

# Note n° 11 — Le stockage de l'électricité — Février 2019



© Romain Chicheportiche

## Résumé

- Au niveau mondial, le stockage de l'électricité est appelé à se développer dans un contexte de fort essor des énergies renouvelables (EnR) variables.
- Les simulations montrent toutefois que les besoins de stockage stationnaire resteront limités dans le cas de la France du fait de la flexibilité de notre système électrique et de son interconnexion au système européen. C'est seulement après 2035, si devait se mettre en place un mix électrique composé quasi exclusivement de moyens de production renouvelables, que des besoins de stockage significatifs, notamment inter-saisonniers, pourraient apparaître.
- Le stockage de l'électricité se trouve par ailleurs au cœur de l'essor de formes de mobilité durable, dès maintenant pour la mobilité électrique, à plus long terme pour ce qui concerne une mobilité de masse à l'hydrogène.

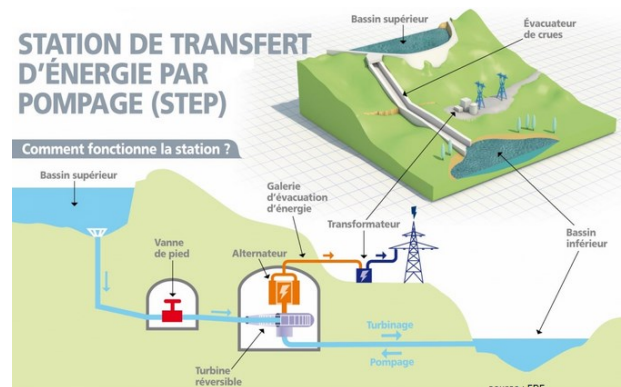
Mme Angèle Prévile, sénatrice

### ■ Différents modes de stockage

Stocker l'électricité, c'est transformer l'énergie électrique en une autre forme d'énergie, puis transformer de nouveau cette dernière en électricité, avec des pertes inévitables lors de chaque conversion<sup>(1)</sup>. Chaque mode de stockage possède des caractéristiques qui déterminent son champ d'applications pratiques<sup>(2)</sup>. On en citera principalement trois<sup>(3)</sup> : les STEP, les batteries et l'hydrogène.

Les **STEP**<sup>(4)</sup> sont formées de deux bassins situés à des altitudes différentes entre lesquels est placé un groupe hydroélectrique qui peut fonctionner comme un ensemble pompe-moteur ou turbine-alternateur. Le bassin supérieur est alimenté par pompage de l'eau du bassin inférieur quand le prix de l'électricité est bas. Lorsque la demande électrique et le prix de l'électricité augmentent, les STEP injectent de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur. Technique maîtrisée, qui permet un stockage massif d'énergie couplé à des puissances élevées tout en offrant un bon rendement<sup>(5)</sup>, les STEP sont le mode de stockage de l'électricité le plus répandu en France et dans le monde<sup>(6)</sup>. Elles permettent par ailleurs de produire une électricité décarbonée (lorsque la phase de stockage a été alimentée en énergie décarbonée comme c'est le cas en France). Il convient donc d'identifier ses gisements potentiels sur le territoire<sup>(7)</sup> et de réfléchir aux mesures de compensation écologiques et économiques

susceptibles de mieux faire accepter les projets par la population. Enfin, il est essentiel de veiller à ce que les règles qui concourent à la formation des prix de l'électricité n'handicapent pas les équipements de stockage en général et les STEP en particulier<sup>(8)</sup>.



Moyen de stockage en fort développement, les **batteries** convertissent l'énergie électrique en énergie chimique et réciproquement. On en distingue plusieurs familles en fonction du couple oxydo-réducteur impliqué dans les réactions électrochimiques, des classiques accumulateurs au plomb aux batteries Sodium-Soufre (Na-S), Lithium-Soufre (Li-S) ou Nickel-Cadmium (Ni-Cd), en passant bien sûr par toute la gamme des batteries Lithium-ion<sup>(9)</sup>. Ces dernières ont constitué à partir des années 1990 une rupture technologique permettant d'envisager des applications allant du stockage

stationnaire à l'alimentation des appareils électroniques, en passant par la mobilité. Ces batteries offrent des performances croissantes en termes de densité énergétique<sup>(10)</sup>, ainsi qu'un très bon rendement (90-95 %), des coûts de revient en baisse<sup>(11)</sup> et un niveau de sécurité satisfaisant<sup>(12)</sup>. Sans rendre obsolètes les autres couples électrochimiques<sup>(13)</sup>, elles sont aujourd'hui celles qui portent l'essor rapide du marché des batteries<sup>(14)</sup>. Les axes de recherche portent à la fois sur la sécurité, l'augmentation de la densité énergétique, la cyclabilité<sup>(15)</sup> et la diminution de la consommation en métaux critiques<sup>(16)</sup>. On attend, à partir de 2022/2023, l'arrivée sur le marché des batteries « tout solide »<sup>(17)</sup> qui permettront de nouveaux gains de sécurité et de densité<sup>(18)</sup>.

**L'hydrogène** est le troisième vecteur stratégique de stockage de l'électricité. Les technologies *power-to-gas* permettent de produire, par électrolyse de l'eau, un hydrogène qui pourra alimenter des piles à combustibles (PAC)<sup>(19)</sup>, remplacer dans certaines filières industrielles l'hydrogène issu du vapo reformage du méthane<sup>(20)</sup> ou être injecté directement dans les réseaux de gaz<sup>(21)</sup>. On peut aussi l'utiliser pour produire du méthane par méthanation<sup>(22)</sup>, ce qui permet de remplacer du gaz naturel fossile par du gaz renouvelable. Ce méthane peut enfin servir à produire de l'électricité dans des centrales électriques au gaz (*gas to power*), avec des applications dans le domaine du stockage inter-saisonnier de l'électricité. Les voies de progrès concernent principalement les technologies d'électrolyseurs<sup>(23)</sup>, avec l'objectif de faire baisser fortement le coût de l'hydrogène électrolytique<sup>(24)</sup>.

#### ■ Le stockage de l'électricité : une nécessité pour accomplir la transition énergétique ?

La France est engagée dans la diversification de son mix électrique<sup>(25)</sup>. Or, le remplacement de moyens de production nucléaires ou thermiques, dont le niveau peut être ajusté à la hausse comme à la baisse, par des moyens éoliens et solaires non « commandables » implique **un accroissement sensible des besoins de flexibilité du système électrique**<sup>(26)</sup>. C'est dans ce contexte que s'inscrit la réflexion sur les liens entre stockage de l'électricité et gestion du système électrique. Parce qu'il permet de décorrélérer dans le temps production et consommation d'électricité, le stockage est un moyen de répondre aux besoins de flexibilité du système. Pour autant, il est excessif de le présenter comme une condition nécessaire de l'essor des EnR variables<sup>(27)</sup>, car il n'est qu'un levier de flexibilité parmi d'autres. Le pilotage de la consommation, le foisonnement permis par les réseaux d'électricité ou les variations de production des moyens pilotables résiduels peuvent, dans une large mesure, se substituer à lui pour apporter au

système électrique la flexibilité requise. Au-delà des généralités, définir la place du stockage suppose donc une analyse précise des relations de substitution/complémentarité entre les différents leviers de flexibilité dans un système électrique donné.

