

Gérer les intermittences électriques (production et transmission d'électricité) : le point de vue d'un industriel

Par Jérôme PÉCRESSE*

La combinaison d'un contexte de croissance de la demande mondiale en électricité, qui devrait progresser de 2,4 % sur la période 2006-2030, et d'une prise en compte des préoccupations environnementales dans les politiques énergétiques des Etats qui favorise le développement d'un mix énergétique intégrant beaucoup plus d'énergies renouvelables, nécessitent le développement de nouvelles solutions visant à accroître la flexibilité du système électrique, tant du point de vue de la gestion du réseau que des moyens de production.

Le développement très important et continu des énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire), qu'il convient de dissocier des autres énergies renouvelables comme l'hydroélectricité, la biomasse ou la géothermie – qui sont, elles, prévisibles –, pose de nombreux défis du fait du caractère variable et difficilement prédictible de leur production. En raison de leur caractère intermittent, les énergies renouvelables ne facilitent pas la régulation de fréquence du réseau pour les opérateurs : en effet, la production peut fluctuer de manière considérable en à peine quelques minutes en fonction des aléas météorologiques. Or, pour assurer la stabilité du réseau, la quantité d'électricité produite doit correspondre à la quantité demandée. L'intégration des énergies renouvelables et l'optimisation de leur contribution au mix électrique constituent donc un véritable défi, d'autant plus qu'elles connaissent un rythme de développement très soutenu.

Les énergies renouvelables ont représenté près de la moitié des nouvelles installations de capacités électriques sur les cinq dernières années. Elles devraient représenter la moitié des commandes annuelles pour la période 2011-2015. Parmi celles-ci, le solaire (photovoltaïque et à concentration) et l'éolien connaîtront le développement le plus rapide au cours des cinq prochaines années. Ils représenteront près de 22 % de la production électrique d'origine renouvelable (soit 732 GW de capacité installée cumulée) en 2017, contre 11,4 % en 2011 (306 GW) (1). Cette tendance est particulièrement vérifiée en Europe, où le solaire et l'éolien ont constitué les deux tiers des 45 GW de nouvelles capacités électriques installées en 2011.

Les solutions qui permettent aujourd'hui d'accroître la flexibilité du réseau électrique qu'exige la pénétration des énergies renouvelables intermittentes, englobent un ensemble de dispositifs ayant trait à la prévision de la production, aux systèmes de gestion en temps réel de la demande, au développement des réseaux de transmission et

de distribution et des interconnexions entre les Etats, ainsi qu'au stockage d'énergie.

Dans cet article, nous nous proposons d'exposer les différentes solutions qu'Alstom développe pour gérer l'intermittence électrique. Ces solutions se positionnent à plusieurs niveaux : tout d'abord au niveau des sources renouvelables elles-mêmes (a) afin de mieux maîtriser cette intermittence ; ensuite, au niveau de la gestion du réseau (b) afin de suivre les flux d'énergies intermittentes et de les dispatcher de manière optimale ; enfin, cette évolution du bouquet énergétique nécessite une flexibilisation croissante du parc de production (thermique et hydroélectrique) (c) afin d'intervenir en équilibre des variations des renouvelables.

Mieux contrôler les sources d'énergies renouvelables intermittentes : le stockage sur ferme renouvelable et l'agrégation des renouvelables distribués

Parce qu'il est impossible d'agir directement sur la disponibilité de la ressource, que celle-ci soit éolienne ou solaire, l'une des premières solutions permettant de maîtriser l'intermittence consiste à agir, en amont, sur le système de production à base d'énergie renouvelable, soit en regroupant les sources renouvelables les plus petites (distribuées) au sein d'agréments plus larges et davantage prévisibles, soit en y adossant des systèmes de stockage.

Intégrer au réseau des petites sources d'énergie renouvelable : le rôle des portefeuilles de production renouvelable distribuée

Outre l'association du stockage aux sources d'énergies renouvelables, les années récentes ont vu une pénétration très rapide et très importante des sources d'énergies distri-

buées. La particularité de ces sources, le plus souvent renouvelables (centrales de cogénération, unités éoliennes, solaires, biomasse, micro-hydrauliques...) est le fait qu'elles sont regroupées (agrégées) au sein de portefeuilles générant une production totale plus importante, plus stable et, par conséquent, plus facile à réinjecter dans le réseau. Ces sources sont souvent connectées à des niveaux de tension plus bas (en moyenne tension), alors que l'essentiel de la production conventionnelle d'électricité se concentrait jusqu'à présent dans un petit nombre d'unités connectées en haute tension, étant par là-même plus faciles à gérer et à planifier.

