

Réseaux électriques européens | Quelles mutations ?

L'évolution du transport d'électricité est fortement tributaire de la politique bas carbone européenne. La modification profonde du mix de production électrique qui en résulte, conduit à une adaptation, très coûteuse et sujette à des défis de taille (qui pourraient affecter sérieusement la restructuration du système), de la transmission et, surtout, de la distribution d'électricité ainsi qu'à une redéfinition du champ d'activités des sociétés qui en assurent le fonctionnement. Analyse...

La transmission et la distribution d'électricité, en tant qu'interface entre l'offre et la demande électrique, doivent aujourd'hui s'adapter à la double évolution, d'une part du mix de génération électrique et, d'autre part, des modes de consommation voulus ou imposés. Le système électrique européen est, ce faisant, en pleine mutation. La phase actuelle est connue sous le nom de « transition énergétique ».

Le renouvelable, essentiellement intermittent (éolien et photovoltaïque), est en effet devenu une composante du marché de la production d'électricité à la suite de la politique bas carbone conduite par l'Union européenne (UE). Celle-ci s'engage actuellement à réduire d'au moins 40% ses émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et à augmenter la part des sources d'énergie renouvelable dans le mix électrique à 27% d'ici à cette même date, ces objectifs n'étant pas contraignants au niveau des États membres.

La pénétration de plus en plus élevée du renouvelable intermittent, quoiqu'à un rythme moindre ces dernières années **(1)**, augmente la variabilité ainsi que la dispersion géographique des centres de production et diminue la puissance de chacun de ceux-ci par rapport à celle des centrales conventionnelles. En effet, il s'agit souvent de producteurs locaux générant l'électricité pour leurs besoins propres et vendant le surplus éventuel au réseau, généralement basse tension, ou y injectant la totalité des kWh produits.

Ce changement de paradigme conduit à une triple mutation **(2)**. D'abord celle du renforcement des réseaux basse, moyenne et haute tension selon les dimensions des parcs éoliens ou photovoltaïques et la localisation de ceux-ci par rapport aux consommateurs, ainsi que, dans certains cas, à la construction de nouvelles lignes. C'est le cas en Allemagne où les parcs éoliens se trouvent dans le nord du pays et les consommateurs au sud et à l'ouest. C'est également vrai pour le transport de grandes quantités d'électricité solaire du sud de l'Europe vers le nord ou d'énergie éolienne offshore du nord vers le centre et l'est de l'Europe.

Ensuite celle de la gestion de l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité qui doit tenir compte de la dispersion géographique de la production d'électricité, du nombre croissant de consommateurs, à la fois consommateurs et producteur, et donc des flux bi-directionnels ainsi que de la pénétration croissante du renouvelable intermittent (éolien et photovoltaïque) **(3)**.

Enfin, celle de la conception de réseaux plus intelligents utilisant les technologies modernes d'information permettant une meilleure gestion de l'offre et de la demande en temps réel. La première étape est d'installer des compteurs intelligents qui impliquent davantage les consommateurs dans la gestion du réseau. Ils permettent une analyse détaillée de la consommation des appareils électriques domestiques. Ce type d'information est utile à la fois aux opérateurs de réseaux qui peuvent ainsi mieux anticiper la demande et pour les utilisateurs pouvant adapter leurs activités en programmant eux-mêmes les moments de mise en route de leurs appareils électriques. Pour que le système soit efficace, il faut que lui soit associée une structure de prix propre à chaque type de consommation, les prix étant plus élevés quand la demande globale est plus élevée. L'UE souhaiterait que 80% de la population soit équipée de compteurs intelligents d'ici à 2020. L'usage d'informations en temps réel, à partir de détecteurs et de contrôles automatiques, devrait éviter automatiquement les pannes généralisées d'électricité, les problèmes de qualité de la fourniture d'électricité et les ruptures de service. La mise en œuvre d'un

(1) A partir d'un certain taux de pénétration.

(2) Pour plus de détails, voir Jean-Pierre Schaeken Willemaers, *Europe's Electricity Networks. How to face growing electricity demand, power generation variability and customers expectations?*, Institut Thomas More, Tribune 27, mai 2010.

(3) L'électricité renouvelable dans l'UE est principalement éolienne qui en représente plus des trois quarts selon l'ADEME.

réseau intelligent est un processus progressif. Il implique les caractéristiques clés : il s'agit d'un système résilient et auto-correcteur ; il intègre les technologies avancées et bas carbone ; il permet une pénétration élevée de transmission et de distribution d'électricité intermittente ; il assure une gestion améliorée ; il assure également une efficacité opérationnelle et d'optimisation ; il implique le consommateur final ; il assure la qualité de la fourniture.

