

# Étude sur le potentiel du stockage d'énergies

Rapport d'étude



## 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.



## TABLE DES MATIERES

Avant-propos .....	2
Auteurs .....	3
Table des matières .....	4
Synthèse de l'étude.....	10
Lexique .....	38
<b>1 Orientations : évaluation du surplus pour la collectivité .....</b>	<b>41</b>
1.1 Une approche en deux temps : calcul du surplus global puis découpage entre acteurs .....	42
1.2 Des scénarios de parc énergétique fixés .....	43
1.3 Une modélisation multi-énergie pour le stockage en énergie finale.....	43
1.4 Simuler l'équilibre entre l'offre et la demande au pas horaire .....	43
1.5 Séparer la valeur intrinsèque du stockage d'énergies pour le système et le choix des technologies .....	44
1.6 Approche par segments.....	44
1.7 Projection des coûts par technologie.....	46
1.8 Etudes de cas.....	46
1.9 Calcul du gisement.....	46
<b>2 Les services fournis par le stockage d'énergie .....</b>	<b>48</b>
2.1 Services fournis au système électrique .....	50
2.1.1 Arbitrage.....	50
2.1.2 Garantie capacitaire .....	52
2.1.3 Services système.....	53
2.1.4 Soutien au réseau .....	57
2.1.5 Service consommateur.....	58
2.2 Services fournis au système thermique.....	60
2.2.1 Arbitrage.....	60
2.2.2 Garantie capacitaire .....	63
2.2.3 Soutien au réseau .....	64
2.3 Synthèse et possibilités de valorisation des services .....	65

2.3.1	Caractéristiques techniques requises pour fournir les services.....	65
2.3.2	Chaines d'acteurs concernés (bénéficiaires et opérateurs).....	66
2.3.3	Possibilités de valorisation des services.....	68
2.4	Services et segments.....	71
<b>3</b>	<b>Scénarios et hypothèses de modélisation .....</b>	<b>72</b>
3.1	Des scénarios de parc électrique contrastés par une pénétration d'EnR plus ou moins forte 72	
3.2	Une modélisation du parc de production électrique français par filière .....	74
3.2.1	Filière nucléaire .....	76
3.2.2	Thermique centralisé.....	77
3.2.3	Thermique décentralisé (hors biomasse) .....	77
3.2.4	Thermique renouvelable (Biomasse) .....	77
3.2.5	Centrales hydroélectriques à réservoir (lacs, éclusées) .....	78
3.2.6	Fil de l'eau.....	78
3.2.7	Stations de transfert d'énergie par pompage .....	78
3.2.8	Eolien.....	78
3.2.9	Solaire Photovoltaïque .....	78
3.2.10	Imports/exports.....	79
3.3	Demande d'énergie électrique nationale .....	80
3.4	Une modélisation plus fine du parc de production lorsque nécessaire .....	81
3.4.1	Segment ZNI .....	81
3.4.2	Segments réseau de chaleur.....	82
3.5	Modélisation des différentes contraintes réseau.....	82
3.6	Modélisation de la réserve.....	83
3.7	Valeur capacitaire.....	84
<b>4</b>	<b>Principaux résultats de valorisation pour la collectivité .....</b>	<b>86</b>
4.1	Valorisation du stockage d'électricité hors contraintes réseau .....	86
4.1.1	Segment France .....	86
4.1.2	Segment ZNI : contexte insulaire hors contraintes réseau.....	102
4.2	Valorisation avec prise en compte des contraintes réseau .....	109
4.2.1	Segment THT (très haute tension) .....	109
4.2.2	Segment HTA/HTB (haute tension niveau A et B) .....	115

4.2.3	Segment tertiaire .....	122
4.2.4	Segment BT (basse tension) : zone pavillonnaire avec forte production PV .....	125
4.3	Valorisation du stockage thermique .....	130
4.3.1	Segment réseau de chaleur.....	130
4.3.2	Segment cogénération .....	136
4.3.3	Segment froid.....	142
4.4	Autre stockage d'énergie finale.....	144
4.4.1	Pilotage de l'eau chaude sanitaire.....	145
4.4.2	Pilotage de la recharge de véhicules électriques .....	146
4.5	Synthèse des valeurs .....	148
<b>5</b>	<b>Les technologies de stockage d'énergies .....</b>	<b>150</b>
5.1	Caractérisation des technologies de stockage .....	150
5.1.1	Stockage gravitaire.....	151
5.1.2	Stockage thermodynamique .....	155
5.1.3	Stockage électrochimique.....	161
5.1.4	Stockage électrochimique à circulation.....	167
5.1.5	Stockage électrostatique .....	169
5.1.6	Stockage inertiel .....	170
5.1.7	Power to gas.....	172
5.1.8	Stockage thermique latent.....	174
5.1.9	Stockage thermique sensible .....	176
5.1.10	Stockage thermique thermochimique .....	179
5.2	Synthèse comparative des technologies .....	180
5.2.1	Stockage d'électricité .....	180
5.2.2	Power To Gas.....	186
5.2.3	Stockage thermique .....	187
<b>6</b>	<b>Études de cas : modèles d'affaires et potentiels de déploiement</b>	<b>189</b>
6.1	Introduction.....	189
6.2	Précisions méthodologiques .....	189
6.2.1	Coûts des projets .....	189

6.2.2	Rentabilité des projets.....	192
6.2.3	Potentiel de déploiement.....	192
6.2.4	Coûts cibles des technologies.....	193
6.2.5	Approches de modélisation .....	193
6.3	Stockage massif d'électricité en France métropolitaine.....	195
6.3.1	Contexte.....	195
6.3.2	Coûts des projets .....	196
6.3.3	Rentabilité des projets.....	197
6.3.4	Analyse de sensibilité .....	197
6.3.5	Potentiel de déploiement en France.....	199
6.3.6	Coûts cibles des technologies.....	199
6.3.7	Conclusions .....	200
6.4	Stockage d'électricité en Zone Non Interconnectée.....	201
6.4.1	Contexte.....	201
6.4.2	Coûts des projets .....	202
6.4.3	Rentabilité des projets.....	202
6.4.4	Analyse de sensibilité .....	203
6.4.5	Potentiel de déploiement.....	203
6.4.6	Conclusions .....	204
6.5	Le stockage d'électricité décentralisé comme réponse aux congestions des réseaux électriques.....	205
6.5.1	Contexte.....	205
6.5.2	Coûts des projets .....	206
6.5.3	Rentabilité des projets et coût cibles.....	207
6.5.4	Analyse de sensibilité .....	208
6.5.5	Conclusions .....	209
6.6	Valorisation d'un stockage d'électricité destiné à l'ASI.....	210
6.6.1	Coût des projets.....	211
6.6.2	Rentabilité des projets et coûts cibles .....	211
6.6.3	Analyse de sensibilité .....	212
6.6.4	Conclusions .....	212
6.7	Injection dans le réseau de gaz d'hydrogène ou méthane produits à partir d'électricité... 213	

6.7.1	Contexte.....	213
6.7.2	Coûts des projets .....	213
6.7.3	Condition de rentabilité des projets .....	214
6.7.4	Analyse de sensibilité .....	215
6.7.5	Conclusions .....	216
6.8	Stockage thermique sur un réseau de chaleur.....	217
6.8.1	Contexte.....	217
6.8.2	Coûts des projets .....	218
6.8.3	Rentabilité des projets.....	219
6.8.4	Analyse de sensibilité .....	220
6.8.5	Effet d'échelle.....	221
6.8.6	Potentiel de déploiement.....	221
6.8.7	Conclusions .....	222
6.9	Stockage de froid .....	223
6.9.1	Contexte.....	223
6.9.2	Coûts des projets .....	223
6.9.3	Rentabilité des projets et coûts cibles des technologies.....	223
6.9.4	Analyse de sensibilité .....	224
6.9.5	Conclusions .....	224
6.10	Maitrise de la demande diffuse (eau chaude sanitaire).....	225
6.10.1	Coûts des projets .....	225
6.10.2	Rentabilité des projets.....	226
6.10.3	Conclusions .....	226
6.11	Stockage d'électricité dédiée à la réserve.....	227
6.11.1	Coûts et rentabilité des projets.....	227
6.11.2	Conclusions .....	228
6.12	Conclusions des études de cas .....	229
<b>7</b>	<b>Implications pour l'emploi.....</b>	<b>231</b>
7.1	Méthodologie : du potentiel du stockage aux emplois.....	231
7.2	Emplois liés au marché national du stockage d'énergies .....	231
7.3	Emplois liés à la constitution d'une filière de stockage d'électricité exportatrice .....	232
7.3.1	Hypothèses de déploiement.....	232

---

7.3.2	Emplois liés au développement d'une filière exportatrice .....	233
	<b>Bibliographie .....</b>	<b>234</b>

## SYNTHESE DE L'ÉTUDE

### 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.

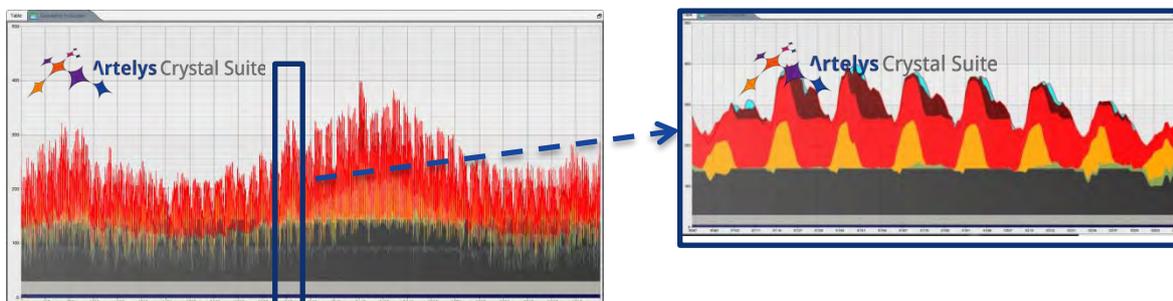


Figure 1 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas horaire (segment zone insulaire). Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (à gauche : horizon annuel, à droite : zoom sur une semaine)

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 bénéfiques 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.

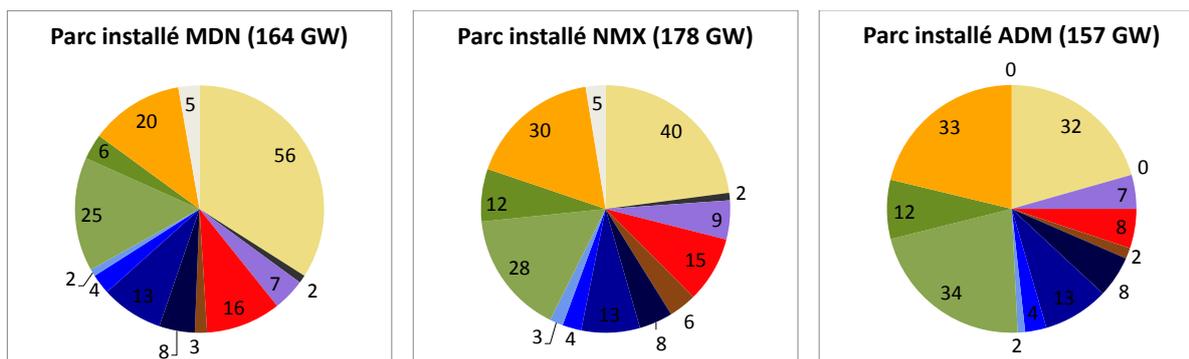


Figure 2 – Puissance installée par filière (en GW), pour chaque scénario 2030 étudié (MDN=scénario RTE Médian, NMX=scénario RTE Nouveau Mix, ADM=scénario ADEME). Chacun de ces trois scénarios permet d'assurer l'équilibre offre-demande à un pas de temps horaire.

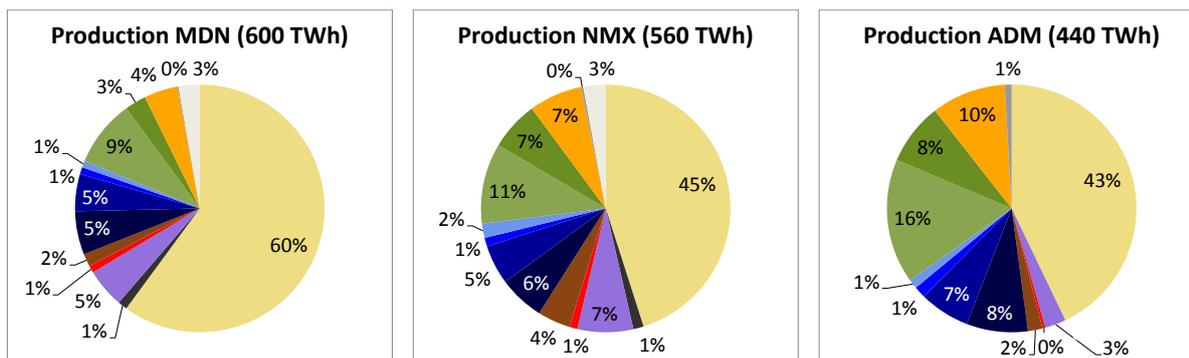


Figure 3 – Part de la production nationale d'électricité évaluée par l'outil pour chaque filière et pour chaque scénario 2030 étudié (MDN=scénario RTE Médian, NMX=scénario RTE Nouveau Mix, ADM= scénario ADEME)

## 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.

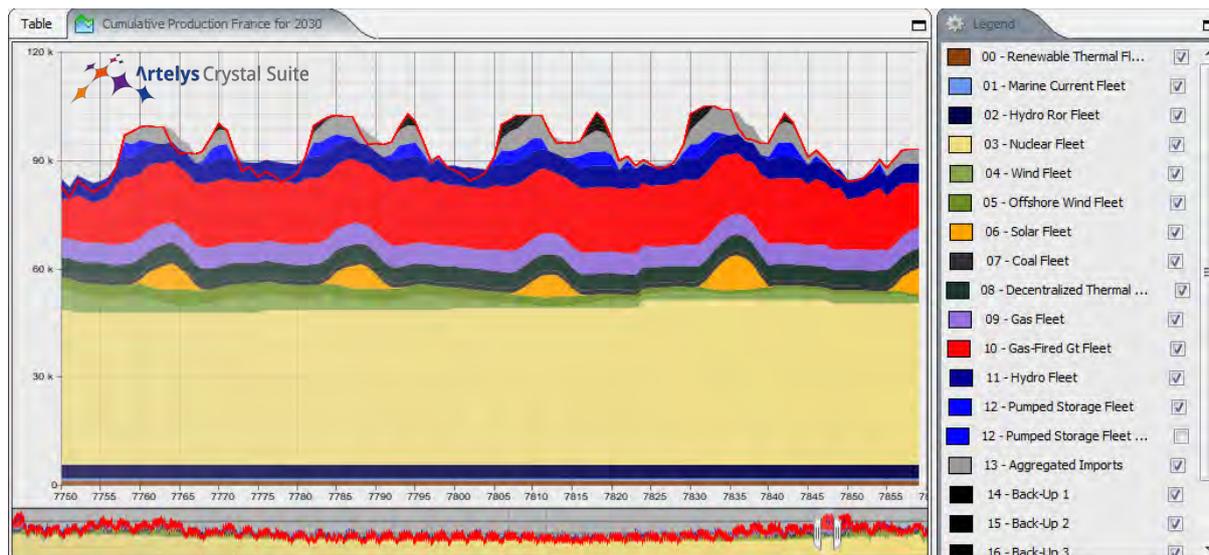


Figure 4 – Exemple de situation (4 jours de très grand froid et sans vent, segment France) où un stockage d'électricité de 5h pourrait permettre de réduire les défaillances (les défaillances sont en noir et la demande électrique en trait rouge). Pour un déploiement important de stockage d'électricité 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 flexibilité<sup>1</sup>. 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),

<sup>1</sup> 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 plein<sup>2</sup>.

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 GW<sup>3</sup> 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'écrêtement 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 particuliers<sup>4</sup>, 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)<sup>5</sup>. Des modifications réglementaires seraient nécessaires pour permettre la participation exclusive d'un système de stockage d'électricité à la réserve.

---

<sup>2</sup> 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 %).

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

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

<sup>5</sup> 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<sub>th</sub> 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.

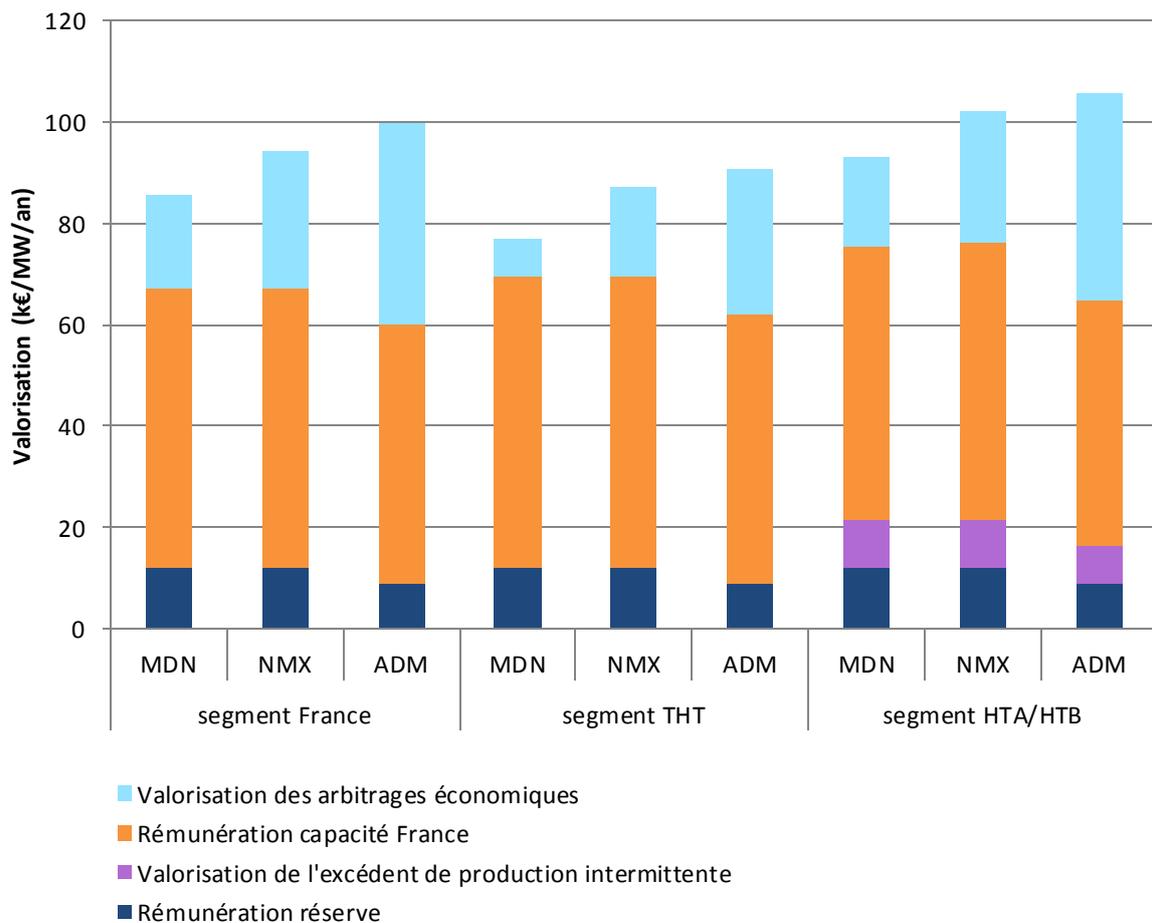


Figure 5 – Valorisation brute du stockage d'électricité (stockage de 5h et de rendement 80%), segments France, THT et HTA/HTB

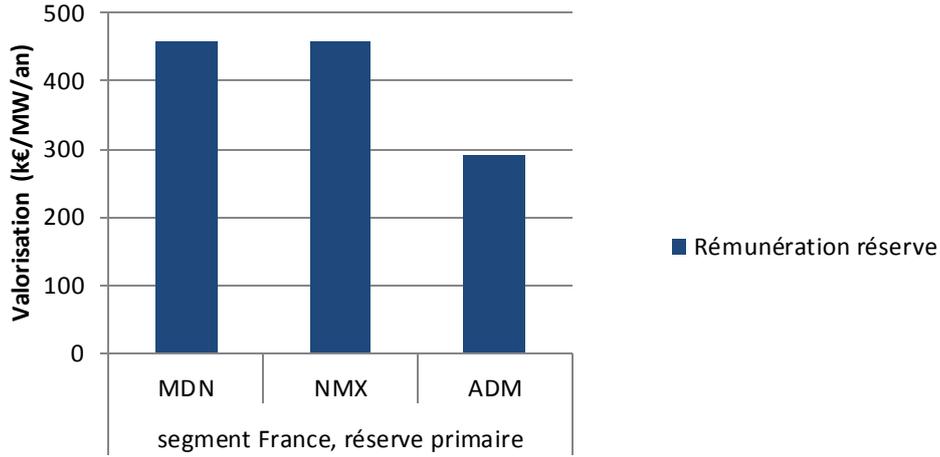


Figure 6 – Valorisation brute du stockage d'électricité segment France (stockage dédié à la réserve primaire)

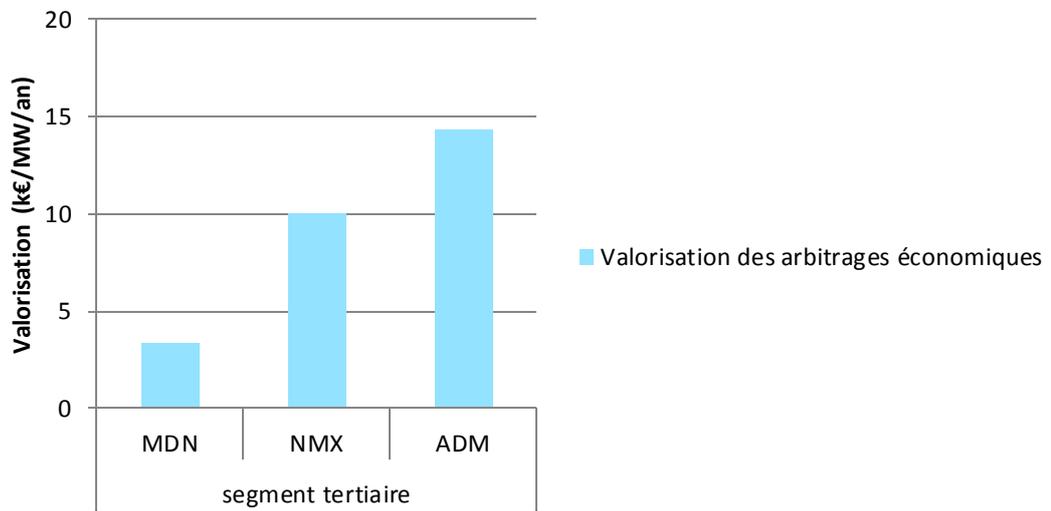


Figure 7 – Valorisation complémentaire d'un stockage d'électricité ASI, segment tertiaire (stockage de 4h et de rendement 80%)

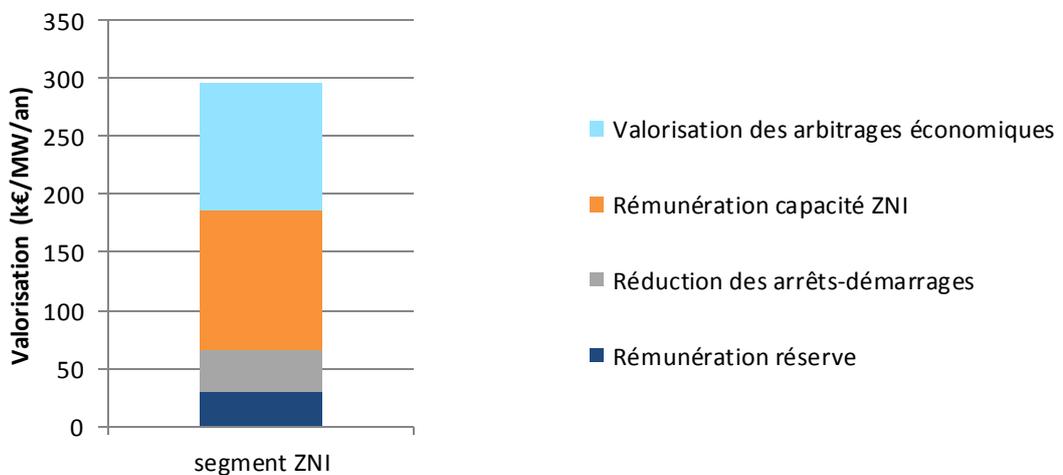


Figure 8 – Valorisation brute du stockage d'électricité segment ZNI (stockage de 5h et de rendement 70%)

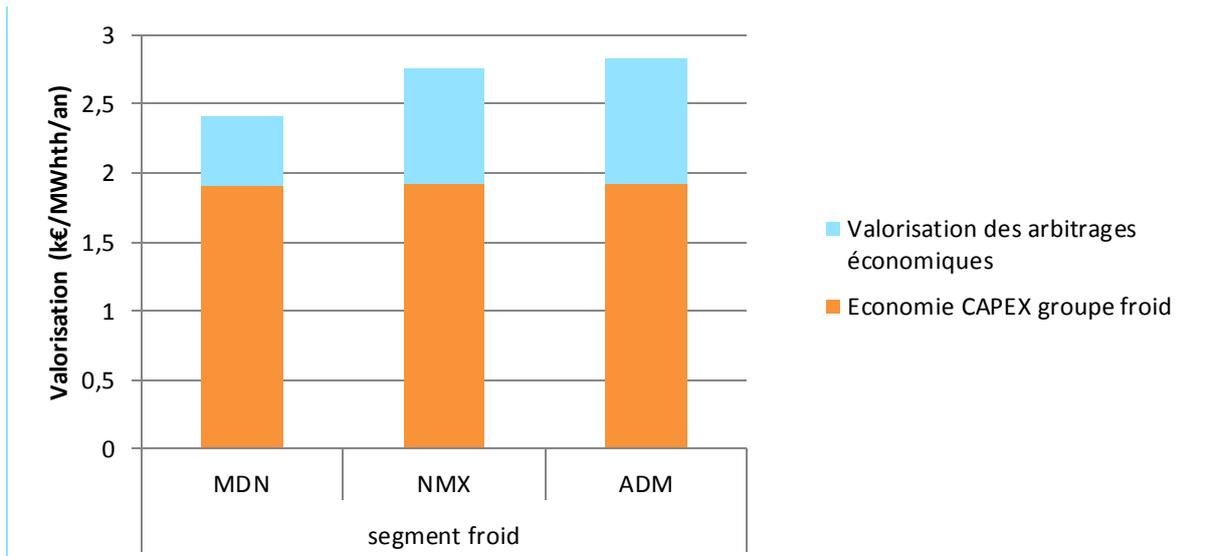


Figure 9 – Valorisation brute du stockage thermique, segment froid (stockage de 30MWh<sub>th</sub>, taux de perte 1%/h)

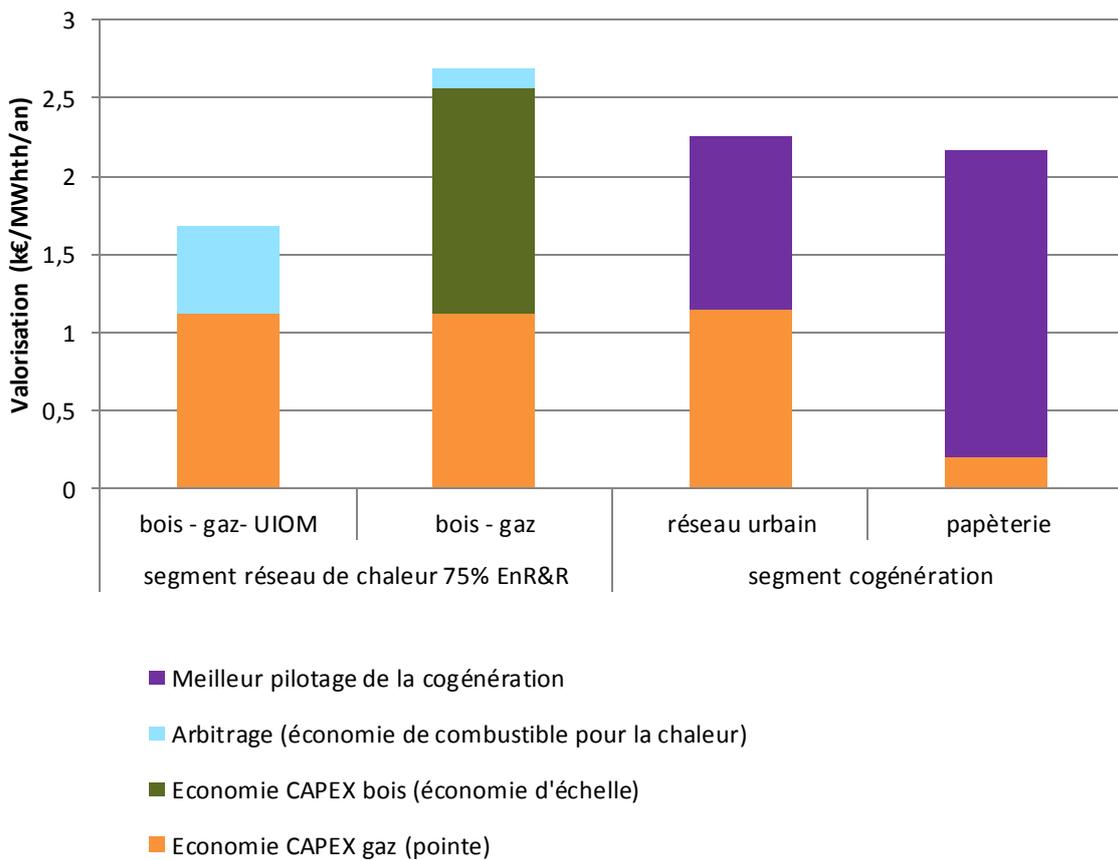


Figure 10 – Valorisation brute du stockage thermique, segments réseau de chaleur et cogénération (stockage de 50 MWh<sub>th</sub>, taux de perte 0,1%/h)

## 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, H<sub>2</sub>, 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 cycler 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.

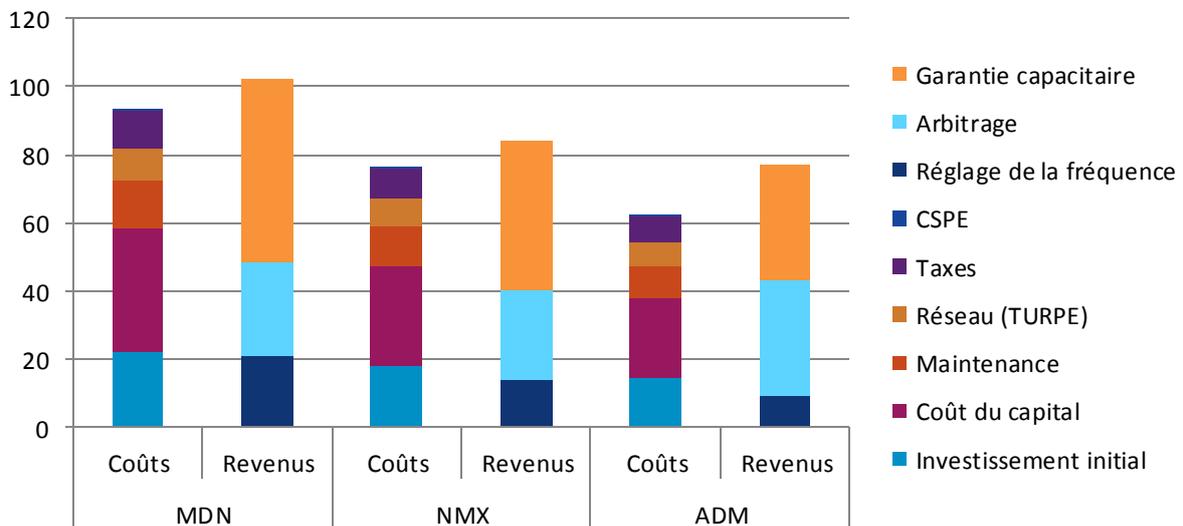


Figure 11 – Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'une STEP 24h de 800 MW (rendement 83%), en €/MWh déstocké (approche LCOS). Les différences de coût entre les scénarios s'expliquent par des cyclages différents. Par ailleurs, 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<sub>PCI</sub> 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<sub>PCI</sub> en 2030 (scénario World Energy Outlook de l'Agence Internationale de l'Énergie).

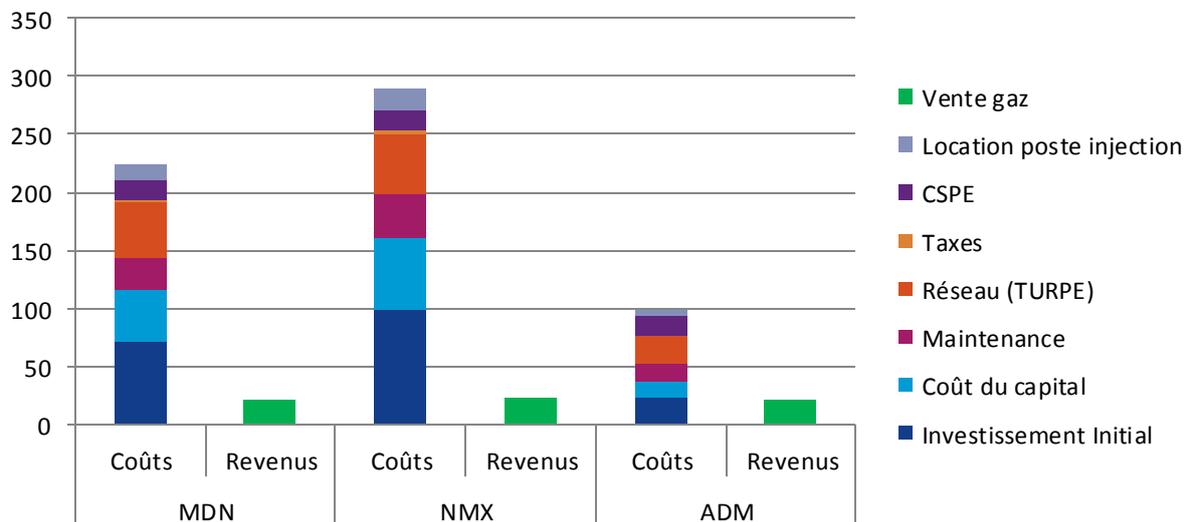


Figure 12 - Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un système PEM d'injection d'hydrogène de 10 MW<sub>e</sub>, en €/MWh<sub>PCI</sub> injecté (approche LCOS pour une hypothèse de valorisation du gaz de 30 €/MWh<sub>PCI</sub>)

**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<sub>PCI</sub> couplé à une exemption de CSPE permettrait de rentabiliser la production d'hydrogène.

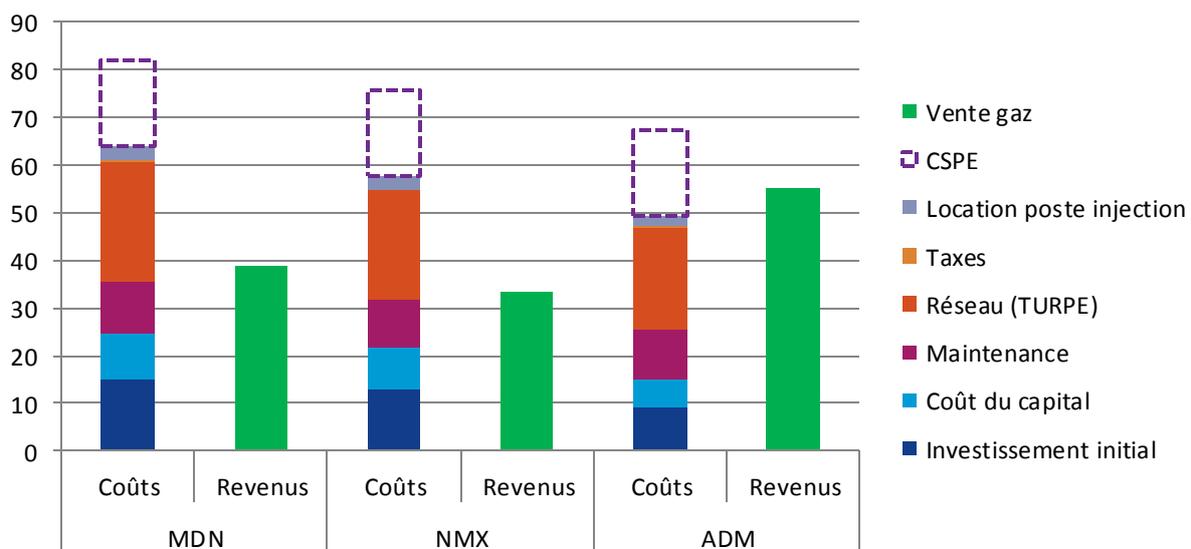


Figure 13 - Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un système PEM d'injection d'hydrogène de 10 MW<sub>e</sub>, en €/MWh<sub>PCI</sub> injecté (approche LCOS avec une hypothèse de valorisation du gaz de 100 €/MWh<sub>PCI</sub>). 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).

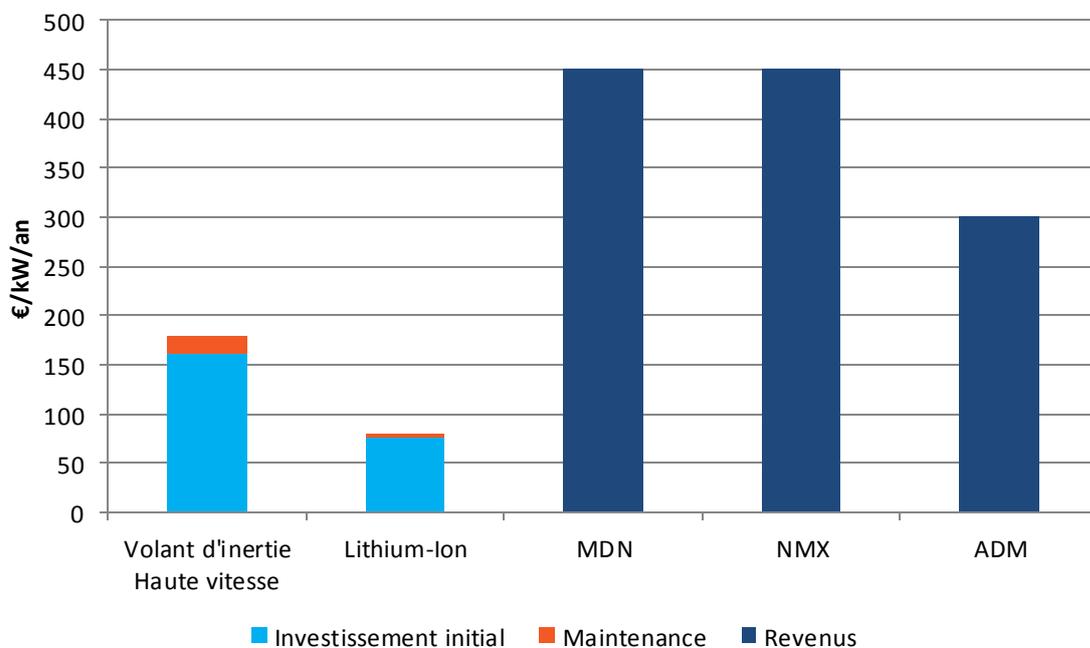


Figure 14 - Comparaison des revenus et des coûts fixes annuels d'un système de volant d'inertie en €/kW. Les coûts présentés n'incluent pas les coûts de recharge et de pertes énergétiques nécessaires pour garantir une bonne disponibilité du service de réserve primaire. Nous avons également supposé qu'une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

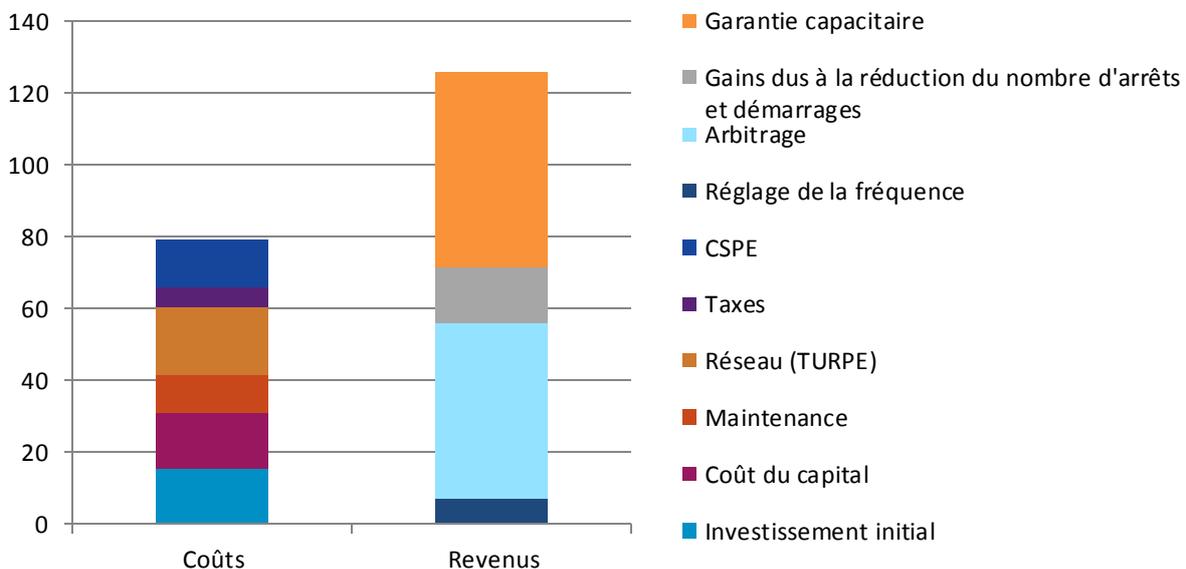


Figure 15 - Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un système CAES de surface de 20 MW et 7h (rendement de 65%), en €/MWh (approche LCOS)

**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 :** H<sub>2</sub>, 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.

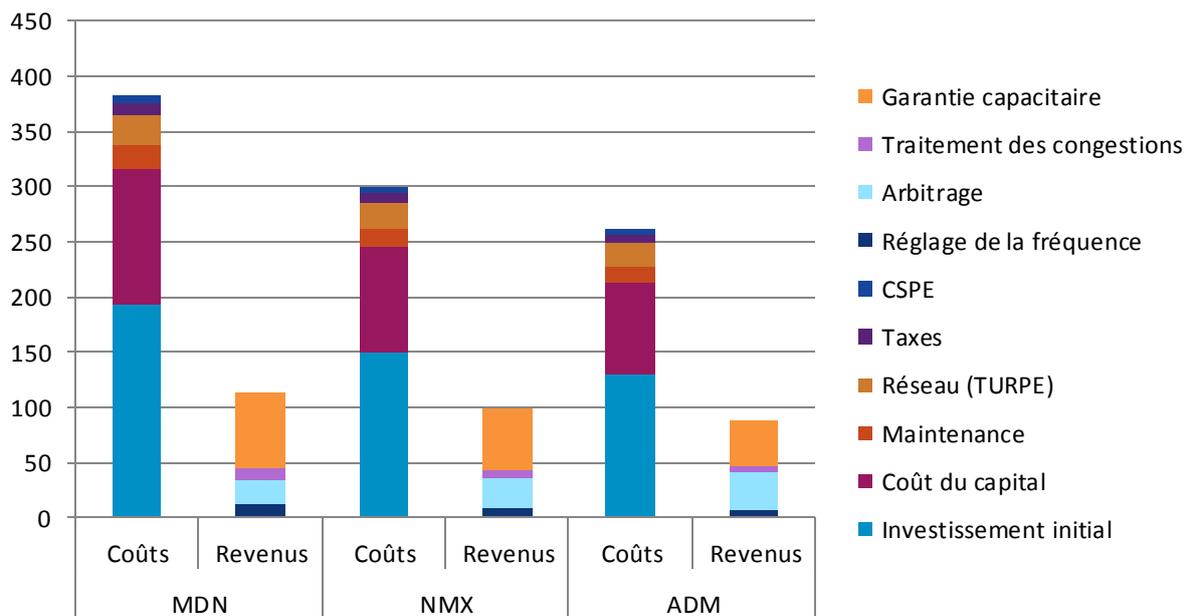


Figure 16 – Comparaison selon les scénarios de mix énergétique des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'une batterie Li-Ion 4h de 5 MW (rendement de 85%), en €/MWh déstocké (approche LCOS)

**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'écrêtement, 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.

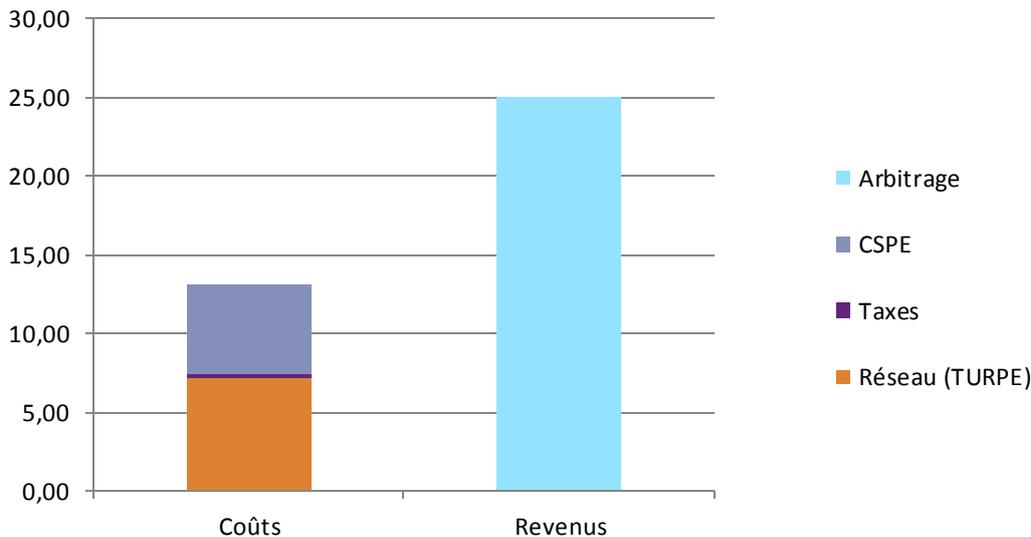


Figure 17 - Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie pour un système ASI cyclant (Pb-A, 800 kW, 4h utiles, 73% de rendement, scénario NMX), approche LCOS.

**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 cycler 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.

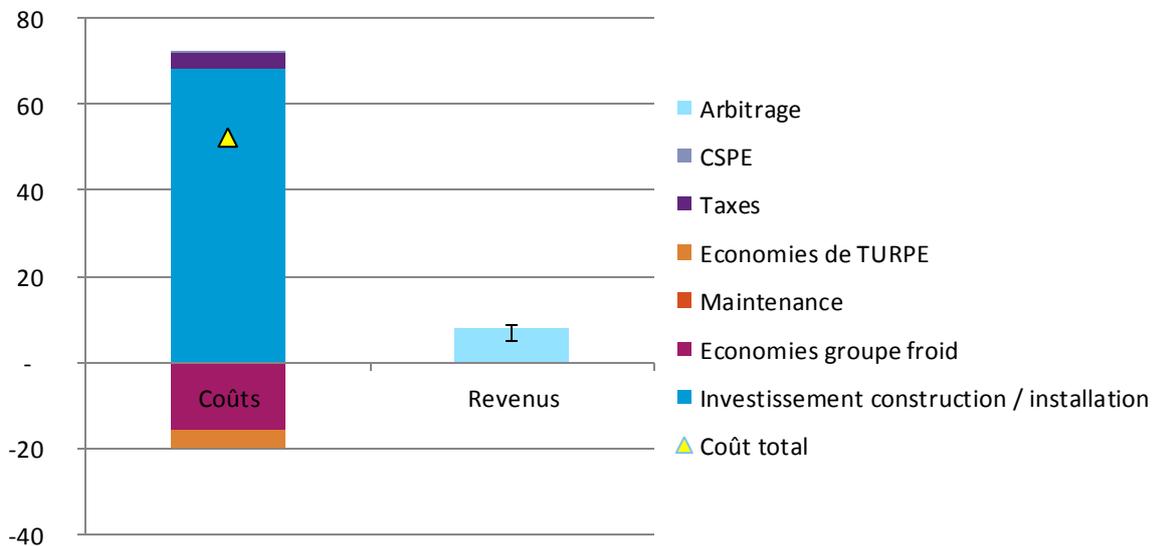


Figure 18 – Comparaison des revenus (pour les scénarios MDN, NMX et ADM) et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un stockage de glace de 30 MWh<sub>thr</sub> en €/MWh<sub>th</sub> déstocké (approche LCOS)

**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, arbitrage<sup>6</sup>, lissage et façonnage de production<sup>7</sup>

**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<sub>th</sub>, suffisants pour soutenir les déploiements de réseau de chaleur prévus en France à horizon 2030.

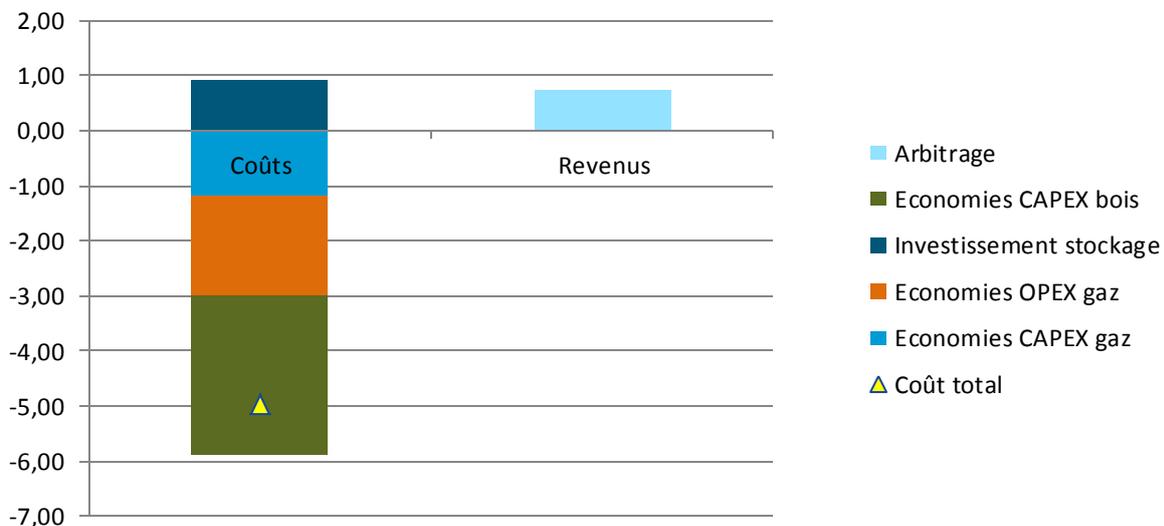


Figure 19 – Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un stockage d'eau pressurisé de 70 MWh<sub>th</sub> sur un réseau 75% biomasse de 200 GWh<sub>th</sub>/an, en €/MWh<sub>th</sub> déstocké (approche LCOS)

<sup>6</sup> Dont valorisation d'énergie fatale excédentaire

<sup>7</sup> 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.

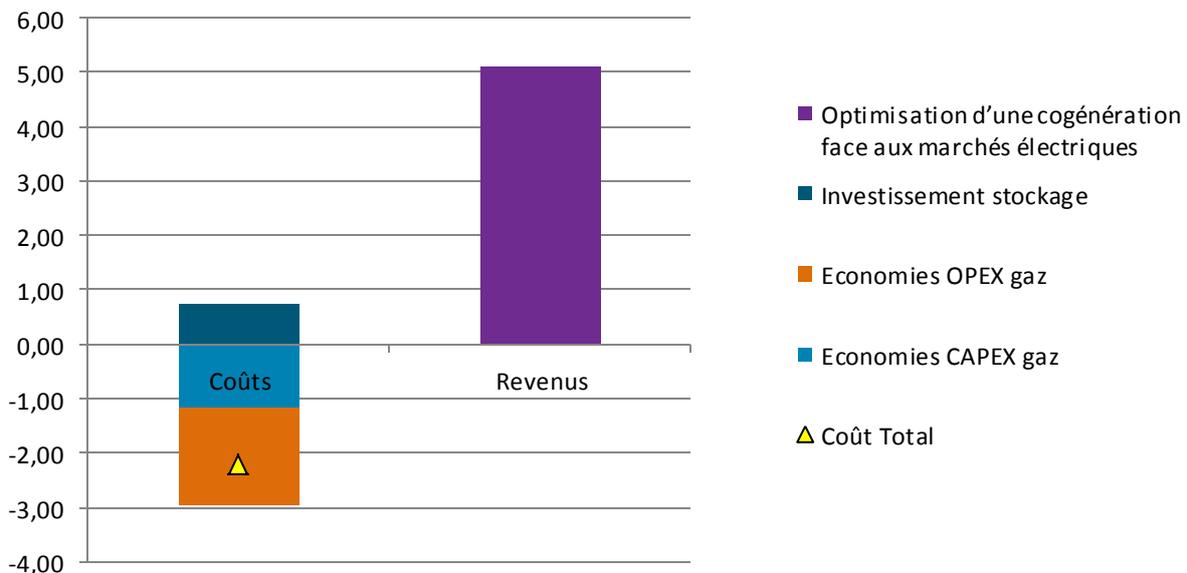


Figure 20 - Comparaison des revenus et des coûts complets actualisés sur la durée de vie d'un stockage d'eau pressurisé sur un réseau 55% biomasse de 200 GWh<sub>th</sub> en €/MWh<sub>th</sub> déstocké (approche LCOS)

**Périmètre d'application des résultats et mise en perspective** : les résultats présentés ne sont pas applicables si la cogénération bénéficie d'un tarif d'achat<sup>8</sup>. 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.

---

<sup>8</sup> 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).

## LEXIQUE

**Actif** : Moyen de production et/ou de consommation énergétique

**Arbitrage économique** : Déplacement dans le temps d'une consommation ou d'une production énergétique permettant une diminution des coûts de production d'énergie.

**ASI ou « UPS »** : Alimentation Sans Interruption ou « Uninterruptible power supply »

**Besoin de flexibilité** : Sur un horizon de temps et pour une granularité donnés, quantité minimale d'énergie à déplacer pour aboutir à une demande plate.

**BT** : Basse Tension.

**CAES (Compressed Air Energy Storage)** : Stockage d'énergie par air comprimé.

**CAPEX (CAPital EXpenditure)** : Coût d'investissement annualisé d'un moyen de production.

**Chaleur fatale industrielle** : Effluent thermique d'un processus industriel, le plus souvent perdue.

**Coût variable** : Part du coût de production d'un actif dépendant de l'énergie produite (MWh), à l'inverse des coûts fixes, tels que les coûts d'investissements, qui ne dépendent pas de la quantité d'énergie produite.

**Demande nette** : Demande d'énergie diminuée de la production des moyens de production fatals et intermittents (solaire, éolien, ...).

**Durée de décharge** : Durée nécessaire à un stockage plein pour se vider, s'il déstocke à pleine puissance.

**EnR** : Energies renouvelables. Celles qui nous intéressent particulièrement ici sont les énergies renouvelables intermittentes telles que le solaire et l'éolien.

**EnR&R** : Energies renouvelables et/ou récupérables.

**HTA/HTB** : Haute tension (supérieure à 1000 volts en alternatif). On distingue deux domaines de haute tension : HTA en dessous de 50kV volts, et HTB au-delà de 50kV. La catégorie HTB est elle-même divisée en plusieurs niveaux, HTB1 correspondant à une tension entre 50 et 130kV, HTB2 entre 130 et 350kV et HTB 3 entre 135 et 500kV

**Heure de marginalité nucléaire** : Heure où la filière nucléaire est la dernière appelée, les filières de coût variables de production plus élevés n'étant pas sollicitées.

**LCOS** : Le LCOS (« Levelized Cost Of Storage ») reflète la somme des coûts actualisés sur le cycle de vie de l'unité de stockage d'énergie, divisée par la somme totale de l'énergie restituée actualisée sur le cycle de vie.

**Merit order ou préséance économique** : La logique dite de « merit order » (préséance économique) consiste à faire appel aux différentes unités de production électrique, au fur et à mesure de leurs coûts variables de production (par ordre croissant).

**Moyens de production dits « fatals »** : Se dit de technologies dont la production est dépendante des aléas climatiques et/ou non pilotable. Il s'agit ici en particulier des technologies solaires, éoliennes, hydroliennes et centrales hydroélectriques au fil de l'eau.

**Nombre de cycles** : Pour un stockage d'énergie, nombre de passage de déstockage à stockage.

**Nombre de cycles complets** : Pour un stockage d'énergie, nombre équivalent de cycles de plein à vide pour atteindre la consommation et production réalisées.

**OPEX (OPERating EXpense)** : Coût annualisé d'opération et de maintenance d'un moyen de production

**Poste source** : Poste électrique du réseau de distribution d'électricité aussi appelé poste de transformation HTB/HTA

**PV** : Photovoltaïque.

**Rendement** : Pour un moyen de stockage, il s'agit du rapport entre la quantité d'énergie produite et la quantité d'énergie injectée.

**Réserve tournante** : Réserve devant être assurée par des systèmes de production en fonctionnement.

**S3REnR** : « Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables », document qui détermine les conditions d'accueil des énergies renouvelables à l'horizon 2020 par le réseau électrique.

**Segment** : Dans ce rapport, un segment est un périmètre d'étude pour lequel on évalue l'intérêt du stockage d'énergies.

**STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage)** : L'eau d'un barrage est utilisée (en période de forte consommation) puis stockée dans une retenue aval avant d'être remontée par pompage dans la première retenue en période creuse.

**Services système** : Terme générique regroupant le réglage de tension et le réglage primaire et secondaire de fréquence.

**Solaire thermique** : L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique.

**Stockage d'énergies** : Dispositif permettant d'assurer une ou plusieurs des trois fonctions suivantes :

- déplacer une quantité d'énergie (électrique, thermique, mécanique, etc.) d'une période vers une autre période, dans des délais et durées variables ;
- fournir à la demande (instantanément) de l'énergie (électrique, thermique, mécanique, etc.) à un système pendant une durée donnée ;
- soutirer à la demande (instantanément) de l'énergie (électrique, thermique, mécanique, etc.) d'un système pendant une durée donnée.

**Stockage d'électricité tournant** : Stockage d'électricité mobile en appui temporaire au réseau électrique de façon à retarder des investissements de réseau.

**Surplus associé au stockage d'énergies** : Différence entre le coût total de gestion du système électrique avec et sans stockage d'énergies installé.

**Surplus global (approche par surplus global)** : Estimation de l'intérêt d'un actif énergétique par le calcul de la différence entre le coût de gestion du système énergétique avec ou sans l'actif à l'étude.

Le coût du système énergétique comprend, dans cette approche, l'ensemble des coûts des acteurs du système (producteur, consommateur, gestionnaire de réseau, etc.).

**TAC** : Turbine à combustion.

**THT** : Très Haute Tension. Réseau de transport d'électricité pour lequel la tension excède 100kV.

**TRI** : Taux de rentabilité interne; taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette.

**TURPE** : Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité.

**UIOM** : Usine d'incinération des ordures ménagères. La chaleur des fumées issues de la combustion est transférée à un fluide caloporteur (en général de l'eau) dans une chaudière. Dans les UIOM, le plus souvent, l'eau est transformée en vapeur et distribuée à un réseau de chaleur (chauffage urbain) et/ou à une turbine pour générer de l'électricité.

**Valeur** : Estimation du gain pour la collectivité associé à un service particulier qui est apporté par un actif énergétique.

**Valeur capacitaire** : Valeur associée au fait de détenir une capacité de production capable de répondre aux pointes exceptionnelles de consommation électrique.

**ZNI** : Zone Non Interconnectée. C'est une zone isolée au sens électrique, c'est-à-dire une zone non reliée à d'autres zones par un réseau de transport d'électricité.

# 1 Orientations : évaluation du surplus pour la collectivité

L'objet de cette étude est d'évaluer l'intérêt du stockage d'énergies sur le périmètre français à l'horizon 2030, en répondant notamment aux questions suivantes. Quels sont les besoins de flexibilité du système énergétique à horizon 2030 ? Quelles caractéristiques techniques et économiques sont nécessaires pour qu'un stockage d'énergies puisse répondre à ces besoins ? Quelles technologies sont à même de proposer de telles caractéristiques à horizon 2030 ? Quels freins réglementaires faut-il lever pour permettre le déploiement de ces technologies ?

Afin de dégager tout à la fois une grille de lecture claire des résultats et une méthodologie solide, un certain nombre d'orientations d'étude ont été retenues :

- **Approche collectivité.** Nous mesurons en tout premier lieu l'intérêt du stockage d'énergies pour la collectivité (tous acteurs confondus) pour chaque segment étudié et la comparons aux projections de coûts à horizon 2030 des technologies de stockage d'énergies correspondantes. Si la comparaison s'avère positive, nous étudions dans un second temps (travaux sur les modèles d'affaire §5.2.1) la répartition des coûts et des recettes par acteur et identifions les verrous réglementaires.
- **Simulation de l'équilibre offre/demande au pas horaire.** Afin de pouvoir observer de manière précise les arbitrages temporels que permettent de réaliser le stockage d'énergies, nous modélisons finement l'équilibre entre l'offre (la production d'énergies) et la demande (la consommation d'énergies), au pas horaire sur vingt années, correspondant à autant de réalisations des aléas.
- **Investissements fixés.** L'objet de l'étude n'étant pas de définir des scénarios de mix énergétiques pour 2030 mais d'étudier la valeur du stockage d'énergies à la marge de scénarios reconnus, nous nous appuyons sur les scénarios proposés par RTE dans son bilan prévisionnel (scénarios Médian et Nouveau Mix) d'une part, et par l'ADEME dans le cadre de sa vision 2030, d'autre part.
- **Hors réglementation.** Dans un premier temps, nous évaluons le surplus collectivité en dehors de toute contrainte réglementaire ou mécanisme incitatif. L'impact des contraintes réglementaires actuelles ou à venir (tarifs de rachat, TURPE, marché capacitaire, réglementations sur les émissions, etc.) est étudié dans un second temps.
- **En s'affranchissant des technologies actuelles.** L'évaluation du surplus se fait en premier lieu sur un stockage d'énergies générique, pour différentes hypothèses de rendement et de durée de stockage d'énergies, afin de déterminer les caractéristiques techniques nécessaires pour capter au mieux le surplus pour la collectivité. Cela permet ainsi d'identifier les technologies les plus pertinentes pour chaque segment étudié. Par ailleurs, le stockage d'énergies est comparé à des solutions alternatives (renforcement réseau, production ou demande flexible,...) de façon à identifier la solution la plus intéressante économiquement pour la collectivité.
- **Approche par segments.** L'intérêt du stockage d'énergies est étudié sur différents segments (hors contraintes réseaux, dans une zone avec contrainte THT, en zone pavillonnaire, dans les ZNI, ...) afin de mieux comprendre d'où proviennent les valeurs du stockage d'énergies.

- **Projection des coûts des technologies à horizon 2030.** Parmi l'ensemble des technologies étudiées, les coûts de 14 technologies ont été projetés à 2030. Cette projection repose sur une décomposition par poste de coût et une approche par taux d'apprentissage.
- **Études de cas.** Pour les usages susceptibles de générer de la valeur, des études de cas servent à étudier la pertinence du stockage d'énergies, en se basant sur les valeurs calculées ainsi que sur les coûts projetés.

Ces choix sont détaillés ci-dessous.

## 1.1 Une approche en deux temps : calcul du surplus global puis découpage entre acteurs

Le surplus associé au stockage d'énergies représente le gain brut du stockage d'énergies pour la collectivité : c'est la somme des bénéfices apportés à l'ensemble des acteurs (consommateur, fournisseur, gestionnaire de réseau, producteur...), en dehors de toute notion de coût du stockage d'énergies.

La méthode de calcul de ce surplus consiste à sommer l'ensemble de s coûts de production liés à la demande énergétique. L'apport du stockage d'énergies pour la collectivité est ainsi évalué en opérant la différence entre les coûts de production du système énergétique français avec ou sans stockage d'énergies installé.

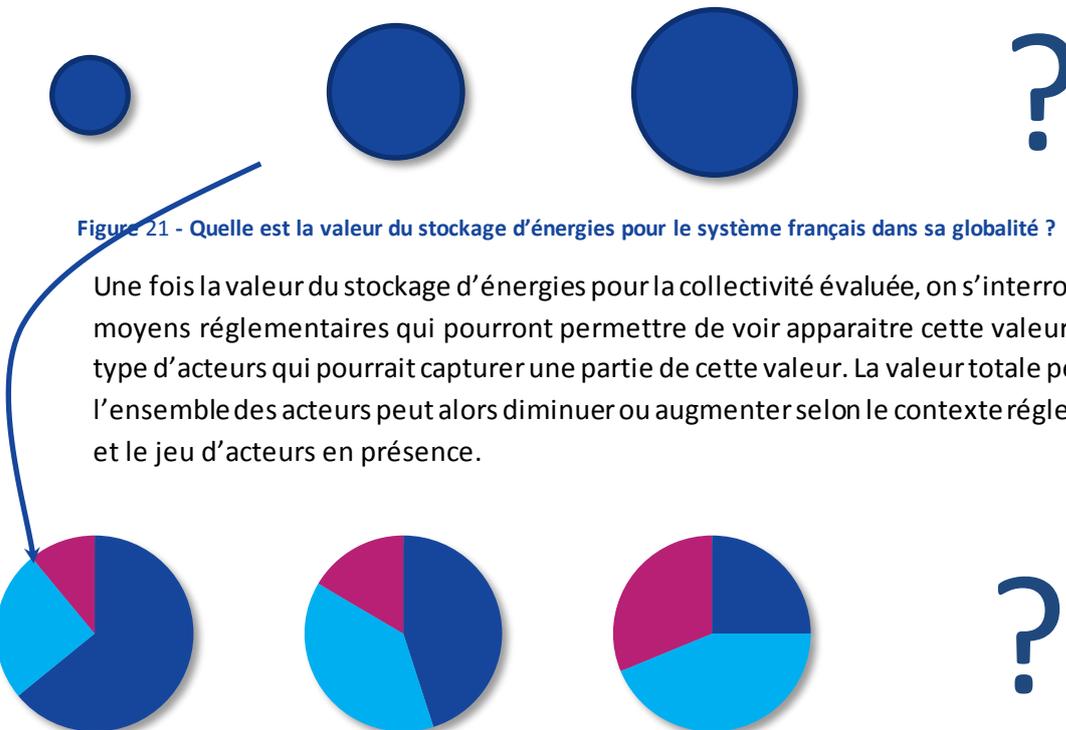


Figure 21 - Quelle est la valeur du stockage d'énergies pour le système français dans sa globalité ?

Une fois la valeur du stockage d'énergies pour la collectivité évaluée, on s'interroge sur les moyens réglementaires qui pourront permettre de voir apparaître cette valeur et sur le type d'acteurs qui pourrait capturer une partie de cette valeur. La valeur totale perçue par l'ensemble des acteurs peut alors diminuer ou augmenter selon le contexte réglementaire et le jeu d'acteurs en présence.

Figure 22 - Comment la valeur peut-elle être répartie entre les différents acteurs (consommateurs, producteurs...) ?

Le calcul de surplus global nécessite une approche fondée sur une modélisation des fondamentaux du système énergétique français (parc de production, demande, contraintes réseaux, cf. §2). Une approche par les prix de marché ne serait pas pertinente pour une étude à horizon 2030 : les parcs

de production des scénarios 2030 étudiés étant très différents du parc actuel, les structures de prix de marché seront radicalement différentes.

## 1.2 Des scénarios de parc énergétique fixés

L'approche retenue pour cette étude est d'évaluer l'intérêt du stockage d'énergies à la marge de scénarios de parc énergétique 2030 établis par des organismes reconnus. Il ne s'agit pas de prévoir quel est le mix énergétique le plus probable en France à l'horizon 2030, mais de raisonner en "si – alors". Nous nous appuyons ici sur deux des quatre scénarios (Médian, Nouveau Mix) proposés par RTE dans son bilan prévisionnel [1] et celui de l'ADEME. Ces scénarios ont été retenus par le Consortium de façon à couvrir des hypothèses variées de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes et les profils de la demande. Les principales hypothèses de ces différents scénarios sont présentées en §3.

## 1.3 Une modélisation multi-énergie pour le stockage en énergie finale

La multiplicité des services apportés par le stockage d'énergies ainsi que la diversité des technologies obligent à modéliser l'ensemble des vecteurs énergétiques (gaz, chaleur, électricité, froid, etc.) et leur interrelation de la manière la plus rigoureuse possible.

Ainsi nous prenons en compte, parmi les solutions de stockage d'énergies, tant des moyens de type « électricité vers électricité » (par exemple des batteries ou bien des stations de pompage-turbinage) que des stockages d'énergie finale (chaleur, eau chaude sanitaire, véhicules électriques) qui permettent de décaler dans le temps une partie de la consommation électrique.

## 1.4 Simuler l'équilibre entre l'offre et la demande au pas horaire

Afin de quantifier correctement la valeur apportée par un stockage d'énergies, il est nécessaire de simuler de manière chronologique et à une granularité temporelle fine l'équilibre entre l'offre et la demande. Nous choisissons ici un pas de temps horaire, qui est le pas de temps couramment utilisé par les marchés électriques et pour les bilans prévisionnels réalisés par RTE.

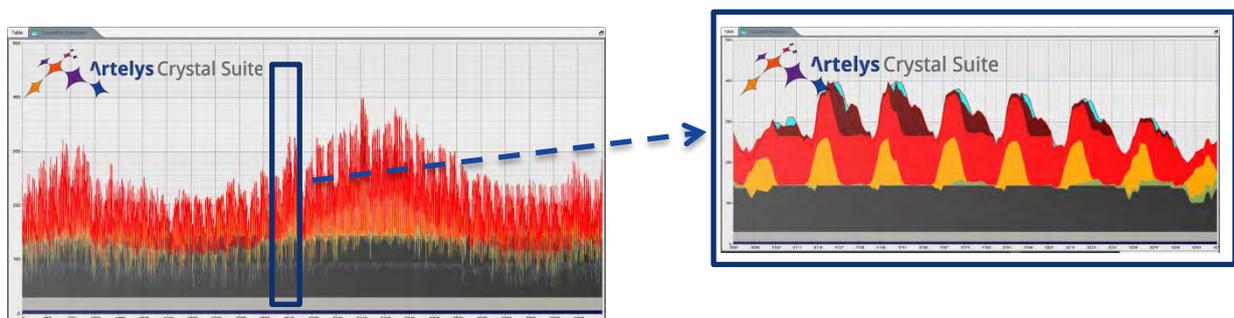


Figure 23 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas horaire (segment ZNI). Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (à gauche : horizon annuel, à droite : zoom sur une semaine).

L'étude se concentre donc sur les services (voir §2 pour une définition de ces services) dont le pas de temps est d'au moins une heure (déplacement de charge, capacité à répondre à la pointe de consommation, évitement d'écèlement de production intermittente, disponibilité pour la fourniture de réserve). L'évaluation de services de suivi de charge et des appels de réserve nécessite des simulations sur des durées très courtes qui sortent du cadre de ce travail.

## 1.5 Séparer la valeur intrinsèque du stockage d'énergies pour le système et le choix des technologies

Afin de s'affranchir des caractéristiques techniques actuelles, les calculs de valorisation sont réalisés pour un stockage générique, en faisant varier les valeurs de rendement et de durée de décharge. Nous prenons comme point de référence un stockage d'énergies présentant un rendement de 80 %<sup>9</sup> et une durée de décharge de 5 heures<sup>10</sup> pour le stockage d'électricité puis nous réalisons des analyses de sensibilité sur ces paramètres (voir §4.1.1.3.3).

Cette approche permet d'évaluer à partir de quel coût et pour quelles caractéristiques techniques une solution de stockage d'énergies est rentable, puis d'identifier les technologies permettant de répondre au mieux à ces caractéristiques.

## 1.6 Approche par segments

La valeur d'un stockage d'énergies pour la collectivité, ainsi que le type de services qu'il offre au système énergétique, dépendent fortement de sa localisation au sein du système énergétique : zone non contrainte, zone avec fort excédent de production renouvelable, zone avec mix énergétique onéreux, etc. Pour appréhender correctement cette diversité, neuf segments représentatifs, en termes de mix local de production/consommation et de niveau de tension de la connexion réseau, sont étudiés (voir §4 pour une présentation détaillée des segments).

Nous présentons en Figure 24 les différents segments (ou périmètres d'étude), au sein desquels la solution « stockage d'énergies » a été évaluée. L'objectif, à travers le choix de ces segments, est de relier chaque segment de l'étude à une problématique à laquelle le stockage d'énergies peut répondre : lissage des pointes de consommation, écèlement de production renouvelable, soutien au mix de production local en cas de forte consommation... L'agrégation de ces différents segments donne ainsi une clé de calcul pour évaluer le potentiel France 2030 du stockage d'énergies.

---

<sup>9</sup> Hormis pour le segment ZNI pour lequel un rendement par défaut de 70 % a été choisi. Le rendement retenu pour le stockage de chaleur est de 100%, avec un taux de perte horaire de 0.1%.

<sup>10</sup> Pour les segments tertiaire et BT, des durées de décharge par défaut de 4 h et 3 h ont été choisies, ces durées étant plus pertinentes dans les contextes étudiés.

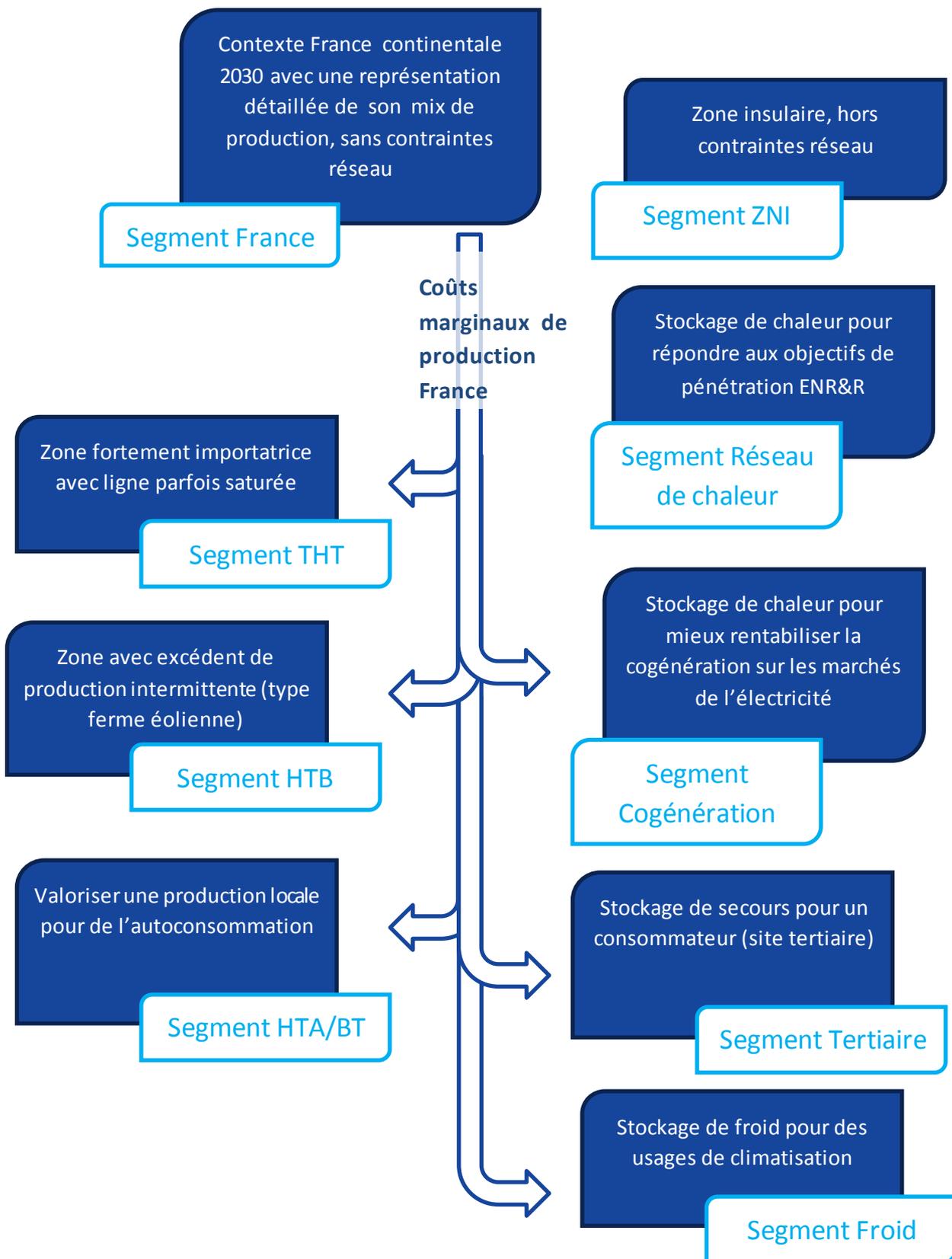


Figure 24 – Segments d'étude. Les coûts marginaux de production issus du segment France sont utilisés pour les autres segments (hors ZNI et réseau de chaleur)

## 1.7 Projection des coûts par technologie

Parmi les solutions analysées pour le stockage d'énergies, un certain nombre de technologies ont été projetées pour permettre la réalisation d'études de cas à horizon 2030. L'approche globale pour la projection des coûts (§5.2) est la suivante :

- Décomposition des différents postes de coût du système en 2013 (coûts des différents équipements, coûts de construction/installation, coûts d'ingénierie...),
- Détermination des facteurs impactant l'évolution des coûts (taux d'apprentissage pour chaque poste de coût, production cumulée des systèmes, ...),
- Projection des coûts par apprentissage, en fonction d'hypothèses de volumes cumulés entre 2013 et 2030.

Compte tenu des incertitudes sur les hypothèses établies, une gamme de valeurs possibles a été considérée par chacune des hypothèses. La valeur la plus probable a ensuite été déterminée par méthode de Monte Carlo.

Néanmoins, pour certaines technologies particulières, la méthode de projection diffère :

- STEP : sur les 4 GW de potentiel estimé en France, des hypothèses de coûts ont été posées pour chaque nouveau gigawatt installé,
- Stockages à eau chaude atmosphérique et sous pression : compte tenu de la maturité de ces technologies sur le marché international, et même si l'offre est très limitée en France, leurs coûts ont été considérés constants entre 2013 et 2030.

## 1.8 Etudes de cas

L'objectif des études de cas est de faire le lien d'une part entre la valeur du stockage d'énergies telle que calculée sur chacun des segments, les coûts des technologies, et la réglementation d'autre part. L'analyse de ces études de cas vise ainsi à identifier les usages du stockage d'énergies les plus intéressants en France à horizon 2030.

