

Les énergies intermittentes : quel impact sur les réseaux de transport d'électricité ?

Par Dominique MAILLARD*

L'intégration des énergies renouvelables constitue l'un des enjeux les plus structurants pour l'évolution du système électrique dans les années à venir.

Ainsi, il est indispensable de faire évoluer les modes d'exploitation des réseaux électriques en les rendant toujours plus « intelligents » (*smart grids*) et de renforcer la coordination entre les réseaux électriques à l'échelle de l'Europe.

En outre, il convient de développer un réseau de transport adapté et interconnecté au niveau européen de façon à tirer parti des complémentarités énergétiques existant au sein de cette zone géographique.

Introduction

Depuis l'adoption, en décembre 2008, du « paquet climat » par l'Union européenne, les différents pays européens mènent des politiques ambitieuses de développement des énergies renouvelables. Ainsi, en France, où le parc éolien représentait fin 2011 près de 6,7 GW, l'objectif des pouvoirs publics est d'atteindre 25 GW à l'horizon 2020 ; le parc photovoltaïque, quant à lui, représentait environ 2,5 GW fin 2011, l'objectif est d'atteindre 5,4 GW en 2020. En Allemagne, le développement est encore plus important, ainsi la capacité photovoltaïque installée y est d'ores et déjà de 26 GW.

L'intégration de ces énergies renouvelables constitue l'un des enjeux les plus structurants pour l'évolution du système électrique dans les années à venir. Face au défi de l'intermittence (caractéristique de ces énergies), les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité doivent combiner deux grands types de réponses. Ils doivent, d'une part, faire évoluer les modes d'exploitation de leurs réseaux en utilisant les nouveaux outils rendus possibles par le développement des *smart grids* et, d'autre part, renforcer la coordination entre les réseaux électriques à l'échelle de l'Europe. Mais ils doivent également développer les réseaux pour prendre en compte les nouveaux flux, accroître le secours mutuel et favoriser l'optimisation des moyens de production.

Faire évoluer les modes d'exploitation des réseaux de transport d'électricité

Prendre en compte l'incertitude supplémentaire générée par l'intermittence des renouvelables

Les incertitudes et les aléas sont inhérents à l'exploitation de tout réseau de transport d'électricité, dont l'objet est

justement de les gérer au mieux. Pour y faire face de nombreux outils sont mis en œuvre, notamment une réserve dite « primaire » qui permet de compenser instantanément toute rupture de l'équilibre entre consommation et production. L'incertitude entourant le volume de production d'électricité renouvelable, qui a un caractère fatal, constitue un aléa supplémentaire lié à la faible prévisibilité de la production.

Un bon exemple des incertitudes liées à la production d'origine renouvelable peut être trouvé en se référant à la vague de froid qui a sévi début février 2012 et qui a conduit en France au dépassement du seuil symbolique des 100 GW d'électricité consommée. De manière générale, l'analyse des productions ne montre pas, à l'échelle nationale, de corrélation entre les périodes de forte consommation (grands froids) et la production éolienne. Cette analyse se vérifie durant la période concernée (février 2012). La production éolienne a permis de couvrir en moyenne entre 2 % et 2,5 % de la consommation durant la période considérée. Toutefois, cette moyenne cache des écarts importants, car la production éolienne a couvert au mieux 5 % de la consommation et, dans le cas le moins favorable, un peu moins de 1 %. Le taux de charge moyen de l'éolien français en période de grand froid, ainsi que la dispersion autour de cette moyenne, sont très proches de ceux observés sur l'ensemble de l'hiver.

Pour couvrir cet aléa, il est nécessaire d'accroître les marges dont le système dispose. Il faut notamment être attentif au besoin de marge à la baisse. Ainsi, le fort développement des énergies renouvelables dans certains pays conduit parfois les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité à demander aux producteurs de stopper certaines de leurs éoliennes, notamment lorsque les interconnexions d'un pays (l'Espagne, par exemple) avec ses voisins sont limitées et ne permettent pas d'évacuer l'excédent temporaire de production. Une des réponses à cette difficulté passe par l'augmentation des capacités d'échanges

non seulement entre les pays, mais aussi entre les régions d'un même pays. Le graphe des facteurs de charge éoliens pendant la vague de froid de février 2012 pour le Nord et le Sud de la France fait apparaître l'existence de plusieurs zones de vents qui peuvent contribuer au foisonnement des productions.

