus haute valeur ajoutée et donc plus rentables, par exemple un usage local de l'hydrogène ou du méthane de synthèse pour des applications de mobilité.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : Le développement du pilotage de la demande exigera de répercuter au consommateur final un signal prix prenant en compte la réalité et la diversité des coûts des systèmes électriques, chose que ne permet que très partiellement le tarif bleu. Il suppose tout du moins le développement de contrats par lesquels un opérateur (agrégateur) aura la latitude nécessaire pour piloter les systèmes consommateurs d'électricité, par exemple dans une logique de service : garantie de la charge des véhicules ou de disponibilité d'eau chaude. L'émergence de tels contrats devraient être facilitée par la création de mécanismes comme la nouvelle notification d'échange de blocs d'effacement, permettant de valoriser sur les marchés et non plus uniquement sur le mécanisme d'ajustement, ces quantités d'énergies déplacées.

En ce qui concerne le « power to gas », le développement de la filière sera vraisemblablement dépendant de la mise en place de mécanismes de soutien à horizon 2030, tarif d'achat par exemple, sur la même logique que pour l'injection de biométhane aujourd'hui. La Figure 13 montre par exemple que, dans le scénario ADEME, un tarif d'achat de 100 €/MWh_{PCI} couplé à une exemption de CSPE permettrait de rentabiliser la production d'hydrogène.

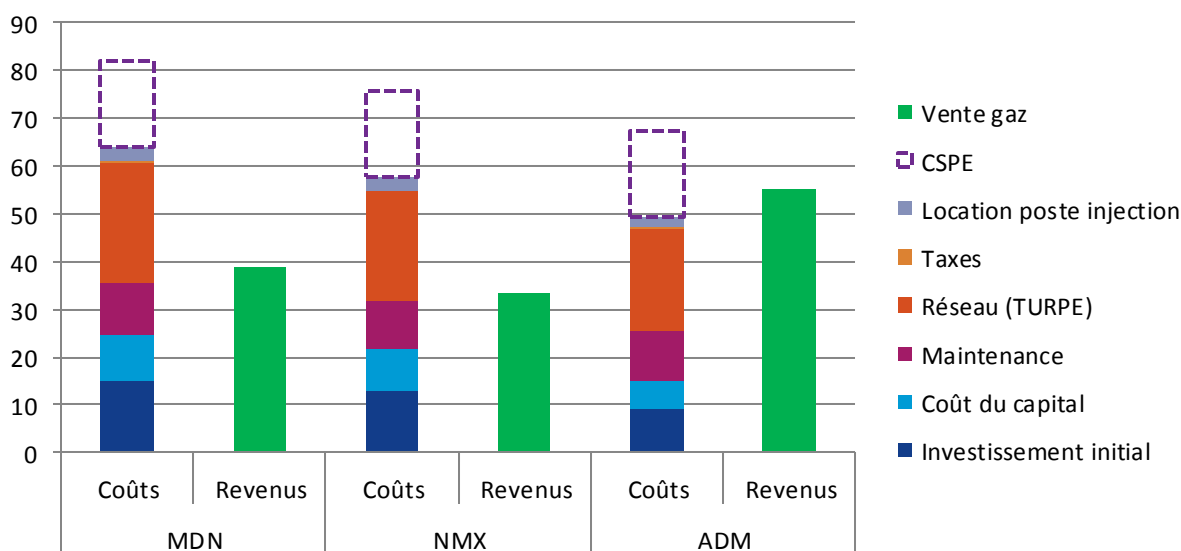


Figure 13 - Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un système PEM d'injection d'hydrogène de 10 MW_e, en €/MWh_{PCI} injecté (approche LCOS avec une hypothèse de valorisation du gaz de 100 €/MWh_{PCI}). Les revenus sont nets d'achat d'électricité.

Segment France, réserve primaire (stockage d'électricité)

Pour ce segment, seule une analyse de valorisation a été menée. Une étude complémentaire est nécessaire (avec une modélisation des appels de réserve à un pas de temps infra-horaire) pour évaluer les contraintes technologiques et coûts d'exploitation de stockages d'électricité dédiés à la réserve primaire. Les projections de coût à 2030 des volants à inertie et batteries, donnés à titre de comparaison, n'incluent que les coûts fixes (investissement et maintenance annuelle).

Description du segment : l'objet de ce segment est d'évaluer la valeur que pourrait dégager, pour les scénarios 2030 retenus, un stockage d'électricité très réactif dédié à la fourniture de réserve primaire, en métropole. Ce stockage est supposé disponible toute l'année et doit pouvoir répondre aux variations de fréquence à tout moment. La valeur d'un MW de stockage d'électricité dédié à la réserve a été calculée comme les économies générées pour la collectivité si le besoin de réserve tournante diminue d'un MW.

Services étudiés : réserve primaire

Technologies envisagées : volants d'inertie et batteries

Résultats de valorisation et gisement : l'étude montre qu'un stockage d'électricité dédié à la réserve primaire permettrait une économie pour la collectivité de 250 à 450 k€/MW/an installé. Cette valorisation est à comparer aux projections de coûts d'investissement à 2030 des volants d'inertie et des batteries, estimées (pour ½ heure de stockage) à 180 k€/MW/an pour des volants d'inertie (avec une hypothèse d'amortissement de 20 ans) et 80 k€/MW/an pour des batteries Li-Ion (avec une hypothèse d'amortissement de 10 ans). Le gisement serait de 600 MW en France (volume de réserve primaire).