Pour appréhender les besoins de stockage stationnaire dans le cas de la France<sup>(28)</sup>, il faut commencer par souligner que **le système électrique français actuel est déjà très flexible**. Outre une forte proportion de moyens pilotables<sup>(29)</sup>, sa flexibilité repose sur :

- un réseau de transport et de distribution d'électricité de grande qualité, interconnecté à l'échelle européenne. Reliant l'ensemble des zones de production et de consommation continentales<sup>(30)</sup>, il offre **de vastes possibilités de foisonnement** qui permettent déjà de réduire la demande résiduelle européenne de 75 GW à l'horizon annuel<sup>(31)</sup>. Pour la France seule, il réduit la production de pointe de 120 à 100 GW<sup>(32)</sup> :

- **le pilotage de la consommation** par effacement des pointes ou déplacement dans le temps de la consommation. La capacité d'effacement installée en France, en recul par rapport aux années 1990, représente environ 2,5 GW<sup>(33)</sup>. Par ailleurs, 11 millions de ballons d'eau chaude, d'une capacité de 9 GW, permettent de déplacer près de 20 GWh de consommation par jour vers les heures de faible consommation. Cet outil de lissage, qui repose sur le stockage thermique de l'énergie, est éprouvé, simple, peu coûteux et efficace. Il pourrait, grâce à un pilotage plus dynamique<sup>(34)</sup>, jouer un rôle majeur dans l'exploitation des pics de production renouvelables<sup>(35)</sup> ;
- enfin, **le stockage hydraulique**, qui offre des solutions de flexibilité à tous les horizons temporels (y compris inter-saisonniers grâce aux réservoirs de lac). Les autres techniques de stockage, notamment les batteries, occupent en revanche aujourd'hui une place marginale dans le mix de flexibilité.

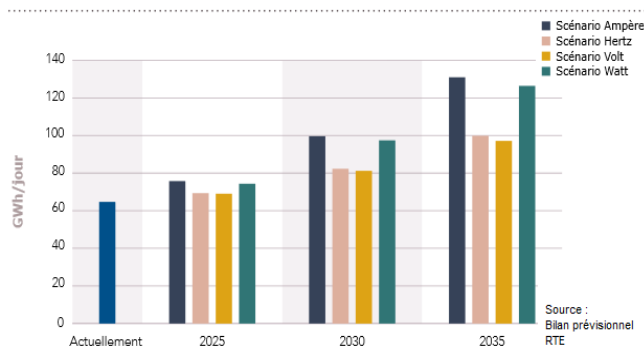
#### ■ Les scénarios pour quantifier les besoins de stockage futurs

Des travaux sont conduits par RTE et l'Ademe pour définir les adaptations à apporter à ce mix de flexibilité dans un contexte de transition énergétique. Ces simulations prospectives prennent en compte des paramètres techniques et économiques à la fois nombreux et encore incertains à ce stade, concernant notamment le niveau futur de la consommation d'électricité<sup>(36)</sup>, l'ampleur de la diversification du mix de production<sup>(37)</sup>, le prix du carbone ou encore les progrès et la baisse de coût du stockage (en particulier pour les batteries et la filière *power to gas to power*). En raison du grand nombre d'inconnues, ces études définissent de multiples scénarios

d'évolution, eux-mêmes déclinés en de nombreuses variantes – le tout finissant par dresser une carte des avènements probables qui permet de dégager quelques prévisions robustes en matière de besoins de flexibilité et de stockage.

**RTE a élaboré en 2017 quatre scénarios à l'horizon 2035**<sup>(38)</sup>. Ces simulations<sup>(39)</sup> confirment que les besoins de flexibilité augmenteront fortement dans tous les cas de figure, mais sans pour autant induire un développement significatif des besoins de stockage. Ainsi, dans le **scénario Ampère**, qui est pourtant un scénario ambitieux pour les EnR<sup>(40)</sup>, l'essentiel des besoins de flexibilité serait satisfait à moindre coût par l'hydraulique, les interconnexions et, dans une moindre mesure, la mobilisation des gisements d'effacement – cette dernière solution apparaissant moins onéreuse que le stockage par batteries pour passer les pointes<sup>(41)</sup>. C'est seulement dans le **scénario Watt**, qui est un scénario de rupture basé sur un déclassement rapide du parc nucléaire et des EnR atteignant 70 % du mix de production, que pourrait apparaître un espace marchand pour le stockage de l'électricité en 2035. Le fort développement de l'éolien et du solaire conduirait en effet à des périodes d'abondance de production à bas coûts, propices à la rentabilité des activités de stockage<sup>(42)</sup>. Par ailleurs, le maintien de la sécurité d'approvisionnement appellerait alors une mobilisation forte de tous les leviers de flexibilité en sus d'un développement des centrales au gaz<sup>(43)</sup>. RTE, qui ne propose pas un chiffrage précis des besoins de stockage dans ce scénario<sup>(44)</sup>, souligne toutefois que le stockage ne constituerait pas une révolution à ce stade<sup>(45)</sup>.

Évolution des besoins de flexibilité – exemple du volume d'énergie « déplacée » par jour pour répondre aux besoins du système électrique



Cette conclusion, qui nuance fortement le potentiel de développement du stockage stationnaire en France d'ici 15 ans, fait l'objet d'un consensus des experts consultés. La diversification du mix électrique français n'implique ni changement d'échelle ni rupture technologique dans le domaine du stockage jusqu'au milieu des années 2030. Le maintien d'une part non négligeable de moyens de production pilotables à cet horizon de temps<sup>(46)</sup>, accompagné d'un accroissement modéré des capacités d'effacement et de stockage par STEP, ainsi que d'investissements sur le réseau pour le

rendre plus « agile »<sup>(47)</sup> et plus robuste, seront suffisants pour équilibrer l'offre et la demande à tous les horizons de temps.

**L'Ademe a exploré des scénarios encore plus ambitieux pour le développement des EnR à l'horizon 2050/2060, avec des taux de pénétration qui vont de 80 à 100 %**<sup>(48)</sup>. Le bouclage technico-économique de ces scénarios confirme que le renforcement significatif des capacités de stockage devient indispensable pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité à chaque heure de l'année seulement quand on atteint ces taux considérables d'EnR dans le mix de production. Le stockage de court terme se développe dès le scénario 80 % d'EnR, tandis que des besoins de stockage inter-saisonnier mobilisant les technologies *power to gas* et *gas to power*<sup>(49)</sup> apparaissent à partir d'un mix 90-95 % d'EnR.