En ce qui concerne la demande d'électricité, le *European network of transmission system operators of Electricity* prévoit une croissance annuelle de 0,8% par an entre 2016 et 2025 en raison de l'électrification du chauffage et du transport et de la reprise économique (4). Il s'agit de l'estimation la plus élevée. D'ici à 2025, cette fédération considère que vingt-deux pays européens connaîtront une pénétration du renouvelable supérieure à 50% et la demande dans huit pays (dont l'Allemagne, le Danemark, la Grèce, l'Irlande, les Pays-Bas, le Portugal et le Royaume-Uni), pourrait être, occasionnellement, couverte totalement par la production renouvelable. Dans un scénario *best estimate*, la capacité totale des centrales au gaz augmenterait de 22 000 MW d'ici à 2025.

Ces mutations sont en marche. Elles rencontrent néanmoins des défis majeurs que cette note se propose d'analyser en détails.

Réglementation et législation

Une réglementation adéquate et une approche holistique sont indispensables pour que le développement des réseaux électriques contribue à l'adéquation entre l'offre et la demande de manière acceptable économiquement et socialement. Mais aussi pour promouvoir les investissements requis : en effet, sans clarification garantie de la politique de production électrique et de sa capacité, les opérateurs de réseaux ne sont pas incités à renforcer les lignes existantes ou en construire de nouvelles si la nécessité s'en faisait sentir. Il en va de même des développeurs de génération et de transport d'électricité, craignant, en effet, les coûts échoués si la contrepartie ne se matérialise pas. Viennent s'y ajouter les difficultés de réalisation de projets d'investissement du fait de l'opposition des communautés locales et de représentants d'organisations environnementales ainsi que la longueur des procédures d'obtention de permis d'environnement et de construction. A nouveau, une législation adéquate permettrait de pallier ces inconvénients.

(4) Le *European network of transmission system operators of Electricity* (ou *Entso-E*) comprend 42 exploitants de système de transmission dans 35 pays européens. Voir son rapport *Scénario Outlook & Adequacy Forecast*, juin 2015.

Les implications économiques et sociales sont trop souvent négligées lorsqu'il s'agit d'électricité, l'idéologie et la politique politicienne ayant tendance à l'emporter sur la réalité. Certains États membres ont tendance à imposer des contraintes qui vont bien au-delà de la législation européenne (directives et ordonnances), surtout pour des matières en liaison avec le changement climatique. Par exemple, la Belgique : alors que la politique européenne en matière d'interconnexion vise à une capacité s'élevant à 10% de la puissance installée d'ici à 2020, la Belgique en est déjà à 4000 MW, avec un objectif de 6000 MW à terme...

Les gouvernements européens en viennent à oublier qu'un système électrique doit avant tout assurer la sécurité d'approvisionnement électrique, à des prix compétitifs et de manière efficace et soutenable. Ils s'évertuent à privilégier une approche théorique (apparemment logique) plutôt que pragmatique lorsque cela les arrange politiquement. Le rôle surestimé des interconnexions entre pays européens et de l'effet de foisonnement, est significatif à cet égard (5).

En tout état de cause, on ne peut que regretter que nous soyons encore si loin d'une union de l'énergie dans l'UE qui, d'ailleurs, ne pourrait se concrétiser qu'avec un minimum de confiance entre États membres. De toute façon, un marché énergétique unique européen n'est pas à l'agenda de la Commission. Même si c'était le cas, il serait très difficile d'obtenir l'accord de l'ensemble des États membres. Un régulateur unique au niveau de l'Europe des 28 (ou des 27 après le *Brexit*), une condition préalable au marché unique, a été rejeté sur base du principe de subsidiarité, alors qu'un tel régulateur serait très utile pour assurer la sécurité de fourniture d'électricité, éviter les congestions etc. Peut-être des *black-out* répétés pourraient-ils convaincre les États membres de changer leur point de vue.

Cet état de fait ne laisse d'autre choix que de négocier au niveau régional. C'est le cas, par exemple, d'une réglementation portant sur l'architecture des réseaux électriques en mer du nord. Des négociations entre les dix pays directement concernés (6) permettraient d'arriver plus facilement à un accord plutôt qu'au niveau de l'UE.