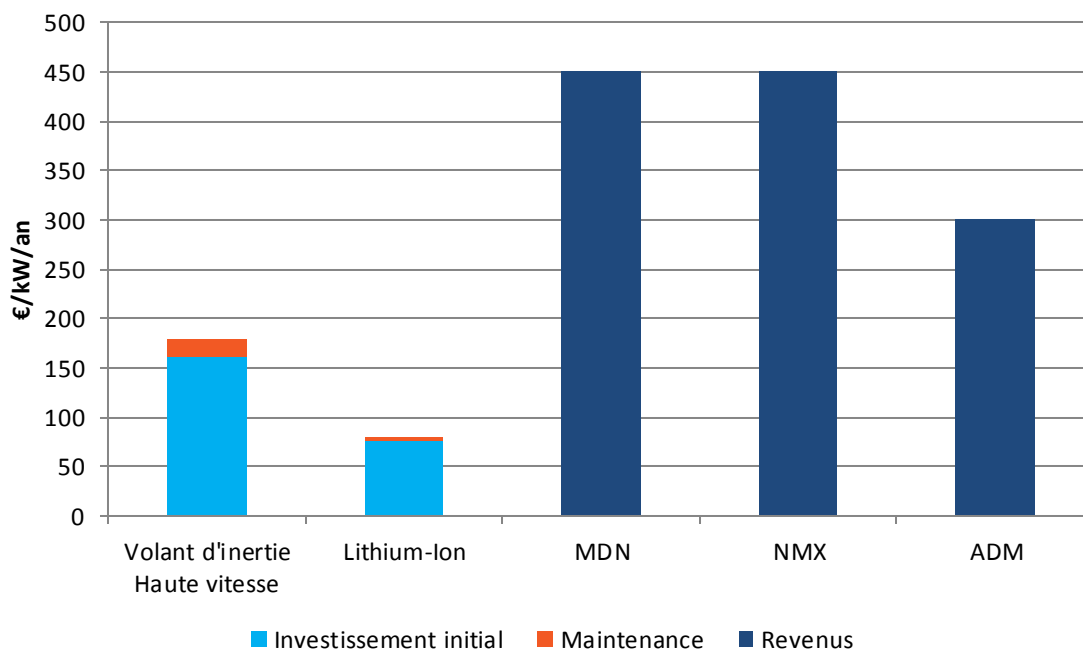


Figure 14 - Comparaison des revenus et des coûts fixes annuels d'un système de volant d'inertie en €/kW. Les coûts présentés n'incluent pas les coûts de recharge et de pertes énergétiques nécessaires pour garantir une bonne disponibilité du service de réserve primaire. Nous avons également supposé qu'une durée de décharge de ½ heure était suffisante pour fournir ce service.

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : pour les scénarios 2030 retenus, le coût de la réserve tournante est particulièrement élevé. En effet, pour un grand nombre d'heures dans l'année, la réserve tournante doit être fournie par des centrales nucléaires qui ne peuvent donc produire à leur puissance maximale ; cela induit un surcoût important pour la collectivité. Un stockage d'électricité très réactif peut contribuer à réduire ce surcoût. Ce phénomène est moins marqué pour les systèmes électriques de plus petite taille (îles).

L'aptitude de ces moyens de stockage (volants d'inertie ou batteries, dont le temps de décharge est très court) à assurer le réglage primaire nécessite que puisse être maintenue, à tout instant et en toutes circonstances, la quantité minimale d'énergie à fournir ou à absorber en réponse à un brusque déséquilibre entre production et consommation. Comme, dans les conditions réelles d'exploitation, la fréquence fluctue en permanence autour de sa valeur de consigne, ces moyens fourniront ou absorberont en permanence des puissances généralement faibles, mais qui, intégrées sur quelques heures, peuvent être suffisantes pour épuiser ou saturer la faible capacité de stockage. La quantification précise de ces effets, qui nécessite une modélisation des appels de réserve à un pas de temps infra-horaire, n'a pas été menée ici ; mais il paraît très vraisemblable qu'il sera nécessaire de procéder assez fréquemment à des ajustements en puissance pour restaurer des marges de fourniture ou d'absorption de puissance adéquates.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : L'exploitation de ce gisement demanderait une évolution réglementaire importante : aujourd'hui, seuls les systèmes en fonctionnement peuvent prétendre à la fourniture de réserve. Ici, la possibilité devrait être offerte à des systèmes dédiés de participer à la réserve, sans qu'ils soient appelés par ailleurs pour de la fourniture d'énergie.

Segment ZNI (stockage d'électricité)

Description du segment : le segment étudié est une zone insulaire (ou Zone Non Interconnectée). La puissance installée d'EnR intermittentes (principalement PV) représente 30% du mix de production. Les coûts variables de production d'électricité des centrales thermiques sont doublés pour tenir compte de la petite taille des centrales de production et des coûts d'importation élevés des combustibles fossiles.