En particulier, la pénétration de l'énergie éolienne, aujourd'hui bien établie dans de nombreux pays, pose de nouveaux défis liés notamment à sa dispersion, son foisonnement, la difficulté de sa mesure en temps réel, sa grande variabilité de production, l'incertitude pesant sur ses prévisions et à son impact sur les réserves et les moyens de production conventionnels.

L'énergie solaire distribuée connaît, elle aussi, une croissance extrêmement rapide. Elle présente des caractéristiques opérationnelles comparables à l'éolien, mais avec une pénétration qui descend jusqu'au niveau de la basse tension, dans des unités photovoltaïques de puissances encore plus petites.

Les impacts des renouvelables sur la conduite des réseaux sont de trois ordres. Ils concernent :

- ✓ le comportement des sources renouvelables (éolien, solaire) : incertitude sur les niveaux de production, forte variabilité, incertitude sur les moments de ces variations, conséquences sur les autres sources,
- ✓ la modification, significative, des flux d'énergie dans le réseau selon des modèles de flux nouveaux et très variables,
- ✓ le caractère très distribué, et parfois peu ou mal mesuré, de ces sources, en particulier dans les niveaux de tension les plus bas.

Le schéma 2 de la page 128 illustre l'impact de ces nouveaux modes de génération d'électricité sur les réseaux.

Adosser des solutions de stockage directement aux moyens de production intermittents

Dans le cadre du développement des sources renouvelables intermittentes, celui du stockage, qui n'en est encore qu'à ses débuts, constitue un élément essentiel. Cette technologie est nécessaire pour récupérer la charge générée par les différentes sources renouvelables (solaire thermique, éolien, etc.) au moment des événements météorologiques favorables et la restituer au moment opportun, lors des pics de consommation électrique sur le réseau. Le couplage de moyens de stockage aux systèmes de production renouvelables (solaire et éolien) constitue une solution prometteuse et présente de nombreux avantages permettant de limiter leur intermittence et de les rendre plus indépendants vis-à-vis de la disponibilité de la ressource.

- ✓ il permet d'assurer une production d'électricité stable dans les situations où cette dernière est susceptible de

chuter, voire de s'arrêter : c'est le cas lors de phénomènes transitoires (par exemple, dans le cas du solaire, lors du passage de nuages et à la tombée de la nuit). Il contribue ainsi à assurer la stabilité du réseau ;

- ✓ il permet de lisser la production aux heures de forte demande ;
- ✓ il permet d'améliorer la fiabilité de la prévision de la production ;
- ✓ enfin, il offre la capacité d'ajustement nécessaire pour répondre à la demande (lors des périodes de pointes de consommation).

Dans le domaine du solaire à concentration à tour (CSP), Alstom, en collaboration avec Brightsource Energy, met au point des solutions de stockage associées aux centrales solaires. Grâce aux possibilités offertes par le stockage de la chaleur à sels fondus, les centrales CSP sont capables de produire de l'électricité plusieurs heures pendant la nuit, jusqu'à quatre heures. Le recours aux sels fondus offre un réel avantage grâce à leur température très élevée qui permet de produire de la vapeur sous pression, ce qui accroît le rendement de la centrale. Cette technologie est particulièrement bien adaptée aux marchés disposant de forts niveaux d'ensoleillement (avec un indice d'ensoleillement normal direct supérieur à 2 400 kWh/m²/an), comme le Maghreb, le Moyen-Orient, l'Afrique du Sud ou encore l'Ouest américain, des régions où le pic de demande d'électricité se situe pendant la nuit.

Alstom travaille maintenant à l'évolution de cette technologie qui repose sur le découplage entre les cycles de production et ceux de stockage, et sur l'utilisation de sels fondus à des températures encore plus élevées (supérieure à 550° C), dans le cadre de la technologie des *Molten Salt Central Receivers* (MSCR). Cette solution, dont la faisabilité technique et économique reste à prouver, devrait être disponible à moyen terme pour les marchés où le solaire photovoltaïque comme l'éolien disposeront d'un taux de pénétration bien plus élevé, et elle permettra d'accroître la flexibilité des centrales et des durées de stockage.

Mieux équilibrer les flux renouvelables intermittents au niveau du réseau

Au sein des réseaux de transport d'électricité, les systèmes informatiques des salles de contrôle (EMS, *Energy Management System*) assurent trois fonctions principales : la gestion de la production, son analyse et son opération. Ces systèmes de conduite de réseau sont, depuis quelques années, exposés par la « transformation *Smart Grid* » à de nouveaux facteurs de changement résultant de l'extraordinaire déploiement des sources d'énergies renouvelables.