Une union de l'énergie implique plus spécifiquement, entre autres, une harmonisation des réglementations et lois européennes nationales et régionales et des cadres commerciaux pour faciliter le négoce transfrontalier de puissance et de services de réseaux ; le partage des standards techniques et des protocoles qui assurent l'accès libre et le déploiement d'équipements des fabricants ; le développement des systèmes d'information, de calcul et de télécommunication ; une réglementation concernant la rémunération des services de stockage, d'équilibrage etc.

(5) Voir *infra*.

(6) Allemagne, Belgique, Danemark, France, Irlande, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni, et Suède.

Il faudrait également s'intéresser davantage aux phénomènes de congestion de réseaux, en particulier, lorsqu'ils sont générés dans un État membre à la suite de politiques énergétiques décidées dans un pays voisin (par exemple, le flux de bouclage traversant des pays non concernés par leurs causes) et réglementer en conséquence. Les conséquences de l'*Energiewende* allemand est un cas d'école à cet égard (7).

A côté des réglementations et autres lois, il ne faut pas oublier la normalisation. Elle est une contribution importante aux réseaux intelligents. De ce point de vue, l'UE est très en retard. Les comités de normalisation technique sont trop nombreux et peu efficaces. Il appartient aux opérateurs de réseaux de promouvoir une coopération pragmatique entre eux. Il faudrait également que chaque utilisateur des réseaux contribue aux dépenses qu'il leur occasionne (*access fee*), y compris les *prosumers*.

Réseau de transmission pan-européen selon cinq scénarios de mix électrique

Le *European Network of Transmission System Operators for Electricity* a procédé à une étude sur les développements du réseau pan-européen de transmission d'électricité haute tension permettant à l'UE d'atteindre les objectifs d'une économie bas carbone d'ici à 2050 selon cinq scénarios (8).

Scénario 1

La décarbonation est réalisée essentiellement par le nucléaire et par le captage et la séquestration des GES émis par les centrales thermiques. Dans ce scénario, la production d'électricité est centralisée, la croissance du PIB est élevée et l'électrification du transport et du chauffage est importante.

Scénario 2

Le secteur électrique est supposé être piloté par le marché. Aucune source d'énergie n'est exclue. La préférence est donnée aux projets centralisés (renouvelable et non-renouvelable). La séquestration de CO₂ est supposée être une technologie mûre. La croissance du PIB est élevée. L'électrification du transport et du chauffage est significative.

Mix électrique

33% de centrales thermiques
25% de nucléaire
17% d'éoliennes
12% d'hydraulique
5% de solaire
7% de biomasse

Mix électrique

32% d'éoliennes
18% de combustibles fossiles
19% de nucléaire
13% d'hydraulique
10% de solaire
8% de biomasse

(7) 20% des échanges internes en Allemagne, passent par la Belgique (*loop flow*) et 30% des échanges entre la France et l'Allemagne, selon la CREG (régulateur belge). Voir Jean-Pierre Schaeken Willemaers, *Is the "Energiewende" a threat to the German socio-economic model?*, Institut Thomas More, février 2014.

(8) Entso-E, *Europe's future, secure and sustainable electricity infrastructure*, novembre 2015.

Scénario 3

Les sources d'énergie renouvelable sont déployées à grande échelle (par exemple, les projets en mer du nord et en Afrique du nord). La croissance du PIB est élevée et l'électrification du chauffage et du transport très significative. La participation des populations est passive. La demande d'électricité est très élevée.

Mix électrique

40% d'éoliennes
20% de nucléaire
16% d'hydraulique
14% de solaire
5% de fossile
6% de biomasse

Scénario 4

La production d'électricité est décentralisée. La croissance du PIB et de la population est faible. L'électrification du transport et du chauffage est limitée, d'où une basse demande d'électricité.

Mix électrique

28% d'éoliennes
23% de solaire
19% de biomasse
18% d'hydraulique
10% de nucléaire
4% de fossile

Scénario 5

La génération d'électricité est 100% renouvelable avec « stockage d'électricité » et « demand side management », excluant donc le nucléaire et les énergies fossiles. Le PIB, l'électrification du chauffage et du transport sont élevés.

