

L'Europe de l'électricité doit changer de base

Collectif d'experts


UN SECTEUR ÉLECTRIQUE DEVENU PEU PERFORMANT

L'Europe de l'énergie court vers l'échec. Ce constat, encore disputé il y a deux ans, est aujourd'hui sans appel. Un récent rapport du Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective s'intitule crûment *La crise du système électrique européen*¹. Une dizaine de grandes entreprises européennes de l'énergie se sont groupées pour appeler « à des mesures immédiates et drastiques pour préserver l'avenir énergétique de l'Europe »². L'Union Européenne tourne le dos à toutes les performances désirables, qu'elle a elle-même énoncées, pour un système énergétique.

Des prix compétitifs et une énergie abordable pour tous ? Le prix moyen de l'électricité a augmenté de 27 % pour les ménages entre 2008 et 2013, 50 à 125 millions d'Européens sont aujourd'hui en situation de précarité énergétique et le développement de pratiques commerciales douteuses abîme la confiance des consommateurs. Un approvisionnement sûr ? Sur le marché européen de l'électricité, le prix ne couvre pas les frais d'exploitation de centrales pourtant nécessaires à la sécurité de l'équilibre physique, tandis que la focalisation sur la concurrence et le court terme prive

1. CGSP, janvier 2014 : *La crise du système électrique européen* (D.Auverlot & alii). En ligne : <http://www.strategie.gouv.fr/blog/2014/01/rapport-la-crise-du-systeme-electrique-europeen/>

2. Communiqué de presse du groupe « Magritte », 19 mars 2014. En ligne : <http://www.gdfsuez.com/journalistes/dossiers-de-presse/groupe-magritte-mesures-preserver-avenir-energetique-europe/>



L'Europe de l'électricité doit changer de base


les investissements de sécurité économique. La lutte contre le changement climatique ? De 2010 à 2013, les émissions de CO₂ ont augmenté en Allemagne bien que la consommation d'énergie ait diminué³ parce qu'on y produit davantage d'électricité avec du charbon. Le développement d'une industrie forte ? Malgré 20 milliards d'euros de subvention annuelle au photovoltaïque, la bataille industrielle contre l'Asie est perdue, comme l'illustre le rachat du champion allemand Q-Cell par des Coréens. Vers une plus grande intégration des systèmes électriques ? Le « grand marché européen », postulé il y a quinze ans, a délivré moins de nouvelles interconnexions électriques qu'il ne s'en était construites dans les quinze années précédentes.

UNE CONFIANCE EXCESSIVE ET IDÉOLOGIQUE DANS LE MARCHÉ DE COURT TERME

On a beaucoup parlé du « paquet énergie-climat » édicté en 2008 et de ses objectifs pour 2020 (gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique) dits « 3 x 20 » ; on a beaucoup débattu à Bruxelles, depuis un an, de ce que pourraient être des objectifs pour 2030... Toutefois, pour analyser les causes et réfléchir aux remèdes, c'est au fonctionnement du marché qu'il faut d'abord s'intéresser. Le principal visage de l'Europe de l'énergie, c'est le choix fait il y a vingt ans d'une libéralisation construite pour donner un rôle clé aux marchés de court terme de l'électricité et du gaz. L'idéal de la « concurrence libre et non faussée », qui révélerait les bons prix et alignerait les décisions des producteurs privés sur l'intérêt des consommateurs, tenant à distance une action publique présumée coupable, domine la politique énergétique européenne. Dans le Traité de Lisbonne, on lit (article 194) : « la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise [...] à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie. »

Penchons-nous sur le marché de gros de court terme mis au cœur du système électrique. On sait que, à tout instant, la puissance produite doit être égale à la demande. Le plus économique est d'utiliser d'abord les moyens de production dont le coût variable est nul (comme la plupart des renouvelables) ou très faible (comme le nucléaire), puis d'empiler les autres par coût croissant de combustible. Le coût de la dernière centrale appelée fixe alors le prix de marché, qui sera le

3. Hausse de 1,6 % pour les émissions de CO₂ (tous combustibles confondus), baisse de 2,1 % pour la consommation d'énergie primaire ; source : *Enerdata Yearbook 2014*, disponible en ligne : <http://yearbook.enerdata.net/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html>




L'Europe de l'électricité doit changer de base

même pour tous les kWh produits. La théorie nous dit que, moyennant beaucoup de conditions, ce signal de prix permet les bonnes décisions d'investissement : toute centrale qui a sa place dans un parc de production optimal, ou tout investissement efficace pour réduire la consommation, verra ses coûts fixes de capital et d'exploitation exactement payés par la chronique des prix de marché.