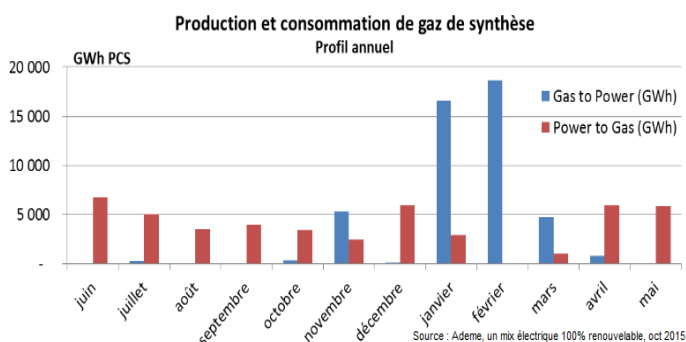
Capacité installée (GW)	Mix EnR			
	100 %	95 %	80 %	40 %
Stockage inter saisonnier	16,8	8,8	0,0	0,0
STEP	7,0	7,0	7,0	7,0
Stockage de court terme	12,2	10,9	8,0	2,2

Source : Ademe, Un mix électrique 100% renouvelable ?, oct. 2015

Dans ces scénarios, la possibilité de boucler le modèle repose donc sur le postulat de disponibilité de certaines ruptures technologiques<sup>(50)</sup>. Les progrès techniques nécessaires devraient concerner deux problématiques en particulier :

- **la réponse à la perte d'inertie du système électrique**<sup>(51)</sup>. L'essor des EnR variables mettant en jeu un étage d'électronique de puissance au lieu d'une connexion directe des alternateurs se traduira par une baisse de l'inertie assurée aujourd'hui par les masses tournantes raccordées au réseau<sup>(52)</sup>. Or, en cas de chute de la fréquence du courant, le premier correctif est aujourd'hui celui qu'exerce spontanément cette inertie<sup>(53)</sup>. Les écarts de fréquence pour un même déséquilibre initial risquent donc d'être plus importants à l'avenir<sup>(54)</sup>. Des taux aussi hauts d'EnR, si toutefois le choix était fait de réduire à ce point le parc nucléaire, ne seraient toutefois pas atteints avant 2035, ce qui laisse le temps de développer les techniques nécessaires – d'autant que des solutions se dessinent déjà : installation de compensateurs synchrones sur le réseau<sup>(55)</sup> ; obligation pour les éoliennes d'assurer un service de réglage rapide de la fréquence (ce qu'on appelle l'inertie synthétique<sup>(56)</sup> ou refonte radicale de la stratégie de service de synchronisation et de contrôle de la fréquence, à travers ce qu'on appelle le « *Grid Forming* »<sup>(57)</sup>. Dans tous les cas, le recours à des batteries deviendrait alors un élément-clé de la stabilité du système électrique ;

- le **développement de moyens de stockage adaptés à la régulation saisonnière du système électrique**. En cas de très forte pénétration des EnR variables, le passage de l'hiver implique en effet le transfert de l'énergie solaire produite en été pour l'utiliser à la saison froide<sup>(58)</sup>. Les besoins annuels de stockage inter-saisonnier sont évalués à une quarantaine de TWh dans les études de l'Ademe. Cette solution implique l'arrivée à maturité des technologies *Power to gas to power* qui en sont encore au stade du démonstrateur<sup>(59)</sup>. Là encore cependant, le problème de l'urgence ne se pose pas, puisque la question du stockage inter-saisonnier n'interviendra pas avant 2035.



### ■ Les batteries et l'hydrogène au cœur de formes émergentes de mobilité

En raison des gains d'autonomie des batteries Lithium-ion et de la chute de leur coût de fabrication, l'industrie s'est engagée dans un **développement massif du marché de la voiture électrique**. Cette évolution s'inscrit par ailleurs pleinement dans les politiques publiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre<sup>(60)</sup>. Cela pose cependant plusieurs enjeux pour les pouvoirs publics en ce qui concerne :

- les conditions d'extraction des métaux critiques dans les pays producteurs et leurs impacts humains et environnementaux. Il est indispensable d'imposer aux fabricants de batteries des critères exigeants de RSE<sup>(61)</sup> et de traçabilité des matériaux ;
- la sécurité d'approvisionnement des métaux critiques, singulièrement du cobalt<sup>(62)</sup> et dans une moindre mesure du lithium ou du nickel ;
- la valorisation des batteries tout au long de leur cycle de vie (comme solution de stockage stationnaire quand les performances sont devenues insuffisantes pour la mobilité<sup>(63)</sup> et avec la mise en place d'une filière de recyclage)<sup>(64)</sup> ;
- la place des industriels français et européens dans le secteur des batteries, où risque de se répéter le scénario catastrophe du photovoltaïque. Aujourd'hui, les dix premiers fabricants de cellules de batteries Li-ion sont asiatiques<sup>(65)</sup>. L'alliance entre SAFT, Siemens, Manz et Solvay offre l'opportunité d'un

retour des Européens sur le marché. Il faut la soutenir<sup>(66)</sup> ;

- la mise en place d'un réseau de recharge électrique capable d'irriguer tout le territoire avec des bornes non propriétaires ;
- la gestion intelligente des impacts d'une mobilité électrique de masse sur le fonctionnement du système électrique pour transformer une contrainte potentielle en un levier de flexibilité<sup>(67)</sup>.

**L'hydrogène** pourrait également jouer un rôle-clé dans les mobilités futures. Le bilan carbone de la mobilité à l'hydrogène peut en effet être excellent si on utilise une électricité décarbonée pour l'électrolyse de l'eau<sup>(68)</sup>. Techniquement possible, l'essor de la mobilité à l'hydrogène se heurte cependant à des obstacles économiques dans un avenir proche.

Le premier est le coût de l'hydrogène électrolytique. Pour que la mobilité à l'hydrogène soit compétitive par rapport à la mobilité électrique ou hybride, deux conditions doivent être réunies :

- disposer d'une électricité à bas coût pour alimenter des électrolyseurs pendant des durées relativement longues (de l'ordre de 4 000 heures par an). Cela suppose qu'un très fort taux de pénétration de l'éolien et du photovoltaïque génère de longues périodes de production électrique abondante<sup>(69)</sup> ;
- augmenter le rendement et la durée de vie des électrolyseurs. Des progrès comparables à ceux qu'ont connus les panneaux photovoltaïques et les batteries sont imaginables, mais, sans être improbables, relèvent encore de la conjecture.

Même si l'on parvient demain à produire un hydrogène électrolytique bon marché, un second obstacle se dresse : celui des investissements nécessaires au déploiement et à l'entretien d'infrastructures de stockage et de distribution de l'hydrogène. La création d'un réseau énergétique supplémentaire, en plus du réseau électrique, du réseau gazier, des réseaux de chaleur et du futur réseau de recharge des véhicules électriques est-elle financièrement soutenable et économiquement pertinente ? Si les recherches doivent se poursuivre pour préparer l'émergence possible d'une mobilité de masse à base d'hydrogène dans la seconde moitié du siècle, à plus court terme, il faut sans doute plutôt encourager des solutions de mobilité à l'hydrogène plus ciblées, par exemple la mobilité des poids-lourds, des flottes de transport des collectivités ou encore des trains, comme le préconise d'ailleurs le Plan Hydrogène.

