

AVIS D'EXPERTS

Mars
2024

Le stockage dans la transition énergétique

L'intégration d'énergies variables dans le mix énergétique global, actuellement dominé par des combustibles aisément stockables, implique de trouver un nouvel équilibre entre production et consommation par des solutions de flexibilité. L'une de ces solutions est de recourir à du stockage d'énergie pour restituer de la chaleur, du gaz ou de l'électricité. C'est sur ce dernier vecteur que se concentrent les questions sur l'importance du recours au stockage dans les mix prospectifs. Les modélisations d'équilibrage du réseau électrique à échéance 2050 montrent que le stockage joue un rôle mais avec une part relative qui dépend essentiellement de l'amélioration de la flexibilité de la demande.

TABLE DES MATIERES

Synthèse et recommandations.....	2
1. Quel est le rôle du stockage d'énergie ?.....	5
1.1. Energies variables et énergies de stocks.....	5
1.2. Services rendus par le stockage	7
1.3. Liaison avec les flexibilités et interconnexions.....	8
1.4. Caractérisation d'un stockage.....	9
2. Quantification du recours au stockage en prospective	11
2.1. Moyens de stockage mobilisés	11
2.1.1. Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)	11
2.1.2. Batteries électrochimiques	12
2.1.3. Power-to-Gas-to-Power	13
2.2. Stockage et flexibilité de la demande.....	15
2.3. Analyse des niveaux de mobilisation du stockage entre les scénarios	17
Bibliographie	21
Annexe : Hypothèses de modélisation ADEME	22

Synthèse et recommandations

Les énergies de stock (énergies fossiles, biomasse, uranium, retenues hydrauliques etc.) représentent 95 % de nos consommations énergétiques actuelles. Grâce à leur abondance et à leur densité énergétique, elles ont permis le développement industriel et de la mobilité du XX^{ème} siècle. Toutefois, leurs disponibilités actuelles sont soumises à des contraintes et les énergies fossiles contribuent au dérèglement climatique. Atteindre la neutralité carbone en 2050 demandera une réduction drastique du recours aux énergies fossiles, une croissance de la part de l'électricité dans le mix énergétique et l'utilisation croissante d'énergies renouvelables variables (éolien, solaire, etc.). Cela pose la question de leur stockage afin de répondre à la demande, en particulier pour le réseau électrique qui nécessite un équilibre offre-demande instantané. Pour quantifier les besoinsⁱ de stockage additionnels en France, des modélisations ont été récemment conduites par RTE, l'ENTSOE et l'ADEME.

Ces modélisations montrent que les **besoins en stockage d'électricité à horizon 2050** aux pas de temps horaire, journalier et saisonnier, sont différents selon les scénarios et amènent plusieurs constats et recommandations :

1. **Malgré le caractère variable des installations éoliennes et photovoltaïques, leur développement important dans le mix électrique en métropole est loin de nécessiter l'installation d'une puissance de stockage équivalente.** Les scénarios récents, basés sur des modélisations prenant en compte le système électrique dans son ensemble, conduisent à des besoins en stockages directs (batteries stationnaires, stations de transfert d'énergie par pompage) et centrales d'équilibrageⁱⁱ (à méthane ou hydrogène), presque tous inférieurs au mix actuel, restant inférieurs à **18 % du parc en puissance et 8 % de la production domestique d'électricité**.

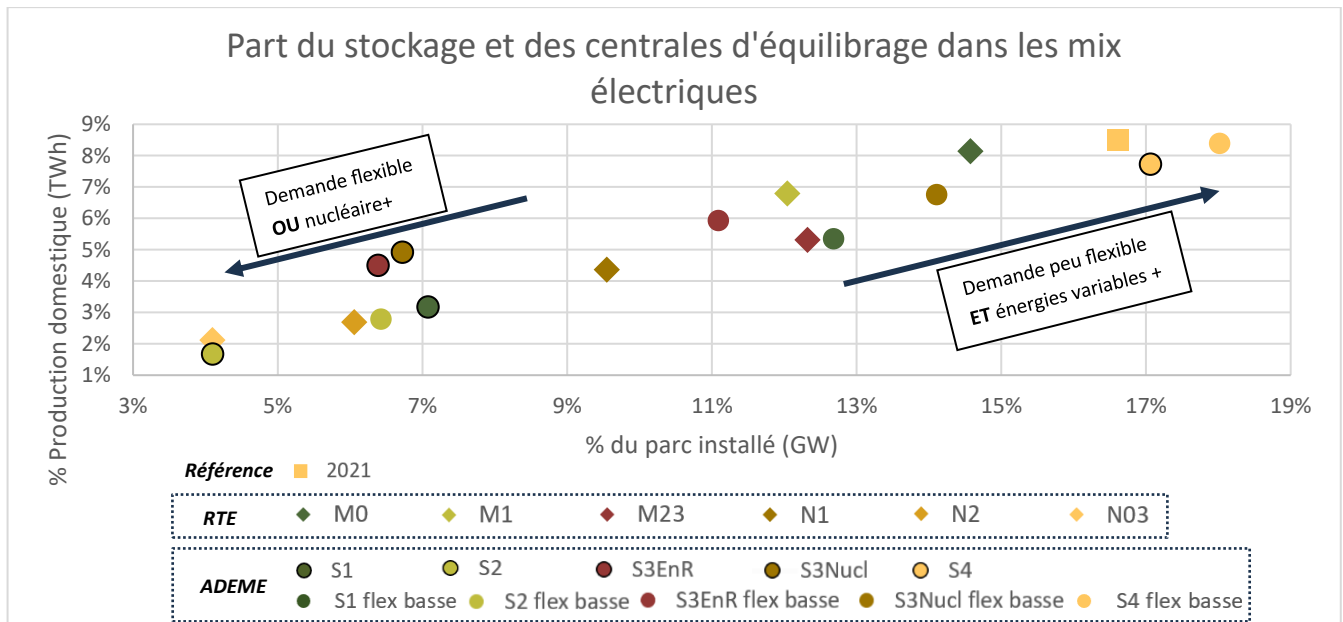


Figure 1 : Représentation de l'importance (en puissance et énergie) du stockage et des centrales d'équilibrage dans les mix électriques prospectifs de RTE et de l'ADEMEⁱⁱⁱ, comparativement à la situation actuelle (2021). Les flèches de tendances ne comparent entre eux que les scénarios prospectifs, hors référence, cette dernière a une demande moins flexible que tous les scénarios.

2. **En valeur absolue, les besoins en capacité de stockage et centrales d'équilibrage additionnels dépendent des mix électriques étudiés et de la flexibilité de la demande :** les scénarios avec un développement de nouveau nucléaire ou de la flexibilité de la demande améliorée voient leurs besoins rester proches de la situation actuelle malgré une forte augmentation de la part d'EnR (> 50 % du mix). En revanche, **dans les scénarios avec moins de flexibilité de la demande, jusqu'à 12 GW de centrales d'équilibrage et 30 GW de**

ⁱ A noter que, comme détaillé dans le corps du document, le « besoin » de stockage doit être mis en perspective des alternatives équivalentes en développement de flexibilité et que le développement de capacités de stockage peut apparaître dans certaines modélisations comme un levier d'optimisation des coûts sans constituer un besoin d'équilibrage énergétique du système

ⁱⁱ Sont appelées ici centrales d'équilibrage les centrales marginales (i.e. qui sont appelées en dernier pour correspondre à la demande, du fait de leur coût de fonctionnement), fonctionnant aux pointes de consommation mais également lors des périodes de faible production d'énergies variables. C'est le fonctionnement actuel des centrales thermiques à flamme (méthane, fioul, charbon).

ⁱⁱⁱ Le scénario S2 de l'ADEME bénéficie d'atouts d'équilibrage (fortes interconnexions rapportées au niveau de la demande, prolongation du nucléaire et développement harmonisé des EnR), qui ne lui font nécessiter que peu d'actifs de stockage/d'équilibrage, même en flexibilité basse de la demande.

stockage stationnaire additionnels seraient nécessaires, par rapport à la situation actuelle. Ainsi, au maximum, les besoins en capacités de production à haute flexibilité (stockage, centrales d'équilibrage) pourraient presque tripler par rapport à 2021 mais resteraient bien inférieures aux puissances d'EnR variables raccordées. Dans tous les cas, le développement du stockage, tout comme celui de moyens thermiques décarbonés et de la flexibilité de la demande, représente un enjeu pour la sécurité d'approvisionnement.

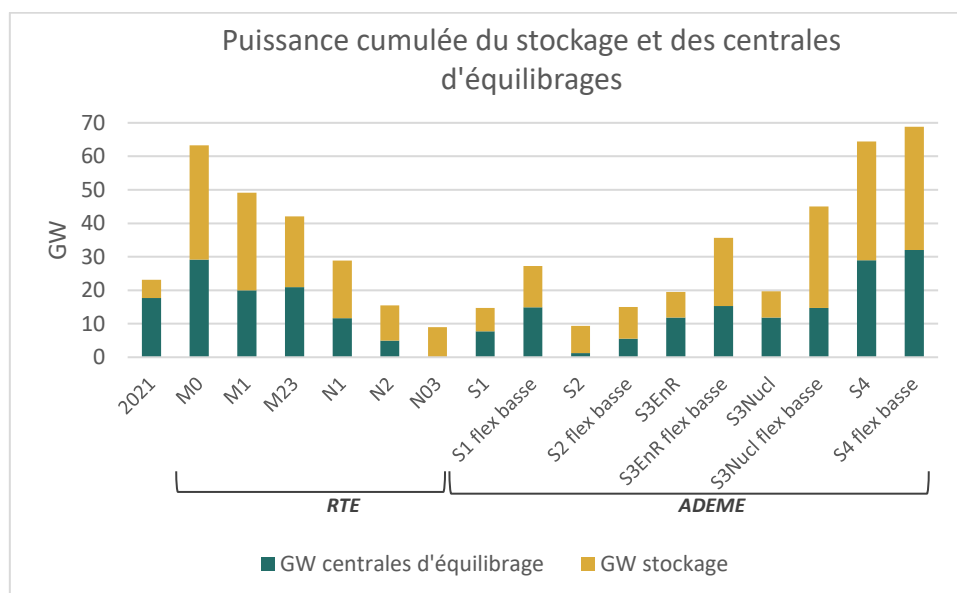


Figure 2 : Comparatif des capacités installées de stockage et centrales d'équilibrage entre les scénarios prospectifs et la situation actuelle. Les scénarios ADEME supposent une flexibilité de la demande élevée dans les scénarios S1, S2 et S3

- La plupart de l'électricité produite par l'éolien et le photovoltaïque pourra être consommée sans l'intermédiaire d'un stockage : dans les modélisations réalisées par l'ADEME, au minimum **76 % du solaire et 86 % de l'éolien installés en 2050 sont consommés directement au moment où ils ont été produits**. Le reste transite par du stockage dans les batteries, les STEP, mais aussi sous forme de gaz produit à partir d'électricité. Le taux d'énergies variables dans le mix est l'un des critères influençant les besoins de stockage mais n'est pas le seul : **la flexibilité de la demande, qui permet de consommer au moment où l'électricité est produite, module plus directement à la baisse ces besoins et se réaffirme ainsi comme un enjeu prioritaire et central de la transition énergétique**. Le développement des interconnexions frontalières contribue aussi à maximiser la flexibilité et réduit ainsi les besoins de stockage.
- Les besoins en stockage journalier sont particulièrement concernés par cette compétition avec la flexibilité de la demande** (ex : pilotage de la charge des véhicules électriques), qui pourrait se déployer rapidement et à moindre coût. En conséquence, la nécessité d'un déploiement d'importantes capacités de batteries stationnaires est incertaine en l'absence d'une feuille de route précisant la mise en place des flexibilités de la demande. Ces dernières permettraient d'éviter significativement l'installation de batteries stationnaires additionnelles. Dans le cas où les flexibilités de la demande se déploient peu malgré des incitations, la rapidité d'installation des batteries stationnaires, observée ces dernières années avec des conditions de marché favorables, pourra toutefois sécuriser les besoins de stockage journalier.
- Concernant le stockage intersaisonnier (sous forme de méthane ou d'hydrogène), la part encore modeste des énergies variables et les conditions de marchés actuelles ne permettent pas leur développement sans un soutien « *ad hoc* » en raison des coûts d'investissement et de **l'anticipation nécessaire de ces chantiers (méthanation, centrales d'équilibrage, stockage géologique d'hydrogène...)**. Pour autant, dans la grande majorité des scénarios, son besoin est plus certain que celui du stockage court terme ; c'est pourquoi prendre des dispositions spécifiques pour leur déploiement à moyen terme (horizon 2040) est une priorité. Concernant les stockages géologiques d'hydrogène, leur priorité d'investissement est d'autant plus importante en raison de leur rôle essentiel pour flexibiliser le soutirage des électrolyseurs en cours de développement industriel.
- Le stockage intersaisonnier par *power-to-gas-to-power* peut passer par le vecteur méthane ou le vecteur hydrogène avec des centrales fonctionnant en équilibre. Les deux voies ont des atouts et désavantages distincts impactant les développements technologiques à effectuer, sur l'opération des stockages géologiques et sur la décarbonation du réseau gazier existant. **Le point critique entre ces deux voies est la**

gestion des stockages géologiques compatibles à l'hydrogène. Le gisement de stockage géologique d'hydrogène étant restreint en France, de l'ordre de 10 TWh_{H2} en 2050, faire reposer sur ces futures installations d'une part l'approvisionnement en hydrogène décarboné de l'industrie et d'autre part l'approvisionnement des centrales d'équilibrage de production d'électricité est un pari risqué pour l'équilibrage du réseau électrique : selon les développements industriels et mix de production électrique, les besoins en stockage d'hydrogène peuvent s'élever à plusieurs fois le gisement identifié domestiquement. En l'état des connaissances actuels, **développer les stockages géologiques d'hydrogène prioritairement pour s'adapter aux besoins de l'industrie et s'appuyer sur les stockages géologiques de gaz existants pour soutenir l'offre d'électricité semble l'option la plus résiliente.** Cela demande de décarboner profondément le réseau de gaz, via le biométhane et le *power-to-methane*. Une option alternative à explorer sur le plan technique et géopolitique pourrait être de dépendre du développement de stockage hydrogène chez les pays voisins (Espagne, Allemagne), mieux dotés en gisements géologiques.