La réalité est bien différente. D'abord, l'investissement devient risqué, car il revient à parier sur les prix qui se formeront, heure après heure, pendant toute la durée de vie d'une centrale ; il en résulte des réticences à investir. Ensuite, des prix exceptionnellement élevés peuvent survenir de façon rare et aléatoire, lorsque des pics de consommation sont aggravés par l'absence de production éolienne ou solaire : peuvent-ils conduire, par une somme de décisions individuelles, à disposer d'une puissance totale suffisante pour éviter un risque socialement inacceptable de *black out* ? Non. Enfin, si tout le monde anticipe, même correctement, une hausse du prix, les investissements risquent alors d'être non seulement trop tardifs, mais aussi excessifs vu que personne ne les coordonne. On l'a vu entre 2005 et 2008. Dans un secteur où la durée des investissements se compte en dizaines d'années, on est sûr d'amplifier les cycles d'excès et de défaut d'offre quand on fait jouer le rôle principal aux prix de court terme.

La théorie et ses limites sont connues depuis longtemps. Pour cette raison, les gestionnaires de systèmes électriques ont historiquement dissocié l'utilisation du prix instantané, réservé aux décisions de court terme comme le choix des centrales à démarrer ou des réserves hydrauliques à turbiner, de celle du coût de long terme, employé pour choisir les investissements et construire les tarifs. Or l'Europe électrique a brisé cette logique dans le but d'ouvrir le secteur à une concurrence maximale. Elle impose l'accès au marché de court terme pour tous les consommateurs, jusqu'aux ménages, directement ou via les entreprises qui commercialisent l'électricité au détail ; elle proscriit les contrats de long terme entre ceux-ci et les producteurs ; elle a même réclamé la disparition des tarifs réglementés (prévue en France dès 2015 pour les PME et en 2025 pour les particuliers). Le prix de marché doit former ou indexer la recette des producteurs et la facture des consommateurs ; à eux de supporter les risques, considérables on l'a vu, de grandes variations de prix, à tous les horizons de temps.

Alors pourquoi un tel choix ? Il est idéologique et daté : rappelons-nous le discours néolibéral des années 1980-1990, dont les tenants n'ont accepté les progrès de l'intégration européenne




L'Europe de l'électricité doit changer de base

que sous le signe du marché et de la concurrence. Rappelons-nous aussi le contexte énergétique de l'époque. Depuis le contre-choc pétrolier de 1986, les monopoles historiques de l'énergie et les mines de charbon européennes étaient le symbole des entreprises durablement déficitaires et l'on pensait avoir tiré le maximum des économies d'échelle qui avaient caractérisé le secteur durant les Trente glorieuses. Le pétrole et le gaz étaient quatre fois moins chers qu'aujourd'hui, la question des émissions de carbone était discrète, les centrales à gaz, peu coûteuses en capital, semblaient la solution miracle pour produire l'électricité. On a ainsi pu penser que l'action publique n'avait plus de rôle utile, que la concurrence de court terme réduirait les coûts, et forger le mythe du « grand marché intégré » qui créerait une Europe de l'énergie sur une base débarrassée de l'obligation de choisir des stratégies. Les Etats-Unis ont suivi une voie analogue, mais plus prudemment : par exemple, l'option d'ouvrir la concurrence jusqu'aux clients résidentiels a été laissée aux Etats fédérés.