Site Internet de l'OPECST :

<http://www.assemblee-nationale.fr/commissions/opecest-index.asp>  
<http://www.senat.fr/opecest/>

## Références

---

<sup>1</sup> Un stockage direct de l'électricité est possible en utilisant des supercondensateurs ou en exploitant le principe du stockage inductif supraconducteur, souvent désigné par son acronyme anglais « SMES » (*Superconducting Magnetic Energy Storage*). Le SMES consiste à faire circuler un courant électrique dans une bobine de fil rendue supraconductrice après avoir été abaissée jusqu'à sa température critique. Si cette bobine est court-circuitée sur elle-même, le courant peut alors circuler indéfiniment dans la boucle ainsi formée, sans résistance et donc sans dissipation d'énergie par effet Joule. L'énergie stockée est restituée quand on ouvre le court-circuit de la bobine sur une charge. Il s'agit d'un stockage de l'énergie sous forme électromagnétique. Combinant une forte densité de puissance, un temps de réaction très bref, mais aussi une faible densité en énergie, ces deux modes de stockage direct possèdent quelques applications utiles, mais ne peuvent cependant pas répondre aux besoins d'un stockage stationnaire de masse ni jouer un rôle central dans le domaine de la mobilité.

<sup>2</sup> On peut classer les modes de stockage en fonction du vecteur énergétique utilisé et les caractériser à partir de paramètres tels que l'énergie, la puissance, le temps de réponse, le rendement énergétique ou encore la durée de vie.

<sup>3</sup> Parmi les modes de stockage de l'électricité qui ne font pas l'objet de développement dans la note, on peut citer les volants d'inertie, les batteries à circulation redox et le CAES (*Compressed Air Energy Storage*). Ce dernier utilise comme vecteur l'énergie mécanique de l'air comprimé mais aussi, pour les nouvelles générations de CAES, la chaleur produite lors de la compression. Lors d'un excès de production d'électricité, de l'air est comprimé à très haute pression (100 à 300 bars) pour être stocké dans un réservoir. Les CAES existants et la plupart de ceux en projet utilisent des cavités souterraines (cavernes, mines), mais pour des stockages de moindre volume on peut envisager des réservoirs artificiels, enterrés ou non. L'air est ensuite relâché au moment des pics de demande d'électricité pour être injecté dans une chambre de combustion au gaz et produire de l'électricité par turbinage. Si quelques CAES dits conventionnels sont déjà en exploitation commerciale, leur bilan économique est décevant en raison de leur faible rendement énergétique (environ 50 %), inférieur à celui des STEP et des batteries de grande capacité. On cite fréquemment les sites de Huntorf en Allemagne (en service depuis 1979, il est doté d'une puissance de 290 MW et d'une capacité de 3h de stockage), ainsi que celui de McIntosh aux États-Unis (ouvert en 1991, il possède 110 MW de puissance et représente 26h de stockage). Les recherches portent sur la mise au point de CAES adiabatiques ou isothermes permettant la récupération de la chaleur produite par la compression de l'air - ce qui pourrait faire monter le rendement énergétique à 70 %. Les CAES adiabatiques comportent un système de stockage thermique récupérant la chaleur de l'air comprimé en sortie de compresseur. La chaleur est restituée à l'air comprimé avant son passage dans la turbine à gaz. Les CAES isothermes sont très proches, mais ils récupèrent la chaleur en cours de compression. Ces techniques sont encore en phase de démonstration mais pourraient trouver une place sur le segment d'application des stockages stationnaires de capacité intermédiaire (gamme de 100 kW à 10 MW de puissance pour un temps de décharge de l'ordre de 4 heures. La réflexion stratégique conduite par l'IFPEN en 2014 pour déterminer son positionnement dans le domaine du stockage a mis en avant des opportunités technologiques pour les batteries Redox à circulation et les systèmes CAES sur ce segment du stockage intermédiaire).

<sup>4</sup> Stations de transfert d'énergie par pompage. Les STEP font partie de la famille des modes de stockage hydrauliques de l'énergie, qui comprend également les barrages de lac ou d'éclusées. Le stockage hydraulique utilise l'énergie mécanique potentielle de l'eau comme vecteur énergétique, cette énergie pouvant ensuite produire de l'électricité à la demande par turbinage.

<sup>5</sup> Le rendement d'une STEP atteint 70 à 85 %.

<sup>6</sup> Avec plus de 164 GW, les réservoirs hydrauliques et les STEP représentent près de 97 % de la puissance électrique mondiale stockée (Source : données fournies par Équilibre des énergies à partir de la *Global Energy Storage Database* de l'US Department of Energy, novembre 2016). Les STEP en France représentent 5 GW en production (et 4,2 GW en pompage). On en dénombre six de forte puissance : Grand'Maison en Isère (puissance en turbine de 1 790 MW), Montézic dans l'Aveyron (910 MW), Super-Bissorte en Savoie (730 MW), Revin dans les Ardennes (720 MW), Le Cheylas en Isère (460 MW) et La Coche en Savoie (330 MW).

<sup>7</sup> En France, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du 27 octobre 2016 fixait comme objectif d'engager d'ici à 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacité entre 2025 et 2030. La nouvelle PPE 2019-2023 / 2024-2028 confirme le besoin de développer cette capacité de STEP additionnelle. Il existe peut-être aussi des gisements de stockage hydraulique reposant sur la surélévation des barrages existants, mais aucun chiffrage du potentiel que cela représente n'est disponible. Dans le cadre d'une réflexion de long terme, une estimation du potentiel hydraulique inexploité devrait intégrer les impacts futurs éventuels du réchauffement climatique sur la disponibilité de la ressource en eau. On sait en effet que la production hydroélectrique est sensible aux conditions climatiques. Le productible moyen annuel est de 67 TWh, mais on observe des écarts importants entre années sèches et humides : 50,3 TWh par exemple en 2011 contre 75,7 TWh en 2013.

<sup>8</sup> Certains acteurs, comme le Syndicat des énergies renouvelables, appellent ainsi à ce que les pouvoirs publics définissent une feuille de route de la rémunération des moyens de flexibilité du système électrique, notamment pour mieux prendre en compte les STEP.

<sup>9</sup> Lithium-ion est un nom générique qui rassemble un ensemble de technologies de batteries ayant pour trait commun de reposer sur la circulation réversible d'ions Li<sup>+</sup> dans un électrolyte non aqueux entre une anode typiquement en graphite et des cathodes généralement en oxyde métallique lithié. On distingue les batteries LCO (dont la cathode est formée de LiCoO<sub>2</sub>), NCA (LiNiCoAlO<sub>2</sub>), LMO (LiMn<sub>2</sub>O<sub>4</sub>), NMC (LiNiMnCoO<sub>2</sub>) et LFP (LiFePO<sub>4</sub>). À noter que la technologie LMP (Lithium Métal Polymère) du groupe Bolloré ne se rattache pas aux technologies Lithium-ion, car elle utilise une anode en lithium métallique et un électrolyte solide.

<sup>10</sup> Ces performances ont doublé depuis deux décennies et vont continuer à progresser. Les actuelles batteries Lithium-ion présentent désormais des densités énergétiques de l'ordre de 250 Wh/kg et de 600Wh/l. Par comparaison, la densité énergétique d'une batterie au plomb est de l'ordre de 30 Wh/kg et celle d'une batterie Nickel-Cadmium de 50 Wh/kg.

<sup>11</sup> La baisse des coûts a pour moteur des progrès techniques dans la fabrication des cellules de batteries (qui consomment moins de matériaux onéreux que par le passé), mais surtout des économies d'échelle liées à la massification de la production. On est passé d'un prix de 1000 \$ par kWh en 2010 à 209 \$ par kWh en 2017, et on attend un prix sensiblement inférieur à 100 \$ du kWh avant 2030 (source : chiffres fournis pour des packs batteries par EDF sur la base d'une étude de *Bloomberg New Energy Finance*).