7. Dans la limite du potentiel identifié, le développement de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) peut être considéré comme un **investissement sans regret** en raison de leur rôle pérenne de stockage journalier et hebdomadaire pour l'équilibrage du système électrique.
8. **Les dernières études suivies par l'ADEME réaffirment également la pertinence du stockage thermique (chaud et froid)**, en particulier dès qu'il permet de réduire ou décaler une pointe de consommation d'électricité, ou d'effacer une consommation d'énergies fossiles en améliorant l'équilibre offre-demande des réseaux de chaleur et de froid.
9. **Les batteries stationnaires représentent un besoin faible (environ 1 %) comparativement à la filière des batteries embarquées dans le secteur de la mobilité, mais peuvent recourir à des options technologiques plus variés et moins impactantes pour l'environnement.** Dans les deux cas d'applications, les ressources métalliques utilisées par les batteries Li-ion seront probablement en tension dans les prochaines années (notamment lithium, cobalt, nickel), mais les batteries stationnaires disposent d'options pour limiter les dépendances à ces ressources sous tension, via la diversification technologique et l'utilisation de batteries de seconde vie. La mise en place d'une valorisation économique dans les appels d'offre pour l'utilisation de chimies moins exigeantes en métaux critiques pourrait permettre de progresser vers une filière à impact maîtrisé.
10. **Dans les Zones Non Interconnectées, le stockage d'électricité est plus structurel qu'en métropole en raison de l'absence ou de la limitation des interconnexions.** Les études menées et en cours permettent de montrer que les besoins de stockage sont spécifiques à chacun des territoires^{iv}. En complément du plan d'approvisionnement en bioliquides à court terme pour décarboner les mix électriques, un déploiement des énergies renouvelables locales, essentiellement variables, est particulièrement pertinent pour améliorer la souveraineté énergétique de ces territoires. Le stockage est ici un accompagnateur incontournable de cette transition.

^{iv} Allant de situations semblables à la métropole (le stockage représente 10-20% de capacité installées) à des développements plus importants en fonction de l'autonomie énergétique visée (30-40%). Des études complémentaires sont en cours pour affiner ces chiffres par territoire

1. Quel est le rôle du stockage d'énergie ?

1.1. Energies variables et énergies de stocks

Le système énergétique utilisé par les sociétés humaines regroupe tous les éléments permettant la production, le transport, le stockage et l'utilisation des différents vecteurs énergétiques : électricité, chaleur & froid (via différents fluides caloporteurs), combustibles solides (biomasse, charbon, déchets, etc.), liquides (fioul, essence, biocarburants, etc.) et gazeux (gaz fossile, biogaz, hydrogène, etc.). Le système actuel repose sur des sources d'énergie facilement mobilisables, avec des densités énergétiques importantes et stockées en très grande quantité principalement sous forme de combustibles. Ces sources d'énergie constituent des stocks d'énergie non renouvelables (produits pétroliers, gaz naturel, uranium, charbon) ou renouvelables (biomasse et ses combustibles dérivés, retenues hydrauliques, géothermie profonde^v), que nous nommerons ici **énergies de stocks** par souci de simplicité. On les distingue des **énergies variables**, non pilotables et à densité énergétique plus faible mais exclusivement renouvelables : éolien, solaire, hydraulique au fil de l'eau, énergies marines renouvelables et chaleur sensible^{vi}, qui sont actuellement minoritaires dans le système énergétique mais priorisées du fait de leur coût d'exploitation nul.

Un ensemble d'infrastructures, de dispositifs et de technologies sont déjà techniquement matures et déployés à grande échelle pour convertir, stocker et transporter facilement les énergies de stocks et les utiliser via différents vecteurs énergétiques. A noter que l'hydrogène, produit aujourd'hui pour l'essentiel à partir d'énergies de stocks, mais progressivement par des énergies variables, sera considéré dans cet avis comme une énergie de stock au même titre que les autres combustibles gazeux.

Les énergies de stock représentaient en 2021 environ¹ **95 %** de la consommation **en énergie primaire** de la France. L'étude Transition(s) 2050^{2,3} menée par l'ADEME avec 4 scénarios de modélisations intersectoriels (dont le S3 comporte une variante éolien en mer et nucléaire pour le mix électrique) montre un **accroissement important de la contribution des énergies variables à la consommation en énergie primaire en 2050**, puisqu'elles passent de 5 % aujourd'hui à **35 à 46 % (selon les scénarios)**.

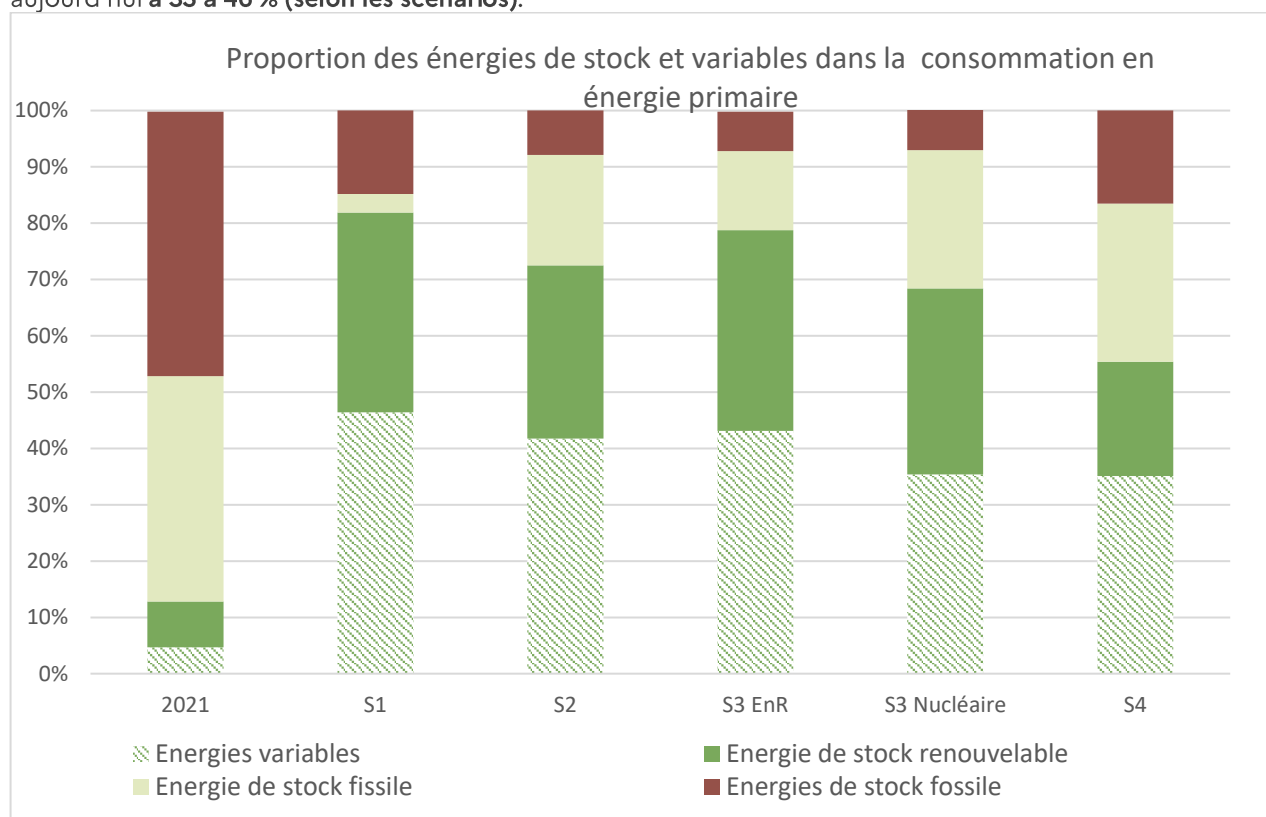


Figure 3 : Augmentation des énergies variables à horizon 2050

^v Dont une des caractéristiques est la relative constance de la température de la source d'énergie (sols, aquifères souterrains, fleuves, lacs, mers ou eaux usées), ce qui en fait une source d'énergie présentant peu de variabilité.

^{vi} Chaleur prélevée à l'environnement ambiant par les pompes à chaleur

Même dans le scénario à plus forte pénétration d'énergies variables, les énergies de stocks continuent à représenter plus de la moitié de la consommation énergétique française. Cela est lié, suivant les différents scénarios, à plusieurs facteurs :

- Maintien d'un talon de consommation d'énergies fossiles dans différents secteurs et/ou déploiement de nouveaux réacteurs nucléaires ;
- Recours à la biomasse en tant que combustible solide ;
- Fort développement de nouveaux vecteurs énergétiques: gaz renouvelables et bas-carbone (biogaz, hydrogène, méthane de synthèse, syngaz issu de la biomasse), carburants liquides renouvelables et bas-carbone (biocarburants, e-méthanol, e-kérosène^{vii}).

Le développement des nouveaux vecteurs énergétiques, en phase d'émergence aujourd'hui, devrait permettre d'élargir progressivement les options de stockage de l'énergie sous des formes physiques (combustibles gazeux et liquides) dont les schémas logistiques sont majoritairement maîtrisés.

En énergie finale, l'augmentation des énergies variables est plus marquée en raison de l'absence pour les énergies variables des pertes d'énergie primaire liées au passage par un cycle thermodynamique d'une part et d'autre part en raison de la proportion croissante du vecteur électrique pour satisfaire la demande énergétique finale, comme montré en Figure 4.

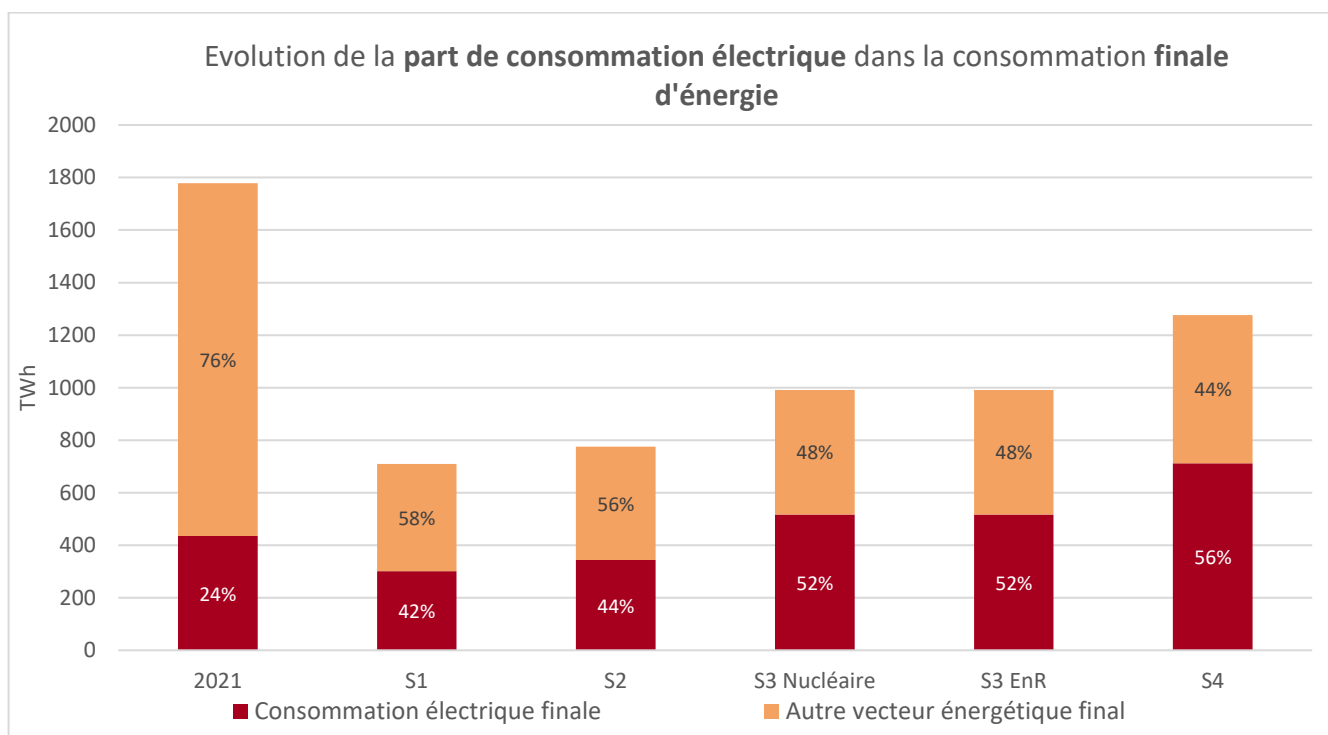


Figure 4 : Augmentation relative du recours au vecteur électrique en mix prospectif

En fonction des secteurs de la demande, l'augmentation du recours aux énergies variables nécessite une adaptation de la mise en adéquation temporelle aux échelles infra-horaire, journalière, hebdomadaire et saisonnière de l'offre et de la demande en énergie, qui passe en partie par la mise en œuvre du stockage. Cette préoccupation est d'autant plus critique pour le réseau électrique, qui combine un besoin d'équilibre offre-demande en puissance instantanée et une forte proportion d'énergies variables (principalement éolien et solaire).

Les modélisations des mix de production électrique dans le cadre de Transition(s) 2050 ont abouti à des taux d'énergie variables entre 68 % et 88 % en 2050, comparativement à une proportion actuelle modérée, de l'ordre de 16 % en 2021.