D'une part, la production éolienne atteint des niveaux de pénétration tels qu'elle couvre parfois la totalité de la demande ; s'y ajoute, par ailleurs, le déploiement rapide de nombreuses sources photovoltaïques, en particulier en basse tension. Cette évolution majeure modifie profondément les schémas d'exploitation des réseaux : réserves, flux

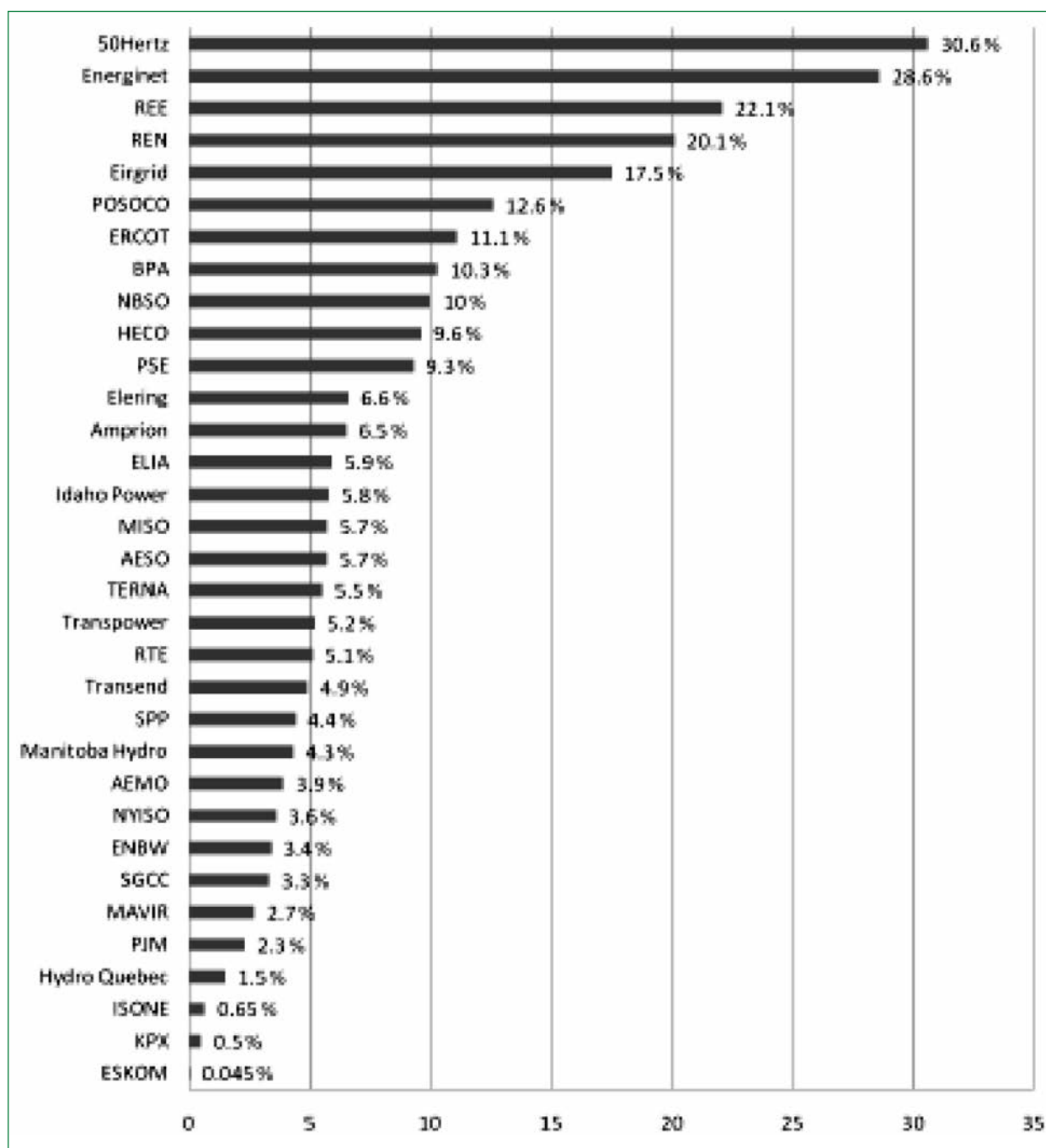


Schéma 1 : De nombreux réseaux opèrent avec un fort taux de pénétration de l'éolien.
Source : DOE Wind Integration Report, [LJ 2011].

de puissance, tensions, protections, stabilité, reconfiguration de réseau, *dispatching* des ressources conventionnelles. Tous les niveaux sont touchés : le marché, la conduite, le contrôle, le comptage, l'exploitation du réseau.

Visualiser et modéliser les informations réseau

Deux types de déploiement de sources d'énergies renouvelables sont aujourd'hui observés dans le monde : des regroupements en fermes éoliennes ou solaires et/ou des déploiements, plus diffus, d'unités élémentaires. Ces dernières sont parfois de petite taille, mais elles peuvent être

très nombreuses et constituer ainsi un apport significatif au réseau : il faut donc les représenter correctement pour pouvoir modéliser leurs effets. Dans les deux cas, l'unité opérationnelle (l'éolienne ou la centrale solaire) devra être visible pour pouvoir maintenir à jour, *a minima*, son état, sa disponibilité et sa production potentielle (en cas de réduction contrôlée – *curtailment*) et gérer différents niveaux d'agrégation (ou de désagrégation).