Services étudiés : garantie capacitaire, arbitrage (dont diminution des coûts des démarrages des centrales thermiques), réglage de la fréquence (dans la limite de 12% de sa capacité)

Technologies étudiées : CAES de surface, Li-ion, Na-S

Résultats de valorisation et gisement: la valeur pour la collectivité du premier MW de stockage d'électricité est importante, de l'ordre de 300 k€/an pour un stockage de 5h. Le gisement reste faible toutefois en France. Il a été estimé entre 200 et 400 MW, mais il est évidemment plus important au niveau mondial (en considérant non seulement les îles mais également les régions dont le réseau électrique est peu ou pas interconnecté).

Les CAES de surface tout comme les batteries semblent bien adaptés pour ce contexte, avec des taux de rentabilité interne (TRI) supérieurs à 7% pour la plupart des technologies considérées (TRI de 17% pour le CAES, de 7% pour le Li-Ion, de 8% pour le Pb-A et le Zn-Br). Suivant les opportunités de site, les STEP marines pourraient également répondre aux enjeux des ZNI.

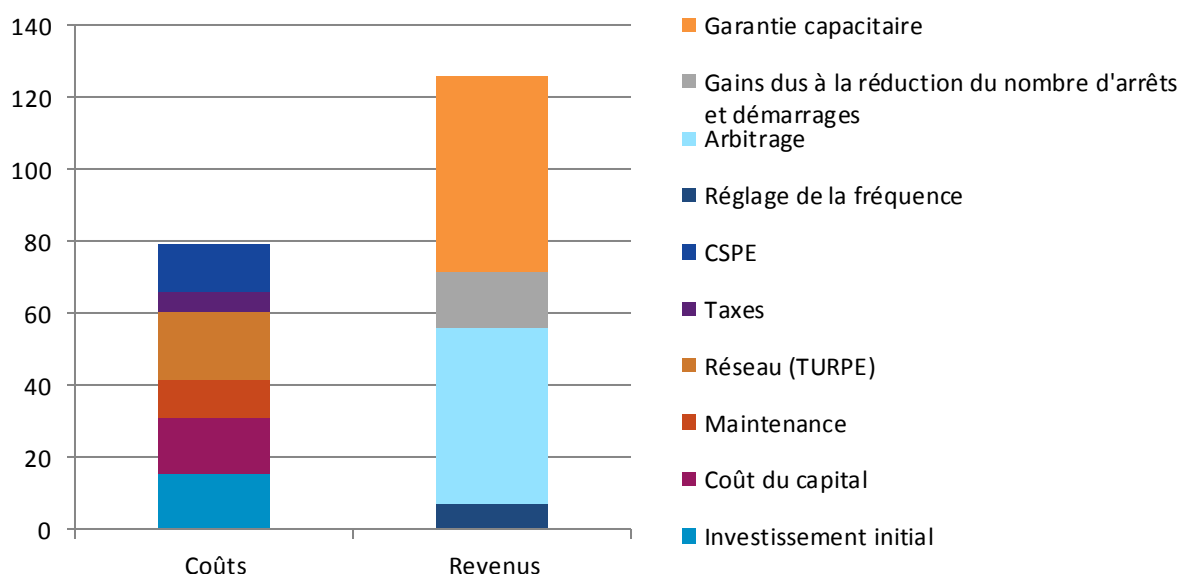


Figure 15 - Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un système CAES de surface de 20 MW et 7h (rendement de 65%), en €/MWh (approche LCOS)

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les fortes valorisations du stockage en ZNI sont liées au faible foisonnement de la consommation et de la production intermittente. Pour des pénétrations plus importantes d'énergie intermittente dans le mix de production local, les économies de combustible dues au stockage d'électricité seront encore renforcées. Par ailleurs, la valeur capacitaire du stockage d'électricité dépend très fortement de la courbe de charge et du mix

local de production, tout particulièrement pour des stockages de courte durée (par exemple batterie Li-Ion).

Aspects réglementaires et soutien à la filière : La réglementation en vigueur dans les ZNI incite désormais les opérateurs d'EnR intermittentes à l'installation de systèmes de stockage d'électricité couplés aux systèmes de production EnR.

Ce lissage de la production EnR conduit toutefois à un sous-optimum d'un point de vue de la collectivité, puisque les signaux utilisés pour le pilotage du stockage d'électricité ne correspondent que partiellement à la structure de coûts pour la collectivité. Les valorisations du stockage d'électricité présentées Figure 15 ne peuvent être pleinement captées que par le gestionnaire intégré et reposent sur l'optimisation du fonctionnement de l'ensemble du parc de production (optimisation des arrêts – démarrages par exemple).

Au-delà des dispositions en vigueur, et dans une logique de faire des ZNI un terrain d'expérimentation du stockage d'électricité, il semble donc pertinent pour la puissance publique de favoriser l'installation de dispositifs de stockage d'électricité opérés par le gestionnaire intégré, par exemple via un mécanisme d'appel d'offres. Une gestion intégrée des moyens de stockage éviterait en effet la mise en place de mécanismes de marché, superflus compte tenu de la taille des réseaux concernés.