<sup>12</sup> L'utilisation des batteries Lithium-ion n'est pas exempte de tout risque. Des incidents très médiatisés sont déjà survenus sur des batteries équipant des Boeing 787, des modèles Tesla ou encore des batteries de téléphones ou d'ordinateurs portables (notamment le Galaxy Note 7 de Samsung). Est en cause, entre autres, la formation de dendrites sur l'électrode négative qui peut entraîner le court-circuit de la batterie et un emballement thermique. L'arrivée des batteries Lithium « tout solide » à partir de 2022 devrait à cet égard apporter un gain de sécurité significatif.

<sup>13</sup> Les recherches sont notamment actives dans le domaine des batteries Lithium-Soufre qui présentent une forte densité énergétique (en théorie 2 600 Wh/kg et en pratique environ 500 Wh/kg, soit deux fois celle des batteries Li-ion), mais qui se dégradent rapidement (quelques centaines de cycles) par dissolution de la cathode en soufre dans l'électrolyte. EDF travaille également au développement de batteries Zinc-Air.

<sup>14</sup> Le marché mondial des batteries représentait 63 Md\$ en 2015, contre seulement 25 Md\$ en 2000. Il pourrait atteindre 115 Md\$ en 2025 (source : contribution écrite d'Equilibre des énergies, citant une étude d'Avicenne Energy de 2017). À noter que ce marché est, encore aujourd'hui, dominé par le segment des accumulateurs au plomb, mais les batteries Lithium-ion seront le segment dominant dès 2020. Le marché des batteries est désormais très largement porté par les besoins de la mobilité, les batteries destinées au stockage stationnaire en lien avec l'introduction des EnR ne représentant que 5 % du marché mobile à l'horizon 2023. Le marché des batteries lithium pour la mobilité représente aujourd'hui 120 GWh au niveau mondial. On estime qu'il atteindra 500 GWh en 2025 (Source : Avicenne Energy 2018). L'Europe représenterait à elle seule environ 20 % de cette capacité mondiale de stockage.

<sup>15</sup> La cyclabilité caractérise la durée de vie d'une batterie. Elle se définit comme le nombre de fois (de cycles) où elle peut restituer le même niveau d'énergie après chaque nouvelle recharge.

<sup>16</sup> La feuille de route du CEA Liten indique notamment les objectifs suivants à horizon 2030 : développement de cathodes haute capacité sans cobalt (> 1000 Wh/kg), développement des batteries Li-S (500-600 Wh/kg), charge rapide (< 6 mn).

<sup>17</sup> Le principe d'une batterie tout solide est de remplacer l'électrolyte liquide organique par un composé inorganique solide qui permet la diffusion des ions lithium. Les électrolytes solides inorganiques sont plus sûrs (ils sont ininflammables et ne permettent pas la formation de dendrites de lithium). Ce type de batteries possède aussi une densité énergétique plus élevée.

<sup>18</sup> Sont visées des densités de 350 Wh/kg et 800 Wh/l dans un premier temps, puis de 400 Wh/kg et 1200 Wh/l à partir de 2025. À plus long terme (au-delà de 2030) pourraient se généraliser les batteries Lithium-Air, d'une densité supérieure à 1500 Wh/kg.

<sup>19</sup> Une pile à combustible convertit de l'énergie chimique de combustion en énergie électrique, en chaleur et en eau. Le combustible qui alimente l'anode d'une PAC est généralement de l'hydrogène, tandis que la réaction de réduction sur la cathode est généralement alimentée par injection de dioxygène. Il existe plusieurs familles de PAC en fonction des électrolytes utilisés. Les PAC les plus couramment utilisées sont celles de la famille PEM (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), dont l'électrolyte est constitué d'une membrane solide polymère fonctionnant à basse température.

<sup>20</sup> Le reformage du méthane est la technique traditionnelle pour fabriquer de l'hydrogène, qui n'est pas présent à l'état pur dans la nature (selon les réactions chimiques :  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$  puis  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ). Cette technique permet de produire du  $\text{H}_2$  à faible coût, mais avec un mauvais bilan carbone (1 kg de  $\text{H}_2$  produit par ce procédé s'accompagne de la production de 10 kg de  $\text{CO}_2$ , selon les données fournies par Équilibre des énergies). 95 % de la production mondiale annuelle d' $\text{H}_2$  (600 milliards de  $\text{m}^3$ ) est obtenu par vapo reformage ou d'autres procédés à base de ressources fossiles (craquage catalytique des hydrocarbures ou gazéification du charbon), le reste par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène est pour l'essentiel utilisé dans l'industrie, pour le raffinage du pétrole, la production d'ammoniac et la fabrication de divers produits chimiques (méthanol, amines, l'eau oxygénée, etc.), mais il est également utilisé en moindres volumes dans les industries de la microélectronique, de la verrerie ou de l'agroalimentaire par exemple. (Source : [Étienne Beeker, « Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? », Note d'analyse, France Stratégie, 2014](#)).

<sup>21</sup> Jusqu'à une proportion de 6 % par contrainte réglementaire actuellement en France.

<sup>22</sup> Selon la formule :  $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$ . À noter que le  $\text{CO}_2$  servant à la méthanation pourrait être issu de la méthanisation, avec une complémentarité écologique et économique entre les deux procédés.

<sup>23</sup> Il existe trois familles d'électrolyseurs, situés à des degrés de maturité différents : les électrolyseurs alcalins (AEL) et ceux à membrane PEM (PEMEL), qui sont en exploitation commerciale, et les électrolyseurs à haute température (SOEL). Ces derniers sont encore à un stade développement.

<sup>24</sup> Le CEA Liten travaille notamment sur la technologie SOEC (électrolyse haute température haut rendement), qui permet des gains de rendements importants (+30 % par rapport aux électrolyseurs alcalins). Les enjeux technologiques portent sur l'industrialisation de la technologie. En 2030, après passage à l'échelle industrielle prévu pour 2026, on estime un coût de production hydrogène par SOEC entrant dans la fourchette [1,5-2€/kg]. La technologie sera alors techniquement mature pour les applications d'usage de l'hydrogène dans la chimie et dans le transport. Par la suite, la montée en puissance de la filière hydrogène dans ces deux domaines pourrait permettre une baisse des coûts qui la rendra compétitive pour les

---

applications de stockage saisonnier de l'électricité attendues sur la période 2035-2050 du fait de l'augmentation de la pénétration des EnR.

<sup>25</sup> Selon la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les énergies renouvelables devront représenter 40 % de la production d'électricité en 2030. Selon le bilan électrique de RTE pour 2017, les productions hydraulique, éolienne, photovoltaïque et bioénergies ont représenté une production de 96 TWh, soit 18 % de l'électricité produite cette année-là. L'éolien et le photovoltaïque à eux seuls ont représenté 6,3 % de la production totale.