Pour faciliter les traitements applicatifs, ces unités devront en effet pouvoir être agrégées dans des entités plus grandes. Ainsi, le calcul de répartition (*loadflow*) doit pouvoir utiliser l'agrégation des turbines connectées à chaque

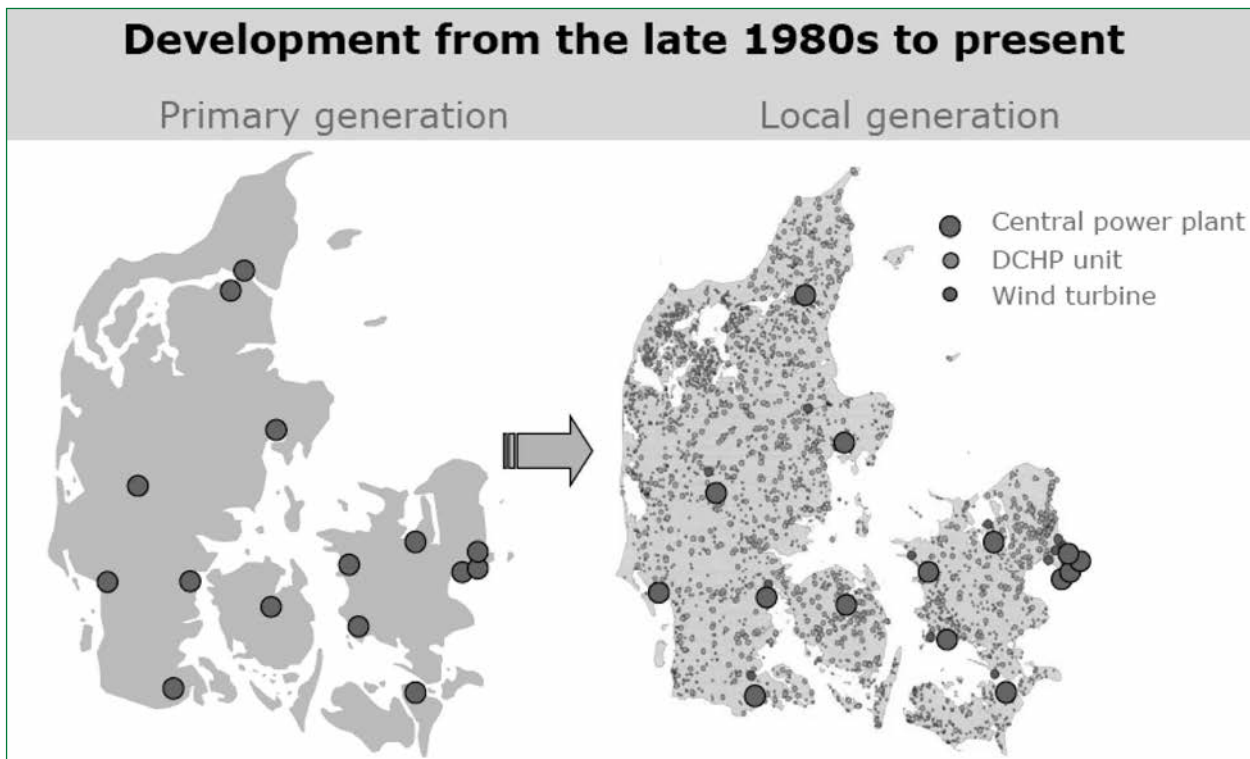


Schéma 2 : Development from the late 1980s to present.

De quelques points de production centralisée dans les années 1980, le Danemark est passé à plus de 5 000 unités réparties sur tout son territoire. Les techniques d'agrégation de ce portefeuille et les techniques d'estimation des unités non mesurées sont déjà opérationnelles dans le système livré par ALSTOM Grid à ENERGINET.DK. (Source : ENERGINET).