Il faut aussi noter que la production éolienne peut également s'interrompre de façon brutale et difficilement prévisible : en dessous de certains seuils de vitesse du vent, les éoliennes ne peuvent fonctionner ; c'est aussi le cas au-delà de certains seuils : ainsi, lorsque le vent forcé, il peut conduire (pour des raisons de sécurité) à un arrêt simultané des éoliennes soumises au même régime de vent. Ces situations sont plutôt rares, mais avec l'augmentation des volumes installés, le gestionnaire de réseau doit disposer de moyens instantanément mobilisables en substitution à la production éolienne. Là encore, une capacité d'interconnexion suffisamment élevée permet de mettre en commun ces moyens de substitution entre les pays concernés, plutôt que chacun d'eux ne les développe indépendamment.

Utiliser les smart grids pour améliorer la prédictibilité de la production

Le volume de réserves supplémentaire induit par le développement des énergies intermittentes dépend de l'aptitude à maîtriser la prévision de la production éolienne. Le nombre important des sites de production répartis sur tout le territoire français et raccordés en grande majorité au réseau de distribution complexifie sur tous les plans (technique, économique et contractuel) l'accès aux informations. Les outils disponibles avant l'essor de ces énergies intermittentes pour assurer la conduite et l'exploitation des réseaux électriques (modèles de calcul et de simulation, systèmes informatiques, réseaux de télécommunications,...) avaient été

conçus pour répondre aux spécificités de moyens de production centralisés raccordés au réseau de transport national. RTE a dû faire évoluer ces outils et les adapter pour répondre aux spécificités des énergies intermittentes ; il l'a fait (et continue à le faire) en augmentant l'intelligence du réseau grâce aux *smart grids*.

Ainsi, dès 2007, RTE a décidé la création d'une plateforme dédiée à l'insertion de la production éolienne dans le système électrique français, à savoir l'IPES. Il s'agissait de disposer d'une bonne observabilité de la production éolienne avec, en ligne de mire, l'atteinte du seuil de 5 000 MW de production installée (seuil atteint dans le courant de l'année 2010). Cette application a d'abord été développée sous forme expérimentale ; elle a été ensuite industrialisée et a fait (et fait encore aujourd'hui) l'objet de développements permettant d'en améliorer son fonctionnement. La plateforme IPES installée dans les centres de *dispatching* de RTE permet de calculer la production éolienne grâce au traitement des données météo ; elle devrait aussi offrir la possibilité de disposer, dans un avenir proche, des moyens permettant de commander ces éoliennes en cas de surcharge sur les lignes. Grâce à un faisceau de données sur les vents et les transits, grâce à une chaîne de transmission d'informations adaptée, il sera donc possible de valoriser au mieux la production renouvelable, c'est-à-dire de l'évacuer dans la durée sur l'année et de ne la déconnecter qu'en cas de menaces graves pour la sûreté électrique.

La gestion fine de la consommation grâce à des effacements par usage ou encore la généralisation de dispositifs permettant de corrélérer l'enclenchement de certains usages à la disponibilité de l'offre (lorsqu'il y a du vent, par exemple) constituent également des réponses (en cours de mise en œuvre ou encore à l'étude) rendues possibles par les *smart grids*.

