

LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ : QUELS ENJEUX POUR LA FRANCE ?

Dans une perspective de pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes, le stockage de l'électricité fait l'objet d'un regain d'intérêt en France. Cet enthousiasme est alimenté par une réelle effervescence dans certains pays étrangers, qui y consacrent des ressources publiques importantes.

Toutefois, une stratégie énergétique se doit d'être pragmatique. Il ne s'agit pas de répondre à des principes ou à des effets de mode, mais à cette question incontournable : à quels besoins répond-on ? Et notre système électrique métropolitain n'a pas besoin de stockage...

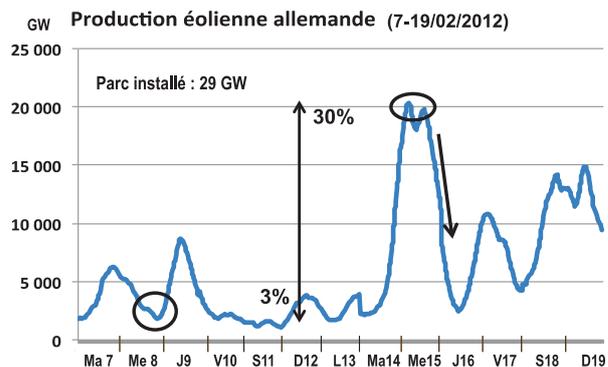
280 M€ d'investissements publics par an au Japon, 240 M€ chez nos voisins allemands, 210 M€ aux États-Unis : certaines régions du monde misent activement sur le stockage de l'électricité tandis que la France, avec seulement 50 M€ annuels, semble à la traîne. Pourquoi cette course à l'investissement dans certains pays ? Devrions-nous leur emboîter le pas ? C'est ce que nous avons cherché à clarifier dans notre mémoire de fin de scolarité d'ingénieurs des mines¹.

Un besoin de flexibilité accru pour les systèmes électriques

L'augmentation programmée de la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité remet en cause le fonctionnement traditionnel des systèmes électriques. Cette production éolienne et photovoltaïque, fluctuante et très peu prévisible, rend plus difficile l'ajustement de l'offre à la demande, pour assurer à chaque instant l'indispensable équilibre entre consommation et production.

Observons la production éolienne en Allemagne sur une dizaine de journées : en début de période, elle fournit seulement 3 % de la demande totale en électricité, pour grimper quelques jours plus tard à 30 %, puis s'effondrer très rapidement à une vitesse proche de 1 GW/h.

Ces variations sont indépendantes de la consommation et leur effet sur le système électrique est accentué par une réglementation qui, pour inciter à la production renouvelable, donne souvent priorité à l'injection de ces énergies ou propose des tarifs de



rachat avantageux : les éoliennes et les panneaux solaires ont toujours intérêt à produire. Ces énergies intermittentes sont donc dites fatales : leur présence dans le système ne dépend que des conditions climatiques, et pas de la volonté des opérateurs chargés d'équilibrer le réseau.

Face à ce défi, le stockage de l'électricité peut apparaître comme une source de flexibilité : stocker l'excédent de la production intermittente pour le restituer lorsqu'elle fait défaut permet une désynchronisation entre production et consommation, et rend possible l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques sans compromettre leur stabilité.

Ce nouveau besoin de flexibilité vient se greffer sur des systèmes électriques qui doivent déjà gérer de plus grandes variations de la demande. Aux variations quotidiennes liées à l'activité

économique et à l'utilisation du chauffage électrique, s'ajoutent désormais celles liées aux usages spécifiques de l'électricité (électroménager, informatique) et au recul de la consommation industrielle au profit d'usages tertiaires beaucoup plus irréguliers : la consommation de pointe augmente ainsi plus vite que la consommation moyenne.

Or, le niveau de cette pointe est structurant pour le système électrique : il faut pouvoir fournir et acheminer les quantités d'électricité correspondantes, au prix de lourds investissements dans la production et le réseau, pourtant rarement utiles... Ainsi, pour couvrir les grands pics de demande qui représentent un total de seulement 300 heures par an, la France doit assurer la disponibilité d'une puissance équivalente à celle de 10 centrales nucléaires.