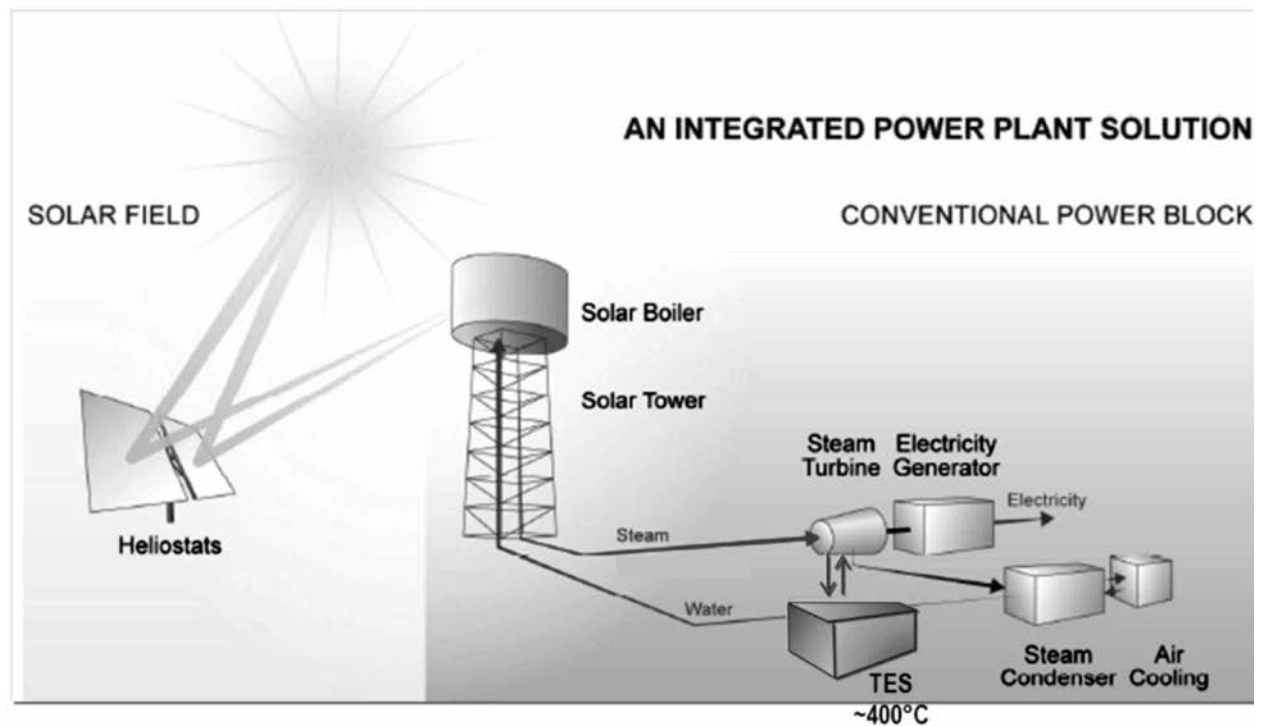


Figure 1 : Schéma de centrale à concentration solaire à tour avec stockage à sels fondus.

sous-station comme une source unique de puissance équivalente. De plus, il faut pouvoir agréger les turbines pour un responsable d'équilibre ou un responsable d'exploitation, etc. À l'inverse, un service de désagrégation est nécessaire pour répartir la production (ou la prévision de production) d'une zone entre les différentes turbines unitaires de cette

même zone afin de pouvoir les regrouper par la suite en fonction d'un autre critère, la sous-station par exemple.

Pour le solaire distribué réparti sur le réseau basse tension, la représentation ne peut descendre au niveau de chaque unité : un modèle agrégé au niveau de chaque charge en moyenne tension est un bon compromis pour le transport.

La prévision des capacités à installer

La prévision de la puissance des énergies renouvelables est, sans doute, la fonction la plus critique. Diverses approches sont retenues pour élaborer des moteurs de prévision : développement interne, abonnement à des services externes, développements partagés entre acteurs, etc.

Les performances des prévisions pour l'énergie éolienne varient selon le foisonnement (nombre de turbines), le nombre des régimes de vent, la géographie, etc. Ce niveau de précision (tout relatif) demande de combiner les différentes sources de prévision et de recourir à une approche probabiliste, en gérant des intervalles de confiance. Les plans d'indisponibilité des unités de production doivent être intégrés aux données de prévision, ainsi que les grandeurs météorologiques (direction et force du vent).

Sur cette base de prévision, le calcul des réserves nécessaires devra néanmoins couvrir une incertitude plus large : ainsi, au niveau usuel des réserves (par exemple, celui permettant de pallier la perte du plus important générateur ou l'incertitude sur la demande), il faut désormais ajouter l'incertitude pesant sur la production éolienne et solaire. Ces éléments doivent aussi être complétés, dans une approche plus dynamique, par la vérification de la capacité des centrales conventionnelles à absorber les fortes rampes de variation provoquées par les énergies renouvelables (décrites plus loin).

Équilibrer production et demande d'énergies intermittentes dans les opérations de réseau

L'équilibre entre la production et la demande est lui aussi très impacté par la variabilité des énergies renouvelables. L'enjeu est de contrôler cet équilibre et de vérifier que les moyens de régulation disposent des réserves suffisantes.