Pour chacun des cas étudiés, les coûts sur la durée de vie sont calculés et décomposés dans une approche LCOS. Les conditions de rentabilité des projets de stockage d'énergies sont ensuite analysées, notamment en fonction de la technologie sélectionnée et du mix énergétique. Enfin, le potentiel de déploiement en France à horizon 2030 des solutions de stockage d'énergies est exprimé. En l'absence de rentabilité, les coûts cibles des technologies sont identifiés pour assurer un taux de rentabilité interne de 5,25 %, valeur de référence retenue par le Consortium (voir §7).

## 1.9 Calcul du gisement

Un des objectifs de l'étude est d'évaluer le gisement en France métropolitaine et pour les DOM-TOM du stockage d'énergie à horizon 2030.

Pour cela, nous calculons tout d'abord, pour chaque segment d'étude, la valorisation brute apportée par un stockage d'énergie en fonction de la capacité de stockage installée (chapitre 3). Cette valorisation (en k€ par MW installé) décroît avec le parc installé, puisque les premiers MW installés captent les cycles les plus intéressants.

En croisant ces valeurs avec les projections de coût des technologies à horizon 2030 (chapitre 5), nous évaluons ensuite le gisement de stockage d'énergie de telle sorte que la Valeur Actuelle Nette du dernier MW installé soit nulle (pour un taux d'actualisation de 5,25 %) Ce travail est effectué au chapitre 6.

Ensuite, pour obtenir le gisement France, il faut multiplier le gisement établi pour le cas d'étude par le nombre de cas de ce type en France. Ce facteur multiplicatif est évalué pour chaque segment (cf. chapitre 3).

Les gisements France de chaque segment ne sont cependant pas cumulables : ils répondent pour partie de façon concurrente aux besoins du système électrique français.

## 2 Les services fournis par le stockage d'énergie

Le développement de la filière stockage d'énergies intervient dans un environnement complexe, où se croisent contraintes techniques, opportunités économiques et contexte politico-réglementaire en mutation. Pour déterminer le surplus associé au stockage d'énergies (cf. §1.1), il est essentiel d'analyser précisément la nature des besoins des systèmes électrique et thermique.

Ces besoins se déclinent en une gamme de services différenciés que peut fournir le stockage d'énergies. Ce chapitre dresse l'inventaire des services qu'une unité de stockage d'énergies peut potentiellement fournir pour résoudre une problématique électrique ou thermique donnée, ainsi que les possibilités de valorisation de ces services pour chacun des opérateurs potentiels des dispositifs de stockage d'énergies.

L'information est synthétisée sous forme de fiches renseignant les paramètres clés suivants :

### *Description du service*

Chaque service vise à résoudre une problématique des systèmes électriques ou thermiques. L'enjeu technique, d'un point de vue système, est donc présenté, et la manière dont le stockage d'énergies peut répondre à cet enjeu est détaillée.

### *Opérateurs*

Le ou les opérateurs potentiels du moyen de stockage d'électricité pour le service concerné sont répertoriés.

Pour le stockage d'électricité, les opérateurs potentiels retenus sont les suivants :

- **Producteur conventionnel** : producteur d'électricité utilisant des sources d'énergie fossile conventionnelle (nucléaire, gaz, charbon, fioul).
- **Producteur intermittent** : producteur d'électricité utilisant des sources d'énergie intermittente (solaire, éolien).
- **Gestionnaire de transport** : gestionnaire du réseau de transport d'électricité, autrement dit RTE
- **Gestionnaire de distribution** : gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, autrement dit ERDF et les ELD
- **Consommateur d'énergie** : consommateur final d'électricité, individuel, tertiaire ou industriel.
- **Stockeur indépendant** : opérateur d'un moyen de stockage d'électricité indépendant des producteurs et consommateurs décrits précédemment (ne visant pas à être producteur net ou consommateur net d'électricité).

Pour le stockage thermique, les opérateurs potentiels retenus sont les suivants :

- **Producteur d'énergie thermique** : opérateur d'un moyen de production de chaleur ou de froid, il peut différer ou non du gestionnaire de réseau selon le moyen de production concerné.
- **Gestionnaire de réseau** : opérateur du réseau généralement délégataire de la collectivité locale. Il peut être également titulaire d'une partie ou de la totalité des moyens de production de chaleur ou de froid.
- **Consommateur** : gestionnaire de bâtiments raccordés au réseau de chaleur ou de froid.

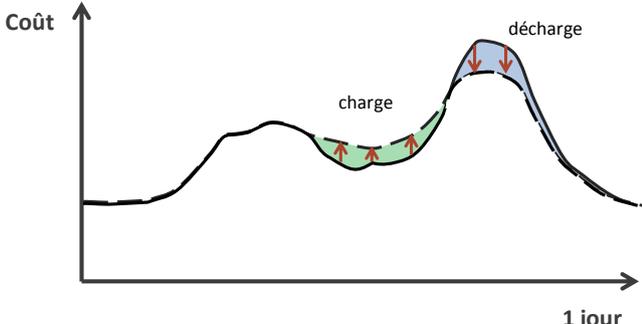
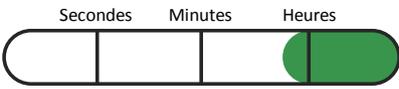
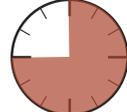
### *Caractéristiques techniques de la solution de stockage d'énergies requise*

Les principales spécifications techniques que doit satisfaire le système de stockage d'énergies afin qu'il puisse répondre aux besoins du service sont les suivantes :

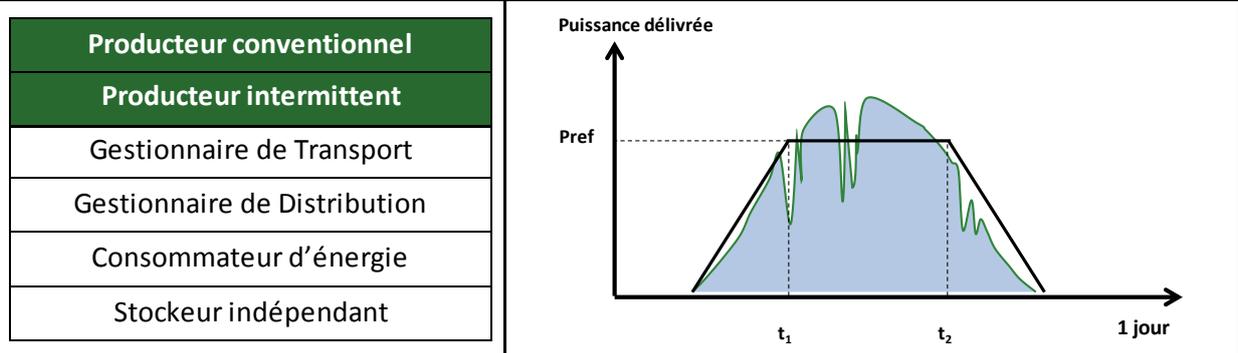
- **Temps de décharge** : temps qui détermine la durée d'appel requise par le service. Il correspond au rapport de l'énergie disponible sur la puissance du stockage d'énergies. Les moyens de stockage d'énergies de masse ont des temps de décharge importants (quelques heures ou plus), tandis que les moyens de stockage d'énergies dimensionnés en puissance sont associés à de faibles temps de décharge (quelques millisecondes).
- **Temps de réaction** : c'est le temps de réponse minimum pour que le moyen de stockage d'énergies puisse répondre au service concerné.
- **Fréquence d'appel** : fréquence indicative de charge et décharge requis du moyen de stockage d'énergies pour fournir le service.
- **Échelle** : échelle géographique concernée par le service : un moyen de stockage d'énergies aurait à s'intégrer à une échelle égale ou plus décentralisée pour répondre au service.

## 2.1 Services fournis au système électrique

### 2.1.1 Arbitrage

Arbitrage, valorisation des transferts énergétiques			
Producteur conventionnel			
Producteur intermittent			
Gestionnaire de Transport			
Gestionnaire de Distribution			
Consommateur d'énergie			
Stocker indépendant			
DESCRIPTION DU SERVICE			
<p>Les variations de la demande d'électricité se traduisent par des variations de prix, avec des périodes creuses durant lesquelles l'électricité est disponible à bas prix, et des périodes de pointes où les prix sont élevés. Ces différences de prix sont conditionnées par la typologie des moyens de production appelés pour fournir l'électricité au réseau selon la méthode du « merit order » (ou préséance économique), à savoir des moyens de production à coût marginal de production bas pour la base (centrales nucléaires notamment) jusqu'aux centrales de pointes uniquement sollicitées lors des pics de consommation.</p> <p>L'opérateur du moyen de stockage d'énergies réalise des gains sur les marchés en optimisant les cycles de charge/décharge : l'arbitrage économique entre l'achat et la vente d'électricité, ou le décalage de la consommation d'électricité côté consommateur, lui permet de tirer parti des écarts de prix pour valoriser son installation.</p> <p>D'un point de vue système, le stockage d'énergies durant les périodes creuses et la décharge durant les périodes de pointes a pour effet de lisser la courbe de charge, et ainsi diminuer le recours aux centrales de pointe à coût marginal de production élevé.</p>			
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE			
<b>Temps de décharge :</b>  Heures à centaines d'heures	<b>Temps de réaction</b>  Dizaines de minutes	<b>Fréquence d'appel</b>  Journalier à hebdomadaire	<b>Echelle</b>  Nationale

## Lissage et façonnage de production



### DESCRIPTION DU SERVICE

Coupler un système de stockage d'électricité à un moyen de production permet de façonner la courbe de charge selon une forme plus adaptée à la consommation, à l'échange sur les marchés, ou encore plus prévisible.

Cela permet par exemple l'injection sur le réseau d'énergie selon une courbe de charge standardisée et échangeable sur les marchés (typiquement un créneau). Ces blocs ne correspondent pas au fonctionnement réel des systèmes de production : l'utilisation de stockage d'électricité permet d'optimiser leur opération et une maîtrise des aspects dynamiques des systèmes.

De la même façon, le stockage d'électricité peut permettre d'adapter les contraintes d'un moyen de production à une courbe de consommation particulière via la maîtrise de ces aspects dynamiques.

Couplé à des EnR intermittentes (solaire PV par exemple), le stockage d'électricité permet de délivrer sur le réseau une puissance plus « lisse », c'est-à-dire moins dépendante des aléas météorologiques

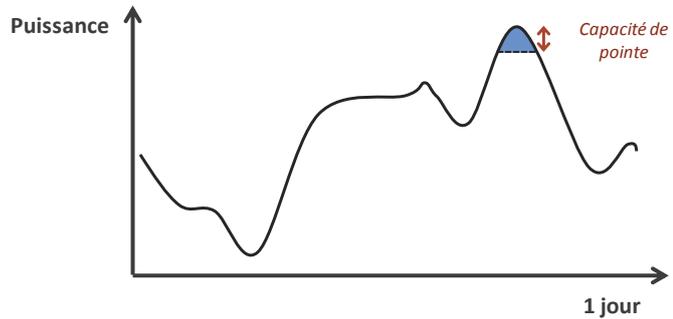
### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE

<b>Temps de décharge :</b>  Heures	<b>Temps de réaction</b>  Dizaines de secondes	<b>Fréquence d'appel</b>  Journalier	<b>Echelle</b>  Nationale
--	--	--	---------------------------------

## 2.1.2 Garantie capacitaire

### Garantie capacitaire, passage des pointes de consommation

Producteur conventionnel
Producteur intermittent
Gestionnaire de Transport
Gestionnaire de Distribution
Consommateur d'énergie
Stocker indépendant



#### DESCRIPTION DU SERVICE

Les marchés libéralisés Ouest Européens, dont la France, ont été conçus suivant un mécanisme « energy only ». Cela signifie que seule l'énergie est valorisée dans ce système, le prix de marché étant égal à tout instant au prix marginal de la centrale la plus chère en fonctionnement. Ce fonctionnement devrait inciter à lui seul les acteurs à investir dans des capacités de pointes, rentabilisées grâce à des épisodes ponctuels de prix élevés. En pratique, on constate que les imperfections de marché (« price cap » notamment) et le faible niveau de risque défini comme « acceptable » sur le système français affectent la rentabilité intrinsèque des installations. Le manque à gagner sur la vente d'électricité, communément appelée « missing money », décourage les investissements dans de nouveaux moyens de production (essentiellement semi-base ou pointe).

Pour assurer que les capacités de fourniture d'électricité subviennent aux pics de consommation au niveau global du réseau des mécanismes de garantie capacitaire peuvent être mis en place.

Le stockage d'électricité répond à cet enjeu en :

- assurant un moyen d'approvisionnement de pointe d'électricité
- écrêtant ces pics de consommation (effacement de pointe)
- consolidant la capacité disponible pour les productions intermittentes

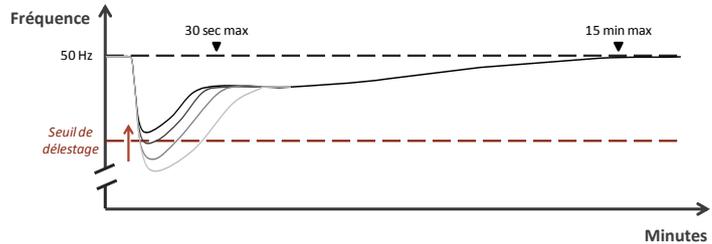
#### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE

<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes    Minutes    Heures</p> <p>Heures à dizaines d'heures</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Dizaine de minutes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Annuel</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Nationale et Régionale</p>
--	---	---	---

### 2.1.3 Services système

#### Réglage de la fréquence (Réserves primaire et secondaire)

Producteur conventionnel
Producteur intermittent
Gestionnaire de Transport
Gestionnaire de Distribution
Consommateur d'énergie
Stocker indépendant



#### DESCRIPTION DU SERVICE

Le maintien en temps réel de l'équilibre entre la consommation et la production d'électricité nécessite d'ajuster de manière quasi-instantanée la puissance injectée sur le réseau. Ceci se traduit par une contrainte sur la fréquence (maintien dans un intervalle situé autour de 50 Hz en Europe), que le gestionnaire d'équilibre (RTE en France) est chargé de faire respecter.

Afin de pallier les variations inattendues par rapport aux scénarios prévisionnels, le gestionnaire d'équilibre dispose de capacités de réserve, caractérisées notamment par les délais d'activation qui leur sont imposés. En France, les réserves se répartissent dans les trois catégories suivantes :

- La réserve primaire pour un ajustement instantané (service système), activée automatiquement
- La réserve secondaire qui doit venir relayer la réserve primaire au bout de quelques minutes (service système), également activée automatiquement
- La réserve tertiaire, qui correspond en France aux mécanismes d'ajustement, activée manuellement (cf. Mécanisme d'ajustement (Réserve tertiaire))

#### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION REQUISE POUR LES RESERVES PRIMAIRES

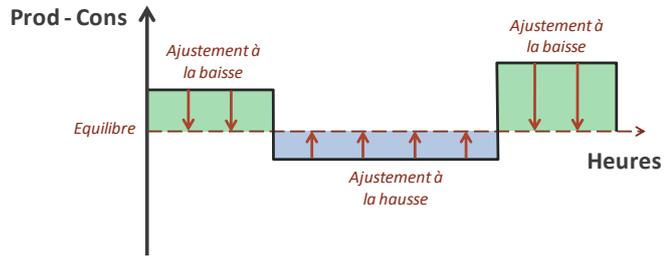
<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes Minutes Heures</p> <p>15 minutes (30 minutes pour le solaire en ZNI)</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Secondes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Journalier à hebdomadaire</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Continentale</p>
--	---	--	---

#### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION REQUISE POUR LES RESERVES SECONDAIRES

<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes Minutes Heures</p> <p>30 minutes environ</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Minutes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Journalier à hebdomadaire</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Nationale</p>
--	--	--	--

## Mécanisme d'ajustement (Réserve tertiaire)

Producteur conventionnel
Producteur intermittent
Gestionnaire de Transport
Gestionnaire de Distribution
Consommateur d'énergie
Stockeur indépendant



### DESCRIPTION DU SERVICE

La réserve tertiaire correspond au mécanisme d'ajustement mis en place par RTE depuis 2003. RTE doit constamment s'assurer d'avoir une réserve tertiaire suffisante pour parer aux aléas de consommation ou de production du réseau (le marché spot d'électricité prend fin 45 minutes avant l'heure de livraison et débute alors l'activation éventuelle de la réserve tertiaire). Le mécanisme d'ajustement vise à combler les écarts entre injection et soutirage observés au sein des périmètres des responsables d'équilibre.

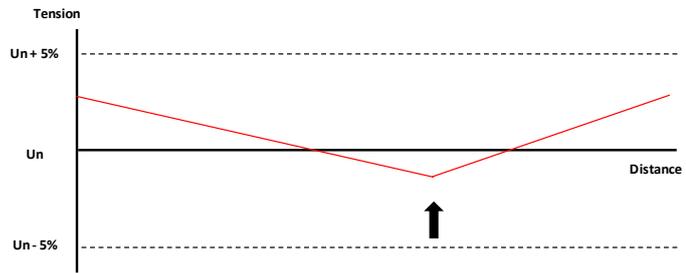
La réserve tertiaire sera entre autres activée pour remplacer durablement la perte de production d'un groupe de production en relais des réserves primaire et secondaire.

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION REQUISE POUR LES RESERVES TERTIAIRES

<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Heures</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>&lt;13 min à heures (Selon contrat)</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Journalier</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Nationale</p>
---	--	---	--

## Régulation de la tension

Producteur conventionnel
Producteur intermittent
Gestionnaire de Transport
Gestionnaire de Distribution
Consommateur d'énergie
Stockeur indépendant



### DESCRIPTION DU SERVICE

Le maintien du niveau de tension sur les différentes portions du réseau fait partie des services système sollicités par les opérateurs de réseaux. Alors que la stabilité de la fréquence caractérise un équilibre de puissance active entre l'offre et la demande, le niveau de tension est lié à un équilibre de puissance dite réactive.

En France, RTE assure le contrôle de la tension en tout point du réseau de transport par le service de réglage de la tension, à partir des sources de puissance réactive réparties sur le réseau. Ce réglage intervient au niveau local de manière automatique et instantanée (réglage primaire) et de manière centralisée au niveau régional (réglage secondaire). Chaque unité de production raccordée au réseau contribue au service de réglage de la tension, tel que prévu dans son contrat de service système en mettant à la disposition de RTE les capacités de fourniture et d'absorption de réactif.

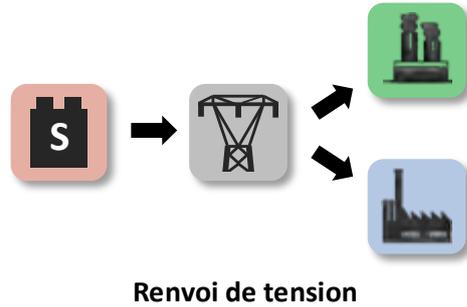
Le raccordement de moyens de production intermittents (éolien et solaire) au réseau public de distribution induit des risques de franchissement des seuils de tension.

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE

<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes    Minutes    Heures</p> <p>Dizaines de minutes à heures</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Secondes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Journalier</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Segment de réseau</p>
--	---	---	--

## Black start (Reconstitution du réseau)

Producteur conventionnel
Producteur intermittent
Gestionnaire de Transport
Gestionnaire de Distribution
Consommateur d'énergie
Stocker indépendant



### DESCRIPTION DU SERVICE

Lors d'un incident généralisé aboutissant à la mise hors tension d'une partie ou de la totalité du réseau électrique (« black-out »), il est nécessaire de reconstituer rapidement le réseau. La reconstitution du réseau nécessite un apport initial de puissance pour la remise en service des moyens de production situés sur les ossatures régionales (structures minimales du réseau nécessaires à sa reconstruction).

Cet apport initial de puissance peut provenir d'une partie du réseau non affectée par le black-out pouvant fournir une puissance suffisante à la réalimentation (depuis le territoire français ou l'étranger). En complément ou en cas d'absence de ce type de réseau, il est nécessaire de recourir à des moyens de production capable de s'iloter (i.e. se découpler du réseau et assurer l'alimentation des auxiliaires) ou de redémarrer en autonome (« black-start »). En France, tout groupe de plus de 40 MW doit être capable de s'iloter.

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE

<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes    Minutes    Heures</p> <p>Heures à dizaines d'heures</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Minutes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Annuel</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Segment de réseau</p>
--	--	---	--

### 2.1.4 Soutien au réseau

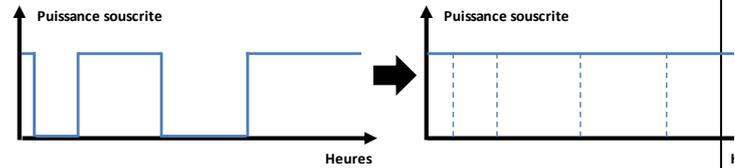
Traitement des congestions			
Producteur conventionnel			
Producteur intermittent			
Gestionnaire de Transport			
Gestionnaire de Distribution			
Consommateur d'énergie			
Stocker indépendant			
DESCRIPTION DU SERVICE			
<p>Les réseaux électriques sont dimensionnés pour assurer la transmission de puissance du producteur au consommateur en anticipant les risques d'incidents et de saturation.</p> <p>L'évolution des consommations locales d'électricité peut faire apparaître des goulots d'étranglement à certains points du réseau. Ces situations de congestion entraînent une exploitation non-optimale du système électrique (pertes de transmission, accroissement du coût d'utilisation des réseaux, etc.) et peut nécessiter une mise à niveau du réseau.</p> <p>Le stockage d'électricité offre la possibilité d'éviter le renforcement réseau, durablement, ou temporairement (report d'investissement réseau). Le stockage d'électricité permet de bénéficier des avantages de l'effacement (report durable ou temporaire d'investissement) tout en conservant l'énergie produite ou nécessaire aux usages. Son intérêt économique va donc dépendre du surplus de valeur qu'il représente par rapport à l'effacement.</p>			
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE			
<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes    Minutes    Heures</p> <p>Heures</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Heures</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Mensuel</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Segment de réseau</p>

## 2.1.5 Service consommateur

Qualité de l'onde de tension			
Producteur conventionnel			
Producteur intermittent			
Gestionnaire de Transport			
Gestionnaire de Distribution			
<b>Consommateur d'énergie</b>			
Stocker indépendant			
DESCRIPTION DU SERVICE			
<p>Différents défauts peuvent se manifester sur le signal électrique et affecter la qualité de la fourniture d'énergie pour le consommateur. Ces défauts de qualité s'observent à des échelles de temps très courtes, de quelques millisecondes à quelques secondes. On peut par exemple inclure dans ces manifestations la présence d'harmoniques sur le signal, le déphasage entre le courant et la tension ou des brefs pics de tension.</p> <p>Les conséquences possibles d'une faible qualité de l'onde de tension sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Altération du fonctionnement de certains appareils électriques</li> <li>▪ Microcoupures</li> <li>▪ Vieillesse prématurée de certains appareils électriques et endommagement à long terme</li> <li>▪ Indirectement, baisse ou arrêt de la production possible pour les industriels</li> </ul> <p>Le stockage d'électricité permet de maintenir la qualité du signal électrique délivré au consommateur, qualité nécessaire pour garantir le fonctionnement optimal de certains appareils et systèmes électriques sensibles.</p>			
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE			
<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Secondes à minutes</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Millisecondes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Journalier</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Site</p>

## Fiabilité / Continuité d'alimentation

Producteur conventionnel
Producteur intermittent
Gestionnaire de Transport
Gestionnaire de Distribution
<b>Consommateur d'énergie</b>
Stocker indépendant



### DESCRIPTION DU SERVICE

Sur le réseau de distribution, la durée moyenne annuelle de coupure s'élève à plus de 70 minutes, la grande majorité relevant de coupures non planifiées hors événement exceptionnel. Pour de nombreux acteurs économiques, ces coupures représentent un risque opérationnel et/ou un manque à gagner.

Ces clients, ayant besoin d'une garantie de fourniture, s'équipent donc de systèmes de continuité d'alimentation (ASI pour Alimentation Sans Interruption – en anglais UPS pour Uninterruptible Power Supply). Les systèmes actuels reposent fréquemment sur des groupes électrogènes en complément des ASI à stockage d'électricité majoritairement batterie ou rarement volant d'inertie.

Lorsque la fourniture d'électricité par le réseau est interrompue pour un consommateur (déle stage, incident), le stockage d'électricité permet de prendre le relai et donc d'assurer la continuité d'alimentation.

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ELECTRICITE REQUISE

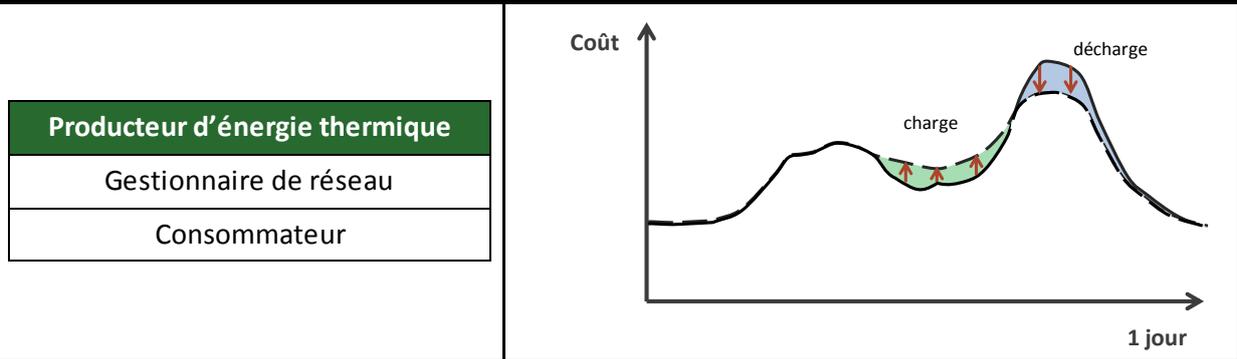
<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Minutes à heures</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Millisecondes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Annuel</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Site</p>
---	--	---	-----------------------------------

## 2.2 Services fournis au système thermique

### 2.2.1 Arbitrage

Arbitrage, valorisation des transferts énergétiques			
Producteur d'énergie thermique			
Gestionnaire de réseau			
Consommateur			
DESCRIPTION DU SERVICE			
<p>Les variations de la demande en chaleur ou en froid au cours de l'année impactent la courbe de charge, qui présente des périodes creuses durant lesquelles l'énergie est disponible à bas prix, et des périodes de pointes où les coûts sont élevés.</p> <p>Ces différences de prix sont conditionnées par le bouquet énergétique utilisé pour la production de chaleur ou de froid, le coût de l'énergie utilisée impactant directement le coût de la production.</p> <p>On distingue les sources d'énergie conventionnelle à coût de production généralement élevé, des sources d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&amp;R) à coût de production plus faible.</p> <p>Pour les réseaux de chaleur, on peut citer les chaufferies à fioul, gaz naturel, charbon comme moyens de production conventionnels ; et la biomasse, les UIOM, le solaire, la récupération de chaleur fatale industrielle ou encore la géothermie comme EnR&amp;R.</p> <p>Pour les réseaux de froid, l'essentiel de la production est fait à partir machines frigorifiques à compression. Il existe toutefois d'autres technologies comme la récupération du froid ambiant de l'air ou de l'eau, ou encore la production de froid à partir de chaleur grâce à des machines à absorption.</p> <p>Le stockage de chaleur ou de froid opéré durant les périodes creuses et le déstockage opéré durant les périodes de pointes ont pour effet de lisser la courbe de charge, et ainsi diminuer le recours aux moyens de production de pointe à coût marginal de production élevé.</p>			
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE REQUISE			
<b>Temps de décharge :</b> Heures    Jours    Mois 	<b>Temps de réaction</b> 	<b>Fréquence d'appel</b> 	<b>Echelle</b> 
Journalier à saisonnier	Heures	Journalier à saisonnier	Réseau de chaleur ou de froid

## Optimisation d'une cogénération face aux marchés électriques



### DESCRIPTION DU SERVICE

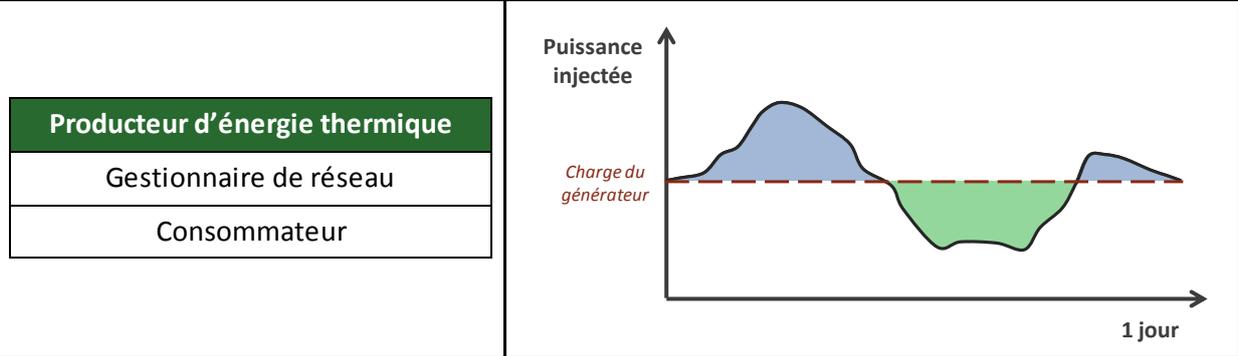
La cogénération permet de produire conjointement de l'électricité et de la chaleur. La production d'électricité est donc corrélée à la production de chaleur et vice-versa. Or le fonctionnement de la cogénération est généralement dicté par les besoins en chaleur et leurs profils journaliers voire horaires. Dans ce cas, l'injection de l'électricité produite est effectuée lors de la production de la chaleur et non lorsque rendue plus intéressante par des prix élevés sur les marchés de l'électricité.

La mise en place d'une unité de stockage d'énergie thermique permet de rendre non concomitantes les fournitures d'électricité et de chaleur et donc de valoriser indépendamment et de façon plus optimale ces deux énergies, notamment l'électricité par arbitrage sur les marchés.

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE REQUISE

<b>Temps de décharge :</b>  Heures	<b>Temps de réaction</b>  Dizaines de minutes	<b>Fréquence d'appel</b>  Journalier	<b>Echelle</b>  Nationale
--	---	--	---------------------------------

## Lissage et façonnage de production



### DESCRIPTION DU SERVICE

Ce service correspond à la faculté d'un moyen de production à suivre la montée ou descente en charge nécessaire pour le maintien de l'équilibre offre/demande. Le service de lissage et façonnage de production est en général assuré par les moyens de production qui montent ou descendent progressivement en régime en s'adaptant constamment à la charge. L'association d'un système de stockage d'énergie thermique à une unité de production est un moyen d'optimiser le suivi de charge :

- La plupart des moyens de stockage d'énergie thermique peuvent fonctionner à des niveaux de charge/décharge variables, alors que les moyens de production conventionnels voient leurs performances dégradées par un fonctionnement à charge partielle.
- Les moyens de stockage d'énergie thermique possèdent une meilleure réactivité que les moyens de production conventionnels.

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE REQUISE

<b>Temps de décharge :</b> <p>Heures</p>	<b>Temps de réaction</b> <p>Dizaines de minutes</p>	<b>Fréquence d'appel</b> <p>Journalier</p>	<b>Echelle</b> <p>Réseau de chaleur ou de froid</p>
---	--	---	--

## 2.2.2 Garantie capacitaire

Garantie capacitaire, passage des pointes de consommation			
<p><b>Producteur d'énergie thermique</b></p> <p><b>Gestionnaire de réseau</b></p> <p><b>Consommateur</b></p>			
DESCRIPTION DU SERVICE			
<p>Il s'agit d'assurer que les capacités de production de chaleur ou de froid subviennent aux pics de consommation au niveau global du réseau de chaleur:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En assurant un moyen d'approvisionnement de pointe de chaleur ou de froid</li> <li>▪ En écrêtant les pics de consommation (effacement de pointe)</li> </ul>			
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE REQUISE			
<p><b>Temps de décharge :</b></p> <p>Heures    Jours    Mois</p> <p>Heures à jours</p>	<p><b>Temps de réaction</b></p> <p>Dizaines de minutes</p>	<p><b>Fréquence d'appel</b></p> <p>Annuel</p>	<p><b>Echelle</b></p> <p>Réseau de chaleur ou de froid</p>

### 2.2.3 Soutien au réseau

Traitement des congestions						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Producteur d'énergie thermique</td> </tr> <tr style="background-color: #4F81BD; color: white;"> <td style="text-align: center;">Gestionnaire de réseau</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Consommateur</td> </tr> </table>	Producteur d'énergie thermique	Gestionnaire de réseau	Consommateur			
Producteur d'énergie thermique						
Gestionnaire de réseau						
Consommateur						
DESCRIPTION DU SERVICE						
<p>Les réseaux de chaleur ou de froid sont dimensionnés pour assurer la transmission de puissance du producteur au consommateur en anticipant les risques d'incidents et de saturation.</p> <p>L'évolution des consommations locales de chaleur ou de froid peut faire apparaître des goulets d'étranglement à certains points du réseau (congestion en débit). Ces situations de congestion entraînent une exploitation non-optimale du système (modification des températures de production, pertes de charge importantes au sein des canalisations, etc.) et peut nécessiter une mise à niveau du réseau.</p> <p>Le stockage d'énergie thermique offre la possibilité d'éviter le renforcement réseau, durablement, ou temporairement (report d'investissement réseau)</p>						
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA SOLUTION DE STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE REQUISE						
<b>Temps de décharge :</b> Secondes    Minutes    Heures  3 à 6 heures	<b>Temps de réaction</b>  Dizaines de minutes	<b>Fréquence d'appel</b>  Journalier	<b>Echelle</b>  Réseau de chaleur ou de froid			

## 2.3 Synthèse et possibilités de valorisation des services

Cette section synthétise les informations relatives aux différents services fournis par le stockage d'énergie avec, pour chaque service :

- Les caractéristiques techniques dimensionnant le besoin
- La chaîne des acteurs concernés
- Les possibilités de valorisation liées à la réglementation actuelle en France
- Les possibilités de valorisation dans un contexte tendanciel de réglementation en France

### 2.3.1 Caractéristiques techniques requises pour fournir les services

La figure ci-dessous détaille les besoins associés à chaque service et donc les caractéristiques techniques d'une unité de stockage d'énergies souhaitant fournir ces services.

Service	Temps de décharge	Temps de réaction	Fréquence d'appel	Échelle
<b>Arbitrage</b>	Heures à centaines d'heures	Dizaines de minutes	Journalier	Nationale
<b>Lissage et façonnage de production</b>	Heures	Dizaines de secondes	Journalier	Nationale
<b>Garantie capacitaire</b>	Heures à dizaines d'heures	Dizaine de minutes	Annuel	Nationale et régionale
<b>Régulation de fréquence primaire</b>	15 minutes (30 min pour le solaire en ZNI)	Secondes	Journalier à hebdomadaire	Continentale
<b>Régulation de fréquence secondaire</b>	30 minutes environ	Minutes	Journalier	30 minutes environ
<b>Ajustement</b>	Heures	<13 min à heures	Journalier	Nationale
<b>Régulation de tension</b>	Dizaines de minutes à heures	Secondes	Journalier	Segment de réseau
<b>Black start</b>	Heures à dizaines d'heures	Minutes	Annuel	Segment de réseau
<b>Traitement des congestions</b>	Heures	Heures	Mensuel	Segment de réseau
<b>Qualité de l'onde de tension</b>	Secondes à minutes	Millisecondes	Journalier	Site
<b>Continuité d'alimentation</b>	Minutes à heures	Millisecondes	Annuel	Site

Tableau 1 - Caractéristiques techniques requises pour fournir les différents services – système électrique

Service	Temps de décharge	Temps de réaction	Fréquence d'appel	Échelle
<b>Arbitrage</b>	Journalier à saisonnier	Heures	Journalier à saisonnier	Réseau de chaleur ou de froid
<b>Optimisation d'une cogénération face aux marchés électriques</b>	Heures	Dizaines de minutes	Journalier	Réseau de chaleur ou de froid
<b>Lissage et façonnage de production</b>	Heures	Dizaines de minutes	Journalier	Réseau de chaleur ou de froid
<b>Garantie capacitaire</b>	Heures à jours	Dizaines de minutes	Annuel	Réseau de chaleur ou de froid
<b>Traitement des congestions</b>	Heures	Dizaines de minutes	Journalier	Réseau de chaleur ou de froid

Tableau 2 : Caractéristiques techniques requises pour fournir les différents services – système thermique

Cette analyse fait ressortir la grande diversité des services susceptibles d'être apportés par le stockage, en particulier dans le cas du système électrique, tant en termes d'échelle géographique concernée que de contraintes techniques associées.

Ainsi, l'ensemble des services ne pourra pas être fourni par une technologie de stockage unique, mais bien plus probablement par une large gamme de solutions technologiques aux dimensionnements et aux performances complémentaires.

### 2.3.2 Chaines d'acteurs concernés (bénéficiaires et opérateurs)

La Figure 25 récapitule les acteurs impliqués pour chaque service, c'est-à-dire les bénéficiaires directs du service et les différents opérateurs susceptibles de rendre ce service.

La valeur apportée par le service touche avant tout le bénéficiaire direct du service, qui va ensuite, s'il n'est pas lui-même l'opérateur de l'unité de stockage d'énergies, transférer cette valeur vers l'opérateur de stockage d'énergies fournisseur du service, que ce soit à travers une rémunération du service ou une obligation de le fournir.

Par exemple, en ce qui concerne le service de régulation de tension, le bénéficiaire direct est le gestionnaire de réseau de transport puisque le maintien de la fréquence fait partie de sa mission. Un stockage fournissant ce service serait toutefois opéré par un autre type d'opérateur, par exemple un producteur d'énergie conventionnelle, afin de répondre à ses obligations de réserve vis-à-vis du gestionnaire de réseau de transport.

Pour chacun des services, les terminologies courantes employées selon le point de vue (producteur, consommateur...) sont également rappelées.

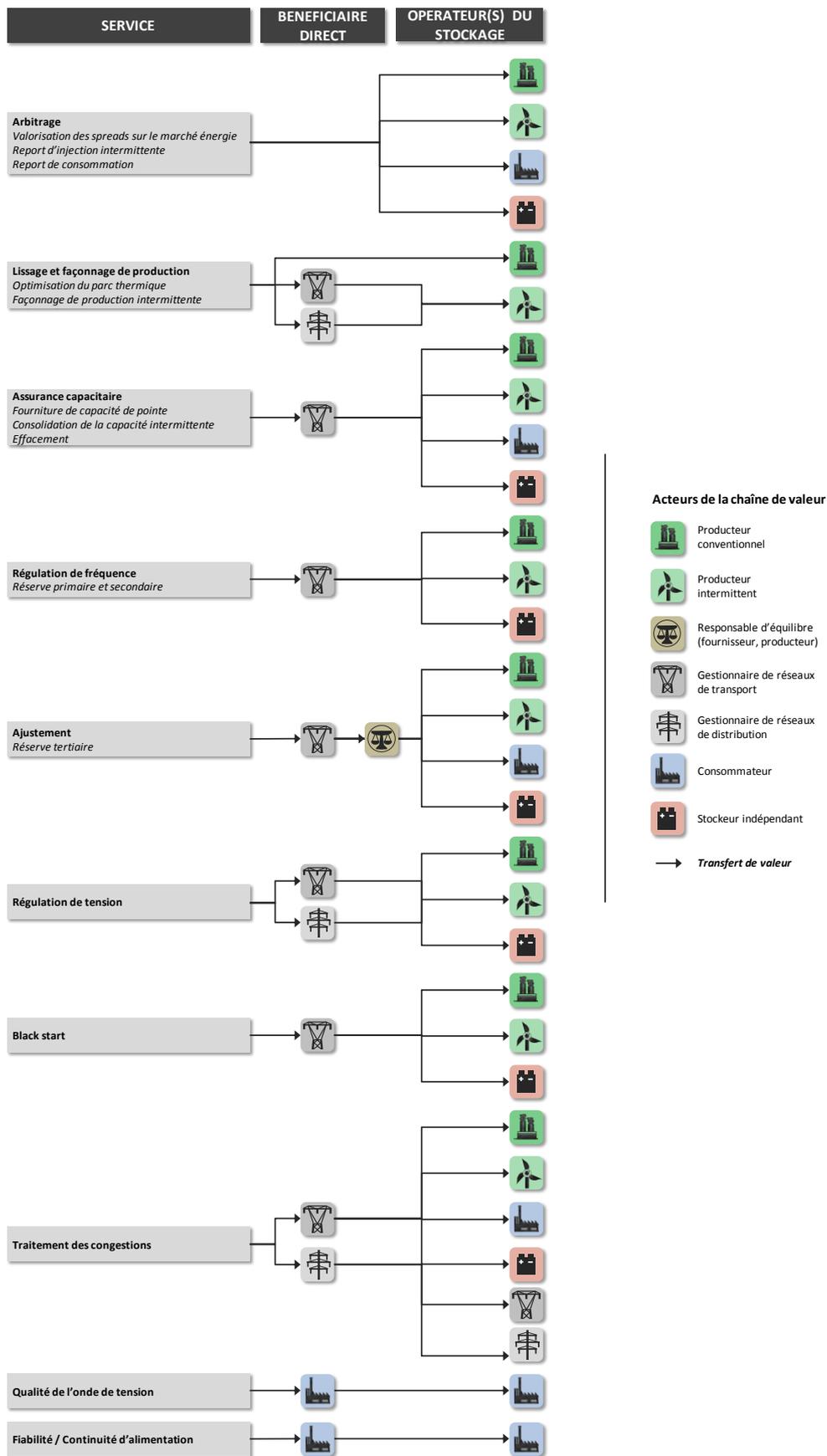


Figure 25 - Décomposition de la chaîne de valeur pour chaque service – système électrique

### 2.3.3 Possibilités de valorisation des services

Les possibilités de valorisation des services du stockage d'énergies sont évaluées dans ce paragraphe par service et selon l'opérateur, à la fois dans le contexte réglementaire français actuel et dans le contexte réglementaire français tendanciel (c'est-à-dire tenant compte des évolutions réglementaires prévues ou prévisibles).

Trois niveaux de qualification sont utilisés :

	Valorisation du service accessible
	Valorisation du service partiellement accessible
	Valorisation du service inaccessible sans évolution réglementaire

**Note :** Dans le cas des systèmes électriques, et pour les GRT et GRD, seul le service « traitement des congestions » a été considéré comme une possibilité éventuelle. En effet, la valorisation d'autres services par ces acteurs s'opposerait nettement aux rôles définis dans le cadre de libéralisation des marchés de l'énergie.

#### 2.3.3.1 Système thermique

Le Tableau 3 récapitule les possibilités de valorisation des services que peut fournir un système de stockage d'énergie thermique à un système thermique dans le contexte réglementaire français actuel et tendanciel (absence d'évolution prévue), par opérateur.

L'absence de marché dans le cadre des systèmes thermiques rend le stockage valorisable par les acteurs, mais ceci strictement dans la limite de leurs responsabilités. Toutefois, par rapport au système électrique, la captation de valeur est facilitée par la plus grande intégration des acteurs.

Service	Producteur d'énergie thermique	Gestionnaire de réseau	Consommateur
Arbitrage			
Optimisation d'une cogénération face aux marchés électriques			
Lissage et façonnage de production			
Garantie capacitaire			
Traitement des congestions			

Tableau 3 - Possibilités de valorisation des services dans le contexte réglementaire français actuel et tendanciel futur

### 2.3.3.2 Système électrique

Le Tableau 4 récapitule les possibilités de valorisation des services que peut fournir un système de stockage d'électricité au système électrique dans le contexte réglementaire français actuel, par opérateur.

Service	Producteur conventionnel	Producteur intermittent	Stocker indépendant	GRT	GRD	Consommateur
Arbitrage	●	●	●			●
Lissage et façonnage de production	●	● Sauf ZNI				
Garantie capacitaire	●	●	●			●
Régulation de fréquence primaire	●	● Sauf ZNI	●			
Régulation de fréquence secondaire	●	● Sauf ZNI	●			
Ajustement	●	●	●			●
Régulation de tension	●	● Sauf ZNI	●			
Black start	●	●	●			
Traitement des congestions	●	●	●	●	● Sauf ELD	●
Qualité de l'onde de tension						●
Continuité d'alimentation						●

Tableau 4 - Possibilités de valorisation des services dans le contexte réglementaire français actuel

D'un point de vue réglementaire, un certain nombre de services pour le système électrique sont d'ores et déjà accessibles à différents opérateurs de stockage d'électricité, en particulier les services système (régulation de fréquence et de tension) et les services liés à l'alimentation de consommateurs.

Toutefois, les producteurs d'énergie intermittente n'ont, dans le cadre réglementaire actuel de tarifs d'achat non horo-saisonnalisés et de perte de cette obligation pour de l'électricité stockée (au moins en métropole), que peu d'intérêt (ou d'obligation) à valoriser le stockage d'électricité. Le cas des ZNI est de ce point de vue à considérer de façon différenciée, avec des dispositions réglementaires spécifiques qui poussent davantage les opérateurs intermittents à la mise en place de systèmes de stockage.

Le Tableau 5 quant à lui récapitule les possibilités de valorisation de ces services dans le contexte réglementaire français tendanciel futur, par opérateur.

Service	Producteur conventionnel	Producteur intermittent	Stocker indépendant	GRT	GRD	Consommateur
Arbitrage	●	●	●			●
Lissage et façonnage de production	●	●				
Garantie capacitaire	●	●	●			●
Régulation de fréquence primaire	●	● Sauf ZNI	●			
Régulation de fréquence secondaire	●	● Sauf ZNI	●			
Ajustement	●	●	●			●
Régulation de tension	●	● Sauf ZNI	●			
Black start	●	●	●			
Traitement des congestions	●	●	●	●	● Sauf ELD	●
Qualité de l'onde de tension						●
Continuité d'alimentation						●

Tableau 5 - Possibilités de valorisation des services dans le contexte réglementaire français tendanciel futur

Peu de changements sont aujourd'hui prévus en France. Cependant, la mise en place d'un mécanisme de capacité, rendant accessible le service de garantie capacitaire, constituera un changement majeur dès 2016-2017.

De plus, la fin des contrats d'obligation d'achat pour une partie des producteurs intermittents (durées de contrat de 15 ou 20 ans) et l'évolution probable des tarifs d'achat vers une logique de marché devraient également inciter les producteurs intermittents à utiliser davantage certains des services (arbitrage et lissage de production) pour assurer une fourniture de services système plus conforme à la réalité des marchés.

## 2.4 Services et segments

Ces différents services sont étudiés sur la base de plusieurs segments représentatifs (cf §4) comme présenté aux Tableau 6 et Tableau 7.

Service	Segments relatifs au système électrique					
	France	ZNI	THT	HTA/HTB	tertiaire	BT
Arbitrage	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Garantie capacitaire	Oui	Oui	Oui	Oui	Non pertinent	Oui
Régulation de fréquence primaire	Oui	Oui	Oui	Oui	Non pertinent	Non
Régulation de fréquence secondaire	Oui	Oui	Oui	Oui	Non pertinent	Non
Réserve tertiaire	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Régulation de tension	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Black start	Non pertinent	Non pertinent	Non	Non	Non	Non
Traitement des congestions	Non pertinent	Non pertinent	Oui	Oui	Non	Non
Qualité de l'onde de tension	Non pertinent	Non pertinent	Non pertinent	Non pertinent	Non	Non
Continuité d'alimentation	Non pertinent	Non pertinent	Non pertinent	Non pertinent	Oui	Non

Tableau 6 – Correspondance entre services et segments électriques étudiés<sup>11</sup>.

Service	Segments relatifs aux systèmes thermiques		
	froid	réseau de chaleur	cogénération
Arbitrage	Oui	Oui	Oui
Optimisation d'une cogénération face aux marchés électriques	Non pertinent	Non pertinent	Oui
Lissage et façonnage de production	Oui	Oui	Oui
Garantie capacitaire	Oui	Oui	Oui
Traitement des congestions	Non	Non	Non

Tableau 7 – Correspondance entre services et segments thermiques étudiés.

<sup>11</sup> Pour les usages électriques, le service de lissage et façonnage de production relève de contextes de marché ; il n'est donc pas pertinent dans une approche collectivité.

## 3 Scénarios et hypothèses de modélisation

### 3.1 Des scénarios de parc électrique contrastés par une pénétration d'EnR plus ou moins forte

Trois scénarios d'évolution du parc de production et de la consommation d'électricité à l'horizon 2030 ont été pris en compte dans cette étude. Deux proviennent du bilan prévisionnel 2012 de RTE [1], le troisième venant de Visions 2030-2050 de l'ADEME. Tous les trois mettent en avant un accroissement de la taille du parc de production EnR, un développement des capacités d'interconnexion avec les pays Européens, ainsi qu'une réduction de la puissance de production nucléaire. Néanmoins, ils diffèrent par le taux de pénétration d'EnR et par le niveau de consommation énergétique.

Le scénario « Médian » de RTE considère une augmentation modérée de la consommation électrique française annuelle (+ 11 % par rapport à 2011), ainsi qu'une modification de la structure du parc de production : développement des EnR (+ 450% en puissance installée pour le parc éolien et photovoltaïque) et réduction faible de la puissance installée en nucléaire (- 10 %).

Le scénario « Nouveau Mix » de RTE prévoit une augmentation de l'efficacité énergétique et donc une augmentation plus faible de la consommation par rapport à 2012 (+ 6 %), associée à une réduction plus importante de la puissance nucléaire (- 36 %) et une augmentation plus forte de la production EnR (+ 670 % en puissance installée).

Le scénario « ADEME » suppose quant à lui une réduction importante du parc nucléaire (- 49%), une pénétration d'EnR très forte (+ 770 %) et une réduction importante de la consommation (- 15 %) par le biais d'une augmentation de l'efficacité énergétique.

Les mix énergétiques et capacité d'interconnexions sont détaillés dans les tableaux et graphiques suivants pour les différents scénarios.

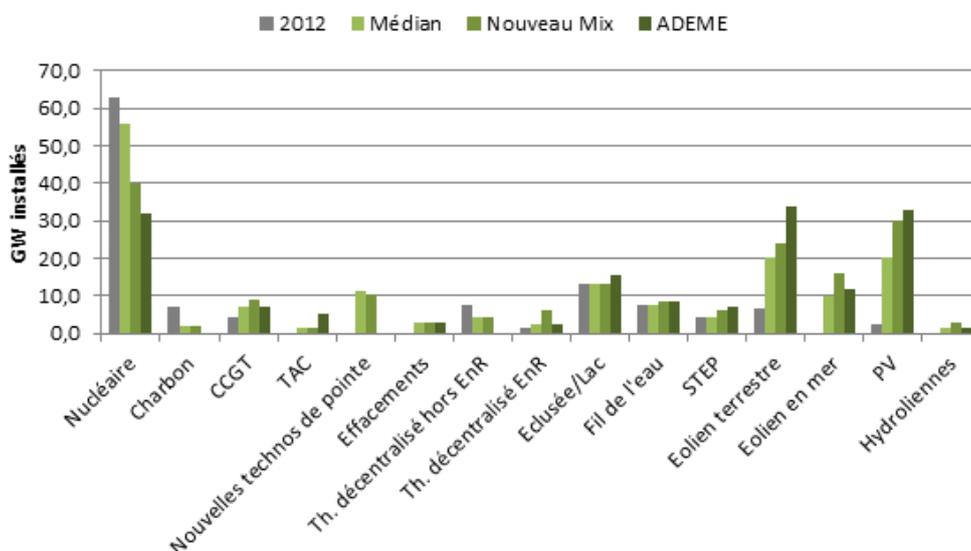


Figure 26 – Mix énergétiques en 2012 et 2030

	2030			
	2012	Médian RTE	Nouveau Mix RTE	Vision ADEME
Nucléaire	63,1	56,0	40,0	32,0
Charbon	6,9	1,7	1,7	0,0
CCGT	4,5	6,9	8,9	6,9
Pointe et effacement	10,2	16,0 (18,0 <sup>12</sup> )	15,0 (19,0)	8,0 (13,8)
Th. Décentralisé	7,4	4,5	4,5	0,0
Th. Renouvelable	1,3	2,6	6,3	2,2
Hydro Réservoir	13,3	13,3	13,3	15,4 (13,3)
Fil de l'eau	7,6	7,6	7,6	8,4
STEP	4,3	4,3	7,3 (4,3)	7,0 (4,3)
Eolien On-shore	6,7	24,5	28,0	34,0
Eolien Off-shore	0,0	5,5	12,0	12,0
PV	2,4	20,0	30,0	33,0
Hydroliennes	0,0	1,5	3,0	1,5
<b>Total</b>	<b>127,7</b>	<b>164,4</b>	<b>177,6</b>	<b>157,4</b>

Tableau 8 – Mix énergétiques pour les trois scénarios, en GW de capacité de production. En cas de différence entre la valeur utilisée et celle du scénario, la valeur utilisée a été mise entre parenthèse.

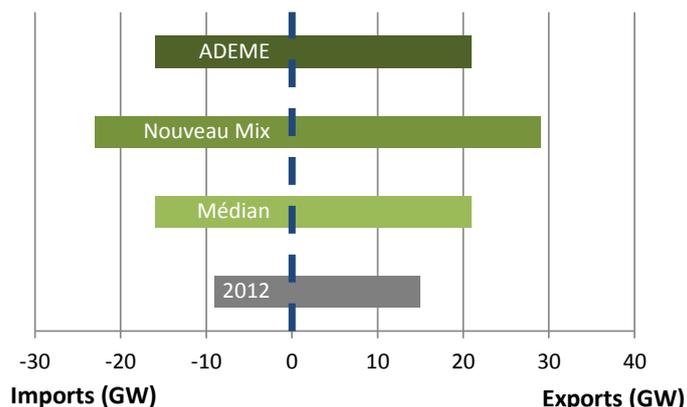


Figure 27 - Capacités d'interconnexions, en 2012 et pour les 3 scénarios retenus

<sup>12</sup> Notons que pour des questions de cohérence entre les scénarios, les puissances installées en STEP et en hydro réservoir ont été harmonisées. La puissance installée en technologie de pointe a été adaptée en conséquence pour retrouver la puissance installée totale définie par chaque scénario. La puissance de pointe a aussi été très légèrement adaptée pour retrouver un niveau de défaillance respectant le critère de 3h maximum de défaillance en espérance.

Les scénarios se différencient aussi par leur consommation d'énergie, en France. En particulier, l'hypothèse de gradient thermique pour la consommation du chauffage électrique varie de 1450 MW/°C pour le scénario ADEME à entre 2300 et 2400 MW/°C pour les scénarios de RTE, légèrement supérieur au 2200 MW/°C actuels. Le gradient pour la climatisation varie de 380 MW/°C pour le scénario ADEME et Nouveau Mix, à 480 MW/°C pour le scénario Médian de RTE.

La consommation due à la charge des véhicules électriques<sup>13</sup> et des ballons d'eau chaude est aussi prise en compte comme on peut le voir dans le tableau ci-dessous. Les hypothèses de pilotage de ces consommations sont présentées au §3.3.

	ADEME	Médian	Nouveau Mix
<b>Consommation annuelle des véhicules électriques (TWh)</b>	5.2	13.8	25.6
<b>Consommation annuelle de l'eau chaude sanitaire (TWh)</b>	12.7	19.3	18.5

Tableau 9 – Hypothèses de consommations véhicules électriques et eau chaude sanitaire pour chacun des scénarios

La consommation électrique annuelle, pour chaque scénario est présentée dans le graphique suivant :

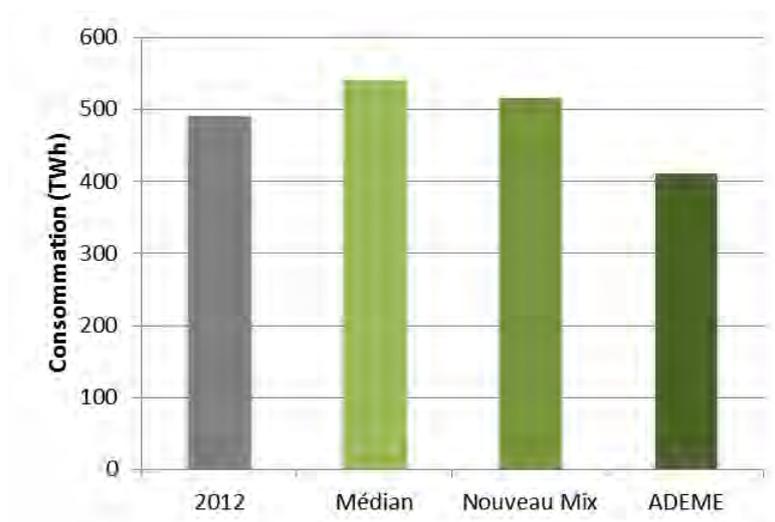


Figure 28 - Consommation électrique annuelle suivant les différents scénarios et comparaison avec 2012

## 3.2 Une modélisation du parc de production électrique français par filière

Comme présenté précédemment, le segment France est modélisé hors contrainte réseau (pour une prise en compte des contraintes réseau se référer aux paragraphes suivants).

La simulation de l'équilibre offre-demande est réalisée par un processus d'optimisation dont l'objectif est de minimiser la somme des coûts de production d'énergie sur la zone tout en respectant

<sup>13</sup> La décharge des batteries sur le réseau électrique (Vehicule-to-Grid), ainsi que la seconde vie des batteries de véhicules électriques (pour des usages de secours tertiaire ou de cyclage faible puissance du PV) ne sont pas étudiées dans ce rapport.

l'ensemble des contraintes du système (contraintes physiques sur les moyens de production, contrainte de satisfaction de la demande en électricité, limites des importations et exportations, contrainte de fourniture de réserve). **Ce calcul est réalisé sur un an, au pas horaire, pour 20 scénarios d'aléas de température et de production intermittente.**

Le tableau suivant présente l'ensemble des coûts de production<sup>14</sup> d'énergie utilisés dans l'étude.

Filière	Coûts		Contraintes		
	Coût variable (€/MWh)	Coût variable incl. CO <sub>2</sub> (€/MWh)	Peuvent participer à la réserve	Gradient maximum à la hausse et à la baisse ?	Flexible?
Nucléaire	6,41	6,41	×	×	×
Charbon	25,9	51,82	×	×	×
CCGT	48,3	60,97	×		×
TAC	73,1	92,97	×		×
Th. décentralisé	73,1	92,97	× <sup>15</sup>		×
Th. renouvelable	0,0	0,0	× <sup>15</sup>		×
Hydro lac	0,0	0,0	×		×
Fil de l'eau	0,0	0,0	× <sup>15</sup>		
STEP	0,0	0,0	×		×
Eolien on-shore	0,0	0,0	× <sup>15</sup>		
Eolien off-shore	0,0	0,0	× <sup>15</sup>		
PV	0,0	0,0	× <sup>15</sup>		
Hydroliennes	0,0	0,0	× <sup>15</sup>		

Tableau 10 - Coûts variables de production utilisés dans l'étude, par filière<sup>16</sup>. Sources : [2] pour le nucléaire, [3] pour le charbon, les CCGT et les TAC.

On choisit comme coût du CO<sub>2</sub> en 2030 la valeur proposée dans [3] soit 28,8 €/t. Des variantes à 5 €/t et 100 €/t sont également étudiées.

Enfin, le coût d'investissement des moyens de pointe est choisi à 60 000 €/MW/an [4]. Ce coût est utilisé pour le calcul de valeur capacitaire (cf. §3.7).

<sup>14</sup> Toutes les valeurs sont en euros 2013, hors inflation.

<sup>15</sup> Ces systèmes ne participent pas aujourd'hui à la réserve, mais on suppose que ce sera le cas pour 2030.

<sup>16</sup> Les filières EnR marines n'ont pas été modélisées du fait de leur très faible part dans les mix énergétiques des scénarios étudiés.

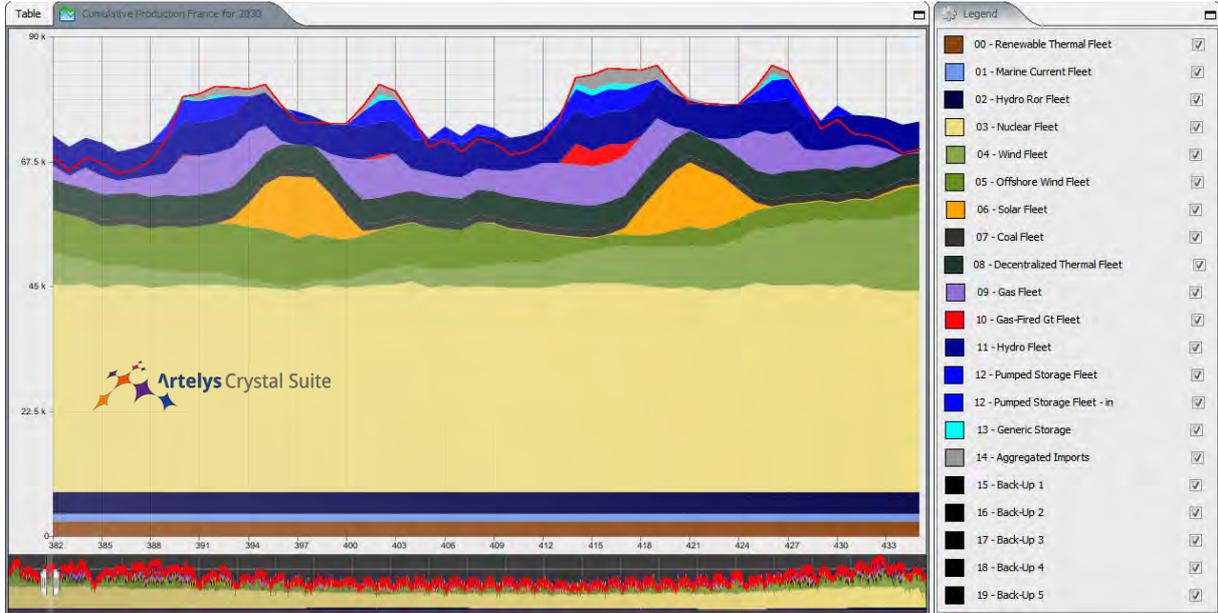


Figure 29 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas de temps horaire (segment France, NMX, hiver). Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande électrique (courbe rouge)

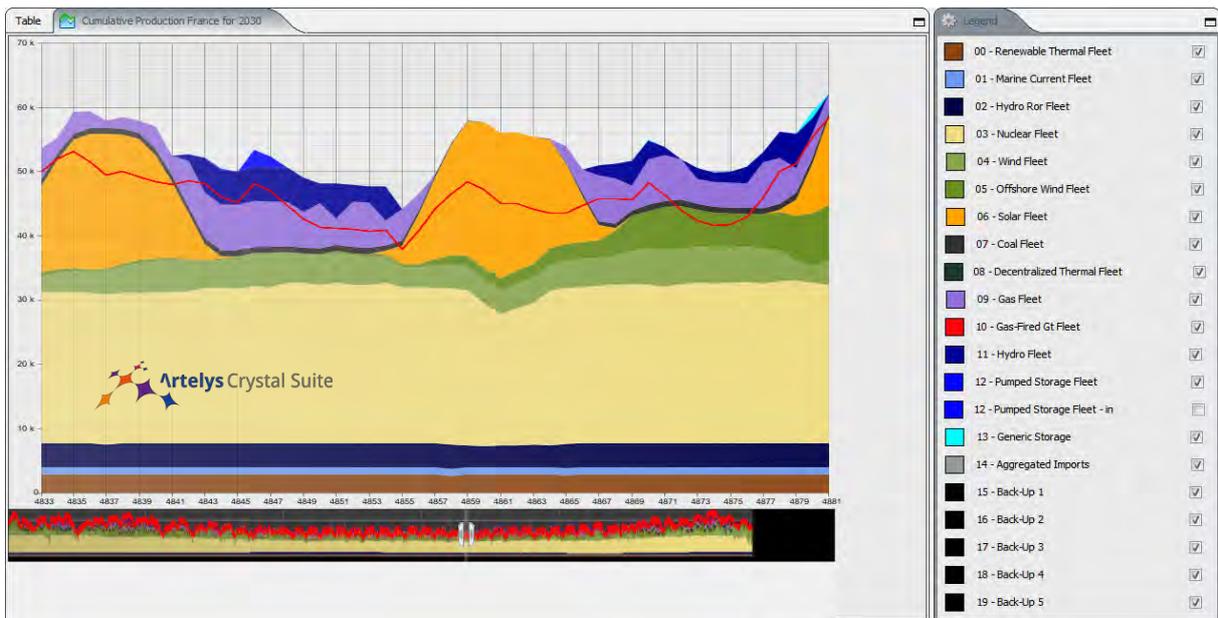


Figure 30 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas de temps horaire (segment France, NMX, été). Ici, la production est plus élevée que la consommation France (courbe rouge) : on exporte de l'électricité

### 3.2.1 Filière nucléaire

La filière nucléaire est représentée par un actif possédant une puissance maximale et un coût variable de production. La puissance maximale à chaque instant est égale à la puissance installée multipliée par le taux de disponibilité. Pour les deux scénarios de RTE, on utilise les profils de disponibilité du parc français pour les années 2011 et 2012. Ces profils restent pertinents pour 2030 étant donné que les variations de demande été-hiver restent similaires à aujourd'hui. Pour le scénario de l'ADEME, nous construisons une courbe de disponibilité au pas mensuel de sorte que la

disponibilité soit la plus importante lorsque la demande nette est la plus importante (en hiver). La disponibilité du parc varie ainsi de 95 % en hiver en période d'ultra-pointe à 55 % en été.

La disponibilité moyenne pour les 3 scénarios est de 75 %.

De plus, nous imposons à la filière nucléaire de ne pas descendre en-dessous d'un minimum technique fixé à 40 % de sa puissance maximale [5] et de respecter un gradient maximal à la hausse et à la baisse de 5 %/heure<sup>17</sup> de sa puissance installée.

### 3.2.2 Thermique centralisé

Les technologies Charbon, CCGT et Turbines à combustion (TAC) sont modélisées avec les contraintes et paramètres suivants:

- Charbon : Puissance installée, coût variable de production (incluant coût du CO<sub>2</sub>), disponibilités, gradients maximum à la hausse et à la baisse ;
- CCGT : Puissance installée, coût variable de production (incluant coût du CO<sub>2</sub>), disponibilités ;
- TAC : Puissance installée, coût variable de production (incluant coût du CO<sub>2</sub>).

Les puissances installées sont présentées en §3.1 et les coûts variables dans le Tableau 10. Pour la disponibilité de la filière charbon, nous nous basons sur la puissance disponible au pas horaire de l'année 2010 (source RTE), rapportée à la puissance installée. Pour ce qui est des CCGT, nous avons choisi d'utiliser un taux de disponibilité de 85 %, ce qui correspond à la disponibilité moyenne en 2012 (source RTE).

Les coûts de démarrage des centrales thermiques n'ont pas été intégrés dans le segment France (alors qu'ils sont pris en compte pour le segment ZNI). Aujourd'hui en métropole, seuls les coûts de démarrage des centrales charbon ont un impact notable sur les prix de marché. Les mix envisagés pour 2030 n'ayant que très peu de centrales charbon, il a été choisi de ne pas prendre en compte ces contraintes.

### 3.2.3 Thermique décentralisé (hors biomasse)

Selon le bilan prévisionnel 2012 de RTE [1], la puissance des centrales thermiques décentralisées est de 7,4 GW. Aujourd'hui, ces centrales produisent à leur puissance maximum du 1er novembre au 31 mars du fait du tarif d'achat de l'électricité très avantageux pendant cette période. Pendant le reste de l'année, elles restent disponibles, mais ne produisent que si nécessaire.

Leur fonctionnement est supposé identique pour 2030.

### 3.2.4 Thermique renouvelable (Biomasse)

Ne disposant que de la donnée de production annuelle des centrales thermiques renouvelables pour l'année 2010, nous avons pris comme hypothèse une production uniforme sur l'année. Nous en avons donc déduit un taux de charge moyen utilisé tout au long de l'année, qui est supposé identique en 2030.

---

<sup>17</sup> Hypothèse concertée avec l'ADEME et RTE

### 3.2.5 Centrales hydroélectriques à réservoir (lacs, éclusées)

Pour gérer le stock hydraulique<sup>18</sup>, dont la saisonnalité est annuelle, nous nous appuyons sur des courbes guide qui donnent des trajectoires de quantité minimum d'eau à respecter à chaque fin de semaine. Chaque courbe guide est construite à partir de l'année 2010. Ainsi, l'outil de modélisation<sup>19</sup> peut utiliser l'eau du stock quand il le souhaite sur un horizon d'un mois (permettant ainsi de profiter d'arbitrages économiques) dans la mesure où la contrainte de stock minimum est respectée à chaque fin de semaine. Cela permet de fournir une gestion raisonnable du stock hydraulique vis-à-vis de deux points :

- La gestion du stock au sein d'un mois est optimisée face aux coûts de production du parc français ;
- La courbe guide évite une anticipation au-delà d'un mois et permet d'avoir une bonne répartition de l'utilisation du stock au cours de l'année.

Les apports en eau du lac sont calculés au pas mensuel (à partir de la production électrique mensuelle de l'ensemble des lacs français et de leur niveau de stock à chaque fin de semaine), puis répartis de manière égale au sein du mois.

### 3.2.6 Fil de l'eau

Pour l'énergie hydraulique dite « au fil de l'eau », la production est fatale. On modélise cette filière par un actif dont la production varie d'un mois sur l'autre. La production mensuelle est calculée à partir de la puissance installée et d'historiques de répartition de la production par mois, afin de traduire les variations de débit sur les cours d'eau.

### 3.2.7 Stations de transfert d'énergie par pompage

Les stations de transfert d'énergie par pompage sont modélisées par un actif de stockage d'électricité disposant des paramètres suivants : stock installé, puissance maximale en décharge et en charge et rendement. Le rendement utilisé est de 80 % [6]. La puissance et le stock installés correspondent aux valeurs en 2012.

### 3.2.8 Eolien

Le parc éolien est divisé en deux filières (terrestre et en mer) ayant chacune une puissance installée, qui dépend du scénario (voir §3.1), et un profil de production horaire (profil de production nationale 2011 et 2012, source : RTE).

### 3.2.9 Solaire Photovoltaïque

Comme pour les éoliennes, le solaire photovoltaïque est modélisé par une puissance installée, qui dépend du scénario (voir §3.1), et un profil de production horaire. [7]. Pour les segments tertiaire et BT, des profils de production locaux ont été utilisés [8].

---

<sup>18</sup> Lacs et éclusées sont représentés conjointement dans le même modèle.

<sup>19</sup> La plateforme Artelys Crystal

### 3.2.10 Imports/exports

La modélisation de l'ensemble du parc européen de génération/stockage électrique sortant du cadre de cette étude, un modèle d'imports/exports a été utilisé pour pouvoir prendre en compte leur impact sur le système français.

Les imports et exports sont modélisés en deux actifs distincts, l'un agissant comme une demande supplémentaire (exports) et l'autre comme un producteur supplémentaire (imports), mais estimés de manière conjointe, et préalable à la simulation de l'équilibre offre-demande France.

Il est cependant nécessaire de prendre en compte un certain nombre de facteurs impactant fortement les échanges. En particulier, deux phénomènes sont visibles si on observe les données historiques :

- dépendance à la demande : plus la demande nette d'énergie est forte en France, plus les imports sont importants.
- développement de la puissance installée en panneaux photovoltaïques en Europe : les analyses faites sur l'année 2012 montrent un impact important de la production solaire sur les exports. Si la production solaire française est élevée, il en va souvent de même chez nos voisins (en particulier l'Allemagne). Ces derniers ont donc besoin de moins d'énergie, et importent moins, ce qui diminue nos exports<sup>20</sup>.

Ainsi, dans notre modèle d'imports/exports, nous faisons dépendre les échanges avec les pays limitrophes interconnectés des facteurs suivants :

- Demande nette (= demande nationale - production intermittente)
- Production solaire

Les coefficients de dépendance à ces facteurs ont été calibrés sur 2010 et 2012. Des analyses de sensibilité des résultats à ces paramètres ont par ailleurs été menées (cf. §4.1.1.3.3).

La figure 20 présente un exemple de calcul des exports. On notera que si les exports sont positifs, les imports sont nuls : on travaille en solde exportateur ou importateur, le transit n'est pas pris en compte puisqu'il n'intervient pas dans l'équilibre offre-demande.

---

<sup>20</sup> Ce phénomène est susceptible de s'accroître à l'avenir. Si on se réfère au Technology Roadmap for solar PV energy de l'AIE, de 14 GW de solaire photovoltaïque dans le monde en 2008, on passerait à 200 GW en 2020 et à 900 GW en 2030.

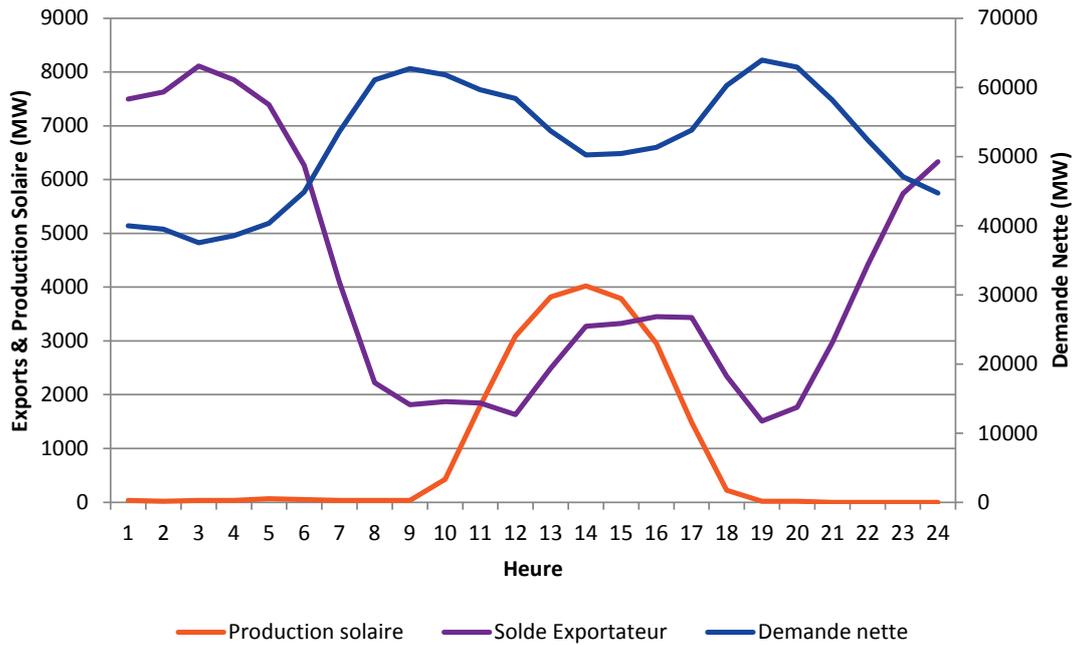


Figure 31 - Exports en fonction de la demande nette et de la production solaire

### 3.3 Demande d'énergie électrique nationale

Dans chacun des segments, la demande en énergie, qu'elle soit sous forme électrique, de chaleur ou de froid est un facteur primordial dans la simulation de l'équilibre offre-demande. Selon le contexte, différentes modélisations et méthodes de calcul ont été adoptées. Nous présentons ici la modélisation la plus fine, soit celle utilisée dans le segment France. Pour les autres segments, la modélisation peut être plus simple, par exemple via l'utilisation de chroniques de consommation fournies par les partenaires de l'étude que sont ERDF et RTE. Ceci est précisé au sein des paragraphes concernant chaque segment.

Dans le segment France, la consommation électrique française est découpée en trois actifs correspondant à des usages différents :

- usages non-thermosensibles non-pilotables,
- usages non-pilotables et thermosensibles
- usages pilotables.

Les **usages pilotables** que nous avons pris en compte sont la consommation due à la charge des véhicules électriques et la consommation due à l'eau chaude sanitaire (ECS)<sup>21</sup>. Nous disposons en entrée du niveau de consommation mensuelle pour chacun de ces deux usages et pour chacun des scénarios long-terme étudiés (RTE Nouveau Mix, RTE Médian et ADEME). Ce niveau mensuel est réparti également au sein du mois pour obtenir des consommations journalières. Par défaut, ces consommations journalières sont réparties entre 22h et 7h pour l'ECS et sur la journée pour les véhicules électriques. Des scénarios de pilotage intelligent de ces consommations sont également étudiés (cf. partie 4.4.1).

<sup>21</sup> Les autres usages électriques pilotables (notamment les effacements) n'ont pas été modélisés, par manque de lisibilité sur les gisements et contraintes associées à horizon 2030.

Les **usages thermosensibles et non-pilotables** regroupent la consommation due au chauffage électrique et à la climatisation. Aujourd'hui, les usages thermosensibles représentent entre 15 % et 20 % de la consommation française annuelle, et sont en hiver la principale raison des pointes journalières, pouvant monter jusqu'à 50 % de la consommation. Pour calculer cette consommation, nous disposons comme données d'un gradient thermique pour 2030 par scénario long-terme, ainsi que de températures de références pour chaque heure de la journée pour la climatisation et pour le chauffage électrique. Pour bien prendre en compte la variabilité du profil de consommation, dû à la variabilité de la température, 20 années de température sont étudiées.

Les **usages non-pilotables et non-thermosensibles** sont tous les autres usages, domestiques, industriels, ainsi que la consommation du secteur tertiaire et due à l'éclairage public. Ils représentent à eux tous, la majeure partie de la consommation.

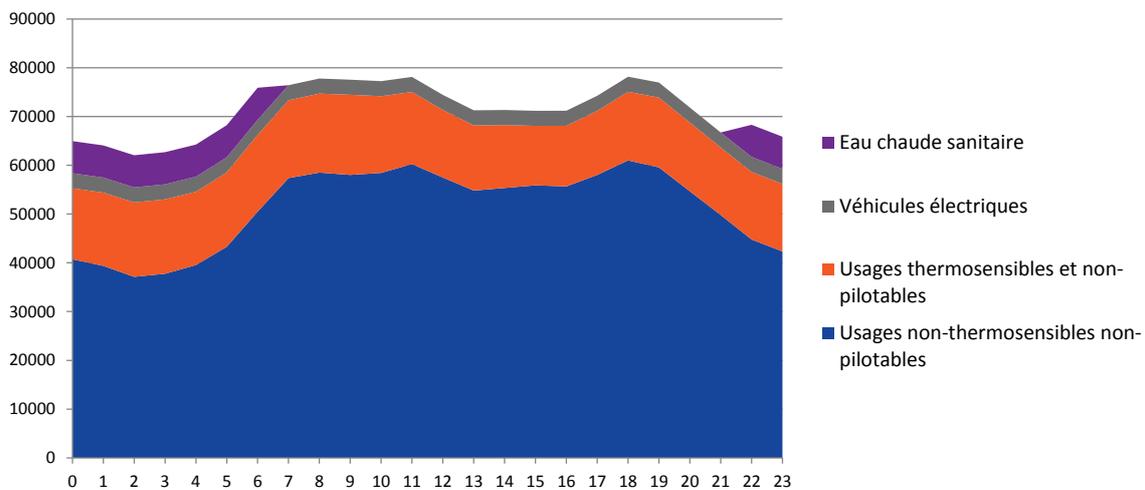


Figure 32 - Exemple de profil de consommation par usages (hiver)

## 3.4 Une modélisation plus fine du parc de production lorsque nécessaire

Les segments ZNI, réseau de chaleur et cogénération, qui sont de taille plus réduite, font l'objet d'une modélisation spécifique, avec une représentation par centrale et non par filière de production.