À l'heure de la rationalisation des investissements, ces solutions de flexibilité traditionnelles, fondées sur des surcapacités, sont remises en question. Ainsi, les opérateurs se désengagent des moyens de production d'extrême pointe, trop peu sollicités pour être rentables² : la centrale de pointe Poweo de Pont-sur-Sambre a été placée en redressement judiciaire en 2012, trois ans après son inauguration...

Le réseau constitue l'autre grande source de flexibilité. Il permet, à la maille d'un pays ou même de la plaque européenne, de jouer sur le foisonnement des productions et des consommations pour compenser les variations locales : on présume ainsi qu'il existe toujours en Europe une fraction des éoliennes exposés au vent, de sorte que les fluctuations liées à l'intermittence peuvent être atténuées à cette échelle.

Mais aujourd'hui, le développement du réseau se heurte à l'opposition des populations, avec de lourdes conséquences sur les délais et sur les coûts. Après trente ans de négociations, les travaux de la ligne France-Espagne ont enfin pu commencer : il aura fallu revoir le projet et enterrer la ligne, pour un coût décuplé de 700 M€.

Quant au foisonnement de l'intermittence, il trouve ses limites dans une certaine uniformité du climat européen, notamment lors des grands anticyclones d'été et d'hiver. Car le réseau ne permet qu'un *transfert de flexibilité* : il ne peut jouer un rôle que si les pays connectés se trouvent dans des situations *complémentaires*.

Est-on donc condamné, au risque d'une défaillance générale, à brider systématiquement les éoliennes en cas de surproduction, dilapidant ainsi une énergie renouvelable, au coût marginal quasi-nul et souvent subventionnée ?

De multiples moyens de stockage

C'est pour dépasser les limites des solutions traditionnelles que certains acteurs regardent le stockage de l'électricité d'un œil nouveau.

On entend souvent que « *l'électricité ne se stocke pas* », mais on sait en fait la stocker de longue date : avec le déploiement du parc électronucléaire, dont la production peu modulable ne pouvait suivre le creux de consommation nocturne, la France s'est ainsi dotée de 5 Gw de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), capables de stocker la nuit le surplus nucléaire, en pompant de l'eau vers un bassin amont, pour le restituer en pointe, en turbinant l'eau dans sa chute vers le bassin aval.

Les STEP, technologie de stockage la plus mature avec 140 GW installés dans le monde – 99 % de la puissance de stockage mondiale –, illustrent bien le principe du stockage de

l'électricité : on peut emmagasiner de l'énergie électrique en la transformant en une autre forme d'énergie, facilement stockable (ici de l'énergie gravitaire), ensuite reconvertie en électricité pour être restituée.

Il est aussi possible de stocker l'électricité via l'air comprimé (CAES : *Compressed Air Energy Storage*). Deux sites sont opérationnels dans le monde, l'un en Allemagne depuis 1978 (290 MW) et l'autre dans l'Alabama depuis 1991 (110 MW) : il s'agit d'utiliser l'électricité pour comprimer l'air dans une cavité souterraine, et de le turbiner à la détente, pour produire de l'électricité.

Le stockage sous forme de batteries électrochimiques a aussi vu ses performances largement progresser avec le développement des véhicules électriques, même si son coût demeure encore un obstacle.

La technologie lithium-ion est privilégiée pour les applications embarquées, mais pour les applications stationnaires, c'est la technologie sodium-soufre, à la capacité plus importante, qui domine.

L'hydrogène permet également de stocker l'électricité. On obtient ce gaz par électrolyse de l'eau, puis on restitue l'électricité via une turbine ou une pile à combustible. Le rendement de l'opération est encore médiocre, mais l'hydrogène peut être transporté par l'infrastructure gazière existante, en s'affranchissant donc des lignes électriques, pour être valorisé là où se concentrent les besoins.

**" Notre pays,
fort de son histoire électrique
et de son expérience du stockage,
peut-il laisser ce marché
grandir sans lui,
alors qu'on le voit se développer
dans certaines régions ? "**

En cas de défaillance d'un moyen de production, la fréquence de l'électricité sur le réseau chute. Pour rétablir l'équilibre, une rapide impulsion de puissance est nécessaire : la technologie du volant d'inertie – qui restitue en quelques secondes l'électricité stockée par une masse tournante – apporte cette réponse.