^{vii} Les électro-carburants⁴ (méthane, méthanol, kérosène) sont des carburants synthétisés à partir d'hydrogène électrolytique et de CO₂

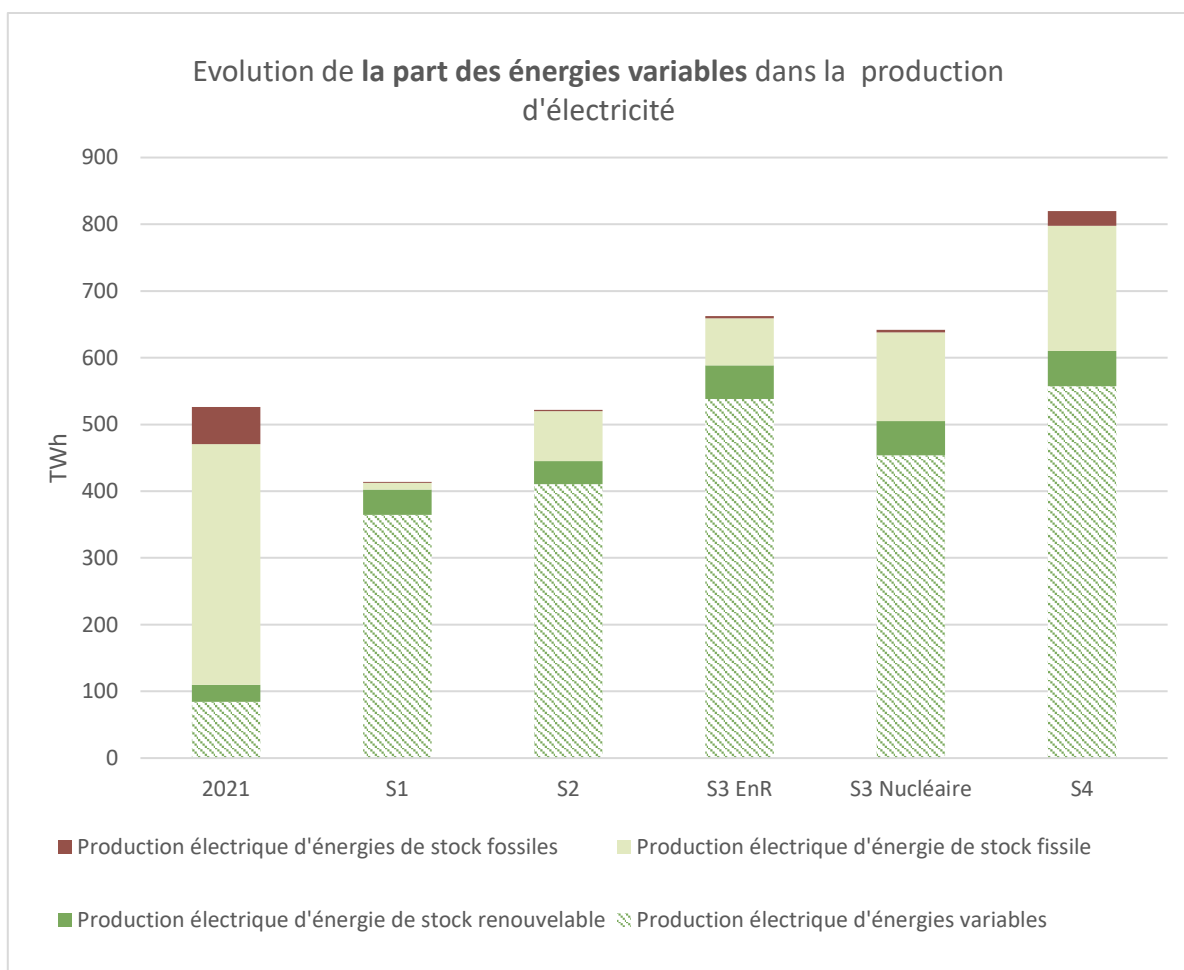


Figure 5 : Pénétration des énergies variables dans la production d'électricité (hors STEP/batteries) d'ici à 2050 dans les scénarios Transition(s) 2050

A ce stade, la contribution du stockage d'électricité n'est pas inclus dans la Figure 5. Cependant, la contribution du gaz (au mix renouvelable et fossile, spécifique à chaque scénario), énergie de stock et vecteur de stockage saisonnier, est visible. Le gaz contribue ainsi à l'intégration des énergies variables. L'importance de sa contribution reste cependant conditionnée à différentes hypothèses de flexibilité (interconnexions, flexibilités de la demande) et des différentes sources de production installées.

L'utilisation du stockage pour équilibrer l'offre et la demande ainsi que l'intégration des énergies variables dans le système énergétique et en particulier électrique pose ainsi différentes questions : quel est son rôle dans le système énergétique, quels sont les volumes et les puissances mises en jeu, et enfin quelles sont ses caractéristiques dans la transition énergétique (dynamique, vecteurs, technologies).

1.2. Services rendus par le stockage

Dans tout système énergétique, qu'il soit actuel ou prospectif, le stockage de l'énergie remplit plusieurs rôles distincts, selon les nécessités du système :

- Disposer d'énergie à l'endroit de la consommation (**corrélation géographique** et d'usage), au moment de la consommation (**corrélation temporelle**) ;
- Stocker les énergies variables au moment opportun ;
- Renforcer la **résilience** du système énergétique face aux aléas en sécurisant les approvisionnements énergétiques ;
- Optimiser le dimensionnement des systèmes de production énergétique en minimisant leur puissance ;
- Fournir des **services systèmes** dans certains cas. Par exemple pour le système électrique, un soutien au maintien de la fréquence, etc. ;
- Transformer des énergies variables en **vecteurs énergétiques** (ex : hydrogène électrolytique) qu'il est possible de stocker ;
- Exploiter les synergies entre les différents réseaux énergétiques (électricité, gaz, chaleur/froid).

Le stockage est historiquement présent dans le réseau électrique avec, par exemple, le développement des stations de turbinage pompage (STEP) pour accompagner les variations de charge du parc nucléaire. Les différents services listés ci-dessus rappellent le rôle « systémique » du stockage, c'est pourquoi déployer du stockage n'a de sens que dans une planification du système énergétique qui tienne compte de tous les vecteurs énergétiques. Dans ce cadre, développer des moyens additionnels de stockage de l'énergie est un enjeu pour l'intégration d'énergies renouvelables variables dans les réseaux énergétiques et plus particulièrement pour l'électricité, étant donné que la plupart des autres vecteurs énergétiques se stockent déjà facilement aux échelles requises dans leurs divers secteurs d'application. Dans le cas du système électrique, la consommation en direct des énergies variables, en raison de leur coût variable négligeable est maximisée, et le rôle du stockage est alors de capter l'éventuelle production résiduelle après utilisation éventuelle des interconnexions, et des flexibilités de la consommation et des autres moyens de productions utilisant des énergies de stock.

Les avantages du stockage viennent avec un coût de déploiement, des impacts environnementaux et une perte de rendement en raison des conversions vers une autre forme d'énergie (potentielle, chimique, mécanique, etc.) stockable. Il s'agit donc de raisonner son déploiement en fonction des besoins et des autres flexibilités mobilisables.

1.3. Liaison avec les flexibilités et interconnexions

Pour un réseau, le stockage est inclus dans la famille des flexibilités, qui représente la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à modifier sa courbe d'injection ou de soutirage à la demande⁵. Cette définition s'applique aux différents réseaux (gaz, électricité, chaleur/froid) mais est particulièrement effective pour le système électrique, en raison de la nécessité de maintenir un équilibre offre-demande instantané. Le rôle des interconnexions avec les pays voisins peut également être associé à une flexibilité^{viii} du système électrique, assurant l'équilibre offre-demande.

Le stockage est donc en compétition économique directe avec les autres moyens de flexibilité. Par exemple pour l'électricité, on mobilisera les flexibilités suivantes pour respecter l'équilibre offre-demande, avec une priorisation basée sur des critères économiques :

- Ajustement des centrales pilotables à faibles coûts de fonctionnement (centrales nucléaires, retenues hydrauliques^{ix}) puis à fort coût de fonctionnement (centrales thermiques à flamme)
- Mobilisation des interconnexions électrique
- Activation des flexibilités de la demande : pilotage de l'eau chaude sanitaire^x, pilotage de la charge des véhicules électriques, effacement des procédés industriels (dont électrolyseurs), etc.
- Activation des moyens de stockages

En conséquence, le développement des autres flexibilités dans les scénarios prospectifs fait baisser les besoins en actifs de stockage qui rendraient le même service d'équilibrage offre/demande, parce qu'il est généralement plus coûteux pour la collectivité par rapport au coût de mobilisation de la flexibilité de la demande, comme montré dans l'étude PEPS⁶.

Le degré de mobilisation des flexibilités de la demande, effectivement en place dans les scénarios de transition, est très lié aux récits de société qui leurs sont associés, car nombre de ces décalages de consommation dépendent de leur acceptabilité par les consommateurs, et de choix politiques de diffusion des équipements nécessaires à leur mobilisation. Les trajectoires types de mobilisation des flexibilités de la demande sont illustrées ci-dessous pour l'électricité.

^{viii} Les interconnexions permettent de connecter un sous-système, par exemple la France, à ses voisins et d'accéder à des flexibilités à l'étranger. Ainsi en considérant le système France, les interconnexions sont considérées comme des flexibilités.

^{ix} Une portion du stock n'est activée que plus bas dans le merit order, au même niveau que les centrales thermiques à flamme, pour maintenir les réservoirs.

^x Qui est la forme de stockage thermique la plus déployée en France.

	2020				2050			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques	12%	12%	12%	12%	60%	60%	70%	30%
ECS ⁹	Pilotage heures pleines / heures creuses				90%	90%	95%	80%
Chauffage	0%	0%	0%	0%	40%	40%	45%	25%
Climatisation	0%	0%	0%	0%	40%	40%	45%	25%
Produits blancs	0%	0%	0%	0%	25%	40%	40%	20%
Industrie	20%	20%	20%	20%	50%	50%	50%	50%

Tableau 1 : Part flexible de la consommation d'électricité de chaque usage suivant les scénarios Transition(s) 2050

En puissance appelée, le véhicule électrique est le vecteur principal de flexibilité de la demande dans tous les scénarios. Le Tableau 1 permet d'ores et déjà de prévoir que le scénario S4, peu porté sur la sensibilisation des consommateurs et déployant le plus grand parc véhicules électriques, devra recourir à des moyens de stockage d'électricité importants, notamment à cause de la faible flexibilité de la recharge des véhicules électriques. Pour une pleine compréhension des % de gisement de flexibilité, se référer au cahier d'hypothèses disponible en ligne⁷, relatif à la modélisation des mix électriques de Transition(s) 2050 avec Artelys. Dans le cadre de la réalisation de la présente publication, des modélisations du système électrique des scénarios de Transition(s) 2050 avec un moindre recours aux flexibilités de la demande ont été réalisées. Les caractéristiques détaillées sont présentées en annexe de ce document

Avis d'expert sur les « Flexibilités du système électrique »

L'ADEME publie simultanément un avis d'expert sur la flexibilité du système électrique, centré sur les enjeux actuels pour améliorer la flexibilité de la demande : pilotage de la recharge des véhicules, flexibilités implicites et explicites, rémunération de la flexibilité, etc.

1.4. Caractérisation d'un stockage

De manière générale, une énergie de stock (ou vecteur énergétique) est appréciée par sa capacité à concentrer l'énergie^{xi} en masse (kWh/kg) et en volume (kWh/L). Les hydrocarbures ainsi que les biocarburants sont particulièrement performant sur ces deux indicateurs de densité énergétique, facilitant leur logistique et utilisation.

	Densité d'énergie volumique (kWh/L)	Densité d'énergie massique (kWh/kg)
Essence	9,4	13,1
Biodiesel	9,2	11,7
Gaz naturel, biométhane	0,009 - 0,011	14 - 17
Plaquette forestière (<10 % _w humidité)	3,8	4,7
Hydrogène	0,003	33,3
Batterie Li-ion	0,3 - 0,8	0,1 - 0,3
Stockage thermique (MCP ^{xii})	0,03 - 0,07	0,09 - 0,03

Tableau 2 : Exemples de densités énergétiques pour différentes énergies de stock, à T=0°C et P=1 bar⁸⁻¹²

Ces ordres de grandeurs expriment un des enjeux clés de la transition énergétique : réussir à substituer des énergies de stock dont les caractéristiques énergétique et logistique sont excellentes par une combinaison de vecteurs énergétiques solides (biomasse, etc.), liquides (biocarburants, e-kérosène, etc.) ou gazeux (biométhane, hydrogène, etc.) et installations de stockage (batteries électrochimiques, stockage thermique, etc.) avec différents avantages et inconvénients (disponibilité ressource, densité volumique, densité massique).

^{xi} Toutes les données seront en indiquées en PCI (pouvoir calorifique inférieur)

^{xii} Matériaux à changement de phase

Du fait de ses rôles d'équilibrage du réseau électrique, un système de stockage d'électricité est caractérisé par plusieurs grandeurs, qui peuvent également s'appliquer aux systèmes de stockage de chaleur :

- **Sa puissance installée**, exprimée par sa puissance de raccordement en MW. Dans le cas des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), sont distinguées la puissance de pompage (ou charge) de la puissance de turbinage (ou décharge), étant donné que cette dernière est couramment supérieure pour permettre un fonctionnement plus adaptable en injection.
- **Son temps de décharge** (en heures), qui combinée avec la puissance installée donne l'énergie stockable (en MWh).
- **Son temps de démarrage** (en s ou min), donnant le temps de réponse nécessaire au système de stockage pour s'activer à pleine charge pour soutirage/injection sur le réseau électrique ou pour restitution de la chaleur.
- **Son rendement**, permettant de quantifier les pertes d'énergie liée à la conversion et au stockage (autodécharge).
- **Sa durée de vie**, fonction de la dégradation de ses performances en phase d'utilisation
- **Son coût d'investissement et ses coûts d'opération**, l'activation d'un stockage étant lié à son coût complet

A ces caractéristiques se rajoutent les impacts environnementaux des systèmes de stockage, de leur production à leur fin de vie (« du berceau à la tombe »).

La Figure 6 montre les ordres de grandeur des temps de décharge et d'énergie stockable pour le fonctionnement de différentes technologies de stockage.