Segment THT (stockage d'électricité)

Description du segment : le segment étudié est une région française fortement importatrice d'électricité et caractérisée par l'absence de centrales nucléaires. La part d'énergies renouvelables intermittentes (principalement éolienne) dans le mix local de production varie de 43% à 65% de la puissance installée. Une hypothèse selon laquelle les capacités de production locale et d'import d'électricité sont insuffisantes pour répondre à la demande électrique pendant 10 heures par an est retenue.

Services étudiés : arbitrage (segment France et économies locales de combustible), traitement de congestion et garantie capacitaire locale (réduction des défaillances).

Résultats de valorisation et gisement : pour les trois scénarios étudiés, un renforcement du réseau THT ou la construction locale de centrales thermiques sont les solutions les plus économiques. Si ces deux solutions ne sont pas possibles (pour des contraintes techniques ou d'acceptation sociétale), l'efficacité économique d'un déploiement de stockages d'électricité est à comparer à celle d'actions de maîtrise de la demande (non étudiées dans ce rapport).

La valorisation du stockage étant plus faible sur ce segment que sur le segment France, l'étude de cas dédiée n'a pas été menée sur ce segment.

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les résultats présentés sont fortement liés à la faible part, pour ce segment, de production de base. Lors des heures creuses, la demande électrique locale est servie en grande partie par les imports d'électricité (produite à partir de nucléaire, dont les coûts variables sont bien inférieurs aux centrales thermiques de la région étudiée). Cet import massif d'électricité sature la ligne THT. Un stockage local d'électricité ne peut donc plus se charger au coût marginal du nucléaire durant ces heures, et perd les opportunités d'arbitrage nucléaire-CCGT. Dans le cas d'une production locale d'électricité par des centrales nucléaires, la valeur de stockage d'électricité sera renforcée.

Segment HTA/HTB (stockage d'électricité)

Description du segment : il s'agit d'étudier l'intérêt de stockages d'électricité en appui au déploiement de production éolienne en zone rurale. Nous étudions le cas d'un poste source de 40 MW saturé à l'export jusqu'à 500 heures par an. Trois solutions ont été analysées et comparées : un renforcement du poste source, l'écrêtement de l'excédent de production éolienne et le stockage d'électricité.

Services étudiés : arbitrage (segment France), garantie capacitaire (segment France), traitement des congestions.

Technologies étudiées : H₂, Pb-A, Li-ion, Na-S, Zn-Br.

Résultats de valorisation et gisement : la solution la plus économique pour la collectivité est soit l'écrêtement de la production éolienne, soit le renforcement réseau (à partir de 200 h de production éolienne écrêtée), en fonction de la puissance éolienne installée et des caractéristiques du réseau. Pour les différents cas étudiés, le stockage d'électricité n'est pas rentable : la prime liée au traitement de la congestion ne suffit pas à compenser les surcoûts technologiques liés à la petite taille du stockage.

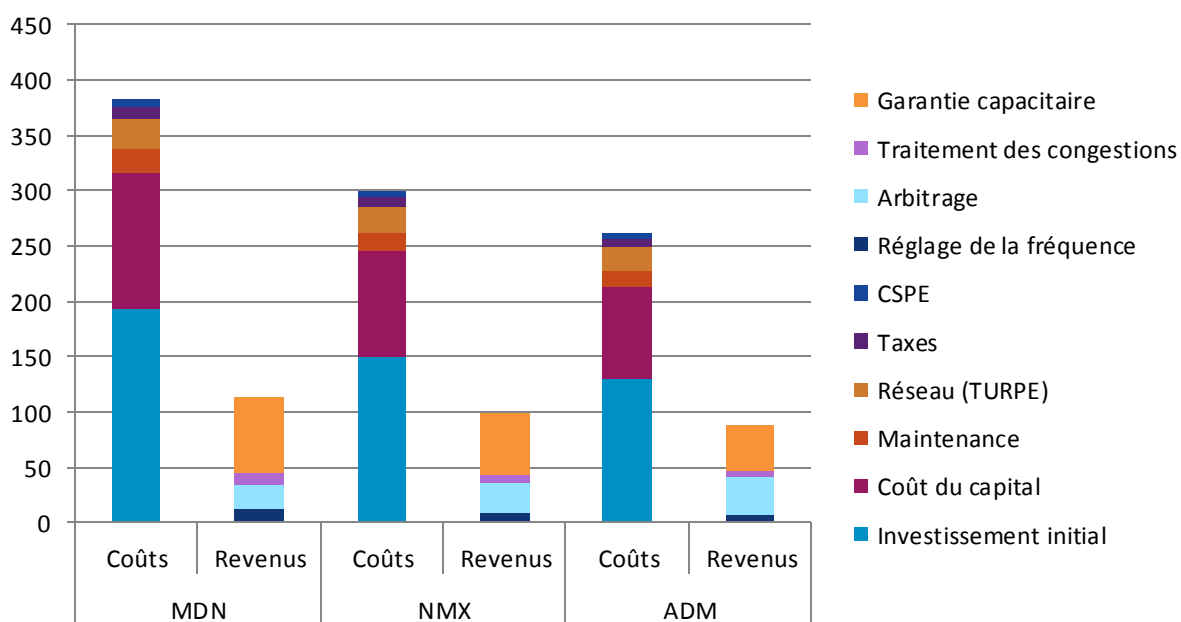


Figure 16 – Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'une batterie Li-Ion 4h de 5 MW (rendement de 85%), en €/MWh déstocké (approche LCOS)

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les travaux réalisés reposent sur des calculs d'équilibre offre-demande à une maille horaire. Les services de réglage de tension et de contrôle de la stabilité du réseau local n'ont pas été étudiés pour ce segment. Ces services sont potentiellement créateurs de valeur.