### 3.4.1 Segment ZNI

Une des caractéristiques importantes des zones insulaires est le faible foisonnement de la production. Le nombre de centrales thermiques installées étant faible, l'impact des contraintes de fonctionnement (par exemple contrainte de  $P^{min}$  – la puissance appelée ne peut pas être inférieure à une certaine puissance minimale) sur le coût de fonctionnement du système est non négligeable.

Prendre en compte les contraintes de  $P^{min}$  de manière raisonnable nécessite de représenter l'état (arrêté ou démarré) de chaque groupe de production. En effet, les centrales sont soumises à un **coût de démarrage** (coût opérationnel et consommation énergétique supplémentaires pour démarrer la centrale), qui est subi lorsqu'elles passent de l'état arrêté à l'état démarré.

### 3.4.2 Segments réseau de chaleur

Le segment réseau de chaleur qui, comme le segment ZNI, est de taille plus réduite, utilise une **modélisation de chaque centrale de production**, et non pas une modélisation par filière comme pour le segment France. Il est en effet primordial de prendre en compte les durées minimales de fonctionnement, en particulier pour les chaudières à bois, qui ont un impact fort sur la gestion du système énergétique. Il en est de même pour le segment cogénération et froid.

## 3.5 Modélisation des différentes contraintes réseau

Comme décrit dans le paragraphe 1.6, les contraintes réseau ont été représentées à travers la modélisation de différents segments, en fonction du niveau de la congestion réseau (HTB, HTA ou BT). Ces contraintes réseaux sont modélisées comme des capacités d'échange maximum (sur un pas de temps d'une heure) entre le segment d'étude et le reste du territoire français. Ces capacités d'échange maximum incluent des marges de sécurité pour assurer la bonne gestion du système (utilisation nominale, redondance en cas de perte d'un transformateur...).

Pour le réseau de transport, les coûts d'exploitation et d'investissement de réseau sont estimés à 15 k€/MW/an pour HTB3 et 33 k€/MW/an pour HTB1, ce qui correspond au chiffre d'affaire de RTE rapporté au 100 GW de production française en pointe à transporter aux lieux de consommation, et qui est cohérent avec les valeurs du TURPE pour les niveaux de tension HTB1 et HTB3.

Pour le réseau de distribution, la plus grande part des coûts sont fixes par rapport aux énergies transitées. Les coûts de capital d'ErDF dépendent en effet de la densité des consommateurs (elle détermine la longueur des ouvrages et le nombre de transformateurs), et des puissances transitées (elle détermine la taille des ouvrages). Les coûts de maintenance et d'exploitation dépendent eux de la longueur et du nombre d'ouvrages et très faiblement de la capacité unitaire de chacun. Une réduction de la puissance transitée entraîne une réduction des coûts de capital (cf. les coûts incrémentaux ci-dessous) mais tant que les longueurs des ouvrages ou leur nombre reste inchangés, l'impact sur les coûts de maintenance est négligeable. Enfin les seuls coûts nettement sensibles à la quantité d'énergie transitée sont les achats d'énergie par RTE pour compenser les pertes.

En termes d'investissements, ErDF évalue les coûts incrémentaux de réseau à 8 €/kW/an pour HTA et 20 €/kW/an pour BT [9] : une diminution de la puissance de pointe de 1 kW permet une économie moyenne de 8 €/an en HTA et 20 €/an en BT (cumulables).

	réseau de transport		réseau de distribution	
	HTB 3	HTB 1	HTA	BT
coûts proportionnels à l'énergie transitée	Ces coûts sont très faibles et ont été supposés comme nuls pour cette étude			
coûts proportionnels à la puissance de pointe	15 €/kW/an	33 €/kW/an	8 €/kW/an	20 €/kW/an
coûts d'accès à l'électricité (indépendant de la puissance et énergie transitées)	0	0	Majorité des coûts d'ErDF	

Tableau 11 – Hypothèses de répartition des coûts de réseau pour les différents niveaux de tension. Ces coûts sont cumulables (1 kW évité en HTB1 permet également 1 kW de HTB3 évité, soit une économie totale de 48 €/kW/an)

Les hypothèses du Tableau 9 sont utilisées pour les segments THT, tertiaire et BT.

Pour le segment HTA/HTB, le contexte étudié est celui d'un stockage d'électricité mobile, temporairement en appui d'un poste source pour absorber l'excédent de production renouvelable locale et retarder les investissements liés au renforcement réseau. Nous ne pouvons donc plus travailler en coût moyen (en €/kW/an), mais en annuité de report d'investissement.

Le coût d'une mutation de transformateur (20MVA vers 36MVA) est de 10 à 15 €/kVA ; pour la création d'un nouveau transformateur, le coût s'élève à 50-60 €/kVA<sup>22</sup>. Avec une hypothèse de durée de vie de 40 ans et de taux d'actualisation de 7,25%, un report d'investissement d'un an d'un transformateur de 20 MVA (mutation ou création) permet donc une économie de 15 à 90 k€/an, à laquelle il faut rajouter les économies en HTB1 et HTB3.

### 3.6 Modélisation de la réserve

La réserve est la capacité de production supplémentaire disponible pour compenser les aléas liés aux imprévus de la production et de la consommation (arrêt fortuit d'un groupe, erreurs de prévision de la demande ou de la production intermittente). Elle est fondamentale pour la sécurité du système électrique. La **réserve tournante** ou rapide est la partie de la réserve qui est mobilisable en moins de 15 minutes. Elle est gérée de manière automatique, et ne peut qu'appeler des groupes déjà en fonctionnement. Elle permet notamment de réajuster l'équilibre offre-demande dans les quelques secondes (réserve primaire) aux quelques minutes (réserve secondaire) qui suivent une rupture d'équilibre.

Dans le cadre de cette étude, les hypothèses suivantes ont été réalisées :

- La réserve tertiaire, qui concerne des unités de production ou d'effacement à l'arrêt et capables de démarrer en moins de 15 minutes, n'a pas été modélisée : cette réserve doit pouvoir faire face à des événements de déséquilibre offre-demande sur une dizaine d'heures (arrêt fortuit d'un groupe<sup>23</sup>, erreurs de prévision de la production intermittente...) et ne peut être fournie que par des stockages de longue durée (>10h). Par ailleurs, les coûts de la réserve tertiaire pour la collectivité restent bien inférieurs à ceux de la réserve tournante.
- Seuls les besoins de réserve tournante à la hausse ont été modélisés (le coût pour la collectivité de la réserve à la hausse est en effet beaucoup plus important que celui de la réserve à la baisse).
- La participation à la réserve se traduit par une réservation d'une part de puissance du moyen de production, de façon à ce qu'il puisse ajuster à tout moment sa production à la hausse. Les ajustements de production liés à l'activation des réserves n'ont pas été modélisés.

---

<sup>22</sup> A titre comparatif, le S3REnR élaboré fin 2012 par RTE pour la région Champagne-Ardenne comporte un renforcement de 871MW de la somme des capacités réservées pour un coût d'investissement d'environ 50€/kW. Ces chiffres incluent les coûts des réseaux HTA et HTB. D'une manière générale pour les 7 S3REnR présents à Juillet 2013, le coût d'investissement réseau est égal à 41€/kW en moyenne.

<sup>23</sup> La journée du 3/10/2013 donne une bonne illustration des besoins pour la réserve tertiaire : trois groupes de production ont subi une panne fortuite, nécessitant le démarrage de 600 MW de TAC entre 10h et 22h.

- Tous les actifs de production (y compris la production renouvelable intermittente) peuvent participer à la réserve et les quotas de réserve à fournir peuvent être transférés entre les filières et les acteurs.

En pratique, chaque moyen de production a la possibilité lorsqu'il est en fonctionnement d'attribuer une partie de sa capacité à la réserve (cette partie de capacité ne peut donc pas être utilisée pour participer à l'équilibre offre-demande ; aucun combustible n'est par ailleurs utilisé pour cette réserve). L'ensemble du parc de production a l'obligation de satisfaire un volume de réserve à chaque instant. L'équilibre offre-demande étant optimisé dans les simulations, la mobilisation de la réserve est donc également optimisée dans le même processus pour satisfaire aux contraintes ci-dessus. La nécessité que la réserve rapide soit fournie par des systèmes tournants modifie le « merit order » et induit un surcoût (le coût de la réserve rapide).

Le volume de réserve tournante en 2030 est scénarisé à 2 GW, ce qui est supérieur au volume actuel, qui varie entre 1 et 1,5 GW. L'augmentation de la part des EnR intermittentes dans les mix énergétiques étudiés apporte en effet plus d'incertitudes à courte échelle de temps sur la production, ce qui nous explique notre choix d'augmenter à 2 GW le besoin de réserve. Les filières de production ont aujourd'hui la possibilité d'attribuer jusqu'à 6% de leur puissance maximale à la réserve<sup>24</sup> et jusqu'à 12% pour l'hydraulique<sup>25</sup>.

### 3.7 Valeur capacitaire

La valeur calculée par simulation de l'équilibre offre-demande est une valeur d'arbitrage économique, liée aux variations des coûts variables de production. Ce paragraphe décrit la méthodologie utilisée pour capter une valeur complémentaire : la valeur capacitaire. Cette valeur n'est aujourd'hui captée que partiellement par les marchés de l'énergie. Le mécanisme d'obligation de capacité débattu actuellement devrait permettre de capter pleinement cette valeur.

Cette valeur traduit le fait que le stockage d'électricité, s'il est disponible au bon moment, permet d'éviter d'investir dans des capacités de production d'ultra-pointe (par exemples des TAC). Cette valeur capacitaire est calculée de la façon suivante :

- A partir des 20 années de température et des deux années disponibles de production PV, de production éolienne et de disponibilité du parc nucléaire, on identifie, pour chaque scénario étudié, les 400 heures de l'année où les centrales thermiques sont les plus sollicitées<sup>26</sup>. Les 400 heures correspondent au nombre d'heures des périodes de pointe 2 envisagé pour le marché capacitaire [10].
- On considère que la solution par défaut est un investissement dans une TAC, pour un coût de 60 k€/MW/an [4].
- Ce coût est réparti sur les 400 heures identifiées précédemment, soit une prime de 150 €/MWh pour chacune de ces 400 heures : si un stockage d'électricité produit durant une

---

<sup>24</sup> La contrainte réglementaire est de 7% par groupe de production pour la participation à la réserve primaire et secondaire, ce qui se traduit pour une filière, prenant en compte les indisponibilités, à un niveau de 6%.

<sup>25</sup> Source : RTE.

<sup>26</sup> Les 400 heures retenues varient suivant les trois scénarios, en fonction des profils de demande et de production fatale intermittente.

de ces heures, il touche pour chaque une prime de 150 €/MWh qui s'ajoute au coût marginal de production.

- Cette nouvelle chronique de coût est utilisée pour les segments THT, HTA/HTB, BT, tertiaire et cogénération comme coût de fourniture d'un MWh depuis le réseau national. Pour ces segments, le coût d'achat ou de vente d'électricité (en dehors d'éventuels coûts de réseaux) est donc calculé comme le coût marginal de production France, plus cette prime de 150 €/MWh pour les 400 heures identifiées précédemment<sup>27</sup>.

Il est à noter que dans le cas de l'analyse du gisement pour le segment France (§4.1.1.3.4), une forte pénétration du stockage d'électricité modifie structurellement la répartition de ces heures d'ultra-pointe (par exemple en saturant également les périodes creuses entre deux pointes, de façon à recharger les stockages d'électricité). Cette nouvelle répartition est obtenue en simulant l'équilibre offre-demande et en pilotant au mieux les stockages d'électricité installés.

Pour les segments ZNI, froid, réseau de chaleur et cogénération (pour la partie chaleur), on ne dispose que d'une seule chronique de demande (sur un an, au pas horaire). On ne peut donc pas appliquer la méthode décrite précédemment. L'alternative retenue est de se concentrer sur le jour de plus forte demande et d'évaluer quelle puissance de production de pointe peut être évitée par l'ajout du stockage d'énergies (électricité, chaleur), tout en répondant correctement à la demande. Ce calcul est fait en prétraitement par une analyse simple de la courbe de charge du jour de plus forte demande et des caractéristiques du stockage d'énergie étudié (puissance de décharge, durée de décharge).

---

<sup>27</sup> Ces 400 heures sont donc communes à l'ensemble des segments (hors ZNI, froid et chaleur) et varient entre les trois scénarios.

## 4 Principaux résultats de valorisation pour la collectivité

Ce chapitre présente les principaux résultats de valorisation<sup>28</sup> ainsi que les segments à partir desquels ils ont été calculés.

Pour rappel, l'approche utilisée pour l'étude est un calcul de surplus pour la collectivité : la valeur du stockage d'énergies est calculée en comparant le coût de fonctionnement du système énergétique avec ou sans ce stockage d'énergies.

### 4.1 Valorisation du stockage d'électricité hors contraintes réseau

#### 4.1.1 Segment France

##### 4.1.1.1 Une modélisation du contexte France métropolitaine hors contrainte réseau

La valeur d'un stockage d'énergies à l'horizon 2030 est calculée pour le segment France, **en l'absence de toute contrainte réseau**. Ce segment permet donc d'évaluer le potentiel pour du stockage de masse, mais permet également de quantifier, pour les autres segments, la valeur du stockage d'énergies hors contrainte réseau.

Le premier service valorisé dans ce segment est l'arbitrage économique (cf. §2.2.1 pour une définition de ce service). Pour cela, le mix de production est représenté dans sa totalité, par filière de production (éolien terrestre, nucléaire, cycles combinés gaz, etc.). Le lecteur peut se référer au §3.1 pour les compositions du parc de production dans les 3 scénarios énergétiques étudiés ainsi qu'au §3.2 pour la modélisation de chaque filière de production d'énergie. Les hypothèses des scénarios sont résumées dans le tableau suivant.

		Scénarios 2030		
		Médian RTE	Nouveau Mix RTE	Vision ADEME
Demande		↗	↗	↘
Parc de production	Nucléaire	↘	↘	↘↘
	EnR	↗	↗	↗↗
Interconnexions		↗	↗	↗

Tableau 12 – Principales hypothèses des scénarios

<sup>28</sup> Toutes les valeurs sont en euros 2013, hors inflation.

A la valeur d'arbitrage<sup>29</sup> s'ajoute<sup>30</sup> une valeur complémentaire liée à la **participation à la réserve**, dépendant de la capacité de la technologie à fournir ce service. Comme présenté dans le §3.6, seule la réserve tournante (primaire et secondaire) est modélisée.

Enfin, une **valeur capacitaire**, reflétant les coûts d'investissements en moyens de production de pointe évités par l'installation d'un stockage d'électricité, est aussi calculée. La méthodologie de calcul de cette valeur est détaillée en §3.7.

**Afin d'estimer ces valeurs, l'approche utilisée consiste à simuler l'équilibre offre-demande au pas de temps horaire sur une année, pour un ensemble de scénarios possibles de demande (liée à la température) et de productions renouvelables intermittentes (solaire et éolien). La différence de coût de gestion du système entre un mix énergétique avec stockage d'énergies et un mix énergétique sans, donne la valeur du stockage d'énergies pour le système énergétique français.**



Figure 33 - Segment France dans Artelys Crystal

Compte tenu de leur importance dans le calcul de la valeur d'arbitrage économique, les échanges d'énergie avec les pays Européens interconnectés avec la France sont aussi pris en compte (voir paragraphe 3.2.10). Leur modélisation à horizon 2030 reste cependant simplifiée, la construction de scénarios 2030 de mix énergétiques de l'ensemble de la plaque européenne dépassant le cadre de cette étude.

Par ailleurs, de nombreuses analyses de sensibilité ont été menées. Les paramètres étudiés sont notamment les caractéristiques techniques des systèmes de stockage d'énergies, leur taux de pénétration (plus on rajoute de capacité de stockage d'énergies, plus la valeur marginale du stockage

<sup>29</sup> Les hypothèses de coût des combustibles sont basées sur des projections de l'IEA (voir §3.2).

<sup>30</sup> Il est à noter que le stockage d'électricité ne peut pas toujours répondre à tous les services en même temps : les valeurs de chaque service ne s'ajoutent donc pas strictement. Par exemple, lorsque le stockage d'électricité est en train de déstocker à puissance maximale, il ne peut pas prétendre fournir de réserve à la hausse. Ce type de contraintes est naturellement pris en compte dans les simulations effectuées.

d'énergie diminue), les paramètres du modèle d'import-export avec le reste de l'Europe ainsi que le prix du CO<sub>2</sub> et du gaz.

Enfin, le stockage d'énergie utile permettant un déplacement de la consommation électrique (ballons d'eau chaude sanitaire, véhicules électriques) est également étudié.

#### 4.1.1.2 Analyse des besoins de flexibilité à la maille France

##### 4.1.1.2.1 Des opportunités d'arbitrages infra-journaliers qui dépendent directement de la pénétration du PV

Ce paragraphe analyse les variations de demande au sein d'une journée, afin d'évaluer les besoins de flexibilité infra-journaliers. La demande sur une journée moyenne en France<sup>31</sup> est tracée Figure 34. On constate que la demande est la plus basse en fin de nuit, puis connaît deux pointes : une à midi et une en soirée.



Figure 34 – Exemple de demande sur une journée moyenne en France, scénario Nouveau Mix

Si on ramène cette demande à sa moyenne journalière, et qu'on met en évidence les parties dépassant la moyenne journalière (aires rouges de la Figure 35), on fait apparaître le volume de demande déplaçable journalier. Cette aire représente environ la moitié de l'aire de la surface rouge mesurant les écarts à la moyenne.

<sup>31</sup> On prend pour l'exemple une journée moyenne. Les phénomènes de pointe seraient plus marqués en hiver

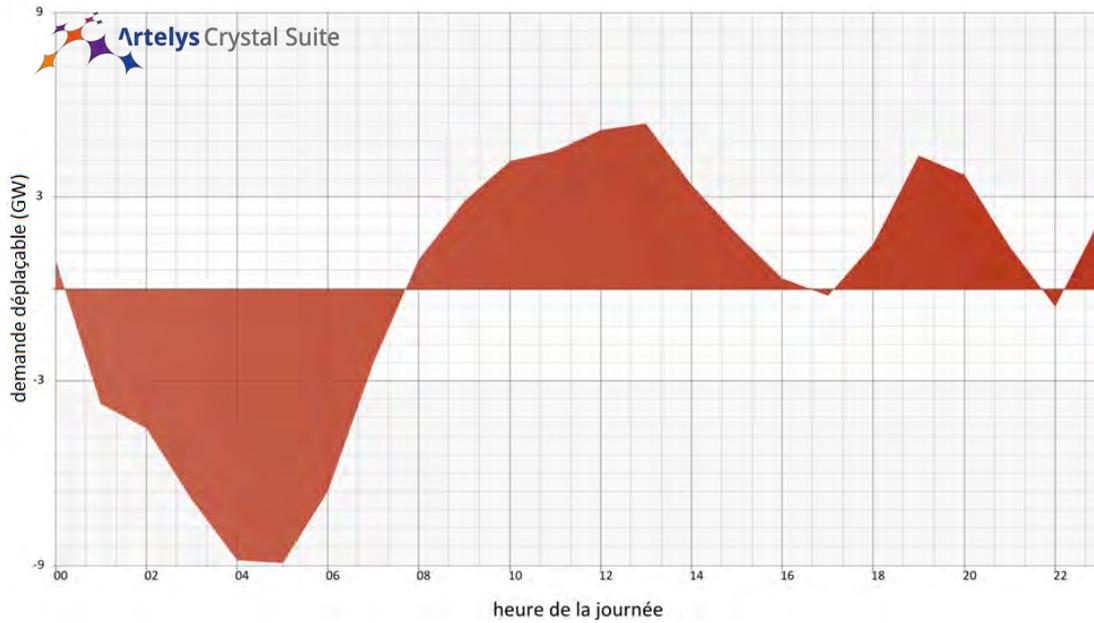


Figure 35 - Exemple de demande déplaçable journalière

On peut interpréter le volume de demande déplaçable journalier comme une mesure du besoin de flexibilité du système. En effet, si un système avait un volume déplaçable nul, cela signifierait que sa demande journalière est « plate ». On pourrait satisfaire cette demande avec un moyen de production en base (des groupes nucléaires par exemple) et il n’y aurait aucune valeur d’arbitrage économique à capter pour un stockage d’électricité.

A l’inverse, plus la demande varie au sein de la journée, plus le besoin de flexibilité augmente : un stockage d’électricité trouve alors son utilité en produisant lors de la pointe de consommation (phase de déstockage) et en consommant lors des creux (phase de stockage), ce qui permet de lisser la demande.

Si on fait le calcul de besoin de flexibilité journalière pour chaque jour de l’année 2012, ainsi que sur les trois scénarios 2030 (voir Figure 36), on observe que le besoin reste sensiblement le même en 2030 pour le scénario Médian et qu’il diminue pour les scénarios Nouveau Mix et ADEME pour lesquels on a fait l’hypothèse de forte maîtrise de la demande.

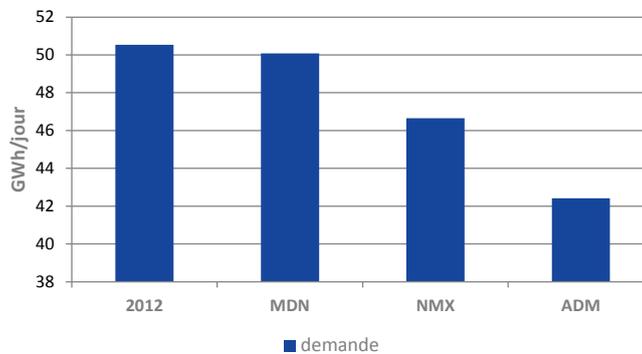


Figure 36 - Besoin de flexibilité journalière

Le calcul de besoin de flexibilité du système doit cependant être fait sur la **demande nette** (demande à laquelle on retire les productions des énergies fatales intermittentes)<sup>32</sup>. Comme on le voit sur la Figure 37, son profil dépend fortement de la capacité installée d'énergie intermittente. Dans le cas du solaire en particulier, pour lequel le pas de temps des fluctuations est infra-journalier, une production solaire importante peut faire diminuer la demande au point de transformer ce qui était une pointe de demande à midi en un creux.

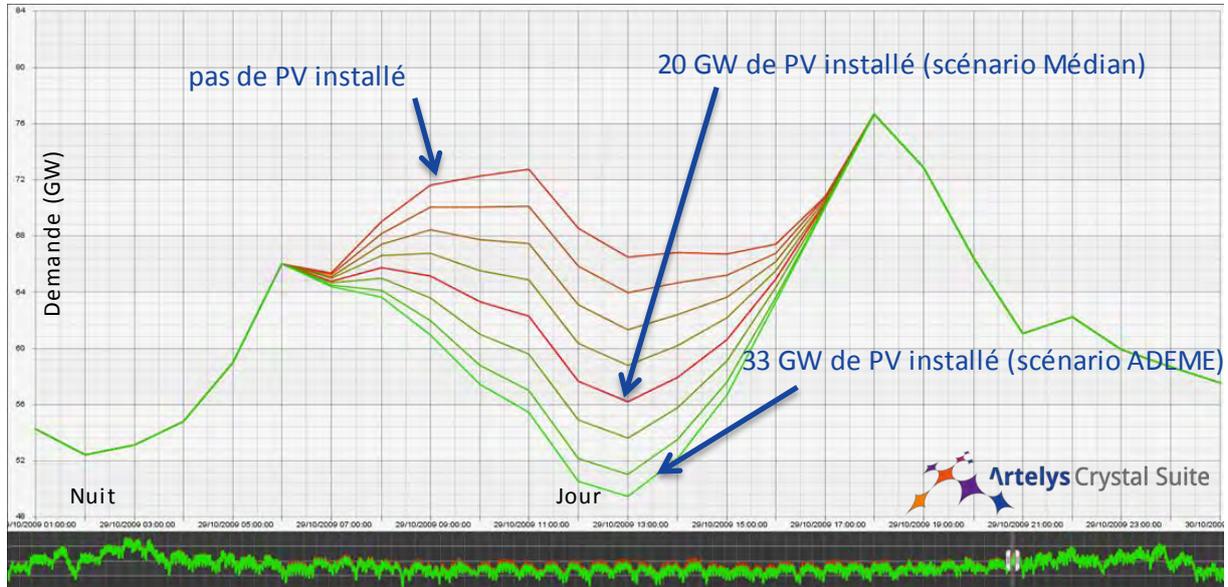


Figure 37 - Demande nette sur une journée selon la pénétration du solaire

Ainsi, dans la Figure 38, on note que le besoin de flexibilité du système, lorsque compté sur la base de la demande nette, augmente de 20% lorsque la pénétration du solaire dépasse les 30GW (scénarios Nouveau Mix et ADEME).

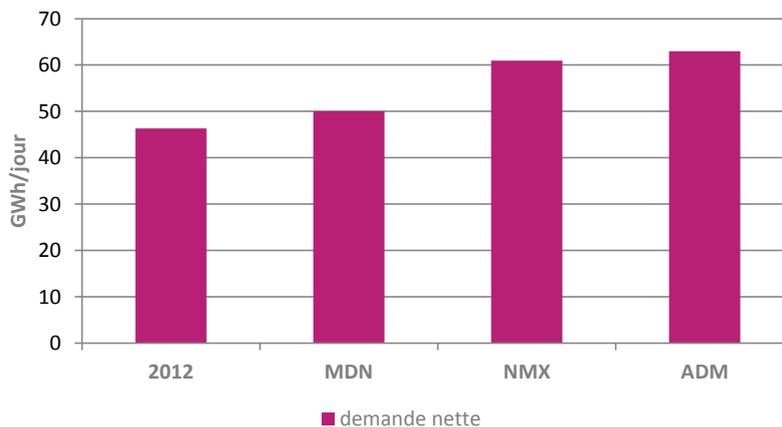


Figure 38 – Besoin de flexibilité journalière (en demande nette)

<sup>32</sup> La production d'EnR intermittentes n'étant pas pilotable, c'est la production flexible qui doit s'adapter pour répondre à la demande. Une analyse sur les besoins de flexibilité pour diminuer les coûts variables de production doit donc se faire sur la demande nette.

On a représenté dans la Figure 39 l'évolution du besoin de flexibilité journalière (calculé sur la base de la demande nette) en fonction de la capacité installée de solaire photovoltaïque (PV). Un phénomène à noter est que le besoin de flexibilité diminue jusqu'à ce que la puissance solaire atteigne environ 10GW, puis augmente. Cette première phase de diminution se comprend bien si on s'attarde sur la Figure 37 : les premiers GW de solaire installés ont tendance à « lisser » la demande, puisqu'ils viennent se placer en face de la pointe du milieu de journée. Le besoin de flexibilité journalière est alors un peu plus faible. **Ce n'est qu'à partir de 15GW de capacité installée de solaire PV que la demande nette se creuse suffisamment et que le besoin de flexibilité se met ainsi à remonter.**

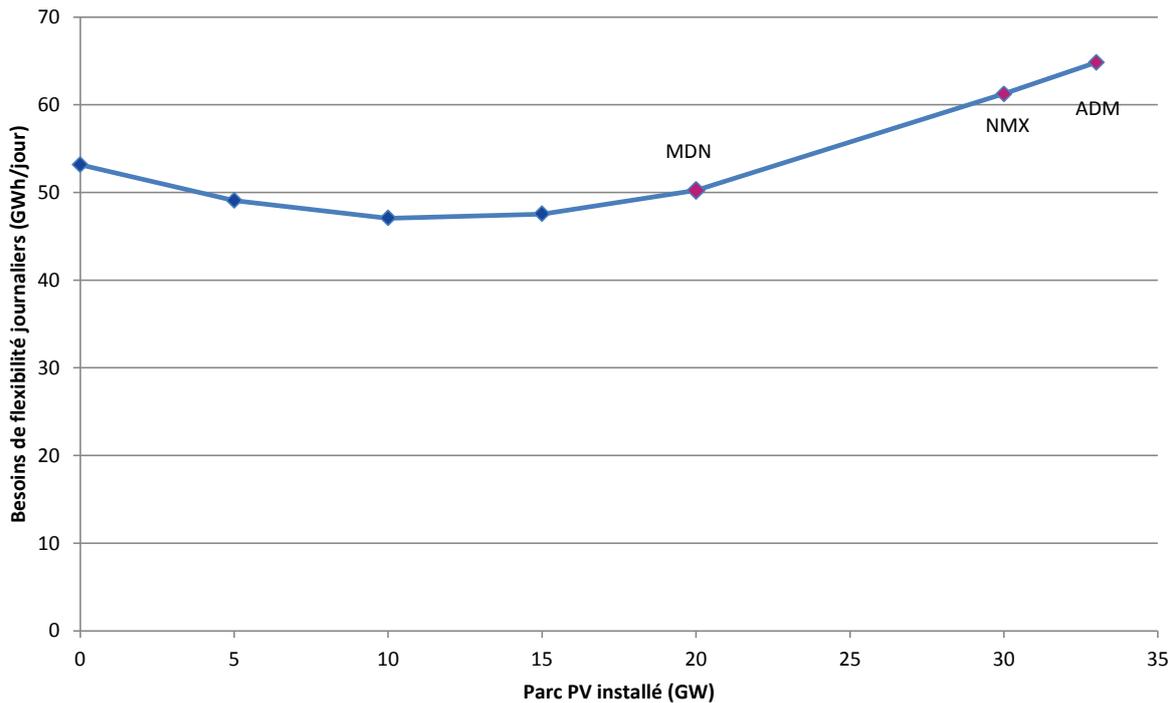


Figure 39 - Besoin de flexibilité journalière du système en fonction de la capacité installée de solaire PV

Pour identifier le potentiel de développement du stockage d'énergies répondant à ce besoin de flexibilité journalière, variant de 50 GWh/jour pour le scénario Médian à 65 GWh/jour pour le scénario ADEME, il faut tout d'abord rappeler qu'une partie de ce besoin est déjà couvert (voir Figure 40) par<sup>33</sup> :

- les réserves hydrauliques existantes,
- la flexibilité des unités conventionnelles de production d'énergies à moduler leur puissance pour s'adapter aux variations de la demande nette.

Le besoin de flexibilité journalière restant à couvrir par des systèmes de stockage d'électricité est donc plutôt situé, selon les scénarios, entre 10GWh/jour et 20GWh/jour. Nous sommes donc a priori

<sup>33</sup> Ce potentiel est estimé à l'aide des simulations de l'équilibre offre-demande telles que décrites en §1.4, dans Artelys Crystal.

face à un potentiel de 1GW à 2GW de stockage d'électricité en considérant une durée de décharge<sup>34</sup> de 8h. Ce gisement est par ailleurs équivalent à celui estimé pour le pilotage de la demande électrique pour les chauffe-eau (cf. §4.4.1). Naturellement, cette analyse n'est pas suffisante pour quantifier le potentiel ; elle permet simplement de s'approprier les raisons qui amènent aux résultats de valorisation qui sont présentés en §4.1.1.3.

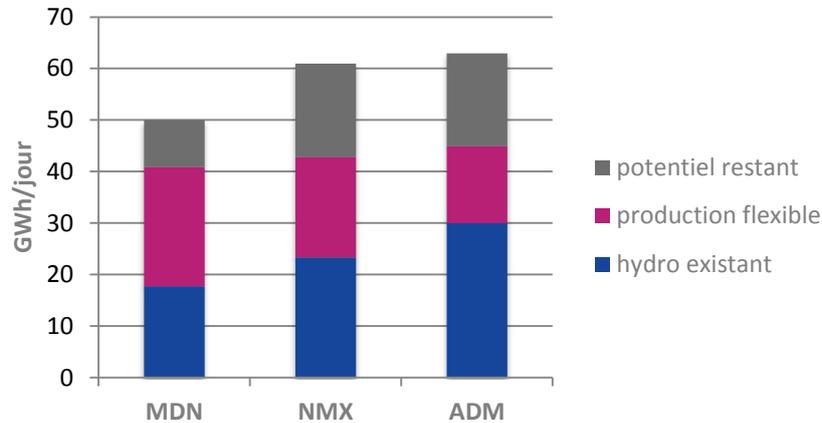


Figure 40 - Besoin de flexibilité restant à couvrir

#### 4.1.1.2.2 Des opportunités croissantes d'arbitrage hebdomadaire

S'ajoutent aux « opportunités journalières » celles à l'échelle de la semaine. De la même façon que précédemment, les besoins de flexibilité hebdomadaires ont été calculés comme l'écart entre les consommations des différents jours de la semaine et la moyenne hebdomadaire. Deux phénomènes impactent les possibilités d'arbitrage à ces échelles de temps : les consommations tertiaires et la capacité éolienne installée.

Pour les scénarios RTE, à horizon 2030, la consommation d'énergie du tertiaire augmente fortement, avec une différence encore plus marquée entre la semaine et le week-end. Ce phénomène est moins marqué pour le scénario ADEME, en raison d'hypothèses fortes quant à la maîtrise de la demande.

L'impact de l'éolien est également visible à l'échelle hebdomadaire. En effet, le système doit être prêt à faire face à des périodes de plusieurs jours avec ou sans production éolienne ; stocker de l'énergie à ces échelles de temps a donc une valeur importante dans un contexte où le taux de pénétration de l'éolien est fort. Autrement dit, **le besoin de flexibilité hebdomadaire augmente sensiblement avec le taux de pénétration de l'éolien** : dans la Figure 41, la différence entre la demande nette et la demande s'accroît fortement entre les scénarios Médian (30 GW d'éolien, 50 GWh/semaine de besoin de flexibilité complémentaire) et ADEME (46 GW, 150 GWh/semaine de besoin de flexibilité complémentaire).

<sup>34</sup> Ce qui semble être un bon ordre de grandeur pour la durée de décharge nécessaire à la couverture du besoin de flexibilité journalière, si on se réfère à la Figure 35

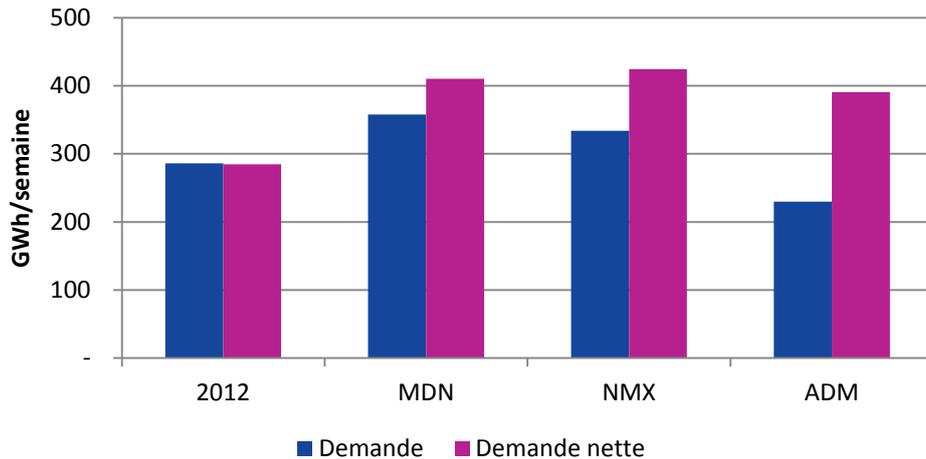


Figure 41 - Segment France : besoin de flexibilité hebdomadaire du système

#### 4.1.1.2.3 Une valeur capacitaire qui dépend fortement de la durée de décharge et de la pénétration du stockage d'électricité

Dans cette partie, on s'intéresse à la valeur capacitaire du stockage d'électricité dans le segment France sans contrainte réseau. Le lecteur pourra se référer à la partie 3.7 pour la description de la méthodologie utilisée. L'analyse présentée dans ce chapitre s'applique au stockage d'électricité, mais les principaux résultats qualitatifs (valeur capacitaire dépendant fortement de la durée de décharge et de la pénétration du stockage) sont transposables au stockage thermique.

La Figure 43 détaille la participation des différents moyens de production pour satisfaire la demande au moment de la pointe à 20 ans<sup>35</sup>. En noir est représentée la défaillance, c'est-à-dire l'énergie manquante au système pour satisfaire l'équilibre offre-demande. Dans notre cas, la valeur capacitaire d'un moyen de production est la proportion de l'aire noire qu'il permettrait d'éliminer.

Par exemple, la valeur capacitaire d'une turbine à combustion, est quasiment de 100% de sa puissance puisqu'elle peut participer au maximum de sa puissance à l'équilibre offre-demande au moment de la pointe. Pour un stockage d'électricité, sa durée de décharge est à comparer à la durée des périodes de défaillance (4-5 heures pour la Figure 42, jusqu'à 14 heures Figure 43) et sa durée de charge à la durée durant laquelle il peut se recharger entre 2 périodes de défaillance (8 heures pour la Figure 42, uniquement quelques heures pendant la nuit Figure 43). Par exemple en Figure 42, un stockage d'électricité d'une capacité de 5h peut se recharger entre les pointes de consommation, ce qui lui permet d'aider le système à franchir la pointe de consommation et de rendre le même service capacitaire qu'une TAC.

<sup>35</sup> La pointe à 20 ans est la pointe de demande électrique, pour des conditions climatiques (température très basse) qui arrivent une fois tous les 20 ans.

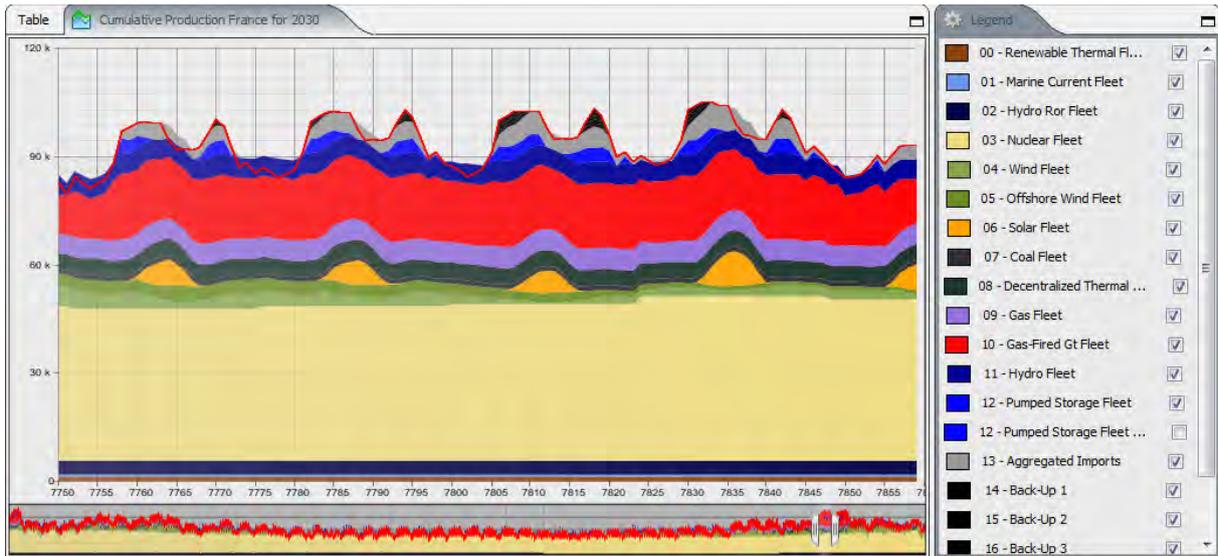


Figure 42 - Courbe de production cumulée (sans stockage ajouté) - Segment France - Scénario Médian

En Figure 43, les périodes de défaillance sont trop longues, ce qui ne permet pas au stockage d'électricité de se recharger, diminuant d'autant sa valeur capacitaire.

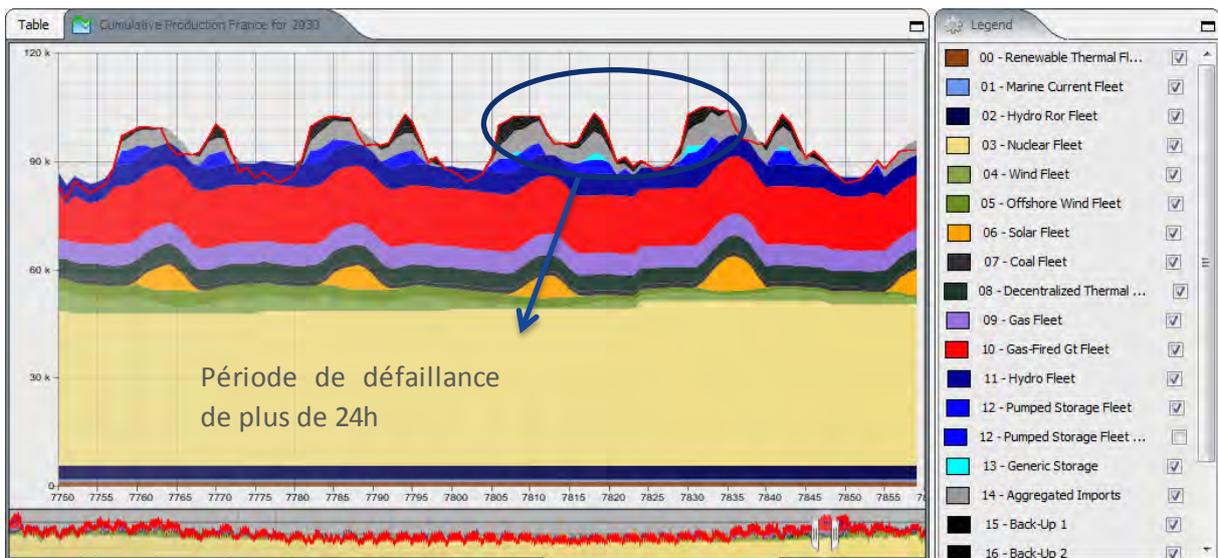


Figure 43 - Courbe de production cumulée (après ajout de 2GW de stockage 5h et suppression de 2GW de TAC) - Segment France – Scénario Médian

La différence entre les deux cas présentés est la capacité installée de systèmes de stockage d'électricité : dans le second cas, 2 GW de TAC ont été remplacés par 2GW de stockage d'électricité. Durant les 4 jours tracés sur la Figure 43, la totalité des capacités de stockage d'électricité (STEP et stockage d'électricité ajouté) ne peut pas se recharger entièrement en période creuse, ce qui induit un déficit de production sur plusieurs jours consécutifs. Ce phénomène est détaillé dans le Tableau 13 comptabilisant les heures de défaillances selon le scénario de températures et la pénétration du stockage d'électricité. Alors que dans le cas de référence le nombre d'heure de défaillance est inférieur à 3 en espérance, il dépasse les contraintes réglementaires dans le cas avec 2 GW de stockage d'électricité.

	année de température	PV, éolien et disponibilités nucléaires	scénarios de référence			1GW de TAC remplacé par 1GW de stockage 5h			2GW de TAC remplacé par 2GW de stockage 5h		
			MDN	NMX	ADM	MDN	NMX	ADM	MDN	NMX	ADM
Cas test 00	2012	2012	4	11		4	11		4	11	
Cas test 01	2011	2011									
Cas test 02	2010	2012			5			5			5
Cas test 03	2009	2011		1			1			1	
Cas test 04	2008	2012									
Cas test 05	2007	2011									
Cas test 06	2006	2012									
Cas test 07	2005	2011									
Cas test 08	2004	2012									
Cas test 09	2003	2011	3	2	1	3	2	1	3	2	1
Cas test 10	2002	2012									
Cas test 11	2001	2011									
Cas test 12	2000	2012									
Cas test 13	1999	2011	1			1			1		
Cas test 14	1998	2012			1			1			1
Cas test 15	1997	2011	8	17		8	40		21	49	
Cas test 16	1996	2012									
Cas test 17	1995	2011									
Cas test 18	1994	2012									
Cas test 19	1993	2011	36	23	3	40	25	3	82	30	3
Espérance			2,6	2,7	0,5	2,8	3,95	0,5	5,55	4,65	0,5

Tableau 13 - Heures de défaillance dans chaque scénario en fonction de la pénétration du stockage et du cas test considéré

La valeur capacitaire du stockage d'électricité dépend donc très fortement de la pénétration du stockage d'électricité et de sa durée de décharge et de recharge. Les résultats de valorisation présentés Figure 44 prennent en compte une valeur capacitaire pour le premier GW de stockage d'électricité. Dans l'hypothèse d'une pénétration importante de capacité de stockage d'électricité (ou de demande flexible), cette valeur capacitaire sera revue fortement à la baisse. La vitesse à laquelle cette valeur capacitaire diminue est cependant indicative : elle dépend fortement de l'évolution des capacités d'interconnexion et des politiques énergétiques des pays frontaliers.

#### 4.1.1.3 Valorisation du stockage d'électricité

##### 4.1.1.3.1 Un intérêt pour des stockages d'électricité de longue durée

Ce paragraphe présente les résultats de valorisation en fonction des caractéristiques techniques (rendement, durée de décharge) du stockage d'électricité. Ces résultats sont ensuite comparés au coût des différentes technologies en fonction de ces paramètres (§6). Les résultats de cette comparaison montrent un intérêt pour des stockages d'électricité de longue durée (>20h). Ces résultats ne s'appliquent qu'au stockage d'électricité ; pour le stockage thermique, se référer au paragraphe 4.2.4.3.

Pour chacun des trois scénarios retenus, et chacun des 20 scénarios de température et de production intermittente, on calcule la valeur du stockage d'énergies pour le système dans son ensemble<sup>36</sup>,

<sup>36</sup> Voir §1.4 pour plus de précisions sur la méthodologie.

valeur qui prend en compte l'arbitrage économique entre moyens de productions, ainsi que la valeur capacitaire. La valeur complémentaire liée à la réserve est quant à elle présentée en §4.1.1.3.2. En complément, un certain nombre d'analyses de sensibilité aux différents paramètres de l'étude sont effectués en §4.1.1.3.3.

Le premier constat, au vu de la Figure 44, est que les valeurs du stockage d'électricité sont comprises, selon le scénario et les caractéristiques techniques du stockage d'énergies, **entre 50 k€ et 170 k€ par MW installé et par an**. Par exemple, 5 MWh (1 MW pendant 5 h avec rendement de 80 %) crée une valeur (gain en valeur brute) de 90 k€/MW/an dans le scénario ADEME (triangle). La Figure 45, la Figure 46 et le Tableau 14 présentent également le nombre de MWh injectés ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> évitées chaque année pour chaque scénario.

Pour des usages d'équilibre offre-demande à la maille nationale, les stockages d'électricité longs (> 20 h) apportent sensiblement plus de valeur au système que les stockages d'énergies courts (< 5 h). Dans le scénario Médian, par exemple, on passe de 60 k€/MW/an pour un stockage d'énergies 3h à 115 k€/MW/an pour 96 h. Le rendement a également son importance : la valeur s'étale entre 60 k€/MW/an pour un rendement de 50 % à près de 100 k€ pour un rendement de 95%.

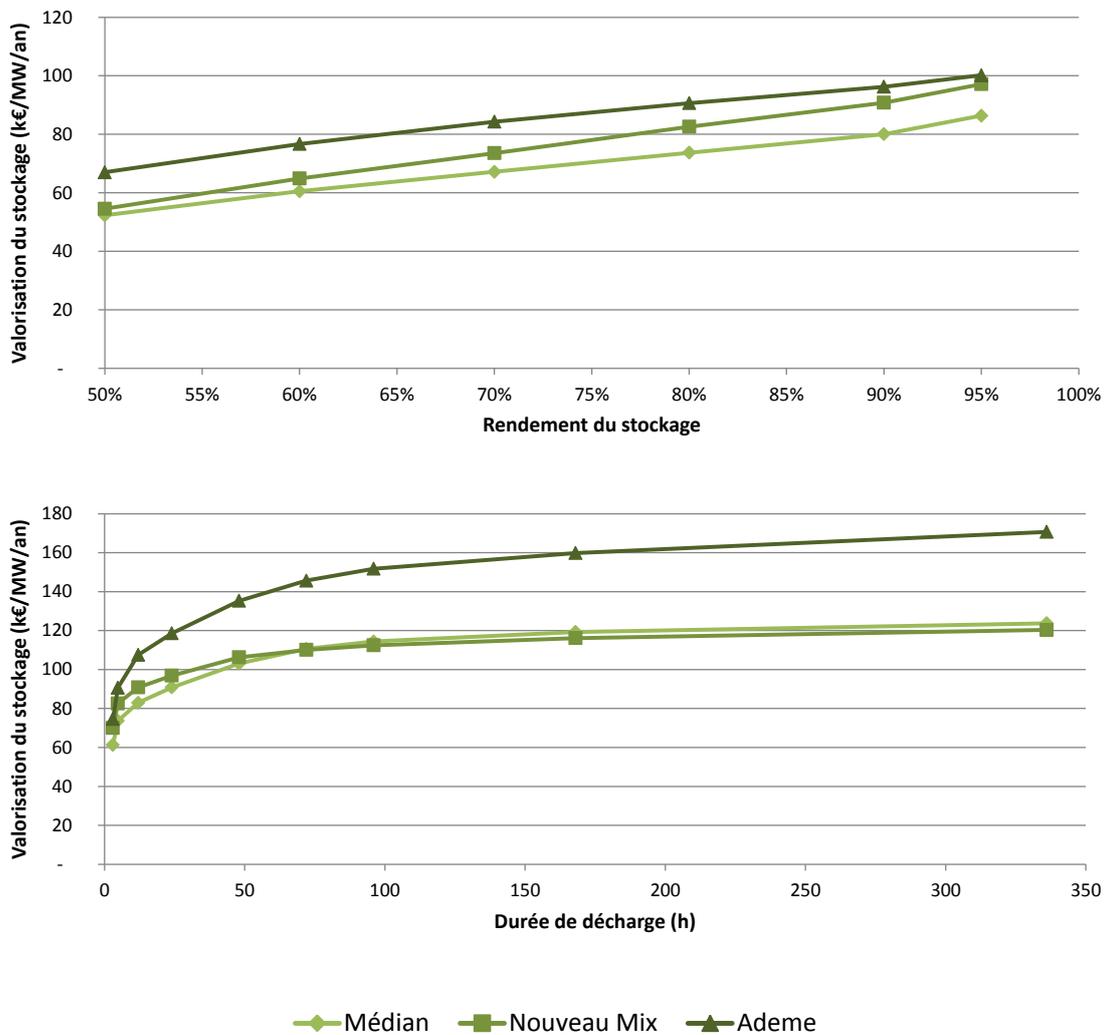


Figure 44 - Segment France : valeur du 1<sup>er</sup> MW de stockage d'électricité installé en fonction du rendement et de la durée de décharge

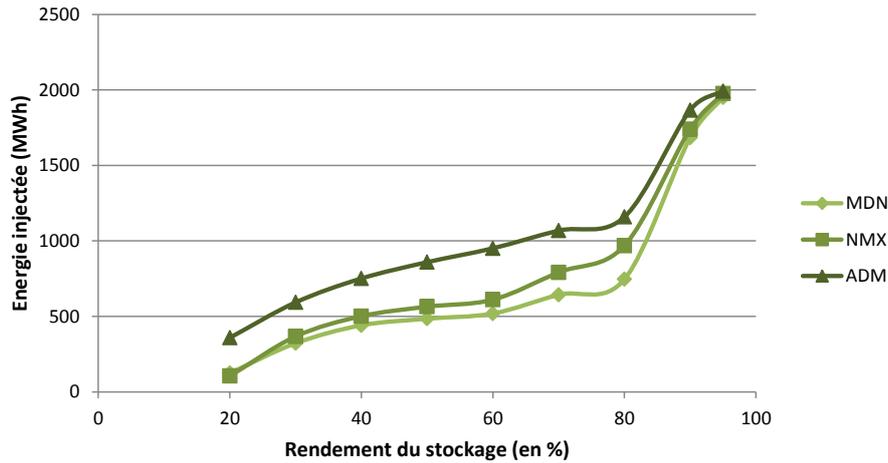


Figure 45 - Energie injectée annuellement par un stockage d'un MW et de durée de décharge 5h

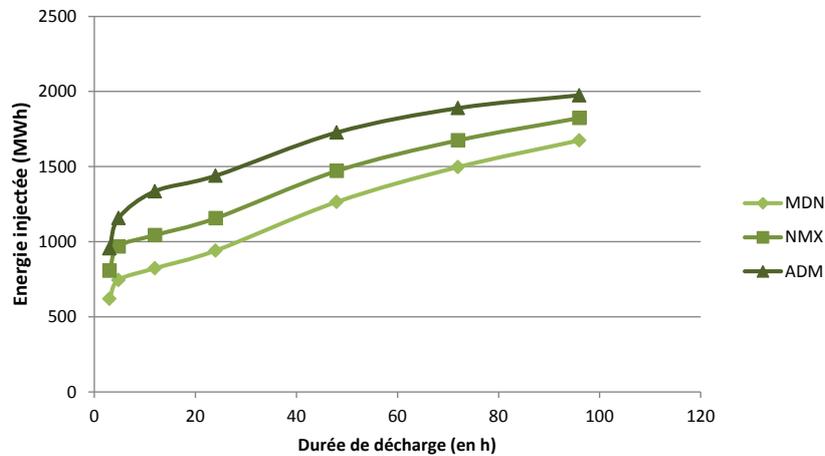


Figure 46 - Energie injectée annuellement par un stockage d'un MW et de rendement 80%

Emissions de CO2 évitées par le stockage d'électricité (tCO2/MW/an)	Médian	Nouveau Mix	ADEME
Durée de décharge : 5h	86	126	287
Durée de décharge : 20h	175	189	388

Tableau 14 - Segment France : émissions de CO<sub>2</sub> évitées par 1MW stockage d'électricité

Taux d'écrêtement	Médian	Nouveau Mix	ADEME
Sans stockage	0,049%	0,336%	1,820%
Avec 1 GW de stockage de durée de décharge 5h	0,027%	0,269%	1,597%

Tableau 15 - Segment France : taux d'écrêtement sans et avec 1GW de stockage d'électricité

Après comparaison avec les coûts des différentes technologies (cf. §6), l'intérêt semble marqué pour les stockages d'électricité de longue durée (>20 h). Il faut noter que la Figure 44 donne la valeur des premiers MW de stockage d'électricité installés, à la marge, donc, du système énergétique du scénario (voir §3.1 pour les caractéristiques des scénarios). Dès lors que l'on installe massivement

des moyens de stockage d'électricité (ou de demande flexible), la valeur restant pour les stockages d'électricité suivants diminue.

On observe que la préférence pour des stockages d'électricité longs se fait d'autant plus évidente que la pénétration du stockage d'électricité est importante : à 2 GW de stockage d'électricité installés, la valeur supplémentaire apportée par un stockage d'électricité de 40 h est environ deux fois plus grande que pour un stockage d'électricité de 5h.

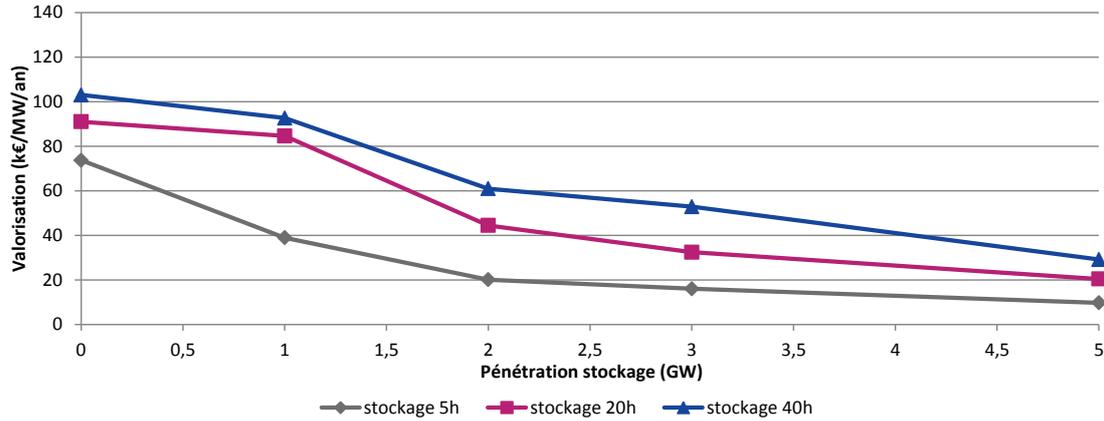


Figure 47 - Segment France : valeur incrémentale du stockage d'électricité pour tout GW supplémentaire installé (Scénario MDN)

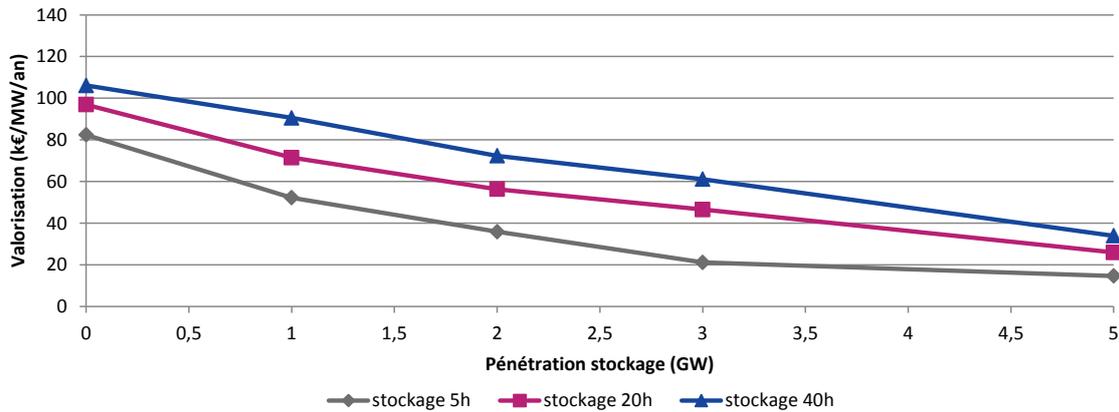


Figure 48 - Segment France : valeur incrémentale du stockage d'électricité pour tout GW supplémentaire installé (Scénario NMX)

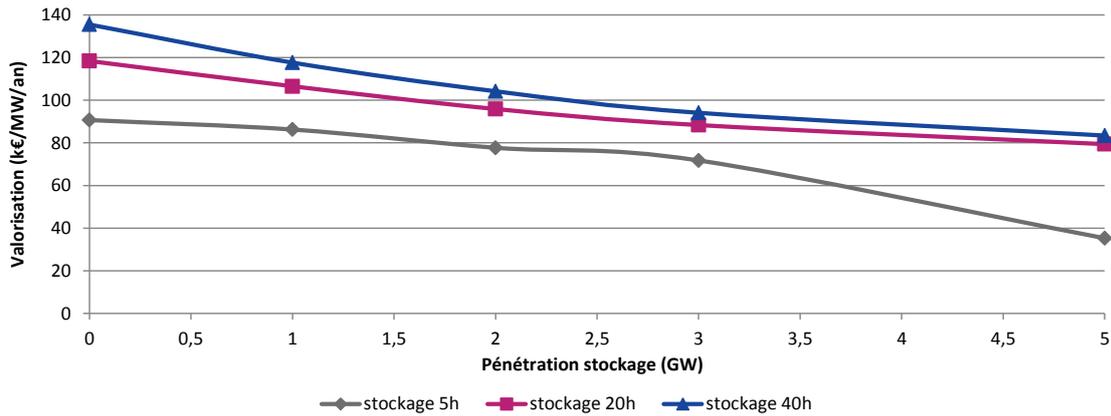


Figure 49 - Segment France : valeur incrémentale du stockage d'électricité pour tout GW supplémentaire installé (Scénario ADM)

#### 4.1.1.3.2 Une valeur complémentaire pour la fourniture de services de réserve

Alors que dans le cas initial, le stockage d'électricité additionnel ne participe pas à la réserve, une variante dans laquelle il peut y participer a été étudiée. Les contraintes décrites §3.6 ont été appliquées (notamment la contrainte de 12 % maximum de la capacité dédiée à la réserve). Deux cas ont été considérés :

- le stockage d'électricité peut uniquement participer à la réserve en déstockant,
- le stockage d'électricité peut participer à la réserve en stockant ou en déstockant.

Le stockage d'électricité considéré a un temps de décharge de 20 h et un rendement de 80 %, ce qui correspond à un stockage d'électricité de type STEP.

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
Heures de déstockage d'électricité supplémentaires	757	555	437
Valorisation complémentaire (k€/MW/an)	6	4	6

Tableau 16 - Stockage d'électricité de 20h pouvant participer à la réserve uniquement en déstockant

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
Heures de déstockage d'électricité supplémentaires	1537	1505	2367
Valorisation complémentaire (k€/MW/an)	20	16	13

Tableau 17 - Stockage d'électricité de 20h pouvant participer à la réserve en stockant ou en déstockant

La fourniture de service de réserve peut engendrer une dégradation des arbitrages économiques. Les chiffres présentés dans les Tableau 16 et Tableau 17 sont la résultante, après optimisation entre ces différents services, du surplus global pour la collectivité.

Les résultats montrent qu'il existe une valeur complémentaire à participer à la réserve variant entre 4 à 20 k€/MW selon que l'on peut ou non participer à la réserve en stockant. Une participation à la réserve implique au système de stockage d'énergie choisi de supporter un nombre de cycles

important (surtout dans le cas où l'on permet au stockage d'électricité de participer à la réserve en stockant)<sup>37</sup>.

#### 4.1.1.3.3 Analyses de sensibilité

Afin d'appréhender la robustesse de ces résultats vis-à-vis des hypothèses, des analyses de sensibilité aux principaux facteurs dimensionnant ont été menées. Le point central choisi est la valeur d'un stockage d'électricité de 5h de durée de décharge, de 80% de rendement, dans le scénario Nouveau Mix. Pour chaque paramètre étudié, des variantes hautes et basses ont été simulées. Les valeurs utilisées pour ces variantes sont affichées aux deux extrêmes de la barre correspondante. La barre rouge correspond à la valorisation avec tous les paramètres par défaut.

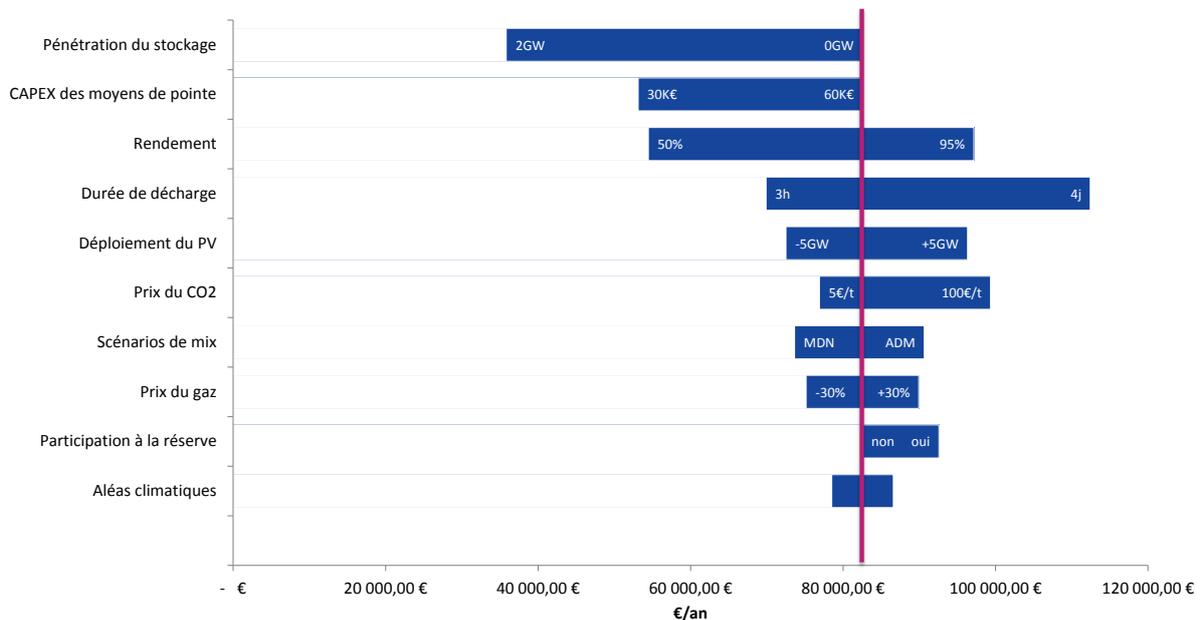


Figure 50 - Segment France : analyse de sensibilité de la valeur du stockage d'énergies (pour le premier MW installé)

On observe que c'est la pénétration de moyens assurant la flexibilité (demande flexible<sup>38</sup> ou stockage d'énergies) qui impacte en premier lieu la valeur, puis les caractéristiques techniques comme le rendement et la durée de décharge. Le prix du gaz et de la tonne de CO<sub>2</sub> ont un impact plus faible sur la valeur.

#### 4.1.1.3.4 Gisement

Les figures présentées dans le §4.1.1.3.1, tracent la valeur d'un GW supplémentaire de stockage (d'électricité ou d'énergie finale) en fonction de la puissance de stockage déjà installée. La valeur comprend les services d'économies de combustibles (arbitrage) et d'assurance capacitaire. Si le

<sup>37</sup> Pour des stockages d'électricité pouvant fournir de la réserve en stockant ou déstockant (par exemple STEP capables de moduler leur production / consommation en pompage ou en turbinage), il arrive souvent de stocker et déstocker de l'énergie simultanément pour pouvoir participer à la réserve.

<sup>38</sup> Eau chaude sanitaire ou batteries de véhicules électriques, par exemple.

stockage d'électricité peut participer à la réserve (dans la limite de 12% de sa capacité), une valeur complémentaire de 5 k€/MW/an à 20 k€/MW/an selon ses capacités techniques est à rajouter.

Cette courbe permet de calculer au §6 le gisement de stockage d'électricité en fonction des projections de coût technologique (cf. §1.9 pour la méthodologie utilisée). Pour l'étude de cas présentée §6, le service de réserve primaire a été pris en compte.

#### 4.1.1.4 Cas particulier des stockages d'électricité dédiés à la réserve

Si l'on dispose de technologies plus réactives et dédiées à la fourniture de réserve, permettant à tout moment et en une fraction de seconde de libérer l'énergie à leur maximum de puissance, la valeur pour le système est bien supérieure, comme l'indique la Figure 51. Ce type de caractéristiques techniques correspond aux technologies de type volant d'inertie, super-condensateur ou batterie.

**Un stockage d'électricité dédié à la réserve primaire permettrait une économie pour la collectivité de 250 à 450 k€/MW/an.** La valeur pour le scénario ADEME est plus faible car le parc nucléaire n'étant pas utilisé à sa puissance maximum, il peut donc fournir de la réserve sans surcoût.

Enfin, il faut noter que ceci constitue une estimation haute, puisque nous n'ôtons pas les coûts liés aux appels de réserve (coût de rechargement, indisponibilité temporaire pour la réserve le temps de se recharger). 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 les contraintes technologiques liés à cet usage (notamment la durée de décharge minimum pour garantir une réserve d'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la réserve primaire).

Au-delà de 600MW (réserve primaire actuelle dont le volume n'a pas de raison de changer d'ici 2030), les valeurs présentées supposent que le stockage d'électricité dédié est apte à fournir de la réserve secondaire (notamment avec une quantité suffisante d'énergie pouvant être déchargée).

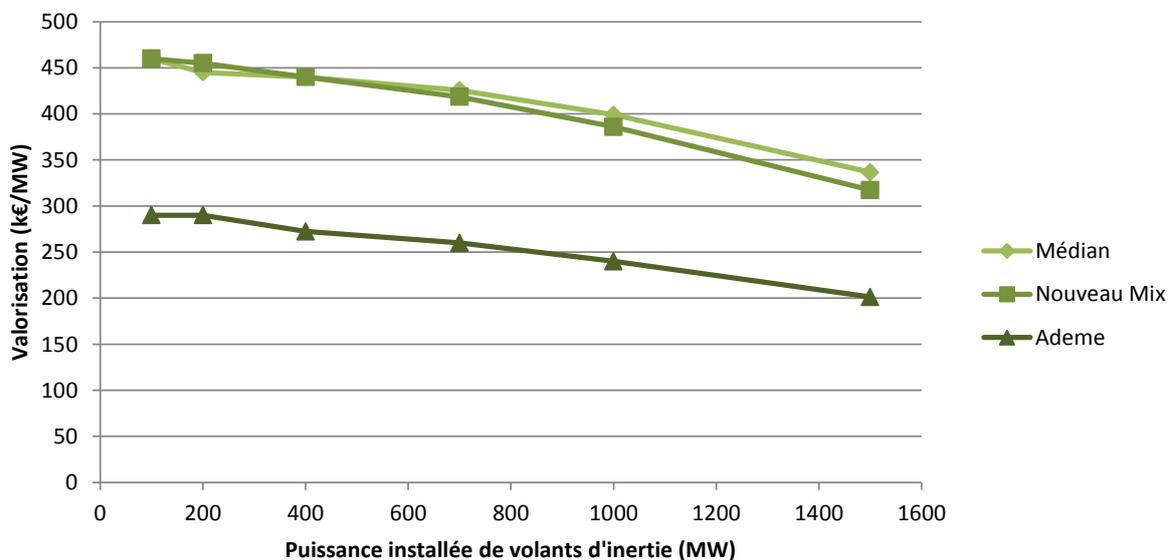


Figure 51 - Valorisation des volants d'inertie en fonction de leur taux de pénétration

#### 4.1.2 Segment ZNI : contexte insulaire hors contraintes réseau

Le contexte insulaire, parce que le système énergétique associé est généralement plus contraint et le coût de production d'électricité plus élevé, est déjà un terrain favorable aux projets de stockage d'électricité<sup>39</sup>. Nous évaluons ici l'intérêt de placer des moyens de stockage d'électricité dans une zone non interconnectée consommant à la pointe environ 400 MW d'électricité et connaissant une pénétration d'EnR intermittents dans son mix de 30 % en puissance (voir Figure 52). En termes de consommation, l'île-type considérée est comparable à la Martinique ou à la Guadeloupe<sup>40</sup>.

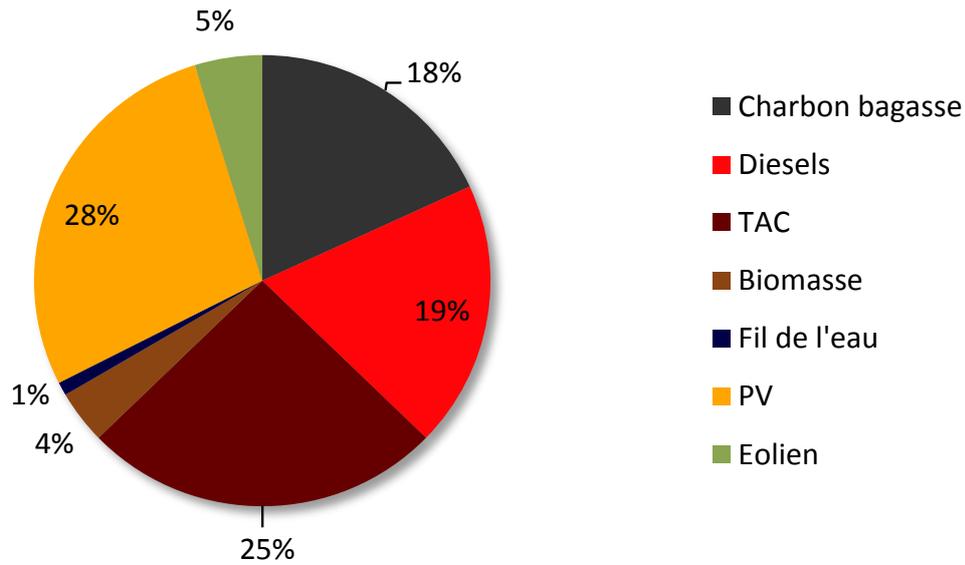


Figure 52 - Segment ZNI : mix de production installée en puissance

**On suppose ici que les coûts de production des moyens centralisés (charbon bagasse, éolien, fioul) sont deux fois plus importants qu'en métropole.** Par ailleurs, la chronique de demande considérée est également plus fluctuante qu'en métropole (où l'effet d'échelle atténue les fluctuations).

Dans ce contexte, le stockage d'électricité peut offrir plusieurs services :

- diminuer les coûts d'investissements dans les moyens de production de pointe (ici des TAC au fioul ordinaire domestique) ;
- arbitrer entre les moyens de production de base (charbon bagasse), de semi-base et de pointe (fioul) ;
- participer à la fourniture de services systèmes (réserve à la hausse pour faire face à la perte d'un groupe ou à la variation rapide d'énergie solaire).

En raison du faible nombre de centrales de production d'électricité et donc de la part importante de chacune de ces centrales dans le mix de production, la prise en compte des arrêts-démarrages des groupes de production thermiques est nécessaire. Une partie conséquente de la valeur d'un stockage d'électricité réside dans la capacité d'éviter l'arrêt d'une centrale à charbon bagasse pendant les

<sup>39</sup> Voir notamment l'appel d'offres de la CRE pour favoriser les EnR avec stockage d'électricité [28].

<sup>40</sup> Voir [27]

heures où la demande est plus faible, ou de démarrer une TAC au fioul pendant les quelques heures où la demande est la plus forte (voir résultats au §4.1.2).

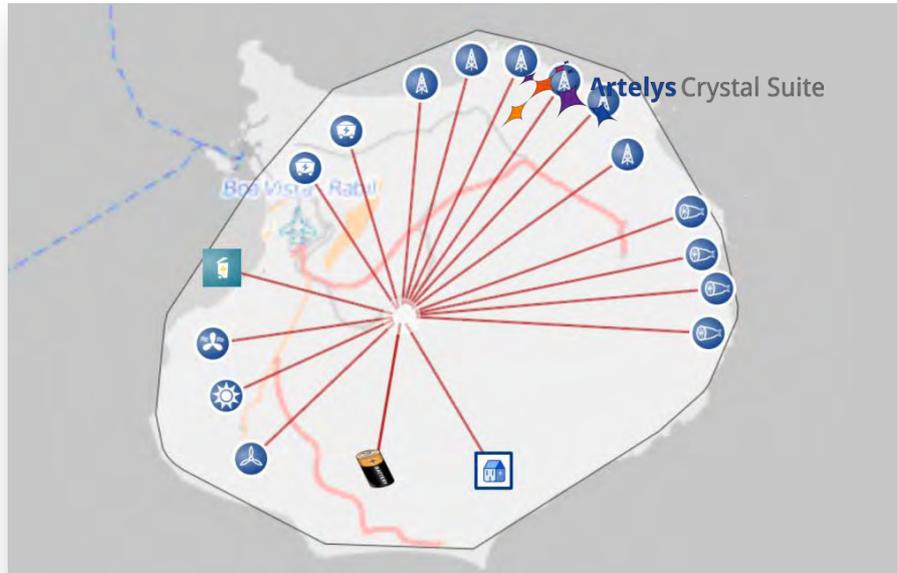


Figure 53 - Segment ZNI dans Artelys Crystal

Le Tableau 18 donne la liste des moyens de production représentés dans les simulations. La puissance minimale est généralement de l'ordre de la moitié de la puissance maximale du groupe.

Filière	Coûts				
	Coût variable (€/MWh)	Coût variable incl. CO <sub>2</sub> (€/MWh)	$P^{min}$ (MW)	$P_{max}$ par groupe (MW)	Nombre de centrales modélisées
Charbon 1	51	76,9	17	50	1
Charbon 2	51	76,9	20	64	1
4 groupes Diesel <sup>41</sup>	134	153,6	10	20	4
4 TAC FOD <sup>24</sup>	251	270,6	10	40	4
Biomasse	0	0	-	24	1
Fil de l'eau	0	0	-	6	1
Solaire	0	0	-	174	1
Eolien	0	0	-	30	1

Tableau 18 - Segment ZNI : caractéristiques du parc de production

<sup>41</sup> Chaque groupe Diesel et TAC est modélisé explicitement (modélisation par groupe)

Sur l'île-type présentée en §4.1.2 nous simulons la valeur économique apportée à la collectivité par 5MW de stockage d'électricité de durée de décharge 5h et de rendement 70%. Hors valeurs liées à la réserve et à la capacité, la simple valeur en arbitrage économique (qui comprend l'évitement de certains démarrages de groupes onéreux) s'élève à environ 150K€ par année et par MW de stockage d'électricité installé.

Le stockage d'électricité se substitue aux TAC et aux diesels

Le stockage d'électricité permet d'éviter des arrêts-démarrages

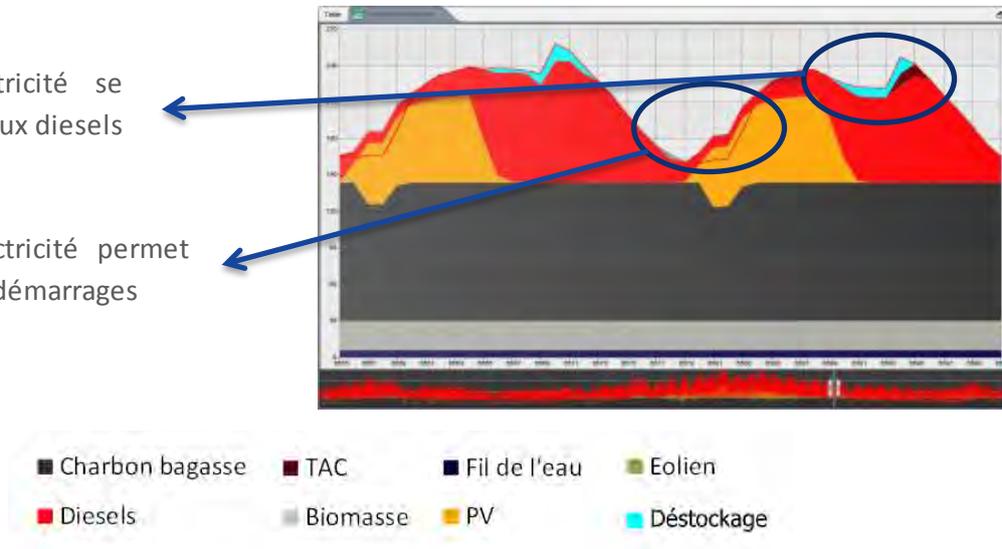


Figure 54 – Courbe de production cumulée - Segment ZNI.

Cette valeur, bien supérieure à celle de la métropole, s'explique essentiellement par deux facteurs : les coûts de production insulaires sont plus élevés et la demande est plus variable (moins de foisonnement qu'en Métropole).

La valeur globale de 300 k€/an pour un stockage de 5 h et d'un MW se divise en plusieurs parties :

- Les arbitrages économiques purs apportent 110 k€/an. On stocke l'électricité produite par la centrale à charbon bagasse (le moyen de production le moins onéreux) pour déstocker au moment où on aurait dû utiliser les générateurs diesel ou les TAC. Ainsi on consomme plus de charbon bagasse, ce coût étant compensé par des économies en diesel et TAC.
- De ce fait, on réduit aussi le nombre de démarrages des générateurs diesel et TAC, ce qui permet une économie de 36 k€/an.
- La valeur de la réserve<sup>42</sup> est de 30 k€/an, ce qui correspond à environ deux fois la valeur France.
- Enfin, la valeur capacitaire s'élève à 120 k€/an. Cette valeur correspond aux coûts évités en investissement dans des capacités d'ultra-pointe pour répondre au pic de demande, service qui peut être rendu par ce stockage d'électricité 5 h<sup>43</sup>.