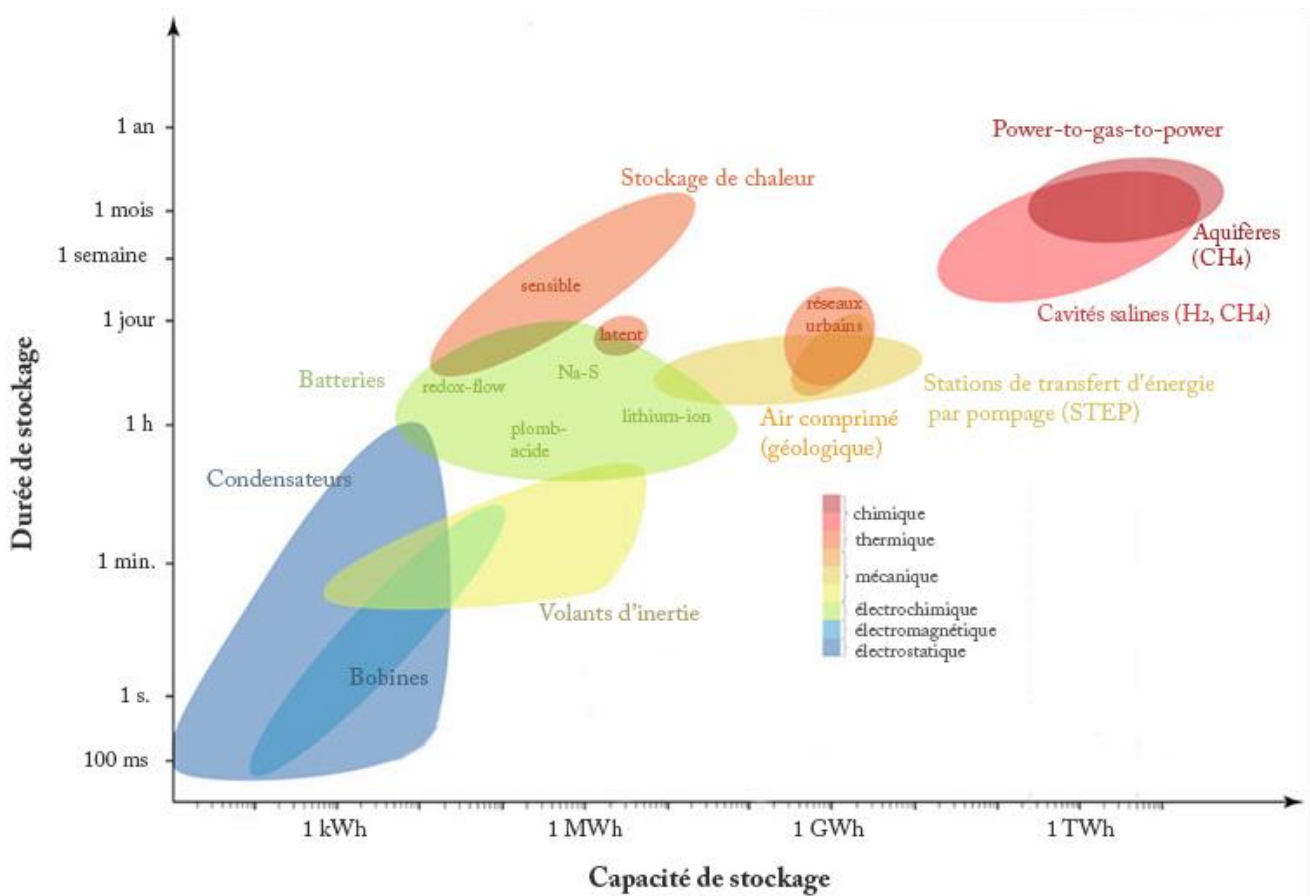


Figure 6 : Caractéristiques d'une unité de stockage pour différentes technologies (adapté de Sterner et Stadler)^{13,14}

Les différents types de stockage d'électricité présentent des utilisations particulières du fait des différences de leurs caractéristiques, souvent complémentaires, ainsi qu'un coût actualisé du stockage différent. Dans toute modélisation de prospective, un choix des systèmes de stockage à mobiliser doit être effectué pour donner des trajectoires réalistes sur le plan économique et technologique.

2. Quantification du recours au stockage en prospective

2.1. Moyens de stockage mobilisés

Au vu des caractéristiques évoquées au paragraphe précédent, trois types de stockage d'électricité se retrouvent traités dans les exercices de prospective afin de réaliser un bouclage sur le réseau électrique de la France continentale : les STEP, les batteries et le power-to-gas-to-power^{xiii}. C'est un choix méthodologique vis-à-vis des nombreuses technologies évoquées plus tôt, mais qui s'explique au vu de l'importance pressentie de ces trois types de stockage aux rôles distincts. Le stockage thermique, plus diffus et spécifiques aux besoins locaux, n'est généralement pas modélisé dans les scénarios prospectifs en France, à l'exception du stockage via l'eau chaude sanitaire (ECS) en raison de son importance pour le réseau électrique. On retrouve cette quantification du stockage (centré sur l'électricité) dans les travaux de l'ADEME², RTE¹⁵, Négawatt¹⁶, l'ENTSOE¹⁷ et dans la littérature^{18,19}. Concernant les travaux de l'ADEME sur l'autonomie énergétique des zones non interconnectées (ZNI) françaises à l'horizon 2030²⁰, les STEP et batteries sont également les principaux systèmes de stockage étudiés, les centrales biomasse étant développés comme actifs pilotables pouvant jouer le rôle de centrales d'équilibrages. **Les trois types de stockage électriques utilisés pour les modélisations de mix électrique prospectif, en couplage avec le gaz, sont détaillés dans les sections suivantes.**

D'autres solutions de stockage d'électricité existent ou sont en cours de développement (volants d'inertie, stockage par air comprimé, batteries redox flow, etc.), elles sont dépendantes de ruptures technologiques et de baisses de coûts significatives pour s'imposer dans le futur mix électrique face aux technologies précitées. Tout particulièrement, la compétition face aux batteries Li-ion sera très difficile pour les autres technologies de stockage d'électricité, en raison de l'existence d'un système industriel international portant l'innovation, le développement et le déploiement du Li-ion dans les secteurs de la mobilité, de l'électricité et de l'industrie. Dans ce contexte, ces autres technologies n'ont pas fait l'objet de modélisations dans les exercices prospectif, leur possible déploiement significatif ne sera donc pas traité dans le présent avis.

Parmi les technologies de stockage techniquement matures, il faut d'ailleurs noter que le stockage sensible sous forme de chaleur ou de froid est évalué comme économiquement pertinent⁶ pour la collectivité dans différents usages : réseaux de chaleur, industrie, ... Ces technologies permettent souvent de réduire la demande en électricité (notamment à la pointe) et la puissance installée du système de production (jusqu'à 50 %) en lissant les appels de puissance. Les gisements associés sont d'ores et déjà importants dans le secteur industriel et seront amenés à croître pour les réseaux, plus particulièrement dans le cas du froid. Le stockage sensible est d'autant plus utile que l'usage à satisfaire varie beaucoup (par exemple : utilisation d'un groupe froid quelques heures dans la journée). Le dimensionnement des systèmes de production et de stockage doit être judicieusement calculé, en fonction des courbes de charge, des coûts des systèmes et des coûts d'approvisionnement. Le déploiement de solutions de stockage thermique, servant le réseau électrique ou non, n'est pas généralement pas modélisé car il s'agit de solutions déployées au cas par cas pour permettre l'optimisation énergétique, leur contexte spécifique d'application en complique l'estimation prospective.

2.1.1. Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP ont une bonne réactivité en turbinage variable (injection sur le réseau) et nécessitent plusieurs minutes pour passer d'un mode à l'autre. Elles sont dimensionnées principalement pour répondre à des **besoins journaliers et hebdomadaires**, et présentent généralement un coût actualisé du stockage plus faible que les batteries électrochimiques. Il y a actuellement 6 STEP en France, représentant un total de 5,2 GW en turbinage (4,2 GW en pompage), toutes installées entre 1967 et 1987. Ce sont des actifs de stockage versatiles mais leur potentiel de développement additionnel en France est limité en raison de contraintes topographiques (différentiel de hauteur nécessaire entre les deux bassins), sociales et environnementales (déplacement de population, inondation de

^{xiii} Pour des informations technico-économiques plus détaillées sur ces technologies, se référer aux fiches technologiques produites dans le rapport PEPS⁶

vallées). Des projets sont néanmoins en cours de montage, comme par exemple la STEP des Lacs Blanc et Noir ou des installations de plus faible puissance, appelés « mini-STEP ».

	Caractéristiques des STEP
Gamme de puissance (turbinage)	100 – 3 000 MW
Temps de décharge	4 – 40 h
Temps de démarrage	Quelques minutes (20-50 %/min)
Rendement	70-80 %

Tableau 3 : Caractéristiques de fonctionnement des STEP ^{6,21,22}

Le potentiel de déploiement de STEP additionnelles est limité, la capacité maximale d'injection a donc été limitée à 2 GW additionnel en turbinage (soit 7,2GW) d'ici 2050 dans les scénarios ADEME et à 3,3 GW additionnels en turbinage (soit 8,5GW) dans les scénarios RTE. En prospective, les STEP sont utilisées pour de l'équilibrage journalier et hebdomadaire, soit un fonctionnement similaire aux installations actuelles qui se rémunèrent sur l'arbitrage temporel qui tire parti des différentiels de prix sur les marchés de l'électricité.

Ce type d'actif de stockage apparaît comme un investissement sans regret sur le long terme, avec toutefois des enjeux sur l'occupation des espaces naturels et sur la capacité à se projeter sur des investissements lourds en termes de génie civil. Pour avancer sur ce point, le gouvernement a récemment mené une consultation²³ pour explorer des nouveaux modèles de soutiens pour ces ouvrages.

Des potentiels de STEP terrestre et marines^{xiv} sont identifiés également en ZNI, particulièrement à la Réunion, en Martinique et en Corse ainsi qu'à Mayotte, avec quelques MW de capacités qui pourraient voir le jour afin de participer à l'équilibrage long terme et à la sécurité d'approvisionnement.

2.1.2. Batteries électrochimiques

Les batteries électrochimiques à électrolyte aqueux ou organique sont efficaces pour du cyclage journalier, avec une très bonne réactivité. Pour les applications stationnaires, différentes chimies de batterie (plomb-acide, sodium-ion, lithium-ion, etc.) sont en compétition mais leurs rôles pour le système électrique restent proches. Dans le tableau ci-dessous, les caractéristiques correspondent aux batteries Li-ion stationnaires, qui représentent la majorité des projets actuels. Le rendement indiqué est représentatif des projets actuels, une augmentation du rendement de l'ordre de 5 points peut être attendu à horizon 2030 avec le dynamisme de la filière.

	Caractéristiques des batteries stationnaires
Gamme de puissance	< 100 MW
Temps de décharge	0,5 – 4 h
Temps de démarrage	< 1 s
Rendement	80-85 %

Tableau 4 : Caractéristiques de fonctionnement des batteries électrochimiques Li-ion stationnaire⁶

En septembre 2023 en France continentale, un total de 682 MW de batteries sont raccordées au réseau électrique de transport ou de distribution^{24,25}, avec un déploiement enclenché depuis 2020, en raison des conditions de marchés mises en place (appel d'offre long terme, réserve primaire) et de la baisse des coûts de la technologie Li-ion.

Les batteries modélisées en prospective ont un temps de décharge d'1h (RTE, pour les réserves^{xv}) de 2 h (ADEME, pour l'équilibrage) ou de 4h (RTE, pour l'équilibrage). Le développement du stockage par batteries stationnaires, opérant majoritairement sur de l'équilibrage infrajournalier, est particulièrement sensible à l'importance de la flexibilité de la demande qui est susceptible également de décaler des consommations sur quelques heures. Avoir une flexibilité de la recharge des véhicules électriques (pilotage tarifaire voire vehicle-to-grid) permet alors d'utiliser les batteries déjà employées en mobilité pour l'équilibrage offre-demande du réseau électrique. Les coûts de production d'électricité sont réduits lorsque les énergies variables sont installées dans les zones avec le meilleur productible, mais les coûts réseaux peuvent alors sensiblement augmenter avec la nécessité de renforcer les ouvrages pour réduire les congestions générées. En plus de permettre de décaler la production des énergies variables, les batteries facilitent alors la gestion des flux interrégionaux d'électricité dès lors que leur localisation est optimisée pour minimiser les capacités de transport des réseaux.

^{xiv} Dont le réservoir inférieur est l'océan

^{xv} Les scénarios ADEME ne prennent pas en compte les besoins de réserve, les méthodologies sont précisées en Annexe

Sur les différents scénarios ADEME et RTE, un minimum de 0,4 GW/0,8GWh (S3EnR ADEME) et un maximum de 25,6 GW/96 GWh (MO RTE) de batteries sont installées en 2050. Ce différentiel important est lié aux différences de mix de production, de modélisation et d'hypothèse sur la flexibilité de la demande (cf partie 2.2 ci-après).

Le déploiement de plusieurs dizaines de GWh de batteries stationnaires pour le réseau électrique évoque tout de suite un enjeu de ressources minérales et métalliques. Ces quantités sont à mettre en perspective avec le déploiement des batteries embarquées dans les véhicules. Dans Transition(s) 2050, celles-ci ont une capacité totale entre 1,3 et 4,2 TWh en 2050, soit un à trois ordres de grandeur de plus que les capacités de batteries stationnaires envisagées selon les scénarios.

A terme, ce large gisement de batteries embarquées offre une grande opportunité à la mise en place d'une **seconde vie des batteries en application stationnaire**. Déclassées à environ 70 % de leur capacité maximale, les batteries embarquées peuvent faire l'objet d'une réaffectation, comme récemment encadré au niveau européen par le règlement relatif aux batteries²⁶.

Des questionnements restent toutefois sur la sécurité de ces batteries de seconde vie en fonction de leur historique de fonctionnement ainsi que sur la performance environnementale et économique comparativement à une filière de recyclage^{6,27}.

D'autre part, les batteries stationnaires sont soumises à de moindres contraintes de compacité et de poids que les embarquées, ce qui permet d'utiliser des chimies avec une densité énergétique inférieure mais avec une moindre dépendance à des métaux « critiques ». Ainsi pour les batteries lithium-ion, la pénétration de la chimie de cathode NMC^{xvi} est importante en usage embarqué pour sa forte énergie spécifique (en Wh/kg) et sa bonne densité d'énergie (en Wh/L), mais le LFP^{xvii} se diffuse en usage stationnaire, malgré ses caractéristiques moindres, au vu de l'absence de dépendance aux approvisionnements en nickel et en cobalt. Le développement de batteries stationnaires sodium-ion pourrait d'autre part réduire les dépendances au lithium du stockage sur le réseau électrique, si la technologie arrive à compétitivité.

2.1.3. Power-to-Gas-to-Power

L'utilisation d'électrolyseurs flexibles qui soutirent sur le réseau en période de faibles prix (i.e. généralement sur pic de production des énergies variables, ce qui participe à l'équilibrage offre-demande), pour produire et injecter dans un réseau l'hydrogène ou du méthane à la suite d'une réaction de méthanation, représente la technologie du « **power-to-gas** », autrement dit la génération et stockage d'un gaz à partir d'électricité. Ce gaz (H₂ ou CH₄) peut ensuite, grâce au stockage géologique et aux infrastructures de transport de gaz, être utilisé dans des turbines^{xviii} pour générer de l'électricité et répondre aux pics de la demande, c'est ce qu'on nomme le « **gas-to-power** ». La combinaison des deux opérations joue le rôle d'un **stockage d'électricité long terme** par voie chimique, avec un intermédiaire gaz : le « **power-to-gas-to-power** ». Avec ce stockage, les centrales gaz constituent une source de production pilotable pour équilibrer l'offre et la demande électrique (centrale d'équilibrage) notamment à l'échelle saisonnière et avec une compétitivité économique plus faible que les STEP et batteries en raison du mauvais rendement de la chaîne *power-to-gas-to-power*.