Mix électrique

52% d'éoliennes
24% de solaire
21% d'hydraulique
9% de biomasse

Quelques invariants apparaissent dans tous les scénarios, tels que le renforcement des couloirs nord-sud qui relie le nord du système électrique pan-européen (mer du nord, pays scandinaves, Irlande et Royaume-Uni) et les pays du sud (Italie et Espagne) à la partie centrale de l'Europe (Allemagne du nord, Pologne, Pays-Bas, Belgique et France). Ou encore le taux d'expansion du réseau est fonction de l'accroissement de la capacité électrique, surtout renouvelable. Une pénétration élevée de renouvelables et *a fortiori*, lorsque celle-ci atteint 100%, conduit à des investissements en infrastructure considérablement plus élevés que dans les modèles nucléaire et combustibles fossiles.

Des défis importants doivent être surmontés pour réaliser les objectifs bas carbone d'ici à 2050, tant d'un point de vue technologique que d'exploitation et de gouvernance.

Durant certaines périodes de l'année, l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut être assurée dans le scénario 100% renouvelable (**scénario 5**), voire dans le scénario décentralisé (**scénario 4**). Le nombre d'heures sans fourniture d'électricité varie selon les pays. Dans le dernier scénario 5, la durée d'effacement, en France est de plus de 800 heures et, en Italie, de plus de 1 600 heures. En outre, une portion significative de production renouvelable ne peut atteindre les centres de consommation en raison de congestion sur le réseau.

Pour éviter une telle situation, des centrales thermiques de pointe s'avèrent nécessaires. La capacité totale de celles-ci devrait être au moins de 60 GW dans le cas le plus favorable et d'au moins 140 GW pour 100% de renouvelable. Le problème est que ces centrales

d'appoint ne sont pas rentables vu le faible nombre d'heures de fonctionnement – d'où la nécessité d'une rémunération de capacité ce qui, bien sûr, ne fait que peser davantage sur les prix.

L'alternative du stockage de l'électricité est, actuellement, prohibitive dans les pays du sud comme l'Espagne, même en été. En France et en Allemagne ou dans les pays du sud, le problème se pose en hiver du fait que l'excédent de production d'électricité, durant la journée, n'est pas suffisant. Par exemple, dans le scénario 100% de renouvelable (**scénario 5**), plus de 70 GWh de charge ne seraient pas assurés les soirées d'hiver en Espagne. Investir dans une capacité éolienne supplémentaire serait totalement irréaliste. Dans le scénario 100% renouvelable, des connexions significatives avec les pays d'Afrique du nord sont prévues ; ce qui, pour différentes raisons, est peu crédible.

Etant donné l'opposition croissante des populations à l'installation de lignes électriques aériennes et que, comme rappelé ci-dessus, l'augmentation de la capacité de transport de l'électricité est indispensable, la politique bas carbone risque d'être mise à mal, à moins d'enterrer les lignes controversées, ce qui accroîtrait de manière importante les coûts et serait donc un obstacle supplémentaire.

La complexité accrue du système électrique en 2050, caractérisée par une pénétration de plus en plus élevée de renouvelables, une demande d'électricité plus variable (véhicules électriques, pompes à chaleur), impliquent une diversité plus grande des coûts et bénéfices pour les consommateurs. En conséquence, les coûts devraient être alloués, malgré la difficulté de sa mise en œuvre, en fonction du bénéfice que le consommateur retire des services du réseau.

Conséquences économiques pour les réseaux haute tension (H.T.) et basse tension (B.T.) d'une pénétration élevée de renouvelable intermittent

L'augmentation de capacité (renforcement de lignes existantes et installation de nouvelles lignes) des réseaux électriques de transmission et de distribution domestiques et des liaisons transfrontalières, la numérisation et l'électronification du système et autres investissements résultant de la pénétration de plus en plus élevée du renouvelable intermittent, affectent la sécurité d'approvisionnement à des prix compétitifs et le pouvoir d'achat des ménages.

Selon Euroelectric (*European Union for the Electricity Industry*), les investissements dans les réseaux (HT et BT) d'ici à 2020, s'élèvent à 600 milliards d'euros dont les deux tiers pour les réseaux BT (9). D'ici à 2035, la part de la distribution passerait à 75% et, en 2050, à 85% pour faire face à la dispersion et à l'intermittence de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque, au maintien de la qualité de fourniture et au coût des réseaux de plus en plus intelligents.