<sup>42</sup> La valeur de la réserve est ici calculée de la même façon que pour le segment France (voir §3.6).

<sup>43</sup> Pour un stockage d'électricité de durée plus courte, la valeur capacitaire serait plus faible car il ne permettrait pas de passer une pointe de consommation de quelques heures et on devrait toujours y adjoindre

Les services de lissage/façonnage n'ont pas été valorisés dans ce segment : ces services correspondent à la prise en compte de contraintes contractuelles (par exemple pour les appels d'offre de la CRE) qui ne peuvent pas être représentés dans une approche collectivité.

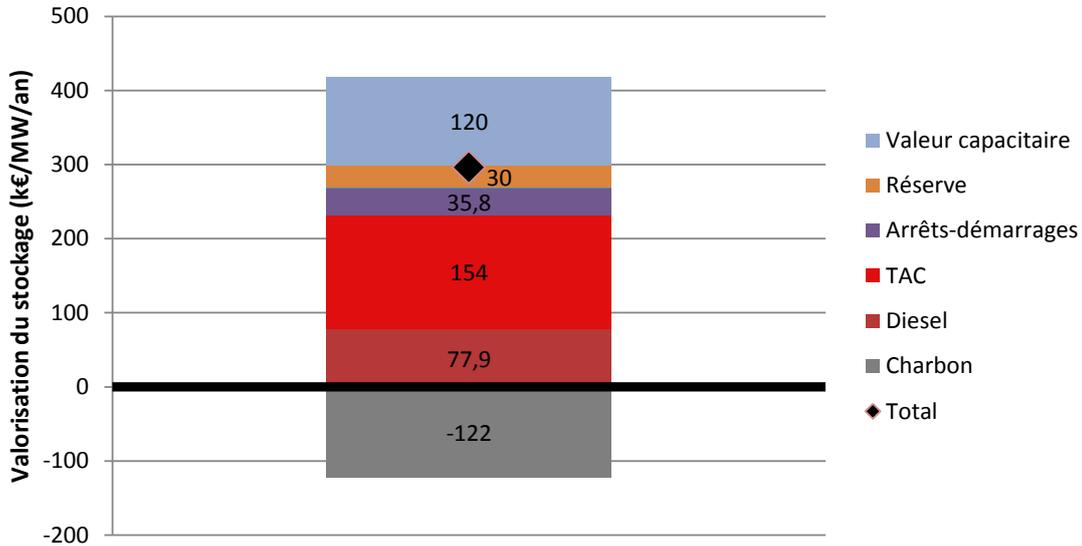


Figure 55 - Segment ZNI : valeurs du premier MW de stockage d'électricité installé en k€/MW/an

L'utilisation de systèmes de stockage d'électricité est résumée par les indicateurs du Tableau 19.

Nb cycles	Nb d'heures équivalentes de production	Durée moyenne de cycle (h)	Nb cycles complets	Volume stocké (MWh)	Volume déstocké (MWh)
518	1560	3,01	260	11147	7802

Tableau 19 - Segment ZNI : indicateurs de l'utilisation du stockage d'électricité (pour le premier MW installé)

On observe dans le Tableau 19 que le nombre de cycles est supérieur à 365. Ainsi il arrive régulièrement que le stockage d'électricité cycle plus d'une fois par jour. On le voit sur l'exemple de la Figure 56, où on stocke dès le début de journée, alors que le solaire PV commence à produire. A 11 h, lors de la pointe de la demande, le stockage d'électricité permet d'éviter de démarrer des TAC. Lorsque la demande diminue et la production PV se renforce, le stockage peut se recharger. Une nouvelle opportunité de déstockage se présente ensuite en fin de journée lorsque la demande est encore haute et à la tombée du jour. On a donc deux cycles dans cette journée.

une capacité d'ultra-pointe de type TAC. En particulier, cette valeur diminue fortement dès que l'on s'approche de 2h de durée de décharge. La méthode de calcul de la valeur capacitaire est expliquée au §3.7.

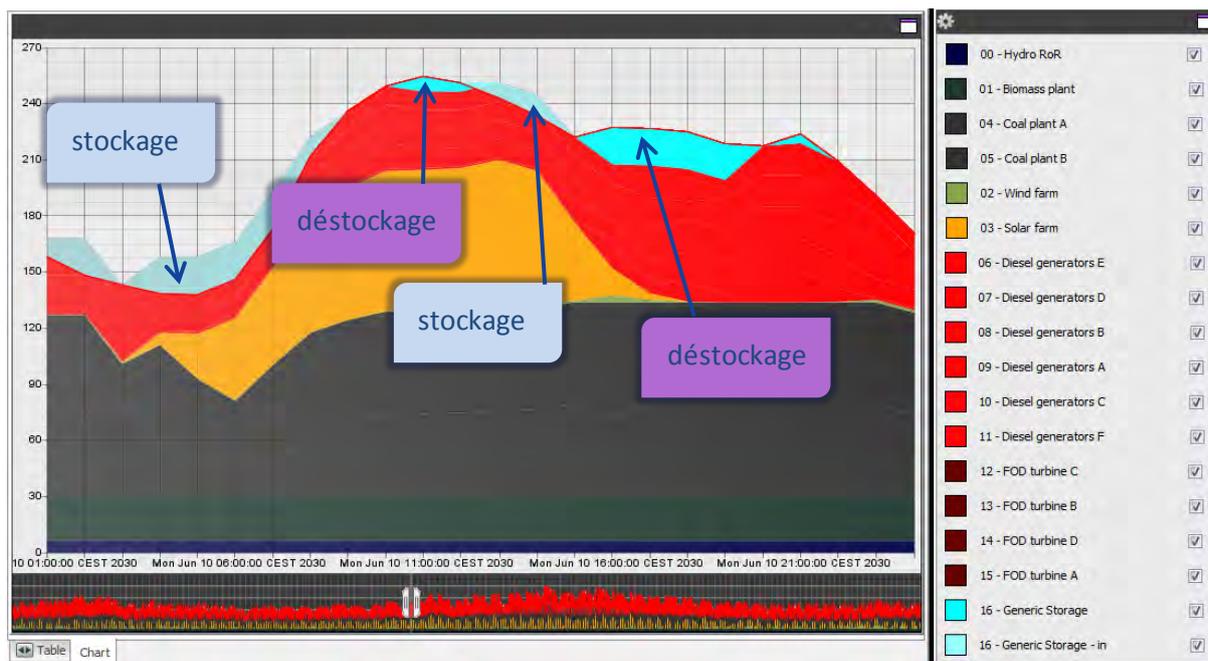


Figure 56 - Segment ZNI : Exemple de journée où le stockage d'électricité cycle deux fois

L'évaluation qui est faite Figure 55 concerne les 5 premiers MW de stockage d'électricité installés. Lorsque les capacités de stockage installées augmentent, la valeur pour la collectivité d'un MW supplémentaire de stockage diminue. L'évolution de cette valeur est présentée Figure 57.

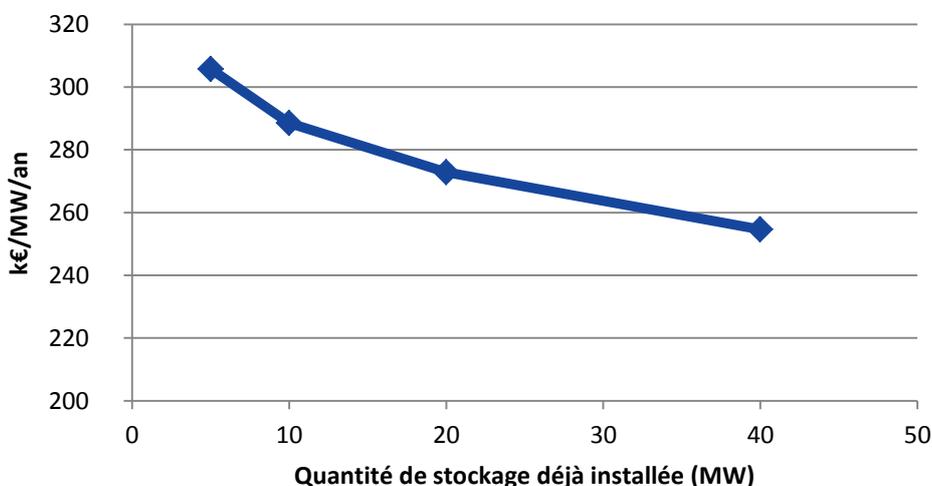


Figure 57 - Segment ZNI : valeur du stockage d'électricité en fonction de la pénétration du stockage

Les principaux facteurs qui influencent la valeur du stockage d'électricité et son évolution en fonction de son taux de pénétration sont :

- **Le taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes dans le mix énergétique.** Défini par la proportion de puissance installée de nature intermittente (éolien offshore ou terrestre, solaire), il est dans notre île-type égal à 30%. Un taux plus important aura comme impact de mieux valoriser le stockage d'électricité. Notons que, comme l'indique la Figure 58, l'hypothèse retenue dans le contexte de l'étude propose un taux de pénétration des énergies

renouvelables intermittentes plus élevé que les ZNI françaises aujourd'hui. Cependant, cette valeur est en augmentation dans la plupart des ZNI.

- **La présence préalable ou non de stockage** d'électricité. Il est clair qu'en présence de stockage d'électricité (typiquement de réservoirs hydrauliques) déjà installé sur la zone insulaire, la valeur du stockage d'électricité supplémentaire est fortement diminuée.
- **La diversité du parc thermique.** Dans les mix énergétiques où la production d'énergie est essentiellement basée sur des centrales thermiques utilisant des combustibles diversifiés tels que retenus dans le contexte à l'étude (pratiquement 1/3 charbon bagasse, 1/3 diesel et 1/3 TAC fioul), la valeur d'arbitrage entre les moyens de production thermiques sera naturellement bien plus importante que dans des situations où un seul de ces types de centrales est présent.

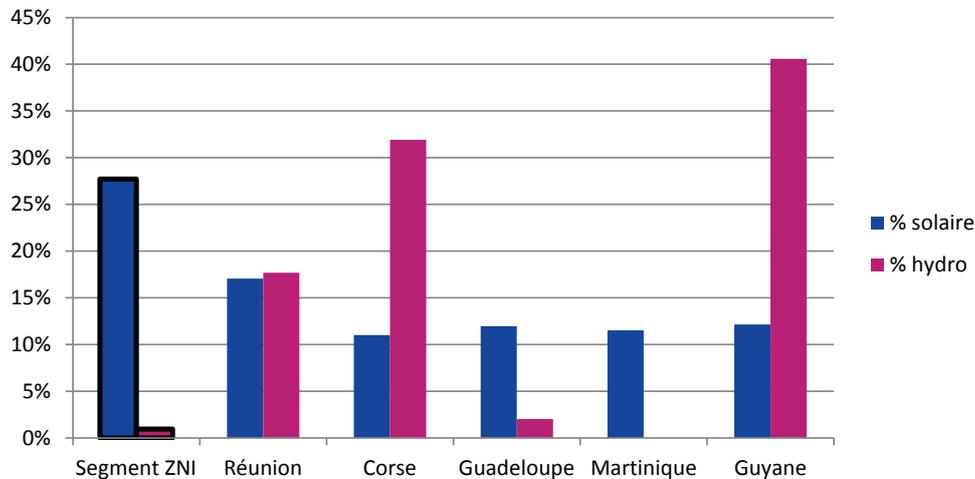


Figure 58 - Part de l'hydraulique et du solaire dans le mix énergétique du segment ZNI, comparé aux îles françaises

Le cas particulier d'un stockage d'électricité très réactif (de type volant d'inertie ou batterie) participant uniquement à la réserve a aussi été étudié (cf. Figure 59). Comme pour le segment France, il faut noter que ceci constitue une estimation haute puisque nous ne défalquons pas les coûts liés aux appels de réserve (coût de rechargement, indisponibilité temporaire pour la réserve le temps de recharger).

On constate que la valeur de tels stockages d'électricité sur le segment ZNI reste plus faible que celle du segment France : pour le segment France, les centrales de pointe ne fonctionnent que rarement (lors des pointes en hiver), la réserve tournante est donc principalement fournie par les systèmes de production de base (nucléaire), ainsi que par les systèmes de stockages d'électricité déjà installés. Les centrales de base ne peuvent donc pas fonctionner à leur puissance maximale, ce qui induit des surcoûts importants de production. Sur le segment ZNI où les centrales Diesel et TAC sont fréquemment sollicitées et fournissent déjà une forte partie de la réserve tournante, les économies liées à l'utilisation de stockage d'électricité pour fournir de la réserve tournante sont plus faibles.

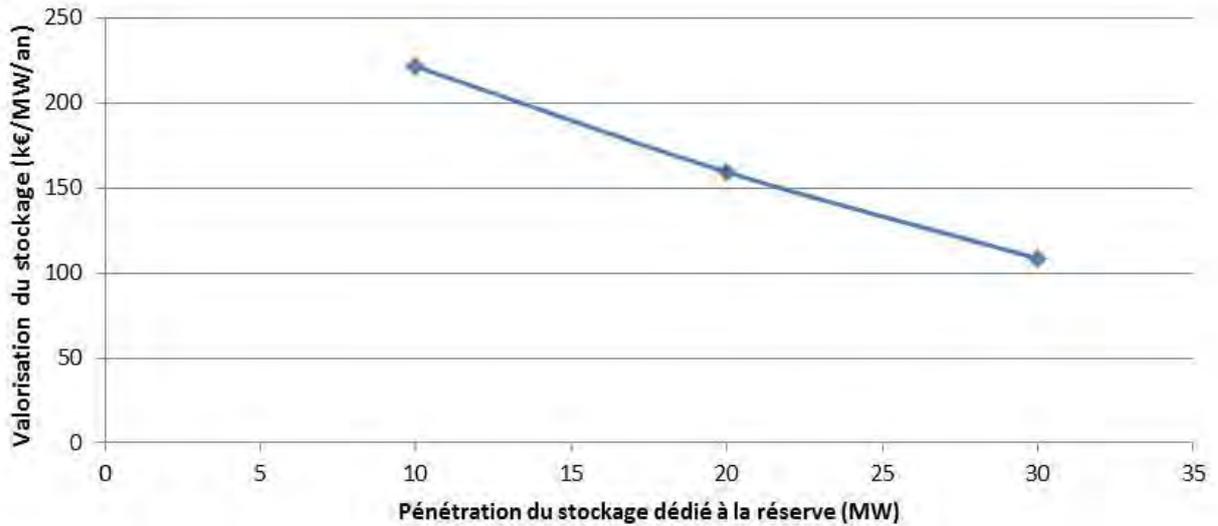


Figure 59 - Segment ZNI : Valorisation brute d'un stockage d'électricité dédié à la réserve

La consommation totale de l'île-type est de l'ordre de 2TWh, soit l'ordre de grandeur de la consommation de chacune des quatre principales îles françaises : la Réunion, la Corse, la Guadeloupe et la Martinique.

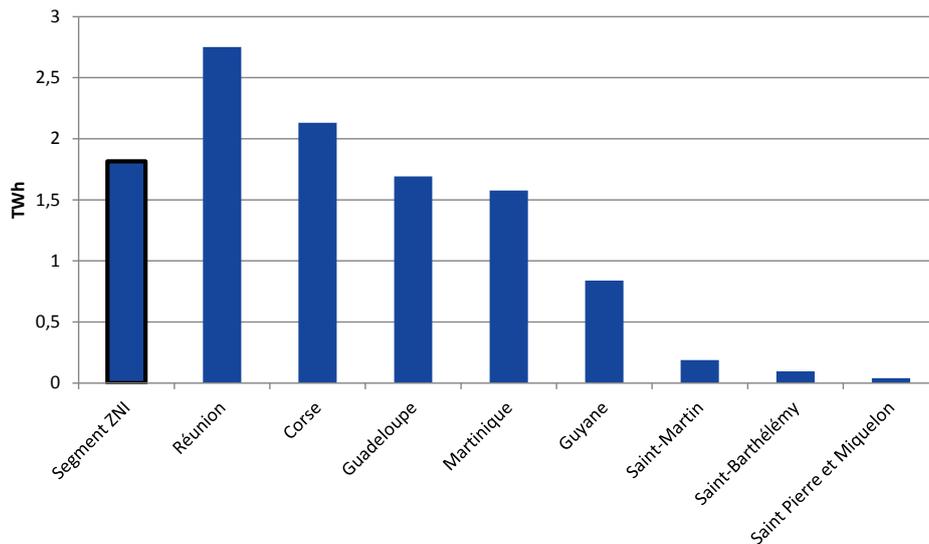


Figure 60 – Consommation annuelle d'électricité : segment ZNI et DOM-TOM

En fonction des hypothèses de coûts des technologies de stockage d'électricité établis §7, on pourra évaluer le potentiel sur l'île-type. Cette valeur sera multipliée par le nombre d'îles françaises similaires, soit 4 (la Guyane présente moins de consommation, et beaucoup de production hydraulique) pour obtenir le potentiel total de stockage d'énergies sur les îles françaises.

Notons que le gisement de stockage d'électricité pour des ZNI (ou des zones faiblement interconnectées) est beaucoup plus important à l'étranger (îles mais également régions présentant un réseau électrique peu interconnecté).

## 4.2 Valorisation avec prise en compte des contraintes réseau

Les segments abordés dans cette partie sont les segments THT, HTA/HTB, tertiaire et BT.

### 4.2.1 Segment THT (très haute tension)

#### 4.2.1.1 Une zone fortement importatrice avec contrainte THT en import

On considère ici le cas d'une région dont la production locale d'électricité ne permet pas de répondre entièrement à sa propre demande. Cette zone, fortement importatrice d'énergie, est dépendante du reste de la France via des ouvrages de réseau dont la capacité est saturée une dizaine d'heures par an, ce qui se rapproche du cas de régions telles que la Bretagne ou bien PACA.

Dans ce contexte, un stockage d'énergie placé dans la zone peut permettre des économies à différentes échelles :

- reports d'investissement de renforcement réseau,
- réduction des défaillances,
- économies de combustibles locaux (arbitrages économiques vis-à-vis du coût de production locale, même quand la connexion est saturée).

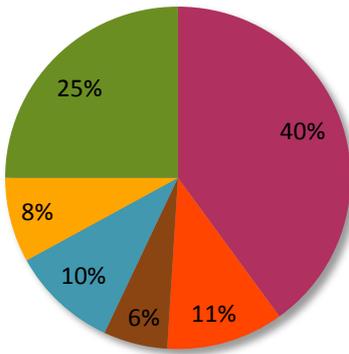


Figure 61 - Segment THT dans Artelys Crystal

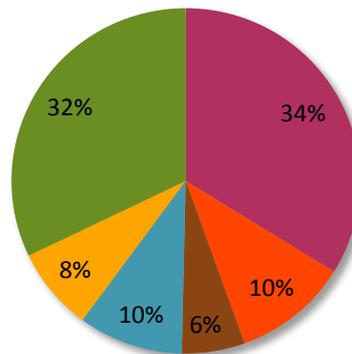
On considère trois scénarios de parcs de production, présentés en Figure 62, qui se distinguent les uns des autres par leur taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes. Ils présentent la caractéristique commune de ne pas inclure de filière nucléaire et de comporter un fort taux de production éolienne. Les disponibilités des moyens de production intermittents sont calquées sur celles utilisées pour le segment France, à l'exception de la filière éolienne, pour laquelle on exploite

des données réelles fournies par RTE pour un périmètre régional équivalent à celui étudié ici<sup>44</sup>. Le volume relatif d'énergies intermittentes de ces trois variantes correspond à celui des trois scénarios du segment France. Par ailleurs, le mix local ne comporte pas de moyen de production nucléaire.

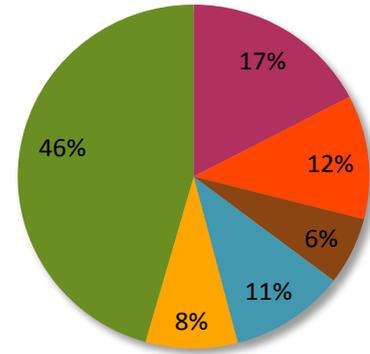
### Scénario Médian (7,2 GW installés)



### Scénario Nouveau Mix (7,4 GW installés)



### Scénario ADEME (6,8 GW installés)



■ Gaz ■ TAC ■ Thermique renouvelable ■ Hydraulique fatal ■ PV ■ Eolien

Figure 62 - Trois hypothèses de parcs pour le segment THT (répartition en puissance installée)

Les consommations annuelles, adaptées pour chaque scénario de sorte que la ligne THT soit saturée environ 10 heures par an, varient entre 20 et 27 TWh. Par comparaison, la consommation 2010 en Bretagne était de 21,7 TWh et en PACA de 39,9 TWh [11].

En ce qui concerne le profil de la consommation locale, nous faisons les hypothèses suivantes :

- niveau d'industrialisation en deçà de la moyenne du segment France,
- plus de logements chauffés à l'électricité,
- moins de bâtiments climatisés.

Plus précisément, les scénarios de consommation contiennent :

- une part non pilotable et non thermosensible fournie par RTE dont le volume annuel correspond à environ 4% de la consommation française, avec un profil spécifique (notamment avec des creux plus marqués le week-end) ;
- une part thermosensible calculée en faisant l'hypothèse :
  - de gradients de chauffage et climatisation correspondant respectivement à 5 % et 2,5 % de ceux du segment France,
  - de températures seuil respectivement de chauffage augmentées de 0,3°C et de climatisation identiques à celles du segment France ;
- une part pilotable égale à 5 % de celle du segment France.

<sup>44</sup> Cela permet de prendre en compte correctement la corrélation entre la production locale intermittente (majoritairement éolienne) et la production intermittente du reste de la métropole.

Dans chaque cas, le prix de l'export ou de l'import depuis la « zone France » correspond à la valeur des coûts marginaux calculés à l'issue des simulations du segment France (en intégrant la prime capacitaire sur les 400 heures de pointe). Les échanges avec le réseau national sont contraints par une capacité maximale de 1200 MW. On se place dans un cadre où cette capacité d'imports s'avère insuffisante dix heures dans l'année (on dimensionne en ce sens la puissance installée des turbines à gaz).

#### 4.2.1.2 Services fournis par le stockage d'électricité

Dans ce cadre, deux axes de valorisation du stockage d'électricité ont été mis au jour :

- des économies de combustible local, pour ce mix plus onéreux que dans le segment France du fait de l'absence de moyens de production nucléaire ;
- des arbitrages économiques face au marché national, de même nature que ceux faits dans le segment France mais ici limités par la contrainte réseau.

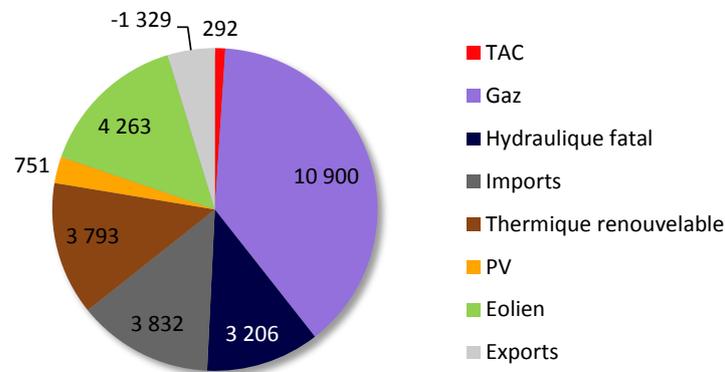
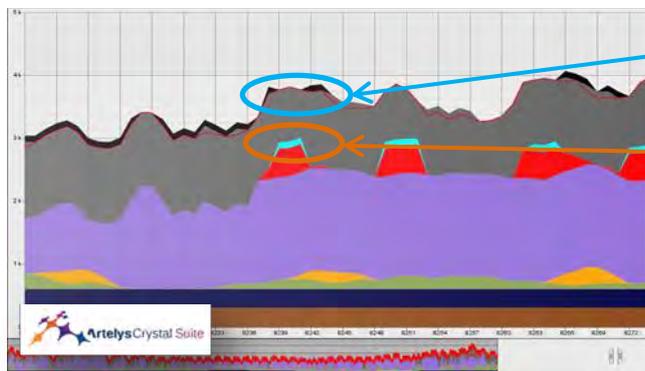


Figure 63 - Segment THT : répartition de la production locale (MWh). Les exports<sup>45</sup> sont donnés à titre indicatif.

Comme le présente la Figure 64, le stockage d'électricité permet tout d'abord des économies locales de combustibles onéreux (TAC) lorsque la ligne THT est saturée.



Ligne saturée

Arbitrage économique local : utilisation des systèmes de stockage pour économiser du combustible TAC

Figure 64 - Segment THT : économies de combustible

<sup>45</sup> Exports vers la zone France. Ils sont comptés en négatif puisqu'ils s'apparentent à une consommation pour le système

NB : Le code couleur utilisé dans les graphes est le suivant.

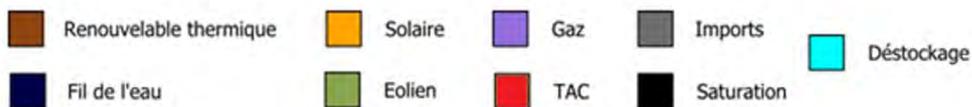
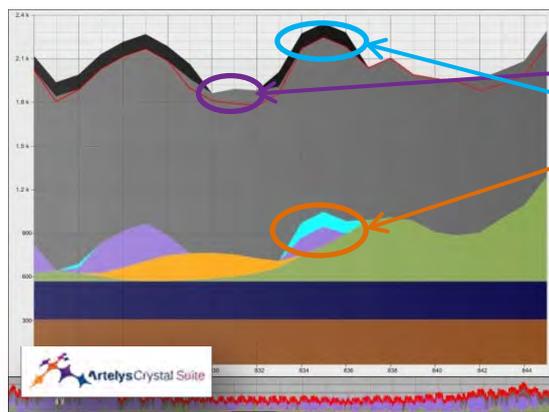


Figure 65 - Légende des illustrations du segment THT

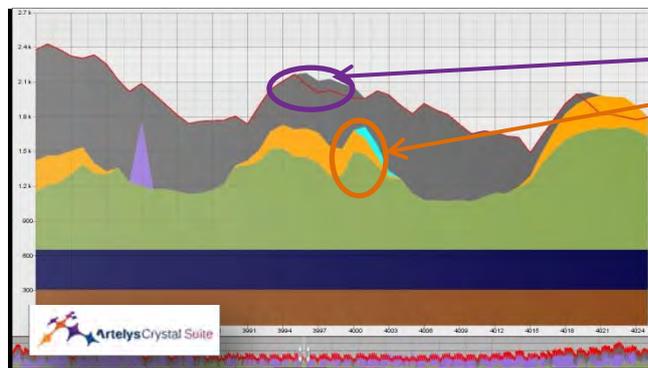
Le stockage d'électricité permet ainsi, à certains pas de temps, d'anticiper la saturation du réseau, comme le montre la Figure 66.



Stockage d'électricité avant saturation  
Et déstockage d'électricité  
Quand la ligne est saturée  
(en diminuant la production gaz)

Figure 66 - Segment THT : anticipation de la saturation

La Figure 67 illustre un cas d'arbitrage économique vis-à-vis des coûts de marché de l'électricité.



Stockage d'électricité importée pour éviter des imports ensuite

Figure 67 - Segment THT : arbitrages économiques face au marché

Néanmoins, le nombre d'heures de l'année où ces opportunités d'arbitrage se présentent est faible, du fait de la saturation du lien THT illustrée en Figure 68.

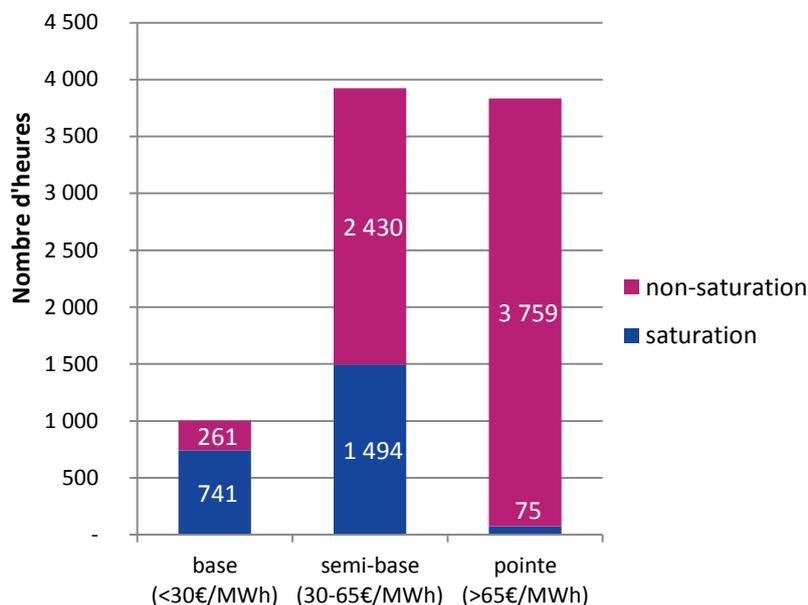


Figure 68 - Segment THT : occupation du réseau en fonction des coûts à l'import (scénario Médian)

On observe sur la figure 47 que, **pour les pas de temps auxquels les coûts de production de l'électricité s'avèrent les moins chers, le lien THT est très souvent saturé**. En effet, durant ces pas de temps, il est économiquement intéressant d'importer de l'énergie (principalement issue de la production des centrales nucléaires) du réseau national plutôt que de produire en utilisant des centrales thermiques locales. Ainsi, on constate sur le Tableau 20 que le stockage d'électricité local n'arrive à « stocker de l'énergie peu chère » que pendant 225 heures dans l'année, contre 369 pour un stockage d'électricité qui serait situé hors du segment THT (de l'autre côté de la contrainte réseau), sur le segment France.

	stockage d'électricité local		stockage d'électricité segment France	
	stockage	déstockage	stockage	déstockage
base (<30€/MWh)	225	3	369	5
semi-base (30-65€/MWh)	658	93	472	83
pointe (>65€/MWh)	106	695	101	666

Tableau 20 - Segment THT : nombre d'heures de stockage/déstockage suivant le coût marginal France (scénario Médian)

Les pointes locales et nationales se produisant en général aux mêmes périodes du fait de la thermo-sensibilité de la consommation, les opportunités d'arbitrage économique aux pas de temps de pointes locales sont limitées.

#### 4.2.1.3 Cas d'une zone où un investissement en production locale est possible

Le Tableau 21 présente la valeur marginale<sup>46</sup> du stockage d'électricité dans les contextes des segments THT et France. On peut noter que, pour les raisons évoquées en §4.2.1.2, la valeur du stockage d'électricité local est inférieure d'environ 10% à la valeur du stockage d'énergies sur le segment France (de l'autre côté de la contrainte réseau).

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
THT	65 000 €	75 400 €	81 900 €
France	73 700 €	82 100 €	90 100 €

Tableau 21 - Segment THT : valeur du premier MW de stockage d'électricité (hors fourniture de réserve) avec et sans contraintes réseau

Ces résultats incluent la valeur capacitaire, c'est-à-dire le coût évité en investissements dans des capacités de pointe pour répondre aux plus forts pics de demande. Le calcul de cette valeur capacitaire est décrit en §3.7. Elle inclut à la fois le service capacitaire local (production à la pointe de demande locale) et national (production à la pointe de demande nationale) : toute capacité de production locale participe également à l'équilibre offre-demande national (qui inclut la zone étudiée).

Pour répondre aux besoins de cette zone fortement importatrice, l'alternative au stockage d'électricité est le renforcement de la capacité de connexion entre la région et le réseau national. Le Tableau 22 présente les économies générées par 1MW de capacité de connexion supplémentaire (dont le coût est estimé à 15 k€/MW/an, cf. §3.5).

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
Economies de combustible (€/MW)	49 700	23 200	25 100
Heures de défaillance évitées (pour 100 MW)	6	8	6
Volume de défaillance évité (MWh)	746	492	646

Tableau 22 - Segment THT : gain marginal du renforcement réseau

Ainsi, pour le segment étudié, la solution la plus économique est le renforcement réseau. En cas d'impossibilité ou de coût prohibitif de renforcement réseau, l'installation de production locale (par exemple TAC) s'avère plus intéressante que le stockage d'électricité.

<sup>46</sup> C'est-à-dire la valeur du premier MW installé.

#### 4.2.1.4 Cas d'une zone où un investissement en production locale n'est pas possible

Dans le cas où, pour des raisons d'acceptation sociale, ni un renforcement réseau ni un investissement en production locale n'est possible, le stockage d'électricité devient la seule solution de production envisageable pour éviter les défaillances<sup>47</sup>. Chaque MWh de défaillance évité doit donc être valorisé au prix de la valeur tutélaire de l'énergie non distribuée, fixée par la CRE à 26 k€ du MWh [12]. La valorisation du stockage devient alors beaucoup plus importante (voir Tableau 23).

Médian	Nouveau Mix	ADEME
257 000 €	202 000 €	248 000 €

Tableau 23 - Segment THT : valeur du premier MW de stockage d'électricité (hors fourniture de réserve) avec comptabilisation de la défaillance à la valeur tutélaire de l'énergie non distribuée

#### 4.2.2 Segment HTA/HTB (haute tension niveau A et B)

##### 4.2.2.1 Cas d'une zone avec forte production éolienne et contrainte HTB à l'export

Le segment HTA/HTB illustre l'intérêt du stockage d'électricité dans le cas d'une surproduction par des moyens de production dits « fatals ». On considère ainsi le cas d'une **zone rurale présentant une importante production éolienne locale** (ici 150 GWh, pour une capacité installée de 60,6 MW<sup>48</sup>) **et une capacité de connexion au réseau national limitée** (ici à 40 MW). La consommation annuelle de la zone considérée est de l'ordre de 100 GWh ; ainsi, la « production locale nette » - c'est-à-dire la production réduite de la consommation locale - dépasse fréquemment la capacité d'export et doit être écrêtée environ 200 heures dans l'année.

Dans un tel contexte, le stockage d'électricité peut être utilisé :

- pour valoriser la production locale excédentaire,
- pour effectuer des arbitrages économiques sur le réseau national.

Des **solutions alternatives** au stockage d'électricité sont également envisagées :

- renforcement de la capacité de transit,
- ajout d'un consommateur flexible qui convertit le surplus d'électricité en une autre énergie (par exemple en méthane, par un processus de méthanation).

<sup>47</sup> Le stockage d'électricité sera alors à comparer à des opérations de maîtrise de la demande. Cette comparaison n'a pas été faite dans ce rapport.

<sup>48</sup> A titre de comparaison, le projet Venteea comporte un parc éolien de 30MW.

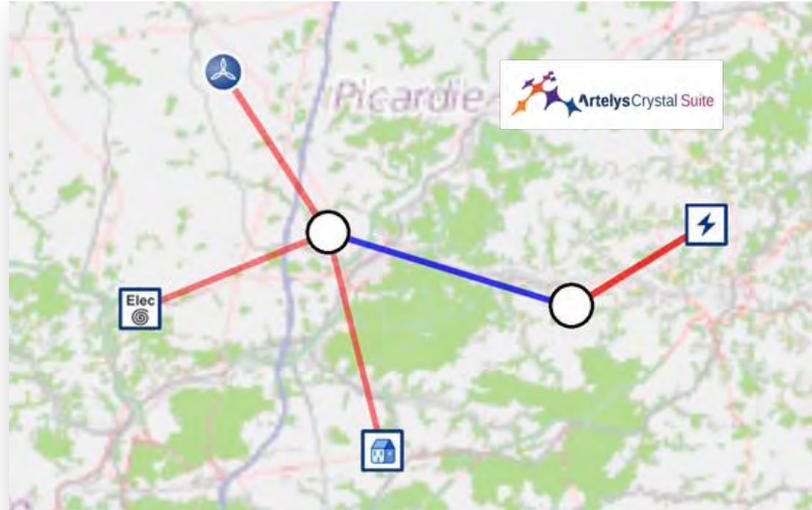


Figure 69 - Segment HTA/HTB dans Artelys Crystal

Pour le coût de l'énergie importée et la valorisation de l'énergie exportée, on utilise les résultats du segment France. De plus, les profils de consommation et de production utilisés, fournis par ErDF, sont adaptés à la maille étudiée [13], ce qui se traduit notamment par un foisonnement moins important de la consommation et de la production éolienne.

Dans ce contexte, il peut également être intéressant pour un consommateur flexible d'énergie de se placer dans la zone fortement exportatrice d'énergie éolienne, puisque l'énergie y est souvent relativement moins chère que dans la « zone France ». On pense en particulier à des industriels cherchant à transformer l'énergie électrique en un autre type d'énergie et donc désireux de profiter d'électricité à bas coût. Cette variante est étudiée en §4.2.2.3.1.

#### 4.2.2.2 Services fournis par le stockage d'électricité

Dans le cadre du segment HTA/HTB, le stockage d'électricité peut apporter deux valeurs au système. Ici la production éolienne est régulièrement excédentaire ; les systèmes de stockage d'électricité peuvent alors valoriser cette énergie en la stockant pour la déstocker plus tard. Par ailleurs, les systèmes de stockage d'électricité peuvent réaliser des arbitrages sur le marché national : ils peuvent stocker de l'énergie issue du réseau national pour la revendre plus tard sur le marché ou pour satisfaire la consommation locale à un moment où importer aurait coûté plus cher.

Pour rappel, le code couleur dans les graphes est le suivant.

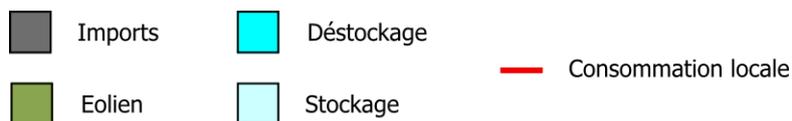


Figure 70 – Légende des illustrations du segment HTA/HTB

Pour les deux prochains paragraphes, le contexte étudié suppose un peu plus de 200h d'écêtement, en l'absence de solution de stockage d'électricité. Une analyse de sensibilité à ce paramètre est proposée en §4.2.2.3.

Une valeur intuitive du stockage d'électricité dans le cadre du segment HTA/HTB est tout d'abord celle relative à l'écêtement évité (phénomène illustré Figure 71). Lorsque la production éolienne

dépasse la somme de la consommation locale et de la capacité d'export, **le stockage d'électricité permet de réduire l'écrêtement de la production éolienne, et de restituer ultérieurement l'électricité stockée** pour alimenter soit le segment national, soit le segment HTA/HTB<sup>49</sup>.

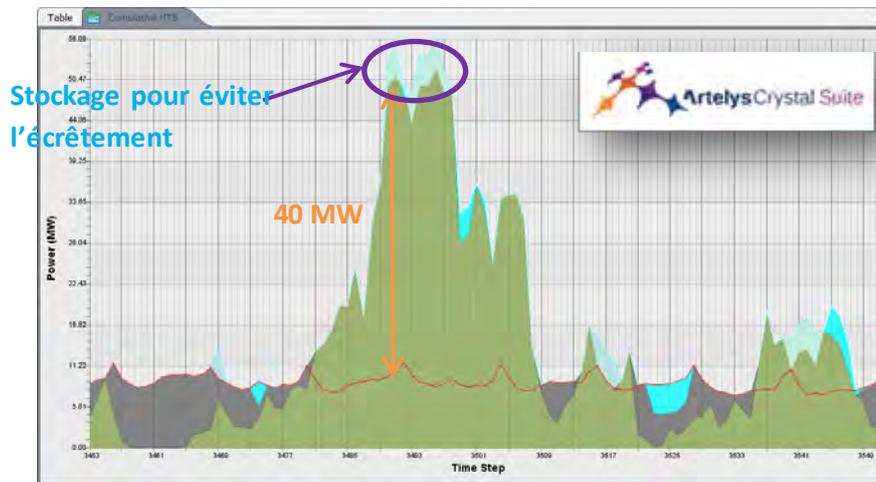


Figure 71 - segment HTA/HTB : réduction de l'écrêtement grâce au stockage d'électricité

La Figure 72 présente la quantité d'énergie écrêtée en fonction de la capacité de stockage d'électricité. Le résultat est intuitif : l'écrêtement diminue avec l'augmentation de la capacité du système de stockage d'électricité, jusqu'à un certain seuil où aucune énergie n'est plus écrêtée.

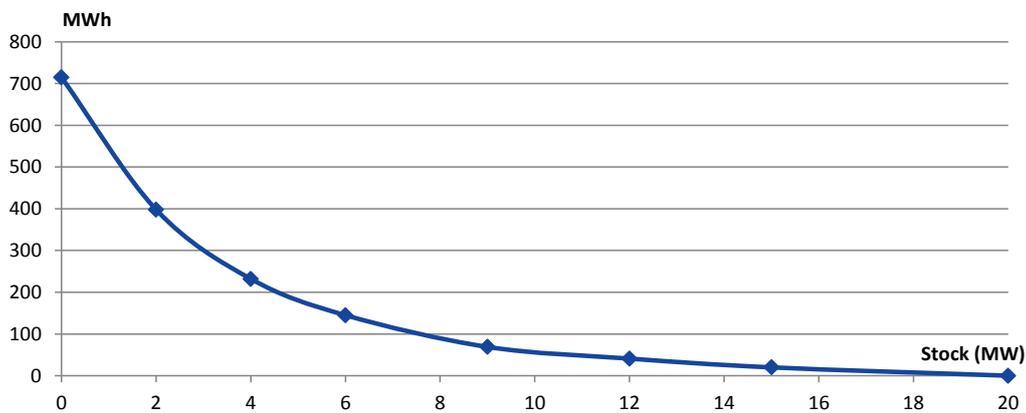
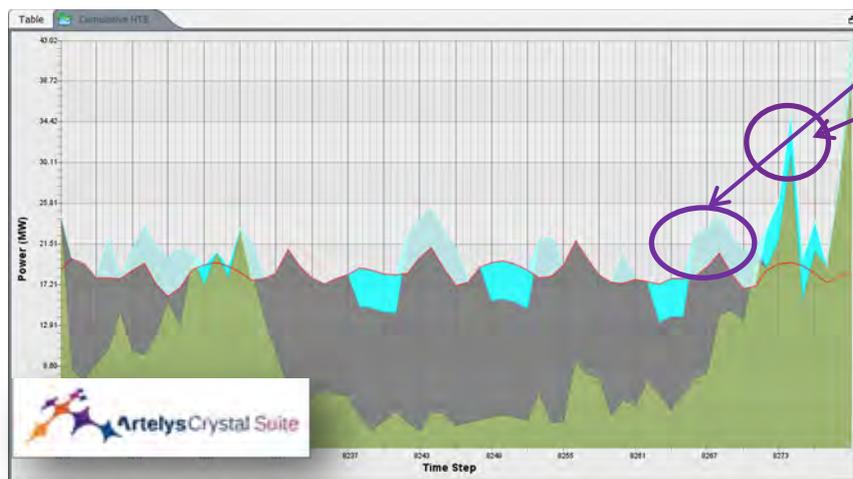


Figure 72 - Segment HTA/HTB : quantité d'énergie écrêtée en fonction de la capacité de stockage d'électricité (stockage de 5h et 80% de rendement)

On observe également que l'installation de systèmes de **stockage d'électricité permet de réaliser des arbitrages économiques** entre les coûts marginaux France à différents instants : il stocke lorsque la France est en marginalité nucléaire par exemple, pour déstocker lorsque la France est en marginalité gaz. Cela est illustré Figure 73.

<sup>49</sup> Insistons sur le fait que ces deux cas apportent la même valeur à la collectivité : à l'instant où le stockage d'électricité déstocke, le poste source n'est pas saturé ; fournir cette énergie au segment France apporte donc une valeur par MW égale au coût marginal France. Fournir cette énergie pour la consommation locale évite au segment local un « achat » d'énergie qui aurait coûté la même chose.



Stockage d'électricité  
d'énergie importée pour la  
déstocker à l'export

Figure 73 - segment HTA/HTB : arbitrages économiques face au marché

Sur le segment HTA/HTB, c'est d'ailleurs la valeur d'arbitrage économique qui est la plus importante. Elle compte pour 90% de la valeur totale apportée par le stockage d'électricité (voir Figure 74). A noter que la valorisation des arbitrages économiques est légèrement inférieure à celle obtenue pour le segment France : stocker l'excédent de production éolienne induit parfois une sous-optimisation de l'arbitrage économique. Mais en cumulant les deux valorisations, on obtient une majoration de 10% par rapport au segment France.

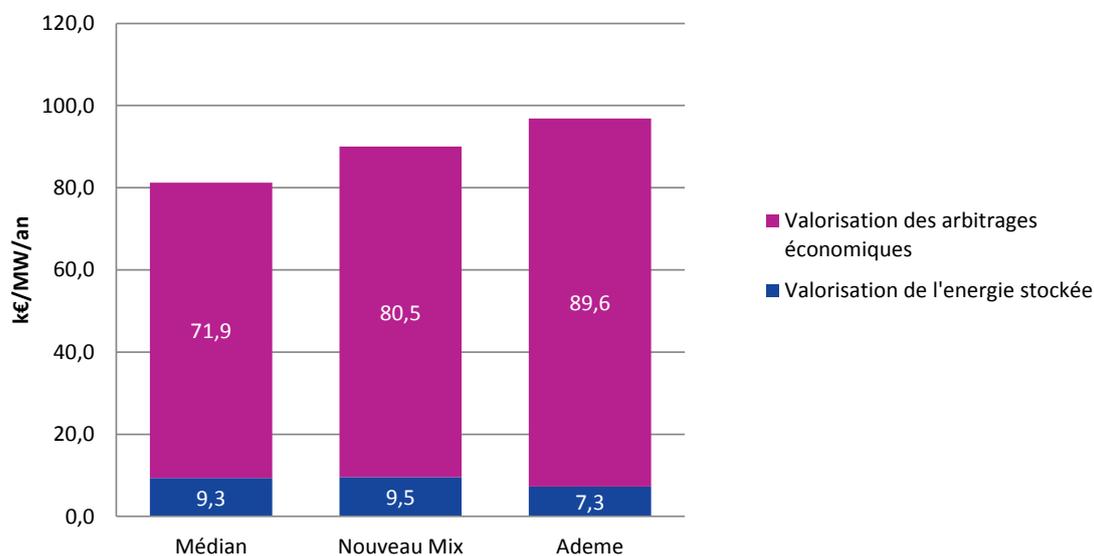


Figure 74 - segment HTA/HTB : gain pour le 1<sup>er</sup> MW installé

Les valeurs présentées sont des valeurs pour le 1<sup>er</sup> MW installé. Si la puissance de stockage installée est supérieure, la valorisation totale diminue (l'énergie éolienne excédentaire captée par le stockage diminue pour chaque MW supplémentaire) et tend vers la valorisation du stockage d'électricité pour le segment France.

### 4.2.2.3 Stockage d'électricité versus renforcement réseau

La valeur apportée par un renforcement réseau comme celle apportée par un stockage d'électricité dépend essentiellement de la quantité d'énergie éolienne écrêtée pendant l'année (entre 0 et 500h pour les cas étudiés). Plus ce nombre d'heures est important, plus il sera intéressant d'investir dans un moyen permettant de valoriser cette énergie perdue.

Dans le cas présenté en 4.2.2.2, la valeur de l'énergie éolienne écrêtée pendant les 200 heures d'écrêtement<sup>50</sup> au coût marginal de production du système français est de 50 k€, alors que l'annuité d'investissement pour le renforcement ou la création d'un transformateur de 20 MVA est d'environ 50 k€ (cf. §3.5), à laquelle il faut rajouter les coûts HTB, soit en moyenne 48 k€/MW/an. Le renforcement réseau n'est donc ici pas rentable.

De manière plus systématique, on trace dans la Figure 75 le gain brut apporté par l'ajout d'un système de stockage d'électricité en fonction du nombre d'heures où l'énergie éolienne est écrêtée au sein de la zone.

On remarque que la valeur du stockage d'électricité augmente assez peu avec le nombre d'heures d'écrêtement sur le segment HTA/HTB (en abscisse). Ainsi, pour 200 h d'écrêtement, un stockage de 6h capte moins de 10 k€/an de valorisation complémentaire (par rapport au cas France), alors que la valeur totale de l'énergie écrêtée est de 45 k€/an (pour 700 MWh écrêtés). Cela provient des phénomènes suivants :

- Un stockage de 1 MW et 6 h ne peut stocker qu'une faible partie de la production éolienne excédentaire : la puissance écrêtée dépasse souvent 1 MW ou sur des durées supérieures à 6 h.
- Les congestions du poste source peuvent également limiter les opportunités d'arbitrage économique. Notamment, si la congestion a lieu pendant des heures de coût marginal de production France élevé, le stockage d'électricité ne pourra pas déstocker et perdra la valeur du cycle correspondant.

---

<sup>50</sup> Le parc éolien a été dimensionné pour que le coût de l'énergie écrêtée soit de 50k€/an. Cela correspond à 200h d'écrêtement et 700MWh écrêtés.

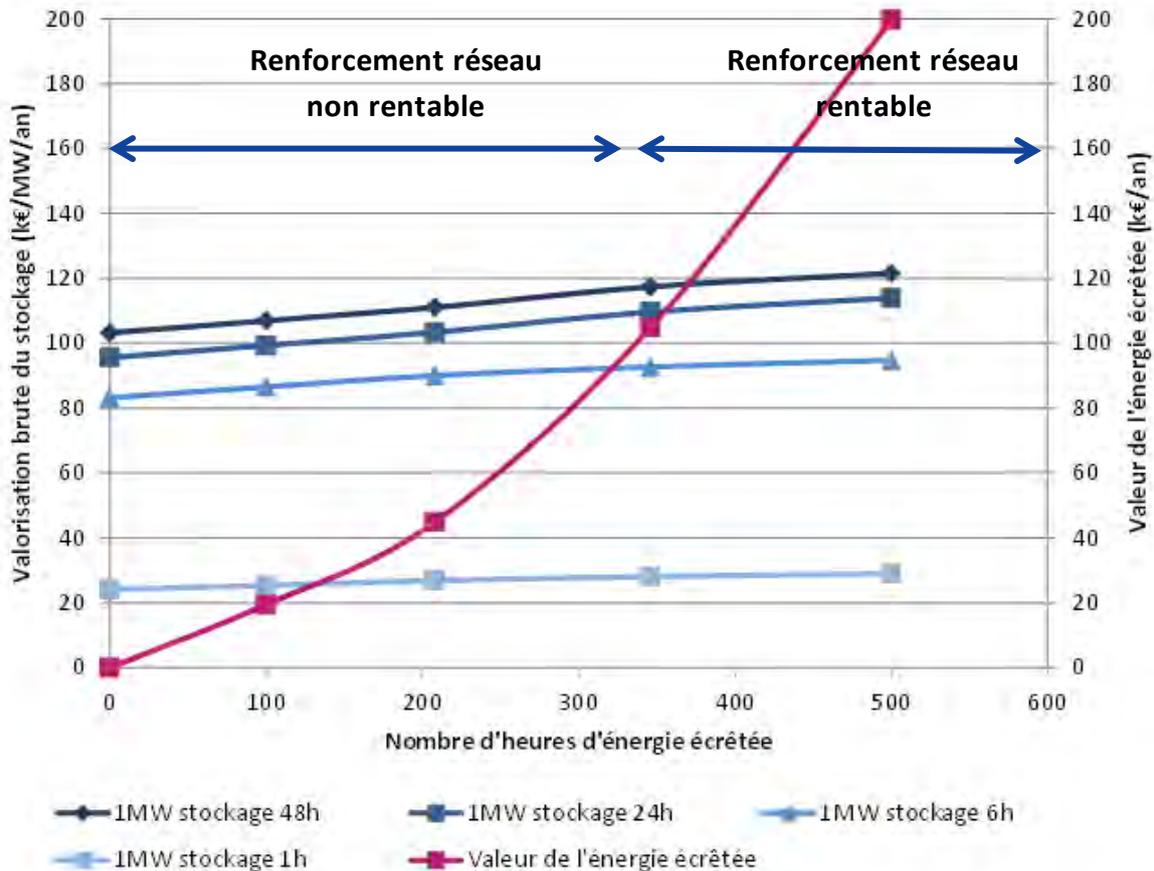


Figure 75 - Segment HTA/HTB : valeur du premier MW de stockage d'électricité installé par rapport à une solution d'écrêtement

Plusieurs cas sont possibles :

- Si la valeur de l'énergie effacée est supérieure à une annuité de renforcement (entre 50k€/an et 150k€/an), le renforcement réseau est rentable.
- Si la valeur de l'énergie effacée est inférieure à une annuité de renforcement
  - le stockage d'énergie ne devient rentable que si la valorisation de l'énergie réinjectée (nette de pertes) rentabilise le coût de l'équipement de stockage.
  - dans le cas contraire, la solution économiquement la plus intéressante du point de vue de la collectivité est le délestage.

Un modèle d'affaire est proposé pour cela §5.2.1.

#### 4.2.2.3.1 Variante « Power to X »

La variante étudiée consiste à intégrer un consommateur local d'électricité (non contraint) qui transforme l'électricité en une autre énergie qu'il revend à un prix donné. Pour cela, il bénéficie des heures où la production éolienne est excédentaire, ainsi que des heures où le prix de production France est suffisamment bas. La Figure 76 expose les variations de coût de l'énergie pour un consommateur local au cours de l'année. Ces données dépendent principalement du scénario de mix de production France (cf. segment France), auquel se rajoutent les heures où l'énergie excédentaire est « gratuite », à cause de la congestion du poste HTB/HTA. Elles seront utilisées pour l'évaluation du business case PowerToGas, comme variante du cas France.

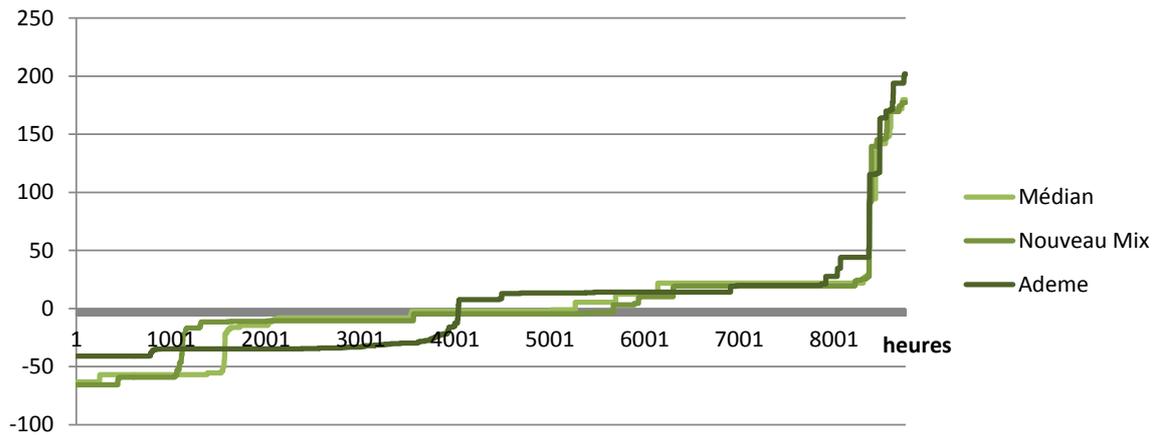


Figure 76 - Segment HTA/HTB : dispersion des coûts marginaux locaux (en €/MWh) autour de la moyenne annuelle. Par exemple, pour le scénario Médian, un consommateur d'électricité pourra bénéficier d'électricité à 50 €/MWh en-dessous du prix moyen annuel pendant 1500 h.

#### 4.2.2.3.2 Conclusion

Pour cette zone avec fort surplus de production éolienne (et une contrainte réseau qui oblige à écrêter de la production), **l'étude montre un intérêt à effacer (stockage ou délestage) l'excédent de production éolienne pour repousser des investissements sur le réseau électrique, jusqu'à un point où le nombre d'heures d'effacement devient trop important et le renforcement réseau intéressant économiquement.** Pour cette situation intermédiaire (la production éolienne est excédentaire mais un renforcement réseau n'est pas encore rentable), **une solution de stockage d'électricité est rentable par rapport au délestage, si les coûts d'équipement restent inférieurs à 80k€/MW/an et 100k€/MW/an** (hors participation à la réserve) suivant les scénarios 2030. Cet objectif de coût est supérieur d'environ 10% de celui du segment France, puisqu'un stockage d'électricité local permet de valoriser l'énergie éolienne excédentaire.

Si on considère un rythme constant d'installation de puissance éolienne d'ici à 2030 de 1.2GW par an<sup>51</sup>, on devra installer environ 60 transformateurs de 20MVA par an<sup>52</sup>. Si on suppose qu'un stockage d'électricité mobile permet de retarder ces investissements de 2 ans, cela mène à une centaine de transformateurs concernés. Le gisement du segment HTA/HTB obtenu en comparant les résultats précédents aux scénarios de coût du stockage d'électricité est donc à multiplier par 100 pour obtenir le gisement France.

Toutefois, une grande partie de la valeur du stockage d'énergies sur ce segment provenant des arbitrages économiques, le gisement de ce segment est concurrent à celui du segment France.

<sup>51</sup> Ceci permettrait d'atteindre les objectifs de puissance éolienne on-shore installée du scénario Nouveau Mix de RTE.

<sup>52</sup> Si les transformateurs installés sont de 40MVA ou plus, le gisement de stockage d'électricité par transformateur sera plus grand, conduisant à une estimation du gisement total équivalente.

## 4.2.3 Segment tertiaire

### 4.2.3.1 Cas d'un stockage d'électricité de type redondance (back-up) associé à une production solaire

On considère un consommateur tertiaire ayant **besoin d'installer un stockage d'énergie afin de garantir une continuité de fourniture électrique** et répondre aux arrêtés nationaux et directive Européennes pour les services de sécurité et urgence (ex du secours des hôpitaux ou du service télécom d'appel urgence 112, pompier, police, etc...). Il doit pour cela disposer d'un service de secours électrique, permettant, en cas d'une coupure temporaire<sup>53</sup> de la connexion avec le réseau, de couvrir sa consommation.

On appelle ce type de service de secours électrique : « ASI » ou « UPS » (Alimentation Sans Interruption ou « Uninterruptible power supply »). On a pris pour ce segment l'exemple d'un grand centre télécom ou « data center » (avec une consommation supposée constante). On rencontre ce profil de consommateur de plus en plus fréquemment en France (croissance de 50 % du nombre de data center en France de 2012 à 2013) pour une consommation représentant 7 % de la consommation française en 2013.<sup>54</sup>

Nous supposons que le gestionnaire du site tertiaire a par ailleurs installé un ensemble de panneaux solaires sur sa structure, de sorte que, lorsque la production solaire est jugée sûre et suffisante dans les heures qui viennent, **il pourra utiliser le stockage d'électricité pour arbitrer sur le marché national sans coût supplémentaire et en maintenant la même qualité de service ASI.**

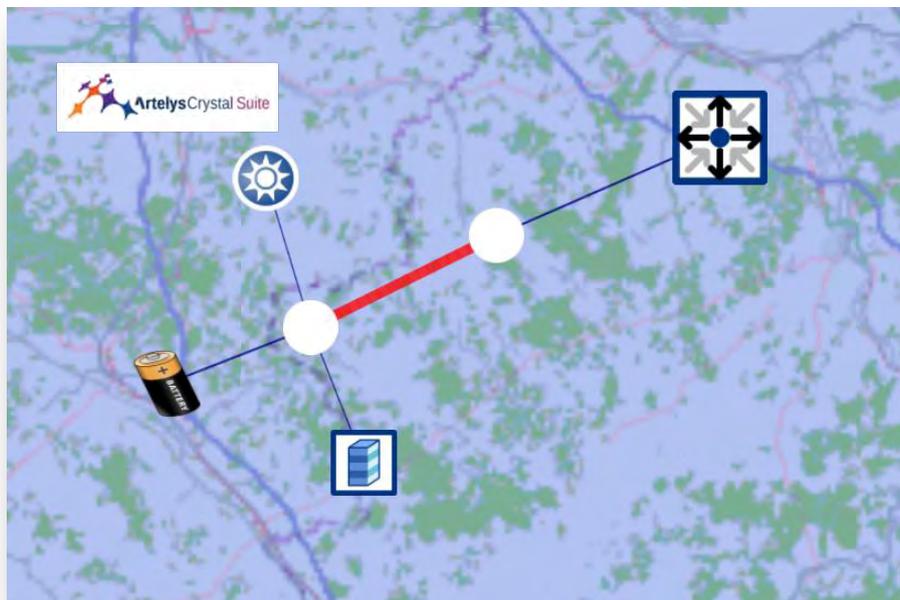


Figure 77 - Segment Tertiaire dans Artelys Crystal City

<sup>53</sup> Nous prenons l'hypothèse d'une durée de couverture de la consommation de 4h.

<sup>54</sup> Avec l'arrivée de processeurs ayant une meilleure gestion d'énergie, la consommation électrique sera proportionnelle à la ressource de calcul ou stockage numérique utilisée. L'hypothèse de consommation constante est donc simplificatrice.

Dans notre modèle, la consommation du site tertiaire est supposée égale à 0,8 MW tout au long de l'année. Le site, connecté au réseau de distribution, dispose aussi de 1 MW de panneaux photovoltaïques permettant en période très ensoleillée de couvrir la demande. La puissance souscrite sur le réseau est de 1 MW à l'import et 0,2 MW à l'export. Les prix de l'électricité retenus dans ce segment sont les coûts marginaux obtenus dans le segment France (voir §1.6 pour la méthodologie). La valeur capacitaire n'a pas été comptabilisée, puisque la disponibilité du stockage pour exporter de l'électricité vers le réseau national tout en maintenant son service ASI ne peut être garantie plusieurs mois à l'avance : elle dépend de la production PV et donc des conditions météo.

#### 4.2.3.2 Valeur du stockage d'électricité

Aujourd'hui, les services ASI sont fournis par des batteries au plomb de type « floating » qui ne permettent pas un cyclage régulier. L'objectif de ce segment est d'évaluer dans quelle mesure un stockage d'électricité peut réaliser des arbitrages économiques sur le marché de l'électricité, tout en maintenant la fonction ASI, et s'il est intéressant de remplacer les batteries au plomb par des stockages d'électricité permettant un meilleur cyclage.

A l'approche de 14 heures la demande est couverte dans sa quasi-totalité par la production issue des panneaux photovoltaïques, le système de stockage d'énergies de secours peut se décharger quelques heures auparavant, et se charger à la fin de la période ensoleillée, comme illustré sur la figure Figure 78. Le stockage d'électricité, même contraint par la fonction ASI, permet donc de participer au marché de de arbitrage économique entre les périodes 7h-10h et 15h-18h où il existe un différentiel de coût de l'énergie, dû essentiellement à la pénétration du PV sur le segment France (de 20 GW à 33 GW installés selon le scénario 2030).

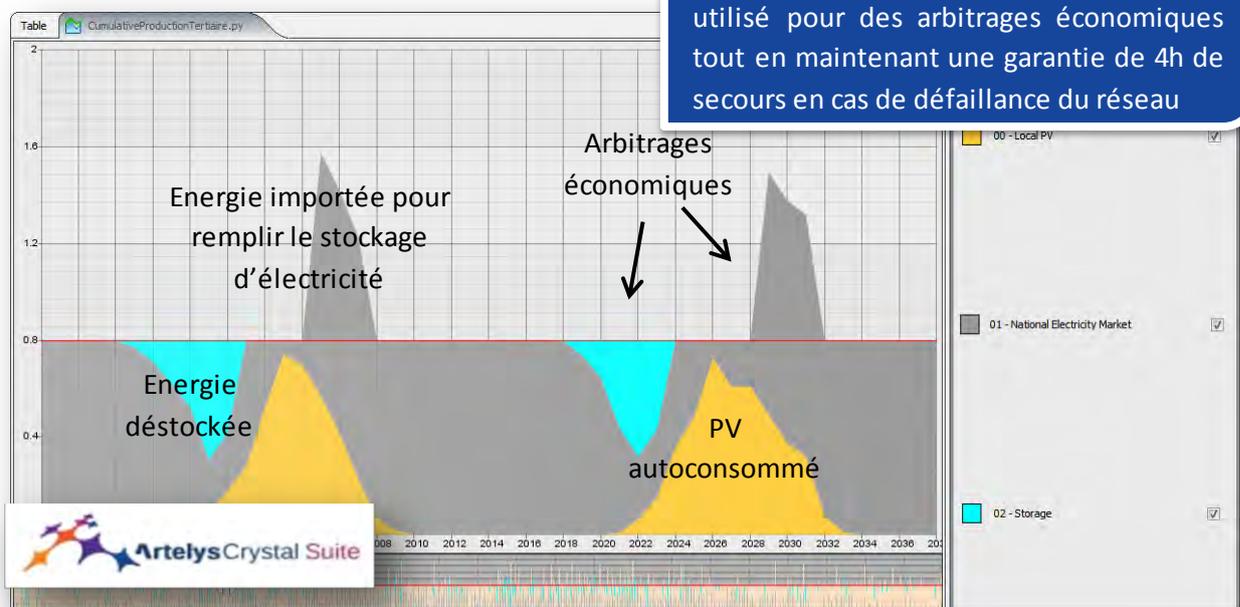


Figure 78 - Résultat type pour le segment tertiaire – courbe de production cumulée sur deux journées (segment tertiaire)

Les résultats en termes de valorisation et de cycles de charge/décharge pour ce segment sont donnés dans le Tableau 24. On constate que plus la pénétration de PV sur le territoire français est élevée plus

Le nombre de cycles de charge et de décharge réalisé par le système de stockage est important, ce qui se répercute sur la valeur d'arbitrage économique variant de 3 à 14 €/kW/an selon le scénario long terme.

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
<b>Nombre de cycles complets par an</b>	57	91	91
<b>Nombre de cycles par an</b>	190	283	308
<b>Economies sur les coûts d'achat d'électricité (k€/MW/an)</b>	3	10	14
<b>Parc national installé de PV (GW)</b>	20	30	33

Tableau 24 - Nombre de cycles et valorisation pour le segment tertiaire

Les valorisations présentées dans le Tableau 24 sont donc des économies nettes pour le gestionnaire du site tertiaire sans ajout supplémentaire de stockage (le stockage étant déjà financé par le service ASI), mais qui nécessitent que le stockage puisse cycliser entre 200 et 300 fois par an. La capture de cette valeur impose également une intelligence locale pour assurer des prévisions de la production PV et de la demande, un système de gestion optimisée du système de stockage d'électricité pour contrôler son état de charge, décharge et de santé et une connexion au réseau pour participer au marché.

Notons que la production PV représente dans le segment étudié 18 % de la production annuelle. Dans des situations où le taux de pénétration des EnR serait plus fort, (PV, éolien ou cogénération), les opportunités économiques seraient plus importantes. A contrario, sans production d'énergie locale, le stockage d'électricité devrait rester rempli 24 h sur 24 pour assurer sa fonction ASI et ne pourrait pas réaliser des arbitrages économiques.

De même, les valorisations présentées dépendent fortement de la courbe de charge. 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 40 €/an par kW de pointe évité pour une connexion en HTA.

Enfin, il est possible de sur-dimensionner le système de stockage d'énergies de secours, afin d'augmenter les opportunités d'arbitrage face au réseau national. La valorisation complémentaire serait de 15 à 25 k€/an pour chaque MWh de capacité de stockage d'électricité ajoutée (voir segment France).

Actuellement, on recense déjà au moins 800 MWh de batteries plomb installées pour une puissance installée d'environ 250 MW dans le secteur de la téléphonie. Les besoins en ASI vont augmenter d'ici 2030, notamment du fait de la forte augmentation des besoins TIC (data centers...). Toutefois, le segment modélisé n'est représentatif que pour les sites avec ASI et avec une production EnR sur site importante, situation qu'il est difficile d'extrapoler à l'échelle nationale. Nous supposons une répliquabilité du segment à hauteur de 100 fois. A noter toutefois qu'il ne s'agit pas d'un potentiel additionnel de stockage d'électricité, mais bien de la valorisation complémentaire de stockage installé à but ASI.

#### 4.2.4 Segment BT (basse tension) : zone pavillonnaire avec forte production PV

On considère un propriétaire d'une maison individuelle équipée d'une installation photovoltaïque, dans une zone pavillonnaire, souhaitant installer un stockage d'électricité. Dans ce contexte, le stockage d'électricité permet de :

- stocker le surplus d'énergie générée par les panneaux photovoltaïques lorsque leur production est supérieure à la consommation locale. Cela permet d'augmenter le taux d'autoconsommation;
- absorber la production PV de pointe, pour éviter des problèmes de tension sur le réseau BT ;
- faire des arbitrages économiques face au réseau, c'est-à-dire stocker de l'énergie aux instants où les coûts de production électrique France sont les plus bas pour la redistribuer sur le réseau à un moment où l'équilibre offre-demande France est plus tendu ;
- lisser les pointes de demande pour diminuer les coûts d'infrastructure réseau.

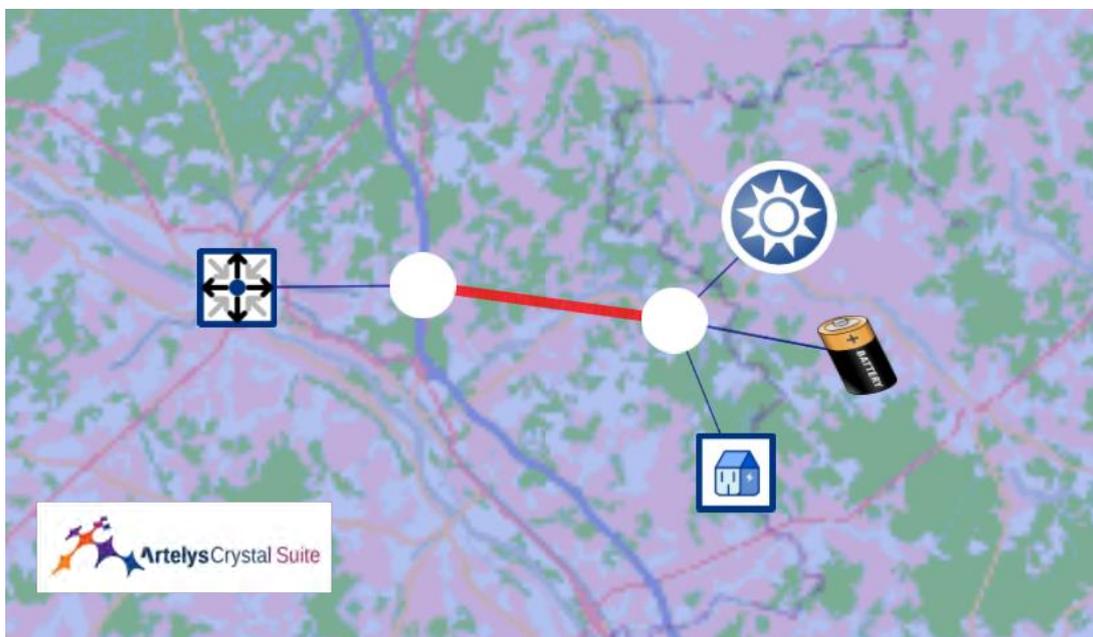


Figure 79 - Segment BT

On considère une maison de 110 m<sup>2</sup> consommant 8,25 MWh par an (label DPE B) disposant de 5 kW de panneaux photovoltaïques installés sur 40 m<sup>2</sup> de toiture et produisant 6,5 MWh par an. Le stockage d'électricité étudié est dimensionné à 1 kW, de façon à évaluer l'intérêt marginal d'un stockage d'électricité : un dimensionnement plus important permettrait de mieux capter la production solaire mais aurait une rentabilité inférieure. Différentes tailles de stockage d'électricité sont étudiées : 1 h, 3 h, 6 h de temps de décharge correspondant à une batterie plus ou moins volumineuse. Lorsqu'elle ne produit pas suffisamment, la maison peut importer de l'énergie du réseau au prix France. Elle peut aussi exporter son surplus d'énergie au même prix. Le profil de consommation utilisé est le profil RES1 d'ErDF [13].

Plusieurs contextes d'utilisation du stockage d'électricité sont étudiés :

- On ajoute au coût d'achat de l'énergie un coût supplémentaire qui permet de traduire la volonté d'indépendance énergétique du consommateur<sup>55</sup>.
- La forte pénétration de PV nécessite de délester la production PV lors des pointes en été, afin d'éviter des contraintes de congestion du réseau électrique. Le stockage d'électricité peut alors valoriser cet excédent de production. On suppose ici qu'au-delà d'une limite de 2 kW non autoconsommé, l'excédent doit être stocké.

#### 4.2.4.1 Valorisation du stockage d'électricité pour de l'autoconsommation

Dans ce contexte, en l'absence de stockage d'électricité, la moitié de la production PV est autoconsommée, l'autre moitié est exportée vers le réseau. L'ajout d'un stockage d'électricité local de 1 kW de 3 heures de durée de décharge permet d'auto-consommer jusqu'à 65% de cette production PV. Par ailleurs, le stockage d'électricité peut éventuellement être utilisé pour réaliser des arbitrages économiques sur le réseau national (cf. segment France).

En l'absence de coût et de contrainte réseau, la valorisation du stockage d'électricité est similaire à celle du segment France. Pour tenir compte de la volonté de certains consommateurs de limiter leur soutirage d'électricité (en favorisant l'autoconsommation), un surcoût de 34 à 200 €/MWh importé a été ajouté au coût marginal de production de l'électricité.

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
<b>Pas de surcoût à l'import</b>	61	70	75
<b>Surcoût de 34€/MWh pour l'énergie importée</b>	77	87	94
<b>Surcoût de 60€/MWh pour l'énergie importée</b>	95	105	111
<b>Surcoût de 100€/MWh pour l'énergie importée</b>	124	134	139
<b>Surcoût de 150€/MWh pour l'énergie importée</b>	161	170	177
<b>Surcoût de 200€/MWh pour l'énergie importée</b>	200	209	215

Tableau 25 - Valorisation d'un stockage d'électricité 3h en €/an pour 1 kW de stockage installé

<sup>55</sup> La part énergie du TURPE à 34 €/MWh correspond à la structure actuelle du TURPE fortement marquée par la part énergie de la facture. Cette part énergie est cependant bien supérieure à la part énergie des coûts de réseau d'ErDF (cf §3.5). Un développement de l'autoconsommation qui réduirait la durée d'utilisation de la puissance mais pas la puissance maximale demandée entraînerait forcément une évolution de la structure de TURPE avec la diminution de la part énergie au profit de la part puissance. Donc un scénario à fort autoconsommation à long terme doit s'accompagner d'une part énergie plus faible du TURPE

Ces valorisations sont le résultat de deux phénomènes dont les conséquences sont opposées :

- le stockage d'électricité augmente l'autoconsommation et diminue l'énergie importée, donc sa valorisation augmente quand le surcoût d'import augmente;
- les opportunités d'arbitrage économique sur le réseau national diminuent quand le surcoût d'import augmente.

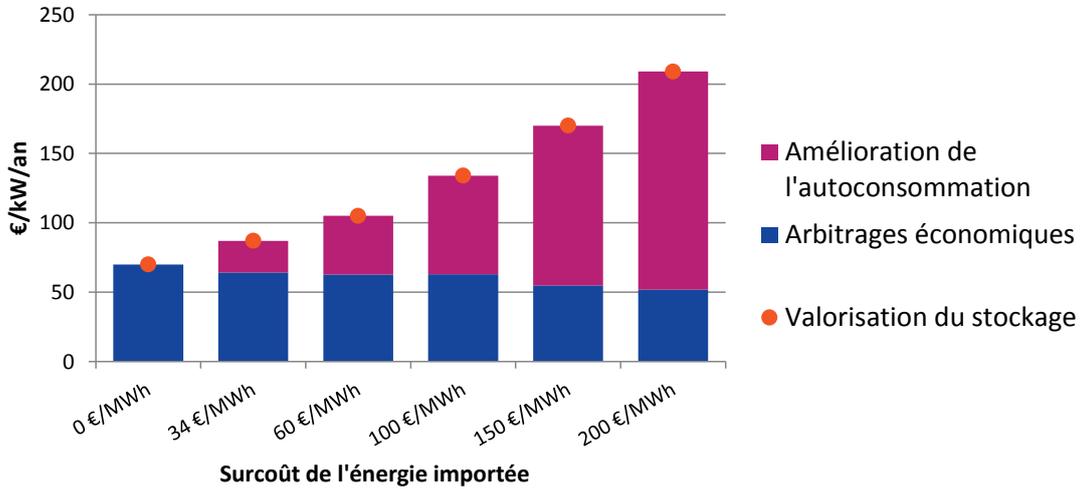


Figure 80 - Valorisation du stockage d'électricité 3 h en €/kW/an, scénario NMX

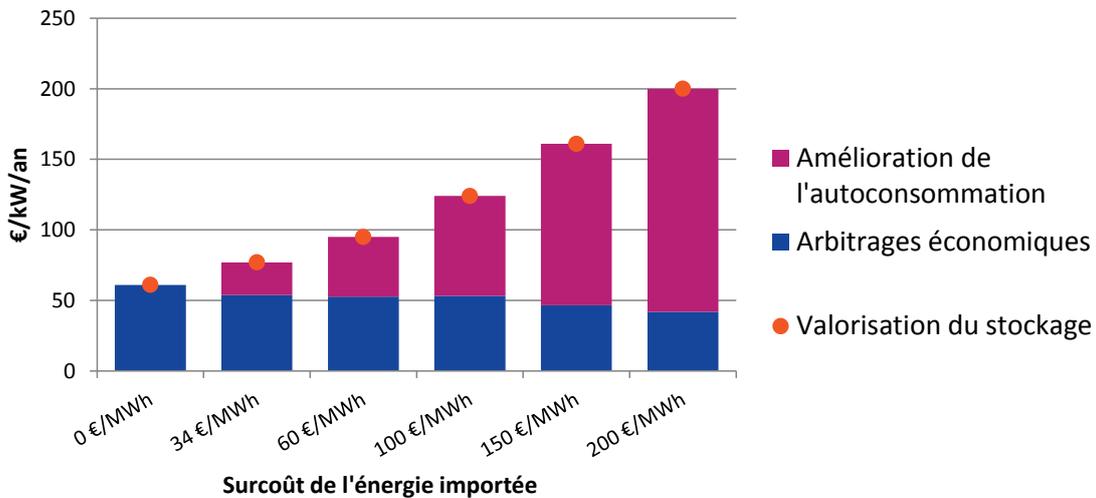


Figure 81 - Valorisation du stockage d'électricité 3 h en €/kW/an, scénario MDN

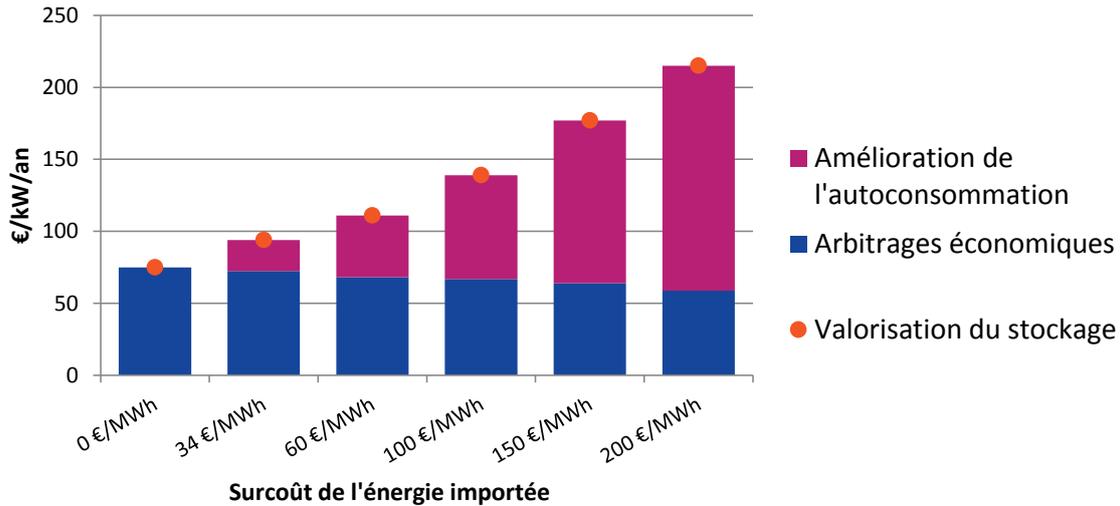


Figure 82 - Valorisation du stockage d'électricité 3h en €/kW/an, scénario ADM

Pour une hypothèse de coût d'amortissement de 180 €/kW/an à horizon 2030 pour du stockage d'électricité distribué de 3 heures<sup>56</sup>, une solution de stockage d'électricité ne devient intéressante que dans des contextes où le consommateur est prêt à payer plus de 150 € supplémentaires par MWh importé.