<sup>26</sup> La flexibilité du système électrique est sa capacité à réaliser l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité malgré les variations en partie aléatoires qui affectent à la fois le niveau de l'offre et celui de la demande. Cet équilibre est celui entre la puissance injectée à chaque instant dans le réseau et la puissance soutirée (équilibre instantané). Il s'agit aussi de l'équilibre, sur une période de temps déterminée, entre l'énergie produite et l'énergie consommée. Les besoins de flexibilité à ces différents horizons de temps (instantanés, quotidiens, hebdomadaires ou saisonniers) peuvent être mesurés à partir de la notion de demande résiduelle – qui correspond à la demande d'électricité restant à satisfaire une fois prise en compte la production des sources variables. Avant l'arrivée des EnR variables, le système électrique devait disposer de la flexibilité lui permettant de répondre à des variations de demande suivant des profils journaliers, hebdomadaires et saisonniers très marqués, mais aussi de faire face à deux aléas principaux : d'une part, un aléa sur la demande lié à l'aléa climatique (en France, une baisse de 1° de la température en hiver par rapport à la normale des températures entraîne un besoin de puissance supplémentaire de 2,4 GW, selon les données fournies par Équilibre des énergies) ; d'autre part, un aléa sur l'offre, comme la perte accidentelle de centres de production. L'arrivée des EnR variables introduit un nouvel aléa sur l'offre d'électricité lié à l'aléa climatique. Liée aux conditions de vent et d'ensoleillement, la production éolienne ou photovoltaïque n'a en effet aucune raison de s'établir spontanément au niveau requis pour satisfaire la demande. De fait, on observe que le profil quotidien, hebdomadaire et saisonnier de la production des EnR variables est faiblement corrélé au profil de la demande d'électricité à ces mêmes pas de temps. Plus précisément, le photovoltaïque génère un besoin supplémentaire de flexibilité de quelques heures (flexibilité infra journalière), tandis que l'éolien, dont les cycles de variation s'étalent habituellement sur plusieurs jours après foisonnement de la production, génère plutôt un besoin de stockage de quelques dizaines d'heures (flexibilité journalière ou hebdomadaire).

<sup>27</sup> L'expression « énergies renouvelables intermittentes » est couramment utilisée. L'expression « énergies renouvelables variables » semble cependant plus adaptée, car plus conforme à l'idée d'une variation continue, et largement prévisible, entre puissance nulle et pleine puissance.

<sup>28</sup> Les développements qui suivent concernent essentiellement le système électrique métropolitain, qui est interconnecté. Les liens entre EnR et stockage se présentent de manière sensiblement différente dans les ZNI (zones non interconnectées) des territoires insulaires, notamment ultramarins. Les possibilités de foisonnement y sont en effet par définition extrêmement réduites. La faible inertie des systèmes électriques insulaires fait par ailleurs que s'y posent des problèmes de stabilité dès que la part des EnR variables dépasse un seuil de l'ordre de 30 %. Enfin, le coût des moyens thermiques conventionnels y étant extrêmement élevé, des solutions de stockage, notamment par batteries, peuvent y trouver plus aisément un intérêt économique.

<sup>29</sup> Notamment du nucléaire, dont le facteur de charge varie de 92 % en hiver à 64 % en été, permettant ainsi de couvrir l'essentiel des variations inter-saisonnières de consommation à l'heure actuelle. Les ajustements de la production nucléaire sont complétés par le recours aux centrales thermiques au charbon, au fuel ou au gaz.

<sup>30</sup> Sans le réseau, l'équilibre entre la demande et l'offre devrait être réalisé sur un périmètre géographique plus restreint, ce qui obligerait lors des pics de consommation soit à rationner la demande soit à faire fonctionner localement des moyens de production présentant un coût marginal élevé. Dans le cas particulier des EnR variables, le réseau permet également de trouver un débouché lors des pics de production pour une électricité fatale. C'est donc un outil de solidarité énergétique entre les zones de production et de consommation, mais c'est aussi un outil de sobriété de la production. Par ailleurs, le réseau permet aussi de mutualiser les services système indispensables à la stabilité du système électrique et à la qualité du courant fourni. Dans tous les scénarios de diversification du mix énergétique, le développement du réseau joue un rôle central.

<sup>31</sup> Par rapport à ce que serait la somme des demandes résiduelles nationales dans l'hypothèse où les pays européens ne seraient pas interconnectés. Cela représente -30 % en valeur relative.

<sup>32</sup> Source : contribution écrite de RTE aux travaux de l'Office.

<sup>33</sup> D'ici à 2035, la capacité d'effacement pourrait varier entre son niveau actuel et 6 GW en fonction du scénario d'évolution du système électrique ([RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2017](#)).

<sup>34</sup> Les ballons d'eau chaude domestique sont actuellement pilotés par un signal tarifaire de type heures creuses/heures pleines relativement sommaire. S'ils bénéficiaient du pilotage par des grilles tarifaires plus sophistiquées ou par des compteurs de consommation de nouvelle génération, ils permettraient un réglage plus fin et massif du lissage de la consommation électrique.

<sup>35</sup> Dans le cas de référence du scénario Ampère de RTE, un volume significatif de production ne trouvant pas de débouchés apparaît (9 TWh). On peut donc envisager une conversion de cette énergie en chaleur pour une utilisation domestique (eau chaude sanitaire). Source : Bilan prévisionnel RTE 2017, p. 205.

<sup>36</sup> Le résultat des simulations est assez sensible aux hypothèses faites sur le niveau futur de la consommation. Selon qu'elle baisse fortement ou se maintient à un niveau élevé, les besoins de flexibilité ne sont pas du même niveau, avec des conséquences sur le niveau d'émission de CO<sub>2</sub>, les besoins de stockage, etc.

<sup>37</sup> Une des questions centrales est de savoir jusqu'où et à quel rythme on va réduire la part du nucléaire et des centrales thermiques au profit des EnR.

---

<sup>38</sup> Scénarios Ampere, Hertz, Volt et Watt. Cf : [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre- demande d'électricité en France, RTE, 2017.](#)

<sup>39</sup> Plus de 50 000 simulations ont été restituées pour chaque heure de l'année dans cet exercice prospectif hors norme !

<sup>40</sup> Dans ce scénario, les EnR représentent 50 % du mix électrique en 2050 avec une puissance de 149 GW et une production annuelle de 314 TWh (contre 294 TWh pour le nucléaire).

<sup>41</sup> Cf Bilan prévisionnel RTE, pp. 201-205. Cette conclusion est cependant directement liée aux hypothèses adoptées sur l'évolution du coût des batteries.

<sup>42</sup> L'exploitation de batteries en usage stationnaire pour répondre aux besoins du système électrique peut alors devenir rentable.

<sup>43</sup> Dans ce scénario, RTE souligne qu'en l'état actuel des technologies, le scénario ne pourrait pas être conduit sans l'installation de nouveaux moyens thermiques générateurs d'une hausse des émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique. La production d'origine thermique devrait en effet doubler en proportion, passant à 20 % du mix électrique en 2035 contre moins de 10 % aujourd'hui. Pour autant, les simulations réalisées ne valident pas la proposition parfois avancée selon laquelle un système reposant à 70 % sur des EnR obligerait à « doubler » la capacité renouvelable par des moyens thermiques.