Entre 2020 et 2030, une capacité supplémentaire de transmission HT de 109 GW (y compris les liaisons avec les parcs éoliens *offshore*) est nécessaire, soit un investissement de 68 milliards d'euros. Les deux tiers de ce montant sont affectés à des liaisons transfrontalières (10). La Commission européenne estime que, pour 100% de renouvelable (principalement intermittent), les investissements dans la distribution d'électricité s'élèveront à 1063 milliards d'euros entre 2011 et 2050 (11). Il résulte de ce qui précède que le coût total du transport d'électricité (transmission et distribution), dans l'UE, serait supérieur à 1,5 trillions d'euros d'ici à 2050.

Selon l'OCDE et l'AEN, les coûts systémiques des technologies programmables (centrales au gaz et au charbon) sont relativement modestes et généralement inférieurs à 3 dollars/MWh, tandis que ceux des technologies variables (éolien, photovoltaïque) sont considérablement plus élevés et peuvent atteindre 40 \$/MWh pour l'éolien terrestre, 45 \$/MWh pour l'éolien offshore et 80 \$/MWh pour le solaire (12). Pour ces technologies les besoins d'adéquation du réseau et des connexions en constituent la partie la plus importante.

Selon le scénario *Best estimate* de ENTSO-E, fondé sur une pénétration élevée de l'éolien et du photovoltaïque, un grand nombre de pays européens dépendront à des degrés variables d'importations d'électricité pour assurer l'adéquation entre offre et demande dont la Finlande, les pays baltes, la Pologne, l'Allemagne, la République tchèque, la Slovaquie, la France, l'Italie, la Slovénie, la Croatie, le Portugal, le Danemark et la Belgique (13). Certains de ces pays (dont le Danemark, la Belgique, la Finlande et la Croatie) dépendent structurellement des importations entre 2016 et 2025.

Dès lors la question se pose de savoir comment assurer l'équilibre du système électrique d'une région de l'UE, si la plupart des pays de cette dernière doivent importer simultanément l'énergie électrique nécessaire à l'adéquation entre l'offre et la demande, soit du fait d'un déficit de génération, soit de congestion des réseaux empêchant les flux

(9) Euroelectric, *Electricity distribution investments : what electricity framework do we need?*, mai 2014.

(10) EFC, *Power perspectives 2030*, 2012.

(11) Christian van Hirschhausen et al., *Large investments required for sustainability and supply security*, DIW Berlin, juillet 2014.

(12) OCDE/AEN, *Energies nucléaires et renouvelables, effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone*, 2012.

(13) ENTSO-E, *Scénario Outlook & Adequacy Forecast*, op. cit.

électriques requis ou à cause d'une évolution de la demande supérieure aux prévisions. Enfin, un système électrique bas carbone à haute pénétration de renouvelables requiert impérativement un « stockage de l'électricité » pour assurer la sécurité de fourniture en toutes circonstances et la stabilité du système (à la différence d'un système dont la production renouvelable intermittente est faible). Un tel stockage augmente, bien entendu, le prix de l'électricité.

Actuellement, le stockage hydraulique est la technologie la plus fiable et répond le mieux aux exigences relevées plus haut et, particulièrement, lorsqu'il faut disposer rapidement de grandes capacités sur de longues périodes et à relativement bas coût. Ce dernier varie de quelques centimes d'euros par kWh à environ 12cEUR/kWh **(14)**. C'est la principale technologie utilisée dans le monde pour stocker l'électricité avec une puissance installée de 140 000 MW **(15)**. Actuellement, plus de 10 projets sont en développement en Europe et en Asie **(16)**.

Les autres technologies sont soit immatures, soit trop chères pour l'instant, ou leur utilisation est limitée et n'est pas de nature à équilibrer un réseau haute tension, ou encore présentent les trois lacunes. Le stockage d'hydrogène, par exemple, n'est pas une solution économique. Quant aux batteries, elles sont encore un vecteur de stockage coûteux. Au stade actuel, elles ne sont acceptables que pour usage résidentiel ou ne nécessitant qu'une faible puissance.

Une autre forme de stockage consiste à charger les batteries de voitures électriques durant les périodes de faible consommation (la nuit, par exemple) et à alimenter le réseau durant la journée lorsque les voitures sont au parking, ce qui est le cas, en moyenne, plus de 90% du temps. Pour que ce type de stockage représente une part significative de la capacité totale de celui-ci, il faudrait que, d'une part, le parc européen de voitures électriques soit suffisamment développé et, d'autre part, que les compteurs intelligents (*smart meters*) soient installés chez les propriétaires de voitures électriques. Comme on va le voir ci-dessous, une de ces conditions, voire les deux, posent problème.