Il existe donc une multitude de technologies de stockage de l'électricité, à la maturité très inégale et aux performances variées. Mais chacune présente

des limites. L'implantation d'une STEP ou d'un CAES requiert une configuration géographique spécifique ; les batteries ont une capacité limitée et, comme l'hydrogène, elles posent des questions de sécurité : l'incendie d'une usine japonaise de fabrication de batteries en 2011 a entraîné l'arrêt temporaire de tous les systèmes sodium-soufre en exploitation...

Au plan économique, le stockage peut intervenir à différents niveaux de l'approvisionnement électrique : sur le réseau de transport pour les STEP, à proximité de la production décentralisée, voire des sites de consommation domestique, pour les batteries.

Un même outil de stockage peut donc apporter divers services au système : lisser la production intermittente, assurer la sécurité d'approvisionnement, optimiser le parc de production, soulager les réseaux électriques... Cela implique une recomposition de la chaîne de valeur électrique et, surtout, un risque pour les investisseurs. En effet, la flexibilité apportée par un outil de stockage bénéficie à tous les acteurs du système électrique, qu'ils soient régulés, comme le gestionnaire du réseau moins exposé à la saturation de ses lignes, ou dérégulés, comme le producteur qui pourra épargner à sa centrale l'usure d'un fonctionnement variable lié aux fluctuations de la demande. La valeur créée se trouve ainsi répartie tout le long de la chaîne et, dans l'architecture de marché actuelle, pensée avant les nouvelles technologies de stockage, rien n'assure les investisseurs qu'ils pourront la récupérer.

Or, pour prétendre rivaliser avec les solutions traditionnelles, un outil de stockage doit être rétribué pour tous les bénéfices qu'il apporte aux acteurs du système électrique, notamment en termes de stabilité et d'intégration des énergies renouvelables. Car s'il s'agit seulement de fournir de l'électricité, les moyens de production classique sont largement plus compétitifs.

Multiplier ses sources de revenus est d'autant plus indispensable pour le stockage que la marge fondée sur la volatilité des prix – acheter l'électricité en heures creuses, bon marché, pour la revendre en pointe au prix fort – a vocation à fondre avec la convergence des prix de marché, sous l'effet de la pénétration des énergies renouvelables, dont le coût marginal de production quasi-nul tire les prix de pointe à la baisse : l'écart entre prix de pointe et prix en heures creuses a ainsi été divisé par 2 en cinq ans en Allemagne.

Ces limites technico-économiques démontrent que le stockage de l'électricité n'est pas la solution miracle aux défis qui se posent aux systèmes électriques. On y retrouve au contraire les problématiques qui ont, un temps, conduit les industries à abandonner les stocks pour un fonctionnement *just-in-time* à flux tendu : stocker coûte cher, et la valeur créée, fragmentée entre tous les bénéficiaires de la flexibilité apportée à la chaîne d'approvisionnement, n'est pas toujours récupérée.

En l'absence de solution idéale, les réponses à l'accroissement des besoins de flexibilité des systèmes électriques doivent donc être optimisées en fonction des circonstances : le stockage n'est pas toujours le choix pertinent, mais si les alternatives classiques sont effectivement épuisées, alors il peut devenir incontournable. C'est le cas dans certains pays.

Un choix tiré par les circonstances nationales

Ainsi, aux États-Unis, le réseau électrique est géré par plusieurs acteurs indépendants, organisés en plaques régionales peu interconnectées et vieillissantes, comme l'a montré le grand *black-out* de 2003 dans le nord-Est des États-Unis. Vétuste, il ne peut accueillir la pénétration accrue des énergies renouvelables que prévoient certains États.

Les États-Unis voient donc dans le stockage une alternative à un coûteux renforcement des réseaux, capable de lisser la production intermittente et de garantir la qualité du courant. C'est pourquoi ils le soutiennent activement, tandis que la réglementation évolue favorablement pour encourager les investisseurs.