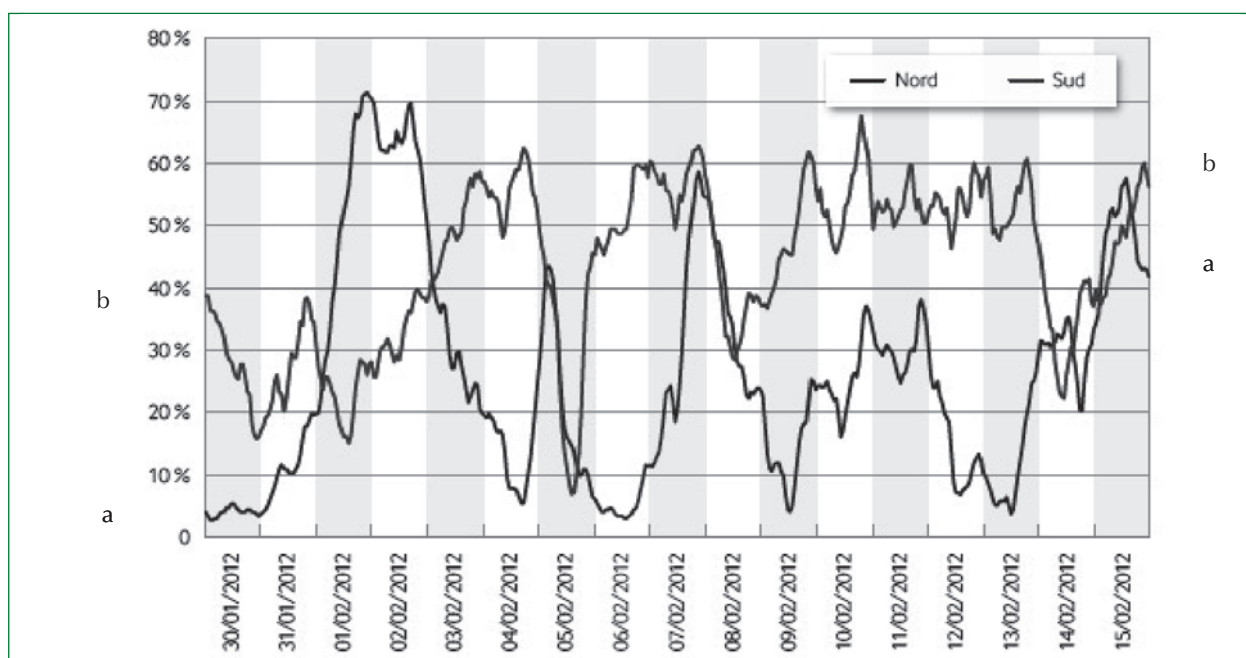


Figure 1 : Facteurs de charge éoliens du Nord (courbe a) et du Sud (courbe b) de la France pendant la vague de froid de février 2012.