(14) EUREL (Convention of National Associations of Electrical Engineers of Europe), *Electrical power vision 2040 for Europe*, 2013.

(15) Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, *La rentabilité du stockage d'électricité en Belgique*, 23 avril 2015.

(16) IFP énergies nouvelles, *Les technologies actuelles de stockage et leur état de maturité*, sans date.

Six défis

Le concept de réseau intelligent constitue un changement de paradigme dans le monde électrique. Toutefois, le système existant ne peut être purement et simplement abandonné tant que la mise en place du nouveau système n'est pas terminée. Les sociétés de transport d'électricité ont une capacité limitée à transformer rapidement leur modèle économique et intégrer les mesures environnementales que permettent les technologies intelligentes.

Le transport d'électricité

Les procédures administratives longues et, souvent, complexes pour obtenir les permis de construction, les investissements importants, les risques de coûts échoués ainsi que l'opposition des populations, sont parmi les causes majeures retardant, voire empêchant la mise en œuvre de projets de lignes électriques et plus spécialement de lignes aériennes.

Par ailleurs, les décisions d'investir dépendent d'un cadre clair de mix de production d'électricité. En effet, les opérateurs de réseaux ne sont pas incités à investir sans garantie du schéma de production future et les producteurs, de leur côté, veulent s'assurer de pouvoir évacuer l'électricité générée, en d'autres mots, de la disponibilité de lignes électriques de capacité suffisante.

Il en va de même pour les liaisons transfrontalières qui sont indispensables au bon fonctionnement du système électrique bas carbone européen. L'UE a fixé à 10% la capacité d'interconnexion en 2020 et à 15% en 2030. Elle table sur des échanges transfrontaliers accrus d'électricité pour assurer l'adéquation entre production et consommation.

Les investissements en infrastructures, tant au sein des États membres qu'entre ceux-ci, sont en outre confrontés à l'opposition des populations, à des coûts d'investissements élevés, à des capacités d'exportation décroissantes, à des capacités de stockage limitées et au défi de la numérisation des réseaux électriques.

L'opposition des populations

L'opposition des populations est plus grande pour les projets aériens que pour les câbles souterrains (17), ce qui ne fait qu'augmenter les difficultés rencontrées par les promoteurs. Elle se manifeste pour différentes raisons, dont, pour les lignes aériennes, la dangerosité des champs électromagnétiques et la nuisance visuelle.

(17) C'est la raison pour laquelle, en Allemagne, les nouvelles lignes nord-sud seront enterrées et à courant continu.

Toutefois, le remplacement des lignes aériennes par des câbles souterrains présentent également des inconvénients majeurs : un coût nettement plus élevé, une exploitation plus onéreuse, une plus grande difficulté à localiser les défauts et des temps d'intervention plus longs.

Les coûts d'investissements élevés

Comme nous l'avons rappelé plus haut, ces coûts se reflètent dans la facture d'électricité et sont, en grande partie, dus au renouvelable intermittent, tant pour les lignes à l'intérieur de chaque État membre que pour les interconnexions entre ceux-ci. Leurs capacités sont beaucoup plus élevées que celles qui seraient nécessaires en l'absence de renouvelable intermittent.

Les capacités d'exportation décroissantes

En Allemagne, la génération d'électricité ne couvrira vraisemblablement plus la charge de pointe, à tout moment de l'année, à partir de 2020, en raison de la fermeture d'unités de production, tendance qui va s'accroître. Durant l'hiver 2025, l'équilibre de capacité sera négatif **(18)**. Il en va de même aux Pays-Bas. La fermeture anticipée des unités les plus anciennes est prévue en 2016 et 2017 pour un total de plus de 2 500 MW tandis que 4 200 MW de centrales au gaz seront mis à l'arrêt en 2020 et 6 500 MW en 2025 **(19)**.

Les capacités de stockage limitées

Le nouveau système électrique impose aux opérateurs des réseaux électriques de disposer de plus de capacité de « stockage d'électricité » pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Or, les possibilités de stockage supplémentaire significatif sont soit relativement limitées, soit incertaines comme c'est le cas, respectivement, pour les centrales de pompage et pour les batteries.

Ce dernier type de stockage peut consister à charger les batteries de véhicules électriques durant les périodes de faible consommation (la nuit, par exemple) et à alimenter le réseau durant la journée lorsque les voitures sont au parking, ce qui est le cas, en moyenne, plus de 90% du temps. Mais pour qu'il constitue une part significative de la capacité totale de stockage, il faut que le parc européen de voitures électriques soit suffisamment développé.