Si les aspects réseaux sont particulièrement difficiles à généraliser, l'étude de ce cas ainsi que les analyses de sensibilité menées montrent toutefois que le stockage décentralisé comme appui au déploiement de production éolienne en zone rurale ne fournira pas un débouché en soi à la filière stockage d'électricité.

Les cas étudiés supposent une production éolienne rémunérée au prix de marché pour le développeur éolien. L'application des tarifs d'achat à l'électricité stockée donnerait une valeur supplémentaire au stockage, sans pour autant rentabiliser les installations.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : dans les cas modélisés, la solution la plus économique est soit l'écêtement, soit un renforcement réseau. Des évolutions réglementaires permettant d'arbitrer entre ces deux solutions contribueraient à minimiser le surcoût lié à l'intégration des EnR dans le réseau.

Segment BT (stockage d'électricité)

Description du segment : ce segment étudie l'opportunité de stockages d'électricité distribués dans des zones pavillonnaires avec forte production PV. Deux contextes sont étudiés. Le premier étudie l'intérêt du stockage d'électricité pour diminuer l'utilisation du réseau et améliorer l'autoconsommation. Pour le second contexte, le stockage d'électricité participe au réglage de tension.

Services étudiés : arbitrage (segment France), garantie capacitaire (segment France), traitement des congestions, réglage de tension.

Résultats de valorisation et gisement : le stockage d'électricité distribué fait apparaître de nouvelles valeurs (diminution ou report des coûts d'investissement réseau). Cependant, ces nouveaux services se font au détriment des services d'arbitrage et d'assurance capacitaire. La résultante montre qu'en dehors de situations spécifiques (coûts de développement du réseau local très élevés ou volonté locale très forte d'augmenter l'autoconsommation), le stockage d'électricité distribué n'est pas rentable face à des solutions d'écêtement ou de renforcement du réseau.

Pour des coûts réseaux comparables à la péréquation tarifaire en vigueur, les valorisations sont trop faibles pour assurer la rentabilité du système de stockage ; l'étude de cas dédiée n'a donc pas été menée.

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les résultats présentés ne remettent aucunement en cause l'intérêt de l'autoconsommation (produire de l'électricité à l'endroit où elle est consommée), mais s'intéresse au potentiel du stockage d'électricité pour augmenter cette autoconsommation.

Par ailleurs, pour des courbes de charge très variables, un stockage d'électricité avec une durée de décharge suffisante pourrait diminuer les coûts réseaux, dans la limite de 75 €/an par kW de pointe évité (en cumulant les coûts BT, HTA et HTB). Cette valeur étant très spécifique au profil de charge, elle n'a pas été étudiée dans ce rapport. Enfin, l'utilisation de batteries de véhicules électriques en seconde vie pour ce segment n'a pas été étudiée.

Segment tertiaire (stockage d'électricité)

Description du segment : ce segment vise à étudier les opportunités d'arbitrage pour un stockage électrique de secours (service d'Alimentation Sans Interruption). De nombreux sites tertiaires (hôpitaux, centres télécoms...) doivent être équipés de stockages d'électricité, permettant de couvrir leur consommation, en cas de coupure temporaire de la connexion avec le réseau. Ce marché est principalement couvert par des batteries plomb, technologie mature et bon marché. L'objet de ce segment est d'évaluer l'intérêt économique, pour un site tertiaire avec une production locale de PV, d'utiliser son système de stockage d'électricité pour réaliser des arbitrages face aux marchés, tout en maintenant le service d'ASI (Alimentation Sans Interruption).

Services étudiés : arbitrage (segment France), garantie capacitaire (segment France), continuité d'alimentation

Technologies étudiées : Pb-A, Li-Ion, Zn-Br.

Résultats de valorisation et gisement : L'utilisation pour de l'arbitrage d'un système ASI de batteries Pb-A existant permet à un site tertiaire de dégager une valeur susceptible de s'élever à 10 €/kW/an (dans le cas du scénario ADEME). Cette rentabilité peut être augmentée par l'investissement dans un dispositif de batteries à circulation (Zn-Br), moins onéreux en 2030 compte tenu de l'usage qui est fait du système de stockage d'électricité. En revanche, les systèmes Li-Ion nécessitent un surinvestissement initial trop important, non rentabilisé par le faible cyclage propre au segment.