<sup>44</sup> Invité à proposer un chiffrage des besoins de stockage, RTE a souligné que la réponse à cette question relève encore, à ce stade, du champ de la recherche. « Ce sujet fait l'objet de travaux d'approfondissements en R&D : nous avons développé une méthodologie de quantification systématique des besoins de flexibilité du système électrique sous différentes hypothèses de pénétration des ENR. Nous ne sommes pas encore en mesure de traduire ces besoins de flexibilité en mix optimal de solutions de flexibilité » (réponse de RTE au questionnaire transmis pour préparer la présente note). Afin de progresser sur la question de la détermination de la combinaison optimale des leviers, RTE a lancé en 2018 le projet européen OSMOSE (*Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity*), pour une durée de 4 ans. Le projet regroupe 33 partenaires et vise à répondre aux questions « Quel mix optimal de flexibilité ? » et « Quelles règles de marchés pour tendre vers ce mix ? ». L'approche adoptée est systémique, au niveau européen, et se projette à l'horizon 2050.

<sup>45</sup> Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Synthèse, RTE 2017, p. 32.

<sup>46</sup> Même dans le scénario Watt de RTE, les moyens pilotables représentent plus de 40 % du mix : 11 % pour le nucléaire, 18 % pour le thermique, à quoi s'ajoutent les moyens hydrauliques qui sont pour l'essentiel des moyens pilotables.

<sup>47</sup> Pour plus de précisions, on peut se référer au dossier de présentation de RTE intitulé : « [Voyage au cœur du réseau de demain](#) » (mars 2017). RTE travaille à plusieurs solutions permettant d'optimiser les performances du réseau de transport. Outre l'expérimentation de « lignes virtuelles » avec le projet Ringo, RTE expérimente aussi de nouveaux postes électriques « intelligents » permettant d'absorber jusqu'à 30 % d'électricité en plus. Les postes électriques actuels fonctionnent souvent en effet en-deçà de leur capacité maximum car, pour éviter la surchauffe des lignes, on sous-dimensionne la quantité de courant transportée. Or, quand il fait froid ou qu'il y a du vent, les lignes sont refroidies et pourraient accepter davantage d'électricité que ce que prévoient les normes de sécurité actuelles. L'idée est donc d'installer des capteurs de température sur les lignes afin d'ajuster en temps réel la capacité des postes électriques sans risque de surchauffe. C'est un exemple des futurs *smart grids*.

<sup>48</sup> Cf [Ademe, « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 », octobre 2015 ; Ademe, « Actualisation du scénario énergie-climat 2035-2050, octobre 2017 ; Ademe, « Trajectoire d'évolution du mix électrique 2020-2060 », octobre 2018.](#)

<sup>49</sup> Les actualisations récentes des études de l'Ademe (oct. 2017 ou oct. 2018) ne modifient les estimations de 2015 qu'à la marge concernant l'estimation des besoins de stockage.

<sup>50</sup> Ce qui n'est pas le cas des simulations réalisées par RTE.

<sup>51</sup> L'inertie est la capacité du réseau à limiter les variations de fréquence de 0 s à 10 s après l'aléa d'équilibre offre-demande. L'inertie est liée à la capacité des rotors des machines tournantes connectées au réseau (centrales thermiques, nucléaires, hydrauliques) à stocker de l'énergie.

<sup>52</sup> Ces masses sont, pour l'essentiel, celles des turbines des centrales de production thermiques, nucléaires ou hydrauliques. Il n'y pas de masse tournante dans les panneaux photovoltaïques, tandis que celle des éoliennes, quoique significative, n'est pas reliée de façon synchrone à la fréquence du courant du réseau et n'est donc pas directement utilisable pour le stabiliser.

<sup>53</sup> En raison du couplage synchrone entre leur vitesse de rotation et la fréquence du courant électrique, toute baisse de fréquence se heurte à l'inertie qu'opposent les masses en rotation.

<sup>54</sup> RTE indique dans son scénario Watt que des incertitudes sur la stabilité du système électrique apparaissent pour un taux de pénétration des EnR supérieur à 70 %.

<sup>55</sup> La technique consiste à démanteler partiellement des centrales classiques pour ne garder que la partie alternateur (on démantèle en effet seulement la turbine de production).

<sup>56</sup> Dans cette solution, les ENR variables se voient imposer d'avoir une réserve d'énergie, qui peut provenir de l'inertie des pâles d'éolienne ou d'un stockage (batterie, condensateurs, volant d'inertie) afin de limiter les variations de fréquences dans les premiers instants d'un déséquilibre offre-demande. Cette solution comporte cependant deux limitations techniques qui font qu'elle ne serait adaptée qu'à un taux limité de pénétration des EnR. D'une part, l'inertie synthétique intervient avec un certain retard par rapport à la perturbation sur le réseau (retard d'environ 100 ms à partir de la perte d'une centrale de production ou chute de consommation brusque). Pour un taux d'ENR conséquent, ce temps de réaction est très pénalisant, l'inertie synthétique ne permet alors plus d'assurer la stabilité (variation de fréquence trop importante dans les premiers instants à cause du retard). D'autre part, dans le cas où les éoliennes utilisent l'énergie stockée dans leur rotor pour stabiliser la fréquence du courant, leur vitesse diminue. Si l'éolienne décélère trop, la phase de récupération peut



---

ensuite être très longue et avoir alors un effet néfaste sur la fréquence. Enfin, on ne connaît pas bien l'impact sur le vieillissement de l'installation de ce type de procédé (source : contribution écrite de RTE aux travaux de l'Office).

<sup>57</sup> Cette solution, qui n'en est encore qu'au stade de la recherche, est l'objet des projets européens MIGRATE et OSMOSE. L'idée directrice est de donner à certaines centrales de production photovoltaïques ou éoliennes (associées à des batteries) le rôle de « chef d'orchestre du réseau ». Des batteries permettraient d'apporter une injection rapide d'énergie ou d'absorber l'énergie en excès pour assurer la stabilité aux premiers instants de l'aléa. Les ENR en *grid forming* pourraient alors donner le rythme au réseau en jouant sur la fréquence pour coordonner l'appel aux réserves primaires disponibles au niveau des autres centrales de production raccordées au réseau. Cette stratégie de *grid forming* répondrait à la fois à la problématique de stabilité du réseau (perte d'inertie du réseau) mais aussi à la problématique de synchronisation du réseau lorsqu'il n'y a plus de machines tournantes pour imposer la fréquence du réseau. Par ailleurs, le *grid forming* fonctionnerait quel que soit le taux de pénétration ENR. Tout cela n'en est encore qu'à un stade théorique.

<sup>58</sup> Comme on l'a dit précédemment, la flexibilité inter-saisonnière est aujourd'hui principalement assurée par la montée en charge des groupes nucléaires en hiver, complétés par des centrales thermiques. S'il y a un point éventuellement problématique pour les scénarios « 100 % renouvelables » (ce qui n'est pas absolument certain à ce stade), c'est bien l'absence de moyens de stockage inter-saisonnier économiquement et technologiquement mûrs. En effet, pour la flexibilité journalière et hebdomadaire, les batteries Lithium et les STEP constituent des moyens techniquement et économiquement pertinents pour répondre en puissance et en énergie aux besoins des consommateurs malgré l'aléa qui affecte la production des EnR variables.