Ainsi, la prévision de production renouvelable entre désormais dans la plupart des systèmes d'optimisation définissant le plan de production, y compris dans les systèmes gérés par des opérateurs de marchés. On peut intégrer les énergies renouvelables dans les objectifs et dans le jeu de contraintes qui seront automatiquement implémentées par le système, y compris les règles de définition des réserves, la réduction des énergies renouvelables (*curtailment*) en cas de congestion, et cela, du jour J-1 jusqu'au quasi temps réel. Dans la conduite en temps réel, des algorithmes d'estimation de la production renouvelable « normale » sont nécessaires pour disposer des moyens pour bien observer le réseau. Cette fonction d'équilibrage de la production énergétique renouvelable est essentielle.

Transformer la sécurité du réseau

Les actions traditionnelles d'évaluation de la sécurité du réseau pour les heures à venir, comme le contrôle des flux ou des tensions, ne suffisent plus. La grande variabilité des flux intermittents qui, de plus, ne sont pas synchronisés entre eux, impose une analyse détaillée pour simuler, sur la base des prévisions reçues, l'évolution presque en continu du

réseau sur les heures à venir et vérifier la faisabilité du plan d'exploitation pour le réseau et les moyens de production.

Traditionnellement, l'analyse du réseau consiste à réaliser une photo du réseau *via* un jeu de mesures, puis à calculer, sur cette base, l'état théorique de celui-ci, c'est-à-dire à analyser son état de sécurité en le vérifiant par rapport aux limites d'exploitation et en simulant la défaillance de chacun des organes du réseau. L'approche traditionnelle consiste à exécuter ces calculs électriques à partir de la description du réseau (le modèle). Les *smart grids*, qui intègrent la pénétration des productions renouvelables, appellent un approfondissement de ces calculs pour gagner en intelligence et en performance. Avec les variations rapides des productions renouvelables, ces programmes de sécurité vont devoir augmenter encore leur fréquence d'exécution et anticiper davantage. La taille des réseaux à considérer va elle aussi beaucoup s'accroître, étant donné l'augmentation des capacités d'interconnection et la nécessité de contrôler la variabilité des échanges liée aux nouvelles productions (comme l'éolien, par exemple).

Il y a vingt ans, l'estimateur d'état fonctionnait sur des réseaux comportant quelques centaines seulement de nœuds électriques, toutes les trente minutes environ. Le système installé il y a quelques années par Alstom chez Midwest ISO (MISO), aux États-Unis, s'exécute de façon fiable, en moins de 90 secondes, sur plus de 40 000 nœuds (à noter que la complexité suit une courbe correspondant au carré du nombre de nœuds). À l'avenir, l'estimateur d'état sera probablement utilisé par les opérateurs avec une périodicité de quelques secondes seulement.

Accroître la flexibilité des centrales de production afin de pallier l'intermittence des énergies renouvelables

Afin de pouvoir tirer profit des portefeuilles d'offres associant sources combustibles et sources renouvelables de la manière la plus efficace et économiquement la plus intéressante, les producteurs d'électricité doivent disposer de moyens de production qui leur permettent de garantir une capacité de production suffisante pour pouvoir faire face aux pics de demande, tout en leur assurant la flexibilité nécessaire pour leur permettre d'équilibrer, sur le court terme, le réseau. L'hydroélectricité offre par essence une très grande flexibilité d'utilisation grâce notamment à ses possibilités de stockage, tandis que les systèmes de production thermiques évoluent aussi vers davantage de flexibilité grâce au développement de systèmes de contrôle-commande adaptés.

Le rôle du contrôle-commande des centrales de production conventionnelle de base

Le parc des centrales thermiques (nucléaire, gaz, charbon et fioul), qui représentait 75 % de la capacité mondiale installée en 2009 et en représentera encore 68 % en 2020 (source : Agence Internationale de l'Énergie) peut contribuer à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes au réseau électrique, de par la flexibilité d'utilisation qu'il

apporte. La compensation des fluctuations de la production électrique des énergies renouvelables intermittentes par les centrales thermiques repose sur leur capacité à réduire leurs temps de démarrage et leurs niveaux de charge minimaux et sur leur capacité à monter plus rapidement en puissance. Ces nouveaux modes opératoires nécessitent la mise en place de nouvelles fonctionnalités tant au niveau de la conception des composants qu'au niveau de l'opération et du contrôle de la centrale (contrôle-commande).

L'ouverture des réseaux nationaux à de nouvelles sources d'énergie renouvelables oblige les exploitants des centrales thermiques à davantage de réactivité. Auparavant, la production d'électricité nationale était pratiquement totalement planifiée. Désormais, tous les exploitants de centrale thermique peuvent être sollicités pour répondre ou pallier une variation soudaine liée à un pic ou à une interruption soudaine d'une énergie renouvelable. Certains types de centrales (hydroélectriques ou à gaz) sont conçues pour démarrer ou s'arrêter en quelques minutes seulement. Tel n'est pas le cas des centrales dotées de turbines à vapeur (centrales nucléaires ou centrales conventionnelles à charbon), c'est la raison pour laquelle ces installations servent habituellement à la production en base (c'est-à-dire à la production, en continu, d'un volume quasi constant d'électricité).