(18) Selon ENTSO-E, *Scénario Outlook & Adequacy Forecast*, op. cit.

(19) *Ibid.*

Or, selon un rapport de *Navigant Research*, les véhicules électriques hybrides, dont les ventes comptaient, en 2015, 2% du marché, n'atteindront que 4% au niveau mondial (moins de 3% en Europe) d'ici à 2020 et encore pour autant qu'un certain nombre d'hypothèses soient vérifiées et, entre autres, le maintien des incitations durant la période de transition, une augmentation substantielle du prix de l'essence et du diesel, une diminution importante du coût des batteries, etc. (20) On ne peut que constater que la croissance du parc des voitures électriques n'est pas plus brillante aux États-Unis ou en Chine qu'en Europe. En outre, les réseaux de distribution d'électricité doivent être adaptés en conséquence du moins pour une pénétration de la flotte de ces véhicules supérieure à 20% du parc automobile.

D'autre part, comme déjà signalé, le recours à cette forme de stockage suppose l'installation de compteurs intelligents au domicile des propriétaires de voitures électriques. La politique des États membres de l'UE à cet égard est loin d'être homogène. Elle va d'une stratégie volontariste d'installation de compteurs intelligents sur l'ensemble du territoire en France, à l'abandon (du moins pour l'instant) de cette technologie en Allemagne.

La numérisation des réseaux électriques

Le dernier défi, immense, est la numérisation des réseaux électriques. Les réseaux HT sont déjà passablement intelligents. Reste à en faire de même pour les réseaux moyenne et basse tension. Les compteurs intelligents en constituent une première étape. Ils nous informent sur les quantités d'électricité utilisées et quand elles le sont. Ils nous aident à diminuer la facture d'électricité en faisant tourner les machines en dehors de périodes de pointe et à éteindre l'éclairage en cas d'oubli. Ils permettent également aux distributeurs d'envoyer des informations régulières comparant les consommations avec celle des voisins.

Mais ceci n'est qu'un commencement. Un réseau complètement digitalisé requiert une panoplie d'appareils et de logiciels dans la chaîne de distribution d'électricité. Le déploiement de la technologie digitale prendra plusieurs années. En réalité, les compagnies d'électricité n'ont pas encore réellement commencé à offrir ces services innovants tels que ceux d'une maison intelligente qu'un réseau intelligent est supposé fournir. Une telle évolution n'est pas gratuite, loin s'en faut.

Des études ont montré qu'aux États-Unis, la digitalisation des réseaux électriques américains pourrait coûter entre 340 et 380 milliards de dollars. Avec un tel réseau digital, les compagnies d'électricité ne devraient plus attendre que le client téléphone pour annoncer une panne. Elles seraient en mesure d'envoyer directement les équipes pour

(20) *Navigant Research forecasts as reported by Green Car Congress*, 3 décembre 2015.

rétablir le courant dès que la panne est détectée. Simultanément, une notification serait envoyée aux clients par le web ou les réseaux sociaux, suivie d'un avis sur le temps requis pour la réparation. Les compagnies d'électricité développeront, dans le temps, des capacités d'autocorrection, réduisant ainsi la fréquence, l'étendue et la durée de la perte de puissance.

Comme le détaille un rapport de General Electric France : « La révolution numérique entre, d'ailleurs, dans les postes électriques qui convertissent l'électricité à différents niveaux de tension, aiguillent l'énergie sur les différentes branches du réseau en fonction des besoins et garantissent la continuité du service et la protection des installations. Grâce à la digitalisation, toutes ces tâches sont facilitées. Toutes les informations concernant les paramètres électriques opérationnels, états des équipements primaires, secondaires et auxiliaires sont transmises par fibres. Cette technologie simplifie les installations et allège les investissements. Ainsi dans un poste intelligent numérique, les nombreux câbles en cuivre sont remplacés par quelques fibres optiques, le nombre d'armoires électriques est réduit et tous les systèmes deviennent plus compacts. Une mise à jour des logiciels suffit à moderniser l'installation, sans devoir changer le câblage » [\(21\)](#).

Conclusions

Les centrales électriques conventionnelles sont et seront de plus en plus remplacées par une génération distribuée d'électricité (ou GD), proche du lieu de consommation, par l'énergie renouvelable (essentiellement éolienne et photovoltaïque), la gestion par la demande et le stockage d'énergie.