Pour lutter contre le changement climatique, l'UE a également choisi (en 2005) l'instrument du marché, confirmant sa préférence exprimée dès le protocole de Kyoto en 1997 : on plafonne les droits d'émettre du carbone et les acteurs échangent ces permis d'émission ; il se forme un prix censé guider les décisions efficaces. L'instabilité du signal n'a pas tardé à apparaître ; le prix est quasiment nul aujourd'hui (ce qui ne déplaît pas à certains) et ne pousse aucun acteur économique à prendre en compte les dangers du changement climatique. Par exemple, où est l'incitation à moins utiliser le charbon et à investir dans des centrales non émettrices de carbone ? On voit que les inconvénients du marché de l'électricité et ceux du marché du carbone s'additionnent.

L'ACTUEL MARCHÉ EUROPÉEN FAIT OBSTACLE À DES CHOIX POLITIQUES

Sécurité collective de l'approvisionnement, accès pour tous à un bien indispensable, environnement et développement durable, progrès technique et base industrielle, création d'emplois : l'énergie est le terrain d'enjeux majeurs d'une société. Dessiner le système énergétique de demain est un levier d'action sur l'avenir, une affaire qui concerne tous les citoyens, un lieu de choix politiques. Si certains changements souhaités et pertinents d'un point de vue socio-économique se heurtent à l'architecture de marché qu'on a choisie, alors c'est celle-ci qu'il faut remettre en cause, sous peine d'un conservatisme subi.




L'Europe de l'électricité doit changer de base

Rationnellement conduit, le développement des énergies renouvelables est certainement souhaitable. Les bonnes questions sont relatives à son coût et son rythme, à la politique industrielle et de R&D associée, à l'efficacité des subventions, à la compétitivité à terme, à la prise en compte du caractère fatal de productions solaires ou éoliennes en quantité croissante. Car l'insertion de ces moyens de production perturbe le marché de court terme : l'intermittence du vent et du soleil vont rendre le prix très volatil et l'utilisation des centrales thermiques plus aléatoire. Dès lors, l'investissement dans une centrale thermique, en particulier de pointe, devient risqué et les financements vont devenir plus rares. Le prix de court terme ne mesure plus du tout le coût du système. Ces phénomènes auraient pu être atténués avec un développement des énergies renouvelables mieux piloté, mais ils sont voués à s'amplifier avec la part croissante de celles-ci. Dès lors que des décisions autres que l'optimisation de court terme – et il en faut dans le domaine de l'énergie ! – doivent cohabiter avec le marché, il y aura des désordres. Seuls des signaux de long terme quant à la valeur de toute forme de production, de stockage ou de pilotage de la demande peuvent restaurer la cohérence. C'est l'actuelle « architecture du marché » qui est inadaptée, pas les renouvelables.

La possibilité d'un plus grand rôle des territoires est souhaitable. Ils sont mieux à même de valoriser l'exploitation de ressources énergétiques locales, de repérer les meilleurs gisements d'efficacité énergétique, de relier l'énergie à d'autres politiques (urbanisme, logement, transport), de prévenir les situations de précarité énergétique, d'inciter à une meilleure maîtrise de la demande. Une compétence de commercialisation est ainsi envisageable, mais si elle suppose l'approvisionnement sur le marché de gros et la gestion des risques afférents, c'est un obstacle sévère. L'actuel marché favorise plutôt un jeu entre les membres d'un oligopole. Il est vrai qu'il offre quelques possibilités d'entrée à des acteurs qui ne possèdent pas d'importants moyens de production, mais selon des modèles d'activité qui reposent sur le *trading* d'énergie et de produits financiers dérivés, sur la sélection de clients qui présentent un profil de consommation rémunérateur... et sur l'exploitation de niches réglementaires que la complexité des règles de marché ne cesse de créer. Bien loin d'une idée de service public, national ou local.