En Allemagne, avec le virage énergétique amorcé au début des années 2000, le parc éolien représente près de 30 GW installés et a produit en 2011 près de 10 % de la consommation électrique. Cette part va s'accroître avec la décision de sortie du nucléaire et

l'objectif 2030 de 50 % d'électricité d'origine renouvelable. Or, la production éolienne allemande se concentre sur la côte baltique, avec un régime de vent unique, alors que la consommation se trouve plus au sud, dans les grandes régions industrielles de la Ruhr et de la Bavière. Les lignes électriques Nord-Sud doivent donc évacuer la production éolienne vers le sud, mais elles sont rapidement saturées en cas de coups de vent – jusqu'à 20 GW de production éolienne instantanée !

Face à ce défi, un vaste programme de développement du réseau a été mis sur pied. Il bute sur l'opposition des riverains et sur son coût : 4000 km de lignes doivent être construits d'ici 2020, pour un montant de 32 Md€ !

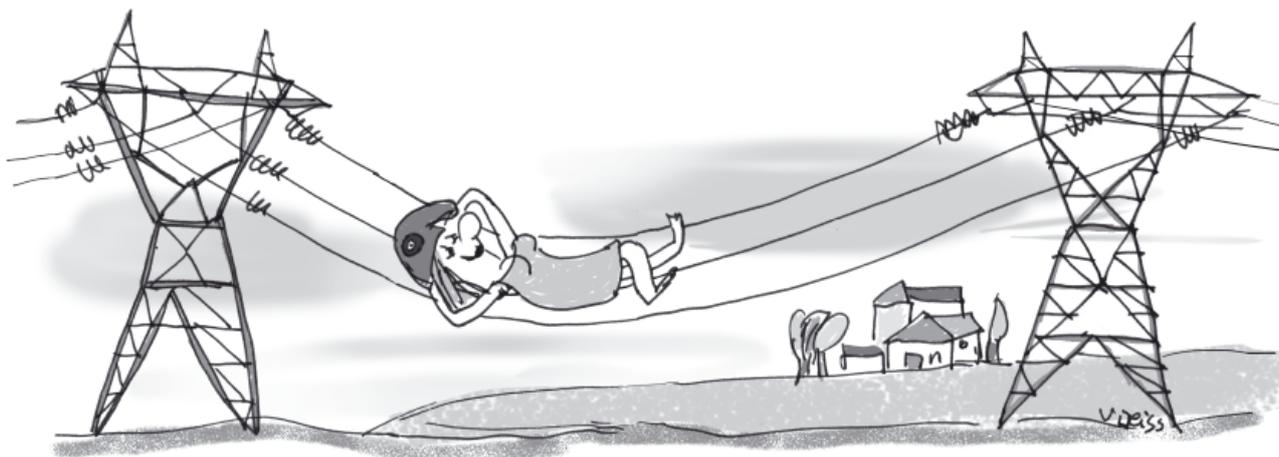
Le stockage de l'électricité constitue donc une alternative incontournable pour les Allemands, qui en explorent tous les leviers : développements scientifiques et technologiques, notamment autour de l'hydrogène pour s'affranchir de l'infrastructure électrique ; facilités réglementaires ; et même interconnexion avec la Norvège pour évacuer l'excédent éolien vers les STEP scandinaves !

Enfin, l'archipel japonais a un système électrique structurellement fragile : sans interconnexion électrique avec ses voisins, et divisé en deux zones de fréquences distinctes qui échangent très peu. L'accident de Fukushima et la gestion de la pénurie électrique qui s'en est suivie ont rappelé cette fragilité. La sécurité d'approvisionnement est donc une préoccupation permanente des Japonais, et le stockage de l'électricité y apporte une réponse : le Japon dispose ainsi du plus large parc de STEP au monde (25 GW).

Mais pour garantir la qualité du courant à l'industrie des semi-conducteurs, il a fallu développer également des batteries stationnaires : l'entreprise NGK Insulators s'est donc affirmée avec le soutien du ministère de l'Industrie et a aujourd'hui déployé 200 MW de batteries sodium-soufre dans Tokyo pour amortir les fluctuations du signal électrique. Le soutien s'est ensuite étendu aux batteries embarquées, pour réduire la dépendance nipponne aux hydrocarbures, de sorte que la filière japonaise s'est imposée comme leader de la technologie lithium-ion dans les années 2000 : les batteries de certains modèles électriques de Renault ont été développées par son partenaire Nissan.