Dans le cas de GD, la puissance injectée dans le réseau dépend uniquement des besoins d'un ou de plusieurs processus industriels ou des conditions climatiques et/ou de la demande locale. En d'autres mots, ces unités ne sont pas disponibles pour compenser le surplus ou le déficit de puissance dans une zone géographique donnée. Le réseau de distribution est, à cet égard, bien plus exposé que celui de transmission car le nombre de générateurs décentralisés s'accroît précisément à ce niveau. Vu que les producteurs locaux sont souvent également des consommateurs, les réseaux de distribution doivent s'accommoder de flux bi-directionnels. Toutefois, l'impact de la GD n'apparaît que lorsque sa pénétration atteint un certain pourcentage de l'énergie totale générée.

Pour surmonter les défis d'exploitation et d'infrastructure associés au nouveau système électrique, les réseaux électriques doivent être améliorés par des technologies plus intelligentes (entre autres, par recours à la digitalisation) et leur gestion davantage automatisée. Pour éviter de répéter les politiques incohérentes liées au développement du

[\(21\)](#) General Electric France, *Les postes électriques passent au numérique*, mai 2016.

renouvelable et, en particulier, de la génération intermittente d'électricité, une approche holistique est indispensable, intégrant l'offre et la demande d'énergie, la transmission et la distribution de celle-ci, les attentes et exigences des parties prenantes, etc. Cela signifie, entre autres, que la collecte de données, la communication et l'analyse, les pratiques d'exploitation et de planning doivent être réorganisées.

Les réseaux électriques devront être interactifs tant pour la production que pour la consommation, un peu à la manière de l'internet, en ce sens que les prises de décision sont distribuées et que les flux sont bidirectionnels.

Cette mutation profonde est très coûteuse et sujette à des défis de taille qui pourraient affecter sérieusement la restructuration du système.

En raison de l'augmentation de la production locale d'électricité et, dans une moindre mesure, du stockage local de celle-ci, les distributeurs sont confrontés à une baisse de la demande ce qui a un impact sur leurs revenus, si, du moins, la tendance à la GD continue à se déployer. Cette remarque vaut également, quoique à un degré bien moindre, pour les réseaux HT.

D'autre part, numérisation et automatisation changeront profondément le champ d'activités des sociétés de transport d'électricité et, en particulier, du personnel affecté aux tâches auxquelles elles se substitueront. Il appartient donc à ces entreprises de développer des services complémentaires (c'est-à-dire liés à leur cœur d'activités) pour subsister. Elles auront également intérêt à se regrouper pour éviter une trop grande limitation de moyens financiers.

Jean-Pierre SCHAEKEN WILLEMAERS, de nationalité belge, est titulaire d'un Master en ingénierie électrique et mécanique, diplômé en physique et chimie nucléaire et bachelier en économie de l'Université de Louvain (Belgique). Il a commencé sa carrière comme enseignant à la faculté polytechnique de cette université et a ensuite rejoint le groupe Tractebel. Il a été membre du comité de direction de Tractebel Engineering. Il a ensuite été nommé Vice-Président exécutif et membre du comité de direction de Suez-Tractebel EGI (Electricity and gas international) et administrateur de Powerfin. En cette qualité, il était en charge des investissements en Europe, en Russie et au Moyen-Orient, dans les domaines de la production, de la transmission et de la distribution d'électricité ainsi que du stockage, du transport et de la distribution de gaz naturel par acquisition ou par développement de projets. Dans le cadre de ses fonctions, il a été Président ou administrateur de plusieurs filiales du groupe en Europe et en Asie centrale. En 2000, il a fondé un centre d'entreprises pour start-ups de haute technologie et en est toujours administrateur. Il est aujourd'hui administrateur de plusieurs entreprises industrielles. Il est également membre du Conseil d'orientation de l'Institut Thomas More.

Paris

20, rue Laffitte – F-75 009 Paris
+33 (0)1 49 49 03 30

Bruxelles

Rue de La Fauvette, 92, B-1180
Bruxelles
+32 (0)2 374 23 13

www.institut-thomas-more.org
info@institut-thomas-more.org

Ce document est la propriété de l'Institut Thomas More asbl. Les propos et opinions exprimés dans ce document n'engagent que la responsabilité de l'auteur. Sa reproduction, partielle ou totale, est autorisée à deux conditions: obtenir l'accord formel de l'Institut Thomas More asbl, et faire apparaître lisiblement sa provenance.

© Institut Thomas More asbl,
septembre 2016