Dans les scénarios Transition(s) 2050, le vecteur méthane a été retenu parce qu'il complétait la production importante de biogaz, qu'il valorisait les infrastructures existantes, qu'il pouvait être produit par le *power-to-gas* pour décarboner le réseau gazier. En présence d'infrastructures de stockage d'hydrogène, les scénarios Futur(s) énergétiques 2050 de RTE ont privilégié l'utilisation d'hydrogène comme vecteur de stockage pour l'électricité, pour favoriser le rendement et le modèle économique. Ces choix multifactoriels seront influencés par les démonstrateurs, les spécificités géologiques des sites de stockage domestiques, les études complémentaires actuellement en cours^{28,29} et les décisions des pouvoirs publics et des autres parties prenantes. Les caractéristiques présentées ci-dessous correspondent aux technologies d'électrolyse à basse température et aux turbines à méthane.

^{xvi} Pour Nickel Manganèse Cobalt, déclinés en différentes proportions relatives pour réduire le contenu en cobalt (111, allant vers 622 et 811).

^{xvii} Pour Lithium Fer Phosphate.

^{xviii} Alternativement, dans des piles à combustibles pour l'hydrogène.

	Électrolyseurs (Power-to-Gas)	Centrales gaz (Gas-to-Power)
Gamme de puissance	10-100 MW	100-1000 MW
Temps de décharge		>24 h
Temps de démarrage	10 s-15 mn ^{xix}	10-20 mn
Rendement total		25-35 % ^{xx}

Tableau 5 : Caractéristiques de fonctionnement des centrales d'équilibrage

Les puissances installées en centrale d'équilibrage dans les scénarios prospectifs vont de 0 GW (N03 RTE) à 29 GW (S4 ADEME, M0 RTE). Comme précédemment pour les batteries stationnaire, le différentiel provient à la fois du mix de production et des hypothèses de flexibilité de la demande. En dehors du scénario N03 de RTE, tous les scénarios prospectifs ont recours à du stockage long terme via *power-to-gas-to-power*.

Les centrales d'équilibrage sont des actifs fonctionnant à un taux de charge relativement bas (de 5 à 19 % en 2050 selon les différents scénarios ADEME et RTE), en raison de leur coût d'appel qui les place à la fin du *merit order*. Leur modèle économique doit faire l'objet d'une attention particulière lors de cette phase de transition, afin que leur capacité (puissance) soit valorisée suffisamment pour permettre le déploiement de centrales efficaces et assurer leur maintien. Cette attention est d'autant plus critique si le vecteur énergétique pour les centrales d'équilibrage est l'hydrogène (scénarios Futurs Énergétiques 2050 de RTE), dont les turbines ou piles à combustibles sont plus coûteuses à l'installation.

D'autre part, il est important de souligner que le soutien du réseau électrique par un vecteur gazeux (hydrogène, méthane) est lié à la disponibilité de stockage géologique pour ce vecteur, permettant un stockage d'une quantité conséquente d'énergie. Le stockage géologique de gaz n'est pas exclusif au réseau électrique : il sert de tampon à la variabilité de l'approvisionnement et surtout de la demande. Actuellement le réseau gazier (méthane) dispose d'environ 130 TWh de stockage en aquifères salins, cavités salines et réservoirs déplétés. Les variabilités demandées par le réseau électrique au réseau de gaz dans Transition(s) 2050 ne posent pas de défis particuliers au vu des capacités de stockage opérées. L'enjeu se situe plus au niveau du rythme de développement de la méthanation, couplée aux électrolyseurs flexibles, pour décarboner le réseau de gaz en profondeur.

A contrario, un soutien du réseau électrique par le vecteur hydrogène **fait porter un défi sur le stockage géologique d'hydrogène, actuellement au stade de démonstrateur sur les cavités salines**^{xxi}. Le développement de stockage géologique d'hydrogène a des intérêts pour la sécurité d'approvisionnement en hydrogène, la flexibilisation du soutirage des électrolyseurs ainsi que pour des gains économiques, comme montré notamment par l'étude RTE – GRTgaz de 2023. De même que pour le méthane, le stockage est utile pour tous les usagers de l'hydrogène qui seraient raccordés à celui-ci via un réseau, également à développer. Ainsi, les capacités de stockage d'hydrogène devront être suffisantes pour répondre à la fois aux besoins industriels connectés (demande en électricité) et aux éventuels besoins de pointe pour le réseau électrique (offre en électricité), ce qui demandera, en fonction de la demande en hydrogène, la conversion de sites de stockage existant en méthane ainsi que des cavités additionnelles. Au vu du gisement contraint (de l'ordre de 10 TWh de capacité domestique à 2050 selon les estimations actuelles, en considérant à la fois de nouvelles cavités et des conversions de certaines cavités salines existantes), **la compétition d'usage sur le stockage entre sécurité d'approvisionnement pour l'industrie et équilibre offre-demande pour le réseau électrique pourrait exister**. En cas de recours à des importations d'hydrogène par voie maritime, la variabilité de l'approvisionnement rajoutera une pression sur les cavités salines, de manière similaire aux approvisionnements actuels de gaz naturel liquéfié. A noter que le déploiement de stockage hydrogène reste intéressant pour le réseau électrique même s'il n'est pas utilisé pour générer de l'électricité : **la présence d'un stockage permet aux électrolyseurs de fonctionner de manière flexible pour fournir une base d'hydrogène continue**, ce qui est majoritairement la consigne pour les procédés industriels concernés.

Les deux options méthane & hydrogène pour les centrales d'équilibrage ont donc des enjeux distincts, que l'on pourrait résumer ainsi :

^{xix} Dépendant de l'état de l'équipement (stand-by ou arrêt) ainsi que de la technologie (PEM, alcalin).

^{xx} Dépendant des progrès de rendement des électrolyseurs ainsi que du type de centrale gaz (OCGT, CCGT).

^{xxi} TRL (Technology Readiness Level) de 7-8 pour les cavités salines et TRL de 3-4 pour les aquifères salins.

Vecteur pour l'équilibrage	Méthane	Hydrogène
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastructures disponibles et centrales technologiquement matures • Stockage opérationnel et conséquent • Se repose sur différentes filières pour l'équilibrage <i>gas-to-power</i> : biogaz et méthane de synthèse 	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleur rendement de chaîne en <i>power-to-hydrogen-to-power</i> • Profite des investissements en stockage réalisés pour flexibiliser les électrolyseurs • Ne se repose pas sur un besoin de capture et réutilisation du CO₂ : émissions directes nulles
Désavantages	<ul style="list-style-type: none"> • Pression accrue sur la décarbonation du vecteur alors que les gisements méthanogènes sont contraints • Moindre rendement de chaîne <i>power-to-methane-to-power</i>, modèle économique à trouver 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastructures et centrales inexistantes et à faire gagner en maturité • Gisement en stockage domestique limité^{xxii}, impliquant de potentiels conflit d'usages

Tableau 6 : Avantages et inconvénients des vecteurs méthane et hydrogène pour les centrales d'équilibrage

A ce stade, l'option hydrogène semble être un optimal économique sur certaines trajectoires de transitions tandis que l'option méthane amène plus de résilience au système, en étant moins sujet à des incertitudes de chemin de transition (demande en hydrogène adéquate, développements technologiques, conversions de stockage existants). **Cet équilibrage à la pointe par l'hydrogène ou le méthane est un sujet de prospective, mais qui doit se transcrire dans la planification écologique actuelle étant donné les temps de développement de ces infrastructures et actifs de production** (turbines, création ou conversion de stockage, méthanation, réseaux) et également **pour rationaliser les investissements** en faisant un choix stratégique sur le vecteur d'équilibrage. Au vu du risque pour le réseau électrique de faire reposer ses centrales d'équilibrages sur des technologies émergentes et des stockages géologiques d'hydrogène limités, rester sur des centrales d'équilibrage au gaz semble l'option la plus raisonnée en l'état des connaissances. Cela demande par conséquent d'accélérer la décarbonation du réseau de gaz : seule l'action conjointe de la production de gaz bas-carbone (biométhane, méthane de synthèse) et de la baisse de la demande permettent d'atteindre une décarbonation du réseau de gaz à 2050.

A noter que dans le cas d'un développement d'un réseau européen de transport d'hydrogène, l'accès aux capacités de stockage des pays frontaliers (Allemagne, Espagne) mieux dotés en cavités salines³⁰ serait une manière de sécuriser la possibilité de flexibiliser les électrolyseurs tout en ayant recours au *power-to-hydrogen-to-power* pour la flexibilité de production du réseau électrique. Cela implique néanmoins que la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique pourrait dépendre de pays tiers, ce qui pose des enjeux de souveraineté. Des travaux complémentaires seraient à mener, notamment sur la disponibilité effective de stockage à l'étranger lors des pointes de consommation, en fonction du dimensionnement des interconnexions et de la dynamique des flux d'échanges^{xxiii}.

Que ce soit dans le cas du recours à de l'hydrogène ou du méthane pour les centrales d'équilibrage, les deux chemins technologiques (par exemple dans les exercices prospectifs de l'ADEME et de RTE) nécessitent des électrolyseurs très flexibles pour éviter leur soutirage à la pointe sur le réseau électrique. Ces modes de fonctionnement ne sont pas bien connus à date, en raison du manque de retour d'expérience sur des électrolyseurs de forte puissance (vieillesse accéléré du système, rampe maximale acceptée), la validation de ces hypothèses de flexibilité est donc une priorité pour les années à venir.

2.2. Stockage et flexibilité de la demande

Comme introduit en partie 1.3, la nécessité d'unités de stockage est intimement liée à l'importance des autres flexibilités et en particulier de la flexibilité de la demande. Les scénarios ADEME supposent dans la plupart des cas (hors S4) un fort engagement des consommateurs dans le décalage de leurs soutirages (recharge de véhicule électriques, produits blancs, climatisation chauffage, effacement industriel), en lien avec les narratifs proposés^{xxiv}. Cela se traduit par des puissances effaçables qui facilitent l'équilibre offre/demande. Comparativement, pour son dernier exercice prospectif 2050, RTE a pris comme référence la configuration « flexibilité prudente », dont les

^{xxii} Par la moindre densité volumique de l'hydrogène (~ 3 fois moins de TWh stocké à pression équivalente) ainsi que par la moindre disponibilité de gisements : les aquifères salins sont un milieu réactionnel pour l'hydrogène, leur utilisation n'est pas acquise à ce stade.

^{xxiii} Dans les flux internationaux, un acheminement dominant de la péninsule ibérique vers l'Allemagne est pressenti. Dès lors, la possibilité d'un soutirage à rebours de la France vers l'Espagne pour compter sur les stockages géologiques de l'Espagne serait à valider.

^{xxiv} Les hypothèses de modélisation sont disponibles sur la publication dédiée⁷

puissances effaçables sont proportionnellement inférieures à celles des scénarios ADEME. A consommation et taux d'intégration d'énergies variables comparables, cette différence d'hypothèse induit un besoin moindre de stockage et de centrale d'équilibrage (méthane ou hydrogène) dans les scénarios ADEME que pour les scénarios RTE.

Afin de vérifier cette corrélation et de continuer à préciser le rôle du stockage, des analyses de sensibilités ont été conduites avec Artelys pour baisser le niveau de flexibilité de la demande des scénarios ADEME à un niveau proportionnellement proche de celui des scénarios RTE. Les sensibilités ont été appliquées sur les tous les scénarios de mix électrique de Transition(s) 2050. Les hypothèses sont détaillées en Annexe et les résultats de cette baisse de la flexibilité sont représentés en Figure 7.

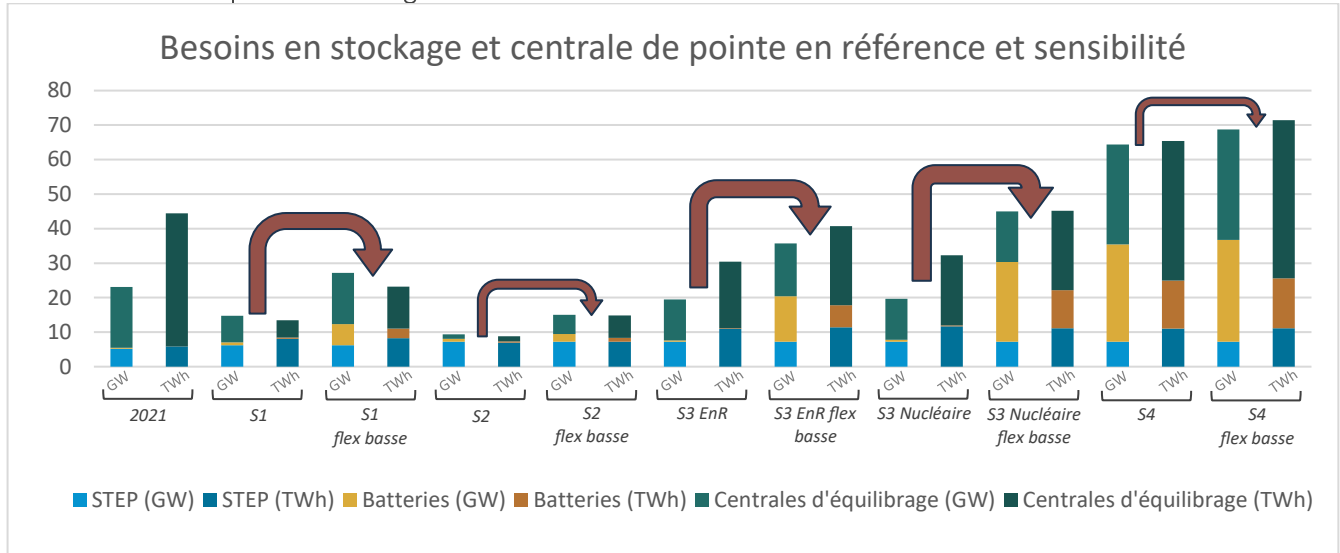


Figure 7 : Synthèse des besoins (puissance, énergie) en stockage et en centrale d'équilibrage pour différents scénarios Transition(s) 2050 en référence et en sensibilité (baisse de la flexibilité), comparativement au parc actuel^{xxv}

De façon logique, une baisse de la flexibilité de la demande engendre des besoins additionnels en capacités de batterie et de centrale d'équilibrage, consommant ainsi plus de ressources métalliques et de gaz. Une offre de gaz supérieure à la demande ayant été prévu dans la modélisation initiale de Transition(s) 2050 pour remédier aux incertitudes afférentes aux exercices prospectifs, cette consommation additionnelle de gaz ne remet pas en question l'équilibre énergétique et environnemental des scénarios ADEME.