Ce rapide tour d'horizon permet de dégager une typologie des contextes dans lesquels le stockage a sa place comme solution de flexibilité : un système électrique mal interconnecté avec ses voisins, un réseau intérieur insuffisant, ou encore des zones à forte pénétration de la production intermittente.

À l'inverse, la France métropolitaine n'est, à court terme, exposée à aucune de ces fragilités. Très bien intégrée au système électrique



européen, avec 15 GW d'interconnexions à l'export et 11 GW à l'import, la France bénéficie d'un réseau intérieur robuste et bien maillé : un consommateur français a connu en moyenne 73 minutes de coupure en 2011, contre 300 aux États-Unis. La pénétration des énergies renouvelables intermittentes est aussi très inférieure à celle que connaît l'Allemagne, et l'objectif 2020 maintiendrait la France en-deçà de la situation allemande actuelle, avec en outre une différence : trois régimes de vent distincts en France, atténuant l'impact de l'intermittence.

La flexibilité du système français peut donc encore être garantie efficacement à la fois par les 5 GW de STEP dont nous disposons déjà, et par des solutions conventionnelles qui n'ont pas atteint leurs limites : renforcement du réseau et des interconnexions ; décalage de la demande ; et pour assurer, la souplesse de l'offre, de nouvelles centrales à gaz performantes, rémunérées pour la sécurité apportée au système à travers le marché de capacité.

Ces solutions doivent être privilégiées pour absorber l'intermittence à moindres frais : le recours au stockage renchérirait inutilement le coût des énergies renouvelables, alors que leur poids croissant dans la facture d'électricité, à travers la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), doit déjà s'établir en 2013 à près de 7€/MWh (5 % de la facture moyenne d'un client résidentiel), sans garantie que l'outil de stockage soit économiquement viable...

Pas d'enjeu énergétique pour la France, mais une opportunité industrielle

Pour faire face à l'accroissement du besoin de flexibilité, la France métropolitaine n'a donc pas besoin de davantage de stockage à court terme. On pourrait s'en tenir là. Mais notre pays, fort de son histoire électrique et de son expérience du stockage, peut-il laisser ce marché, que l'on voit se développer dans certaines régions, grandir sans lui ?

Dans cette compétition mondiale où les jeux ne sont pas encore faits, la France dispose en effet d'atouts : un leadership en matière de STEP, acquis par Alstom avec le déploiement du parc français et qui lui permet désormais de remporter la moitié des marchés étrangers ; un savoir-faire dans les batteries de haute performance, avec SAFT, soutenu par une recherche de pointe ; une présence sur toute la chaîne de l'hydrogène, et en particulier son stockage ; enfin, des intégrateurs-systémiers d'envergure mondiale, avec Schneider, Legrand ou Alstom Grid.

Pour expérimenter ses atouts, la France bénéficie en outre d'un terrain d'innovation idéal : les DOM-COM. La situation électrique de nos zones non-interconnectées est en effet bien différente de la métropole. Isolées, elles ont largement développé leur potentiel solaire et éolien pour alléger leur dépendance énergétique et le surcoût de la production d'électricité à partir d'hydrocarbures importés³. Aujourd'hui, la pénétration des énergies renouvelables y est telle qu'elles fragilisent les réseaux et doivent être déconnectées dès que leur part dans la puissance instantanée excède 30 %. Poursuivre la pénétration des énergies renouvelables dans nos DOM-COM nécessite donc d'y stocker l'électricité. Laboratoire idéal pour mettre en œuvre nos technologies face à un besoin réel, nos îles peuvent ainsi devenir une vitrine commerciale des savoir-faire français.

Condition favorable supplémentaire : l'absence d'ouverture du marché, avec EDF SEL, (direction d'EDF en charge des Systèmes énergétiques insulaires) qui conserve le monopole sur l'achat des productions, le transport et la fourniture d'électricité, lève le frein que peut être la fragmentation de la valeur.