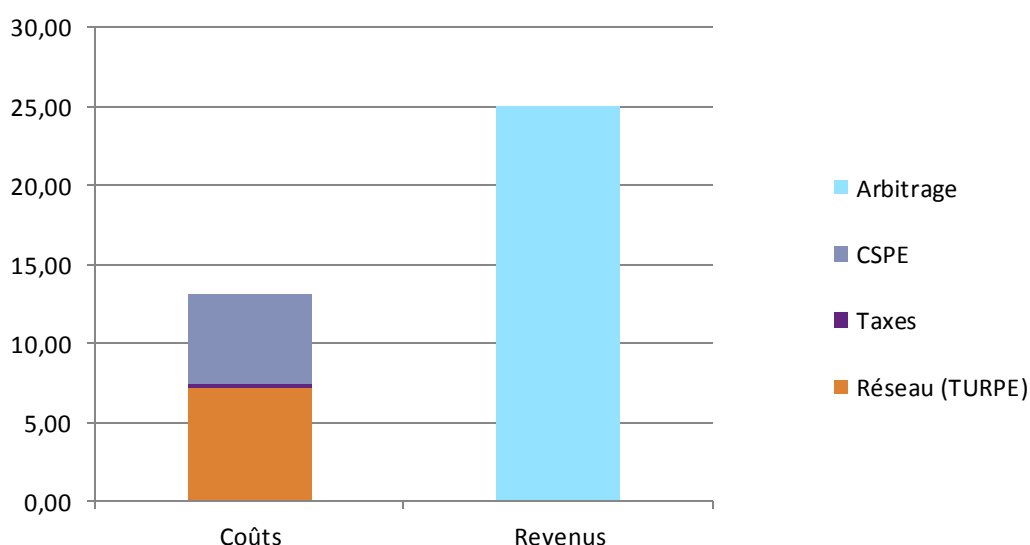


Figure 17 - Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie pour un système ASI cyclant (Pb-A, 800 kW, 4h utiles, 73% de rendement, scénario NMX), approche LCOS.

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : Cette étude n'est valable que pour les sites ayant déjà opté pour des systèmes ASI et avec une production EnR sur site importante. Ce segment ne représente donc pas de potentiel supplémentaire significatif pour le stockage d'électricité, mais permet un accès à coût réduit au service ASI, grâce à ces arbitrages.

Par ailleurs, la capacité du stockage d'électricité à réaliser des arbitrages tout en maintenant son service ASI dépend fortement de la courbe de demande et de production électrique locale. De même, pour certains sites tertiaires spécifiques avec une courbe de consommation très variable,

l'utilisation d'un stockage d'électricité pouvant cycliser peut permettre de diminuer la pointe de consommation et donc les coûts d'infrastructure réseau. Le surplus collectivité associé est évalué à 55 €/an par kW de pointe évité (en cumulant les coûts HTA et HTB).

Aspects réglementaires et soutien à la filière : les arbitrages réalisés dans ce cas reposent sur des mécanismes de marché existants (mécanisme d'ajustement et marché spot) ou émergent (NEBEF). Le dimensionnement des installations (environ 1 MW) conduira cependant le gestionnaire du site tertiaire à déléguer, à un agrégateur ou à son fournisseur d'électricité, la gestion de ces arbitrages, pour des contraintes à la fois techniques et économiques.

Segment froid (stockage de froid)

Description du segment : le segment étudié est un consommateur tertiaire de grande taille (immeuble de bureaux) avec un réseau interne de froid, produit localement à partir d'électricité. Un stockage de froid permet de lisser la demande, pour diminuer les besoins de puissance installée des groupes froid. Il permet également de déplacer la consommation électrique des groupes froid.

Services étudiés : économies de capacités de production de froid, diminution des coûts de fourniture électrique (arbitrages et assurance capacitaire, segment France)

Technologies étudiées : stockage de glace

Résultats de valorisation et gisement: A horizon 2030, avec le déploiement de la filière PV, les périodes de demande de climatisation coïncident avec les périodes de faibles coûts de production électrique. Le stockage de froid n'est pas rentable pour le cas étudié.

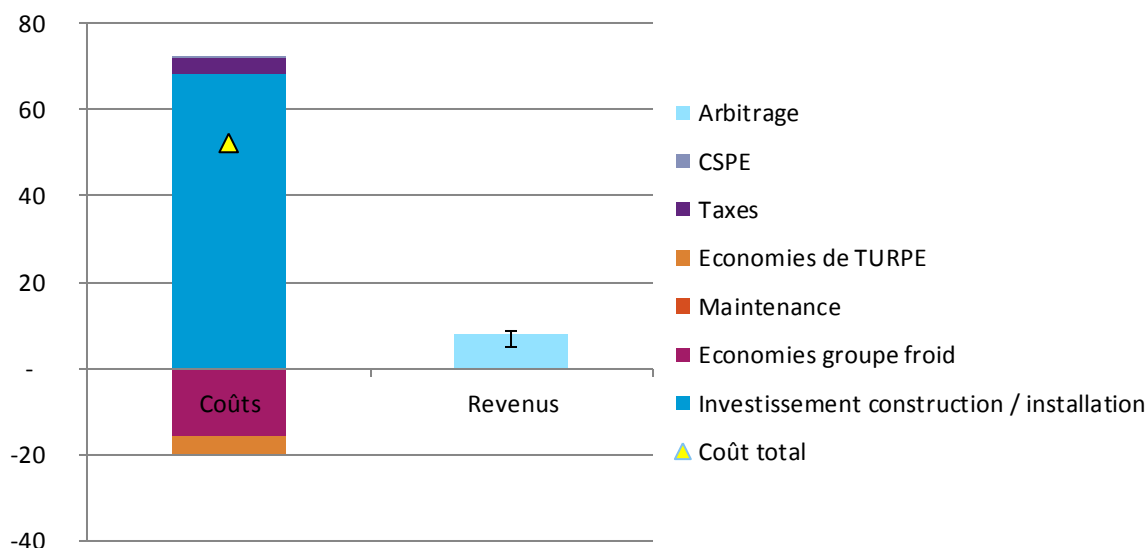


Figure 18 – Comparaison des revenus (pour les scénarios MDN, NMX et ADM) et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un stockage de glace de 30 MWh_{thr} en €/MWh_{th} déstocké (approche LCOS)

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les investissements de capacités de production de froid évités grâce au stockage de froid, ainsi que les opportunités pour déplacer la demande électrique dépendent très fortement de la courbe de demande de froid. Certains consommateurs tertiaires peuvent donc présenter des profils de charge plus avantageux.