Les systèmes de contrôle-commande peuvent avoir un rôle de chef d'orchestre au sein d'un portefeuille de centrales, ajustant la production des centrales pour suivre les évolutions de celle des fermes renouvelables. Avec les systèmes de dernière génération, les opérateurs sont en mesure d'adapter, en temps réel, la production à la situation du marché électrique. Cette interface réseau-centrale permet aux exploitants de répondre aux besoins du marché en fonction des capacités techniques de leur centrale.

Le fort développement de l'éolien en Europe, aux Etats-Unis et en Chine complexifie, par conséquent, la conduite des centrales classiques. La variabilité de sa production oblige les exploitants de centrales conventionnelles à adapter leur conduite, en temps réel, en fonction de la production d'électricité éolienne injectée sur les réseaux. Intégrant divers paramètres météorologiques, les systèmes de contrôle-commande installés sur les centrales thermiques (à gaz ou à charbon, la plupart du temps) permettent de conjuguer développement des énergies renouvelables et sécurité d'approvisionnement électrique. Les centrales de *base load*, en intégrant des fonctionnalités plus abouties de contrôle-commande, de mise en réseau et d'optimisation de la production, deviennent ainsi progressivement de véritables partenaires dans la gestion de l'intermittence des renouvelables, intervenant lorsque cela s'avère nécessaire pour absorber une partie de l'impact des démarrages/arrêts sur l'ensemble du réseau.

Le stockage d'énergie de masse, une solution complémentaire à l'intermittence des énergies renouvelables

La pénétration des énergies renouvelables non stockables (éolienne et solaire) a également renforcé l'intérêt du

stockage de l'électricité tant au niveau des réseaux qu'à celui des centrales de *base load* afin de renforcer leur flexibilité d'adaptation et leur capacité à absorber la variabilité du flux intermittent.

Au niveau du réseau, Alstom travaille à l'intégration du stockage à grande échelle comme moyen d'absorber des hausses (ou des baisses) soudaines dans la charge d'ensemble du fait de l'intermittence des énergies renouvelables. Dans ce domaine, le stockage énergétique à air comprimé (CAES), le pompage-turbinage hydroélectrique et les batteries plomb-acide sont les principales options technologiques retenues pour intégrer le stockage énergétique au sein d'un réseau de transport et gérer de manière plus précise l'intégration des renouvelables. Ces moyens sont précieux à la fois pour la conduite du réseau et comme fournisseurs des réserves nécessaires à la sécurité de fonctionnement du système électrique. Dotés pour la plupart de capacités de contrôle très flexibles, ils permettent également de lisser l'équilibre production-demande (en particulier durant les pointes de consommation), d'améliorer les creux de tension et la qualité de l'énergie, et d'amortir les oscillations. De plus, ils sont mobilisables rapidement pour assurer la sécurité du réseau ou faciliter les redémarrages (*black-starts*).

Doté de capacités de contrôle très flexibles, le stockage hydraulique offert par les usines de lac et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) (2) présente de nombreux avantages qui lui permettent de contribuer ponctuellement, comme variable d'ajustement, à l'équilibre du réseau et à sa stabilité, notamment en période de pointe :

- ✓ il permet le lissage de la puissance active injectée sur le réseau en faisant appel à un moyen de production utilisant des énergies renouvelables, et donc, par essence, intermittent,
- ✓ il permet de pallier très rapidement (le temps typique nécessaire au démarrage d'un barrage ou d'une STEP est de l'ordre de quelques minutes) les ruptures de production d'énergies fatales par un report d'énergie sur plusieurs jours,
- ✓ il représente à ce jour le moyen le plus efficace et le plus économique de stocker de l'énergie à grande échelle,
- ✓ il permet d'améliorer les creux de tension et la qualité de l'énergie,
- ✓ il est mobilisable rapidement pour assurer la sécurité du réseau ou faciliter les redémarrages (*black-starts*),
- ✓ enfin, c'est un moyen de faire face aux effacements de production pour optimiser la production de son installation.