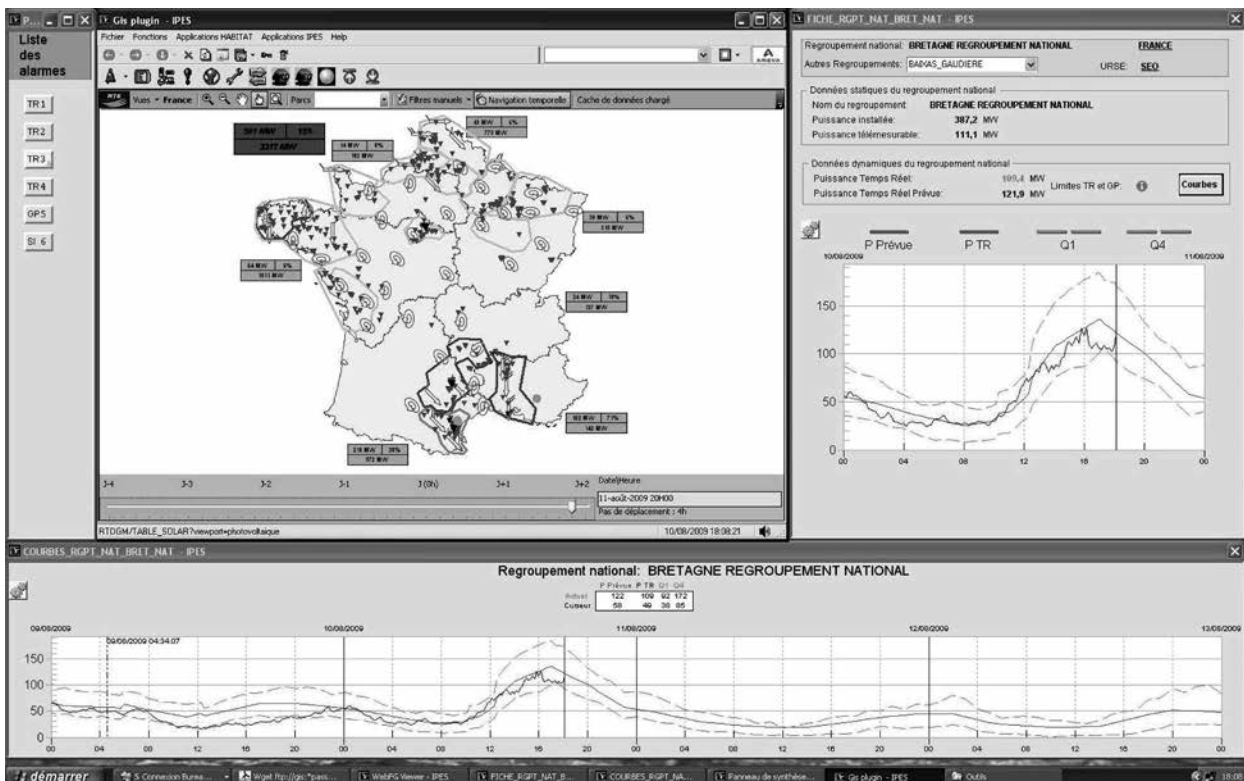


Photo 1 : Exemples d'informations visualisables grâce au système IPES.

Renforcer la coordination avec nos partenaires européens

Le développement des énergies intermittentes renforce le besoin de coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité européens. Il s'agit de gérer la grande variabilité des flux d'électricité créés par le développement de ces énergies. C'est ainsi que le développement de l'éolien (notamment de l'éolien *offshore*, dans le Nord de l'Europe) induit de nouveaux flux Nord-Sud extrêmement importants qui impactent tous les réseaux de la zone concernée. Songeons également au fait que, dans certains pays (comme le Danemark), la production d'origine renouvelable excède d'ores et déjà la consommation totale du pays concerné pendant un certain nombre d'heures dans l'année.

La création et le développement de CORESO (centre de supervision électrique sur l'Ouest de l'Europe) est une initiative importante prise dans cette optique. CORESO a été créé fin 2008 par RTE et ELIA, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRT) français et belge. Ils ont depuis été rejoints par le GRT britannique *National Grid*, par le GRT italien *TERNA* et par le GRT du Nord-Est de l'Allemagne, *50 Hertz Transmission*, ce qui a amené son périmètre de surveillance à 215 millions d'habitants, soit environ 43 % de la population de l'Union européenne. Au sein d'un marché européen de l'électricité où les échanges transfrontaliers deviennent déterminants et où les énergies renouvelables sont en plein essor, les services innovants de coordination de CORESO se sont fortement développés depuis la création de cette société. Là où, auparavant, les