En dépit de ces atouts, la filière française du stockage ne peut se structurer spontanément, faute d'investisseurs prêts à assumer, en plus des incertitudes technico-économiques propres au stockage, la concurrence d'entreprises étrangères qui disposent d'un marché domestique plus large que nos seules îles.

Sans intervention de la puissance publique pour amorcer cette filière et lui donner sa chance, la France ne pourra donc pas faire

valoir ses atouts dans la compétition mondiale, ni en engranger les bénéfices en termes d'emplois et d'activités économiques.

Il ne s'agit en aucun cas d'imiter aveuglément les pays qui se lancent dans le stockage de l'électricité pour d'autres raisons, mais bien d'adopter une démarche spécifique à notre contexte national, articulée autour d'un objectif industriel unique, soutenant l'innovation et la montée en compétence de la filière, et évacuant toute considération énergétique.

Sous peine de reproduire les errements de la politique photovoltaïque française qui, en mettant au service d'un objectif hybride – constituer un parc photovoltaïque et développer une filière française – un unique outil, le tarif de rachat, d'orienter le soutien vers la création locale de valeur et d'emplois, a abouti à des résultats très contrastés. Si la puissance photovoltaïque installée a en effet rapidement augmenté, l'effet d'aubaine, en particulier pour les fabricants chinois de panneaux solaires, a en revanche placé le secteur photovoltaïque français dans une situation de large déficit commercial (1,5 Md€ en 2011), tandis que la charge du tarif de rachat, portée par la CSPE, a explosé de 66 M€ en 2009 à 1 Md€ en 2011.

De même, le pilotage de cette stratégie industrielle ne devrait pas privilégier les évolutions réglementaires favorables au stockage, levier ne relevant pas d'une politique industrielle. En revanche, penser cette stratégie dans un cadre européen est pertinent : la France, forte d'atouts technologiques mais en mal de débouchés domestiques, a intérêt à établir des coopérations jouant sur les complémentarités. Dans cette optique, l'Allemagne constitue un partenaire de choix, avec un marché local et des briques technologiques sur lesquelles nous pourrions nous positionner. Pourquoi ne pas envisager un Airbus du stockage !

Correctement posée, la problématique du stockage de l'électricité en France devient donc un enjeu industriel, qui dépasse les querelles sur l'opportunité de stocker davantage.

*Julien Assoun, Rémi Ferrier et François Peaudecerf,
ingénieurs des mines*

NOTE

¹ Le stockage de l'électricité – Enjeux énergétiques, enjeux industriels : quels choix pour la France ? www.cerna.ensmp.fr/images/stories/Innovation/memoire_assoun_ferrier.pdf

² La France met actuellement en place un marché de capacité destiné à atténuer cette situation pour ne pas décourager les investisseurs et préserver la sécurité d'approvisionnement.

³ Ce surcoût structurel, d'un facteur 2 à 6, est compensé par un mécanisme de péréquation tarifaire acquitté par tous les consommateurs à travers la CSPE.

La Gazette de la société et des techniques

La Gazette de la Société et des Techniques a pour ambition de faire connaître des travaux qui peuvent éclairer l'opinion, sans prendre parti dans les débats politiques et sans être l'expression d'un point de vue officiel. Elle est diffusée par abonnements gratuits. Vous pouvez en demander des exemplaires ou suggérer des noms de personnes que vous estimez bon d'abonner.

Vous pouvez consulter tous les numéros sur le web à l'adresse :
<http://www.annales.org/gazette.html>

RENSEIGNEMENTS ADMINISTRATIFS

Dépôt légal mai 2013

La Gazette de la Société et des techniques

est éditée par les *Annales des mines*,
120, rue de Bercy - télédéc 797 - 75012 Paris
<http://www.annales.org/gazette.html>

Tél. : 01 42 79 40 84

Fax : 01 43 21 56 84 - mél : michel.berry@ensmp.fr

N° ISSN 1621-2231.

Directeur de la publication : Pierre Couveignes

Rédacteur en chef : Michel Berry

Illustrations : Véronique Deiss

Réalisation : PAO - SG - SEP 2 C

Impression : France repro



**MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
ET DES FINANCES**