Le principe des STEP repose sur l'existence de deux bassins (voir le schéma 3). Les turbines de la centrale pompent l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur aux heures creuses, alors que les capacités de production d'origine renouvelable et intermittente ou fossile sont excédentaires. Au moment des pics de consommation (et de prix), l'eau du bassin supérieur est relâchée dans le bassin inférieur, et turbinée au passage, l'électricité ainsi produite pouvant être revendue au meilleur prix. Le rendement global d'une STEP

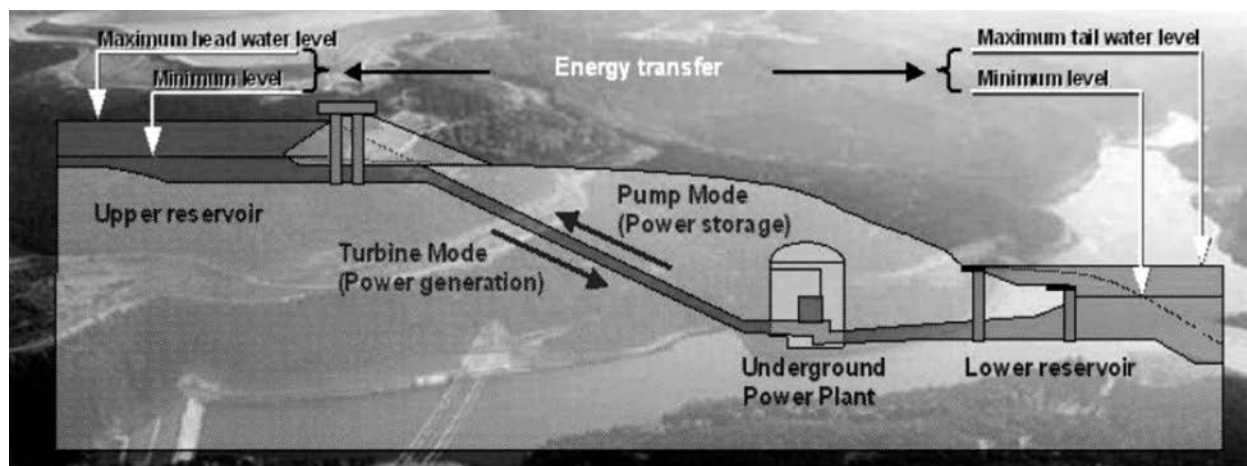


Schéma 3 : Schéma de fonctionnement d'une STEP.

est important puisque jusqu'à 80 % de l'énergie consommée au cours d'un cycle complet peut être régénérée et revendue aux heures de pointe.

Les STEP à vitesse variable développées par Alstom représentent la dernière évolution de cette technologie (3). Elles permettent une régulation de la puissance tant en mode pompage qu'en mode turbinage (une régulation qui n'est possible qu'en mode turbinage pour les STEP conventionnelles), sachant que les STEP fonctionnent en mode pompage durant les périodes de faible demande lorsque peu de centrales sont en activité (il s'agit essentiellement des centrales fournissant de la base électrique et des énergies renouvelables intermittentes) et peu de capacité de régulation est disponible sur le réseau. Cette flexibilité accrue est particulièrement utile lorsque les STEP sont utilisées pour équilibrer la production intermittente d'énergie renouvelable, ce qui doit être fait à tous les moments de la journée, y compris durant les heures de nuit que les STEP mettent à profit pour remplir leur réservoir (le bassin supérieur) en pompant de l'eau dans leur bassin inférieur. La technologie STEP à vitesse variable permet dans le même temps de réaliser cette opération et de fournir un service en termes d'équilibrage.

Conclusion

Le développement très important des énergies renouvelables intermittentes fait peser sur le système électrique européen – et de plus en plus sur les marchés de l'électricité – de fortes contraintes et appelle un ensemble de solutions innovantes qui permettront leur maîtrise et d'as-

surer leur intégration optimale dans les systèmes électriques. Les programmes de développement des renouvelables intermittentes dans les mix énergétiques, qui vont croissant, appellent nécessairement une flexibilisation croissante de l'ensemble des ressources énergétiques. Celle-ci repose sur la combinaison d'une meilleure maîtrise de la ressource renouvelable et de l'équilibrage, en temps réel, des flux renouvelables intermittents sur le réseau, tout en accompagnant cette transformation par l'optimisation du parc de production et du stockage d'énergie.

Loin de se cantonner à une approche uniquement technologique, la transformation de la gestion des ressources énergétiques doit aussi prendre en compte d'autres facteurs d'ordres économique (bénéfices, coûts, durée de vie), environnemental (émissions carbone, empreinte environnementale) et sociétal (liés à l'acceptation par les consommateurs citoyens de l'introduction des nouvelles ressources énergétiques).

Notes

* Vice-président exécutif d'Alstom et Président du Secteur Energies Renouvelables.

(1) Source : Agence Internationale de l'Energie (*Renewable Energy, Medium-Term Market Report*, 2012).

(2) Les STEP représentent 99 % de la capacité de stockage installée dans le monde.

(3) Alstom développe plusieurs projets de STEP variables en Suisse (à Nant de Drance et à Linthal) et, plus récemment, en Inde (à Tehri).