dispatchings de chaque GRT disposaient uniquement de l'observabilité de leur réseau national, CORESO leur fournit une vision élargie du réseau électrique ; il réalise des analyses de sécurité pour détecter d'éventuelles contraintes apparaissant sur le réseau européen et susceptibles d'affecter le fonctionnement du système électrique sur des échelles de temps allant de la veille pour le lendemain, jusqu'au temps réel. Il peut ainsi détecter des situations problématiques et proposer aux GRT partenaires la mise en œuvre des actions correctrices coordonnées (1) nécessaires à la maîtrise des risques au-delà des limites nationales. La vision européenne du réseau électrique et la coordination entre GRT sont mises à profit pour aller vers une gestion optimale du réseau et renforcer ainsi la sûreté du système électrique et la sécurité des approvisionnements.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux travaillent ensemble au sein d'ENTSO-E, une association réunissant quarante-et-un GRT de trente-quatre pays européens, dans l'objectif d'améliorer la sécurité d'alimentation en électricité *via* des outils partagés et l'harmonisation des principes et pratiques d'exploitation du réseau, la programmation des échanges aux interconnexions, le réglage de la fréquence et le développement des méthodes communes d'analyse des risques et des incidents. On pourra notamment citer le projet de plateforme d'échanges de données en temps réel « EAS » (*Emergency Awareness System*), qui vise à donner à chaque GRT un aperçu général de l'état des réseaux voisins grâce à un meilleur partage des informations permettant d'appréhender l'évolution du système électrique dans son ensemble et de faire remonter d'éventuelles alertes.

Développer le réseau de transport

Un prérequis indispensable à l'intégration des énergies intermittentes

Les réseaux de transport d'électricité ne sont pas les déterminants d'une politique énergétique, mais ils sont la condition indispensable de sa mise en œuvre. Dans les années 1970 et 1980, le programme nucléaire français a dû être accompagné par un développement rapide et conséquent de lignes à très haute tension. Aujourd'hui, la mise en œuvre des politiques énergétiques en Europe liées au développement des énergies renouvelables et à la maîtrise de la demande (souvent regroupées sous l'expression « transition énergétique »), entraîne une mutation profonde du paysage énergétique induisant de nouveaux flux d'électricité sur le réseau de transport. Ce dernier doit s'adapter à ces changements et transporter l'énergie produite là où les conditions météorologiques le permettent vers les lieux où l'activité économique et humaine en a besoin, et ce en temps réel. L'optimisation des modes d'exploitation telle que décrite dans la première partie de cet article est nécessaire ; elle ne saurait toutefois être suffisante sans un développement d'un réseau de transport adapté.

Dans son plan décennal publié en 2012, ENTSO-E montre que quatre-vingts des cent goulots d'étranglement identifiés sur le réseau européen sont liés à l'intégration de sources d'énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire. Le développement des énergies renouvelables induit en effet des flux d'énergie importants et volatiles sur des distances plus longues à travers l'Europe. L'exemple de l'Allemagne est à cet égard éclairant. La publication, le 29 mai 2012, du projet de schéma décennal de développement du réseau de transport électrique dans ce pays a mis en exergue le rôle fondamental du développement du réseau de transport pour accompagner la transition énergétique : l'expansion du réseau électrique allemand, rendue indispensable par la décision du pays d'abandonner l'énergie nucléaire et de développer les énergies renouvelables, nécessite la construction de 3 800 kilomètres de nouvelles lignes à très haute tension à l'horizon 2020. Ces lignes devront notamment permettre l'écoulement de la production éolienne située dans le Nord du pays vers les centres de consommation majoritairement situés au Sud.

Les interconnexions, dont l'objet est souvent mal perçu par nos concitoyens, car comprises comme n'étant que des moyens d'optimisation économique *via* l'accroissement de la fluidité des marchés, sont également les conditions de réussite de la transition énergétique. Les interconnexions permettent en effet une utilisation optimale des énergies renouvelables afin de tirer parti efficacement des complémentarités énergétiques entre différentes régions du territoire européen. Ainsi, l'énergie solaire principalement présente dans le Sud de l'Europe, l'éolien *offshore* dans le Nord et l'hydraulique en Scandinavie et dans les Alpes sont des ressources complémentaires qui doivent irriguer l'ensemble du réseau européen. Les interconnexions sont donc des moyens d'optimisation environnementale : pourquoi utiliser,

dans un pays, une électricité produite à partir de moyens fortement émetteurs de CO₂, alors qu'un autre pays a de l'électricité éolienne ou solaire en surplus ? On le voit : le renforcement des interconnexions est un pré-requis indispensable à la réussite de la transition énergétique. RTE a, quant à lui, plusieurs projets en cours, à des stades d'avancement différents, de construction de nouvelles interconnexions entre la France et ses voisins européens (l'Espagne, l'Italie et le Royaume-Uni, notamment).