#### 4.2.4.2 Valorisation du stockage d'électricité pour le réglage de tension

Les travaux réalisés par le G2Elab montrent que pour un réseau rural peu dense avec forte pénétration de solaire PV, une solution d'écrêtement pour éviter des problèmes de surtension peut être une alternative intéressante au renforcement réseau : tout export local d'électricité (d'un nœud BT du réseau) au-delà d'un seuil de quelques kW doit alors être écrêté. Ce seuil dépend fortement du réseau et notamment de la longueur des lignes.

Pour évaluer l'intérêt du stockage d'électricité dans ce contexte, on a supposé que tout export local d'électricité (production PV ou déstockage d'électricité non autoconsommé) doit être directement écrêté au-delà de 2 kW, afin d'éviter tout problème de surtension, ce qui revient à un écrêtement de 6,5 % de la production PV totale (sans solution de stockage d'électricité). Des variantes à 0,5, 1, 2, 3 kW et sans contrainte ont également été lancées (pour un écrêtement respectivement de 35 %, 23 %, 6,5 %, 0,2 % et 0 % de la production PV).

<sup>56</sup> Cette hypothèse ne tient pas compte de l'usage possible des batteries de véhicules électriques en seconde vie, qui n'a pas été étudié dans ce rapport.

Les résultats de valorisation sont les suivant :

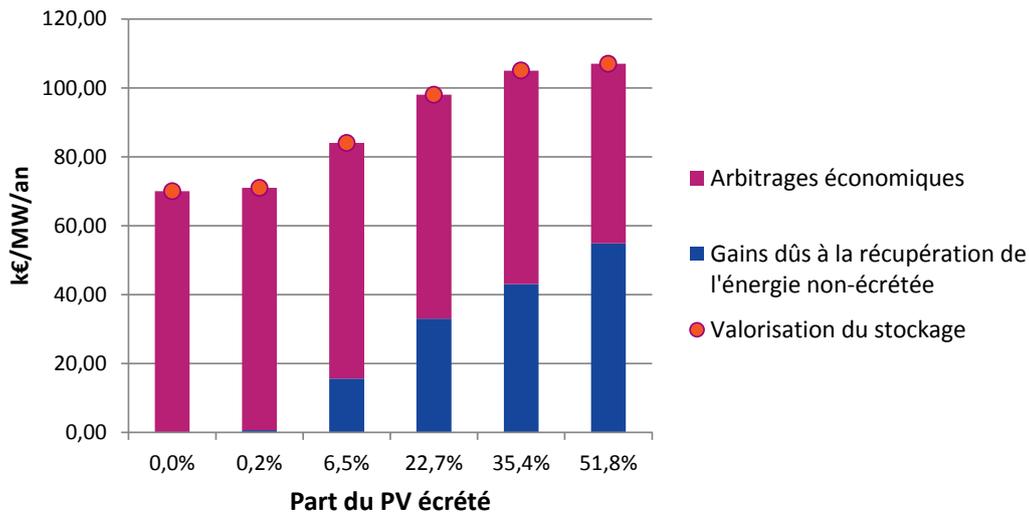


Figure 83 - Valorisation du stockage d'électricité (3h) avec contrainte d'écrtement, scénario NMX

De la même façon que pour le cas précédent, ces valorisations sont le résultat de deux phénomènes dont les conséquences sont opposées :

- une capacité d'export réduite nécessite un écrtement de la production PV plus important et crée des opportunités pour le stockage d'électricité;
- mais elle induit une diminution des opportunités d'arbitrage économique sur le réseau national.

Le bilan global reste bien en-deçà des projections de coût à horizon 2030 du stockage d'électricité distribué.

#### 4.2.4.3 Valorisation du stockage d'électricité pour diminuer les coûts réseau

La capacité d'un stockage d'électricité local à diminuer la pointe de consommation dépend directement du profil et de la prévisibilité de la courbe de charge. Cette analyse n'a pas été menée dans cette étude.

Les coûts de réseau évités sont évalués à 75 €/an par kW de pointe évité (cf. §3.5). Il est à noter que cette valeur n'est pas directement cumulable aux valeurs présentées précédemment : un stockage d'électricité dédié à lisser les pointes de demande devra maintenir un stock d'énergie suffisant pour garantir le passage des pointes locales et sera limité pour réaliser des arbitrages face au marché.

## 4.3 Valorisation du stockage thermique

### 4.3.1 Segment réseau de chaleur

#### 4.3.1.1 Un stockage de chaleur pour réduire les coûts d'investissements et les émissions de CO<sub>2</sub>

Il existe en France plus de 400 réseaux de chaleur pour plus de 1,7 Mtep de chaleur livrée [14]. Dans son document « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 », l'ADEME donne une perspective de 8 Mtep en 2030.

Nous considérons dans l'étude un réseau ayant une demande fixe de chaleur de l'ordre de 200 GWh/an avec des pointes annuelles de demande de quelques dizaines de MW. A titre d'exemple, ceci correspond environ à la consommation de 15 000 logements types pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage. Ici, l'énergie stockée est de la chaleur.

Pour répondre à la demande, on dispose généralement dans les réseaux de chaleur d'un mix de différents moyens de production de niveaux de flexibilité et de capacités différents : chaudières à gaz, à fioul ou à bois, usines d'incinérations d'ordures ménagères. Dans une perspective plus lointaine et avec un gisement qui reste limité en France, l'insertion de grandes centrales solaires représente également une alternative.

Dans ce contexte où les moyens de production sont multiples et variés (avec des contraintes opérationnelles très différentes), **notre objectif est, ici, d'évaluer la capacité du stockage de chaleur à diminuer les coûts d'investissement dans les moyens de pointe – plus coûteux et polluants-, d'exploitation et les émissions de CO<sub>2</sub> en intégrant mieux la productions issue des énergies renouvelables.**

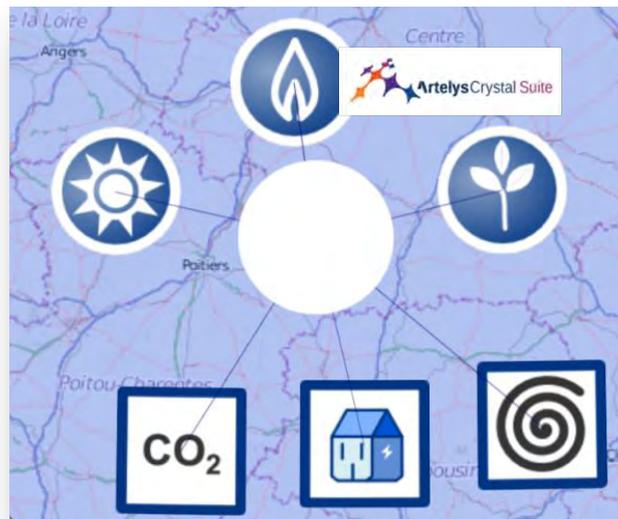


Figure 84 - Segment réseau de chaleur dans Artelys Crystal

Nous indiquons dans le tableau ci-dessous les caractéristiques des moyens de production utilisés dans les simulations de réseau de chaleur. En particulier les durées minimales de fonctionnement et d'arrêt et la contrainte de puissance minimum des chaudières à bois sont prises en compte.

Filière	Coûts		Caractéristiques techniques	
	Coût variable (€/MWh)	Coût variable incl. CO <sub>2</sub> (€/MWh)	Durée de fonctionnement minimum	P <sub>min</sub> (en % de la puissance installée)
Chaudière à gaz	33 <sup>57</sup>	41		Pas de contrainte
Chaudière à bois	40	40	10h de fonctionnement minimum	40%
UIOM	15	15		Fatal
Centrale solaire	0,0	0,0		Fatal

Tableau 26 - Segment réseau de chaleur : caractéristiques du parc de production

A noter que les coûts de maintenance et la performance de l'équipement sont fortement influencés par le respect des valeurs de durée minimum de fonctionnement et de minimum technique.

Il existe actuellement des mix très variés pour les réseaux de chaleur, comprenant par exemple :

- Des unités de valorisation des ordures ménagères,
- Des chaudières à bois,
- Des chaudières à gaz,
- A ceci s'ajoute dans le futur le possible développement de grandes centrales solaires.

Dans l'étude, nous avons construit différents mix avec différentes puissances installées pour rendre compte de la diversité des situations. Dans tous les cas, un minimum de 75 % de la chaleur produite l'est à partir de sources renouvelables ou récupérables (ENR&R) et le reste (production de pointe) est fourni par une chaudière à gaz. Les caractéristiques qui varient entre les mix sont les suivantes :

- Mix 1 : les 75 % d'ENR&R sont fournis par deux chaudières à bois
- Mix 2 : une seule chaudière à bois est installée pour fournir les 75 % d'ENR&R<sup>58</sup>
- Mix 3 : une production UIOM couplée à une chaudière à bois
- Mix 4 : production solaire thermique et chaudière à bois

<sup>57</sup> Différentes hypothèses de prix du gaz sont étudiées, la valeur par défaut étant issue du scénario du World Energy Outlook (AIE).

<sup>58</sup> En l'absence de stockage, on ne peut pas atteindre les 75% d'ENR avec une seule chaudière à bois, à cause de la forte amplitude de la demande entre les saisons conjuguée à la contrainte de puissance minimum pour la chaudière à bois.

Cas d'étude	Chaudière à bois	Chaudière à gaz	UIOM	Solaire
1	14,5 MW + 14 MW	59 MW		
2	28,5 MW	59 MW		
3	12,5 MW	59 MW	16 MW	
4	12,5 MW	75 MW		16 MW

Tableau 27 – Segment réseau de chaleur : parc de production retenu pour chaque scénario étudié

#### 4.3.1.2 Valorisation du système de stockage de chaleur

Nous avons construit différentes variantes de ce segment afin de pouvoir isoler les différentes valeurs du stockage de chaleur. Ceci implique que les valeurs que nous présentons ci-après sont éventuellement cumulables.

Dans certains exemples ci-dessous, le différentiel entre les coûts du bois énergie et du gaz entre en ligne de compte. Ce différentiel est complexe à évaluer car le coût d'accès à une ressource en bois dépend fortement du gisement disponible localement. Dans tous les cas, les économies de combustible bois (ou gaz selon le différentiel de prix) ne représentent jamais la partie essentielle de la valeur de stockage de chaleur.

Nous utilisons le code de couleur suivant dans la suite.



##### 4.3.1.2.1 Cas 1 : Economies de combustibles et de puissance de pointe

Les chaudières à bois permettent d'atteindre des objectifs de production ENR élevés. Mais elles sont des systèmes relativement peu flexibles, car contraintes par une durée minimum de fonctionnement, et une puissance de fonctionnement minimum (40% de la puissance maximum). Elles sont donc obligatoirement complétées par un moyen de pointe, par exemple une chaudière à gaz.

Sur ce segment, **le stockage de chaleur a une double valeur :**

- D'une part, il permet **d'éviter une partie de la production au gaz** en reportant cette production vers la chaudière à bois (lorsque le bois est moins cher que le gaz).
- D'autre part, il autorise à **diminuer la puissance installée pour la chaudière au gaz**, en permettant d'utiliser la chaleur stockée lors de l'extrême pointe annuelle. Dans ce contexte, ceci représente la majorité de la valeur (95% environ).

La valeur calculée pour un stockage de chaleur typique (50 MWh) dans un contexte de demande de 200GWh est de l'ordre de 70k€ par an.

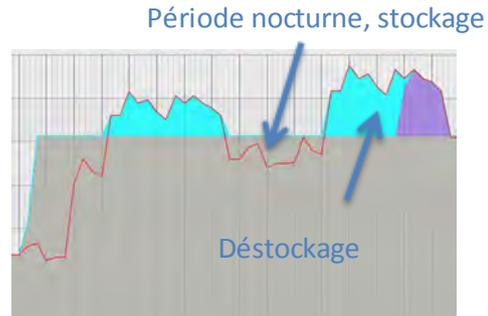
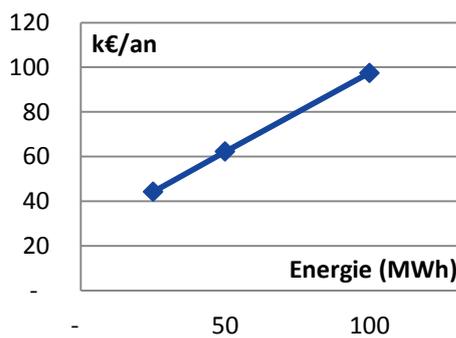


Figure 51 - Gauche : économies brutes calculées sur le segment. Droite : Zoom sur deux jours de simulation Artelys Crystal montrant le stockage de chaleur produite avec du bois et son report à la place de la consommation de gaz

#### 4.3.1.2.2 Cas 2 : économies d'échelle pour la chaudière à bois

Comme pour presque tous les moyens de production, il existe un **intérêt économique à installer une plus grosse chaudière plutôt que deux plus petites** (le prix au MW étant dégressif avec la taille<sup>59</sup>). Cependant, une seule chaudière à bois couvrant 75 % de la demande annuelle n'est pas réalisable car la contrainte de puissance minimum (40 %) ne lui permet pas de fournir lors des périodes de faibles charges d'été (le maximum atteignable en couverture bois est 60 %).

Un stockage de chaleur permet de s'affranchir de cette contrainte en alternant des phases de démarrage de la chaudière à bois pour répondre à la demande et stocker de la chaleur avec des phases de déstockage pendant lesquelles le stockage fournit seul le besoin du réseau. Il s'agit donc d'une valeur supplémentaire par rapport au cas évoqué précédemment, à nuancer avec l'éventuelle dégradation des rendements de production. Cette valeur est de 1.45 k€/MWh/an soit de l'ordre de 100 k€/an pour des stockages d'environ 70 MWh.

Production au bois durant la journée avec stockage d'excédent

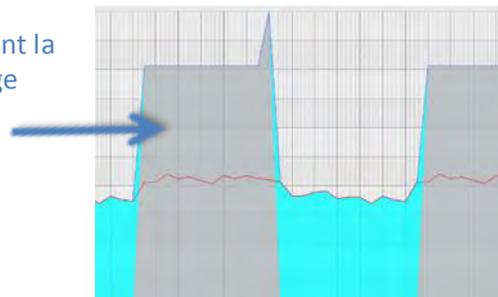


Figure 52 - Zoom sur deux jours de simulation Artelys Crystal (jours d'été) montrant le stockage de chaleur produite avec du bois et son report durant la nuit

#### 4.3.1.2.3 Cas 3 : meilleure valorisation de la production UIOM

Si l'on remplace l'une des chaudières à bois du premier cas par une UIOM, moyen de production peu cher mais non flexible (fatal), le stockage de chaleur a un intérêt supplémentaire. Il permet en effet de **valoriser de la chaleur produite par l'UIOM** qui, au lieu d'être perdue faute de débouché, permet

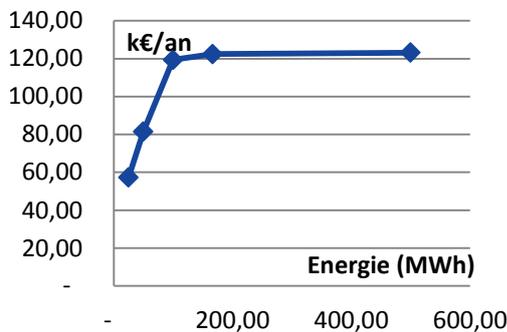
<sup>59</sup> Les coûts utilisés sont les suivants, calculés en utilisant une loi d'échelle exponentielle:

260 k€/MW pour 29MW

283 k€/MW pour 19MW

322 k€/MW pour 10MW

d'éviter de consommer du bois. De plus, contrairement à la comparaison des coûts de combustibles bois et gaz, le faible prix de la chaleur UIOM rend la valeur du stockage de chaleur pour l'arbitrage bois-UIOM (ou gaz-UIOM) plus intéressante.



Stockage d'excédent UIOM  
durant la période nocturne

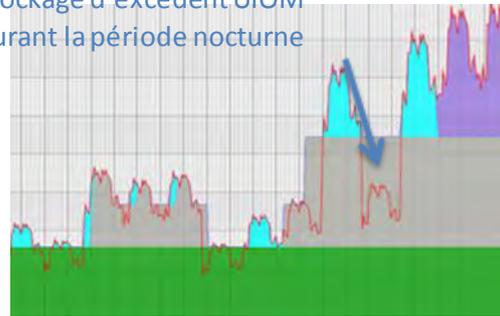


Figure 85 - Economies brutes en fonction du volume du stockage de chaleur (à gauche) et zoom sur 13 jours de simulations Crystal montrant le stockage de chaleur de chaleur produite par l'UIOM et par la chaudière à bois (à droite)

#### 4.3.1.2.4 Cas 4 : valorisation de la production d'une centrale solaire

Un autre type de production fatale pouvant être valorisée par le stockage de chaleur est la production d'une centrale solaire thermique. C'est dans ce cas que la valeur du stockage de chaleur est la plus élevée, car il permet **d'éviter une consommation de bois (40€/MWh) en valorisant de l'énergie solaire à coût variable nul.**

Stockage d'excédent de chaleur  
solaire durant la journée

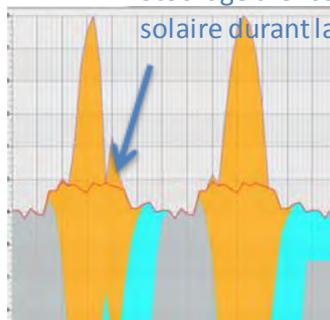


Figure 86 - Zoom sur deux jours de simulations Crystal montrant le stockage de chaleur solaire et son report durant la nuit

#### 4.3.1.2.5 Conclusion

**La valeur la plus élevée obtenue par le stockage de chaleur est dans le cas d'une centrale solaire. Dans ce cas, on obtient sur notre segment des valeurs de l'ordre de 450 k€/an pour un stockage de chaleur de 80 MWh.** Dans les autres cas, les valeurs sont plus faibles mais offrent tout de même des opportunités intéressantes. Les résultats sont résumés ci-dessous.

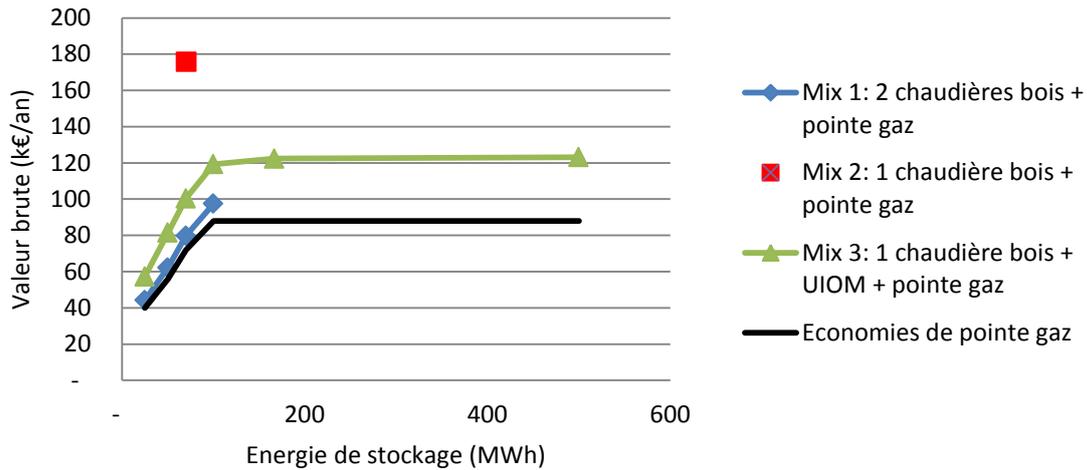


Figure 87 - Segment Chaleur : valeur en fonction de du volume du stockage de chaleur. La courbe noire donne le CAPEX gaz évité, les courbes bleues et vertes tracent la valeur brute totale qui intègre également les économies d'OPEX.

Le segment de réseau de chaleur modélisé dans cette étude représente une demande totale annuelle de 200 GWh (0.017Mtep) avec des variations horaires typiques de la France. Divers cas ont été abordés (avec ou sans UIOM, avec ou sans solaire thermique), pour refléter la grande variété des situations actuelles et futures concernant les réseaux de chaleur. Comme l'étude le montre, il existe différents types de valorisations dont les plus importantes sont :

- la meilleure valorisation de production solaire fatale;
- les économies potentielles d'investissement liées à l'optimisation du parc de production bois pour des objectifs de couverture EnR de l'ordre de 75%;
- la valorisation de la production fatale des UIOM.

Au niveau du secteur résidentiel, le document Visions 2030 de l'ADEME indique que l'énergie fournie par les réseaux de chaleur serait en 2030 de 6,8Mtep (8 Mtep produits moins 1.2 Mtep de pertes). En supposant un déploiement du stockage de chaleur pour 25% à 50 % de ces réseaux<sup>60</sup>, le gisement de stockage calculé pour le cas considéré, en fonction des coûts des technologies de stockage, est à multiplier par 100 à 200 pour obtenir le gisement France.

Réseau de chaleur	8 (dont pertes 1,2)	<b>Méthanisation : 0,4 Mtep (5 %)</b> <b>UIOM : 0,8 Mtep (10 %)</b> <b>Chaleur fatale : 0,4 Mtep (5 %)</b> <b>Biomasse : 4,3 Mtep (53,8 %)</b> <b>Géothermie : 1 Mtep (12,5 %)</b>
-------------------	------------------------	--

Figure 88 - Les ENR en 2030 par vecteur, d'après Visions 2030 [15]

<sup>60</sup> L'hypothèse de 25 % à 50 % a été retenue pour tenir compte des contraintes de foncier et des réseaux déjà existants ne nécessitant pas de déploiement de stockage de chaleur.

## 4.3.2 Segment cogénération

### 4.3.2.1 Une meilleure valorisation des cogénérations grâce au stockage de chaleur

On trouve actuellement près de 900 installations de cogénération en France (à la fois pour des sites industriels et des réseaux de chaleur), pour une puissance électrique installée de plus de 5 GW et plus de 20 TWh de chaleur livrée annuellement.

Le segment cogénération étudié ici vise à quantifier l'intérêt du stockage de chaleur associé à une cogénération. **Le système de production doit répondre à une demande de chaleur d'un grand site (par exemple un site chimique), en utilisant en plus de la cogénération une chaudière à bois fonctionnant en base<sup>61</sup> (55 % de la production) et une chaudière à gaz (moyen de pointe).** Comme dans le segment réseau de chaleur :

- Nous évaluons quels investissements (en moyens de pointe) et quels coûts d'opération sont évités par le stockage de chaleur ;
- L'électricité produite par la cogénération pouvant être vendue sur le marché, nous quantifions comment le stockage de chaleur permet de produire l'électricité au moment le plus rentable, en répondant à une demande de chaleur ultérieure ;
- La valorisation des MWh d'électricité cogénérée est calculée à partir du segment France, en fonction des coûts de production d'électricité du parc français à chaque heure de l'année. On se place donc à l'horizon 2030 **hors tarif de rachat, même s'il est le plus pratiqué aujourd'hui pour les petites installations<sup>62</sup>.**

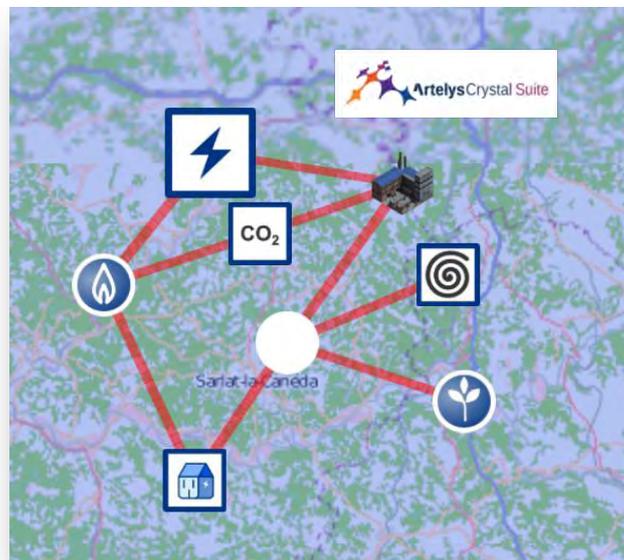


Figure 89 - Segment cogénération. Puissances installées : bois 9 MW, cogénération 8 MW, gaz 25 MW

<sup>61</sup> Aujourd'hui la majorité des centrales de production pour les sites industriels fonctionnent au gaz ou au charbon. Nous avons supposé que dans un contexte 2030, la pénétration de chaudière bois serait importante.

<sup>62</sup> Actuellement, le tarif d'achat s'applique exclusivement au segment de puissance de cogénérations de moins de 12 MW électriques ; pour les tailles plus importantes, le marché de capacité et la vente sur le marché sont les seuls moyens de valorisation de l'énergie électrique cogénérée.

La cogénération est dimensionnée de façon à satisfaire au critère d'efficacité énergétique de 10 % d'économies d'énergie primaire conformément à la Directive Efficacité énergétique et est dimensionnée suivant les profils de besoins de chaleur du site (monotone thermique).

Nous indiquons dans le tableau ci-dessous les caractéristiques des moyens de production utilisés dans les simulations de ce segment. Pour les cogénérations, la puissance minimum de l'ordre de 50 % est modélisée.

Filière	Coûts		Caractéristiques techniques	
	Coût variable (€/MWh)	Coût variable incl. CO <sub>2</sub> (€/MWh)	Durée de fonctionnement minimum	Pmin (en % de la puissance installée)
Chaudière à gaz	33 <sup>63</sup>	41		Pas de contrainte
Chaudière à bois	40	40	× (10h de fonctionnement minimum)	40%
Cogénération (prix de la chaleur sans vente d'électricité)	68	84		50%

Tableau 28 – Coûts et caractéristiques des centrales de production de chaleur modélisées

#### 4.3.2.2 Valorisation du stockage de chaleur

Le code couleur dans les graphes est le suivant :

 Chaudière à bois	 Chaudière à gaz	Consommation 
 Cogénération	 Stockage de chaleur	

Nous avons séparé les cas d'une demande résidentielle thermosensible (identique à celle du réseau de chaleur) et celui d'un site industriel, non thermosensible et présentant peu de variations au sein d'une journée. Dans tous les cas, la chaudière à bois est dimensionnée pour fonctionner en base et fournir 55% de la production de chaleur.

##### 4.3.2.2.1 Cas d'un site industriel

Le site industriel considéré présente une demande non-thermosensible, constante sur 24 heures. Le dimensionnement de l'unité de cogénération est effectué en utilisant la formule de PES (*primary energy savings*)<sup>64</sup> au sens de la Directive efficacité énergétique) qui évalue les économies d'énergie

<sup>63</sup> Différentes hypothèses de prix du gaz sont étudiées, la valeur par défaut étant issue du scénario du World Energy Outlook (AIE).

<sup>64</sup> Le mode de calcul de cette économie d'énergie primaire est défini dans la décision d'exécution 2011/877/UE de la Commission définissant les valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée

primaire réalisées par la cogénération par rapport aux productions séparées de chaleur et d'électricité par les meilleures technologies disponibles (chaudière et cycle combiné à gaz). Pour qu'une cogénération puisse être certifiée cogénération à haut rendement au sens de la Directive efficacité énergétique, il faut que l'économie d'énergie primaire qu'elle permet de réaliser soit supérieure à 10%, valeur que nous avons retenue.

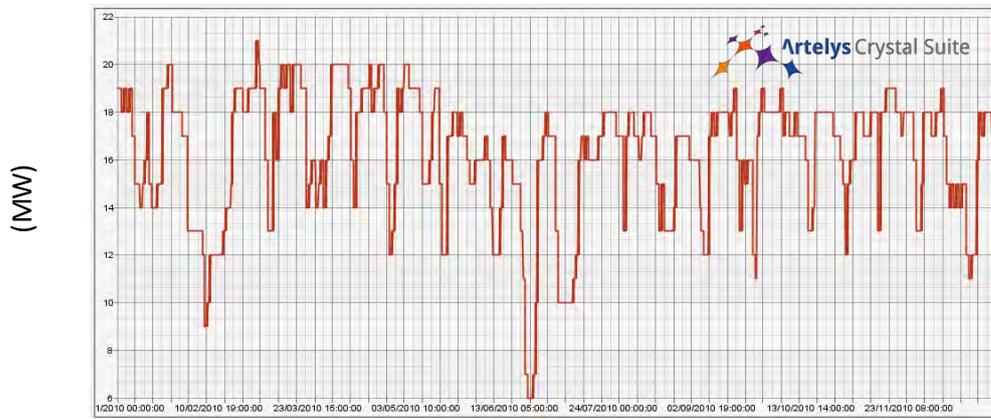
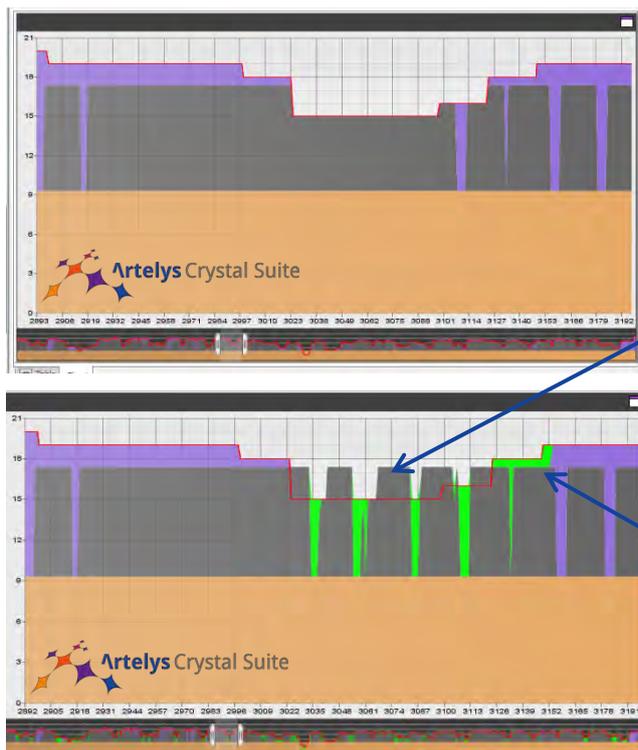


Figure 90- Courbe annuelle de demande du site chimique considéré dans l'étude

Comme dans le cas du réseau de chaleur, il existe deux types de valeurs du stockage de chaleur. La première est de diminuer les coûts d'investissement en moyens de pointe (chaudière à gaz). Cette valeur est relativement faible pour ce type de site non-thermosensible (pas de pointe de demande très caractéristique). L'autre valeur est liée à la capacité de produire plus d'électricité quand le prix de l'électricité est intéressant alors que la demande en chaleur est réduite (par définition, la production de chaleur d'une cogénération est concomitante et proportionnelle à la production d'électricité), en stockant la chaleur excédentaire (voir Figure 91). On augmente ainsi la quantité d'électricité pouvant être valorisée de façon optimale.

---

d'électricité et de chaleur en application de la directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil et abrogeant la décision 2007/74/CE.



Stockage de l'énergie issue des centrales de cogénération

Déstockage de l'énergie permettant d'éviter d'utiliser les chaudières gaz

Figure 91- En haut, en l'absence de stockage de chaleur, en bas avec un stockage de chaleur

Les valeurs associées sont récapitulées dans les graphiques ci-dessous. Comme dans les parties précédentes, ce sont des gains bruts pour la collectivité, qu'il est nécessaire de comparer avec les coûts du stockage de chaleur. A noter que tous les calculs sont faits avec des prix d'électricité issus du scénario Nouveau Mix pour le segment France. Un gain en termes de CAPEX gaz évité est aussi calculé en évaluant la capacité pour un stockage de chaleur à répondre au pic de demande de chaleur et à réduire ainsi les besoins de puissance de production.

**Ce sont les systèmes de stockage de chaleur de petite taille (par exemple 10 MWh soit 300 m<sup>3</sup> d'eau chaude à un différentiel de température de 30°C) qui permettent de capter l'essentiel de la valeur, les rendant d'autant plus attractifs.**

Economies en €/MWh/an comparativement à l'absence de stockage (pour trois tailles de stockages: 10MWh, 25MWh, 50MWh)

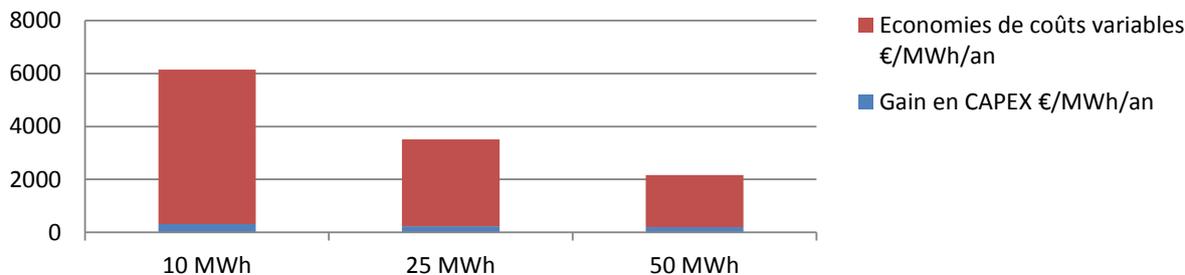


Figure 92- Valeur de stockage de chaleur relative à l'énergie de stockage installée

**Economies en k€/an comparativement à l'absence de stockage (pour trois tailles de stockages: 10MWh, 25MWh, 50MWh)**

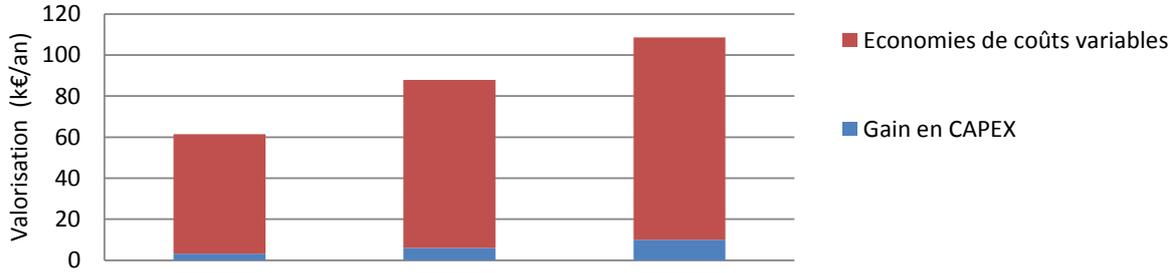


Figure 93- Valeur du stockage de chaleur

Le tableau ci-dessous résume les indicateurs principaux de l'utilisation du stockage de chaleur sur ce segment.

	Prix électricité : Nouveau Mix RTE
Nombre de cycles	340
Ventes d'électricité de la cogénération	47 GWh pour un total de 3560 k€
Ventes complémentaires grâce au stockage	60 k€ (+2%)

Tableau 29 - Statistiques détaillées du stockage de chaleur (stockage de 10 MWh) - scénario NMX

4.3.2.2.2 Cas d'une demande de chaleur pour un réseau de chaleur urbain

La demande de chaleur étudiée ici est identique à celle utilisée §4.3. Comme pour le cas industriel, la cogénération est dimensionnée avec un PES de 10%.



Figure 94- Courbe annuelle de demande de chaleur considérée dans le segment cogénération pour le réseau de chaleur urbain

Dans ce cas de demande présentant des pics annuels très importants, une grande partie de la valeur vient des économies de coûts d'investissement dans la chaudière à gaz. Par contre, les gains liés au

meilleur pilotage de la cogénération sont réduits par rapport au cas précédent avec une consommation quasi constante : la Figure 95 montre que la cogénération fonctionne déjà -sans stockage de chaleur- à sa puissance maximum une grande partie de l'année, ce qui limite les opportunités de valorisation complémentaire avec le stockage de chaleur.

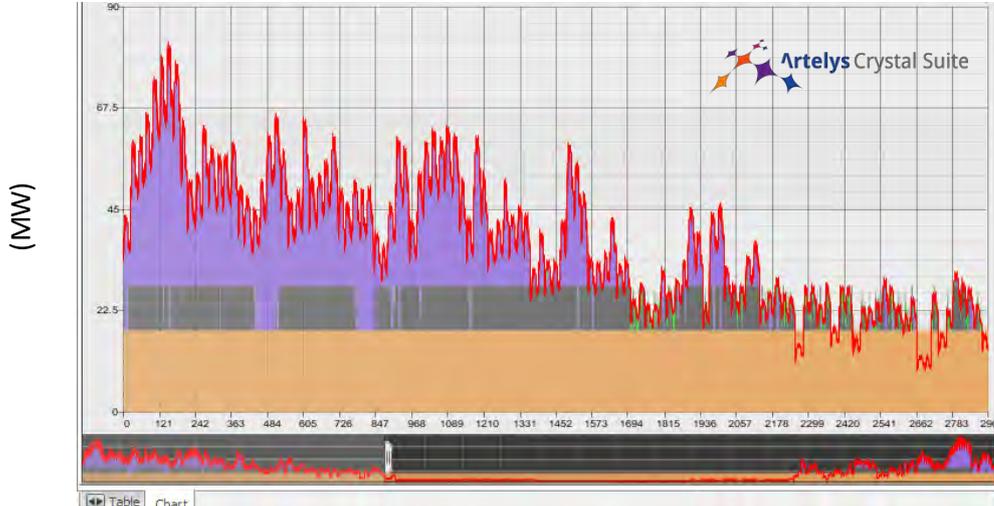


Figure 95- Résultat de la simulation pour les saisons d'hiver et du printemps

Sur le profil de demande du réseau de chaleur, les gains les plus importants sont réalisés par des stockages de chaleur de quelques dizaines de MWh, qui captent l'essentiel de la valeur.

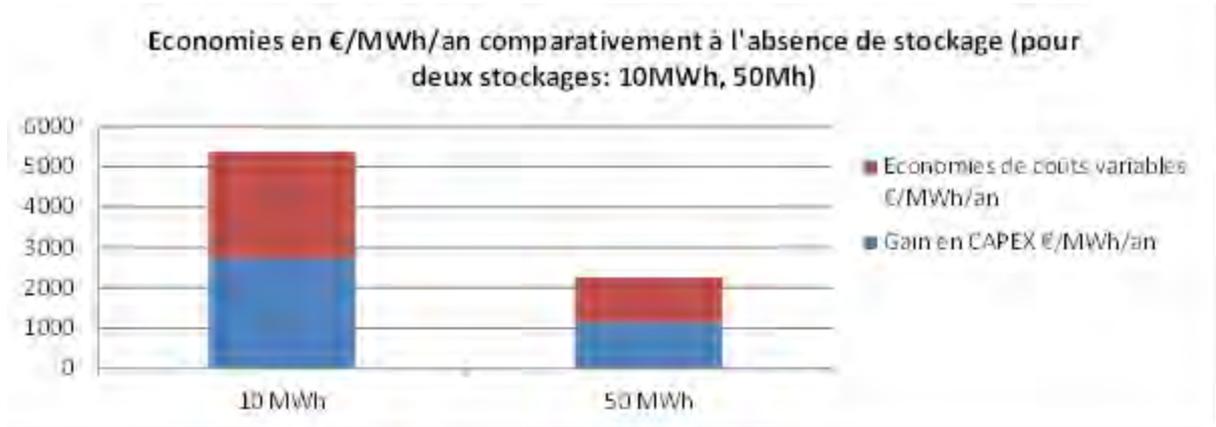


Figure 96- Valorisation du stockage en €/an par MWh installé

Le tableau ci-dessous résume les indicateurs principaux de l'utilisation du stockage de chaleur dans ce contexte

	Prix électricité : Nouveau Mix RTE
Nombre de cycles	157
Ventes d'électricité de la cogénération	29 GWh pour un total de 2540 k€
Ventes complémentaires grâce au stockage	25 k€ (+1%)

Tableau 30 - Statistiques détaillées du stockage de chaleur (stockage de 10 MWh) - scénario NMX

### 4.3.3 Segment froid

Dans ce segment, on cherche à calculer la valeur d'un stockage de froid, installé chez un consommateur tertiaire de grande taille (par exemple, une tour de bureaux). On considère l'exemple d'un bâtiment de bureaux, disposant d'un système de production de froid alimentant son système de climatisation. Un stockage de froid installé sur son réseau de climatisation interne permettrait, d'une part, de limiter les coûts d'achats de l'énergie, en faisant des arbitrages économiques. Il permettrait d'autre part de diminuer la puissance installée du système de production de froid, le stockage de froid aidant à passer la pointe de consommation.

La superficie du bâtiment de bureaux est de 100 000 m<sup>2</sup> (par exemple, une grande tour à la Défense) ; sa consommation annuelle est de 6 GWh<sub>e</sub> pour l'usage climatisation. Les profils de consommation utilisés sont issus des scénarios long-terme de l'ADEME et de RTE présentés au §3.1 (part climatisation de la consommation thermosensible des projections France 2030. Le producteur de froid, initialement seul moyen de production pour satisfaire cette consommation, est dimensionné en puissance, de façon à couvrir la pointe annuelle de consommation 6,5 MW. La capacité du stockage de froid installé est de 10 MWh<sub>e</sub> par défaut, correspondant à un volume d'environ 600 m<sup>3</sup> pour un stockage de glace. Par ailleurs, un taux de perte d'énergie de 1% par heure est pris en compte.

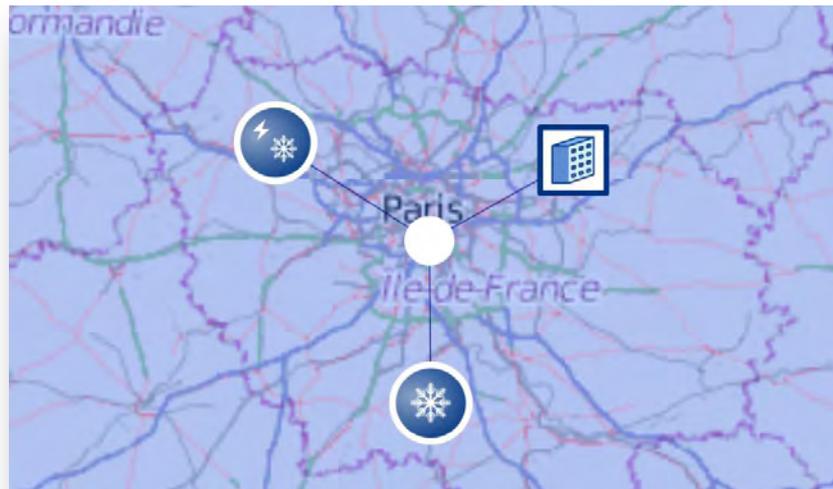


Figure 97 - Segment froid : producteur, consommateur et stockage de froid

Dans le cadre du segment stockage de froid, deux valeurs du stockage se dégagent :

- Une valeur d'économie d'achat de l'électricité
- Une valeur d'économie de coût d'investissement pour le système de production de froid

Le Tableau 31 présente les économies d'achat d'électricité sur le segment France variant entre 3,5 et 5,5 €/MWh selon le scénario long-terme considéré. Le stockage de froid permet aussi une réduction de la puissance installée (donc du CAPEX) des installations de production de froid de 1 MW dans les trois scénarios, ce qui correspond à une économie d'environ 57 k€.

	Médian	Nouveau Mix	ADEME
<b>Puissance installée économisée (MW)</b>	1,0	1,0	1,0
<b>Economie d'achat (€/MWh)</b>	3,64	5,19	4,90
<b>Nombre de cycles</b>	180	175	180

Tableau 31 - Résultats segment Froid, pour 10MWh de stockage de froid

La Figure 98 montre un exemple d'utilisation du stockage de froid au moment de la pointe de consommation :

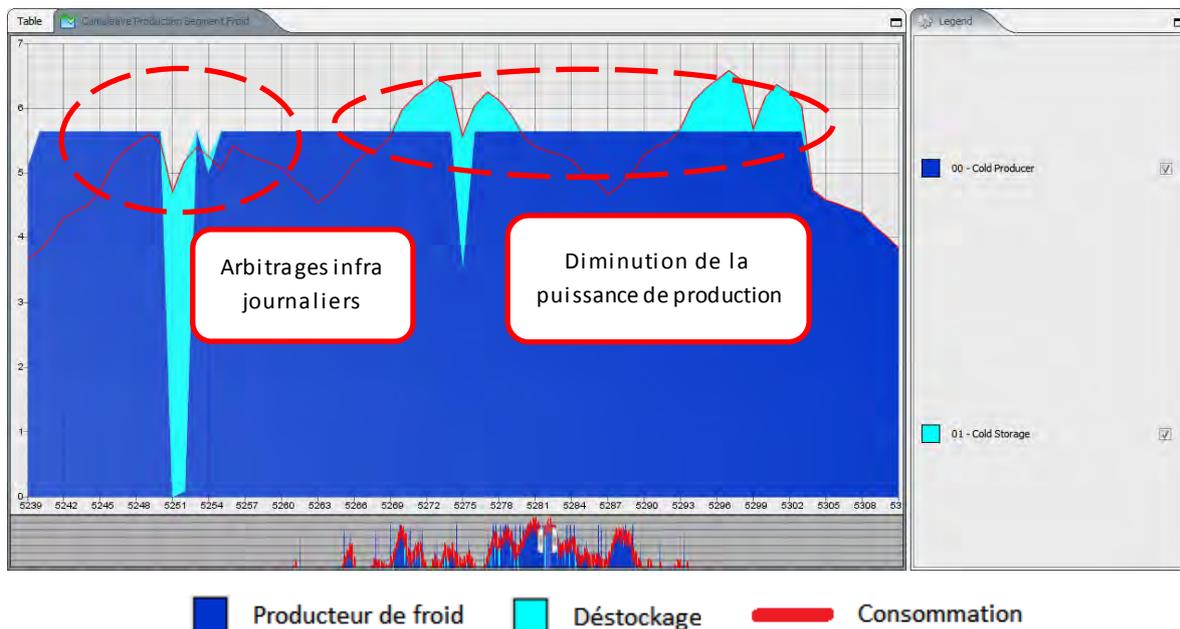


Figure 98 - Production de froid au moment de la pointe de consommation

**La valorisation totale du stockage de froid atteint selon le scénario long-terme une valeur entre 72 et 85 k€/an.** Elle est répartie entre la valeur des arbitrages et les économies de capacités installées. Par contre, le stockage de froid ne permet pas de diminuer la consommation électrique lors des périodes d'ultra-pointe (service de garantie capacitaire), puisque la consommation de froid a lieu uniquement en été où l'on n'a pas besoin de capacité de production électrique supplémentaire. Notons qu'un coût des pertes est inclus dans le calcul de valorisation. L'énergie perdue à chaque pas de temps où le stockage contient de l'énergie, à raison de 1% par heure, est valorisée au coût marginal France.

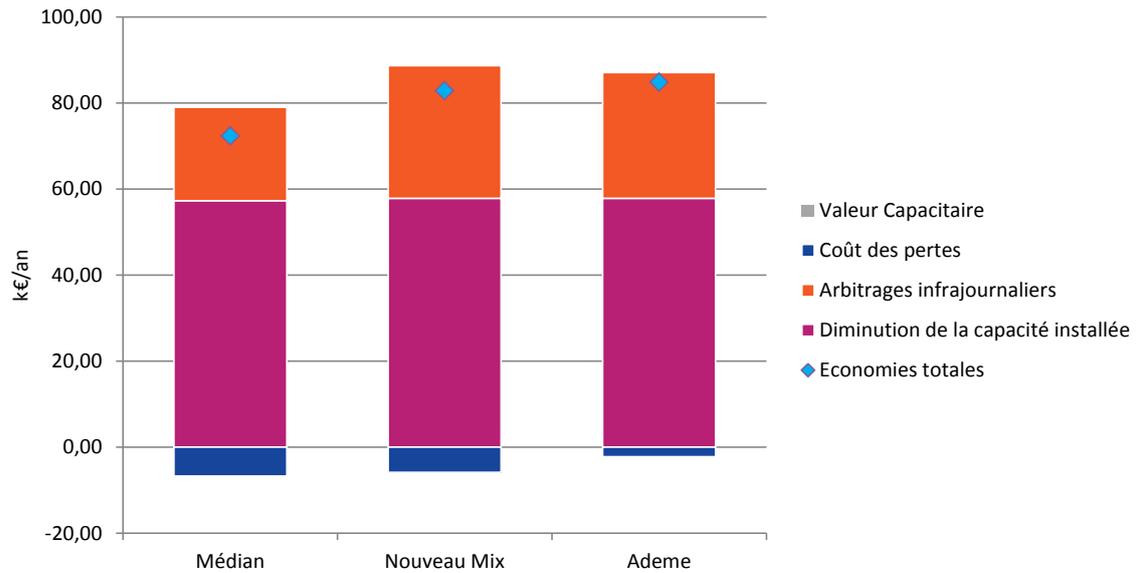


Figure 99 - Valeur du stockage de froid pour chaque scénario

Dans le cas d'un consommateur ayant une consommation de froid constante ou quasi-constante, par exemple dans le cas d'un *data center*, les économies de CAPEX seront fortement réduites. A l'inverse, pour les profils de consommation beaucoup plus variables, les économies de CAPEX peuvent être plus importantes (jusqu'à 30% de la puissance installée selon Climespace<sup>65</sup>).

La consommation annuelle électrique pour les usages froid thermosensibles est estimée à 3TWh. Par ailleurs, l'étude du Centre Energétique et Procédés [16] estime que 30% des fluides frigorigènes en 2025 sera pour des usages de froid commercial ou industriel. En supposant que la moitié des sites commerciaux et industriels puissent être équipés de stockage de froid, le gisement potentiel pour la France est égal à 100 fois le gisement potentiel pour le segment présenté.

## 4.4 Autre stockage d'énergie finale

Deux variantes au stockage d'énergies centralisé d'électricité ont été étudiées pour le segment France :

- pilotage de l'eau chaude sanitaire (ECS),
- pilotage de la charge des véhicules électriques.

Il est important de noter que contrairement aux systèmes de stockage d'électricité étudiés précédemment, dans ce cas, on ne peut pas réinjecter de l'électricité sur le marché. La technologie Vehicle-to-Grid, permettant aux véhicules électriques branchés au réseau de fonctionner temporairement comme un générateur, n'a notamment pas été étudiée. Il s'agit uniquement d'un pilotage de la consommation, qui nécessite peu de matériel supplémentaire pour être mis en place et qui apporte déjà beaucoup de flexibilité, comme on peut le constater dans les résultats.

Par ailleurs, l'approche retenue pour les calculs de valorisation est un équilibre offre-demande à la maille nationale. La prise en compte de contraintes réseau locales sera nécessaire pour le pilotage

<sup>65</sup> Climespace est une filiale de GDF-Suez gérant le réseau de froid de Paris, 1<sup>er</sup> réseau de froid Européen

opérationnel de l'ECS et de la charge des véhicules électriques<sup>66</sup>. **La prise en compte des contraintes réseau peut conduire à n'utiliser qu'une partie du potentiel national.**

#### 4.4.1 Pilotage de l'eau chaude sanitaire

Il s'agit ici de contrôler la consommation électrique pour le chauffage des ballons d'eau-chaude chez le consommateur. Le volume journalier d'énergie nécessaire pour ce type de consommation est connu à l'avance (donnée du scénario). Le gain potentiel vient du choix des heures durant lesquelles on chauffe les ballons d'eau-chaude. On suppose donc dans cette partie que l'on peut piloter tous les ballons d'eau chaude en France, et que l'on peut activer le chauffage de l'ECS quand on veut, sous contrainte d'énergie totale à consommer sur 24 heures. Les gains calculés ci-dessous sont donc des optima : ils supposent que l'ensemble du parc ECS peut être piloté, et que les prévisions météorologiques soient fiables et parfaitement anticipées.

Plusieurs cas ont été étudiés :

- Heures de recharge actuelle - contexte de référence : les heures actuelles de charge [11] - de l'ECS ont été réutilisées
- Heures de charge bien placées : ces heures ont été placées de façon optimale. Elles permettent d'avoir une demande nette la plus plate possible, mais sont cependant fixes au cours de l'année. Elles correspondent à une adaptation pour 2030 des heures pleines et creuses.
- Heures de charge pilotées de façon optimale : ces heures sont optimisées chaque jour de l'année sous contrainte d'une consommation journalière à respecter.

Ci-dessous sont présentés les profils de charge dans les trois cas.

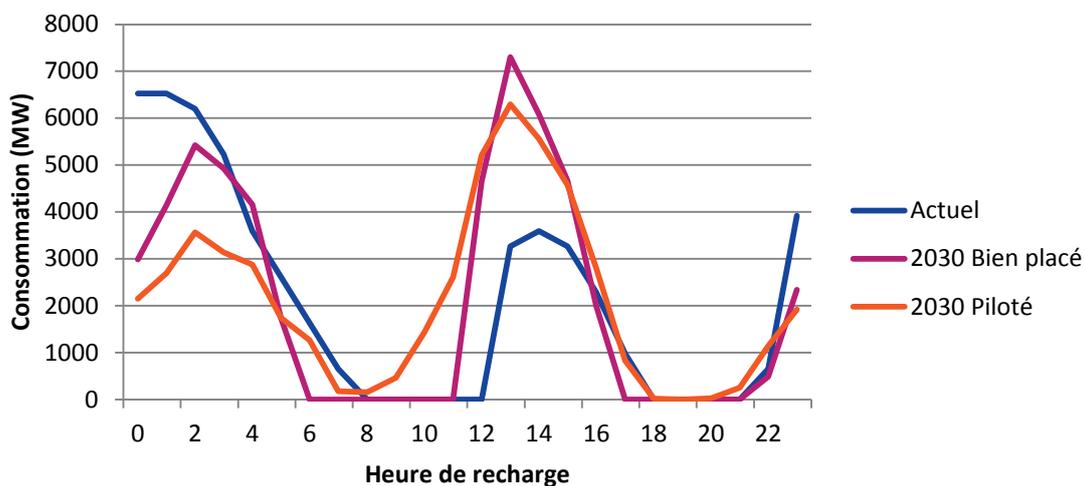


Figure 100 - Profil journalier moyen de consommation d'eau chaude sanitaire (scénario Nouveau Mix)

<sup>66</sup> Par exemple, pour un territoire avec très peu de production PV, l'ECS ne pourra pas se charger uniquement en journée, sous peine de créer une pointe locale et donc des congestions réseau, alors que ce serait intéressant à la maille nationale.

Les trois profils concentrent la majorité de leur consommation sur les deux périodes de 23h à 4h et de 11h à 15h. La première période est la période historique de creux de demande, ce qui explique le pic de consommation pour le profil ECS-Actuelle, alors que la seconde correspond aux heures où la production solaire est la plus élevée. La pénétration forte du photovoltaïque dans le mix de production modifie donc de manière conséquente la forme du profil de charge, et transfère une partie importante de la consommation dans la période de 11 à 15 h. Il devient en effet beaucoup plus économique de charger les ballons pendant l'après-midi, au moment où le prix de l'électricité baisse, grâce à la production PV.

Le gain par rapport au cas de référence est illustré en figure 68 :

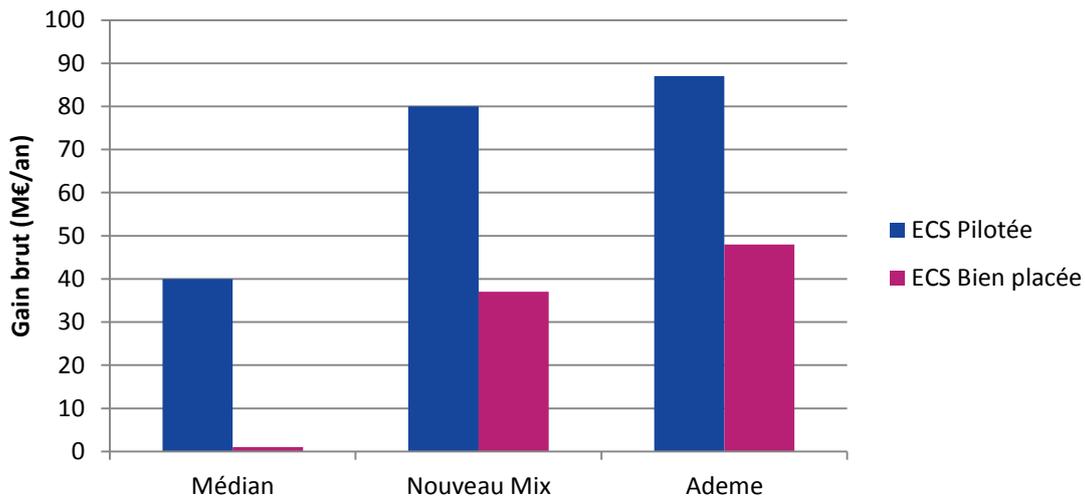


Figure 101 - Gain pour la collectivité des différentes règles de chargement

**Les gains pour l'ensemble du parc d'ECS de passer du profil actuel au nouveau profil « bien placé » varie de 2 à 40 M€ selon le scénario long-terme. Passer à un profil optimisé jour par jour ferait gagner entre 40 et 80 M€, soit environ 40M€ de plus que ce que rapporte le profil « bien placé ».**

#### 4.4.2 Pilotage de la recharge de véhicules électriques

Dans cette variante, il s'agit de contrôler la demande liée à la charge des véhicules électriques. Les données disponibles sont : une consommation journalière dépendante du scénario 2030 (Médian, Nouveau Mix, ADEME), ainsi que des données de distribution au niveau national des heures d'arrivée et de départ des français à leur domicile et leur travail. Nous souhaitons comparer la façon dont on charge les véhicules électriques. Pour cela, plusieurs cas sont étudiés :

- « Approche directe » : les consommateurs branchent leurs véhicules près de leur domicile lorsqu'ils rentrent du travail. Les véhicules se chargent dès qu'ils sont branchés jusqu'à ce que la batterie soit suffisamment chargée.
- Chargement optimisé pendant la nuit : les véhicules sont branchés après le travail, mais la charge commence quand le gestionnaire du réseau le souhaite, tout en s'assurant que les véhicules sont suffisamment chargés au moment où les utilisateurs les réutilisent le matin.
- Chargement optimisé pendant la journée : les véhicules sont branchés pendant les heures de travail, et se chargent de manière optimisée, en s'assurant que les véhicules sont suffisamment chargés au moment où les utilisateurs quittent le travail.

Comme pour l'ECS, les gains calculés ci-après représentent des optima : ils supposent que l'ensemble du parc de véhicules électriques peut être piloté, et que les prévisions météorologiques soient fiables et parfaitement anticipées. Les profils de charge dans les trois cas sont illustrés en Figure 102.

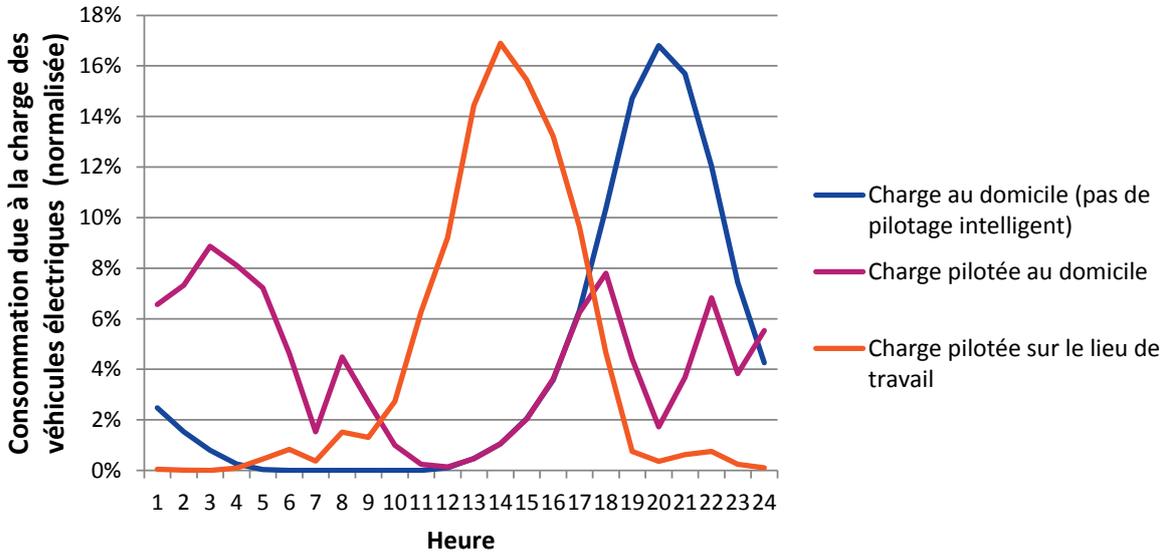


Figure 102 - profils de consommation du chargement des véhicules électriques

Les trois cas étudiés donnent des profils de charge bien différents. Le pic de consommation de « l'approche directe » tombe vers 20h, ce qui coïncide avec le pic de consommation en France en 2013. Dans un contexte de déploiement massif des véhicules électriques, un système de pilotage serait nécessaire pour éviter un accroissement majeur de la pointe. Le système de pilotage existant tel que HC/HP peut déjà être utilisé dans un premier temps, l'arrivée du compteur communicant permettant une gestion plus fine. Le gain par rapport à « l'approche directe » est illustré en Figure 103. Pour ces analyses, seule la recharge des véhicules électriques est optimisée. Le pilotage de l'ECS est le pilotage par défaut (entre 22h et 7h).

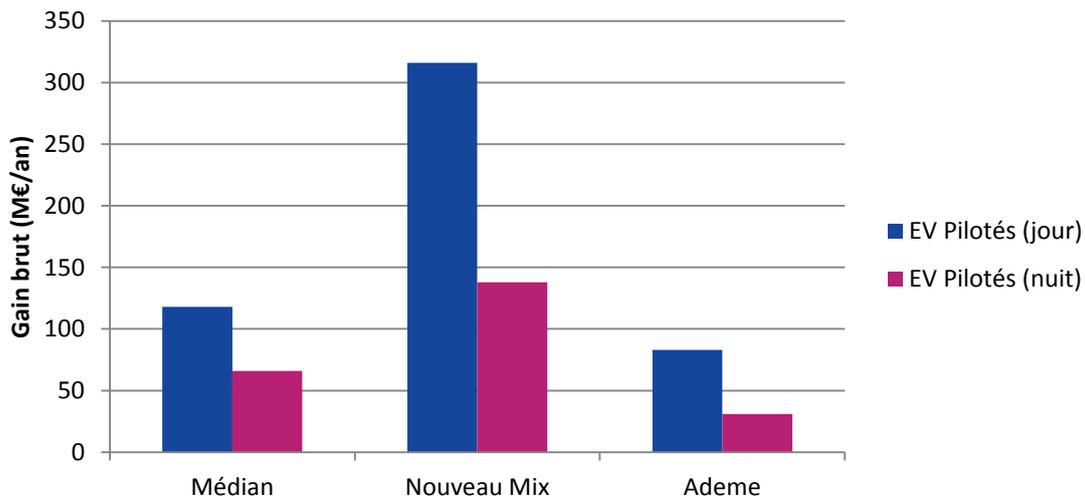


Figure 103 - Gain pour la collectivité des différentes règles de chargement

Les gains par rapport à l'approche directe sont élevés. Notons que les coûts de charge des véhicules électriques sont plus faibles si la charge est faite la journée (sur le lieu du travail) que la nuit (au domicile). Ceci est notamment lié au pilotage de l'ECS par défaut (recharge la nuit). Dans le cas d'un pilotage conjoint ECS et véhicules électriques, l'avantage de charger les véhicules le jour par rapport à la nuit est beaucoup moins marqué.

## 4.5 Synthèse des valeurs

Le chapitre 4 a permis de calculer pour chaque segment, la valorisation d'un stockage d'énergie en fonction de la capacité de stockage installée. La colonne « Valeur » du Tableau 32 – Synthèse des valeurs par segment affiche la valorisation marginale (valorisation du premier MW installé). Pour calculer le gisement pour le contexte étudié, il faut donc croiser ces courbes de valorisation en fonction de la capacité installée avec les projections de coût des technologies. Ce travail est effectué au chapitre 6.

Ensuite, pour obtenir le gisement France, il faut multiplier le gisement établi pour le cas d'étude par le nombre de cas de ce type en France. Ce facteur multiplicatif est affiché dans la dernière colonne.

Type de stockage	Se référer au segment	Valeur	Services	Facteur multiplicatif pour obtenir le gisement France
Stockage d'électricité centralisé, en métropole	France	75-90 €/kW/an pour du stockage d'électricité 5h	Déplacement de demande, services système, capacité de pointe	1
Stockage d'électricité dédié à la réserve, en métropole	France	250-450 €/kW/an	Services systèmes	1 (dans la limite de 600MW pour la réserve primaire)
Eau chaude sanitaire avec heures optimisées	France	40-85 M€/an	Déplacement de demande	1
Pilotage de la recharge de véhicules électriques	France	80-300 M€/an (coûts évités par rapport à une charge directe)	Déplacement de demande	1
Stockage d'électricité centralisé, en zone insulaire	ZNI	300 €/kW/an pour du stockage d'électricité 5h	Déplacement de demande, services système, capacité de pointe	4
Stockage d'électricité dédié à la réserve, en zone insulaire	ZNI	100-200 €/kW/an	Services système	4
Stockage d'électricité dans une région fortement importatrice avec connexion THT saturée	THT	Valeurs inférieures à celles du segment France : 65-81 €/kW/an pour un stockage 5h	Arbitrage économique face au réseau national, économie locale de défaillance et de combustibles	
Stockage d'électricité dans une zone fortement exportatrice (ferme éolienne) de métropole	HTB	80-100 €/kW/an pour du stockage d'électricité 5h	Arbitrage économique, évitement d'écrêtement éolien, retardement d'investissements réseau	100
Stockage d'électricité pour du résidentiel	BT	60-90 €/kW pour du stockage d'électricité 3h	Arbitrage économique, autoconsommation, réglage de tension	
Stockage d'électricité ASI	tertiaire	20-25 €/kW/an	Arbitrage économique, garantie de fourniture	100
Stockage de froid	Froid	4-6 €/kWh/an	Déplacement de la consommation électrique, diminution des coûts d'investissement	100
Stockage de chaleur	Réseau de chaleur	1-5 €/kWh/an	Évitement de coûts d'investissements, diminution des coûts des combustibles	100
Stockage de chaleur	Cogénération	2-2,5 €/kWh/an	Évitement de coûts d'investissements, meilleure valorisation de la cogénération	100

Tableau 32 – Synthèse des valeurs par segment

## 5 Les technologies de stockage d'énergies

Cette section dresse un état de l'art des technologies disponibles ou en développement. Les technologies étudiées dans le cadre de cette étude ont été sélectionnées pour couvrir toutes les grandes typologies de système de stockage d'énergies. Par ailleurs, dans la mesure du possible des technologies matures d'une part et des technologies plus prospectives d'autre part ont été sélectionnées pour chaque famille de stockage d'énergies.

Les données technico-économiques sur lesquelles s'appuient les analyses réalisées dans la suite de l'étude résultent d'une analyse bibliographique approfondie, et d'échanges avec plus de 50 acteurs du stockage d'énergie (développeurs et intégrateurs de technologie de stockage, opérateurs, organismes de recherche...).

### 5.1 Caractérisation des technologies de stockage

Voici la liste des solutions analysées pour le stockage d'électricité → électricité et « power to gas »:

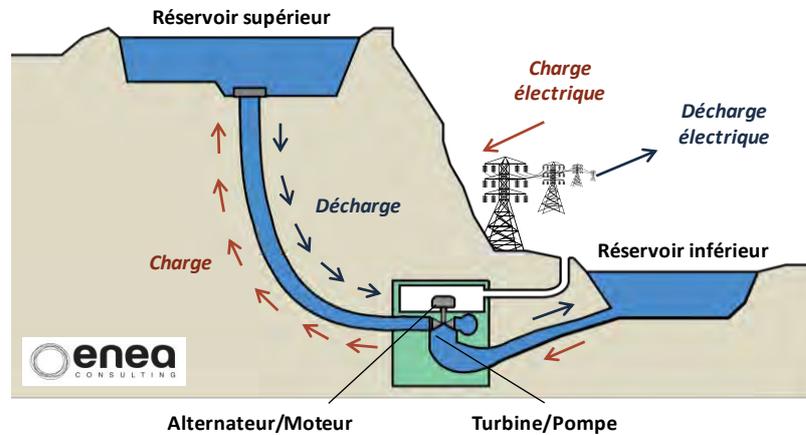
- Stockage gravitaire
  - STEP conventionnelle terrestre
  - STEP marine
  - STEP souterraine
  - Système de transfert d'énergie par lest maritime
- Stockage électrochimique à circulation
  - Batterie Lithium-Ion (Li-ion)
  - Batterie Métal-Air Zinc (Zn-Air)
  - Batterie Sodium-Soufre (Na-S)
  - Batterie Sodium-Nickel Chlorure (ZEBRA)
  - Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)
  - Batterie à circulation Vanadium (VRB)
- Stockage électrochimique
  - Batterie Plomb-Acide (Pb-A)
  - Batterie Nickel-Zinc (Ni-Zn)
- Stockage électrostatique
  - Super condensateur
- Stockage inertiel
  - Volant d'inertie Basse Vitesse
  - Volant d'inertie Haute Vitesse
- Power to gas
  - Production d'hydrogène par électrolyse PEM
  - Production d'hydrogène par électrolyse Alcaline
  - Production de méthane par conversion catalytique directe du CO<sub>2</sub>
- Stockage thermodynamique
  - CAES isochore adiabatique souterrain
  - CAES isotherme de surface
  - CAES isobare adiabatique de surface
  - Stockage hydropneumatique ou oléopneumatique
  - Stockage d'électricité par pompage thermique
- Stockage chimique H<sub>2</sub>
  - Électrolyse alcaline – stockage gazeux de surface – PEMFC
  - Électrolyse PEM – stockage gazeux de surface – PEMFC

Voici la liste des solutions analysées pour le stockage thermique :

- Chaleur latente
  - Glace
  - Paraffine
  - Eau chaude sous pression
  - Sels fondus
- Chaleur sensible
  - Eau chaude atmosphérique
- Thermochimique
  - Alumino-phosphate

### 5.1.1 Stockage gravitaire

#### STEP Terrestre conventionnelle



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) traditionnelles sont composées de deux réservoirs séparés verticalement. L'eau du réservoir aval est pompée jusqu'au réservoir amont (souvent durant les périodes creuses) afin de stocker sous forme gravitaire l'électricité prélevée. L'opération inverse, le turbinage, est effectuée pour générer de l'électricité lorsque celle-ci est demandée (pendant les périodes de pointe en général).

Les ensembles turbine/alternateur sont en majorité réversibles et sont utilisés pour le pompage et le turbinage. Les turbines-pompes les plus courantes pour les STEP sont de type Francis, mono ou multi-étages. Il existe un découplage possible entre la puissance de pompage et de turbinage.

La conduite reliant les deux réservoirs peut être extérieure ou souterraine, ainsi que le groupe pompe / turbine / alternateur (ceci influençant alors les coûts d'investissement).

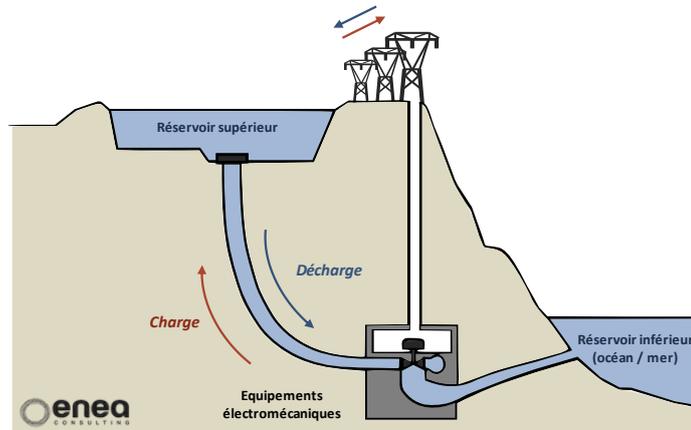
Les nouvelles technologies de pompes à vitesse variables (qui deviennent la norme) ont permis d'étendre le spectre d'utilisation des STEP qui ne se limitent plus à une exploitation binaire. L'ajustement de la charge sur une gamme étendue apporte de nouvelles fonctionnalités (réponse fréquentielle rapide, réglage de tension et de fréquence pendant le pompage et le turbinage, augmentation de l'efficacité).

#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Technologie éprouvée
- Bon rendement
- Flexibilité, délai de réaction rapide
- Durée de vie très importante
- Monitoring de charge facile (avec les systèmes à vitesse variable)
- Peu de maintenance
- Installations sur réservoirs existants : minimisation de l'investissement

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Peu de potentiel supplémentaire
- Limitation des sites adaptés : retenues d'eau et dénivelé
- Coûts d'investissement croissants avec la raréfaction des sites éligibles
- Difficulté de raccordement électrique (nouveaux sites)
- Acceptabilité environnementale : emprise au sol, modification des écosystèmes et de l'hydrologie
- Acceptabilité sociale
- Longue durée de développement des projets

**STEP marine****DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE**

Fonctionnant sur le même principe de base que les STEP conventionnelles, les STEP marines permettent de stocker l'énergie électrique sous forme gravitaire en pompant l'eau de mer vers un réservoir supérieur. L'électricité sera ensuite restituée lors du turbinage en rejetant l'eau du réservoir vers la mer.

Les sites éligibles pour ce type de système sont les zones côtières avec un fort dénivelé entre le plateau supérieur et le niveau de la mer (pour une énergie donnée, la hauteur conditionne le volume du réservoir supérieur). Le réservoir supérieur étant très souvent inexistant naturellement, il doit être créé par la construction d'une digue. Une attention toute particulière doit être apportée pour éviter les infiltrations d'eau de mer dans le sol.

Comme pour les STEP terrestres, la conduite reliant le réservoir à la mer et l'ensemble pompe/turbine peuvent être extérieurs ou enfouis. Dans le cas d'un enfouissement, seule la sortie inférieure de la conduite sera visible.

Une première spécificité du système réside dans l'adaptation des équipements à l'eau de mer. La salinité de l'eau et la présence d'organismes marins provoquent en effet une importante détérioration des équipements, et en particulier de l'ensemble pompe/turbine. Par ailleurs, il existe des risques importants liés à l'infiltration d'eau de mer dans les sous-sols du réservoir supérieur, pouvant alors toucher les nappes phréatiques. L'étanchéité du réservoir supérieur est donc également un paramètre clé.

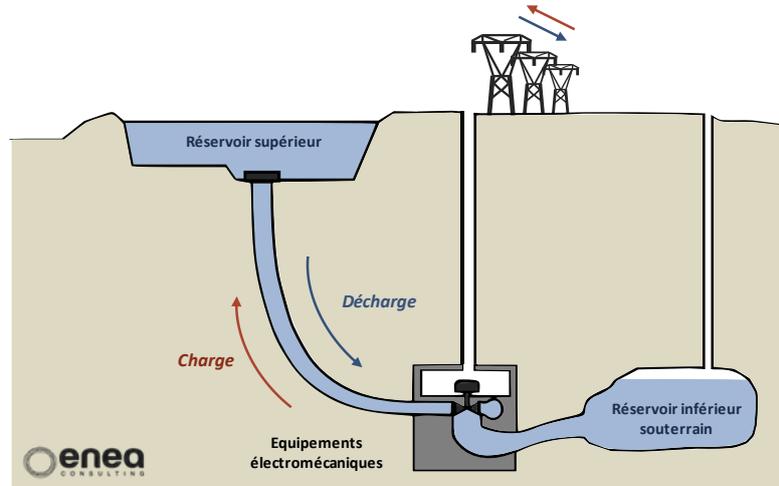
**AVANTAGES TECHNIQUES**

- Permet d'étendre la gamme de sites éligibles pour le développement de STEP
- Proximité possible avec des sites de production d'énergies intermittentes (éolien offshore, énergies marines)
- Génie Civil moins complexe que les STEP conventionnelles
- Zones inondées restreintes
- Retombées positives envisageables au niveau local (tourisme, aquaculture).

**INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES**

- Difficulté de trouver des sites adaptés
- Acceptabilité environnementale : Infiltration d'eau de mer dans les sous-sols depuis le réservoir supérieur (ainsi qu'une propagation de surface touchant la végétation) : besoin important d'étanchéité du réservoir (bâches ...); Emprise au sol, modification du paysage; Effets sur la faune marine au niveau de la sortie d'eau
- Acceptabilité sociale
- Corrosion des turbines et des divers équipements (nécessité d'utiliser du matériel adapté)
- Adhérence des organismes marins aux équipements
- Coûts de maintenance élevés

## STEP souterraine



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe est similaire à celui des STEP conventionnelles, avec comme différence l'utilisation d'une cavité sous-terrainne (réservoirs artificiels, réservoirs géologiques, anciens puits miniers, etc.) comme réservoir inférieur. Le réservoir supérieur peut être quant à lui un bassin (naturel ou artificiel), ou un cours d'eau, voire l'eau de mer.

Un conduit d'air additionnel fait également le lien entre le réservoir sous-terrain et la surface : l'air vient se substituer au vide laissé dans le réservoir lors du pompage, puis est expulsé quand le réservoir se remplit pendant le turbinage.

Le groupe pompe/turbine et alternateur est situé sous terre.