Par ailleurs, dans un contexte de réseau urbain de froid, le stockage de froid peut également fournir des services pour réduire les congestions du réseau. Ce service n'a pas été étudié ici.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : Pour les cas où l'installation d'un stockage de froid s'avère rentable, le gisement de valeur ne sera accessible que dans le cas où le consommateur est soumis à un signal prix prenant en compte la structure de coûts de production et de réseau du système électrique français. La fin des tarifs régulés prévue pour les industriels en 2015 et la création du mécanisme de notification d'échange de blocs d'effacement vont dans ce sens.

Segment réseau de chaleur (stockage de chaleur)

Description du segment : l'objet de ce segment est d'évaluer le potentiel de stockage de chaleur pour un réseau de chaleur urbain. Pour cela, différents mix de production de chaleur ont été étudiés : production fatale (usines d'incinération d'ordures ménagères ou solaire thermique), chaudières bois et chaudières gaz pour la pointe. Pour tous ces mix, un objectif de 75 % d'EnR&R a été fixé.

Services étudiés : garantie capacitaire, arbitrage⁶, lissage et façonnage de production⁷

Technologies étudiées : stockage d'eau chaude à pression atmosphérique, stockage d'eau chaude sous pression

Résultats de valorisation et gisement : dans un contexte de création ou d'extension de réseau, le stockage de chaleur peut permettre de diminuer les coûts d'investissement du parc de production de chaleur. En lissant les pointes de demande, il permet de diminuer les capacités nécessaires en pointe. Il introduit également une flexibilité complémentaire sur l'équilibre offre-demande ce qui permet d'éviter de multiplier le nombre de générateurs et ainsi diminuer les coûts d'investissement grâce aux économies d'échelle. En dehors de contextes avec un excédent important de production de chaleur fatale, les économies de combustibles sont secondaires.

Le gisement à horizon 2030 est estimé entre 5 et 10 GWh_{th}, suffisants pour soutenir les déploiements de réseau de chaleur prévus en France à horizon 2030.

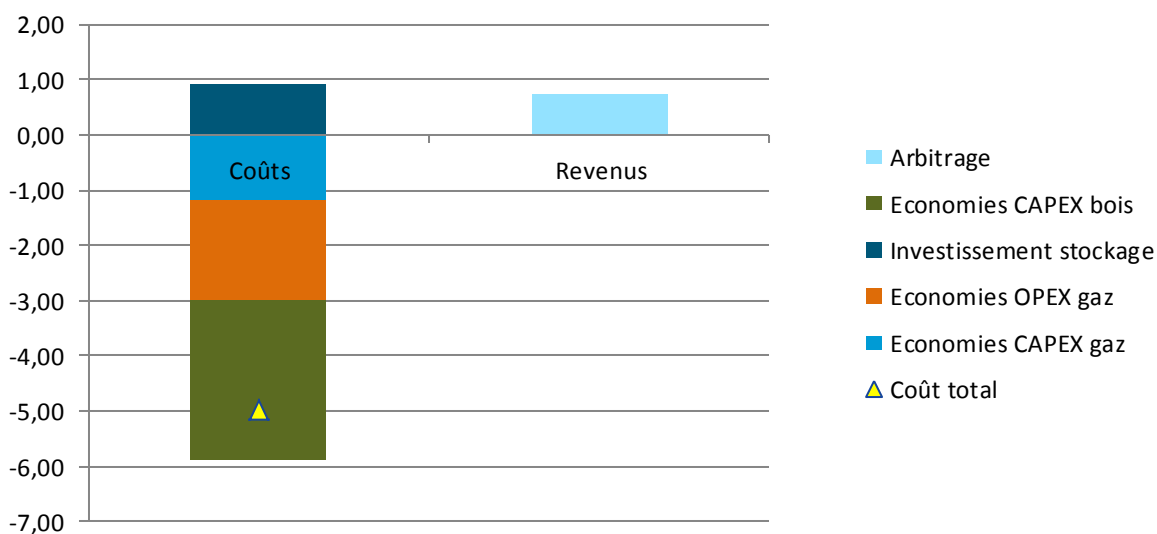


Figure 19 – Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un stockage d'eau pressurisé de 70 MWh_{th} sur un réseau 75% biomasse de 200 GWh_{th}/an, en €/MWh_{th} déstocké (approche LCOS)

⁶ Dont valorisation d'énergie fatale excédentaire

⁷ Le stockage de chaleur permet d'adapter (façonner) la production des centrales biomasse durant l'été pouvant amener des économies d'investissement.