Des obstacles nombreux, mais des solutions possibles

Pour réaliser le développement du réseau nécessaire au succès de la transition énergétique, les ressources à mobiliser ne constituent pas l'obstacle principal à franchir, que celles-ci soient humaines, techniques, industrielles (études, ingénierie, fourniture, pose) ou financières (le transport représente moins de 8 % du prix hors taxes de l'électricité pour le client domestique). Les obstacles les plus importants sont liés aux conditions d'acceptation des ouvrages du réseau de transport par nos concitoyens et, par voie de conséquence, à la lourdeur des procédures à respecter pour construire de nouveaux ouvrages.

Concernant les procédures, celles-ci sont de plus en plus complexes et longues : environ une année d'études préalables, cinq années et demie de procédures et de une à deux années de travaux sont en moyenne nécessaires pour construire une ligne aérienne de grand transport soumise à débat public (un débat public nécessite un délai d'environ dix-huit mois) ; pour les liaisons souterraines, les délais sont d'environ un an et demi pour les études, de trois ans et demi pour les procédures et de deux ans pour les travaux. Ces délais sont tels qu'ils ne permettront pas – sans évolution du cadre – d'intégrer autant d'énergie d'origine renouvelable que le prévoit la politique énergétique. Cela d'autant moins que la durée des procédures liées aux ouvrages du réseau de transport est en décalage avec celle de la mise en service des installations de production (qui peut, par exemple, être estimée à quatre ans, pour un parc éolien).

Au-delà de ces délais, les procédures applicables aux ouvrages du réseau de transport d'électricité peuvent remettre en cause la faisabilité même de la politique énergétique. L'exemple de l'atterrage pour les raccordements des parcs éoliens *offshore* est à cet égard éclairant : alors que les pouvoirs publics ont défini un objectif de 6 000 MW d'éolien *offshore* et d'énergies marines à l'horizon 2020, les textes législatifs en vigueur rendent le raccordement *au réseau* des parcs éoliens situés en mer extrêmement complexe, voire impossible. En effet, le code de l'urbanisme, dans sa rédaction actuelle (2), interdit le passage des lignes de raccordement (fussent-elles souterraines) à l'intérieur des « espaces remarquables » du littoral. Or, le passage par ces espaces, très étendus sur le littoral, est parfois le seul possible et, en tout état de cause, il représente très souvent l'optimum technico-économique ; en outre, l'impact résiduel des ouvrages en surface est pratiquement nul.

	Durée médiane en années
Austria	3
Belgium	5
Bosnia-Herzegovina	5
Czech-républic	2
Danemark	2,5
Finland	5
France	6,5
Germany (par GRT)	8/15/10
Greece	6
Hungary	2,5
Iceland	4
Ireland	4
Italy	3
Lithuania	5
Poland	4
Portugal	2
Romania	4
Slovak républic	4
Sweden	7

Tableau 1 : Délai moyen des procédures d'autorisation pour les ouvrages du réseau de grand transport en Europe (source : ENTSOE).

Il est donc nécessaire de simplifier et de rationaliser les procédures en respectant le droit à l'information et la nécessaire concertation. À cet égard, la Commission européenne a intégré cette problématique dans son projet de règlement sur les infrastructures (présenté en octobre 2011) ; ce règlement prévoit notamment que le délai d'instruction d'un certain nombre de grands projets (les « projets d'intérêt commun ») ne doit pas dépasser trois années (3). En Allemagne, la nécessité de faciliter le développement du réseau fait l'objet d'un engagement politique au plus haut niveau : ainsi, en juillet 2011, a été adoptée une loi relative à l'accélération du développement du réseau de transport d'électricité, qui simplifie considérablement les procédures d'autorisation des nouvelles lignes et a remonté, au niveau fédéral, la délivrance de ces autorisations qui autrefois relevaient de la compétence des *Länder*. La France doit désormais elle aussi emprunter ce chemin. Plusieurs axes sont envisageables et RTE a d'ores et déjà formulé auprès des pouvoirs publics des propositions en ce sens. Il serait opportun de simplifier significativement les procédures applicables aux lignes souterraines, soumises aujourd'hui à des contraintes voisines de celles des lignes aériennes alors que leur impact est bien moindre et que la préférence collective joue en leur faveur.