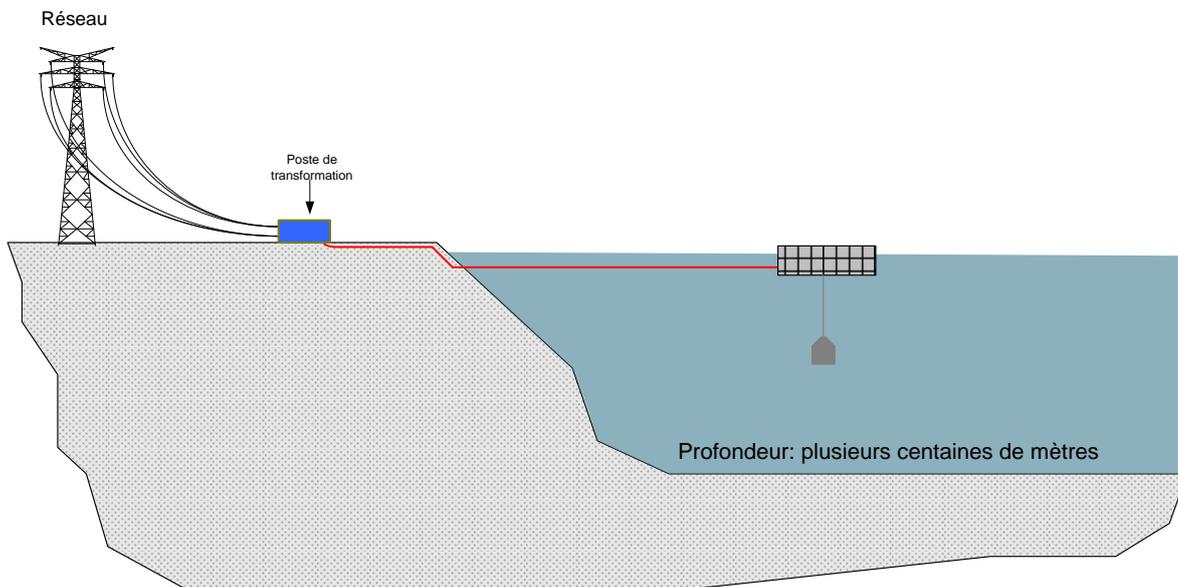
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Empreinte au sol réduite (sous-terrain)
- Permet de s'affranchir du schéma dénivélé / retenue d'eau
- Bon rendement
- Flexible, délai de réaction rapide
- Durée de vie très étendue
- Monitoring de charge facile (avec les systèmes à vitesse variable)
- Peu de maintenance

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Pas de retour d'expérience
- Coûts d'investissement importants
- Efficacité moindre par rapport à une STEP conventionnelle
- Nécessité de trouver un site adapté (cavité géologique), et/ou de creuser la masse rocheuse
- Problèmes géotechniques divers :
  - Perméabilité de la masse rocheuse
  - Contamination de l'eau (minéraux)

## Système de Transfert d'Énergie par Lest (STEL) maritime



Source SOPER

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Un lest est relié à une plateforme flottante, à l'aide d'un câble.

Pour stocker de l'énergie, le lest est remonté à la surface, entraîné par un moteur électrique ; pour déstocker l'énergie, le lest descend en entraînant une génératrice.

### AVANTAGES TECHNIQUES

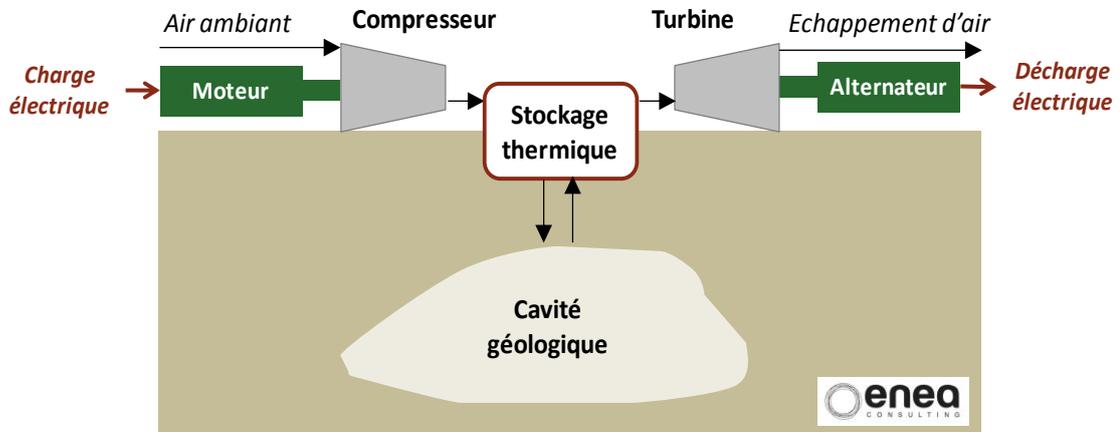
- Empreinte environnementale et risques d'acceptation sociale limités
- Bons rendements
- Technologie modulable
- Technologie s'appuyant sur des composants éprouvés dans l'offshore
- Pas d'autodécharge

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Contrainte de site liée à la profondeur
- Installation en haute mer
- Coût de la transmission

## 5.1.2 Stockage thermodynamique

### CAES isochore adiabatique souterrain



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie CAES isochore adiabatique souterrain, généralement désigné sous le sigle A-CAES ou AA-CAES (Advanced Adiabatic compressed Air Energy Storage) reprend le principe de base du CAES conventionnel en limitant les pertes thermiques, et donc en s'affranchissant du besoin d'alimentation en énergies fossiles.

Pour rendre le système adiabatique, la chaleur dégagée lors de la compression de l'air (charge électrique) est récupérée pour être conservée dans une unité de stockage d'énergie thermique. L'air comprimé est stocké dans une cavité géologique. Lors de la décharge électrique, la chaleur stockée est restituée à l'air comprimé avant détente et production de l'électricité via le groupe turbine / alternateur, ceci sans avoir à injecter du gaz (ou autre énergie fossile) dans le circuit. Le rendement global est donc substantiellement accru par rapport au CAES conventionnel.

L'AA-CAES est une technologie complexe, tout particulièrement pour la conservation du caractère adiabatique du système. Le rendement dépend fortement de la qualité des équipements mis en jeu, notamment en termes de pertes en température et en pression le long du procédé.

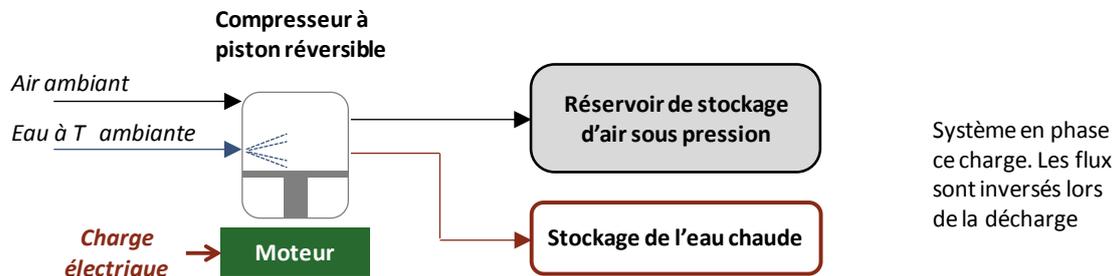
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Rendement accru par rapport au CAES conventionnel
- Ne nécessite pas d'énergie fossile, pas d'émissions par rapport au CAES conventionnel
- Grande quantité d'énergie stockable
- Temps de réponse rapide
- Longue durée de stockage d'électricité possible
- Longue durée de vie

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Nécessité de trouver des sites géologiques adaptés
- Complexité technique due aux hauts niveaux de pression et de température possibles pour les machines tournante et le stockage de chaleur
- Complexité opératoire pour les configurations particulièrement sensibles au niveau de température
- Gamme de puissances contrôlables plus restreinte que pour le CAES conventionnel
- Rendement tributaire de la technologie de stockage thermique
- Pertes thermiques fonction du temps de stockage
- Pas encore de retour d'expérience

## CAES isotherme de surface



enea  
CONSULTING

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Cette technologie de CAES est basée sur une compression et une détente isotherme de l'air. Lors de la charge, un fluide caloporteur, généralement de l'eau, est injecté dans le compresseur, et permet de récupérer la chaleur de compression, de telle sorte que l'air est maintenu à température constante.

La compression du mélange air-eau est donc diphasique, ce qui implique l'utilisation de technologies alternatives au couple compresseur-turbine traditionnel (moteurs à piston par exemple). Plusieurs configurations existent pour le stockage de l'air comprimé et de l'eau. Ils peuvent être stockés séparément, le stockage d'eau faisant office de stockage thermique (technologie LightSail Energy), ou alors le mélange air-eau peut être stocké dans un même volume. L'eau circule généralement en boucle fermée, limitant ainsi les besoins en appoint d'eau. Le stockage est généralement réalisé en surface à des pressions de l'ordre de 200 bars, par exemple dans des tronçons de canalisation.

Lors de la décharge, la détente est généralement réalisée avec le même équipement que pour la compression fonctionnant de manière réversible. L'eau est de nouveau injectée dans le système lors de la détente, afin de restituer la chaleur stockée à l'air.

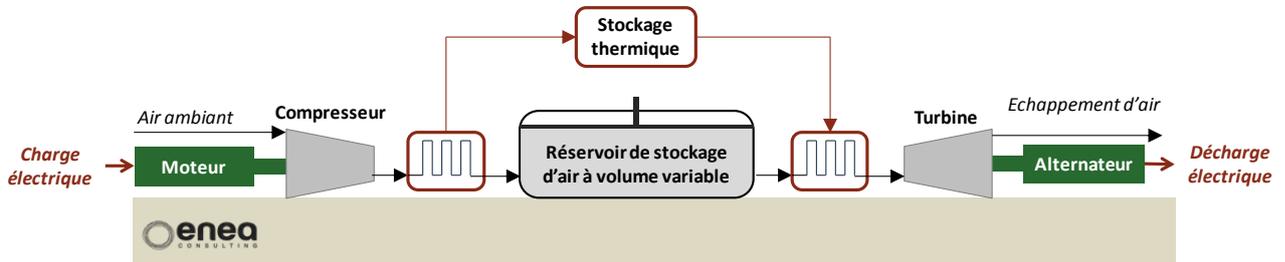
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Puissance et capacité de stockage dissociés - large plage de régimes
- Modulaire
- Bonne durée de vie
- Rendement accru par rapport au CAES conventionnel

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Sécurité (réservoirs haute pression)
- Corrosion / Risque de Gel
- Le coût d'investissement paraît encore élevé
- Pas encore de retour d'expérience
- Autodécharge due aux pertes thermiques

## CAES isobare adiabatique de surface



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie CAES isobare adiabatique de surface reprend le principe de base du CAES adiabatique en s'affranchissant de la cavité de stockage : l'air est stocké sous pression dans des réservoirs de surface à pression constante.

Pour rendre le système adiabatique, la chaleur dégagée lors de la compression de l'air (phase de stockage) est récupérée pour être conservée et restituée lors de la détente (phase de déstockage). Différents modes de stockage de cette chaleur peuvent être envisagés.

Le stockage isobare permet le fonctionnement des compresseurs et turbine à un taux de compression fixe.

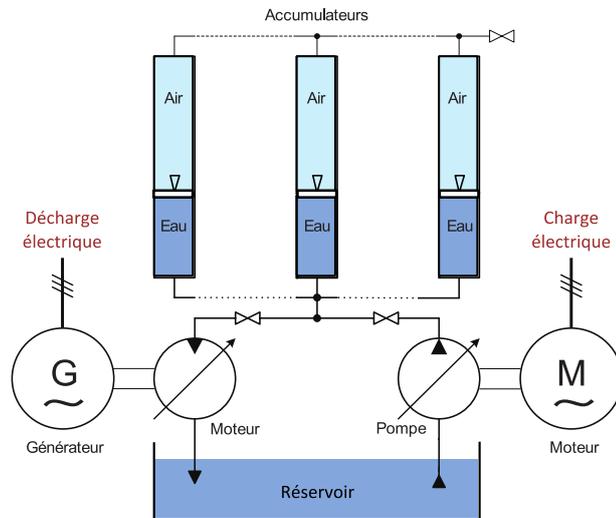
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Facilité d'implantation (pas de contraintes de site, pas de contraintes géologiques)
- Temps de développement et d'installation court
- Rendement supérieur au CAES conventionnel
- Ne nécessite pas d'énergie fossile, pas d'émissions par rapport au CAES conventionnel
- Possibilité de récupérer de l'énergie thermique basse température disponible et non valorisée par ailleurs
- Quantité d'énergie stockable très modulaire
- Forte flexibilité et possibilité de variation de puissance instantanée
- Longue durée de vie

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Peu de retour d'expérience
- Démarrage relativement long à froid
- Rendement moyen
- Coût du stockage en énergie plus élevé que le CAES conventionnel, qui ne comporte pas de stockage de chaleur.

## Stockage Hydropneumatique / Oléopneumatique



Source Enairys Powertech

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage hydropneumatique (respectivement oléopneumatique) est une technologie de stockage d'énergie par air comprimé qui a la spécificité d'utiliser de l'eau (respectivement de l'huile) comme fluide de travail intermédiaire pour compresser et détendre l'air.

L'utilisation de ce fluide intermédiaire permet de limiter l'augmentation de la température de l'air lors de la compression et donc de fonctionner plus proche de l'isotherme. Dans certaines configurations, le liquide intermédiaire est directement en contact avec l'air, ce qui améliore les échanges thermiques et le caractère isotherme du procédé.

Des pompes hydrauliques reliées au moteur (pour la charge électrique) et au générateur (décharge électrique) permettent de compresser et de détendre l'air. Les fournisseurs de technologie font généralement appel à des motopompes à pistons qui assurent à la fois la compression et la détente du liquide intermédiaire de manière réversible, et permettent d'atteindre des pressions de plus de 200 bars. La pression du liquide est ensuite répercutée à l'air via une conversion hydropneumatique. Un séparateur air/liquide peut être requis avant le stockage d'air comprimé dans les configurations où le fluide intermédiaire est en contact direct avec l'air.

Les systèmes étudiés réalisent le stockage de l'air dans des unités de stockage de surface (des cylindres haute pression ; il n'est pas encore question de stockage géologique).

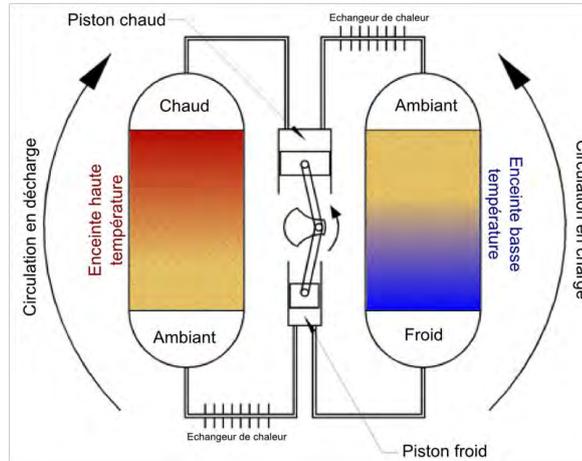
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Modulaire
- Pas d'autodécharge
- Bonne durée de vie
- Connaissance aisée de l'état de charge (pression)
- Grande réactivité du système hydraulique

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Sécurité (réservoirs haute pression)
- Corrosion / Risque de Gel
- Rendement faible
- Pas encore de retour d'expérience

## Stockage d'électricité par pompage thermique



Adapté d'Isentropic Ltd

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage de l'électricité est réalisé grâce à deux enceintes de matériaux réfractaires, respectivement à haute (entre 500 °C et 800 °C selon les technologies) et à basse température (entre -160 °C et -80 °C selon les technologies), qui servent de source chaude et de source froide à un cycle thermodynamique. Le stockage d'énergie est réalisé sous forme de chaleur sensible, en exploitant des variations de température dans le matériau.

Lors de la charge, le circuit fonctionne comme une pompe à chaleur : un fluide caloporteur (gaz neutre tel que de l'argon) est mis en mouvement par le biais d'un compresseur ou piston alimenté en électricité, et permet de pomper la chaleur de l'enceinte basse température pour la restituer à l'enceinte haute température via un cycle de compression/détente. Lors de la décharge, cette chaleur est libérée et le circuit fonctionne alors comme une machine thermique. Le fluide caloporteur actionne la turbine ou le piston, relié à un alternateur qui produit de l'électricité.

Les matériaux réfractaires envisagés pour le stockage thermique sont les graviers ou les céramiques (plus chers mais moins encombrants que le gravier).

La configuration des turbomachines peut différer selon les technologies. Dans certain cas, un unique train réversible est utilisé à la fois pour la charge et la décharge du système de stockage (procédé Isentropic Ltd). Dans d'autres configurations, deux trains distincts sont utilisés pour la charge d'une part et la décharge d'autre part (procédé du projet SETHER).

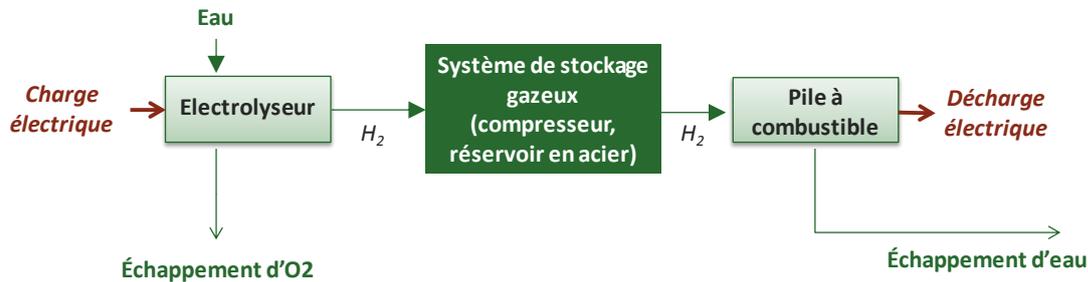
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne densité énergétique : empreinte au sol maîtrisée
- Bon rendement
- Pas de contrainte de localisation
- Faible impact environnemental
- Stockage d'une grande quantité d'énergie

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Aucune turbomachine disponible sur étagère (du fait des hautes températures, et arrêts redémarrage fréquents): nécessité de développer des machines tournantes spécifiques
- Aucun retour d'expérience
- Résistance à un nombre important de cycles thermique des matériaux réfractaires
- Très faible plage de fonctionnement pour les procédés impliquant des compresseurs (projet SETHER) due à la nécessité de maintenir des ratios de compressions fixes (pour le maintien de la température de stockage).
- Peu efficace pour les petits systèmes du fait des déperditions thermiques plus importantes

## Chaîne Electrolyseur-Stockage-PAC



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène repose sur la réversibilité de la réaction chimique liant eau, hydrogène et oxygène.

Durant la charge, l'énergie électrique permet de dissocier l'oxygène et l'hydrogène contenus dans l'eau, via un électrolyseur. L'hydrogène sert de vecteur de stockage d'énergie et il peut être stocké notamment sous forme gazeuse en surface.

Durant la décharge, l'hydrogène alimente une pile à combustible (PAC) qui génère de l'électricité. Différentes technologies de PAC sont commercialement disponibles ; Les piles à combustible à paroi échangeuse de protons (PEMFC) sont ici considérées.

### AVANTAGES TECHNIQUES

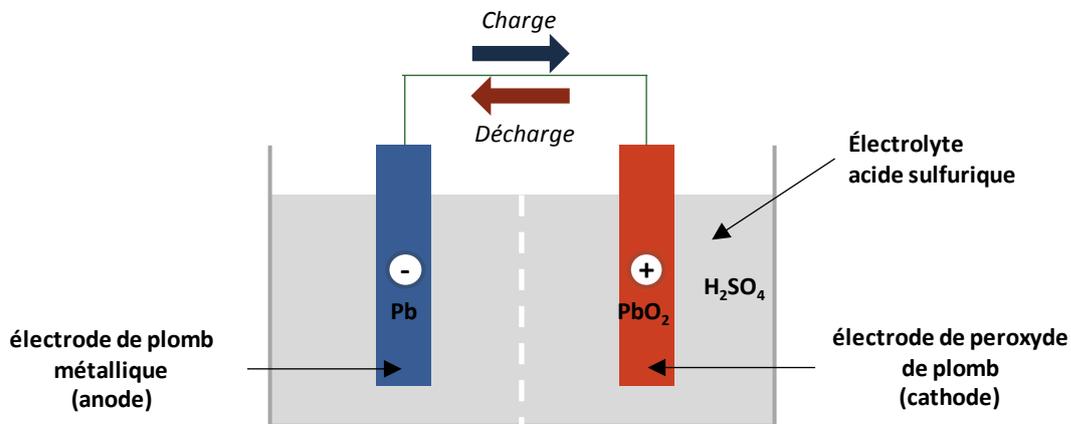
- Haute densité énergétique (100 fois supérieure à l'air comprimé)
- Technologies (électrolyse, stockage et PAC) relativement matures
- Modularité : caractéristiques en puissance et en énergie indépendantes (dimensionnement de l'électrolyseur indifférent de la pile à combustible ou du stockage)
- Large profondeur de décharge possible

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Rendement faible par rapport aux autres technologies
- Coûts d'investissement initiaux élevés
- Sécurité et acceptation sociétale de l'hydrogène
- Déclarations ICPE et SEVESO

### 5.1.3 Stockage électrochimique

#### Batterie Plomb-Acide (Pb-A)



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Technologie de batteries la plus ancienne et la plus mature, les systèmes plomb-acide assurent un stockage électrochimique via un ensemble d'accumulateurs composés d'un électrolyte d'acide sulfurique et d'électrodes en plomb.

Bien que cette technologie soit éprouvée et disponible commercialement depuis des décennies, ses performances restent limitées, notamment pour certains types de batteries plomb qui ont une faible durée de vie. Les batteries Pb-A sont aussi sensibles à la profondeur de décharge électrique (en comparaison aux autres systèmes électrochimiques).

Afin d'améliorer la durée de vie et d'envisager de nouvelles applications, de nouvelles technologies de batteries Pb-A dites avancées sont à l'étude, avec l'utilisation d'électrodes en amalgame de carbone et plomb par exemple.

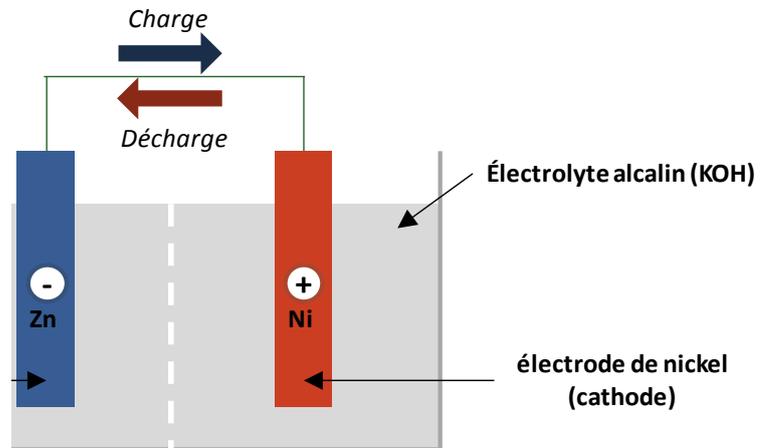
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Technologie éprouvée et mature (la technologie reste la plus employée dans le monde pour les batteries)
- Technologie sûre
- Larges capacités disponibles
- Faible autodécharge
- Système électrochimique avec les plus bas coûts d'investissement
- Matériaux recyclables (près de 100% pour le plomb)

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Durée de vie fortement dépendante des conditions d'utilisation (température notamment)
- Mauvaise cyclabilité à forte profondeur de décharge pour les technologies « classiques »
- Profondeurs de décharge acceptable mais très dépendante du type de batterie choisie
- Faible densité énergétique
- Connaissance de l'état de charge difficile
- Matériaux toxiques (plomb)
- Classement ICPE en France

## Batterie Nickel-Zinc (Ni-Zn)



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La batterie Nickel – Zinc est un accumulateur électrochimique composé d'une cathode en nickel, d'une anode en zinc et d'un électrolyte alcalin. La différence de potentiel aux bornes du circuit ouvert est de l'ordre de 1.65V à pleine charge. Il s'agit d'une technologie relativement ancienne et utilisée pour des applications portables (type piles AA et AAA) mais avec un faible cyclage (typiquement < 200 cycles).

Lors de la décharge, le zinc est oxydé en oxyde de zinc  $Zn(OH)_2$  non conducteur et en zincate de potassium  $K_2ZnO_2$  soluble dans l'électrolyte. A l'inverse, lors de la charge, ces produits d'oxydation sont réduits en zinc métallique.

Lors de la charge, le zinc métallique se redistribue de manière irrégulière sur l'électrode et génère des croissances aléatoires (appelées « dendrites ») qui peuvent conduire à la mise en court-circuit de la batterie. Les derniers modèles utilisent un électrolyte à base de polymères afin de limiter le développement de ces « dendrites ». La recherche porte actuellement en priorité sur la cyclabilité des systèmes.

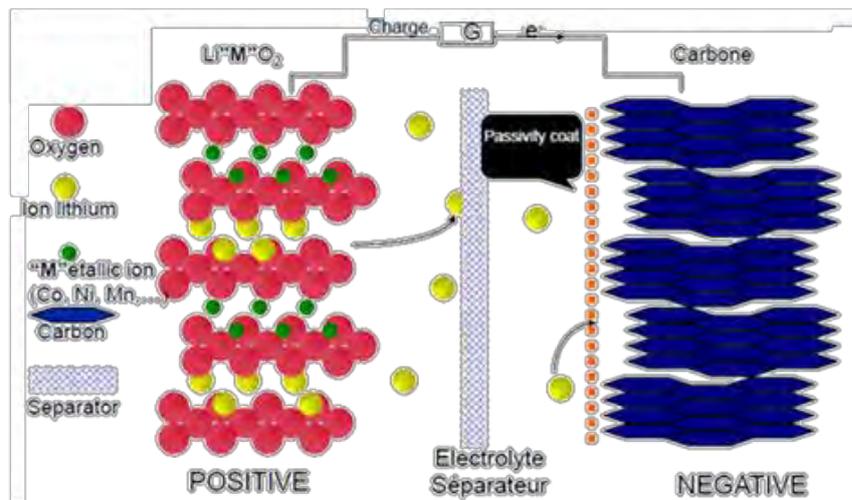
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Tension nominale plus élevée que d'autres technologies similaires (30% supérieur au NiCd et au NiMH)
- Systèmes hautement recyclables (>90%)
- Faible coût du zinc
- Profondeur de décharge élevée possible
- Faible sensibilité à la température (faible impact de la température sur la durée de vie)
- Technologie adaptée aux recharges rapides
- Sécurité
- Peu de besoins en gestion de la batterie (comparé aux technologies Li-Ion par exemple)
- Peu de maintenance
- Grande robustesse (y compris en surcharge ou sur-décharge)

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible cyclabilité pour certains types de batteries Ni-Zn
- Coût du nickel
- Systèmes stationnaires peu matures

## Batterie Lithium-Ion (Li-Ion)



Source SAFT

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries Lithium-Ion actuelles sont des accumulateurs électrochimiques composés d'une cathode en oxyde métallique de lithium, d'une anode en graphite et d'un électrolyte composé de sels de lithium dissous dans des carbonates organiques (solution ionique). Lors de la charge, les ions lithium migrent à travers l'électrolyte, de la cathode vers l'anode. En se combinant avec des électrons externes, les ions deviennent des atomes de lithium qui se déposent entre les couches de graphites. Le processus s'inverse lors de la décharge.

Les accumulateurs Lithium-Ion possèdent comme caractéristique de pouvoir supporter de grandes profondeurs de décharge avec un impact limité sur leur durée de vie.

Sauf mention contraire, les éléments listés dans cette fiche concernent la technologie LFP/C : cathode en phosphate de fer lithié et anode en graphite. Ce choix est issu des caractéristiques intrinsèques de la technologie (coût relativement faible, cyclabilité et durée de vie calendaire élevées). Les autres choix de cathode répondent moins bien aux problématiques du stockage d'énergie. Concernant l'anode, deux autres matériaux peuvent être utilisés : du titane (LTO) ou du silicium.

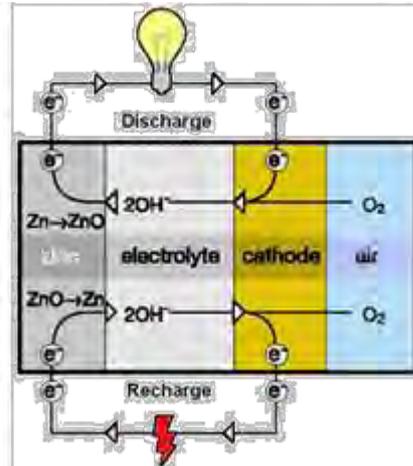
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne profondeur de décharge possible sans beaucoup affecter la durée de vie
- Excellente efficacité
- Haute densité en énergie et en puissance
- Longue durée de vie
- Faible autodécharge
- Adaptables à de multiples applications

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Coûts élevés (mais en baisse)
- Problèmes de sécurité pour certaines compositions chimiques
- Besoin d'une régulation thermique
- Nécessité du monitoring individuel et de l'équilibrage de charge des cellules
- Problématiques sur les ressources en Lithium (cartel de producteurs, concentration géographique, contexte géopolitique, coût des méthodes alternatives de production)

## Batterie Zinc-Air (Zn-Air)



Source EVionyx

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Dans les batteries de type Zinc-Air, l'anode est conçue à partir de zinc, métal à haute densité énergétique (d'autres métaux tels que l'aluminium, le lithium, le calcium, le magnésium ou le fer peuvent aussi être utilisés pour des batteries de type Metal-Air). La cathode, ou « électrode à air », est souvent constituée d'une structure en carbone poreuse ou d'une maille métallique recouverte par catalyse. L'oxygène de l'air constitue le seul réactif chimique de cette cathode. L'électrolyte est un bon conducteur d'ion OH<sup>-</sup>, tel que de l'hydroxyde de potassium. Il peut être sous forme liquide ou composé d'une membrane polymère solide saturée en KOH.

Batteries très compactes par leur haute densité énergétique, elles sont cependant aujourd'hui difficilement rechargeables électriquement, et présentent un faible rendement. Les solutions les plus courantes consistent à remplacer mécaniquement le métal consommé. De nouvelles batteries Métal-Air rechargeables électriquement sont développées mais ne peuvent être actuellement utilisées que sur quelques centaines de cycles, avec une efficacité d'environ 50%.

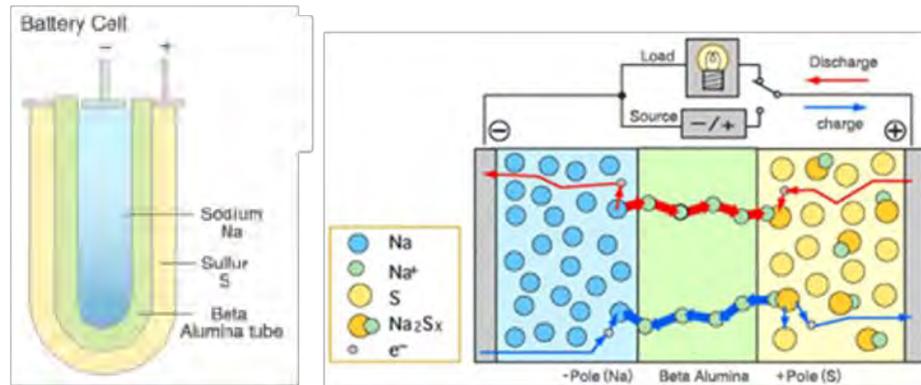
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Haute densité énergétique
- Autodécharge quasi nulle
- Investissement estimé faible comparé aux autres batteries
- Pas de composant toxique
- Pas de nécessité de remplacer régulièrement des composants (membrane, cellule...)

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Actuellement difficiles à recharger électriquement : faible rendement et mauvaise cyclabilité pour les systèmes actuels
- Problèmes de sensibilité à la carbonatation par l'air humide
- Technologie peu mature

## Batterie Sodium Soufre (Na-S)



Source A. Nekrassov

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries Na-S se composent d'une électrode positive en soufre et d'une électrode négative en sodium, toutes deux se trouvant au-dessus de leur température de fusion et donc sous forme liquide. L'électrolyte, servant à séparer les deux électrodes, est une céramique solide composée d'un dérivé d'aluminium (l'alumine-β). La structure globale de chaque cellule se présente généralement sous un ensemble de couches cylindriques.

Durant la décharge, les ions sodium produits à partir du sodium ( $\text{Na} = \text{Na}^+ + \text{e}^-$ ) migrent à travers l'électrolyte vers le soufre pour former du polysulfure de sodium. Les électrons passent par le circuit extérieur à la batterie et engendrent un courant électrique. Lors de la charge, le processus est inversé.

Afin de conserver les électrodes sous forme liquide, les batteries Na-S doivent être maintenues à une température supérieure à 300°C, d'où la nécessité d'un système de chauffage indépendant pour le démarrage de la batterie et son maintien en température lors des périodes d'inactivité. Cela implique une consommation d'énergie conséquente (jusqu'à 20% de la capacité nominale par jour) pour le maintien en température de la batterie lorsqu'en ilotage. En revanche, lors de la charge ou de la décharge, l'activité de la batterie permet d'auto-entretenir la température du système.

### AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne efficacité
- Technologie mature
- Peu de maintenance
- Profondeur de décharge importante
- Bonne capacité de cyclage
- Haute densité énergétique
- Coûts d'investissement relativement faibles
- Faible emprise au sol
- Connaissance aisée du taux de charge/décharge

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Nécessité de maintenir à haute température (>300°C), consommation des équipements auxiliaires
- Forte autoconsommation en inactivité (jusqu'à 20 % de la capacité nominale par jour)
- Temps de réponse élevé à froid
- Pas de flexibilité du rapport Énergie / Puissance
- Risques d'explosion (incident du 21 septembre 2011)
- Classement ICPE en France

## Batterie ZEBRA

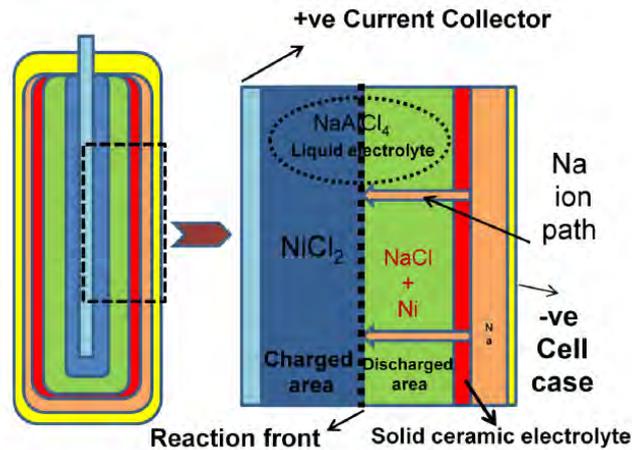


Schéma d'une batterie ZEBRA lors de la décharge

## DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries Na-NiCl<sub>2</sub> plus communément appelées batteries ZEBRA (Zeolite Battery Research Africa Project ou encore Zero Emission Battery Research Activity) se composent d'une cathode de chlorure de nickel (NiCl<sub>2</sub>) et d'une anode en sodium. Ces électrodes sont séparées par une membrane céramique à base d'alumine-β permettant l'échange d'ions Na<sup>+</sup> (la même membrane que pour les batteries NaS).

Lors de la décharge, les ions sodium issus du sodium liquide ( $\text{Na} = \text{Na}^+ + e^-$ ) migrent à travers la paroi vers la cathode pour former du nickel et du chlorure de sodium ( $\text{NiCl}_2 + 2\text{Na}^+ + 2e^- = \text{Ni} + 2\text{NaCl}$ ). Lors de la charge, la réaction est inversée. Les batteries ZEBRA possède une résistance relativement importante aux larges profondeurs de décharge. Le matériau « cathodique », poreux, baigne dans un électrolyte liquide (NaAlCl<sub>4</sub>) qui assure le transit des ions Na<sup>+</sup>. En cas de rupture de la membrane, cet électrolyte est à l'origine de l'apparition d'aluminium solide qui court-circuite la cellule. La batterie peut donc continuer à fonctionner, avec toutefois la perte de la tension nominale de la cellule concernée (sur un total pouvant atteindre plusieurs centaines de cellules par module).

Comme pour la batterie NaS, une température élevée (de l'ordre de 300 °C) est nécessaire pour maintenir l'électrolyte NaAlCl<sub>4</sub> à l'état liquide, et assurer une bonne conductivité ionique de l'alumine-β. Une des caractéristiques limitantes des batteries ZEBRA est leur importante consommation (jusqu'à 20 % de la capacité nominale par jour) pour maintenir la batterie en chauffe lors des périodes d'inactivité (ilotage).

## AVANTAGES TECHNIQUES

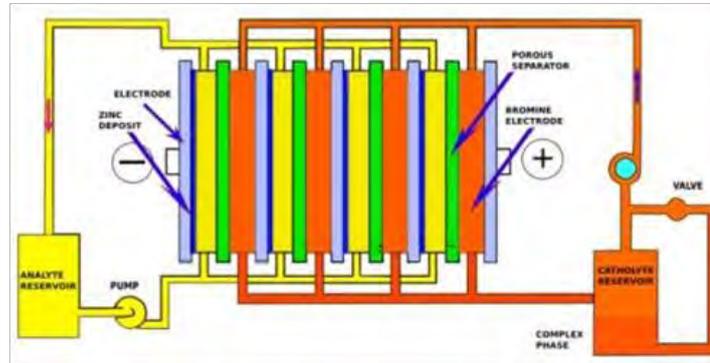
- Bonne efficacité
- Profondeur de décharge importante
- Système interne d'autoprotection en cas de rupture de membrane
- Haute densité énergétique théorique (790 Wh/kg)
- Longue durée de vie calendaire
- Forte possibilité de recyclage
- Connaissance aisée du taux de charge/décharge
- Peu de maintenance

## INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Fonctionnement à haute température (250 – 350°C)
- Maintien en chauffe lors des périodes d'inactivité pour maintenir une bonne réactivité de la batterie, entraînant une consommation de 10 à 20% de la capacité énergétique nominale par jour
- Longue durée de démarrage à froid
- Peu de flexibilité du rapport Énergie / Puissance
- Classement ICPE

### 5.1.4 Stockage électrochimique à circulation

#### Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)



Source ESA

#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie Zn-Br fait partie de la famille des batteries Red-Ox (ou à circulation), qui possèdent la particularité de stocker l'énergie dans deux électrolytes (ici  $Zn^{+}$  et  $Br^{-}$ ), contenus dans des cuves distinctes. Les réactions électrochimiques de charge et de décharge se déroulent dans un ensemble de cellules similaires. Dans chaque cellule, les deux électrolytes circulent dans deux compartiments séparés par une membrane poreuse, et entourés par deux électrodes en matériau composite carbone-plastique. Durant la charge, un dépôt de Zinc vient se former sur l'électrode négative. Durant cette même phase, le Brome se convertit en Bromure ( $Br_2$ ) sur l'électrode positive, avant d'être stocké dans la cuve d'électrolyte. L'opération inverse se produit durant la décharge. Deux pompes hydrauliques assurent la circulation des électrolytes.

Un avantage de cette technologie réside dans le fait que les électrodes n'interviennent pas en tant que tel dans les réactions chimiques. Il en résulte donc une détérioration très limitée du matériel. Les batteries Zn-Br peuvent donc subir un cyclage régulier avec de larges profondeurs de décharge, sans que cela impacte de manière importante la durée de vie du système.

Par ailleurs une caractéristique des batteries Red-Ox est de pouvoir dissocier la capacité énergétique, relative à la quantité d'électrolyte, et la capacité en puissance, dépendante de la surface active d'échange des cellules. Cette modularité est néanmoins limitée dans le cas de la technologie Zn-Br, du fait de l'accumulation de zinc sur l'électrode négative durant la charge.

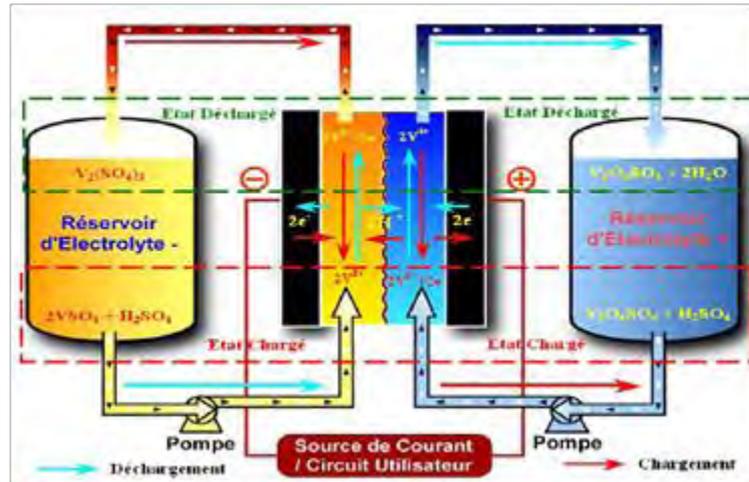
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Coûts d'investissement en énergie relativement faibles
- Technologie relativement mature
- Faible autodécharge
- Supporte très bien les décharges profondes
- Technologie modulaire (vaste gamme d'application en puissance)
- Matériaux peu coûteux (zinc et plastiques)

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible densité énergétique
- Efficacité moyenne
- Architecture complexe (pompes, tuyauterie, systèmes de contrôle, etc.)
- Consommation d'énergie inhérente aux équipements auxiliaires (pompes notamment)
- Encombrement important
- Temps de décharge limité par le dépôt de zinc sur l'électrode négative
- Décharge complète requise tous les 5-10 cycles pour permettre un dépôt homogène du zinc sur l'électrode négative durant la charge, et ainsi maintenir l'efficacité du système
- Dangerosité liée au brome

## Batterie à circulation Vanadium-Vanadium (VRB)



Source EDF

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Dans les batteries Red-Ox VRB (batteries à circulation), l'énergie est stockée dans des solutions ioniques (électrolytes) associant du Vanadium sous différentes formes (4 états d'oxydation) et une solution diluée d'acide sulfurique. Chaque électrolyte (positif et négatif) est stocké dans un réservoir distinct, alimentant par le biais de pompes les cellules dans lesquelles se déroulent les réactions d'oxydo-réduction (échange d'ions hydrogène). Les cellules se divisent en deux compartiments séparés par une membrane polymère poreuse (perméable aux ions  $H^+$ ), entourés par deux électrodes. Durant la charge et la décharge, les électrolytes sont successivement oxydés et réduits électrochimiquement, créant ainsi des différences de potentiel entre les deux électrodes et permettant d'accumuler et de restituer l'énergie électrique.

Comme pour toutes les technologies de batterie à circulation, les systèmes VRB présentent l'avantage de pouvoir dissocier leurs capacités en énergie (uniquement limitée par le volume d'électrolytes stocké) et en puissance (relatif à la surface active d'échange des cellules). Les VRB possèdent également un avantage de taille : l'utilisation d'un seul élément électroactif, le Vanadium, permet de s'affranchir du risque de contamination par diffusion des électrolytes (réduisant ainsi la sensibilité du système à l'usure). La cyclabilité des VRB est donc très élevée, avec de larges profondeurs de décharge supportées.

### AVANTAGES TECHNIQUES

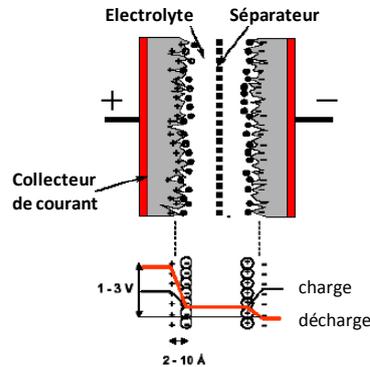
- Dissociation entre puissance et énergie, grande flexibilité du temps de décharge
- Un seul élément électro actif : pas de risque de contamination par diffusion
- Très bonne cyclabilité et longue durée de vie
- Bonne efficacité
- Très bonne réactivité
- Très faible autodécharge
- Supporte très bien les décharges profondes
- Technologie modulaire (vaste gamme d'application)
- Faible maintenance nécessaire

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible densité énergétique (la plus faible des technologies Red-Ox)
- Requiert un grand nombre de cellules pour une puissance du système de stockage donnée
- Technologie non adaptée au stockage à très petite échelle (design complexe)
- Coût des électrolytes élevé (l'accroissement de la capacité de stockage se répercute fortement sur les coûts d'investissement)

## 5.1.5 Stockage électrostatique

### Supercondensateur



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Conçus sur le principe de base des condensateurs, les supercondensateurs (ou supercapacités) stockent l'énergie sous forme de champ électrique créé entre deux électrodes, avec comme différence de pouvoir atteindre des densités d'énergie et de puissance bien plus importantes, proches de celles des batteries, tout en bénéficiant d'un temps de recharge très court (charge statique, absence de réaction chimique).

Une grande partie des supercapacités commercialisées est réalisée selon un modèle de double couche électrochimique : un électrolyte ionique est piégé entre deux électrodes présentant une large surface d'échange (cette caractéristique permettant d'atteindre de très hautes capacités). L'énergie électrique stockée permet de séparer les charges qui s'accumulent à l'interface entre l'électrode et l'électrolyte, créant ainsi une différence de potentiel entre les deux électrodes. L'utilisation de cette différence de potentiel dans un circuit externe permet de récupérer l'énergie sous forme de décharge électrique, sans contrainte sur la profondeur de décharge.

La quantité d'énergie stockée dépend de la taille, de la distance et des matériaux utilisés pour la conception des électrodes et constitue encore l'une des limites principales à l'utilisation à grande échelle des supercapacités.

A l'inverse des batteries dont la vitesse de charge et de décharge est limitée par l'utilisation d'électrolyte liquide, cette vitesse est limitée par la seule augmentation de la température des électrodes dans le cas des supercapacités.

#### AVANTAGES TECHNIQUES

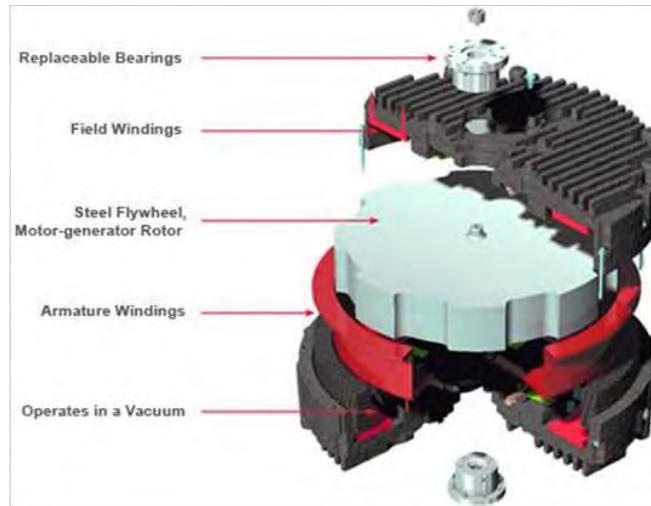
- Excellente réactivité
- Puissance spécifique élevée (>10kW/kg)
- Haut rendement
- Monitoring de charge facile (état de charge disponible via la tension)
- Peut se charger avec une puissance variable
- Pas d'influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie
- Longue durée de vie (haute cyclabilité) comparée aux batteries électrochimiques
- Fonctionne sous une large gamme de températures
- Système modulaire (association en série)
- Très peu de maintenance
- Pas d'utilisation de produits polluants (carbone, aluminium)

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible énergie spécifique (Temps de décharge court)
- Coût important au kWh installé
- Forte autodécharge (décharge en 24 – 48h)
- Forte baisse de tension en phase de décharge
- Problèmes de sécurité (potentiellement inflammable selon les technologies)
- Variation de tension linéaire avec la capacité installée

## 5.1.6 Stockage inertiel

### Volant d'inertie basse vitesse



Source Active Power

#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le volant d'inertie basse vitesse est un système de stockage d'électricité sous forme d'énergie cinétique. L'énergie est stockée par le biais d'un disque ou d'un rotor, tournant sur son axe dans un environnement visant à minimiser les frottements : enceinte sous vide et utilisation de paliers généralement magnétiques pour la liaison rotor/stator. Le couplage de la masse tournante à un générateur/alternateur permet de stocker et produire l'électricité. L'interface de transmission de puissance comprend également un convertisseur électronique à vitesse variable et un contrôleur.

La forte modularité des volants d'inertie permet de concevoir des systèmes de stockage dans une large plage de puissance.

Les systèmes à basse vitesse sont les technologies de volants d'inertie les plus matures. Ils sont généralement conçus en acier massif et sont caractérisés par des vitesses de rotations généralement inférieures à 10 000 tpm du fait des limites du rotor en acier en termes de contraintes mécaniques.

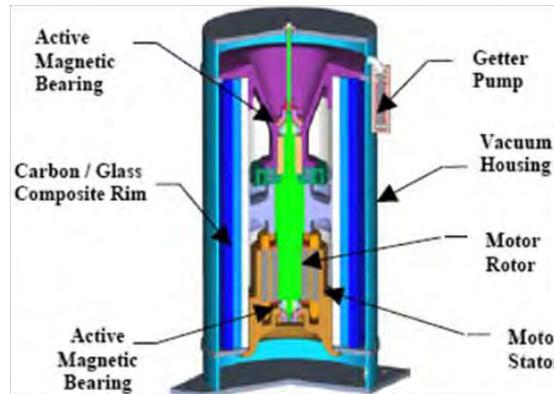
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Excellent temps de réponse
- Longue durée de vie
- Rendement élevé
- Connaissance de l'état de charge aisée
- Forte modularité en puissance
- Peu de maintenance
- Recyclage possible en fin de vie

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Conception complexe: paliers magnétiques, vide
- Peu d'énergie disponible
- Très forte autodécharge due aux différentes pertes (mécaniques, magnétiques)
- Coût d'investissement élevé
- Potentiels problèmes de sécurité (masse tournante à haute vitesse)
- Bruit

## Volants d'inertie haute vitesse



Source BeaconPower

### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le volant d'inertie haute vitesse est un système de stockage d'électricité sous forme d'énergie cinétique. L'énergie est stockée par le biais d'un disque ou d'un rotor, tournant sur son axe dans un environnement visant à minimiser les frottements : enceinte sous vide et utilisation de paliers généralement magnétiques pour la liaison rotor/stator. Le couplage de la masse tournante à un générateur/alternateur permet de stocker et produire l'électricité. L'interface de transmission de puissance comprend également un convertisseur électronique et un contrôleur.

La forte modularité des volants d'inertie permet de concevoir des systèmes de stockage dans une large plage de puissance. Cette technologie est également caractérisée par une énergie stockée (liée à la masse et la vitesse de rotation du rotor) indépendante de la puissance. Cette modularité énergie/puissance est toutefois limitée par des contraintes mécaniques.

Les systèmes à haute vitesse sont les technologies de volants d'inertie les plus récentes. Ils sont généralement conçus en matériaux composites (fibre de carbone et fibre de verre principalement) pour résister aux contraintes résultant des très hautes vitesses de rotation. Les systèmes à haute vitesse sont caractérisés par des vitesses de rotation supérieures à 10 000 tpm (généralement plusieurs dizaines de milliers de tours par minute).

### AVANTAGES TECHNIQUES

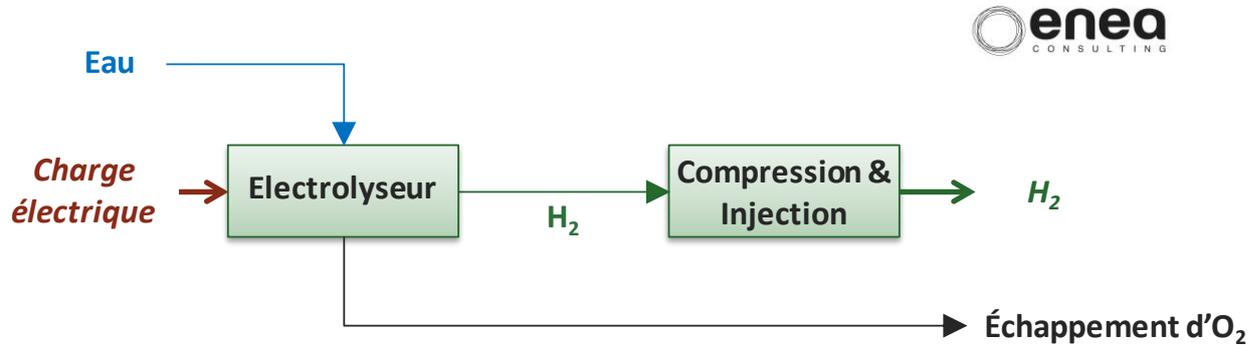
- Excellent temps de réponse
- Longue durée de vie
- Rendement élevé
- Connaissance de l'état de charge aisée
- Large plage de régimes réalisable (+ modularité)
- Peu de maintenance

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Conception complexe: paliers magnétiques, vide
- Peu d'énergie disponible
- Forte autodécharge due aux différentes pertes (mécaniques, magnétiques)
- Coût d'investissement élevé
- Potentiels problèmes de sécurité (masse tournante à haute vitesse)
- Bruit

### 5.1.7 Power to gas

#### Production d'hydrogène par électrolyse



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ou « Power to Hydrogen » est une technologie de stockage d'électricité par conversion : l'électricité à stocker est convertie en hydrogène, l'hydrogène produit est injecté directement dans le réseau gazier. Le réseau de gaz naturel ainsi que les sites de stockage associés constituent alors des moyens importants de stockage d'énergie. Du dioxygène est également produit lors de l'électrolyse et peut être valorisé.

Plusieurs technologies d'électrolyseurs peuvent être utilisées, les plus développées étant les technologies alcalines et PEM (Proton Exchange Membrane).

Les électrolyseurs alcalins utilisent une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) ou de potasse dont la concentration varie en fonction de la température de service. La potasse est préférée à la soude pour sa conductivité supérieure et pour un meilleur contrôle des éventuelles impuretés.

Les électrolyseurs PEM fonctionnent en milieu acide, avec un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons. Cette technologie présente les avantages suivants : absence d'électrolyte liquide, compacité, simplicité de design et de fonctionnement, limitation des problèmes de corrosion et performances supérieures à la technologie alcaline. En revanche, elle est moins mature et reste actuellement plus chère.

Pour les deux technologies d'électrolyseur, il est nécessaire que l'eau soit pure (absence de minéraux et d'ions). En règle générale la purification est effectuée par des résines échangeuses d'ions, directement incluses dans les systèmes commercialisés.

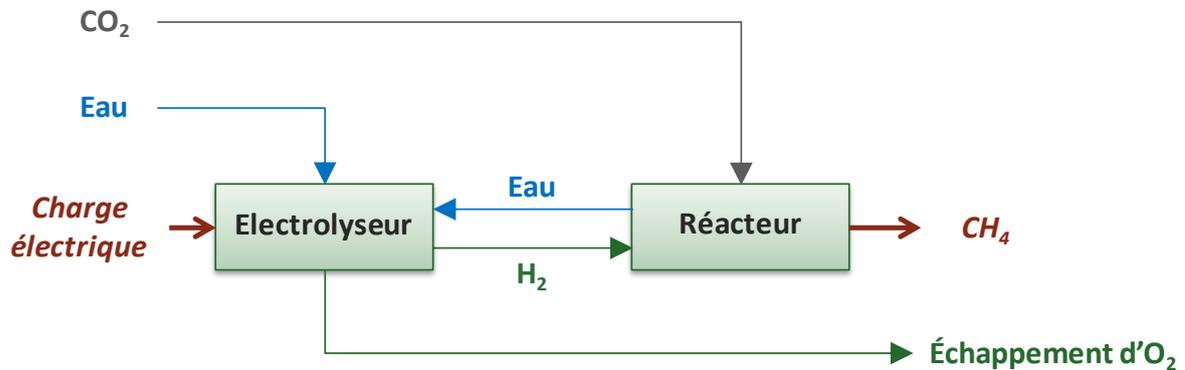
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Conversion directe d'électricité (pas de principe de charge / décharge) en un produit directement utilisable
- Couplage du réseau électrique avec le réseau de gaz possible
- Utilisation de la flexibilité du réseau gaz
- Technologies (électrolyse et injection de gaz sur le réseau) matures
- Conversion d'électricité en un gaz « vert »

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- |   |   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coûts d'investissement élevés</li> <li>▪ Limitation du volume d'hydrogène acceptable dans le réseau</li> <li>▪ Présence du réseau de gaz nécessaire</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sécurité et acceptation sociétale de l'hydrogène</li> <li>▪ Rendement limité</li> <li>▪ Déclarations ICPE</li> </ul> |
|---|---|

## Production de méthane par conversion catalytique du CO<sub>2</sub>



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La conversion catalytique directe du CO<sub>2</sub> vise à produire du méthane de synthèse à partir d'électricité. De l'eau et du dioxyde de carbone sont également des intrants nécessaires pour cette technologie. Le procédé est constitué de deux étapes principales : une production d'hydrogène par électrolyse, suivie d'une production de méthane de synthèse par hydrogénation catalytique du dioxyde de carbone.

Le procédé nécessitant du dioxyde de carbone, il peut être intéressant de coupler cette technologie avec des sites de captage de CO<sub>2</sub>. Du dioxygène est également produit lors de cette chaîne de conversion et peut être valorisé.

Le méthane produit est injecté dans le réseau de gaz naturel. Le réseau gazier ainsi que les sites de stockage de gaz naturel associés constituent alors un moyen de stockage important. Contrairement à l'hydrogène, le méthane de synthèse est un vecteur beaucoup moins contraignant en termes de maintien des spécifications du gaz dans le réseau (pouvoir calorifique notamment).

Plusieurs technologies d'électrolyseurs peuvent être utilisées, les plus répandues étant les technologies alcalines et PEM (Proton Exchange Membrane). Les catalyseurs permettant de réaliser cette réaction sont robustes et sont peu sensibles aux impuretés; de ce fait, les électrolyseurs alcalins, plus matures et moins chers peuvent être privilégiés.

### AVANTAGES TECHNIQUES

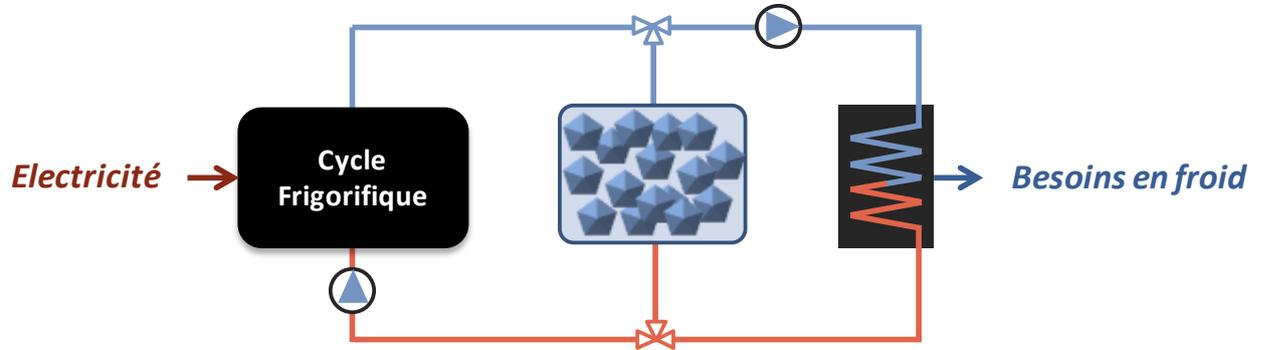
- Conversion directe d'électricité (pas de principe de charge / décharge) en un produit directement utilisable
- Réduction des pertes énergétiques comparativement à des solutions Power-to-Gas-to-Power (PAC H<sub>2</sub>)
- Couplage du réseau électrique avec le réseau de gaz et désengorgement du réseau de transport d'électricité
- Grande flexibilité sur le volume de méthane de synthèse injectable dans le réseau contrairement à l'hydrogène
- Technologies individuellement matures
- Utilisation de la flexibilité du réseau gazier et importante capacité de stockage associée
- Valorisation du CO<sub>2</sub>

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Coûts d'investissement élevés
- Plus faible rendement que certaines solutions de stockage d'électricité
- Plus faible rendement que la solution Power-to-Gas avec vecteur gaz hydrogène
- Gestion de la température du réacteur en fonction des intermittences
- Gestion des catalyseurs et risques associés lors de la décharge
- Changement des catalyseurs requis tous les 5-10 ans
- Nécessite une source de CO<sub>2</sub> capté et purifié

## 5.1.8 Stockage thermique latent

### Glace



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Lors de la charge, le froid est produit par un cycle frigorifique alimenté en électricité, et est transporté vers l'unité de stockage par un fluide caloporteur. Le fluide réfrigérant échange de la chaleur avec l'eau contenue dans le dispositif de stockage, qui va geler et donc stocker le froid sous forme de chaleur latente de solidification. La charge est complète lorsque la totalité de l'eau du stockage se retrouve sous forme de glace.

La configuration des échanges thermiques entre le fluide réfrigérant et l'eau peut différer selon les technologies. Dans certains dispositifs, le stockage est constitué d'un bac d'eau traversé par des tubes dans lesquels circule le fluide réfrigérant. Au cours des échanges de chaleur, la glace va donc se former progressivement autour des tubes. Dans d'autres technologies, l'eau peut être contenue dans des nodules immergés dans un volume traversé par le fluide réfrigérant. Dans ce cas, la glace est formée à l'intérieur des nodules. La durée de stockage est directement liée au volume d'eau stocké, donc au volume du bac d'eau ou au nombre de nodules stockés selon la technologie.

Lors de la phase de décharge, le fluide caloporteur réchauffé va baisser se refroidir, non plus grâce au cycle frigorifique alimenté en électricité, mais en échangeant de la chaleur avec la glace. La glace va donc progressivement fondre au cours de la décharge, satisfaisant les besoins en refroidissement du réseau (usuellement une production d'eau glacée entre 1 °C et 5 °C). La décharge est complète quand la totalité de la glace a fondu.

Selon la configuration du système, il est également possible de récupérer de l'énergie thermique sous forme de chaleur sensible après la fonte totale de la glace du moyen de stockage (par exemple de 0 °C à 5 °C). Cette utilisation implique néanmoins une température supérieure du fluide caloporteur.

Ce système de stockage peut être associé aussi bien à une unité isolée de production de froid (climatisation...) ou bien à un réseau de froid.

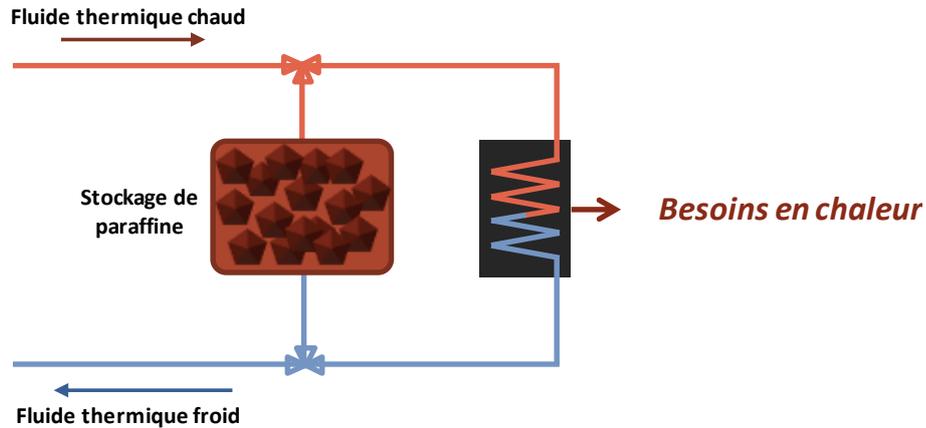
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Forte modularité en énergie
- Énergie spécifique importante par rapport au stockage sensible
- Technologie mature et éprouvée
- Rénovation globalement aisée sur des installations de production de froid
- Permet de diminuer la puissance du groupe froid

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Impossible de stocker à des températures inférieures à 0 °C

## Paraffine



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur latente basée sur l'utilisation de paraffine comme Matériau à Changement de Phase (MCP). Lors de la charge, l'énergie thermique est stockée durant la fusion de la paraffine. L'énergie thermique est ensuite récupérée durant la solidification de la paraffine lors de la décharge.

Selon la composition de la paraffine, la température de fusion peut prendre une valeur comprise entre  $-20\text{ °C}$  et  $90\text{ °C}$ . Une partie de l'énergie peut également être stockée sous forme de chaleur sensible si la température s'écarte du point de fusion lors de la charge ou la décharge.

Plusieurs configurations existent pour le stockage thermique mettant en jeu de la paraffine. La paraffine est généralement encapsulée dans un volume (capsules, tubes, plaques...) autour duquel circule le fluide caloporteur (par exemple l'eau chaude du réseau de chaleur).

Une des principales contraintes de la paraffine est sa faible conductivité thermique, limitant les vitesses de charge et de décharge et imposant de grandes surfaces d'échange. Plusieurs études sont actuellement en cours afin d'améliorer le transfert thermique du stockage. On peut citer par exemple l'association de la paraffine avec d'autres matériaux (le graphite expansé par exemple) pour augmenter la conductivité thermique du système de stockage.

### AVANTAGES TECHNIQUES

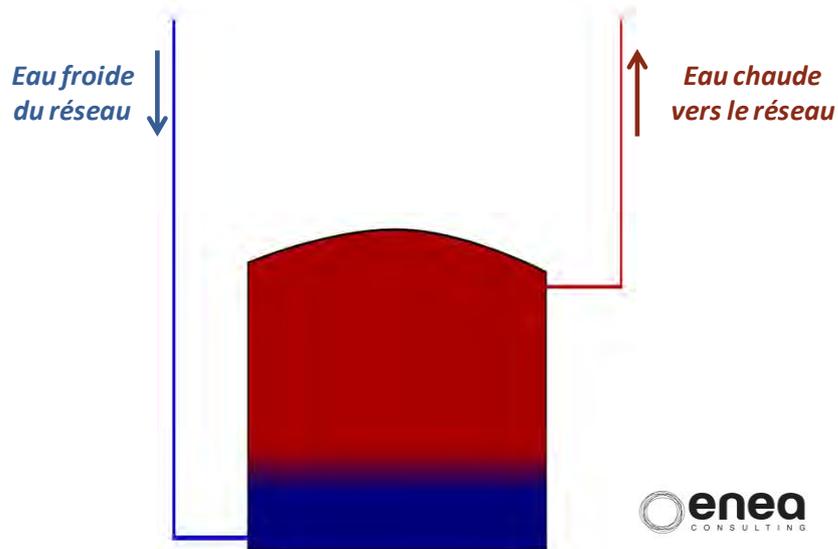
- Large plage de températures de fusion possibles, et davantage de points de fusion possibles sur cette plage comparée aux MCP inorganiques
- Non toxique
- Densité énergétique relativement élevée
- Chimiquement stable

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible conductivité thermique
- Température de fusion limitée à  $90\text{ °C}$
- Inflammable
- Température de fusion non variable une fois le MCP sélectionné
- Coûts relativement importants comparé au stockage d'eau chaude par exemple

### 5.1.9 Stockage thermique sensible

#### Stockage d'eau chaude à pression atmosphérique



#### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau chaude du réseau de chaleur est directement stockée dans un réservoir isolé thermiquement. Ce réservoir est généralement localisé près d'un centre de production d'eau chaude. Il peut être soit de surface, soit enterré pour les plus grosses capacités. Les matériaux de construction peuvent également varier en fonction des capacités et des localisations (béton, acier, fibre de glace...)

A l'intérieur du réservoir, l'eau est généralement stockée de manière stratifiée grâce à des éléments internes qui permettent d'uniformiser la vitesse de l'eau et ne de pas mélanger l'eau chaude et l'eau froide. Lors de la décharge, l'eau chaude soutirée du réservoir est remplacée par l'eau froide de retour du réseau, injectée en bas du réservoir. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'eau à une température relativement constante.

En plus du réservoir proprement dit, des auxiliaires (pompes de charge et de décharge, échangeurs...) peuvent être également nécessaires.

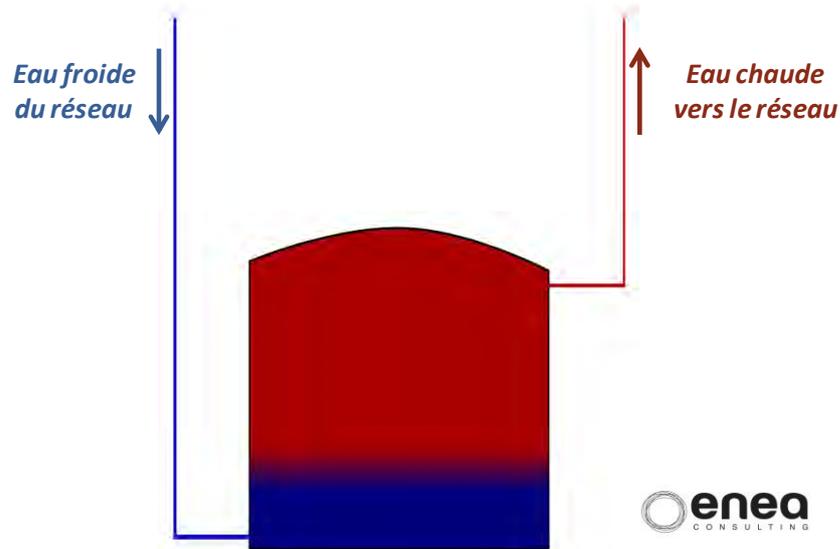
#### AVANTAGES TECHNIQUES

- Simplicité de conception (équivalent à un ballon d'eau chaude)
- Faible maintenance
- Technologie mature
- Faibles coûts

#### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible densité énergétique
- Température de stockage limitée à 100 °C
- Besoin d'avantage d'équipements auxiliaires (pompes notamment) pour s'adapter à la pression du réseau par rapport à une solution pressurisée
- Température livrée potentiellement non constante en cas de mauvaise stratification, ou d'échange de chaleur trop importants entre les strates

## Stockage d'eau chaude pressurisée



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau chaude du réseau de chaleur est stockée dans un réservoir « pressurisé », c'est-à-dire à une pression supérieure à la pression atmosphérique. Le caractère pressurisé du réservoir permet de stocker l'eau à des températures supérieures à 100 °C (on parle alors d'« eau surchauffée »).

Le stockage d'eau chaude pressurisé présente plusieurs avantages comparé au stockage d'eau chaude à pression atmosphérique. Tout d'abord, il permet d'augmenter la température, donc la densité énergétique, du moyen de stockage. Par ailleurs, en calibrant la pression du réservoir de façon adéquate par rapport à celle du réseau, ce moyen de stockage de chaleur permet de s'affranchir des équipements généralement requis pour la gestion de la pression (pompes notamment). Enfin, le stockage d'eau chaude pressurisée peut convenir à tout réseau de chaleur dont la température opératoire est inférieure à la température du réservoir de stockage : il suffit de mélanger l'eau de stockage à de l'eau tiède pour les réseaux basse température soit de stocker directement l'eau à la température du réseau (avec toutefois dans ce cas une diminution de la densité énergétique).

A l'intérieur du réservoir, l'eau est généralement stockée de manière stratifiée grâce à des éléments internes qui permettent d'uniformiser la vitesse de l'eau et ne de pas mélanger l'eau chaude et l'eau froide. Lors de la décharge, l'eau chaude soutirée du réservoir est remplacée par l'eau froide de retour du réseau, injectée en bas du réservoir. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'eau à une température relativement constante.

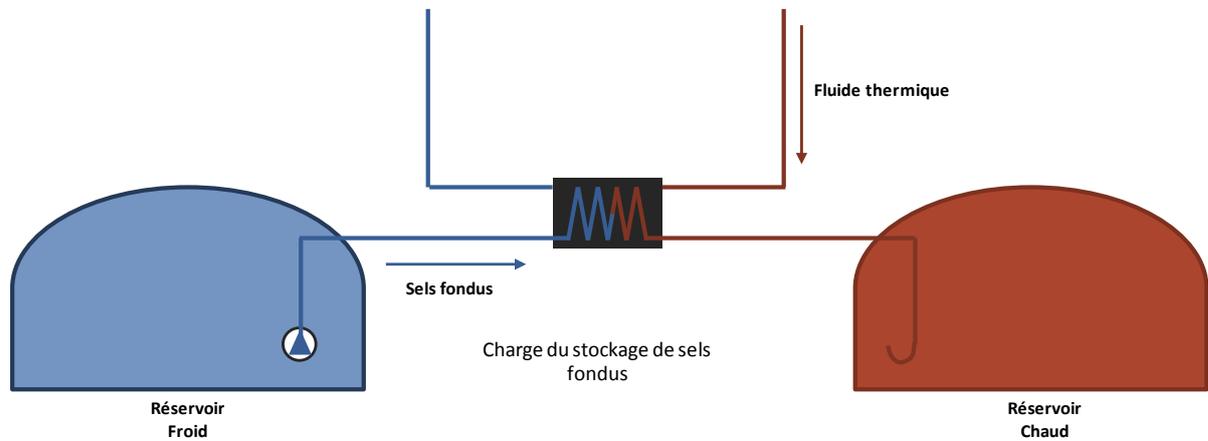
### AVANTAGES TECHNIQUES

- Potentiellement plus forte densité de stockage que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique
- De ce fait, coûts (€/MWh) moins élevés que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique
- Simplicité de conception
- Faible maintenance
- Technologie mature
- Faibles coûts

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Coûts au m<sup>3</sup> de la cuve plus élevés que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique
- Température livrée potentiellement non constante en cas de mauvaise stratification, ou d'échange de chaleur trop importants entre les strates
- Risques opératoires liées à l'utilisation d'eau surchauffée

## Sels fondus



### DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'énergie thermique est stockée dans des sels fondus à haute température (au-dessus de 290 °C) contenus dans un réservoir isolé thermiquement. La composition des sels fondus peut varier selon les systèmes, et consiste généralement en un mélange de nitrate de sodium et de nitrate de potassium.

La configuration la plus répandue met en jeu deux réservoirs : un réservoir « froid » à environ 290 °C et un réservoir « chaud » à plus de 380 °C. Lors de la charge, les sels fondus sont soutirés du réservoir froid et chauffés par un fluide thermique (généralement de l'huile thermique ou de la vapeur d'eau) par le biais d'un échangeur de chaleur, pour être ensuite stockés dans le réservoir chaud. Le processus est inversé lors de la décharge : les sels fondus restituent alors au fluide thermique la chaleur stockée via un échangeur de chaleur.

Compte tenu des températures mises en jeu, ce type de stockage de chaleur est aujourd'hui principalement utilisé dans les centrales solaires à concentration. Il existe également un potentiel pour les applications industrielles.

### AVANTAGES TECHNIQUES

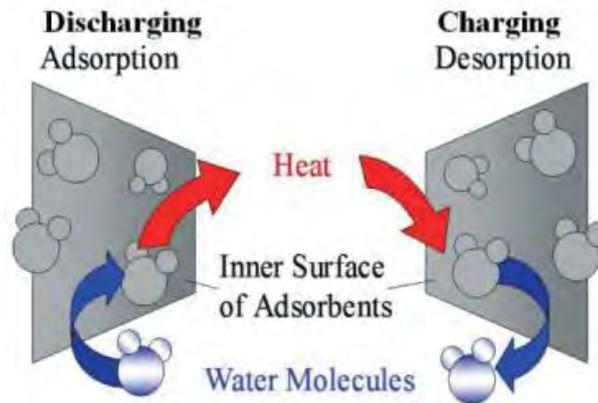
- Non toxique
- Densité énergétique
- Faibles coûts
- Chimiquement stable
- Fluide idéal pour l'échange de chaleur avec un échangeur de chaleur relativement simple
- Faible corrosion pour de l'acier en dessous de 350 °C et pour de l'acier inoxydable en dessous de 600 °C
- Bonne capacité d'adaptation aux sites vapeur ou hautes températures (industriels notamment)

### INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Température de solidification de ~230 °C
- Niveau de température non adapté aux réseaux de chaleur
- Besoin d'auxiliaires de préchauffage pour le démarrage (généralement par le biais d'une résistance électrique)
- Besoin de traçage électrique des équipements au contact avec les sels
- Possible formation de nitrite (fortement corrosive) au-dessus de 600 °C

## 5.1.10 Stockage thermique thermochimique

## Stockage thermochimique de chaleur par Alumino-phosphate



Source IRENA

## DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Cette technologie de stockage thermochimique est basée sur le phénomène d'adsorption/désorption de vapeur d'eau par des molécules poreuses d'aluminophosphates (APO) agencées spatialement de manière bien définie. La charge repose sur la désorption de l'eau (sous forme de vapeur) initiée par de la chaleur (séchage des APO). A l'inverse, lors de la décharge de l'eau est adsorbée par les APO tout en produisant de la chaleur.

Le stockage d'énergie thermique est dit thermochimique dans le sens où les réactions d'adsorption/désorption sont à l'origine de l'émission/captage de chaleur. L'intérêt principal de la technologie réside dans ses caractéristiques hybrides, entre zéolithes et matériaux poreux.

Les applications envisagées concernent principalement du stockage inter-saisonnier et le séchage de gaz pour des industriels.

## AVANTAGES TECHNIQUES

- Stockage à température ambiante : autodécharge nulle sur de très longues périodes
- Forte densité de stockage en eau et en chaleur
- Couplage possible avec des applications de déshydratation de gaz
- Transport de la chaleur stockée envisageable
- Temps de désorption relativement court: 2 heures à 140°C (10 heures à 250 – 300°C pour les zéolithes)

## INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Coûts élevés comparés aux zéolithes
- Difficulté de production : besoin d'agent directeur de structure organique (production *a priori* plus coûteuse que pour les zéolithes)
- Technologie non mature
- Température de restitution décalée de plusieurs degrés par rapport à la température de charge

## 5.2 Synthèse comparative des technologies

### 5.2.1 Stockage d'électricité

Les paragraphes de cette section fournissent des comparaisons des différentes technologies de stockage d'électricité sur un certain nombre de paramètres technico-économiques

#### 5.2.1.1 Dimensionnement et performances techniques

La capacité et l'efficacité d'une technologie de stockage d'électricité à fournir un service donné vont tout d'abord dépendre de ses performances techniques, à savoir notamment :

- Le temps de décharge possible, correspondant au ratio énergie/puissance
- La durée de vie du système ou le nombre de cycles admissibles
- Le temps de réaction
- L'efficacité globale du cycle de stockage d'électricité d'électricité (charge / décharge)
- La gamme de puissance et la capacité énergétique disponible, qui vont également avoir un impact sur le positionnement possible de cette technologie sur la chaîne transport – distribution – consommateur et donc sur la pertinence de cette technologie pour un opérateur ou un autre.

En première approche, les systèmes de stockage d'électricité sont souvent cartographiés selon leur dimensionnement en puissance et leur temps de décharge typiques. Ces deux paramètres permettent de comparer les technologies de manière relativement pertinente, en faisant un lien direct avec les principales caractéristiques des applications correspondantes. Pour déplacer de grandes quantités d'énergie sur une période de plusieurs heures, il sera en effet nécessaire de faire appel à des moyens de stockage d'électricité massifs, comme les STEP ou les CAES par exemple. Pour faire de la régulation rapide sur le réseau, on privilégiera les systèmes dimensionnés en puissance comme les volants d'inertie ou les super-condensateurs. La Figure 104 illustre le positionnement des technologies étudiées selon ces deux axes.