<sup>59</sup> On peut citer le projet de démonstrateur industriel de *Power-to-Gas*, Jupiter 1000, qui fonctionnera à partir de 2019 à Fos-sur-Mer. L'installation a pour but de transformer l'électricité renouvelable en gaz pour pouvoir la stocker. Le dispositif comporte deux électrolyseurs (alcalin et PEM) mais aussi un réacteur de méthanation et une structure de capture de CO<sub>2</sub> à partir de fumées industrielles voisines. Elle permettra d'évaluer l'injection directe d'hydrogène à des taux variables dans le réseau de transport de gaz naturel, mais également l'injection de méthane de synthèse obtenu par recombinaison d'hydrogène renouvelable et de CO<sub>2</sub>.

<sup>60</sup> Fabriquer une batterie, puis la faire fonctionner nécessite d'importantes quantités d'énergie électrique, de sorte que son bilan carbone est plus ou moins bon selon le mix électrique utilisé pour la fabriquer puis la recharger. Toutefois, au niveau européen du moins, même dans les pays où l'électricité est fortement carbonée, comme en Allemagne, le bilan carbone d'une voiture électrique reste toujours meilleur que celui des véhicules thermiques. Dans des pays comme la France ou la Norvège, où l'électricité est fortement décarbonée, ce bilan est même très sensiblement meilleur. Pour des données chiffrées précises se reporter notamment à : [Dale Hall and Nic Lutsey, « Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions », The international Council of Clean Transportation, février 2018.](#)

<sup>61</sup> Responsabilité sociétale des entreprises.

<sup>62</sup> La production de certains matériaux critiques est très fortement concentrée sur le plan géographique (cf : [Gilles Lepesant, La transition énergétique face au défi des métaux critiques, Etudes de l'IFRI, Janvier 2018](#)).

<sup>63</sup> Comme on l'a vu précédemment toutefois, l'ampleur des besoins de stockage stationnaire par batteries paraît insuffisante pour offrir une seconde vie à la totalité des batteries destinées à la mobilité qui vont être mises sur le marché dans les quinze prochaines années. C'est seulement si le taux de pénétration des EnR variables atteint un niveau très élevé que des besoins de stockage stationnaire massifs émergeront.

<sup>64</sup> Cette filière n'existe pour l'instant pas parce que la quantité de batteries à recycler est insuffisante pour qu'une filière de recyclage soit économiquement viable. Mais le développement massif attendu de la mobilité électrique va créer les conditions de son émergence. On peut souligner toutefois que cette question ne présente pas un caractère d'urgence puisque le boom du marché de la batterie mobile commence à peine alors que la durée de vie de ces batteries est de l'ordre de huit à dix ans dans un véhicule électrique. Il faut exploiter ce temps pour investir dans la recherche sur des technologies de recyclage adaptées et pour réfléchir aux adaptations réglementaires souhaitables.

<sup>65</sup> 7 de ces 10 fabricants sont chinois, notamment CATL qui, avec près du quart de la production mondiale, devance le japonais Panasonic. Les deux autres fabricants non chinois sont sud-coréens.

<sup>66</sup> Le fabricant français de batteries SAFT est au centre d'une alliance avec Siemens, Manz et Solvay en vue de créer deux ruptures technologiques dans le domaine des cellules pour batteries. La première interviendra dès 2020 avec l'introduction d'une nouvelle génération de cellules incorporant des matières actives à faible teneur en cobalt, ainsi qu'un composé graphite/silicium. La deuxième aura lieu vers 2025 avec l'arrivée des cellules « tout solide ». Il convient que les décisions d'investissement industriel soient prises très rapidement pour pouvoir équiper les nouveaux véhicules électriques annoncées par les constructeurs pour 2022. C'est dans cette perspective qu'il convient de soutenir l'alliance entre SAFT, Siemens, Manz et Solvay. On peut souligner à cet égard que les critères environnementaux sont un moyen légal de justifier un soutien à l'industrie des batteries européennes. La fabrication des batteries étant très énergivore, elle induit plus d'émissions de CO<sub>2</sub> en Asie qu'en Europe (et plus en Europe qu'en France), car le mix électrique asiatique est beaucoup plus carboné. Le bilan CO<sub>2</sub> de l'électrification de la mobilité est donc bien meilleur avec des batteries européennes.

<sup>67</sup> Il faut piloter les périodes de recharge pour éviter que des appels de puissance trop importants ne déstabilisent le réseau (ce qui est possible avec des offres tarifaires adaptées). On peut également envisager d'utiliser le gisement de batteries des véhicules électriques comme un moyen de flexibilité du système électrique, les besoins de charge s'activant ou s'effaçant au gré des besoins du système électrique ou des ressources disponibles (recharge solaire par exemple) voire grâce à l'injection d'énergie depuis les batteries sur le réseau électrique pour répondre à la consommation d'électricité ou pour assurer certains services système (application Vehicle-To-Grid).

<sup>68</sup> La combustion de l'hydrogène dans une pile à combustible (PAC) ne se traduit pas par l'émission de CO<sub>2</sub> mais par la production d'eau. La mobilité hydrogène *stricto sensu* est donc très écologique.

<sup>69</sup> C'est envisageable dans des mix électriques où les EnR dépasseraient 80 %.

---

## *Experts consultés*

---

- M. Yves Bamberger, président du comité des travaux, et Mme Muriel Beauvais, adjointe au président du comité des travaux (Académie des technologies) ;
- MM. Jean Bergougoux, président, Étienne Beeker, conseiller scientifique, et Gilles Rogers-Boutbien, secrétaire général (Équilibre des énergies) ;
- MM. Yannick Jacquemart, directeur de la R&D et de l'innovation, et Philippe Pillevesse, directeur des relations institutionnelles (Réseau de transport de l'électricité – RTE) ;
- M. Dominique Jamme, directeur général adjoint, Mmes Pauline Henriot, chargée de mission, et Olivia Fritzing, chargée des relations institutionnelles (Commission de régulation de l'énergie - CRE) ;
- MM. Marc Jedliczka, et Yves Marignac, porte-paroles (Association NégaWatt) ;
- M. François Kalaydjian, directeur Économie et veille, Mmes Valérie Sauvant-Moynot, responsable du département Electrochimie et matériaux, et Armelle Sanière, responsable des relations institutionnelles (IFP Énergies nouvelles) ;
- Mme Florence Lambert, directrice du Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux (LITEN), et M. Jean-Pierre Vigouroux, chef du service des affaires publiques (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives – CEA) ;
- Mme Astrid Lambrecht, directrice de recherche au CNRS, laboratoire Kastler Brossel, directrice adjointe scientifique de l'Institut de physique au CNRS (INP/CNRS) ;
- M. David Marchal, directeur adjoint productions et énergies durables (Ademe) ;
- M. Patrick de Metz, directeur des affaires environnementales et gouvernementales (SAFT) ;
- M. Henri Safa, physicien chercheur ;
- MM. Sean Vavasseur, responsable « Systèmes électriques », Alexandre Roesch, délégué général, Mme Marianne Chami, membre de la commission « Industrie et innovation » et responsable « Programme Solutions de stockage » du CEA Liten, et M. Alexandre de Montesquiou, cabinet Ai2p (Syndicat des énergies renouvelables) ;
- Mmes Louise Vilain, pilote stratégique du plan stockage électrique, et Véronique Loy, directrice adjointe des affaires publiques (EDF).