L'approvisionnement en gaz est également un fort enjeu d'action publique européenne, la crise russo-ukrainienne vient nous le rappeler. Sans développer cette question dans un texte consacré à l'électricité, nous devons ici faire un constat analogue car le gaz a suivi un chemin qui ressemble à ceux de l'électricité : le choix d'une ouverture maximale du marché gazier européen, confirmé dans



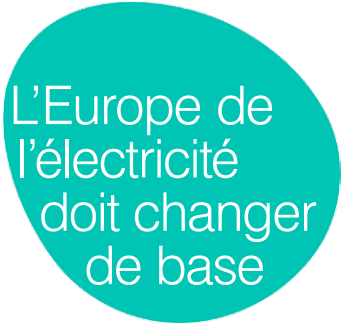
L'Europe de l'électricité doit changer de base

le « troisième paquet énergie » de 2009, façonne un secteur peu enclin à investir et à coopérer ; face à Gazprom ou Statoil, l'Europe présente une mosaïque d'acheteurs mis en concurrence par le principe d'accès de tiers aux réseaux. Quand on pense que l'Europe pourrait fédérer les intérêts de 500 millions de consommateurs et que sa dépendance aux importations va passer de 40 % en 1990 à près de 80 % en 2030, on ne peut manquer de se demander si l'organisation du marché est la bonne.

Finalement, le choix du tout-marché, tout-concurrence n'est pas seulement daté : il est également obsolète. Quand les problèmes n'ont plus la forme d'un clou, le marteau n'est plus le bon outil.

DEUX FUITES EN AVANT POUR ÉVITER LA VRAIE QUESTION, DEUX FAUSSES PISTES

Dans l'introduction, nous avons cité le discours d'un groupe d'énergéticiens européens. Ils dénoncent le dysfonctionnement du marché de l'électricité, ils affirment que 50 gigawatts de centrales à gaz, massivement construites il y a quelques années, pourraient être fermés, avec bientôt le risque de ne plus pouvoir affronter les pics de demande. L'alerte est fondée, mais le discours appelle un examen critique. Ils attribuent le problème aux interventions publiques qui ont perturbé le marché et fait chuter les prix. C'est oublier les effets de la crise économique et c'est ignorer les défauts organiques des marchés de l'électricité et du carbone réunis. Ils soulignent leurs pertes financières (GDF-Suez, par exemple, a déprécié ses actifs de 15 milliards d'euros) et proposent une solution : restreindre les soutiens aux renouvelables, s'en remettre au marché pour déclencher leur développement et instaurer une rémunération spécifique des capacités de production. Il s'agirait donc de béquiller le marché dans sa forme actuelle, de prélever quelques ressources sur les consommateurs et d'inviter l'action publique à (vraiment) s'abstenir. On ne peut souscrire à l'idée que ce remède réglerait à lui seul les problèmes de fond. Loin de produire une vérité économique supposée impartiale, la primauté donnée au marché comme outil à tout faire ouvre la porte à toutes les interventions intéressées pour amender les règles du jeu à son avantage. De plus, et ce n'est pas anecdotique, l'instruction de tous ces amendements (qu'on pense, rien qu'en France, à la fabrication d'un marché des capacités) absorbe une grande partie des compétences dont on a besoin pour élaborer une politique énergétique.



L'Europe de l'électricité doit changer de base


En tablant sur le marché pour obtenir une intégration européenne dans l'énergie, l'UE a pensé qu'elle pourrait s'abstraire de l'existence de politiques énergétiques nationales et les harmoniser. Or ce sont avant tout les Etats qui sont responsables devant leurs citoyens de l'approvisionnement énergétique et qui autorisent ou non l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures, d'un grand barrage ou d'une centrale nucléaire. Les choix énergétiques sont de véritables marqueurs politiques et culturels des Etats-membres, liés à l'histoire, aux ressources, aux institutions. Le progrès au niveau communautaire passe par des coordinations sur les plans énergétiques de long terme et l'engagement d'investissements (tels les réseaux de transport d'énergie) basés sur l'économie dans la durée et non sur des prix de court terme. Or il est vain de définir de grands objectifs ou de dessiner une belle Europe électrique du futur, telle la *Roadmap 2050*⁴ de la Commission, tant que le chemin pour y aller est impraticable. C'est une seconde fuite en avant qui ne résoudra pas la contradiction entre l'appel à l'action des Etats-membres et la primauté donnée au marché.