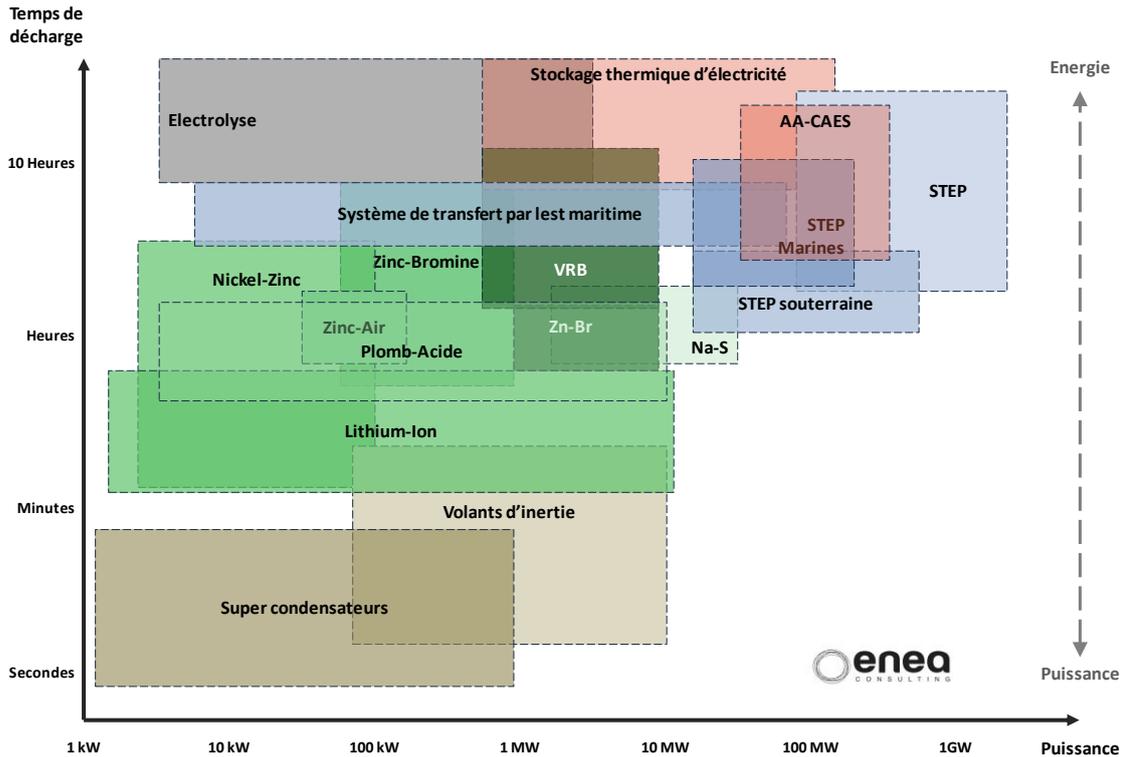


Figure 104 - Positionnement des technologies de stockage d'électricité selon leur temps de décharge et gamme de puissance « typiques »

### 5.2.1.2 Niveaux de maturité

Bien que la gamme de solutions technologiques soit vaste, seule la filière STEP a atteint une véritable maturité marché à ce jour. Les STEP représentent plus de 99% de la puissance de stockage d'électricité connecté au réseau installée dans le monde (cf. Figure 105).

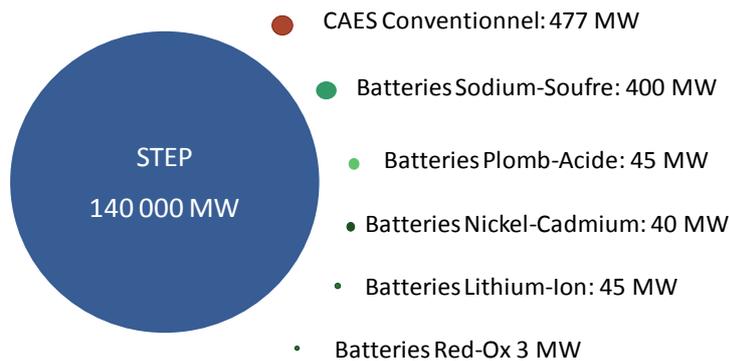


Figure 105 - Puissance installée en moyens de stockage d'électricité connecté au réseau, dans le monde [17]

Malgré un développement commercial encore restreint, plusieurs filières ont atteint un niveau de maturité technologique relativement avancé. C'est le cas de certaines technologies de batteries, proposées sous forme de systèmes clé en mains par plusieurs fournisseurs (le français SAFT pour les batteries Lithium-ion, le japonais NGK pour les batteries Sodium-Soufre ou encore l'autrichien Cellstrom pour les batteries à circulation VRB).

Dans l'attente de rencontrer un marché de masse, ces technologies trouvent des premières opportunités sur des territoires d'ores et déjà sensibles vis-à-vis de l'équilibre offre/demande, ou ayant mis en place des politiques incitatives :

- Des territoires insulaires, comme le Japon, l' le d'Hawaii ou les ZNI françaises.
- Des territoires possédant des réseaux vieillissants et mal interconnectés (Etat de New York aux Etats-Unis par exemple)
- Des territoires possédant des sites de production d'énergies renouvelables intermittentes particulièrement éloignés des sites de forte demande (Allemagne par exemple)
- Des territoires ayant mis en place un contexte r glementaire favorable (Etat de Californie aux Etats-Unis par exemple)

Les technologies encore au stade de recherche et développement se multiplient, portées notamment par des acteurs entrants (start-up, spin-off de laboratoires de recherche), preuve du dynamisme de la filiere. Les développeurs de technologies tablent sur des systèmes plus performants (meilleure efficacité, durée de vie étendue, etc.) et des perspectives de réduction des coûts.

La Figure 106 synthétise les différents niveaux de maturité technologique de chaque solution, depuis le statut de projet conceptuel en recherche et développement jusqu'au stade de commercialisation. Le positionnement des technologies sur l'échelle énergie / puissance est également rappelé.

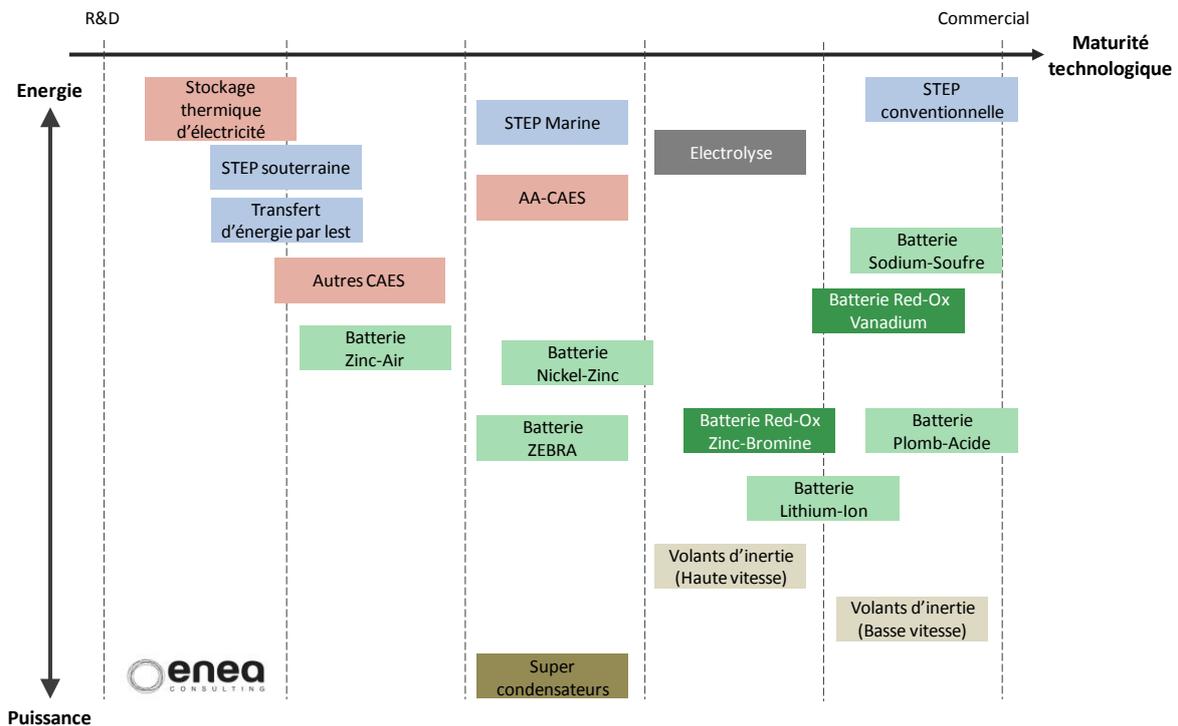


Figure 106 - Niveau de maturité technologique des moyens de stockage d'électricité

### 5.2.1.3 Coûts des solutions technologiques

La comparaison économique des technologies de stockage d'énergies est un exercice délicat. Pour beaucoup de filières en effet, il existe peu de retours d'expérience permettant d'évaluer finement les différents coûts existents, notamment les coûts d'opération. Plus généralement, la forte diversité des applications et des caractéristiques techniques rend la comparaison des seuls coûts d'investissement souvent inadaptée.

Une première approche consiste à comparer les différents systèmes selon leurs coûts d'investissement en énergie (CAPEX en €/kWh<sub>cap</sub>) et en puissance (CAPEX en €/kW)<sup>67</sup>. La Figure 107 propose une cartographie des technologies de stockage d'énergies selon ces deux critères.

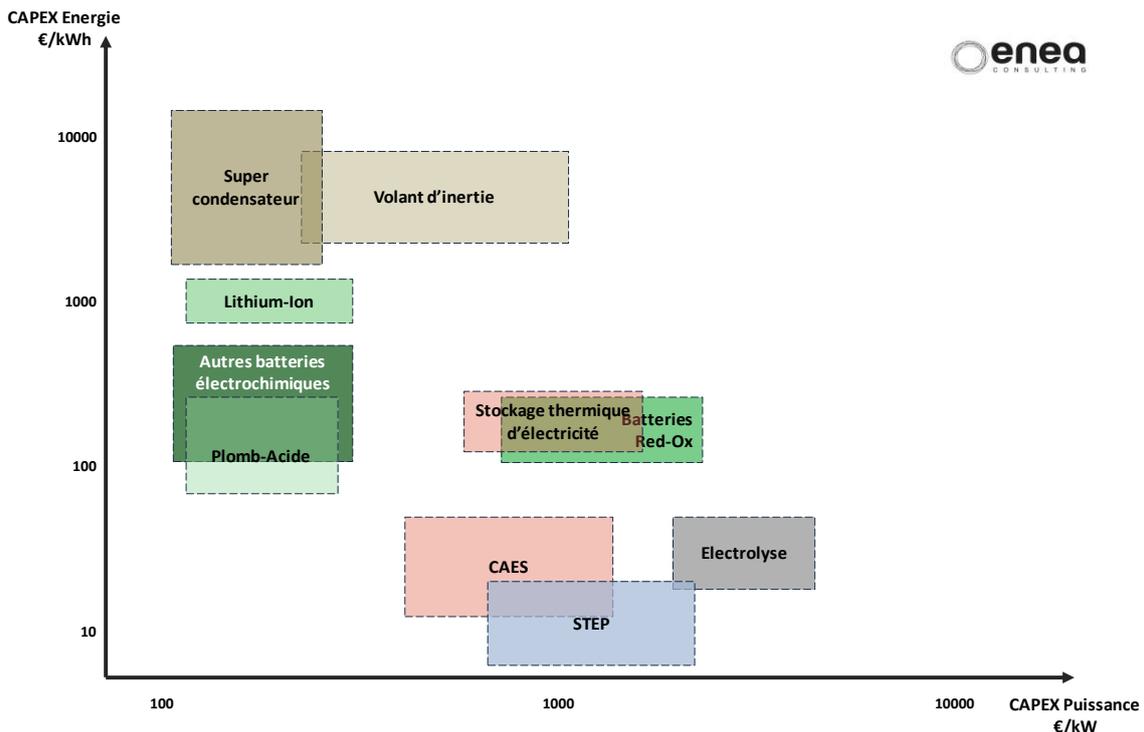


Figure 107 - Positionnement des technologies de stockage d'énergies selon leur CAPEX en énergie et en puissance

Pour une analyse plus fine des coûts, il est plus pertinent d'évaluer le coût du MWh délivré sur toute la durée de vie du système de stockage d'énergies, tel qu'illustré sur la Figure 108.

La méthodologie du « Levelized Cost Of Storage » (LCOS) a été privilégiée pour l'évaluation de ces coûts (cf. paragraphe 6.2.1.4). Le LCOS a été calculé pour

- Un dimensionnement typique,
- Un cyclage annuel représentatif du segment France pour le rendement de chacun des systèmes considérés (scenario NMX pour le cas médian, et scenarios MDN et ADM pour les cas extrêmes) sauf pour les volants d'inertie et supercondensateurs pour lesquels un cyclage annuel représentatif des cyclages habituellement observés pour ce type de système a été

<sup>67</sup> Le CAPEX total s'exprimant alors comme la somme des parts énergie et puissance calculées selon la durée de décharge considérée

supposé (5000 cycles par an pour le cas médian, 8000 et 2000 cycles pour les cas extrêmes<sup>68</sup>),

- Une plage de coûts en puissance et en énergie (CAPEX et OPEX, dont CAPEX de remplacement)
- Une durée de vie (calendaire ou cycles) et une profondeur de décharge spécifiques à chacune des technologies
- Un taux d'actualisation de 5,25%.

**Ces LCOS s'entendent par MWh délivré, hors coût de l'électricité achetée.** Ils sont donc représentatifs du surcoût du stockage d'électricité, mais sans prise en compte de l'effet du rendement sur les coûts d'opération (achat d'électricité non restituée).

Il est important de noter que les données technico-économiques utilisées pour calculer les LCOS présentés Figure 108 présentent des degrés d'incertitude en lien avec la maturité de la technologie considérée. En particulier, les données relatives aux technologies sans retour d'expérience à l'échelle industrielle sont des estimations court terme des performances attendues.

De plus, si les LCOS de l'ensemble des technologies sont présentés sur la même Figure 108, les technologies ne répondent pas toutes au même usage : deux scénarios d'usage sont d'ailleurs utilisés pour calculer les LCOS selon la technologie (voir plus haut). Le LCOS des volants d'inertie et des supercondensateurs ne sont donc pas directement comparables à ceux des autres technologies.

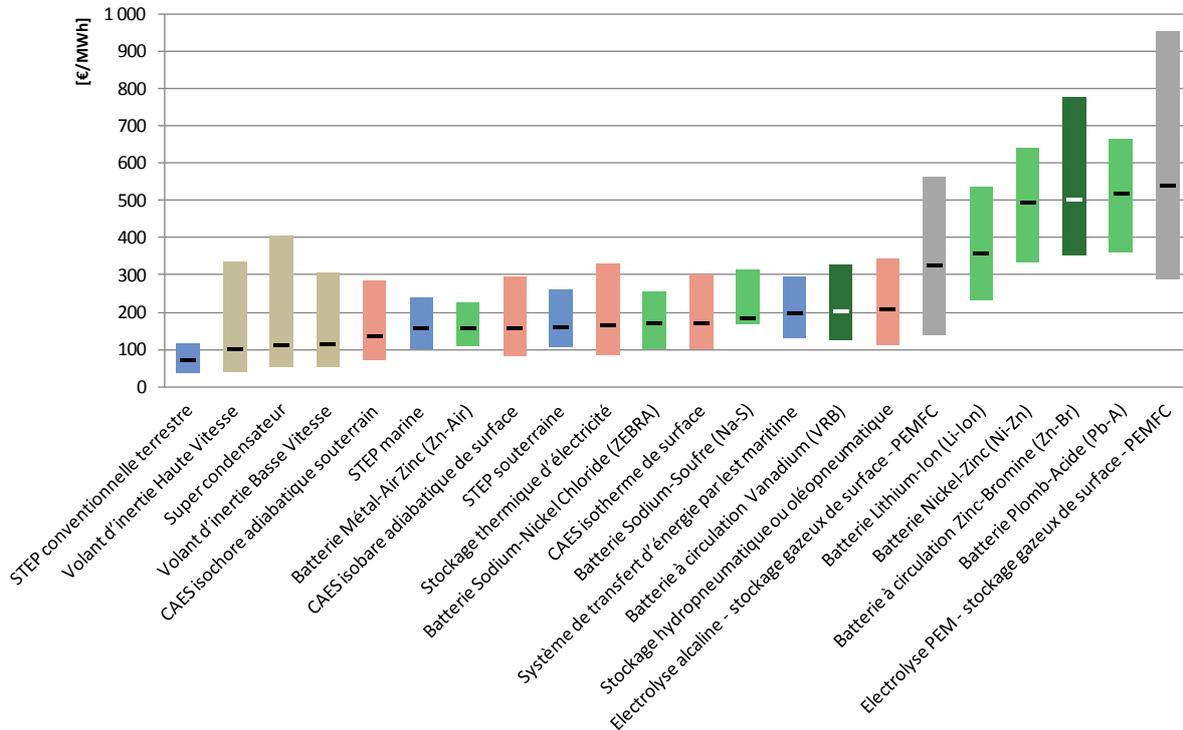


Figure 108 - Comparaison des LCOS (€/MWh délivré) pour les principales technologies de stockage d'électricité en 2013

<sup>68</sup> Entre 4000 et 6000 cycles complets par an pour les volants d'inertie de Beacon Power opérant à Stephentown

L'étude se plaçant dans un contexte 2030, les caractéristiques technico-économiques des technologies considérées ont été projetées à cet horizon. Les Figure 109 et Figure 110 présentent les gammes de LCOS retenues à horizon 2030, ainsi que l'évolution de ces coûts entre 2013 et 2030.

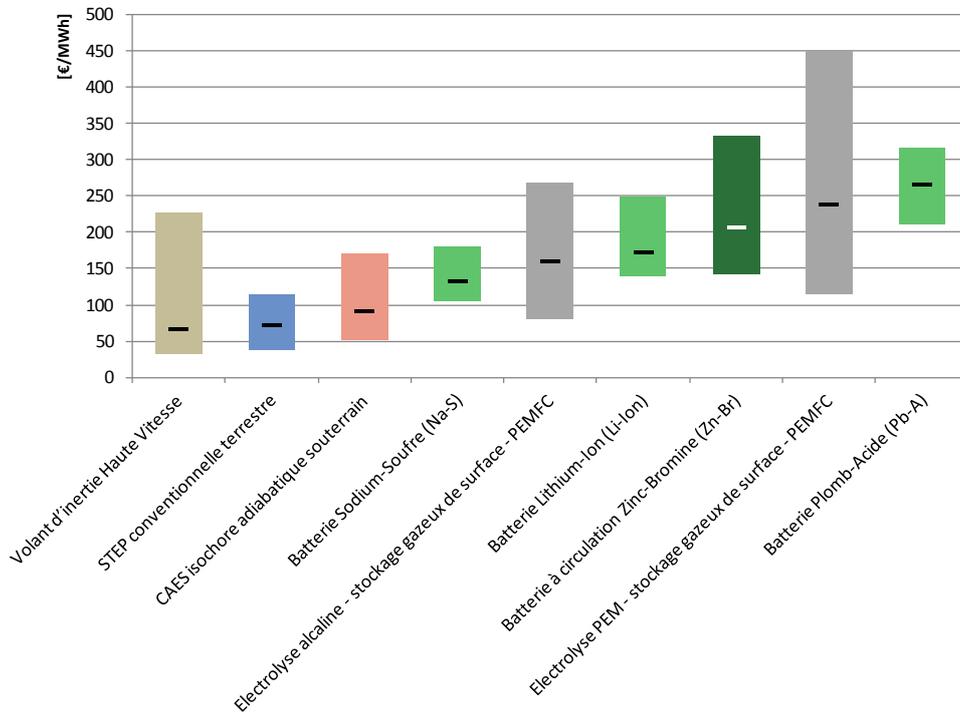


Figure 109 - Comparaison des LCOS (€/MWh délivré) pour les principales technologies de stockage d'électricité en 2030

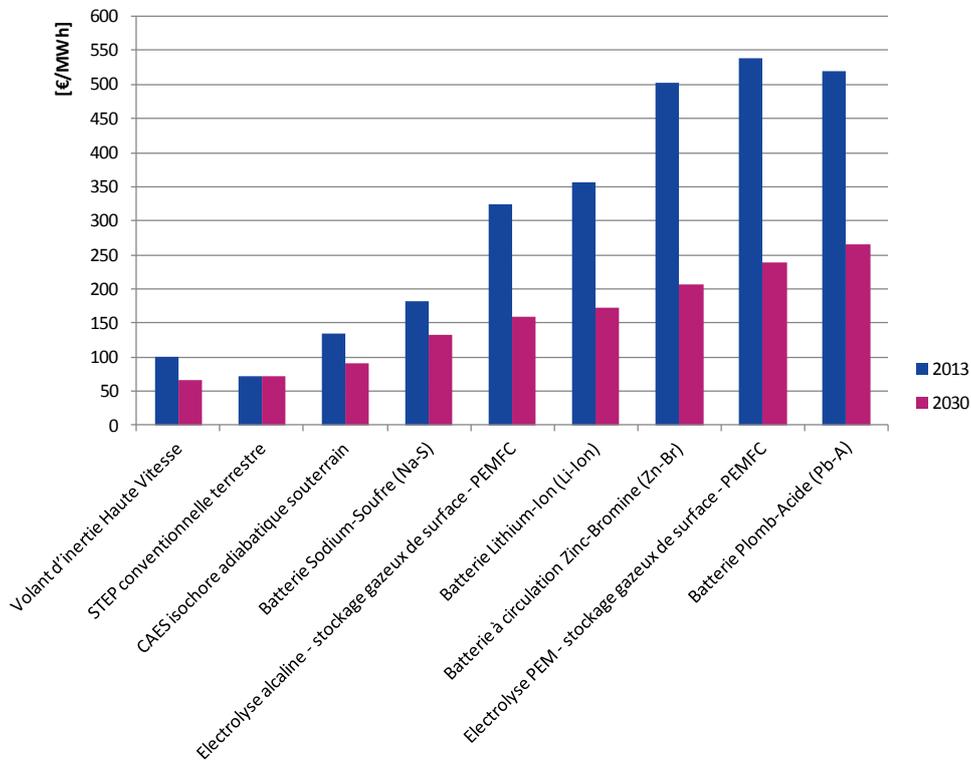


Figure 110 – Évolution modélisée des LCOS entre 2013 et 2030 pour les principales technologies de stockage d'électricité

## 5.2.2 Power To Gas

### 5.2.2.1 Dimensionnement et performances techniques

Contrairement au stockage d'électricité, le « Power To Gas » regroupe les filières technologiques permettant de transformer l'énergie électrique en un vecteur énergétique gazeux sans étape de stockage à proprement parler. On considère dans cette étude la génération d'hydrogène ou de méthane, les deux gaz pouvant être injectés dans les réseaux de gaz naturels ou utilisés localement par exemple pour des usages mobilité. Le Power To Gas permet donc de coupler le réseau électrique et le réseau gazier, ce dernier constituant dans ce cas un moyen de stockage tampon avant l'utilisation finale de l'énergie.

Il convient de noter que dans le cas particulier de technologies « Power to Hydrogen » (production d'hydrogène), le potentiel de développement des systèmes Power To Gas peut être limitée par la quantité maximale d'H<sub>2</sub> admissible par le réseau gazier existant.

### 5.2.2.2 Niveaux de maturité

Les développements les plus aboutis de Power To Gas sont pour l'instant au stade de pilote et de démonstration. L'Allemagne est particulièrement en pointe, avec plusieurs projets d'injection d'Hydrogène et plus récemment le développement de pilotes de méthanation. Plusieurs acteurs français se sont également positionnés ces dernières années, en particulier GDF Suez et ses filiales, Areva, Air Liquide et Solvay.

La plupart des briques technologiques nécessaires pour les différentes filières sont considérées comme matures pour d'autres applications. Pour la production d'hydrogène, l'électrolyse de l'eau est utilisée industriellement depuis des décennies même si la voie de production industrielle très largement majoritaire reste le reformage de méthane. De même, la conversion d'hydrogène en méthane de synthèse est déjà utilisée, dans l'industrie chimique par exemple pour valoriser la production d'hydrogène fatal dans les procédés du site.

Aujourd'hui, les principaux enjeux de maturité sont des enjeux d'échelles, de flexibilité (changement de conditions opératoires dû à un fonctionnement en discontinu par exemple) et de coûts.

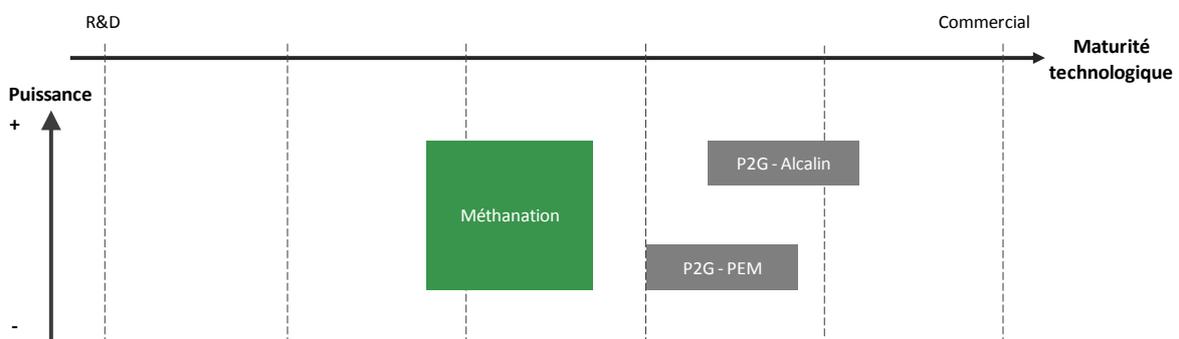


Figure 111 - Niveau de maturité technologique des systèmes Power To Gas

### 5.2.2.3 Coûts des solutions technologiques

La Figure 112 compare les CAPEX des trois technologies de Power To Gas considérées, en 2013 et 2030. Les CAPEX sont ramenés à la puissance électrique consommée par les installations.

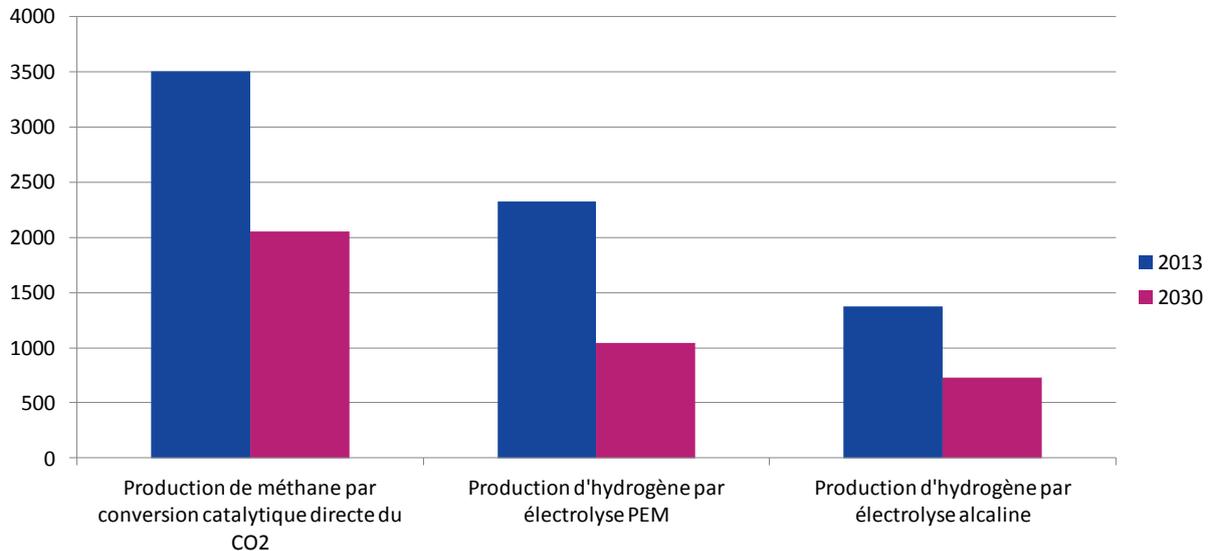


Figure 112- Comparaison des coûts des CAPEX (€/kWe) des solutions de Power To Gas en 2013 et 2030

## 5.2.3 Stockage thermique

### 5.2.3.1 Dimensionnement et performances techniques

Les technologies de stockage thermiques ont généralement des caractéristiques techniques très variées, les rendant individuellement pertinentes sur des segments d'applications souvent disjoints. A titre d'illustration, le niveau de température d'une technologie de stockage dicte souvent ses applications possibles. Les sels fondus par exemple sont caractérisés par des températures d'opération de plusieurs centaines de degrés Celsius. Ils sont ainsi appropriés pour un couplage avec des centrales solaires à concentration ou tout autre procédé vapeur. En revanche, leur niveau de température est difficilement compatible avec les besoins des réseaux de chaleur. De même, les caractéristiques en température et en pression des réseaux de chaleur font du stockage d'eau chaude la solution la plus utilisée.

### 5.2.3.2 Niveaux de maturité

Aujourd'hui les solutions de stockage thermique les plus matures sont le stockage d'eau chaude atmosphérique et sous pression, ainsi que le stockage de glace. Les sels fondus sont également de plus en plus utilisés, principalement pour des applications de solaire à concentration, du fait de leurs propriétés thermodynamiques et notamment des niveaux de température mis en jeu.

D'autres matériaux affichant des densités énergétiques intéressantes sont également à l'étude. C'est le cas des matériaux à changement de phase comme la paraffine, aujourd'hui principalement utilisés pour des applications de niche (textile...) ou des systèmes de stockage thermo-chimique.

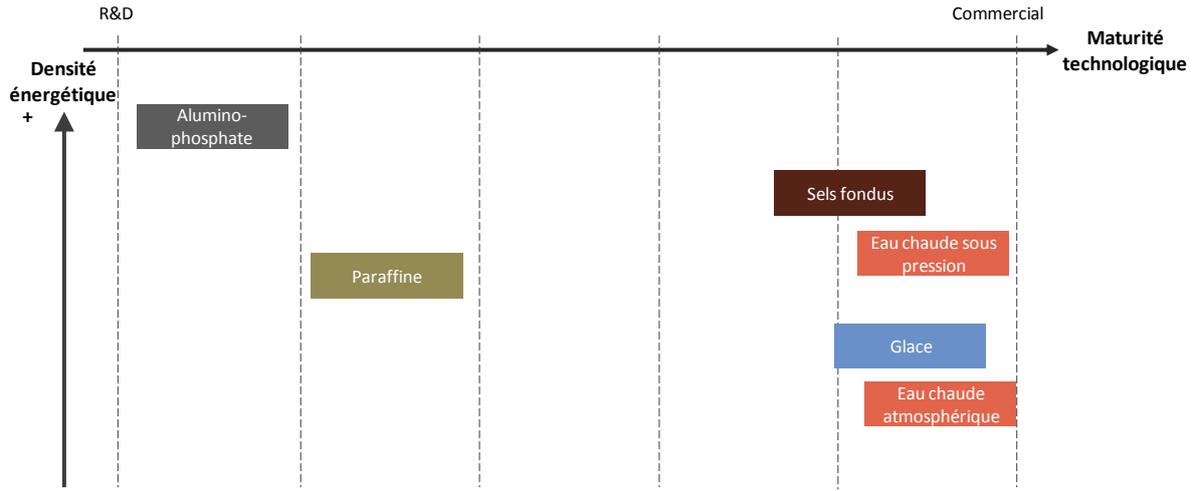


Figure 113 - Niveau de maturité technologique des moyens de stockage thermique

### 5.2.3.3 Coûts des solutions technologiques

Le poste de coût le plus dimensionnant pour les technologies de stockage thermique est le coût en énergie du système de stockage d'énergie thermique :

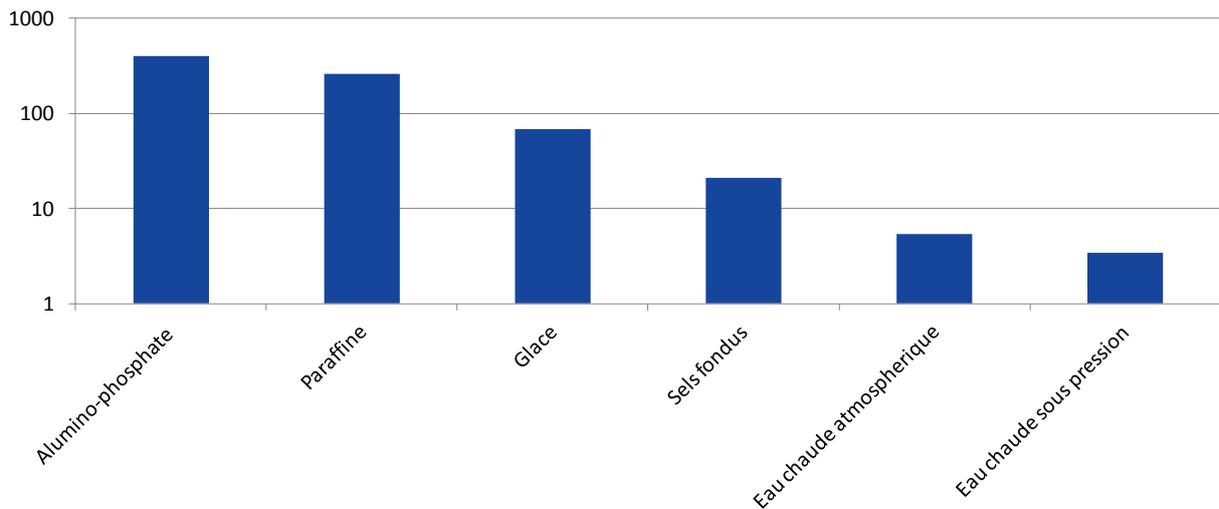


Figure 114 - Comparaison de la part énergie des CAPEX (€/kWh<sub>CAP</sub>) des solutions de stockage thermique en 2013. Pour les stockages d'eau chaude, les valeurs affichées sont valables pour des volumes conséquents (de l'ordre de 1000 m<sup>3</sup>)

Le coût des stockages d'eau chaude atmosphérique et sous pression permet d'expliquer la pénétration significative de ce type de stockage sur les réseaux de chaleurs. A l'opposé, les coûts actuels des systèmes à base d'aluminophosphates ou de paraffine sont pour l'instant prohibitifs pour des applications au stockage stationnaire, en comparaison des solutions usuelles (stockage de glace pour la climatisation, ou stockage d'eau chaude pour le chauffage).

Pour le cas particulier de l'aluminophosphate, son développement est encore au stade de laboratoire, les coûts affichés sont en conséquence peu représentatifs de coûts éventuels à l'échelle industrielle.

## 6 Études de cas : modèles d'affaires et potentiels de déploiement

### 6.1 Introduction

Les différentes études de cas présentées dans cette partie font le lien entre la valeur du stockage d'énergies telle que calculée sur chacun des segments d'une part, les coûts des projets et en particulier le coût des technologies d'autre part. L'analyse de ces études de cas vise ainsi à identifier les usages les plus intéressants du stockage d'énergies en France à horizon 2030.

Pour chacun des cas étudiés, le contexte ainsi que les services captés sont explicités. Une décomposition des coûts sur la durée de vie est proposée, puis la rentabilité des projets est analysée. Enfin, le potentiel de déploiement ainsi que les coûts cibles des technologies sont calculés.

### 6.2 Précisions méthodologiques

#### 6.2.1 Coûts des projets

Malgré la prédominance des coûts d'investissement dans les business cases de stockage d'énergies, de nombreux autres postes de coûts, regroupés en 3 groupes que sont la fiscalité (uniquement pour les entreprises), l'utilisation du réseau et les coûts d'exploitation, sont à prendre en compte afin de permettre une modélisation économique complète de ces dispositifs.

##### 6.2.1.1 La fiscalité des moyens de stockage d'énergies

Les entreprises opérant des dispositifs de stockage d'énergies, au même titre que toute activité économique, sont soumises à quatre catégories de taxe :

- La taxe foncière
- La CET (Contribution Economique Territoriale), créée à la suite de la suppression de la taxe professionnelle
- L'IFER (Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux)
- La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité)

##### 6.2.1.1.1 Taxe foncière

Le calcul de la taxe foncière repose sur la valeur locative cadastrale d'un bien (bâtiment ou terrain). Elle correspond à un loyer annuel théorique que le propriétaire pourrait tirer du bien s'il était loué. Dans ces modélisations, la méthode de la valeur comptable appliquée à la partie construction des dispositifs de stockage d'énergies est utilisée pour la calculer. La taxe foncière sur le non bâti n'a en revanche pas été prise en compte dans cette étude.

Les hypothèses retenues conduisent à des coûts proches de ceux retenus dans d'autres modèles financiers de dispositifs de stockage d'énergies (par exemple celui réalisé par l'UFE [18]).

#### 6.2.1.1.2 CET (Contribution Économique Territoriale)

La CET correspond à la taxe venant se substituer à la taxe professionnelle. Elle se décompose en deux parties [19]:

- La CFE (Cotisation Foncière des Entreprises) : assise sur les valeurs locatives des biens passibles d'une taxe foncière, taux de la cotisation déterminé par les communes
- La CVAE (Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises) : assise sur la valeur ajoutée, taux de la cotisation croissant en fonction du CA de l'entreprise

Elle est aujourd'hui plafonnée à 3% de la valeur ajoutée, valeur qui est le plus souvent atteinte pour les dispositifs de stockage étant donné leur structure de coûts.

#### 6.2.1.1.3 IFER (Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux)

Afin de limiter les coûts de la réforme de la taxe professionnelle pour les finances publiques, le Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi a décidé d'imposer les secteurs qui « *auraient bénéficié très fortement de la suppression de la taxe professionnelle alors même que leur activité n'est pas la plus vulnérable au risque de délocalisation* » [19]. Cet impôt, appelé IFER (Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux), concerne certains redevables exerçant leur activité dans le secteur de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications.

Selon l'article 1519 F du code général des impôts, l'IFER concerne aussi les centrales de production d'énergie électrique d'origine hydraulique. Le tarif 2011 est de 2,913 €/kW installé [20]. Selon le barème actuel, seules les STEP et les dispositifs de CAES non adiabatiques seraient soumises à l'IFER. La liste des autres dispositifs de production énergétique soumis (éolien et hydrolien, nucléaire ou thermique à flamme, photovoltaïque ou hydraulique) n'inclut pas en effet de stockage d'électricité électrochimique, gravitaire ou autre.

Une hypothèse d'imposition de toutes les technologies à l'IFER est toutefois retenue pour les entreprises opérant un dispositif de stockage d'électricité.

#### 6.2.1.1.4 CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité)

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est un prélèvement de nature fiscale sur les consommateurs d'électricité, destiné à dédommager les opérateurs des surcoûts engendrés par les obligations qui leur sont imposées par la loi sur le service public de l'électricité. L'évolution de son taux dépendra notamment de la pénétration des énergies renouvelables, et serait donc différente selon le scénario de mix énergétique (MDN, NMX ou ADM).

Toutefois, l'évaluation du taux de la CSPE sortant du cadre de cette étude, le taux en vigueur au moment de l'étude (13,5 €/MWh) ainsi que le plafond annuel (569 k€/an) a été retenu ici. Une analyse de sensibilité est réalisée afin d'évaluer les conséquences d'une absence ou d'une plus forte CSPE dans les business plans.

#### 6.2.1.2 Tarif d'utilisation du réseau

Les valeurs retenues reposent sur le TURPE 4 en HTB et le TURPE 3 (Août – Décembre 2013) en HTA et en BT, compte tenu des données disponibles lors de la modélisation. Elles prennent notamment en compte l'horosaisonnalité du sous tirage pour les plages HTB 2 et 3.

### 6.2.1.3 Autres précisions de modélisation

Quelques principes généraux ont été appliqués lors de la modélisation économique des dispositifs de stockage d'énergies :

- Les investissements ont été répartis linéairement sur la durée de construction du projet
- Les modélisations sont effectuées hors inflation et hors impôt sur les sociétés afin de rendre les résultats les plus transparents possibles et notamment indépendants de la structure financière des dispositifs de stockage d'énergies.
- Les flux de trésorerie disponibles utilisés pour les calculs de la Valeur Actuelle Nette (VAN) et du Taux de Rendement Interne (TRI) sont déterminés comme suit :

Revenus (nets des charges d'électricité)  
- Coûts des ventes (TURPE et maintenance)  
- Taxes et contributions (CSPE, IFR, taxe foncière, CET)

- Tous les dispositifs de stockage ont une valeur résiduelle nulle au-delà de leur durée de vie.
- La durée de vie des systèmes a été estimée de deux manières : à la fois à partir d'un nombre de cycles maximum (si pertinent pour la technologie) et d'une durée de vie calendaire. Dans les modélisations où un cyclage faible impliquait des durées de vie trop longues, la durée de vie a été limitée à une durée calendaire (notamment pour les batteries).

### 6.2.1.4 Levelized Cost Of Storage (LCOS)

Le produit de référence d'une installation étant un MWh injecté sur le réseau, la méthodologie du Levelized Cost Of Storage (LCOS) a été privilégiée pour l'évaluation agrégée des coûts. **Le LCOS reflète la somme des coûts actualisés sur le cycle de vie de l'unité, divisée par la somme totale de l'énergie restituée actualisée sur le cycle de vie.** Le LCOS s'obtient selon :

$$LCOS = \frac{\sum_{j=1}^p \sum_{i=1}^n \frac{\text{Poste de coût } j \text{ à l'année } i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Production en MWh à l'année } i}{(1+r)^i}}$$

Où :

- Les principaux postes de coûts sont opérations et maintenance, fiscalité, accès au réseau, investissement, et achat d'électricité (non pris en compte dans cette étude, car valeur calculée nette)
- n est le nombre d'années d'opération
- r est le taux d'actualisation

La valeur de 5,25 % hors inflation a été retenue par le Consortium pour le taux d'actualisation. Cette valeur correspond au taux de rémunération de la base d'actifs régulés prévu par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour le calcul du TURPE [21].

Il est important de noter que le LCOS dépend très fortement du cyclage annuel considéré, et donc du contexte dans lequel la technologie de stockage d'énergie est modélisée. Par ailleurs, d'autres aspects que le coût (sécurité, empreinte au sol, acceptation sociétale...) doivent également être pris en compte lors de la comparaison de technologies.

## 6.2.2 Rentabilité des projets

### 6.2.2.1 Revenus

Les revenus sont considérés égaux aux valeurs du stockage d'énergies telles que calculées sur chacun des segments dans l'approche collectivité. Cette valeur est estimée sur la base d'un grand nombre de simulations permettant d'évaluer le mode d'opération et la valeur créée selon le rendement, la durée de stockage et la pénétration du stockage d'énergies. Ces revenus sont supposés constants sur la durée de vie des installations de stockage d'énergies.

La valeur perçue par un acteur privé serait en réalité vraisemblablement différente du fait de l'imperfection des marchés. Cela suppose en outre que la réglementation permette à l'acteur considéré d'avoir accès à cette valeur. En particulier, l'accès à la valeur capacitaire dépendra des modalités de mise en œuvre du mécanisme de capacité.

Il est à noter que l'optimisation des opérations des systèmes de stockage d'énergie a été réalisée sans considération des coûts variables hors achat d'électricité, en particulier sans tenir compte de la part variable de la composante d'injection du TURPE (coefficient pondérateur de l'énergie dans les zones de tensions horo-saisonnalisées) et de la CSPE. Optimiser spécifiquement les opérations des systèmes de stockage en prenant en compte la réglementation aurait conduit à ajouter ces postes de coûts au prix de fourniture d'énergie. La prise en compte de ces coûts variables réduirait le nombre de cycles annuels réalisés par les systèmes de stockage d'énergie et donc la valeur dégagée par le système de stockage d'énergies. En revanche, ces postes de coûts sont bien sûr pris en compte a posteriori dans les études de cas réalisées.

### 6.2.2.2 Indicateurs de rentabilité

Plusieurs indicateurs sont analysés afin de permettre d'apprécier les profils de rentabilité des investissements :

- Le Taux de Rendement Interne (TRI), privilégié dans les cas nécessitant des investissements initiaux
- La Valeur Actuelle Nette (VAN) et un indicateur induit, « VAN/Capacité de stockage d'énergies ». Cet indicateur est préféré dans les situations où le stockage d'énergies permet des gains d'investissements au dimensionnement.

## 6.2.3 Potentiel de déploiement

Selon la rentabilité calculée et son évolution en fonction du taux de pénétration du stockage d'énergies, le potentiel de déploiement sur le segment étudié est estimé. Le potentiel de déploiement des systèmes de stockage d'énergie à l'échelle nationale est ensuite évalué en extrapolant le segment à l'échelle de la France.

Le gisement est calculé de telle sorte que la VAN du dernier MW installé soit nulle (soit un TRI égal à 5,25 %).

## 6.2.4 Coûts cibles des technologies

Pour les études de cas ne présentant pas une rentabilité (VAN) positive, des coûts cibles pour les technologies concernées ont été calculés à partir des flux de revenus disponibles pour supporter les investissements. Ils permettent ainsi de mesurer l'écart à combler entre le coût projeté des technologies à 2030 et le coût objectif à atteindre pour rentabiliser l'investissement dans un dispositif de stockage utilisant cette technologie en fonction des segments étudiés.

Le coût cible calculé est le CAPEX permettant d'annuler la VAN pour un taux d'actualisation de 5,25 %. Pour ce calcul, le facteur de réduction des OPEX et CAPEX de remplacement est supposé identique à celui du CAPEX.

## 6.2.5 Approches de modélisation

Deux approches ont été considérées pour présenter les résultats (rentabilité des projets, potentiels de déploiement, coûts cibles des technologies) ; une approche dite « collectivité » et une approche dite « réglementaire tendancielle ».

	Collectivité	Tendancielle
<b>Investissement</b>	100 % des CAPEX, taux d'actualisation de 5,25 %	
<b>Maintenance</b>	100 % des OPEX	
<b>Tarif d'utilisation des réseaux</b>	TURPE Complet	
<b>Participation CSPE</b>	Uniquement sur les MWh perdus à cause des pertes, dans la limite du plafond	Sur la totalité de la consommation du stockage d'énergies, dans la limite du plafond
<b>Taxes</b>	Aucune taxe	Taxe foncière, IFR, CET
<b>Impôts</b>	Imposition sur les sociétés non intégrée	

Tableau 33 - Tableau récapitulatif des coûts pris en compte selon les approches de modélisation

### 6.2.5.1 Approche collectivité

L'approche collectivité prolonge la méthodologie utilisée pour calculer la valeur brute du stockage d'énergies. Elle entend définir si, en dehors des cadres réglementaires intérieurs au système électrique (TURPE complet, CSPE sur les pertes du dispositif), la construction de dispositif de stockage d'énergies apporte une valeur à la société. Les différentes taxes (CSPE sur la totalité de la consommation, Taxe foncière, IFR et CET) ne sont ainsi pas considérés dans cette analyse. Cela revient à considérer que le dispositif de stockage d'énergies est opéré par la collectivité pour son propre bénéfice.

Dans cette approche, il est choisi d'exempter l'opérateur de CSPE sur l'énergie consommée mais restituée au système.

### 6.2.5.2 Approche réglementaire tendancielle

L'approche réglementaire tendancielle complète l'approche collectivité en considérant toutes les taxes impactant l'activité économique d'un acteur privé. Les dispositifs de stockage d'énergies ne doivent plus uniquement être bénéfiques pour la collectivité mais permettre à un acteur privé de dégager une rentabilité suffisante pour l'inciter à investir. Le contexte réglementaire est supposé équivalent à celui d'aujourd'hui :

- CSPE : Part variable et plafond reposant sur les valeurs 2013
- Montant des taxes basé sur les moyennes actuelles (IFER, CET, Taxes foncières)
- Construction du TURPE identique au TURPE 4.

## 6.3 Stockage massif d'électricité en France métropolitaine

### 6.3.1 Contexte

Le cas « Stockage massif d'électricité » repose sur la modélisation du segment France (cf. §4.1.1.3). Sur ce segment, le dispositif de stockage d'électricité est supposé investi par un opérateur indépendant et se valorise grâce aux services accessibles sur ce segment :

- Arbitrage (valorisation des transferts énergétiques)
- Garantie capacitaire (passage des pointes de consommation)
- Participation aux services système de réglage de la fréquence (réserves primaire et secondaire)

D'autres services que pourraient rendre les dispositifs de stockage d'énergies centralisés n'ont pas été pris en compte dans la valorisation, comme mentionné dans le tableau 23.

Service	Valorisé
Valorisation des transferts énergétiques	Oui
Lissage et façonnage de production	Non pertinent
Passage des pointes de consommation	Oui (mécanisme capacitaire)
Réglage de la fréquence (Réserves primaire et secondaire)	Oui
Mécanisme d'ajustement (Réserve tertiaire)	Non (indifférencié des transferts énergétiques)
Régulation de la tension	Non
Black start (Reconstitution du réseau)	Non pertinent
Traitement des congestions	Non pertinent
Qualité de l'onde de tension	Non pertinent
Fiabilité/Continuité d'alimentation	Non pertinent

Tableau 34 - Récapitulatif des services pris en compte dans le segment France

Plusieurs technologies de stockage d'électricité ont été modélisées (cf. Tableau 35). Tous les systèmes de stockage d'électricité sont supposés d'une puissance de 15 MW, à l'exception des STEP et CAES, pour lesquels des puissances de respectivement 800 et 200 MW ont été retenues. Le temps de décharge de chacune des technologies considérées a été choisi de façon à maximiser le TRI.

Technologie	Puissance	Temps de décharge
STEP	800 MW	24 h
CAES isochore adiabatique souterrain	200 MW	5 h
Batterie Lithium (Li-ion)	15 MW	5 h
Batterie Sodium-Soufre (Na-S)	15 MW	7 h
Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)	15 MW	5 h
Batterie Plomb-Acide (Pb-A)	15 MW	6 h
Electrolyse PEM - stockage gazeux de surface - PEMFC	15 MW	10 h
Electrolyse alcaline - stockage gazeux de surface - PEMFC	15 MW	10 h

Tableau 35 - Dimensionnement des dispositifs de stockage d'électricité modélisés en fonction des technologies

Seule la STEP s'avère positionnée sur un stockage d'électricité de longue durée (avec possibilité de stockage hebdomadaire), du fait de son faible coût d'investissement lié à la durée de stockage. Les autres technologies sont utilisées pour du stockage journalier.

### 6.3.2 Coûts des projets

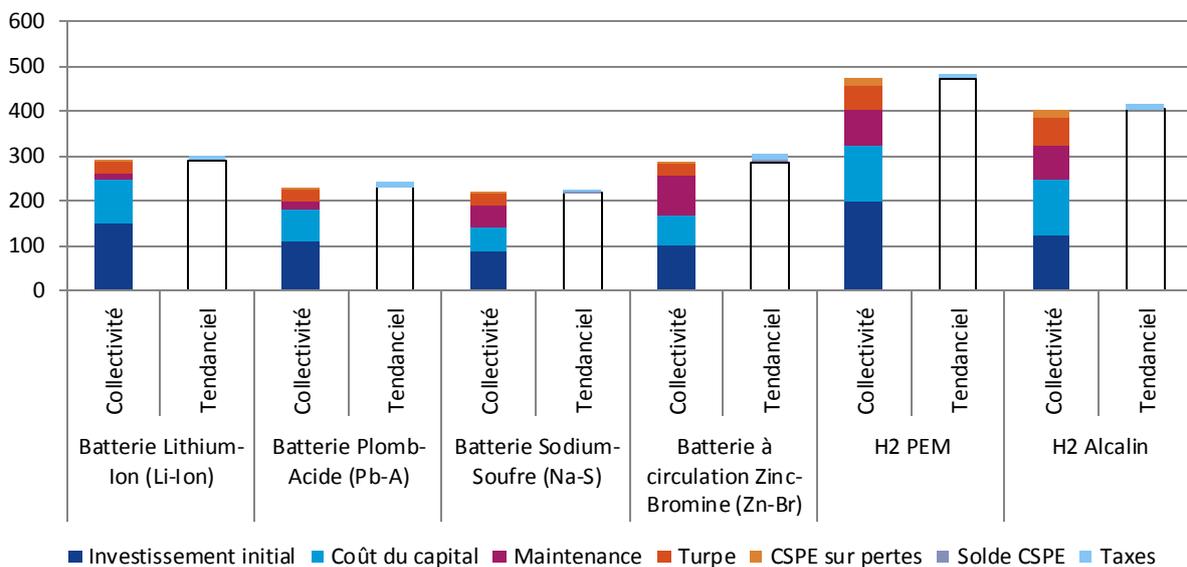


Figure 115 - Analyse des coûts des dispositifs de stockage d'électricité selon l'approche LCOS

L'approche LCOS permet d'identifier facilement la répartition des coûts. La Figure 115 met en évidence le poids des investissements initiaux dans le total des coûts portés par les projets de stockage d'électricité, qui dépassent la moitié des coûts totaux (hors achat d'électricité) pour toutes les technologies étudiées. Pour les dispositifs dont la durée de vie est importante (STEP, CAES), c'est d'ailleurs la charge de capital lié à l'investissement qui prédomine.

Parmi les coûts d'exploitation des différents dispositifs, le TURPE et les taxes (taxe foncière, CET, IFER, CSPE) constituent les deux postes principaux mais sont cependant limités à moins de 15 % du LCOS. Ces deux postes de coût pèsent plus lourd pour les dispositifs de stockage d'électricité de puissance faible. Pour le TURPE en effet, la part variable est plus importante dans les faibles domaines de tension (HTA/HTB1). Quant à la CSPE, l'existence d'un plafond fixe de 569 k€/an diminue son poids dans le LCOS des systèmes massifs pour lesquels il est vite atteint. Dans le cas des STEP par exemple, la CSPE ne représente qu'une fraction très faible des coûts totaux (cf. Figure 115).

### 6.3.3 Rentabilité des projets

Pour les hypothèses retenues, seuls les dispositifs de type STEP présentent un TRI supérieur à 5,25 % dans le scénario « Nouveau Mix » (7,4 % dans l'approche collectivité et 6,2 % dans l'approche règlementaire tendancielle). Dans le scénario ADEME, la rentabilité des systèmes modélisés est supérieure d'environ 1,5 point de TRI pour les STEP et le CAES.

Les dispositifs CAES montrent un TRI positif dans tous les scénarios de mix, mais toujours inférieur à celui des STEP. Le TRI est supérieur à 5,25 % uniquement dans l'approche collectivité et pour le scénario ADEME.

Les taux de rendement interne de toutes les autres technologies listées Tableau 35 (toutes les batteries et la filière hydrogène) sont négatifs.

Technologie	Approche tendancielle			Approche collectivité		
	MDN	NMX	ADM	MDN	NMX	ADM
STEP	5,2 %	5,25 %	6,6 %	6,37 %	6,4 %	7,7 %
CAES isochore adiabatique souterrain	2,7 %	3,5 %	4,4 %	3,8 %	4,6 %	5,4 %
Autres	< 0 %	< 0 %	< 0 %	< 0 %	< 0 %	< 0 %

Tableau 36 - Taux de rendement interne des projets selon le scénario de mix et l'approche de modélisation

### 6.3.4 Analyse de sensibilité

De nombreux paramètres peuvent impacter la modélisation économique des dispositifs de stockage d'énergies. Une étude de la sensibilité du TRI aux variations de ces hypothèses a été conduite. Dans le cadre de cette étude de cas, l'étude de sensibilité a été réalisée sur la technologie STEP.

Quatre grands groupes de paramètres impactent notablement le TRI :

- **La rémunération du stockage d'électricité** : La somme des rémunérations liées à l'arbitrage et au mécanisme capacitaire ainsi qu'aux services de réserve est un paramètre auquel le TRI est naturellement extrêmement sensible.
- **Les coûts d'investissements** : Les coûts d'investissement sont traditionnellement séparés entre coûts proportionnels à la puissance et coûts proportionnel à l'énergie stockée par le dispositif de stockage d'électricité. Les valeurs retenues dans le cas nominal sont valables pour le premier GW de STEP supplémentaire.
- **Le dimensionnement en énergie** : Le ratio énergie/puissance choisi pour le dispositif de stockage d'électricité a une importance dans la rentabilité du dispositif. Concernant les STEP, un temps de décharge de 24 h a été retenu. Le TRI reste au-dessus de 5 % et en dessous de

6 % pour des temps de décharge compris entre 20 et 60 heures. A l'intérieur de cette fourchette, les résultats sont très proches et les variations trop sensibles pour être prises en compte. Cette faible variation dans cette fourchette compris entre 20 et 60 h est due aux faibles coûts d'investissement proportionnels à l'énergie stockée de la technologie STEP. Pour des technologies dont ce coût énergie est plus important (les batteries par exemple) la sensibilité serait beaucoup plus importante.

- Les coûts d'opération :** La sensibilité du TRI aux coûts d'opération dépend de la structure de coût des technologies, dont on peut avoir un aperçu par l'approche LCOS. Le TURPE est le premier poste, parmi les coûts d'opération, auquel le TRI est le plus sensible. En cas d'absence de la composante de soutirage du TURPE par exemple (à la fois part fixe et part variable), le TRI augmente de près de 1 point. Cette sensibilité serait même plus importante pour d'autres dispositifs de stockage d'électricité dont la tension de raccordement au réseau est inférieure et donc pour lesquels la part variable du TURPE représente un poste de coût plus important.

Pour les STEP, l'existence d'un plafond de la CSPE est un paramètre auquel le TRI est sensible étant donné la taille des installations. Le plafond étant rapidement atteint, le coût réel de la CSPE par MWh est en réalité assez faible. Cela est confirmé par la faible sensibilité du TRI à la suppression de la CSPE. Cette faible sensibilité à la suppression de la CSPE n'est cependant pas partagée par les dispositifs de stockage plus petits non soumis au seuil (au-delà de 40 MW la CSPE est plafonnée), dont le coût réel de la CSPE par MWh s'approche du coût nominal (13,5 €/MWh).

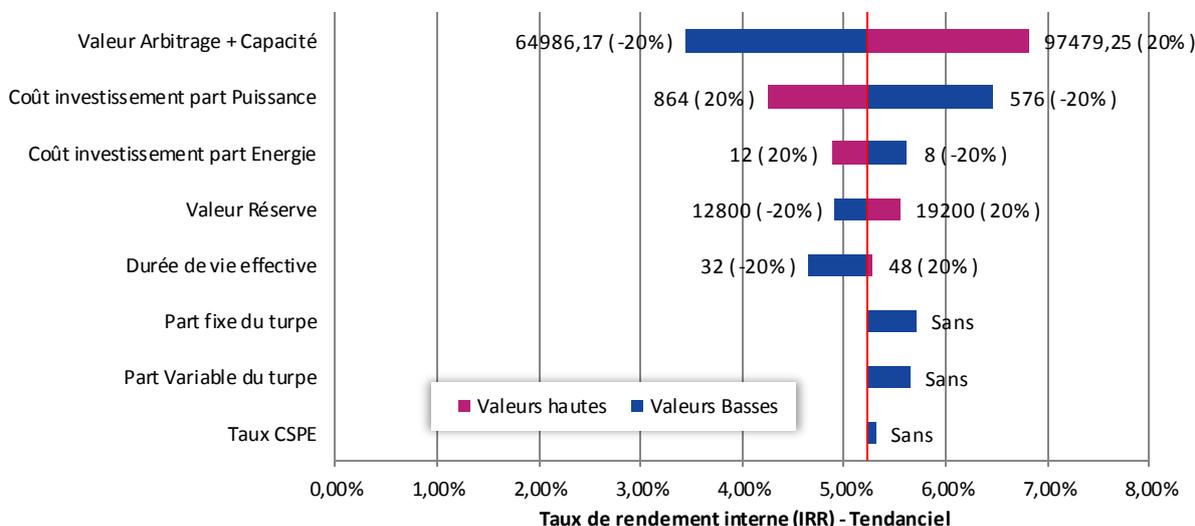


Figure 116 - Évolution du TRI d'un projet de STEP dans l'approche tendancielle selon différents paramètres. La ligne centrale représente le cas nominal.

### 6.3.5 Potentiel de déploiement en France

Les potentiels de déploiement de stockage d'électricité sont présentés Tableau 37 pour les STEP et les CAES, sur la base de la méthode exposée au §6.2.3.

Technologie	Approche tendancielle			Approche collectivité		
	MDN	NMX	ADM	MDN	NMX	ADM
STEP	800 MW	800 MW	1050 MW	1000 MW	1000 MW	1300 MW
CAES	0	0	0	0	0	500 MW

Tableau 37 - Potentiel de pénétration du stockage d'électricité selon le scénario de mix et l'approche de modélisation.

Pour les STEP comme pour les CAES, la diminution de la valeur générée par un MW de stockage d'énergies avec l'augmentation de la pénétration est prise en compte (cf. §4.1.1.3). Dans le cas des STEP, l'augmentation des coûts d'investissement avec la pénétration du fait de la raréfaction des sites adaptés et disponibles est un paramètre sensible également pris en compte.

Dans l'approche tendancielle, le potentiel de déploiement des STEP varie entre 800 MW et 1,1 GW selon les scénarios de mix, et jusqu'à 1,5 GW dans le cas où les sites les plus favorables peuvent être exploités jusqu'à cette pénétration.

Dans l'approche collectivité, le potentiel de déploiement est bien sûr plus élevé, et varie entre 1 GW et 1,3 GW selon les scénarios de mix, et jusqu'à 2,1 GW dans le cas où les sites les plus favorables peuvent être exploités jusqu'à cette pénétration.

En ce qui concerne le CAES, seul le cas le plus favorable, à savoir l'approche collectivité dans le scénario de mix ADEME, est susceptible de générer un déploiement de CAES, à hauteur de 500 MW.

### 6.3.6 Coûts cibles des technologies

Les STEP sont la seule technologie dont les coûts d'investissement permettent d'atteindre une rentabilité des projets de 5,25 % (à l'exception du CAES dans l'approche collectivité et le scénario ADEME).

Pour atteindre un TRI de 5,25 %, toutes les autres technologies listées Tableau 35 devraient voir leurs coûts d'investissements réduire dans des proportions variables, comme illustré Tableau 38.

Les technologies hydrogène « Power to Gas to Power » n'atteignent elles jamais la rentabilité cible, quel que soit leur coût d'investissement.

Technologie	Approche tendancielle	Approche collectivité	Projeté 2030
CAES isochore adiabatique souterrain	590 – 760	680 – 860	805
Batterie Lithium (Li-ion)	260 - 320	400 – 520	3 490
Batterie Sodium-Soufre (Na-S)	340 - 425	550 - 690	2 150
Batterie Zinc-Bromine (Zn-Br)	50 - 75	250 – 310	1 710
Batterie Plomb-Acide (Pb-A)	95 - 110	225 - 250	2 030

Tableau 38 - CAPEX cibles des technologies (€/kW) pour le dimensionnement retenu selon l'approche et le scénario de mix énergétique, comparés aux CAPEX projetés pour 2030

### 6.3.7 Conclusions

Pour les scénarios étudiés, le besoin de flexibilité est principalement pour 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 cycler régulièrement au cours de l'année afin de trouver une rentabilité suffisante.

Sous les hypothèses retenues, le gisement potentiel additionnel pour des STEP est évalué entre 0,8 GW et 1,5 GW à horizon 2030 en France métropolitaine, 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 forte.

Pour les systèmes de stockage massif d'électricité, au-delà de l'accès à la valeur capacitaire que permettra le mécanisme de capacité, 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, réduisant le TRI de seulement 0,1 point. L'impact de l'ensemble des autres taxes (foncières, CET et IFER) est plus important mais reste limité (environ 1 point de TRI).

La double exposition des installations de stockage au TURPE, en injection et en soutirage, appelée parfois « double peine », constitue un levier limité. Du point de vue de l'injection, les charges sont relativement faibles et ne concernent que les plus gros dispositifs de stockage, connectés en HTB. Pour le soutirage, une suppression de la part variable de soutirage conduit à un gain de 0,5 point de TRI.

En revanche, les enjeux étant principalement dominés par l'investissement, par exemple, accorder l'accès à des financements à taux préférentiel pourrait constituer un levier efficace pour permettre de rentabiliser des dispositifs de ce type et augmenter leur déploiement significativement.

## 6.4 Stockage d'électricité en Zone Non Interconnectée

### 6.4.1 Contexte

La situation des ZNI est très différente de celle de la métropole. Le cas étudié dans cette analyse considère un dispositif de stockage d'électricité opéré par un opérateur capable de capter la valeur générée par le dispositif de stockage d'électricité. Ce stockage d'électricité pourrait soit être investi par un opérateur indépendant et mis à disposition du gestionnaire intégré ou bien être investi directement par le gestionnaire de réseau lui-même.

Certains services qui pourraient également être rendus par des dispositifs de stockage d'électricité, comme la participation au réglage de la tension n'ont pas été valorisés

Service	Valorisé
Valorisation des transferts énergétiques	Oui
Lissage et façonnage de production	Non pertinent
Passage des pointes de consommation	Oui (mécanisme capacitair)
Réglage de la fréquence	Oui
Mécanisme d'ajustement (Réserve tertiaire)	Non
Régulation de la tension	Non
Black Start (Reconstitution du réseau)	Non pertinent
Traitement des congestions	Non pertinent
Qualité de l'onde de tension	Non pertinent
Fiabilité/Continuité d'alimentation	Non pertinent

Tableau 39 - Récapitulatif des services pris en compte dans le cas ZNI

Des dispositifs de stockage d'électricité de puissance équivalente mais de durée de stockage d'électricité différentes ont été modélisés, afin de prendre en compte les propriétés des technologies. Les technologies de stockage d'électricité massif n'ont pas été considérées dans cette étude de cas. Les caractéristiques des dispositifs étudiés sont explicitées dans le Tableau 40.

Technologie	Puissance	Temps de décharge
CAES isobare adiabatique de surface	20 MW	7 h
Batterie Lithium (Li-ion)	20 MW	1 h
Batterie Sodium-Soufre (Na-S)	20 MW	7 h
Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)	20 MW	4 h
Batterie Plomb-Acide (Pb-A)	20 MW	1 h

Tableau 40 - Dimensionnement des dispositifs de stockage d'électricité modélisés en fonction des technologies

### 6.4.2 Coûts des projets

Pour les dimensionnements retenus, les LCOS sont présentés en Figure 117. La technologie Li-ion se détache, du fait d'un cyclage moindre expliqué par une durée de stockage d'électricité nettement plus réduite. Le cyclage, plus important dans ce segment que pour le stockage massif en métropole, conduit également le CAES à afficher un LCOS légèrement plus faible.

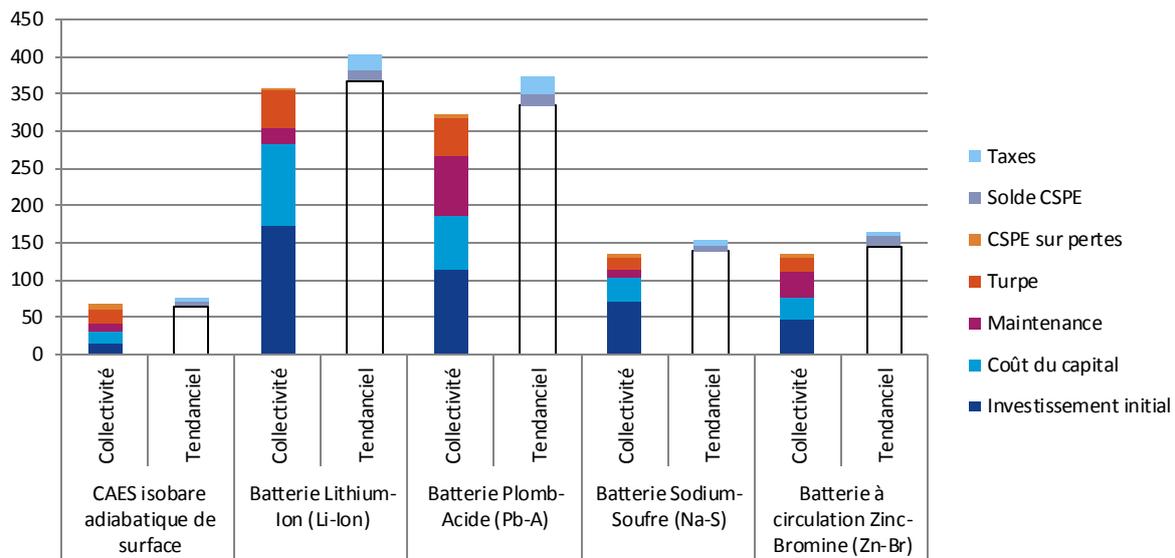


Figure 117 - Analyse des coûts des dispositifs de stockage selon l'approche LCOS dans le segment ZNI (en €/MWh)

### 6.4.3 Rentabilité des projets

Les technologies CAES de surface, Li-ion, Pb-A et Zn-Br s'avèrent rentables, avec un TRI supérieur à 5,25 % dans l'approche collectivité ou tendancielle. Du fait d'une durée de stockage faible (1 h), le système Li-ion ne bénéficie que d'une rémunération capacitaire plus faible. La technologie Na-S apparaît comme moins rentable, du fait d'une durée de décharge fixée à 7h (contrainte constructeur).

Approche	CAES	Li-ion	Pb-a	Zn-Br	Na-S
Collectivité	18%	7%	8%	8%	5%
Tendancielle	17%	6%	7%	7%	4%

Tableau 41 - Taux de rendement interne des projets selon l'approche de modélisation et les technologies

### 6.4.4 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité présentée repose sur le système de CAES de surface présenté ci-dessus. Compte tenu de la spécificité des zones non interconnectées, un paramètre de sensibilité supplémentaire a été ajouté à cette étude, permettant de prendre en compte l'éventuel surcoût d'investissement lié à la localisation en ZNI. Ce paramètre, pour lequel une amplitude très large a été choisie (facteur multiplicatif des investissements d'une valeur nominale de 1, et sensibilité étudiée jusqu'à 2), a bien entendu un fort impact sur la rentabilité du projet. Ainsi un doublement des investissements réduit la rentabilité de 10 points, de 17% à 7%.

Pour les autres paramètres, l'étude de sensibilité montre des résultats comparables aux autres études de cas du même type (stockage massif ou cas de la congestion réseau) avec la rémunération de l'arbitrage et de la capacité ayant le plus fort impact sur le TRI.

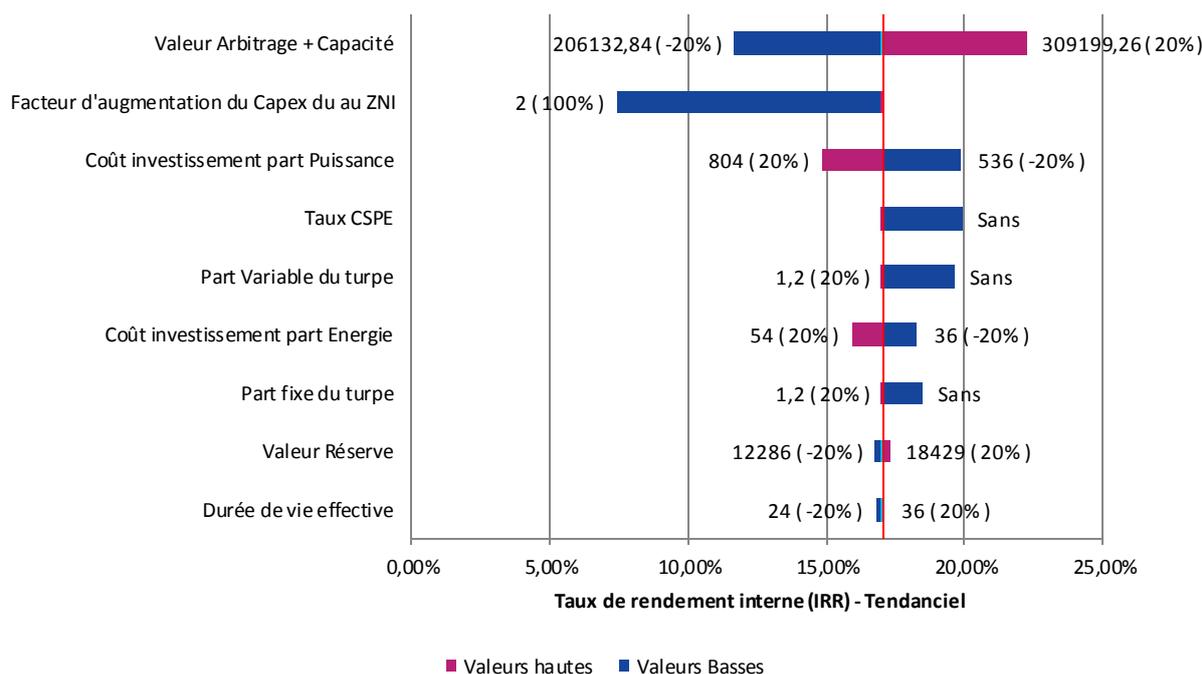


Figure 118 - Analyse de sensibilité de l'étude de cas « Stockage d'électricité en Zone Non Interconnectée »

### 6.4.5 Potentiel de déploiement

Sur la base de l'île type modélisée, le potentiel de déploiement du stockage d'électricité s'élève entre 50 et 100 MW, soit entre 200 et 400 MW pour la France, selon les technologies et les hypothèses d'évolution de la valeur capacitaire avec la pénétration.

## 6.4.6 Conclusions

L'étude confirme l'intérêt du stockage d'électricité pour les zones non interconnectées, avec un potentiel évalué entre 200 et 400 MW pour la France à horizon 2030.

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 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).

## 6.5 Le stockage d'électricité décentralisé comme réponse aux congestions des réseaux électriques

### 6.5.1 Contexte

Ce cas vise à étudier la pertinence de l'utilisation du stockage pour répondre aux contraintes réseau. La modélisation du segment THT (cf. §4.2.1) comme celle du segment BT (cf. §4.2.4) n'étant pas concluantes en termes de valorisation additionnelle du stockage, ce cas met l'accent sur le traitement des congestions du réseau dans des contextes de surproduction EnR (éolien notamment) conduisant à une nécessité d'extension réseau (cf. § 4.2.2).

Aujourd'hui le gestionnaire de réseau est tenu de proposer au producteur demandant le raccordement de son unité de production une solution technique lui permettant de d'injecter sur le réseau la totalité de sa production. L'objectif de cette étude de cas est d'évaluer si le recours au stockage pourrait également permettre à la collectivité d'optimiser le dimensionnement du réseau électrique tout en évitant le délestage de la production EnR.

Les services valorisés reprennent ceux du segment France, sur lequel le dispositif de stockage est également actif, auxquels est ajoutée la valorisation des transferts d'énergie issus des congestions ainsi traitées (cf. Tableau 42). Dans le cas étudié, le réseau présente des congestions conduisant à écrêter la production éolienne pendant 356 heures, conduisant à une perte de 1,5 GWh/an d'énergie éolienne. Le dispositif de stockage modélisé permet de valoriser que 80 % de l'énergie perdue. Ce dimensionnement résulte d'un optimum économique (maximisation du TRI) pour la solution de stockage.

Service	Valorisé
Valorisation des transferts énergétiques	Oui
Lissage et façonnage de production	Non pertinent
Passage des pointes de consommation	Oui (mécanisme capacitaire)
Réglage de la fréquence (Réserves primaire et secondaire)	Oui
Mécanisme d'ajustement (Réserve tertiaire)	Non (indifférencié des transferts énergétiques)
Régulation de la tension	Non
Black Start (Reconstitution du réseau)	Non
Traitement des congestions	Oui
Qualité de l'onde de tension	Non pertinent
Continuité d'alimentation	Non pertinent

Tableau 42 - Récapitulatif des services pris en compte dans le cas « congestion réseau »

Le dispositif de stockage d'électricité est supposé opéré par un producteur éolien vendant l'électricité produite sur le marché sans tarif d'achat ou un tarif d'achat consistant en une prime d'injection sur le réseau, valable même si l'énergie injectée a été préalablement stockée. Cela permet au producteur d'optimiser la vente de sa production et d'éviter de passer par le réseau pour une bonne partie de l'énergie stockée (charge du dispositif stockage d'électricité directement avec l'électricité éolienne).

Tous les systèmes de stockage ont été dimensionnés à la même puissance (5 MW) pour correspondre aux besoins de traitement de congestion du segment étudié. Les dispositifs de stockage massif (STEP et CAES souterrain) n'ont pas été étudiés dans cette étude de cas. Le temps de décharge été choisi pour optimiser la rentabilité de chaque technologie.

Technologie	Puissance	Durée de stockage
Batterie Lithium (Li-ion)	5 MW	4 h
Batterie Sodium-Soufre (Na-S)	5 MW	7 h
Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)	5 MW	5 h
Batterie Plomb-Acide (Pb-A)	5 MW	4 h
Electrolyse PEM - stockage gazeux de surface - PEMFC	5 MW	10 h
Electrolyse alcaline - stockage gazeux de surface - PEMFC	5 MW	10 h

Tableau 43 - Dimensionnement des dispositifs de stockage modélisés en fonction des technologies

## 6.5.2 Coûts des projets

Les coûts du stockage d'énergies, dans une approche LCOS, sont plus élevés sur ce segment que sur le segment France, allant de 200 €/MWh pour les batteries Na-S à près de 300 €/MWh pour les batteries Li-ion (cf. Figure 119). Le dimensionnement des projets à 5 MW a en effet plusieurs conséquences :

- Une forte exposition des systèmes à la CSPE : Aucun des systèmes n'atteignant le plafond de la CSPE, c'est le taux plein qui s'applique pour tous les systèmes (13,5 €/MWh). Le coût total de la CSPE varie cependant en fonction des technologies, en proportion de leur rendement.
- Un TURPE élevé : Le domaine de tension de connexion du stockage (HTA) implique un tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité beaucoup plus onéreux que pour des stockages plus importants. Malgré l'utilisation de l'énergie éolienne produite localement pour plus de 60% de l'énergie stockée, le TURPE représente encore près de 10% du coût des dispositifs modélisés (et 27% pour le CAES).