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les coûts d'investissement évités grâce au stockage de chaleur dépendent fortement de la courbe de charge, du coût du foncier mobilisé et de la situation initiale en termes de capacité de pointe existante dans le cas d'une extension de réseau de chaleur. Pour un profil plat de demande (par exemple pour une papèterie), les économies seront fortement réduites.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : il serait nécessaire de faire évoluer la réglementation, afin de qualifier définitivement le statut renouvelable de l'énergie thermique renouvelable stockée.

Segment cogénération (stockage de chaleur)

Description du segment : ce segment est une variante du segment précédent. Il étudie le couplage d'un stockage de chaleur avec une unité de cogénération. Deux contextes ont été étudiés : une papèterie et un réseau de chaleur urbain. La production de base est assurée par une chaudière bois qui fournit 55% de la production de chaleur. Une unité de cogénération au gaz et une chaudière d'appoint gaz fournissent le complément. Le PES (économie d'énergie primaire) a été fixé à 10%. La production d'électricité par la cogénération est valorisée au coût marginal national de production d'électricité (pas de tarif d'achat).

Services étudiés : économies de capacité de production de pointe, meilleur pilotage de la cogénération (arbitrages et assurance capacitaire pour le réseau électrique français, segment France)

Technologies étudiées : stockage d'eau chaude à pression atmosphérique, stockage d'eau chaude sous pression

Résultats de valorisation et gisement : le couplage stockage de chaleur et centrale à cogénération est particulièrement intéressant, car il permet de piloter la cogénération en fonction des prix de l'électricité, indépendamment de la demande de chaleur : lorsque les débouchés thermiques ne sont pas suffisants, la chaleur générée est stockée pour une utilisation ultérieure. Le stockage de chaleur permet également d'optimiser le régime de fonctionnement de la cogénération en réduisant le nombre de cycles courts.

Les valeurs présentées (hors économies de capacité de production de pointe) sont valables pour des réseaux existants comme pour des créations de réseau.

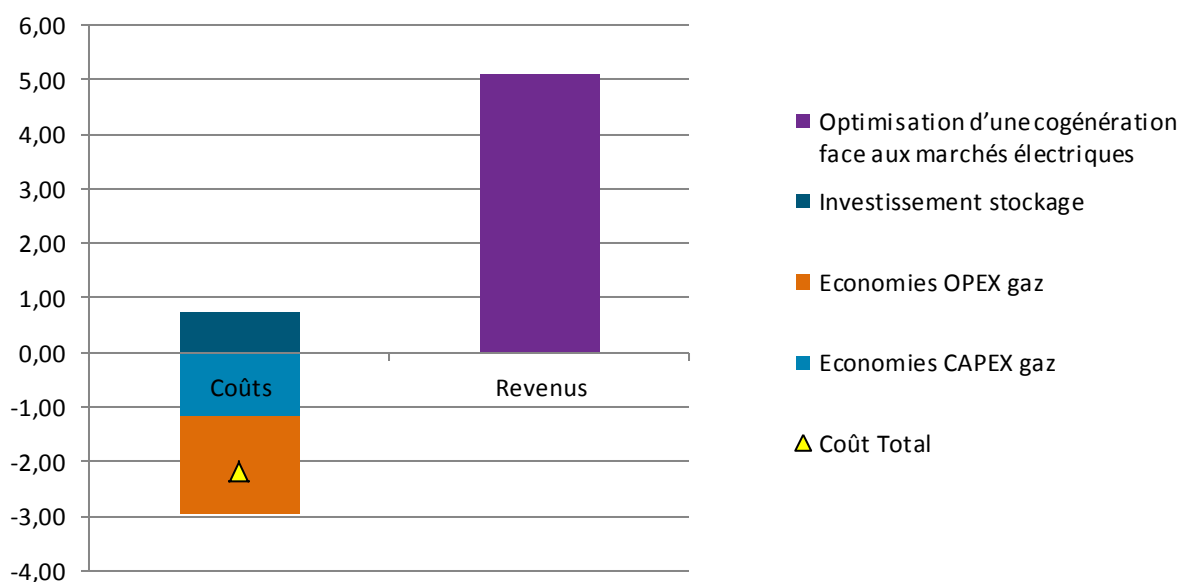


Figure 20 - Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un stockage d'eau pressurisé sur un réseau 55% biomasse de 200 GWh_{th}, en €/MWh_{th} déstocké (approche LCOS)

Périmètre d'application des résultats et mise en perspective : les résultats présentés ne sont pas applicables si la cogénération bénéficie d'un tarif d'achat⁸. En effet, la valorisation du service « meilleur pilotage de la cogénération » dépend fortement des variations infra-journalières du prix de vente de l'électricité produite par la cogénération.

Aspects réglementaires et soutien à la filière : avec la sortie des tarifs d'achat pour les cogénérations de plus de 12 MW électriques, des projets de couplage stockage de chaleur & cogénération peuvent être montés à court terme.

⁸ Aujourd'hui les installations de moins de 12 MW bénéficient encore d'un tarif d'achat. Le parc français de cogénérations de plus de 12 MW (2,5 GW installés) est exploité en logique de marché (marché capacitaire et arbitrage).