En ce qui concerne l'acceptabilité des ouvrages du réseau de transport d'électricité, c'est de plus en plus la question des champs électromagnétiques et de leurs effets supposés sur la santé qui est mise en avant par les opposants à leur construction, même si la préoccupation quant à l'impact visuel des ouvrages reste toujours présente. Pour répondre à cette difficulté, il faut faire de la pédagogie sur les effets

supposés des champs électromagnétiques sur la santé. Le site Internet « La clé des champs », ouvert l'an dernier par RTE, répond à cet objectif. RTE doit montrer sa capacité à utiliser des solutions innovantes respectueuses de l'environnement. Nous avons ainsi récemment obtenu la possibilité d'emprunter la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus pour poser des câbles, dans l'emprise d'une voirie autoroutière, destinés à la future interconnexion électrique entre la France et l'Italie. Cette solution qui permet de mutualiser les infrastructures et donc d'en limiter l'impact, était jusque-là interdite par la réglementation, preuve s'il en était besoin que celle-ci sait parfois évoluer pour s'adapter aux enjeux d'aujourd'hui. Enfin, il faut redonner toute sa légitimité à l'utilité des réseaux dans la perception qu'en ont nos concitoyens, en mettant en avant le message suivant : « Sans réseau, pas de transition énergétique possible ».

Conclusion

La poursuite de l'intégration de toujours plus d'énergie intermittente dans notre système électrique ne sera possible que si l'ensemble des réponses précédemment exposées sont mises en œuvre. En particulier, l'optimisation des méthodes d'exploitation et l'utilisation des *smart grids* sont indispensables. Une plus grande coordination avec nos partenaires européens, qui est d'ores et déjà largement engagée, est également nécessaire. Mais ces efforts ne seront pas suffisants s'ils ne sont pas accompagnés d'un développement adapté du réseau de transport. RTE met tout en œuvre pour être au rendez-vous. L'appui des pouvoirs publics et de l'ensemble des parties prenantes sera décisif pour que « l'intendance suive » en temps, en heure et en qualité.

Notes

* Président du directoire de RTE (Réseau de Transport d'Electricité).

(1) Voici un exemple de situation où la coordination en matière d'exploitation s'est avérée nécessaire : le 5 mai 2010, l'étude de la situation (de la veille pour le lendemain) par CORESO met en évidence des contraintes à la frontière franco-belge en raison de températures basses, d'importants flux du Nord vers le Sud de l'Europe liés notamment à la production éolienne en Mer du Nord et de l'indisponibilité programmée d'un transformateur belge et d'une ligne française. CORESO a coordonné avec RTE et ELIA la mise en place d'actions préventives coordonnées (d'une part, changements de la topologie du réseau en France et en Belgique pour limiter les flux Nord-Sud et équilibrer les flux à la frontière franco-belge et, d'autre part, changement de prise d'un transformateur-déphaseur en Belgique pour réduire les flux Nord-Sud). De plus, les impacts sur les réseaux français, belge, néerlandais et allemand ont été évalués et validés par CORESO et les GRT concernés pendant la nuit. Ces actions ont permis aux GRT de lever la contrainte à la frontière franco-belge et d'éviter des actions très coûteuses (comme celle d'un changement dans le planning de production).

(2) Des amendements (en cours d'adoption), dans le cadre de la proposition de loi sur les tarifs progressifs de l'énergie en discussion devant le Parlement pourraient permettre de résoudre cette question (au moment de la rédaction de cet article, le 10 octobre 2012).

(3) Ou trois ans et demi, selon un amendement proposé au Parlement européen.