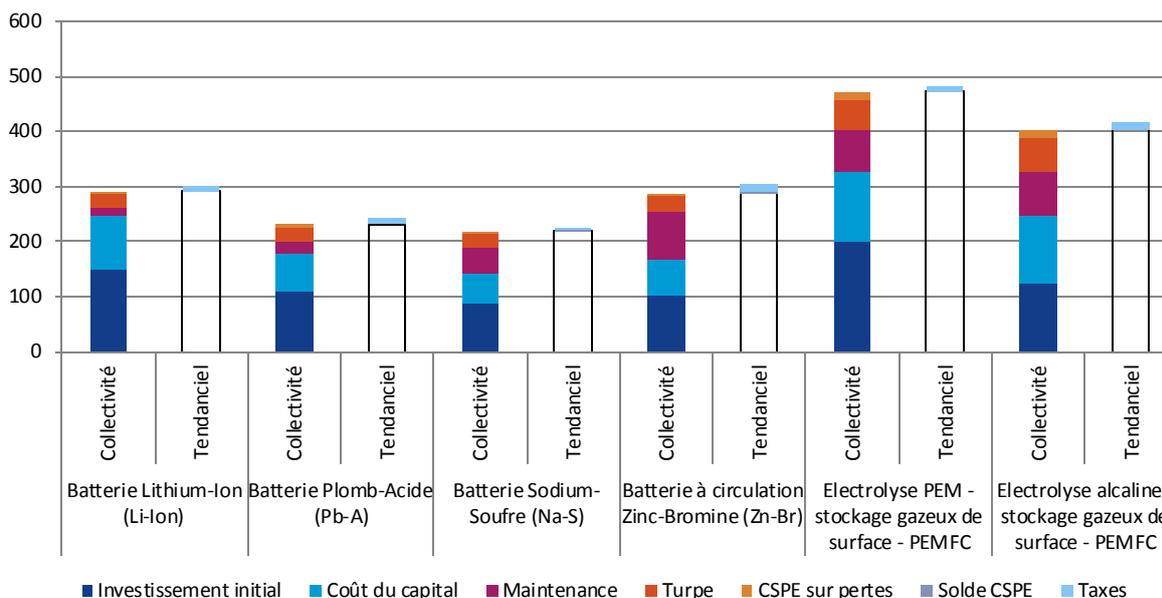


Figure 119 - Analyse des coûts des dispositifs de stockage selon l'approche LCOS dans le segment HTB (en €/MWh - NMX)

### 6.5.3 Rentabilité des projets et coût cibles

Dans les conditions du modèle, aucun système de stockage d'énergies ne permet de dégager de rentabilité, ni même de TRI positif, dans l'approche collectivité comme règlementaire tendancielle quel que soit le scénario de mix. L'aspect décentralisé des systèmes modélisés explique cette baisse de rentabilité, non compensée par la « prime » de traitement des congestions.

Le Tableau 44 indique les coûts cibles par technologie permettant au dispositif de stockage d'atteindre la rentabilité.

Technologie	Approche tendancielle	Approche collectivité	Projeté 2030
Batterie Lithium (Li-ion)	225 - 280	275 - 375	2850
Batterie Sodium-Soufre (Na-S)	390 - 485	480 - 600	2150
Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)	150 - 160	225 - 235	1450
Batterie Plomb-Acide (Pb-A)	120 - 140	165 - 190	1470

Tableau 44 - CAPEX cibles (€/kW) des systèmes installés dans le cas de congestion réseau pour atteindre 5,25% de TRI

Une autre approche consiste à évaluer la valorisation de l'énergie écrêtée qui permettrait de rentabiliser les systèmes (VAN nulle) sur la base des coûts des technologies projetés. Cela revient à calculer la valeur d'une prime hypothétique, versée lors d'un écrêtement d'électricité verte évité, qui justifierait l'investissement dans un dispositif de stockage d'électricité.

La Figure 120 présente la prime nécessaire en fonction du nombre d'heures d'écrêtement; elle varie de 190 €/MWh d'éolien pour 1000 h de congestion, à près de 2000 €/MWh pour 100 h de congestion. Ces valeurs sont par exemple à comparer à un tarif d'achat éolien de l'ordre de 80 €/MWh aujourd'hui.

A noter également l'intérêt du renforcement réseau par rapport au stockage pour les coûts de renforcement considérés (de 50 k€/an à 150 k€/an, cf. §3.5). Pour une prime de l'ordre de 80 €/MWh par exemple, le renforcement trouve son intérêt entre 200 à 400 h d'écrêtement ; en deçà, l'écrêtement s'avère plus intéressant économiquement.

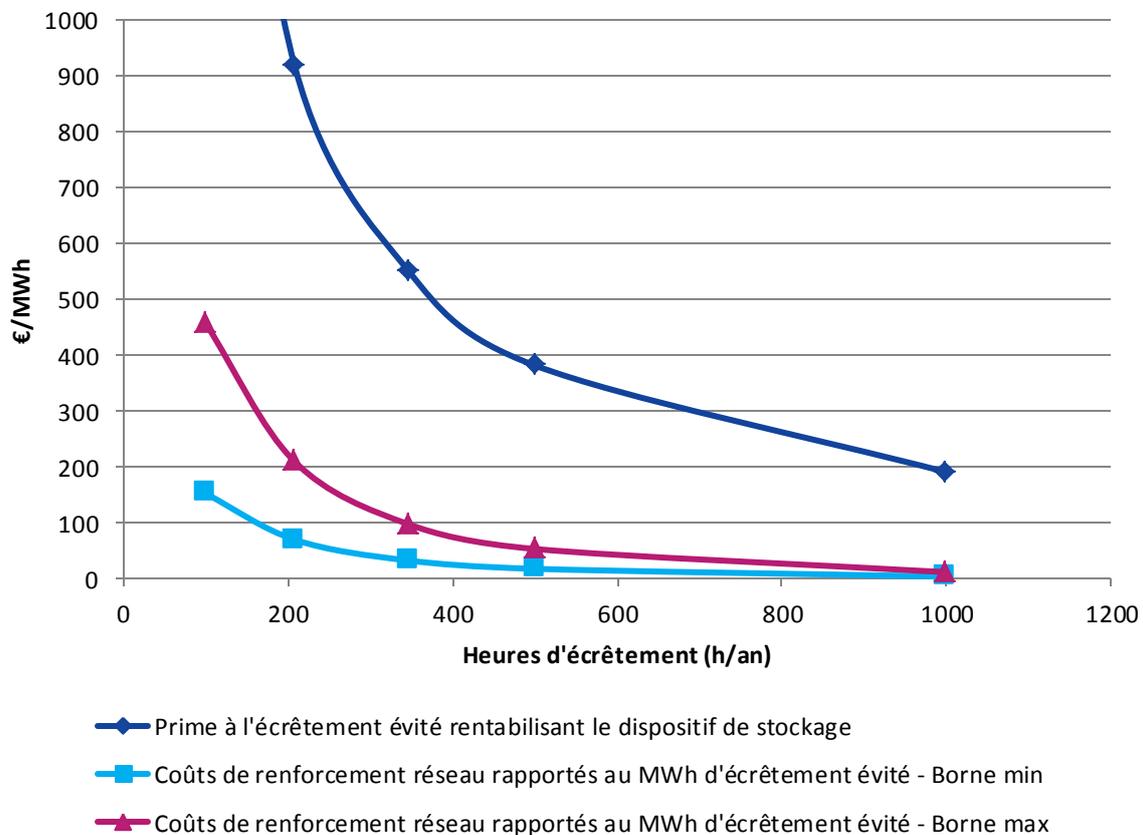


Figure 120 – Valorisation de l'énergie écrêtée (en €/MWh) permettant de rentabiliser une installation de stockage (Lithium) comparée aux coûts de renforcement réseau nécessaires pour éviter l'écrêtement

#### 6.5.4 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité a été réalisée pour un système de batteries Lithium, l'un des systèmes dont le TRI est le plus élevé. Les variations appliquées aux différents paramètres quantitatifs, de 20%, permettent d'intégrer un nombre important de paramètres. L'hypothèse retenue de durée de vie maximale de 20 ans pour les systèmes de batteries ressort comme un paramètre auquel le TRI est particulièrement sensible. On remarque cependant que même pour une durée de vie 20% plus importante, le TRI du dispositif reste négatif.

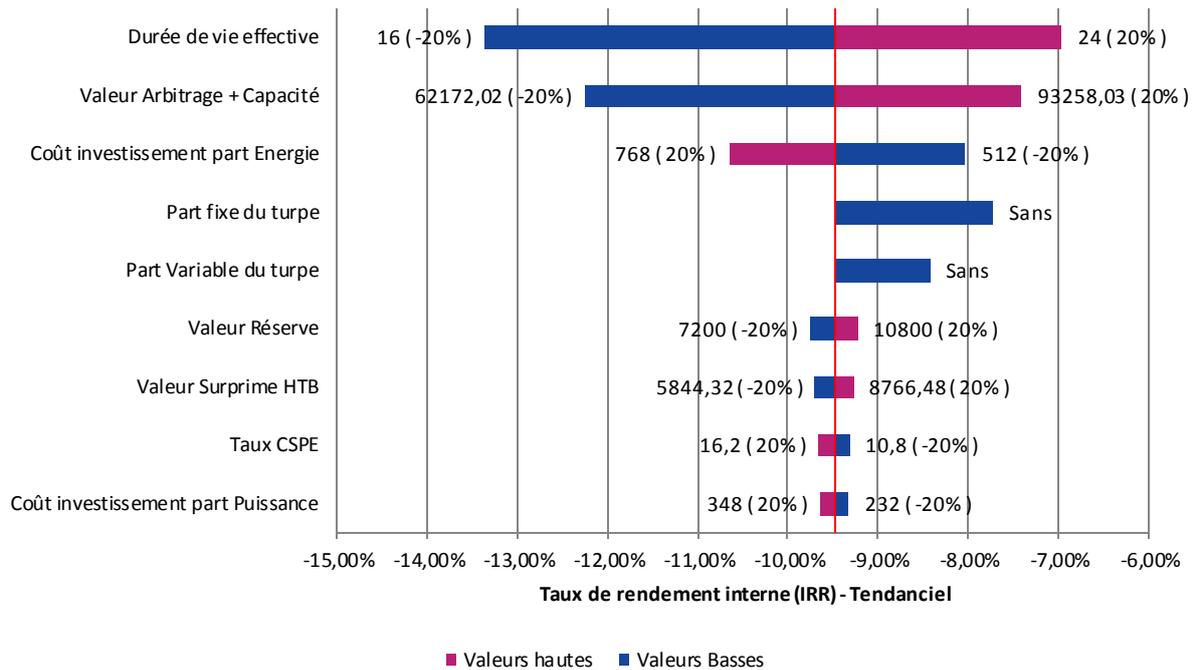


Figure 121 - Analyse de sensibilité de l'étude de cas « Stockage d'électricité décentralisé comme réponse aux congestions des réseaux électriques »

### 6.5.5 Conclusions

Si les aspects réseaux sont particulièrement difficiles à généraliser, l'étude de ce cas ainsi que les simulations réalisées sur le segment THT et BT, tendent toutefois à montrer que le stockage d'électricité décentralisé comme réponse aux contraintes des réseaux ne fournira pas un débouché en soi à la filière en France.

La solution la plus économique pour la collectivité est soit l'écêtement de la production éolienne, soit le renforcement réseau (à partir de 200 h de production éolienne écêtée), en fonction de la puissance éolienne installée et les 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.

A noter également que les charges plus importantes pesant sur les systèmes de taille réduite (TURPE et CSPE) par rapport au cas « stockage massif » pèsent sur les coûts.

## 6.6 Valorisation d'un stockage d'électricité destiné à l'ASI

Ce cas vise à étudier les possibilités de valorisation d'un stockage d'électricité installé chez un consommateur tertiaire dans le but premier de fiabiliser son alimentation, dans le cas où il possède une source locale de production d'électricité. Le cas repose sur les modélisations du segment tertiaire (cf. §4.2.3).

Les services valorisés reprennent ceux du segment France, sur lequel le dispositif de stockage d'électricité est également actif, auxquels est ajouté le service de continuité d'alimentation que le système continue d'assurer (cf. Tableau 45).

Service	Valorisé
Valorisation des transferts énergétiques	Oui
Lissage et façonnage de production	Non pertinent
Passage des pointes de consommation	Non pertinent
Réglage de la fréquence (Réserves primaire et secondaire)	Non pertinent
Mécanisme d'ajustement (Réserve tertiaire)	Non (indifférencié des transferts énergétiques)
Régulation de la tension	Non
Black start (Reconstitution du réseau)	Non
Traitement des congestions	Non
Qualité de l'onde de tension	Non
Continuité d'alimentation	Oui

Tableau 45 - Récapitulatif des services pris en compte dans le segment France

Le système ASI de batteries plomb, installé sur site, est utilisé pour réaliser des arbitrages sur les marchés de l'énergie, tout en garantissant la fourniture d'énergie du site pendant 4h, grâce au concours de systèmes PV. Le coût d'un système Pb-A cyclant est considéré égal à celui d'un système destiné à une utilisation en floating.

Technologie	Puissance	Temps de décharge utile
<b>Batterie Plomb-Acide (Pb-A) – Système de référence</b>	0.8 MW	4 h
<b>Batterie Lithium (Li-ion)</b>	0.8 MW	4 h
<b>Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)</b>	0.8 MW	4 h

Tableau 46 - Dimensionnement des dispositifs de stockage modélisés en fonction des technologies

Par ailleurs, il est considéré que le système de stockage employé n'engendre pas de frais de maintenance supplémentaires par rapport au système Pb-A de référence (hors CAPEX de

remplacement selon les technologies). Enfin, les coûts habituellement pris en compte pour l'adaptation au réseau sont retranchés au coût des technologies de stockage.

### 6.6.1 Coût des projets

Selon la technologie considérée, le surcoût du système de stockage par rapport au système ASI de référence est calculé via une approche LCOS (cf. Figure 122). Le faible cyclage pénalise tout particulièrement la technologie Li-ion par rapport aux autres technologies sur ce segment. En revanche, les batteries Zn-Br, habituellement pénalisées par des coûts de maintenance élevés liées aux CAPEX de remplacement trouvent ici une opportunité intéressante.

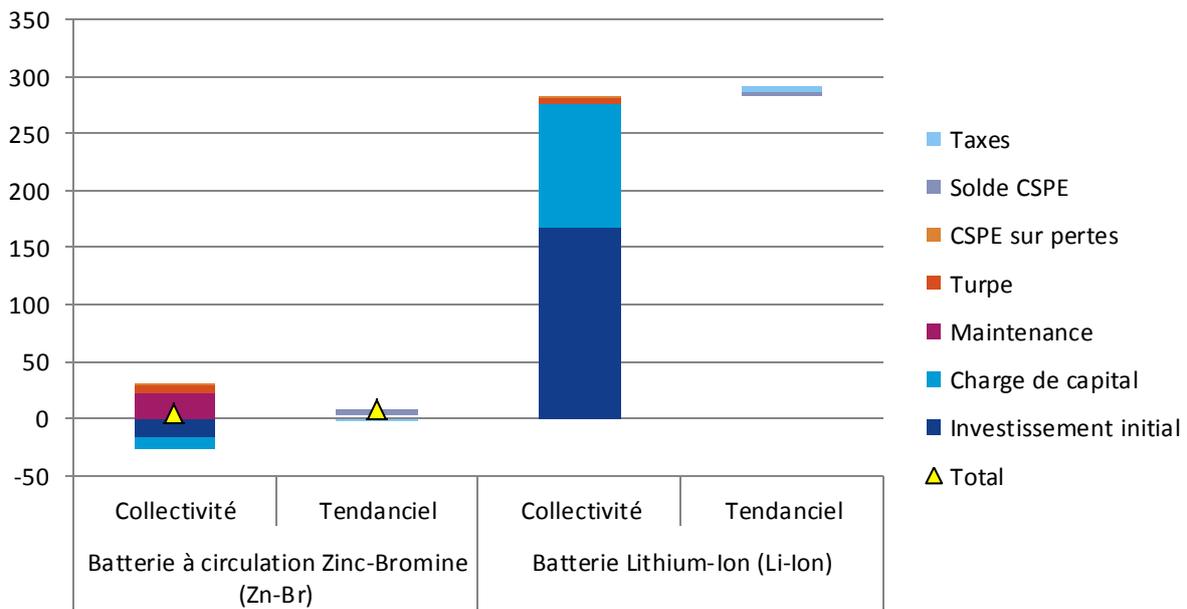


Figure 122 - Analyse du surcoût des dispositifs de stockage par rapport au système UPS selon l'approche LCOS dans le segment tertiaire (en €/MWh) – scénario NMX

### 6.6.2 Rentabilité des projets et coûts cibles

Les arbitrages permis par les systèmes modélisés conduisent à une valorisation positive, mais assez faible, des systèmes modélisés, la valeur actuelle nette de ces systèmes n'excédant pas 100 k€ (calcul réalisé sur 20 ans).

Approche	Pb-A	Li-ion	Zn-Br
Collectivité	50	<0	75
Tendancielle	65	<0	90

Tableau 47 - Valeur actuelle nette des projets selon les technologies – scénario NMX (en k€)

Les surcoûts (par rapport au système ASI de référence) et les CAPEX cibles correspondant nécessaires pour atteindre la rentabilité sont indiqués Tableau 48.

Technologie	Surcoût cible	CAPEX cible
Batterie Lithium (Li-ion)	200	1 700

Tableau 48 – Surcoût et CAPEX cibles (€/kW) des systèmes installés pour atteindre 5,25% de TRI – scénario NMX

### 6.6.3 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité a été réalisée pour des systèmes de batteries à circulation Zinc Bromine. Une variation de plus ou moins 20% des paramètres principaux du modèle a été appliquée.

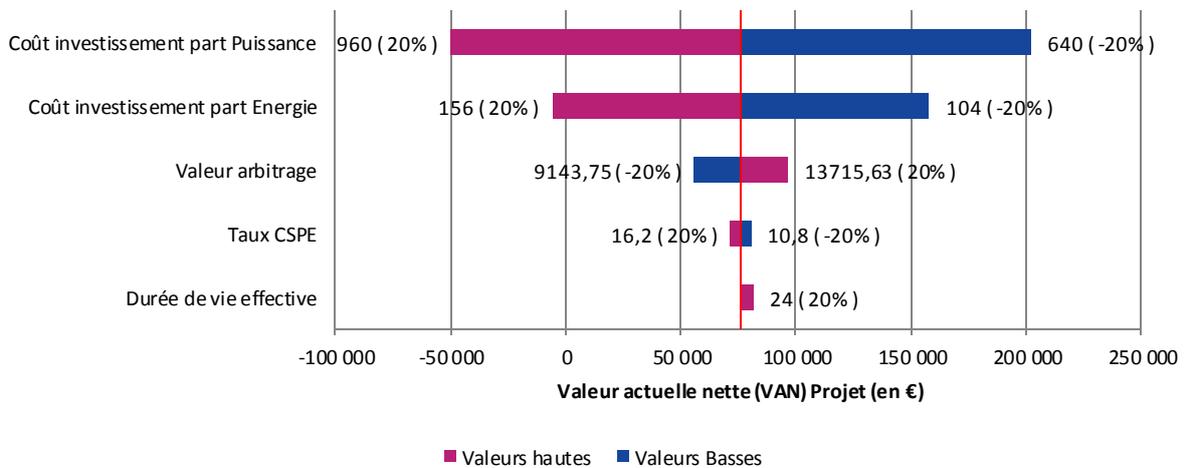


Figure 123 Analyse de sensibilité de l'étude de cas « Valorisation d'un stockage destiné à l'UPS »

### 6.6.4 Conclusions

L'utilisation pour de l'arbitrage d'un système ASI de batteries Pb-A existant permet à un site tertiaire de dégager une valeur actuelle nette assez faible, aux alentours de 50 k€. 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 sur-investissement initial trop important, non rentabilisé par le faible cyclage propre au segment.

Cette étude n'est toutefois valable que pour les sites ayant déjà opté pour des systèmes ASI et avec une production EnR sur site importante. Ces sites pourront voir le coût de leur service ASI diminuer légèrement grâce à ces arbitrages.

## 6.7 Injection dans le réseau de gaz d'hydrogène ou méthane produits à partir d'électricité

### 6.7.1 Contexte

Les systèmes de « power to gas » modélisés permettent de convertir de l'électricité en gaz (hydrogène ou méthane) et de l'injecter dans les réseaux de gaz naturel, où l'infrastructure de stockage d'énergie (le gaz naturel) existe déjà. Les dispositifs sont supposés être exploités par des opérateurs indépendants.

L'exploitation des systèmes « power to gas » nécessite la prise en compte des contraintes du système électrique et du système gazier et impose une vigilance particulière quant aux charges de service public de l'électricité et au prix de vente du gaz (prix de marché ou tarif d'achat éventuel).

Le principal service rendu par le « power to gas » est un transfert énergétique, du réseau électrique vers le réseau de gaz. Dans une situation où le réseau électrique serait congestionné, le « power to gas » peut contribuer à résoudre ces congestions.

Trois technologies sont étudiées. La production d'hydrogène par électrolyse PEM ou alcaline ainsi que la méthanation par conversion catalytique du CO<sub>2</sub>. La puissance installée des systèmes est de 10 MW<sub>e</sub>.

Les hypothèses suivantes sont retenues pour la modélisation :

- L'oxygène, coproduit de l'électrolyse n'est pas valorisé
- Le CO<sub>2</sub> nécessaire à la méthanation est considéré disponible, gratuit et déjà purifié et comprimé
- Les gaz (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>) sont livrés à la pression de 50 bar
- Le poste d'injection est loué à l'opérateur de réseau 100 k€/an (tarif similaire à celui pratiqué par les acteurs pour l'injection de biométhane)
- Le réseau de gaz est supposé pouvoir accueillir la totalité de la production de gaz (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>)
- Les gaz sont vendus à un prix de 65 €/MWh<sub>PCI</sub>, comparable au tarif d'achat en vigueur pour le biométhane.

**Remarque :** Dans ce paragraphe, les puissances et énergies relatives aux gaz sont exprimées sur une base PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur).

### 6.7.2 Coûts des projets

Les coûts des installations de « power to gas » modélisées, dans une approche LCOS, varient fortement suivant les scénarios retenus. En effet, les opportunités pour les installations de power to gas dépendent directement des prix de marché modélisés, très différents selon les scénarios de mix. Ainsi dans les scénarios ADEME où les prix de marché sont régulièrement bas du fait de la forte production EnR à coût marginal nul, les opportunités de production sont nombreuses et les coûts, dans une approche LCOS, sont nettement plus faibles (de 100 à 200 €/MWh<sub>PCI</sub> suivant les technologies).

La Figure 124 détaille les LCOS pour les trois technologies considérées et en fonction des scénarios retenus. L'opération des systèmes de power to gas est simulée pour un prix d'achat du gaz de 65 €/MWh<sub>PCI</sub><sup>69</sup>.

Le rendement a également une influence forte sur les coûts, et explique le coût élevé du MWh<sub>PCI</sub> produit par méthanation. En ce qui concerne l'électrolyse alcaline, son plus faible rendement (65 % contre 75 % pour l'électrolyse PEM) est compensé par des coûts d'investissement plus faibles par rapport à l'électrolyse PEM (CAPEX de l'électrolyse alcaline inférieur de 30% à ce lui de l'électrolyse PEM) : les LCOS de ces deux technologies sont très comparables comme le montre la Figure 124.

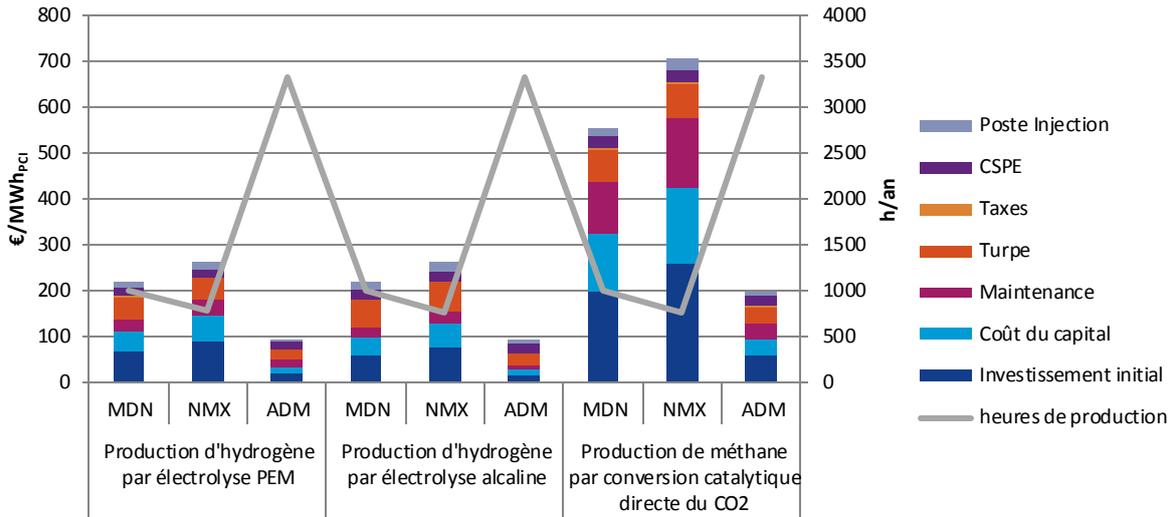


Figure 124 - Répartition des coûts sur la durée de vie des technologies « Power to gas » - CSPE déplafonnée

Comme la majorité des technologies de stockage étudiées, les CAPEX représentent une part importante des coûts (environ 50 % des LCOS). Le TURPE et les coûts de maintenance incluant les coûts de remplacements des cellules des électrolyseurs sont également importants (près de 40% des coûts pour l'électrolyseur PEM par exemple).

### 6.7.3 Condition de rentabilité des projets

Dans les conditions de coûts détaillés en Figure 124, les installations de power to gas n'atteignent pas un TRI de 5,25 % pour un prix de vente du gaz de 65 €/MWh<sub>PCI</sub> et encore moins sous une hypothèse de vente à 29,9 €/MWh<sub>PCI</sub> [3].

Afin d'évaluer un prix de vente cible de gaz permettant à ces systèmes d'atteindre un TRI de 5,25 %, différentes situations ont été modélisées et synthétisées dans le Tableau 49 : CSPE déplafonnée, sans CSPE, traitement des congestions. Dans la variante « traitement des congestions », le prix de l'électricité est considéré comme nul pendant 300 h/an. Ce prix est bien entendu une borne basse permettant d'analyser l'impact maximal des congestions sur la rentabilité, le prix réel dépendant d'un accord de partage de la valeur avec un producteur EnR non modélisé ici.

<sup>69</sup> Le prix de vente du gaz détermine en effet le nombre d'heures de fonctionnement des installations : les systèmes fonctionnent uniquement lorsque le prix d'achat du gaz est supérieur au coût marginal de production (dépendant du prix de l'électricité additionné de la CSPE et du rendement)

Les prix de vente cible du gaz pour lesquelles les solutions « Power to gas » sont rentables (TRI > 5,25 %) apparaissent sous la forme d'une borne inférieure et d'une borne supérieure, correspondant aux résultats de modélisation selon les différents scénarios de mix retenus dans l'étude.

Ces prix de vente cible du gaz se situent pour la plupart entre 100 et 200 MWh<sub>PCI</sub>, prix très supérieurs au prix de marché considéré (29,9 €/MWh<sub>PCI</sub>). En fonction du scénario retenu, les prix cibles peuvent être très différents (par exemple pour l'électrolyseur alcalin exonéré de CSPE de 110 à 150 €/MWh<sub>PCI</sub>), résultat de la grande sensibilité de ces modélisations à la chronique de coût marginal du système électrique.

	Electrolyse PEM (H2)	Electrolyse alcaline (H2)	Méthanation (CH4)
<b>CSPE Déplafonnée</b>	110-150	130-175	165-210
<b>Sans CSPE</b>	100-130	110-150	140-190
<b>Traitement congestion – Sans CSPE</b>	90-130	110-150	135-185

Tableau 49 – Prix d'achat du gaz assurant la rentabilité des projets de « power to gas » (en €/MWh<sub>PCI</sub>)

#### 6.7.4 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base des résultats obtenus pour l'électrolyse PEM sur la base du mix ADEME 2030 et d'un prix de vente du gaz de 65 €/MWh<sub>PCI</sub>. Comme le montre la Figure 125, trois paramètres ressortent comme particulièrement sensibles : le prix de vente du gaz, le rendement énergétique du système ainsi que le coût d'investissement (cf. Figure 125). La CSPE et les coûts de maintenances ont un impact plus contenu sur la rentabilité finale du projet. Aucun des cas modélisés ne permet cependant d'atteindre une VAN positive.

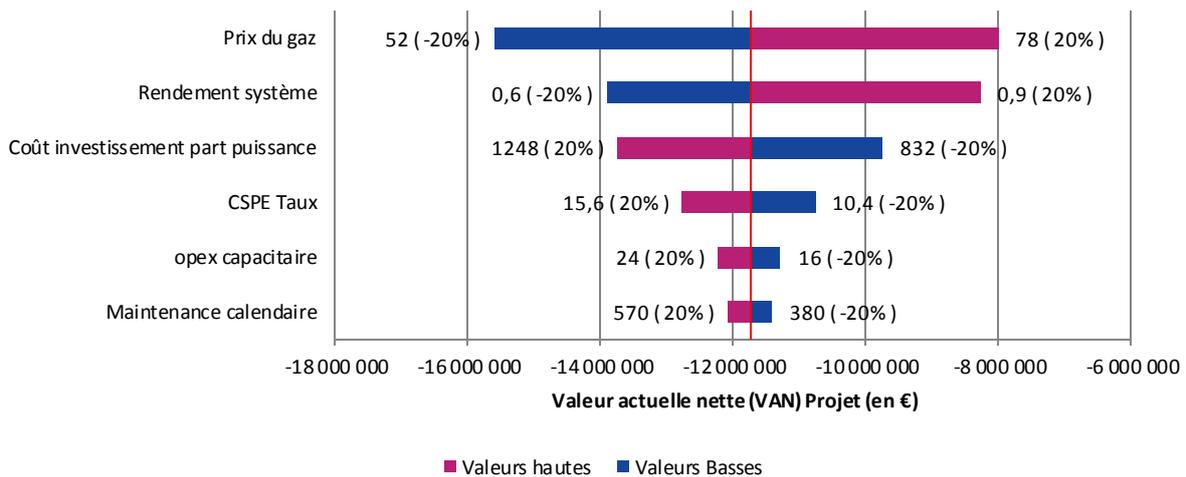


Figure 125 - Sensibilité de la VAN d'un projet « Power to gas » basé sur une électrolyse PEM aux différents paramètres de la modélisation

### 6.7.5 Conclusions

Dans les hypothèses retenues dans le cadre de cette étude, les systèmes de « power to gas » n'atteignent un TRI de 5,25 % qu'à des prix de vente du gaz injecté entre 100 et 200 €/MWh<sub>PCI</sub> en fonction des technologies et des cas d'étude.

Dans l'hypothèse retenue dans cette étude d'un prix du gaz de 29,9 €/MWh<sub>PCI</sub> en 2030, 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.

## 6.8 Stockage thermique sur un réseau de chaleur

### 6.8.1 Contexte

Les cas de stockage thermique étudiés ci-dessous reposent sur les modélisations d'un réseau de chaleur urbain, présentées plus haut dans ce document (cf. §4.3). Les cas modélisés permettent d'optimiser un système de production de chaleur pour un réseau urbain, en se donnant toute latitude sur le dimensionnement en puissance des systèmes de production installés. Un tel schéma peut être considéré pour un nouveau réseau de chaleur, mais aussi potentiellement dans le cas de l'extension d'un réseau existant avec forte rénovation. En revanche, une part importante résidant dans des réductions de CAPEX, cette modélisation ne concerne pas des réseaux avec des chaudières en surcapacité ou à parc existant.

Les services valorisés dans cette étude de cas sont explicités dans le Tableau 50. A noter, la valeur issue du traitement des congestions n'est pas prise en compte ; il s'agit d'un service créateur de valeur dans le cas notamment d'une extension de réseau.

Service	Valorisé
<b>Valorisation des transferts énergétiques</b>	Oui
<b>Optimisation d'une cogénération face aux marchés électriques</b>	Oui (Variante Cogénération)
<b>Lissage et façonnage de production</b>	Oui
<b>Passage des pointes de consommation</b>	Oui
<b>Traitement des congestions</b>	Non

Tableau 50 - Récapitulatif des services pris en compte dans le segment France

Parmi les cas modélisés, deux cas ont été retenus pour cette étude, le cas d'un réseau avec une contrainte d'approvisionnement issu à minimum 75% de biomasse ainsi que le cas d'un réseau avec un approvisionnement à 55% issu de biomasse et une cogénération gaz (cf. Tableau 51). Une part importante de la valeur globale de ces dispositifs de stockage étant liée aux installations de pointe (chaudières gaz), un cas de réseau avec pointe au gaz a été explicité<sup>70</sup> pour isoler cette valeur.

Deux technologies de stockage de chaleur ont été étudiées dans cette étude de cas, le stockage d'eau à pression atmosphérique et le stockage d'eau pressurisée. Ils peuvent tous deux être utilisés dans le contexte des réseaux de chaleur urbain basse pression, en revanche, seuls les stockages haute pression peuvent être utilisés dans le cas de réseau de chaleur pressurisé.

Les investissements pris en compte ne comprennent pas le foncier, les acteurs du secteur considérant que le foncier reste difficile à généraliser.

<sup>70</sup> Dans un souci de simplicité, la totalité des unités de production a été choisie au gaz.

Technologies	Réseau 75 % biomasse		Réseau 55 % biomasse & cogénération gaz		Réseau avec pointe gaz	
	Sans stockage	Avec stockage	Sans stockage	Avec stockage	Sans stockage	Avec stockage
Stockage		70 MWh <sub>th</sub>		50 MWh <sub>th</sub>		50 MWh <sub>th</sub>
Chaudière gaz	57 MW <sub>th</sub>	50 MW <sub>th</sub>	59 MW <sub>th</sub>	52 MW <sub>th</sub>	86 MW <sub>th</sub>	79 MW <sub>th</sub>
Chaudière(s) bois	19 + 10 MW <sub>th</sub>	29 MW <sub>th</sub>	18 MW <sub>th</sub>	18 MW <sub>th</sub>		
Cogénération gaz			10 MW <sub>th</sub>	10 MW <sub>th</sub>		

Tableau 51 - Hypothèses principales du cas « stockage thermique sur un réseau de chaleur »

### 6.8.2 Coûts des projets

Les projets de stockage thermique ne reposent pas sur les mêmes fondamentaux que les projets de stockage électricité vers électricité. En effet, dans les deux cas étudiés, l'investissement initial est inférieur pour les systèmes avec stockage. Les projets ne se présentent pas ainsi sous la forme d'un investissement initial rentabilisé par des flux de trésorerie sur la vie du projet, mais d'un gain net en termes d'investissements initiaux, suivi d'économies de fonctionnement (dégageant des flux de trésorerie) sur la durée de vie du projet.

A titre d'exemple, la Figure 126 détaille le cas du réseau 75 % biomasse, dont les économies d'investissement permises par l'installation d'un stockage de 70 MW<sub>th</sub> s'élèvent à 1 M€ (avec un stockage à pression atmosphérique). Ces économies d'investissement sont liées à la diminution de la puissance de pointe en gaz, et l'optimisation du dimensionnement de la chaudière biomasse (une seule chaudière de 29 MW au lieu de 2 plus petites, de 19 MW et 10 MW).

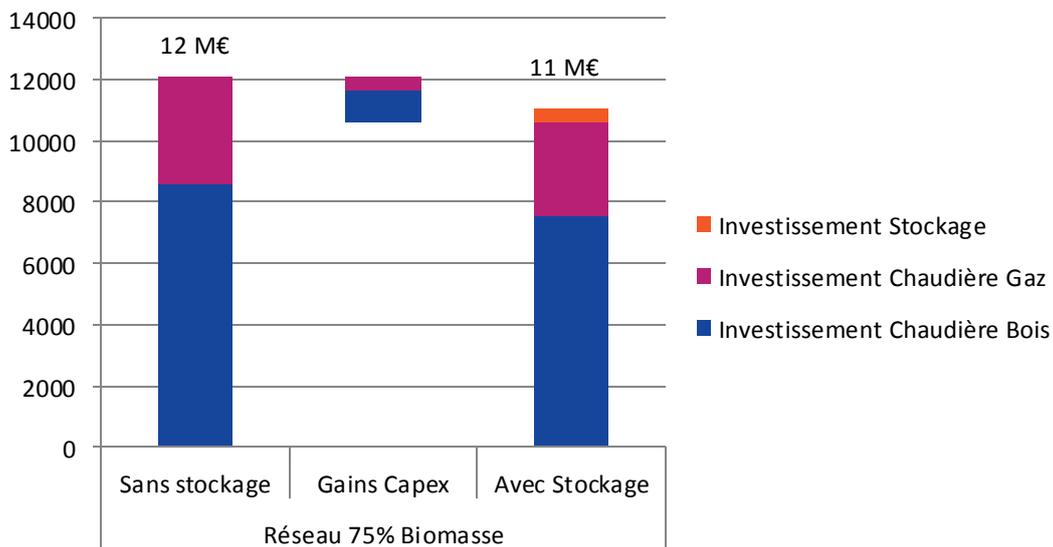


Figure 126 - Comparaison des investissements initiaux (en k€) avec ou sans stockage de chaleur

Pour la pointe gaz, ces économies d'investissement dépendent de la courbe de charge du réseau de chaleur. Plus celle-ci est « plate », plus la diminution de la puissance sera limitée. Le cas exposé ci-dessous s'entend pour une courbe donnée. L'étude de sensibilité réalisée au §6.8.4 permet cependant d'estimer que la variation de rentabilité du projet pour une diminution de la puissance gaz

diminuée de 20% est suffisamment faible pour que ce cas puisse être étendu à un type plus large de réseaux. Concernant les économies sur la chaudière bois, celles-ci sont liées aux gains permis par l'investissement dans une seule chaudière de grande puissance à la place de deux petites. Cette valeur est donc fortement dépendante du facteur de réduction de coûts lié au changement d'échelle.

Les économies d'investissement réalisées dans les autres cas modélisés (55% biomasse et cogénération ainsi que le cas déduit 100% gaz) sont reportées dans le Tableau 52. Ces valeurs sont nettes des investissements dans le dispositif de stockage.

Economies d'investissement	
<b>75 % biomasse</b>	1 M€
<b>55 % biomasse &amp; cogénération gaz</b>	65 k€
<b>Pointe gaz</b>	65 k€

Tableau 52 – Economies d'investissement pour les cas modélisés

### 6.8.3 Rentabilité des projets

En plus des gains d'investissement mentionnés ci-dessus, les systèmes avec stockage permettent de dégager des économies de fonctionnement.

Les deux dispositifs permettent de réaliser des économies de maintenance sur les chaudières gaz (dues à la diminution de la puissance installée) et le dispositif 75% biomasse permet de réaliser des arbitrages entre les deux sources d'énergies<sup>71</sup>. Le dispositif de cogénération permet également de réaliser des arbitrages électriques.

Economies actualisées sur 30 ans	
<b>Arbitrage gaz / bois (réseau 75 % biomasse)</b>	130 k€
<b>O&amp;M chaudière gaz (réseau 75 % biomasse)</b>	300 k€
<b>Arbitrage électrique (réseau avec cogénération)</b>	900 k€

Tableau 53 - Économies de fonctionnement actualisées sur la durée de vie des systèmes

Les projets de stockage de chaleur modélisés présentent une rentabilité immédiate. Faute de pouvoir calculer un TRI, la VAN a été utilisée avec un taux d'actualisation de 5,25% (cf. Tableau 54).

La VAN par MWh installé est supérieure pour le stockage au sein du réseau 75% biomasse, du fait des économies plus importantes réalisées à la fois au niveau de l'investissement mais également concernant les frais de fonctionnement (arbitrage gaz/bois).

<sup>71</sup> Dans le dispositif 55% biomasse et cogénération gaz, la chaudière biomasse fonctionne en base de manière continue sur l'année. Aucun arbitrage entre les sources d'énergies n'est donc possible.

	Eau chaude atmosphérique			Eau chaude pressurisée		
	75 % biomasse	55 % biomasse & Cogé.	Contrib. Pointe Gaz	75 % biomasse	55 % biomasse & Cogé.	Contrib. Pointe Gaz
<b>Valeur actuelle nette projet</b>	1,4 M€	1,1 M€	0,3 M€	1,5 M€	1,2 M€	0,4 M€
<b>VAN / MWh installé</b>	19	23	6	21	24	8

Tableau 54 - Rentabilité des projets de stockage de chaleur. VAN / MWh exprimée en k€/MWh<sub>CAP</sub>

Dans un cas incluant une cogénération, le stockage permet d'optimiser la vente d'électricité, en vendant plus d'électricité aux moments où le prix est au plus haut. La prise en compte de cette optimisation des ventes sur les marchés électriques permet ainsi d'augmenter la rentabilité d'un facteur 3 comparée à une valorisation sur la pointe gaz uniquement (cf. Tableau 54).

#### 6.8.4 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité a été réalisée sur le réseau 75 % biomasse. Elle montre que le cas étudié est relativement peu sensible à des variations de +/- 20% de ses hypothèses principales.

L'élément auquel la VAN/MWh<sub>CAP</sub> installée est la plus sensible est la taille du stockage. Toutefois, même si le dispositif modélisé a été sous dimensionné et que le réseau nécessite un stockage de chaleur plus important (de l'ordre de 20%) la VAN/MWh<sub>CAP</sub> est toujours positive, en baisse de près de 30 % tout de même.

La VAN/MWh<sub>CAP</sub> est également sensible à deux paramètres du modèle impactant les économies d'investissement. Le premier est le gain d'investissement sur le CAPEX de la chaudière bois, c'est-à-dire le gain permis par l'investissement dans une seule chaudière biomasse au lieu de deux petites (estimé à 1 M€), et le deuxième concerne la puissance de pointe gaz écrêtée grâce au stockage (estimée à 7 MW). Les variations de la VAN/MWh<sub>CAP</sub> induites ne sont cependant pas très importantes (moins de 15 %).

Les autres hypothèses (économies de maintenance des chaudières de pointe gaz, coût d'investissement en puissance et en énergie du dispositif de stockage...) ne sont pas très sensibles pour le modèle, leur variation de +/- 20% ne faisant varier la VAN/MWh<sub>CAP</sub> que de moins de 10%.

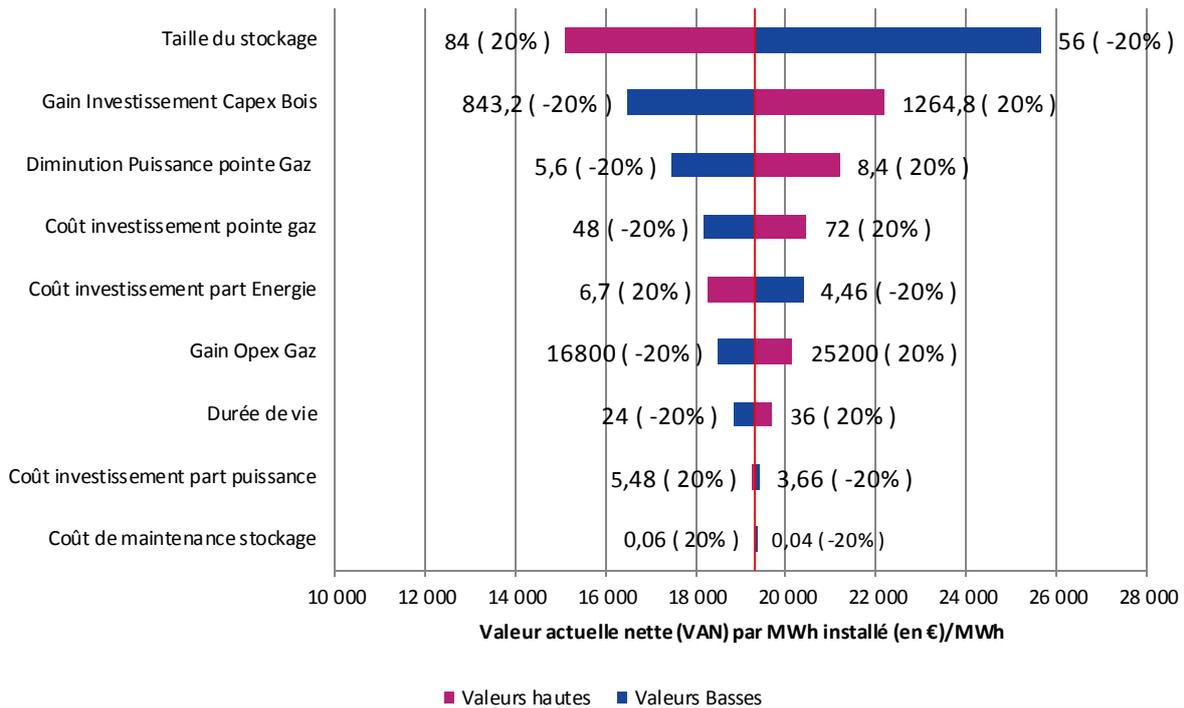


Figure 127 - Analyse de sensibilité de l'étude de cas « stockage thermique sur un réseau de chaleur »

### 6.8.5 Effet d'échelle

Le coût des technologies de stockage de chaleur dépend fortement de la taille du stockage. Les cas modélisés concernant des réseaux de taille relativement importante, il est judicieux d'étudier l'impact de la taille des réseaux sur la rentabilité.

La prise en compte de l'impact de la taille sur le coût des technologies permet de définir les tailles minimales des réseaux pour lesquelles le stockage de chaleur est pertinent (cf. Tableau 55).

	Eau chaude atmosphérique 75% biomasse	Eau chaude pressurisée 75% biomasse
<b>Puissance minimale du réseau</b>	6 MW <sub>th</sub>	3 MW <sub>th</sub>
<b>Dimensionnement du stockage correspondant</b>	2,5 MWh <sub>th</sub>	1,5 MWh <sub>th</sub>
	60 m <sup>3</sup>	30 m <sup>3</sup>

Tableau 55 - Dimensions minimales des systèmes de stockage assurant une rentabilité supérieure à 5,25%

L'analyse montre une rentabilité des systèmes pour une très large étendue de dimensionnement, jusqu'à des réseaux plus de 10 fois plus petits que les cas nominaux considérés. Le stockage est ainsi pertinent jusqu'à des puissances de réseaux de 3 MW<sub>th</sub> (75 % Biomasse).

### 6.8.6 Potentiel de déploiement

Compte tenu de la rentabilité des dispositifs de stockage ainsi modélisés, les réseaux de chaleur comparables aux systèmes modélisés ont intérêt à intégrer un dispositif de stockage.

Le document Visions 2030 de l'ADEME indique que l'énergie fournie par les réseaux de chaleur serait en 2030 de 6,8 Mtep, ce qui correspond à environ 400 segments tels que celui considéré ici.

La rentabilité des cas modélisés repose en partie sur des économies d'investissement, non valable s donc dans un raisonnement à parc fixé, par exemple dans le cas d'un réseau existant. Toutefois, ce raisonnement s'avère aussi potentiellement pertinent dans le cas de l'extension d'un réseau existant.

En supposant un déploiement du stockage de chaleur pour 25 % à 50 % des réseaux, le gisement de stockage calculé pour le cas considéré, est à multiplier par 100 à 200 pour obtenir le gisement France. Cela représenterait un gisement total de l'ordre de 5 à 10 GWh<sub>th</sub> pour l'installation de stockage thermique couplée à des réseaux de chaleur à horizon 2030 en France.

### 6.8.7 Conclusions

Le stockage d'énergie thermique couplé à un réseau de chaleur s'avère particulièrement rentable et permet *in fine* de diminuer le coût de la chaleur délivrée dans de nombreux cas, même pour des réseaux de chaleur de taille modeste. L'intérêt de cette solution est par ailleurs largement renforcé lorsque couplée à une cogénération.

Ainsi, le déploiement des réseaux de chaleur en France aurait intérêt à être accompagné par la mise en place de solutions de stockage thermique, ce qui représenterait un gisement total estimé de 5 à 10 GWh<sub>th</sub>. Dans cette optique, il est nécessaire de qualifier définitivement le statut renouvelable de l'énergie thermique stockée d'origine renouvelable afin que celle-ci soit comptabilisée dans les objectifs d'EnR&R.

## 6.9 Stockage de froid

### 6.9.1 Contexte

Le cas stockage de froid étudié ici repose sur la modélisation présentée plus haut dans ce document (cf. §4.3.3). Le cas modélisé permet d'optimiser le fonctionnement d'un système de production de froid.

Le stockage va ainsi être utilisé pour passer des pics de production de froid ainsi que pour optimiser les achats d'électricité. Il permet de réduire la puissance du groupe froid nécessaire pour satisfaire la demande (entraînant une économie de CAPEX et de TURPE) et de réduire le coût moyen de l'énergie achetée sur les marchés.

Technologies	Sans stockage	Avec stockage
Stockage de froid		30 MWh <sub>th</sub>
Groupe froid	6,5 MW <sub>e</sub>	5,5 MW <sub>e</sub>

Tableau 56 – Dimensionnement des technologies du cas « stockage de froid »

### 6.9.2 Coûts des projets

Le coût total du stockage lié à l'investissement est de plus de 50 €/MWh<sub>th</sub> dans une approche LCOS pour le scénario NMX.

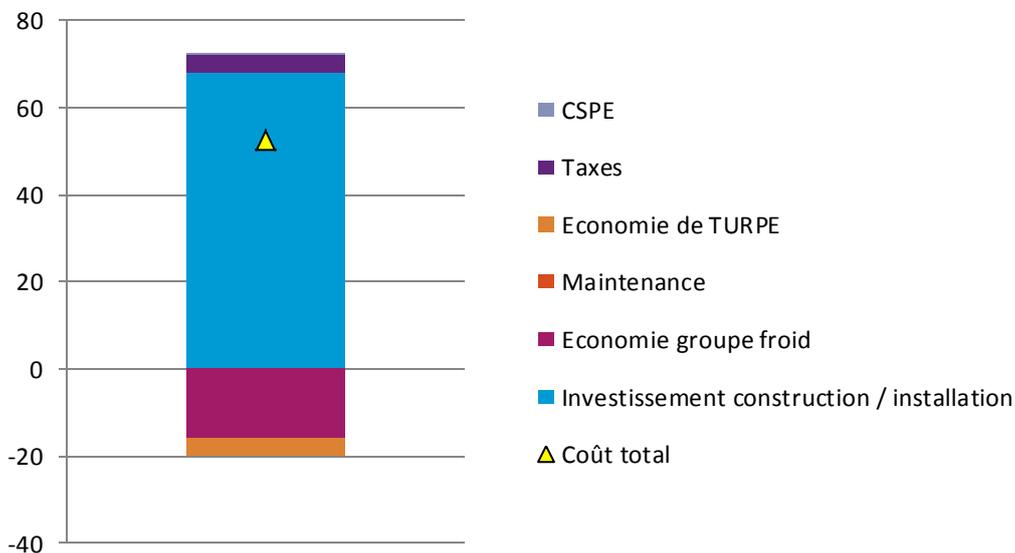


Figure 128 - Détails des coûts d'un projet de stockage de froid dans une approche LCOS

### 6.9.3 Rentabilité des projets et coûts cibles des technologies

La valorisation du stockage repose sur l'utilisation du stockage pour réaliser des arbitrages sur le réseau (pour 2/3 de la valeur) et grâce à l'économie possible sur la puissance d'abonnement du TURPE. Toutefois, ces revenus ne sont pas suffisants à assurer la rentabilité du projet, le TRI projet est négatif.

Pour atteindre la rentabilité, le CAPEX du stockage de froid de 30 MWh<sub>th</sub> devrait être inférieur à 35 €/kWh<sub>th</sub>, soit une diminution par 2 par rapport à sa valeur projetée pour 2030 (60 €/kWh<sub>th</sub>)

### 6.9.4 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité a été réalisée par variation de 20 % des hypothèses de base du modèle. Du fait des caractéristiques du projet, avec une grande part liée à l'équation économique initiale (gain d'investissement permis par le stockage), le paramètre le plus sensible est le coût d'investissement du dispositif de stockage (parts énergie et puissance). La prise en compte d'éventuelles économies de maintenance du groupe froid sous dimensionné (ici jusqu'à 10 % du CAPEX évité par an) permet d'augmenter la valeur actuelle nette du dispositif, mais sans atteindre une valeur positive.

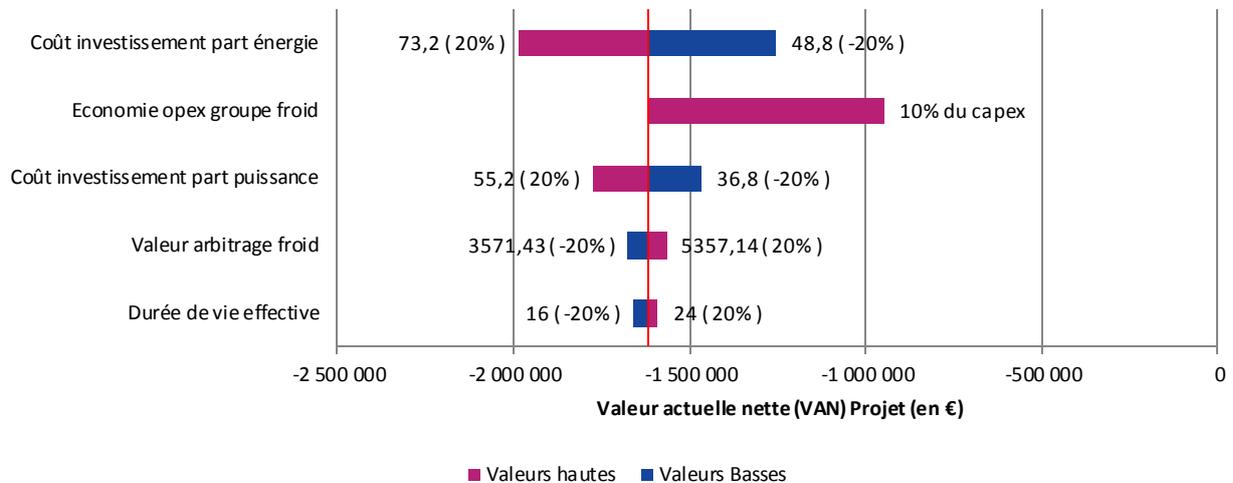


Figure 129 - Analyse de sensibilité de l'étude de cas « stockage de froid »

### 6.9.5 Conclusions

Avec les hypothèses retenues dans cette étude, le potentiel de déploiement de la technologie de stockage thermique latent de glace s'avère être limité.

L'économie de CAPEX sur le groupe froid dépendant de la courbe de demande, d'autres cas pourraient entraîner une réduction plus avantageuse.

Toutefois, d'ici 2030, l'intérêt de l'arbitrage pour un stockage de froid va se trouver réduit pour des usages de climatisation, l'ajout de PV dans le mix énergétique ayant tendance à écraser la demande nette lors des périodes de forte demande de froid, réduisant d'autant les gains réalisables sur les marchés.

## 6.10 Maitrise de la demande diffuse (eau chaude sanitaire)

Afin de mieux mettre en contexte les valorisations calculées pour le pilotage de la demande d'eau chaude sanitaire (ECS - cf. §4.4.1), des éléments de coûts sont ici présentés. Ceci constitue une étude préliminaire et non une étude de cas complète, qu'il faudrait approfondir afin d'affiner les résultats.

La valorisation de la maitrise de la demande diffuse ne prend uniquement en compte que des arbitrages sur la fourniture (production d'ECS en fonction des prix de l'électricité). Les externalités possibles sur les investissements réseaux ou un mécanisme de capacité ne sont pas pris en compte.

### 6.10.1 Coûts des projets

Dans le cas présent, le coût d'un projet ne repose pas sur le dispositif de stockage (ici les ballons d'eau chaude sont déjà investis par les ménages) mais sur l'infrastructure de pilotage à mettre en place qui pourrait soit se baser sur le système en place de pilotage heure pleine / heure creuse, soit sur des systèmes plus flexibles de pilotage diffus (type « compteurs intelligents »).

Une récente étude, réalisée pour le compte de la Commission de Régulation de l'Énergie [22], propose les coûts suivants pour de tels systèmes de pilotage diffus dédiés :

- Coût fixe annuel de 50 €/client/an intégrant les coûts de service GPRS et de gestion client de l'agrégateur. Les coûts de service GRPS seraient réduits à zéro dans le cas de l'utilisation des connexions internet filaires des foyers, option crédible à terme.
- Coût d'investissement de 450 €/client amortis sur 8 ans intégrant le coût d'acquisition du client (150 €/client), le coût de fabrication d'un boîtier (200 €/boîtier), le coût d'installation du boîtier (100 €/boîtier)

Sur une durée de 8 ans, les coûts s'élèvent donc à plus de 700 €/foyer, un peu moins de la moitié de ces coûts venant des coûts fixes annuels.

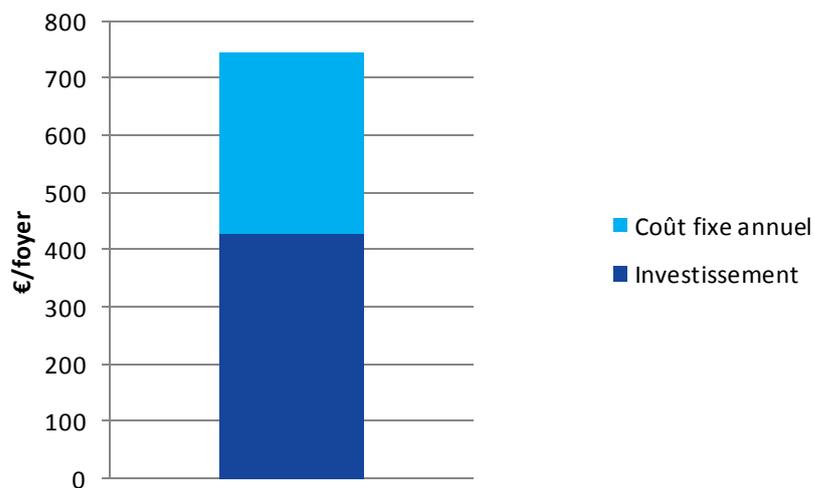


Figure 130 - Coûts actualisés d'un projet de maitrise de la demande diffuse (ECS)

### 6.10.2 Rentabilité des projets

La valorisation conduit à un surplus de 40 à 80 M€/an pour le système électrique. Sur la base de 17 millions de ballons ECS, cela représente entre 2,5 et 5 € par foyer équipé d'un ballon d'eau chaude et par an, soit une valeur actualisée de moins de 30 €/foyer sur la période de 8 ans considérée.

Comparée à l'ensemble des coûts de mise en place de l'infrastructure de pilotage diffus (plus de 700€ sur 8 ans) la rémunération sur la seule base de l'arbitrage ne permettrait pas de rentabiliser ce gisement diffus. Toutefois, du fait de l'optique de déploiement à grande échelle de « compteurs intelligents » pour d'autres raisons, ces coûts totaux ne sont sans doute pas bloquants : dans un scénario 2030 où les compteurs intelligents seraient déjà installés et dotés de capacités de pilotage de la demande, le pilotage des ballons ECS aurait dans les faits un surcoût beaucoup plus faible.

### 6.10.3 Conclusions

Pour que le gisement de pilotage de la demande ECS s'avère rentable, le pilotage devra s'appuyer sur une infrastructure déjà en place, que ce soit sur une évolution du système de pilotage actuel heures pleines / heures creuses ou bien sur les capacités de pilotage des compteurs intelligents dont le déploiement est prévu à terme.

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.

## 6.11 Stockage d'électricité dédiée à la réserve

Afin de mieux mettre en contexte les valorisations calculées pour les stockages dédiés à la réserve, quelques éléments de coûts ont été calculés pour les volants d'inertie (cf. §4.1.1.4). Une étude de cas complète ne peut être cependant réalisée car les données relatives à la charge/décharge effective de ces stockages dédiés à la réserve n'ont pas été calculées. Les données présentées ci-dessous permettent de comparer la valorisation brute (hors achat d'électricité) du stockage avec quelques éléments de coûts (coûts d'investissement, charge de capital et maintenance).

Les résultats ci-dessous sont présentés selon l'approche des coûts actualisés sur la durée de vie du projet. L'approche LCOS n'est en effet pas pertinente du fait de l'absence de données de cyclage.

### 6.11.1 Coûts et rentabilité des projets

Deux technologies supposées capable de fournir le service de réserve de façon dédiée sont considérées : les volants d'inertie haute vitesse (amortis sur 20 ans) et les batteries Li-ion (amorties sur 10 ans), toutes les deux supposées avoir un temps de décharge de ½ heure. Les contraintes techniques (durée de stockage notamment) nécessaire pour répondre à ce service de réserve devront être affinées.

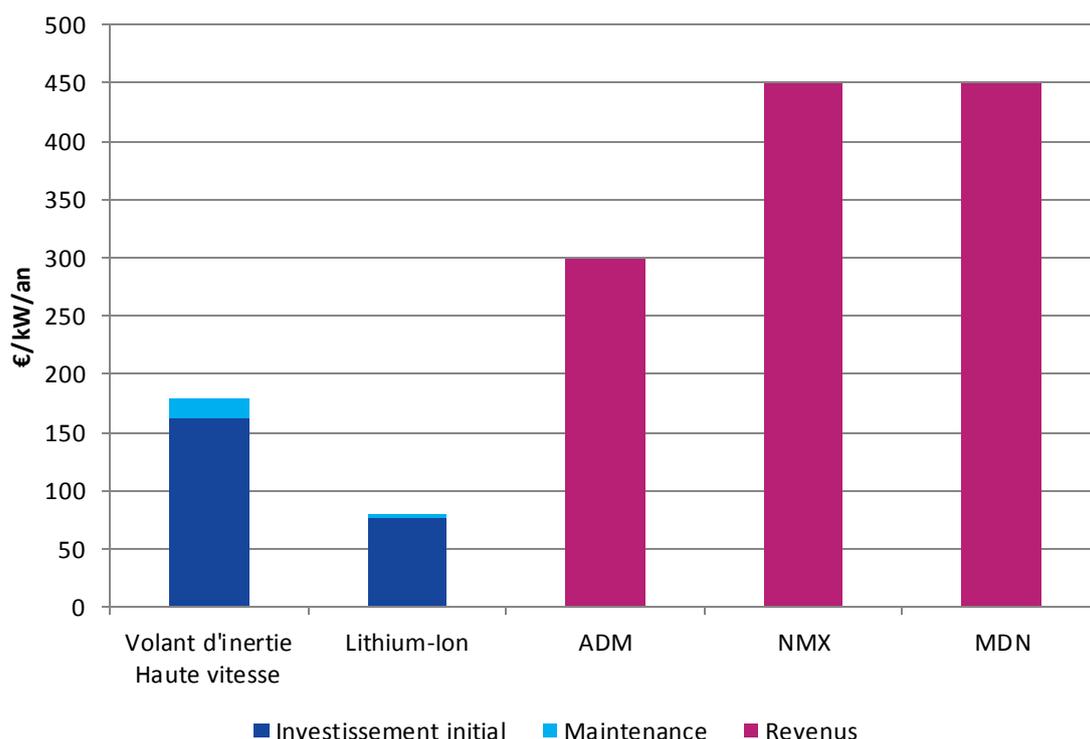


Figure 131 - Coûts fixes et revenus issus de la fourniture dédiée de réserve d'un projet de stockage d'électricité

La valorisation d'un stockage dédié à la réserve, telle que calculée en §4.1.1.4 s'élève à près de 450 €/kW/an pour les scénarios MDN et NMX et 300 €/kW/an pour le scénario ADM. Comparées aux coûts d'un tel projet (moins de 200 €/kW/an pour les coûts fixes), ces projets peuvent présenter des rentabilités élevées. La confirmation ou non de cette rentabilité dépendra des postes de coûts

négligés dans cette première analyse (achat d'électricité, taxe, usure due à un cyclage potentiellement élevé).

### 6.11.2 Conclusions

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 de 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).

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 et permettre de confirmer ces premiers résultats.

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.

## 6.12 Conclusions des études de cas

Les études de cas ont permis de comparer les études sur la valorisation des dispositifs de stockage aux coûts complets, d'investissement et de fonctionnement, des différentes technologies dans des cas spécifiques. Pour les segments porteurs, des potentiels nationaux ont pu être calculés (cf. Tableau 57).

Le coût d'investissement est le plus souvent le frein le plus important à la rentabilité des technologies étudiées. Les coûts du capital jouent en effet un rôle important dans la rentabilité des dispositifs (notamment pour le potentiel des STEP) et permettre l'accès à des financements bon marché permettraient à davantage de systèmes d'atteindre une valeur actuelle nette positive.

Le deuxième enjeu est réglementaire. Chaque étude de cas a pu éclairer d'un jour différent les impacts, positifs ou négatifs, du schéma actuel.

Concernant la CSPE, son plafonnement est une des clés de la rentabilité des systèmes de stockage massifs. Les plus petits stockages (inférieurs à 40 MW) sont en revanche fortement impactés par ces coûts. Faire évoluer la réglementation pour ne facturer la CSPE que sur l'énergie effectivement consommée (du fait des pertes) par les dispositifs de stockage semble plus équitable. Cela ne changerait rien pour les dispositifs massifs, qui continueraient à payer le plafond annuel.

Le TURPE avantage également les dispositifs de grande taille, les coûts afférents étant croissants à mesure que les niveaux de tension diminuent. Une évolution de cette tarification pourrait améliorer les profils de rentabilité des dispositifs de stockage décentralisés.

Enfin, les taxes affectant les entreprises du secteur électrique (Taxes foncières, CET, IFER) constituent également un poste de coût. Elles ne permettent cependant isolément qu'une marge de manœuvre limitée et semblent plus compliquées à lever de concert (enjeu de financement des collectivités territoriales).

En ce qui concerne le stockage dédié à la réserve, l'intérêt est à confirmer par des études plus poussées. S'il est confirmé, l'exploitation de ce gisement demanderait une évolution réglementaire importante : aujourd'hui, seuls les systèmes en fonctionnement peuvent prétendre à la fourniture de réserve.

Enfin, en ce qui concerne le stockage de chaleur, il serait nécessaire de faire évoluer la réglementation, afin de qualifier définitivement le statut de l'énergie thermique du stockage pour créer plus de valeur pour le stockage de chaleur, qui apparaît comme une solution pertinente pour les réseaux de chaleur alimentés en biomasse.

Segment étudié	Technologies de stockage étudiées	Perspectives	Gisement	Evolution réglementaire nécessaire
Stockage centralisé d'électricité, en métropole, sans contrainte réseau (segment France)	STEP, CAES, H <sub>2</sub> , Pb-A, Li-ion, Na-S, Zn-Br, Power To Gas	+ (STEP)	1-1,5 GW	+
Stockage d'électricité dédié à la réserve, en métropole	Volants d'inertie, Li-ion	++	600 MW	++
Stockage d'énergie utile pour déplacer la demande électrique	Ballons d'eau chaude chez les particuliers, pilotage de la recharge de véhicules électriques	++ (ECS et VE)	Pas de stockage supplémentaire à installer	++
Stockage centralisé d'électricité, en zone insulaire	CAES de surface, Li-ion, Na-S, Zn-Br, Pb-A	+	200 – 400 MW	++
Stockage d'électricité dédié à la réserve, en zone insulaire	Volants d'inertie, Li-ion	+	100 MW	++
Stockage d'électricité en appui de poste sources pour des zones exportatrices (fermes éoliennes)	Pb-A, Li-ion, Na-S, Zn-Br, Power To Gas	-		
Stockage d'électricité diffus en BT pour du résidentiel avec production PV	Pb-A, Li-ion	-		
Valorisation complémentaire d'un stockage d'électricité destiné à l'ASI	Pb-A, Li-ion, Zn-Br	~		
Stockage de froid pour site tertiaire ou industriel	Stockage de glace	-		
Stockage de chaleur pour réseau de chaleur	Eau chaude sensible, Eau chaude pressurisée	++	5-10 GWh <sub>th</sub>	+

Tableau 57 – Synthèse des études de cas et potentiel atteignable par segment

## 7 Implications pour l'emploi

Cette partie vise à quantifier les impacts en termes d'emploi (emplois nationaux directs et indirects) du stockage d'énergies, en lien avec le potentiel estimé précédemment dans cette étude.

### 7.1 Méthodologie : du potentiel du stockage aux emplois

La méthode utilisée vise à estimer les emplois directs et indirects liés à l'activité de stockage<sup>72</sup>. Elle repose sur une hypothèse de demande finale de production, calculée à partir d'un potentiel de stockage.

La méthodologie ci-dessous s'applique au calcul d'emplois générés par la mise en œuvre d'un dispositif de stockage, par exemple une STEP, répétée ensuite pour l'ensemble du potentiel estimé :

- Les investissements planifiés dans les technologies de stockage sont répartis par secteur d'activité. Les coûts d'opérations et maintenance sur la durée de vie du stockage sont également pris en compte. La somme de ces deux éléments, répartie par secteur d'activité concerné, constitue le surplus de production lié au développement des activités de stockage.
- Les emplois directs sont calculés à partir des coefficients d'emplois par unité monétaire de production, issus des comptes nationaux de l'Insee [23]. Les emplois indirects sont calculés à partir du tableau Entrée Sortie de l'Insee (niveau 38), présentant les consommations intermédiaires des différentes branches entre elles, permettant ainsi de calculer la demande de production des secteurs situés en amont du secteur concerné. Un coefficient prenant en compte la production intérieure pour chacun de ces achats intermédiaires permet de ne considérer que les emplois indirects générés en France.
- Les emplois induits, par exemple par le surplus de consommation des ménages liés à ce surplus de production n'ont pas été pris en compte dans cette analyse.

Ces calculs ne prennent donc en compte que les surplus de production réalisés dans la filière stockage, sans les éventuelles conséquences sur la production intérieure des autres secteurs. Dans le cas d'une filière d'export, celles-ci peuvent être effectivement considérées comme relativement limitées.

### 7.2 Emplois liés au marché national du stockage d'énergies

Compte tenu des études de cas analysées précédemment dans cette étude, le potentiel du stockage d'énergies en France à horizon 2030 retenu comme base d'estimation des emplois est estimé d'après les cas de stockage massif d'électricité, de stockage thermique sur un réseau de chaleur et de stockage d'électricité en ZNI. Les potentiels associés ainsi que les technologies retenues pour l'estimation des chiffres d'affaires afférents sont exposés Tableau 58.

Les STEP sont supposées avoir une durée de décharge de 24h, le coût du stockage d'eau chaude pressurisée est estimé pour des volumes unitaires de 100 m<sup>3</sup>, et les batteries Li-ion sont supposées avoir une durée de décharge de 1h.

---

<sup>72</sup> Elle est inspirée de publications d'analyse économique, notamment [24] et [25]

Les emplois directs liés au stockage sont supposés nationaux dans leur totalité. Les emplois indirects nationaux générés dépendent des statistiques d'import/export par branche.

Étude de cas	Technologie retenue	Potentiel estimé	Emplois [milliers etp.an]		
			Directs	Indirects	Totaux
<b>Stockage massif (cf. §6.3)</b>	STEP	0,8 – 1,5 GW	6,3 – 11,8	6,1 – 11,4	12,4 – 23,2
<b>Réseau de chaleur (cf. §6.8)</b>	Eau chaude pressurisée	5 – 10 GWh <sub>th</sub>	0,3 – 0,5	0,2 – 0,4	0,5 – 0,9
<b>ZNI (cf. §6.4)</b>	Batterie Li-ion	200 – 400 MW	0,8 – 1,7	0,8 – 1,6	1,6 – 3,3
<b>Total</b>	-	-	<b>7,4 – 14,0</b>	<b>7,1 – 13,4</b>	<b>14,5 – 27,4</b>

Tableau 58 - Potentiels estimés, technologies retenues et estimation des emplois induits par le marché national du stockage d'énergies en France à horizon 2030 (en milliers d'etp.an)

Ainsi, les emplois directs et indirects liés au marché national du stockage d'énergies d'ici 2030 représentent de 14,5 à 27,4 milliers d'etp.an. En supposant que les potentiels de stockage soient exploités d'ici 2030, cela représente, en moyenne, de l'ordre de 850 à 1600 équivalents temps plein nationaux directs et indirects.

## 7.3 Emplois liés à la constitution d'une filière de stockage d'électricité exportatrice

### 7.3.1 Hypothèses de déploiement

L'estimation du potentiel du stockage à l'échelle mondiale sort du cadre de cette étude. En particulier, la modélisation du cas France réalisée ici ne peut être extrapolée simplement afin de déterminer un potentiel mondial du stockage d'électricité. De nombreux facteurs entrent en effet en compte, notamment la qualité des réseaux et des interconnexions ou la flexibilité des sources d'énergie du mix électrique installé.

Néanmoins, afin d'illustrer le potentiel en termes d'emplois du développement d'une filière française de stockage d'électricité exportatrice, des hypothèses de développement de la filière du stockage d'électricité au niveau mondial sont formulées ici, en supposant une corrélation (excessivement simplificatrice) entre la pénétration des EnR intermittentes et la pénétration du stockage dans le mix.

Deux jeux d'hypothèses ont été choisis arbitrairement à partir du cas France considéré dans cette étude. Le premier, le scénario haut, suppose un développement du stockage plus fort qu'en France alors que le second, conservateur, suppose un développement plus limité qu'en France.

Pénétration des énergies intermittentes	5%	10%	50%
<b>Pénétration du stockage - Scénario Haut</b>	1,5%	3,5%	5%
<b>Pénétration du stockage - Scénario conservateur</b>	1,5%	2%	3,5%

Tableau 59 - Hypothèses de relation entre pénétration des énergies intermittentes et développement du stockage (en % de la capacité installée)

Il en résulte une hypothèse de potentiel additionnel pour le stockage d'électricité au niveau mondial entre 65 et 240 GW d'ici 2030<sup>73</sup>. L'ordre de grandeur de l'hypothèse haute s'avère cohérent avec des évaluations mondiales du marché du stockage réalisées par ailleurs<sup>74</sup>.

Il est probable que dans le cas conservateur, le développement de systèmes de stockage concerne essentiellement des dispositifs de STEP. En revanche, l'hypothèse haute pourrait permettre à un panel de technologies de se développer ; dans ce cas, seront considérés arbitrairement l'hypothèse de 100 GW de STEP 24h, 50 GW de AA-CAES 7h, et 90 GW de batteries Li-ion 1h.

### 7.3.2 Emplois liés au développement d'une filière exportatrice

Dans le cadre de ces scénarios mondiaux, la même méthodologie est utilisée pour passer du potentiel de stockage aux emplois directs et indirects.

L'industrie française est historiquement l'un des leaders mondiaux sur de nombreuses filières énergétiques, notamment l'hydroélectricité ou le nucléaire. La position concurrentielle de l'industrie française sur les différentes technologies de stockage étudiées constitue l'un des facteurs déterminants qui permettront le développement de nombreux emplois en France. Afin d'apprécier les conséquences en termes d'emplois du développement d'une telle position concurrentielle deux scénarios seront pris en compte :

- Une position de leader, en prenant une hypothèse de 30% de part de marché sur les technologies et les études (hors BTP et opérations de maintenance des sites)
- Une position plus modérée avec une part de marché de 10% sur les technologies et les études

Les emplois français induits par le développement mondial du marché du stockage d'électricité sous ces hypothèses sont présentés Tableau 60.

Pénétration mondiale du stockage	Emplois français [milliers etp.an]		
	Directs	Indirects	Totaux
Scénario haut	76 – 230	68 – 200	140 – 430
Scénario bas	18 – 50	17 – 50	35 – 100

Tableau 60 - Estimation des emplois français liés au marché mondial du stockage d'énergies à horizon 2030 (en milliers d'etp.an), selon l'hypothèse de déploiement et la position concurrentielle française.

Dans le scénario bas de déploiement du stockage, le marché du stockage, pourrait générer, en France, en moyenne jusqu'à 2030, entre 2000 et 6000 équivalents temps plein selon la position concurrentielle de l'industrie française.

Dans le scénario haut de déploiement du stockage, le marché du stockage, pourrait générer, en France, en moyenne jusqu'à 2030, entre 8000 et 25000 équivalents temps plein selon la position concurrentielle de l'industrie française.

<sup>73</sup> Sur la base d'un scénario de déploiement des énergies intermittentes au niveau mondial (IEA) et sur la base de l'existence de 130 GW de stockage d'électricité dans le monde.

<sup>74</sup> Par exemple [26]

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] RTE, « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, » 2013.
- [2] DECC, UK Electricity Generation Costs Update, Juin 2010.
- [3] IEA, « World Energy Outlook, » 2012.
- [4] S. Poignant et B. Sido, « Rapport Poignant Sido - Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, » Avril 2010.
- [5] J.-P. Hansen et J. Percebois, Energie - Economie et politiques, Bruxelles: De Boeck Université, 2010.
- [6] DG ENER - EC, « The future role and challenges of Energy Storage, » European Commission.
- [7] RTE, « Courbes de production PV française, » PV 2011 et 2012.
- [8] Soda, « Soda Website, » 2004. [En ligne]. Available: [http://www.soda-is.com/eng/services/services\\_radiation\\_free\\_eng.php](http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php). [Accès le 17 10 2013].
- [9] ErDF, « Coûts incrémentaux de renforcement du réseau, » 2011.
- [10] RTE, « Mécanisme de capacité: synthèse des propositions de RTE, » Sept 2013.
- [11] RTE, « Bilan 2011, » 2012.
- [12] RTE, « Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ?, » [En ligne]. Available: [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/alaune/RTE\\_END\\_BD.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/RTE_END_BD.pdf).
- [13] ERDF, « ERDF- Profilage et Profils, » [En ligne]. Available: [http://www.erdfdistribution.fr/ERDF\\_Fournisseurs\\_Electricite\\_Responsables\\_Equilibre\\_Profils](http://www.erdfdistribution.fr/ERDF_Fournisseurs_Electricite_Responsables_Equilibre_Profils). [Accès le 17 07 2013].
- [14] SNCU, « Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid, Restitution de s statistiques portant sur l'année 2011 ».
- [15] Ademe, « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050, » Novembre 2012.
- [16] Stéphanie Barrault, Sabine Saba, Denis Clodic, Mines Paris Tech, Centre Energétique et Procédés, « Inventaires des Emissions des fluides frigorigènes et leurs prévisions d'évolution

jusqu'en 2025,» 2009.

- [17] EDF R&D, «Le stockage sur territoire insulaire,» 2011.
- [18] UFE, *Etat des lieux et propositions d'évolution sur l'économie des stations de transfert d'énergie par pompage*, 2013.
- [19] Ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'Emploi, «Réforme de la taxe professionnelle,» 2010.
- [20] «BOI (Bulletin Officiel des Impôts) n°27 du 1er avril 2011, 6 E-2-11».
- [21] Commission de régulation de l'énergie, «Délibération du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB,» *Journal officiel de la République Française*, 30 Juin 2013.
- [22] E-Cube, «Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime,» 2013.
- [23] INSEE, «Archives des comptes nationaux annuels,» [En ligne]. Available: [http://www.insee.fr/fr/themes/comptes-nationaux/default.asp?page=archives/archives\\_cnat\\_annu.htm](http://www.insee.fr/fr/themes/comptes-nationaux/default.asp?page=archives/archives_cnat_annu.htm). [Accès le 28 08 2013].
- [24] P. Quirion, «L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France,» *Documents de travail du CIREN*, 2013.
- [25] Husson, «Le contenu en emploi de la demande finale,» *Revue de l'IREN*, 1994.
- [26] BCG, «Revisiting energy storage,» 2011.
- [27] EDF-SEI, «EDF SEI - Bilan prévisionnel offre-demande,» 2013. [En ligne]. Available: <http://sei.edf.com/nos-engagements/bilans-previsionnels-offre-demande-47808.html>. [Accès le 17 07 2013].
- [28] CRE, [En ligne]. Available: <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-appels-offres-insulaire>.