Avec les résultats ci-dessus, plusieurs interprétations sont intéressantes :

- La baisse de la flexibilité de la demande fait significativement **augmenter le besoin en batteries stationnaires** pour les scénarios S1, S2 mais surtout le scénario S3, avec un besoin entre 13 et 23 GW selon les variantes éolien en mer et nucléaire du mix de production, à comparer aux besoins inférieurs au GW pour les scénarios de référence. Ces flexibilités sont typiquement du décalage de soutirage à l'échelle de temps ~ 2 h, ce qui se retrouve dans le fonctionnement des batteries stationnaires.
- Contre-intuitivement, la variante nucléaire demande plus de batteries stationnaires que la variante éolien en mer du S3. Du fait des profils de production, le pic photovoltaïque se retrouve statistiquement moins souvent en recoupement^{xxvi} avec la génération de l'éolien en mer qu'avec le nucléaire qui, même s'il est pilotable, atteint ses limites de flexibilité de production et le système doit avoir recours à plus de stockage de court terme pour stocker le pic photovoltaïque.
- La sensibilité effectuée n'a que peu d'influence sur le scénario S4, qui avait déjà une flexibilité limitée de la demande.
- Pour minimiser la demande en stockage et en gaz, l'augmentation de la pilotabilité de la demande est un enjeu actuel et crucial. En parallèle de ce document, l'ADEME édite un avis spécifique à la flexibilité formulant des recommandations opérationnelles. Cet enjeu est par ailleurs bien identifié dans le bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE³¹.

^{xxv} Pour les données 2021, la quantité d'énergie injectée par les batteries n'est pas incluse, par manque de données

^{xxvi} Ces variantes du S3 ont été réalisées sur la base d'une variation uniquement de la capacité nucléaire et de la capacité d'éolien en mer, une comparaison sur ce scénario S3 d'un mix de capacité éolien/solaire à une capacité nucléaire aurait provoqué moins de recoupement sur la pointe photovoltaïque que le S3 Nucléaire réalisé et les conclusions auraient pu différer.

Le niveau de pilotabilité de la demande apparaît ainsi comme un levier principal pour l'équilibre offre-demande, modulant les capacités de stockage avec une ampleur comparables aux intégrations d'énergies variables. Cette caractéristique est importante pour la comparaison globale des scénarios de transition du mix électrique & gazier.

2.3. Analyse des niveaux de mobilisation du stockage entre les scénarios

De nombreux travaux de prospective énergétique ou électrique existent dans la littérature internationale mais les voies d'approvisionnements, centrales et réseau existants et interconnexions sont tellement spécifique à chaque pays qu'une comparaison de travaux sur différents pays demande des précautions d'interprétation. De plus, il ne faut pas éluder le fait que le fonctionnement et l'équilibrage du réseau électrique est un sujet particulièrement complexe : à ce titre les travaux de prospective conduits par les gestionnaires des réseaux de transports d'électricité (RTE à la maille nationale, ENTSOE à la maille européenne) sont précieux. C'est pour cette raison que sur les enjeux de métropole à 2050 sur le réseau électrique, seront utilisés en comparaison :

- Les scénarios Futurs Énergétiques 2050 de RTE¹⁵
- Les scénarios TYNDP 2022 de l'ENTSOE¹⁷
- Les travaux de Seck et al¹⁹ (IFPEN, Mines ParisTech), basés sur le modèle TIMES^{xxvii} ainsi que le scénario 2022 de l'association Négawatt¹⁶

Seront ensuite mis en avant les enjeux spécifiques au stockage en zones non interconnectées (Territoires d'outremer, Corse).

Métropole

Les résultats de RTE sont les plus simples à utiliser en comparaison en raison du périmètre équivalent et de la disponibilité de données désagrégées. Comme évoqués à différentes reprises, la principale différence en termes de stockage entre les scénarios vient de l'utilisation d'hydrogène pour le stockage saisonnier et les centrales d'équilibrage par RTE, ou du méthane par ADEME/Artelys. D'autre part, RTE a intégré du véhicule-to-grid^{xxviii} là où ADEME/Artelys se sont limités à de l'optimisation de recharge des véhicules électriques.

Les ordres de grandeur exprimés ci-dessous en termes de puissance et d'énergie quantifiant le stockage et les centrales d'équilibrage sont cohérents avec les modélisations de RTE, compilées sur les scénarios sans (M0, M1, M23) et avec (N1, N2, N03) nouveau nucléaire sur les différentes variantes du niveau de la demande (référence, sobriété et réindustrialisation). Sont également comparés les résultats des deux scénarios TYNDP à horizon 2050 sur la maille européenne (EU 27), qui utilisent à la fois le méthane et l'hydrogène comme combustible des centrales d'équilibrage.

	Capacités de stockage & centrale d'équilibrage		Électricité fournie par stockage & centrale d'équilibrage	
	GW	% du parc installé	TWh	% production
Actuel 2021	23 (dont 5,5 stockage)	17 (dont 4 % stockage)	44	8,5 (dont 1,1% stockage)
ADEME - Flexible (S1, S2, S3)	9,3 à 20	4 à 7	8,8 à 32	2 à 5
ADEME - Peu flexible (sensibilité, S4)	15 à 64	7 à 17	15 à 65	3 à 8
RTE - Sans nouveau nucléaire (M0, M1, M23)	42 à 63	12 à 15	39 à 63	5 à 8
RTE - Avec nouveau nucléaire (N1, N2, N03)	9 à 29	4 à 10	14 à 31	2 à 4
TYNDP (Europe)	320 à 582	12 à 16		

Tableau 7 : Comparaison des résultats ADEME/Artelys avec les travaux de RTE et ENTSOE. Les niveaux de demande diffèrent selon les scénarios.

Les données pour le parc actuel à 2021 sont données à titre de comparaison, en prenant en compte toutes les centrales d'équilibrages (gaz, charbon et fioul), appelées en marginal pour compléter les productions fatales ou en base. Les centrales d'équilibrage actuelles fonctionnent avec un taux de charge supérieur aux centrales d'équilibrage

^{xxvii} Modèle initialement développé dans ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program), l'un des TCP (Technology Collaboration Program) de l'Agence Internationale de l'Énergie.

^{xxviii} Possibilité pour les batteries embarquées des véhicules d'injecter sur le réseau électrique grâce à une borne de raccordement bidirectionnelle, ce qui permet de proposer des services également proposés par les batteries stationnaires.

modélisé en prospective. L'augmentation du coût du combustible dans le futur (taxe carbone ou coût du gaz décarboné) baisse leur nombre d'heures de fonctionnement. On constate alors que le parc actuel a au moins autant recours (en %) à des moyens d'équilibrage de la production que dans les scénarios prospectifs, en jouant essentiellement sur des centrales thermiques fossiles plutôt que sur du stockage, amené à se développer (*power-to-gas-to-power*, batteries). L'enjeu est ici de convertir ces moyens pilotables, actuellement fortement émetteurs.

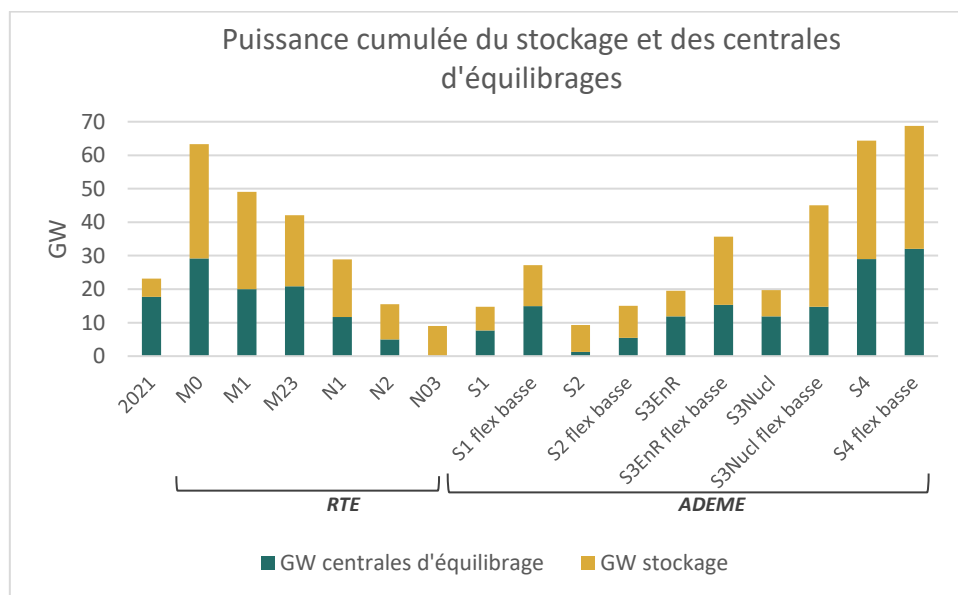


Figure 8 : Comparatif des capacités installées de stockage et centrales d'équilibrage entre les scénarios prospectifs et la situation actuelle. Les scénarios ADEME supposent une flexibilité de la demande élevée dans les scénarios S1, S2 et S3

Entre les différents scénarios prospectifs, les résultats confirment que la pénétration du stockage étudiée dans Transition(s) 2050 est cohérente avec les résultats obtenus par les gestionnaires de réseaux. La flexibilité de la demande et la part d'énergie pilotable sont deux facteurs différenciants pour quantifier le juste développement du stockage court terme et saisonnier. Rappelons également le rôle des interconnexions, qui sont développés à hauteur de 39 GW d'import et 44 GW d'export dans les scénarios ADEME et RTE à horizon 2050 pour la France.

Les travaux conduits par Seck et al débouchent sur de faibles besoins en capacités de stockage d'électricité, qui représentent 1 à 2 % de la capacité de production. Les centrales d'équilibrage, fonctionnant au méthane, sont du même ordre de grandeur. Le dernier scénario Négawatt arrive sur des valeurs similaires : 2 GW de batteries stationnaires, un développement équivalent des STEP, un recours aux centrales d'équilibrage au méthane et près de 3% de l'électricité domestique fournie par un moyen de stockage.

De manière transverse aux scénarios étudiés, plusieurs ordres de grandeur sont importants pour montrer que le stockage d'énergie est une nécessité mais ne représentent pas des besoins exceptionnels, comme souvent évoqué :

- Pour des scénarios à haute flexibilité de la demande ou à moindre flexibilité mais avec du nouveau nucléaire, les besoins en capacité de stockage et en centrale d'équilibrage représentent **moins de 10 % des capacités installées**. Si la flexibilité de la demande est moindre, combinée à un fort taux d'énergie variable (S4, sensibilité réalisée sur S2 et S3, scénarios M de RTE), les capacités peuvent atteindre jusqu'à 17 % (dont 7 % pour les batteries stationnaires). Cette borne supérieure du besoin en centrale de pointe et stockage est proportionnellement égal au parc installé actuel. La hausse de la demande étant très probable au vu des orientations de réindustrialisation et d'électrification, une hausse des capacités de stockage et de centrale de pointe est à attendre si la demande n'est pas flexibilisée.
- Le stockage et les centrales d'équilibrage fournissent **2 à 8 % de l'électricité selon les scénarios**.
- Additionnellement à la Figure 9, un troisième indicateur est à mettre en valeur : la part de l'électricité passant par un moyen de stockage (STEP, batterie, *power-to-gas-to-power*) avant réinjection, qui prend ainsi en compte le rendement des systèmes. Sur les scénarios ADEME, **un maximum de 5 % de l'électricité produite passe par un moyen de stockage avant réinjection** sur le système électrique. La valeur monte au maximum à **12%** pour les scénarios RTE. Est incluse côté RTE la consommation des électrolyseurs fléchés *power-to-gas* et côté ADEME la consommation des électrolyseurs destinés à l'injection de méthane de synthèse réutilisé pour l'équilibrage du réseau électrique^{xxix}.

^{xxix} Calculé sur la base du rapport entre le méthane utilisé en centrale d'équilibrage et la consommation totale de méthane.

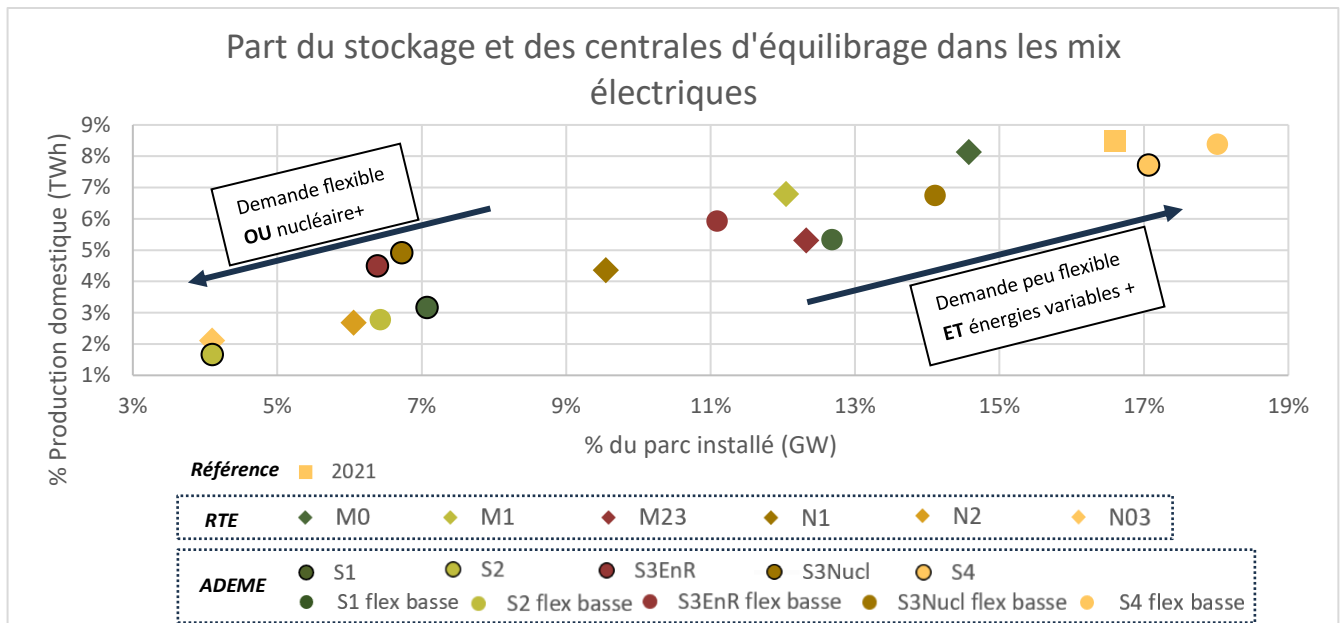


Figure 9 : Représentation de l'importance (en puissance et énergie) du stockage et des centrales d'équilibrage dans les mix électriques prospectifs de RTE et de l'ADEME, comparativement à la situation actuelle (2021). Les flèches de tendances ne comparent entre eux que les scénarios prospectifs (hors référence) et la flexibilité évoquée correspond à une comparaison de la flexibilité de la demande entre les différents scénarios prospectifs (tous plus flexibles que la référence).

Les périodes d'activation des stockages (STEP, batteries) et donc leur mix de consommation ont été étudiés en Annexe pour les scénarios ADEME. Seule une faible part de la production d'électricité passe par des systèmes de stockage, qui sont l'un des derniers leviers de l'équilibre offre-demande. Si l'on se concentre sur l'éolien et le photovoltaïque, avec la même approche que ci-dessus, on trouve qu'**un minimum de 96 % de la production éolienne et 92 % de la production photovoltaïque ne passe pas par un système de stockage**. Pour compléter, si l'on considère que la décarbonation globale du gaz par l'électricité n'est pas de la consommation directe (c'est-à-dire en considérant le power-to-gas dans son ensemble, pas uniquement pour sa fonction de gas-to-power), **c'est au minimum 86 % de la production éolienne et 74 % de la production photovoltaïque qui est directement consommée** dans le scénario S1 le plus volontariste en déploiement du power-to-gas, et une valeur autour de 90 % pour les autres scénarios, que ce soit pour le photovoltaïque ou l'éolien.

Il serait simpliste d'associer développement des énergies renouvelables et nécessité de stockage électrique. Premièrement, les choix de société (niveau de la demande, acceptabilité de l'effacement, etc.) influent sur le même plan que l'intégration des énergies variables au mix de production sur le niveau de stockage nécessaire, en particulier pour le stockage journalier. Deuxièmement, on peut noter qu'historiquement les STEP et les centrales d'équilibrage à combustibles fossiles ont été présentes dans le mix électrique français depuis plus de 50 ans, pour assurer l'équilibre offre-demande alors même qu'il y avait essentiellement des capacités pilotables dans le mix, et qu'il n'y avait quasiment aucune capacité éolienne ou photovoltaïque installée avant le début des années 2000. En revanche, les différentes temporalités du stockage nécessitées par le déploiement d'énergies variables constituent une nouveauté, le mix historique n'avait besoin que d'actifs permettant de faire face aux pointes de demande que les centrales nucléaires ne pouvaient assumer à l'échelle journalière, tandis que les mix prospectifs demandent des stockages assurant l'équilibre offre-demande de l'échelle infra-horaire à saisonnière.

Zones non interconnectées (ZNI)

Les ZNI sont des territoires sans interconnexion électrique avec des pays voisins, ou à capacité limitée pour la Corse. La gestion du réseau électrique est alors privée d'un important moyen de flexibilité, ce qui se retranscrit dans les perspectives d'évolution du mix de production et d'intégration d'énergies variables. Des travaux spécifiques à la transition énergétique des ZNI (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et Réunion) ont été pilotés par l'ADEME et réalisés par Artelia, Enerdata & Ordecys pour étudier des possibles autonomies énergétiques de ces territoires à horizon 2030 (2050 pour la Corse), introduit comme objectif en 2015 dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Ces études, publiées en 2019-2020, font l'objet d'une réactualisation qui sera disponible courant 2024 pour tenir compte, notamment, des difficultés à atteindre l'autonomie énergétique en 2030. Les données présentées ci-après ne sont donc qu'une introduction au sujet du stockage en ZNI, pour montrer la spécificité du territoire quant aux besoins de stockage.

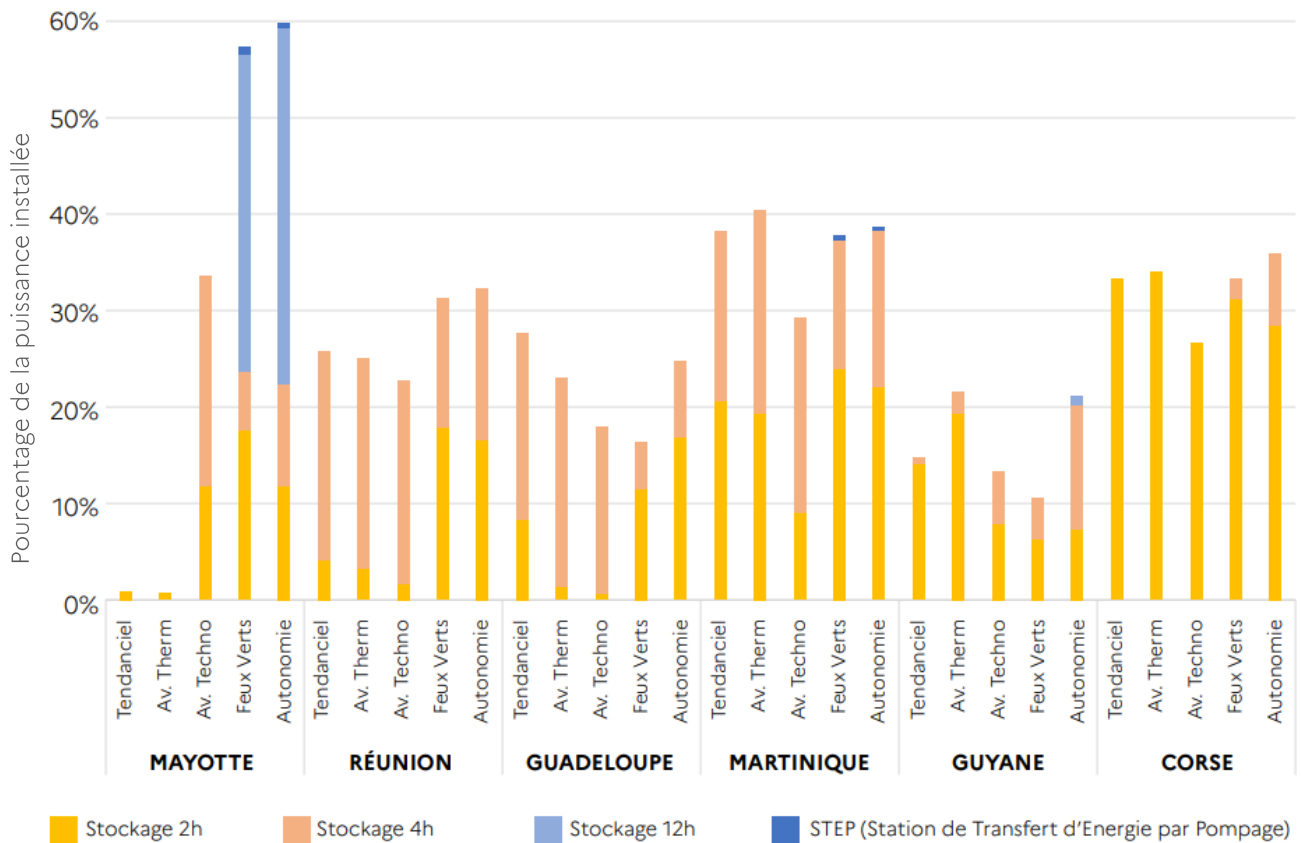


Figure 10 : Besoins en stockage suivant les différents scénarios de l'étude en ZNI, horizon 2030 pour tous les territoires à l'exception de la Corse (horizon 2050).

Les différents scénarios étudiés ont des jeux d'hypothèses (équilibre économique, mix de production, atteinte de l'autonomie électrique et/ou énergétique...), qui influencent les besoins en stockage. Il est cependant évident que, toutes ZNI confondues, les besoins en stockage sont plus importants qu'en métropole, avec dans la plupart des cas des besoins moyens entre 20 et 30 % des capacités installées du mix de production. Les besoins de stockage sont les plus faibles lorsque la part de production pilotable est la plus importante et que la saisonnalité des productions variables est faiblement marquée comme en Guyane et en Guadeloupe. L'exemple opposé est celui de Mayotte, avec les scénarios « Autonomie » et « Feux Verts » qui ne se reposent que sur des énergies variables avec une seule unité importante de production géothermique. L'utilité du stockage est alors double : assurer l'équilibre offre demande mais également la réserve en cas de défaillance du groupe géothermique.

La Corse est le territoire qui présente la plus forte saisonnalité, avec la baisse des températures en hiver et l'afflux touristique en été. L'interconnexion avec l'Italie et la Sardaigne permet toutefois de contenir les besoins de stockage à des niveaux comparables à ceux des autres ZNI.

On observe également dans ces travaux une dépendance du stockage à la flexibilité de la demande, notamment avec l'augmentation de la pilotabilité de la charge des véhicules électriques qui diminue les besoins en stockage dans les scénarios « Avantage Technologique », toutes choses égales par ailleurs.

Bibliographie

- (1) Commissariat Général au Développement durable. *Bilan énergétique de la France*. Chiffres clés de l'énergie - Édition 2022. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/7-bilan-energetique-de-la-france.php> (accessed 2023-07-06).
- (2) ADEME. *Transition(s) 2050*; 2021. <https://librairie.ademe.fr/cadic/6531/transitions2050-rapport-comprese.pdf?modal=false> (accessed 2022-03-25).
- (3) ADEME. *Transitions 2050 - Feuilleton Mix Électrique* ; 2022.
- (4) ADEME. *Electro-Carburants En 2050, Quels Besoins En Électricité et CO2 ?*; 2023. <https://librairie.ademe.fr/cadic/8346/Electro-carburants-en-2050-rapport.pdf> (accessed 2024-02-19).
- (5) CRE. *Qu'est-ce que la flexibilité ?* Smart Grids. <https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/la-flexibilite/quest-ce-que-la-flexibilite> (accessed 2023-07-11).
- (6) Artelys; CEA; ATEE; ADEME. Etude PEPSS sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X.
- (7) ADEME; Artelys. *MODELISATION ET OPTIMISATION DES MIX ELECTRIQUES FRANÇAIS ET EUROPEEN SUR LA PERIODE 2020-2060*. https://librairie.ademe.fr/cadic/6843/modelisation_et_optimisation_des_mix_electriques_2020-2060.pdf (accessed 2023-10-25).
- (8) Energy Density. *Wikipedia*; 2023.
- (9) EPECTEC. *Battery Comparison of Energy Density - Cylindrical and Prismatic Cells*. <https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html> (accessed 2023-07-24).
- (10) Eriksson, O. Environmental Technology Assessment of Natural Gas Compared to Biogas. In *Natural Gas*; Potocnik, P., Ed.; Sciyo, 2010. <https://doi.org/10.5772/9837>.
- (11) France Hydrogène. *Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène*. <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2018/02/1.2.pdf> (accessed 2023-07-24).
- (12) *Biomass Energy Foundation: Fuel Densities*. https://web.archive.org/web/20100110042311/http://www.woodgas.com/fuel_densities.htm (accessed 2023-10-18).
- (13) *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*; Sterner, M., Stadler, I., Eds.; Springer: Berlin, Heidelberg, 2019. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55504-0>.
- (14) Sterner, M.; Specht, M. Power-to-Gas and Power-to-X—The History and Results of Developing a New Storage Concept. *Energies* **2021**, *14* (20), 6594. <https://doi.org/10.3390/en14206594>.
- (15) RTE. *Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques> (accessed 2023-04-10).
- (16) NégaWatt. *Rapport Scénario NégaWatt 2022*; 2022. <https://www.negawatt.org/IMG/pdf/scenario-negawatt-2022-rapport-complet-partie4.pdf> (accessed 2023-04-10).
- (17) ENTSOE; ENTSOG. *TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022*. https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf.
- (18) *Review of model-based electricity system transition scenarios: An analysis for Switzerland, Germany, France, and Italy - ScienceDirect*. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000314?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=80e2d7168effd51a (accessed 2023-09-29).
- (19) Seck, G. S.; Krakowski, V.; Assoumou, E.; Maïzi, N.; Mazauric, V. Embedding Power System's Reliability within a Long-Term Energy System Optimization Model: Linking High Renewable Energy Integration and Future Grid Stability for France by 2050. *Applied Energy* **2020**, *257*, 114037. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114037>.
- (20) ADEME; Artélia; Enerdata; Ordecys. *Vers l'autonomie énergétique des Zones non Interconnectées (ZNI)*. <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4173-vers-l-autonomie-energetique-des-zones-non-interconnectees-zni.html> (accessed 2023-10-04).
- (21) Mitrushi, D. Apport d'une station de transfert d'énergie par pompage sur le taux d'intégration des EnR.
- (22) Savin, O. Effet des cycles de démarrages et d'arrêts pour les centrales hydrauliques: modélisation de la détérioration des matériels pour l'évaluation des coûts de cyclage.
- (23) DGEC. *Consultation publique sur le soutien au développement des stations de transfert d'énergie par pompage*. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Consultation%20publique%20STEP_FR_0.pdf (accessed 2023-10-19).
- (24) *Parc raccordé - Enedis Open Data — Enedis Open Data*. <https://data.enedis.fr/pages/parc-raccorde/> (accessed 2023-10-04).
- (25) *concerte.fr | Le C.U.R.T.E. : garantir à chacun la transparence sur les positions exprimées par toutes les parties prenantes !* <https://www.concerte.fr/> (accessed 2023-10-04).
- (26) *Règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries, modifiant la directive 2008/98/CE et le règlement (UE) 2019/1020, et abrogeant la directive 2006/66/CE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)*; 2023; Vol. 191. <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj/fra> (accessed 2023-10-20).
- (27) RECORD; RDC Environment, M. Seconde vie des batteries - Etat des connaissances et éléments prospectifs.
- (28) *About the Project | HyPSTER*. <https://hypster-project.eu/about-the-project/> (accessed 2023-08-29).
- (29) GRTgaz; RTE. *Enjeux Du Développement Des Infrastructures de Stockage et de Transport d'hydrogène Associés Au Développement de l'électrolyse et Leviers d'optimisation Avec Le Système Électrique*; 2023. https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz_rte_etudeh2.pdf (accessed 2023-08-29).

- (30) Geostock. *Hystories, Livrable D2.2-1, 3D Multi-Realization Simulations for Fluid Flow and Mixing Issues*. https://hystories.eu/wp-content/uploads/2023/05/Hystories_D2.2-1_3D_Multi-realization_simulations_for_fluid_flow_and_mixing_issues.pdf (accessed 2024-01-25).
- (31) RTE. *Bilan Prévisionnel, Édition 2023*. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-10/2023-10-02-bilan-previsionnel-2023-principaux-resultats.pdf> (accessed 2023-12-21).

Annexe : Hypothèses de modélisation ADEME

Différents éléments spécifiques aux variations d'hypothèses sur les mix électriques ADEME, encore non publiés, sont spécifiés dans cette annexe

Détail des capacités de stockage électrique dans Transition(s) 2050 et mix de consommation

Comme détaillé dans la publication dédiée³ au mix électrique du dernier exercice prospectif de l'ADEME, Transition(s) 2050, la modélisation du système électrique a été réalisée par l'outil Artelys Cristal Supergrid permettant d'assurer l'équilibre offre-demande à la maille horaire. La Figure 5 en partie 1.1 rappelle les différents niveaux de demande et part des énergies variables dans les scénarios. Les résultats présentés dans le présent document supposent une capacité de 39 GW d'interconnexions d'import et 44,3 GW d'export entre la France et ses pays voisins, hypothèse ajustée^{xxx} par rapport à la publication de 2022 suite aux discussions de faisabilité avec RTE.

Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Le potentiel de déploiement de STEP additionnelles est limité, comme évoqué en partie 2.1.1, et la capacité maximale d'injection a donc été limitée à 2 GW additionnel d'ici 2050. Le scénario S1, avec un narratif de société plus sobre et de transition accélérée, réalisent moins d'ouvrages de grande ampleur comme les STEP.

Scénarios	Puissance installée (turbinage), GW	Énergie produite (turbinage), TWh	Part du mix de production, %
S1	6,2	8,1	1,9
S1 – Flexibilité basse	6,2	8,3	1,9
S2	7,2	7,0	1,3
S2 – Flexibilité basse	7,2	7,3	1,4
S3 EnR	7,2	11	1,6
S3 EnR – Flexibilité basse	7,2	11,4	1,7
S3 Nucléaire	7,2	11,7	1,8
S3 Nucléaire – Flexibilité basse	7,2	11,1	1,7
S4	7,2	11	1,3
S4 – Flexibilité basse	7,2	11,1	1,3

Tableau 8 : Capacité installée de STEP et recours à celles-ci à horizon 2050

Une évaluation du mix moyen consommé par les actifs de stockage a été réalisée sur l'ensemble des scénarios, au pas de temps horaire. La Figure 11 ci-dessous indique les résultats pour les STEP sur les 5 scénarios de référence : les sensibilités à flexibilité basse convergent vers des valeurs similaires.

^{xxx} Prenant initialement 45 GW de capacité d'import et 50,3 GW de capacité d'export.

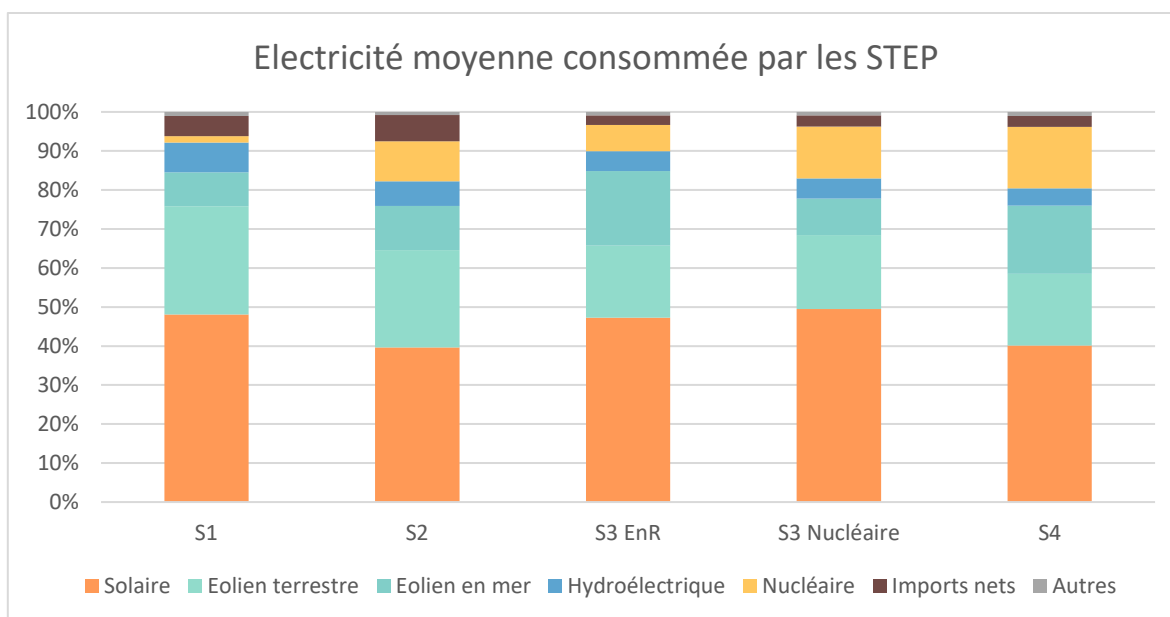


Figure 11 : Mix moyen consommé par les STEP en 2050 selon les différents scénarios ADEME

De manière transverse, les STEP sont majoritairement utilisées pour décaler la production solaire et éolienne vers les pics de consommation, les énergies variables représentent plus de 80 % de l’approvisionnement moyen de ces dispositifs de stockage.

Batteries électrochimiques

Les batteries Li-ion stationnaires sont actuellement en plein développement, se rémunérant sur des services système. Les modélisations du mix électrique conduites pour l’horizon 2050 avec Artelys assurent l’équilibre offre-demande au pas de temps horaire, tout en respectant le critère de sécurité d’approvisionnement formulé par RTE : moins de 3 h (et au maximum 10 GWh) de défaillance sur une année. En revanche, l’équilibre infra-horaire, incluant les besoins de réserves (FCR, aFRR, mFRR), n’est pas modélisé, ce qui implique probablement une sous-estimation des capacités installées de batteries stationnaires qui peuvent très bien capter ces gisements (FCR actuellement et aFRR en 2024). Le modèle d’affaire des capacités actuellement installées ou en cours d’installation le montre très bien. Ce gisement non pris en compte représente quelques centaines de MW et approche déjà de la saturation avec les projets actuels, on s’intéresse donc ci-dessous aux capacités additionnelles contribuant à l’équilibre offre-demande via l’arbitrage réalisé sur les prix.

Scénarios	Puissance installée GW	Energie produite TWh	Part du mix de production, %
S1	0,85	0,36	0,08
S1 – Flexibilité basse	6,1	2,7	0,62
S2	0,89	0,35	0,07
S2 – Flexibilité basse	2,3	1,1	0,20
S3 EnR	0,41	0,16	0,02
S3 EnR – Flexibilité basse	13	6,5	0,94
S3 Nucléaire	0,58	0,25	0,04
S3 Nucléaire – Flexibilité basse	23	11	1,7
S4	28	14	1,6
S4 – Flexibilité basse	30	15	1,7

Tableau 9 : Capacité installée de batteries stationnaires et recours à celles-ci à horizon 2050

Les batteries déployées ont un temps de décharge de 2 h, représentant ainsi un stock allant de 0,82 GWh pour le S3 EnR et jusqu’à 59 GWh pour le S4 Flexibilité basse. Le développement du stockage par batteries stationnaires, opérant majoritairement sur de l’équilibrage infrajournalier, est particulièrement sensible à l’importance de la flexibilité de la demande qui est susceptible également de décaler des consommations sur quelques heures. Avoir

une flexibilité de la recharge des véhicules électriques (pilotage tarifaire voire vehicle-to-grid) permet alors d'utiliser les batteries déjà employées pour la mobilité pour l'équilibrage offre-demande du réseau électrique.

Comme introduit avec le Tableau 1, le scénario S4 se repose moins que les autres scénarios sur la flexibilité de la demande pour satisfaire l'équilibre offre-demande, les besoins de stockage en batterie stationnaires sont ainsi particulièrement élevés. Les scénarios S2 et S3, poussant fortement la flexibilité de la demande, nécessitent de faibles quantités de batteries stationnaires. Le scénario S1 quant à lui, porté sur la sobriété, demande peu de capacité mais relativement plus que le S2 et S3 proportionnellement à la consommation totale.

De même que les STEP, les batteries soutirent particulièrement lorsque la production solaire et éolienne est majoritaire, afin de décaler les pointes de production variable. Les énergies variables représentent environ 80 % de l'approvisionnement moyen de ces dispositifs de stockage. Les STEP et batteries sont particulièrement utiles pour intégrer le photovoltaïque, avec environ la moitié de l'électricité consommée qui provient de ce moyen de production alors qu'il ne représente qu'au plus un quart du mix de production.

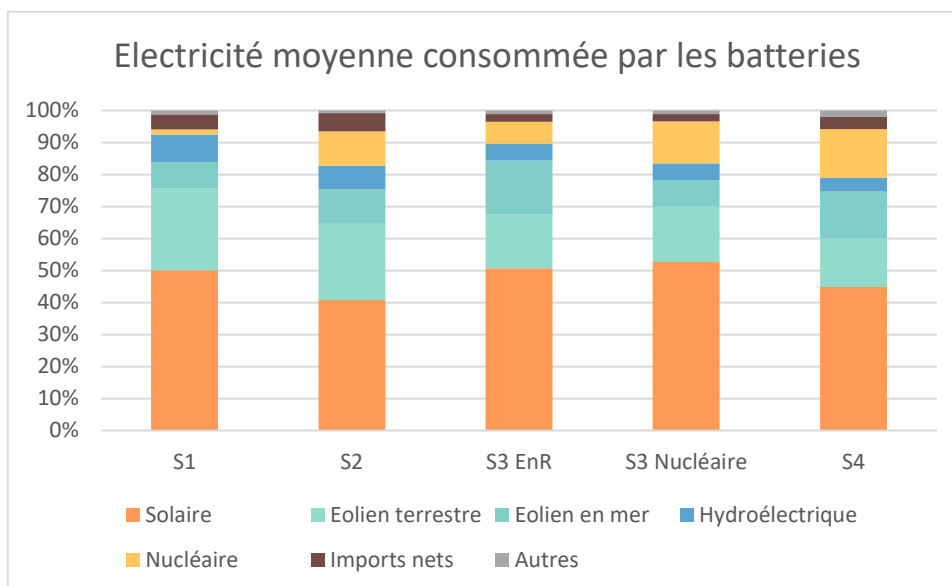


Figure 12 : Mix moyen consommé par les batteries en 2050 selon les différents scénarios ADEME

Power-to-gas-to-power

Le vecteur gaz est utilisé pour équilibrer le réseau électrique via des turbines simples (OCGT) ou à cycle combiné (CCGT), plus coûteuses mais avec un rendement amélioré. Dans Transition(s) 2050, le réseau de gaz est alimenté par différents moyens de production, y compris par du méthane de synthèse produit à partir d'hydrogène issu d'électrolyse suivi d'une méthanation. Le gaz, partiellement issu d'électricité, est ainsi un moyen de stockage pour le réseau électrique, opérant comme centrale marginale d'équilibrage et comme stockage saisonnier.

Les différentes capacités nécessaires à l'équilibrage des mix électriques de Transition(s) 2050 sont indiquées ci-dessous :

Scénarios	Puissance installée GW	Energie produite TWh	Part du mix de production, %	Part de gaz bas carbone dans le réseau, %	Dont issu de l'électricité (power-to-gas), %
S1	7,7	5,0	1,2	100	31
S1 – Flexibilité basse	15	12	2,8	93	29
S2	1,2	1,5	0,28	85	16
S2 – Flexibilité basse	5,3	6,5	1,2	81	15
S3 EnR	12	19	2,9	84	5
S3 EnR – Flexibilité basse	15	23	3,3	82	5
S3 Nucléaire	12	20	3,1	82	3
S3 Nucléaire – Flexibilité basse	15	23	3,4	80	3
S4	29	41	4,8	49	0
S4 – Flexibilité basse	32	46	5,4	50	0

Tableau 10 : Capacité installée de turbines à gaz et recours à celles-ci à horizon 2050

Le réseau de gaz est décarboné à plus de 80 % dans les scénarios, à l'exception du S4 dont près de la moitié reste approvisionné par du gaz naturel importé, en raison du volume de consommation de gaz élevé par rapport aux autres scénarios et au déploiement d'unités de capture du CO₂ en sortie de combustion. Les centrales gaz sont alors la principale raison de la production résiduelle d'électricité à partir d'énergies fossiles exposée en Figure 5, aux côtés de la part non renouvelable des déchets incinérés en unité de valorisation énergétique. **Cette génération d'électricité d'origine fossile reste limitée : moins de 1 % du mix de production pour tous les scénarios, hormis le S4 à 2,6 %, à comparer aux 10,5 % du mix électrique de 2021.**

Ce couplage gaz-électricité renforce l'enjeu d'engager une décarbonation croisée des vecteurs énergétiques, avec un rythme ambitieux, **afin que combinée à une baisse de la consommation, le gaz soit hautement décarboné d'ici 2050.**

Sensibilité des résultats à une baisse de la flexibilité de la demande

Comme introduit en partie 1.3, la nécessité d'unités de stockage est intimement liée à l'importance des autres flexibilités et en particulier de la flexibilité de la demande. Des analyses complémentaires ont été menées avec Artelys **pour étudier l'effet d'une baisse du gisement de flexibilité à capacités de production d'électricité constantes** (à l'exception des centrales d'équilibrage). Ont également été laissées à l'optimisation économique les capacités de stockage (batteries, STEP), la répartition géographique des EnR et la pénétration des différentes technologies (ex : PV fixe ou PV sur tracker).

Les hypothèses de moindre pénétration de la flexibilité de la demande sont détaillées ci-dessous et s'approchent des puissances effaçables prises par RTE pour ses scénarios Futurs Énergétiques 2050. Le détail de la modélisation de chaque type de flexibilité de la demande est publié dans le cahier d'hypothèses dédié au mix électrique⁷.

	2020	2030			
		S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques	12%	25% → 15%	25% → 12%	35% → 20%	20% → 15%
ECS	80%	85% → 80%	85% → 80%	90% → 80%	80%
Chauffage	0%	20% → 10%	20% → 10%	25% → 15%	10%
Climatisation	0%	20% → 10%	20% → 10%	25% → 15%	10%
Produits blancs	0%	15% → 10%	15% → 10%	30% → 15%	10%
Industrie	20%	40% → 20%	40% → 25%	40% → 25%	40% → 30%

Tableau 11 : Evolution de la part des consommations considérées comme flexibles entre les scénarios en références et en flexibilité « baisse de la flexibilité de la demande » en 2030

	2020	2050			
		S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques	12%	60% → 25%	60% → 30%	70% → 35%	30% → 25%
ECS	80%	90% → 80%	90% → 80%	95% → 80%	80%
Chauffage	0%	40% → 20%	40% → 20%	45% → 25%	20%
Climatisation	0%	40% → 20%	40% → 15%	45% → 25%	20%
Produits blancs	0%	25% → 10%	25% → 15%	40% → 20%	20% → 15%
Industrie	20%	50% → 25%	50% → 30%	50% → 30%	50% → 40%

Tableau 12 : Evolution de la part des consommations considérées comme flexibles entre les scénarios en références et en flexibilité « baisse de la flexibilité de la demande » en 2050