La concurrence est souhaitable quand elle suscite la recherche des meilleures techniques, la baisse des coûts et l'adéquation des offres commerciales aux besoins des consommateurs. Le marché est efficace quand il indique des prix pertinents à tous les acteurs et empêche l'appropriation induite de profits. Pour obtenir ces attributs, il faut organiser différemment la concurrence et le marché. C'est le sens des propositions qui suivent.

DES PROPOSITIONS POUR CHANGER DE LOGICIEL ET POUR CHOISIR NOTRE EUROPE DE L'ÉNERGIE

Une refondation des bases du marché européen s'impose pour donner la priorité au long terme et à la mise en œuvre des politiques publiques. Il ne s'agit pas de supprimer le marché de court terme, qui permet de coordonner les décisions en temps réel, mais de réduire son rôle à cela et d'introduire d'autres instruments, plus stables, pour que les producteurs et les consommateurs d'électricité puissent investir sur une base ferme et pour que la concurrence s'exerce là où elle est utile, loin des métiers du *trading* ou de la construction d'offres commerciales qui défaussent les risques sur le consommateur. Nombre de récents travaux, d'origines diverses, partagent nos attendus et

4. Informations en ligne : http://ec.europa.eu/clima/policies/roadmap/index_en.htm



L'Europe de l'électricité doit changer de base

plaident pour cette hybridation ; on peut citer des économistes comme Dominique Finon⁵, David Newbery⁶ ou Dieter Helm⁷, ou des cercles de réflexion politique comme Confrontations Europe⁸.

Conserver un « marché de permis d'émissions » de CO₂ paraît incontournable pour un consensus politique européen, mais il convient de le compléter par une trajectoire de prix minimum du CO₂ énoncée pour une longue durée. Ce plancher pourrait ainsi être de 25 euros/tonne en 2020, ce qui est acceptable par tous les Etats-membres, et monter à 50 euros/tonne en 2030, horizon qui laisse aux acteurs le temps d'agir.⁹

Pour assurer un développement des moyens de production électriques conforme à ses choix de mix énergétique et à la sécurité d'alimentation en électricité, chaque Etat-membre doit pouvoir organiser des appels d'offres donnant lieu à des contrats de long terme entre les concurrents vainqueurs et un acheteur central. Celui-ci pourrait être le gestionnaire du réseau de transport, car il est le mieux à même d'analyser l'équilibre offre-demande à long terme et de garantir la cohérence entre investissements de production et investissements de réseau. Cela supposera d'en revoir les missions, puisque son rôle actuel est avant tout de gérer l'équilibre offre-demande et de faciliter le fonctionnement du marché.

Nous proposons également que les contrats de vente d'électricité à long terme, à conditions prédéfinies, soient autorisés sans restriction (et que, en particulier, le maintien de tarifs réglementés pour les petits consommateurs relève du choix de chaque Etat). Les consommateurs ont en effet tout autant besoin de visibilité pour investir eux-mêmes, en particulier dans l'efficacité énergétique. L'acheteur central est en mesure d'offrir de tels contrats à des fournisseurs qui ne disposent pas


5. D. Finon [2013] *The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime*, Climate Policy, Vol. 13, n°S01, pp 131-146

6. D.M. Newbery [2014] *What future(s) for liberalized electricity markets?* Conférence donnée au TIGER forum, Toulouse, juin 2014. En ligne : <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/06/Tiger614Newberyv2.pdf>

7. D.Helm [2014], *The current situation and mid-term prospects for European electricity markets*, in Auverlot & alii (op. cit.). En ligne : <http://www.dieterhelm.co.uk/node/1369>

8. A. Ferron et C. Fischer [2014], *La stratégie 2030 achoppe sur le modèle de marché*, Revue Confrontations Europe, numéro 105, avril-juin 2014. En ligne : <http://www.confrontations.org/images/confrontations/publications/Revue/105/Revue-105-Confrontations-Europe-p16-17.pdf>

9. Cette question est développée dans la note *Comment corriger la politique européenne de lutte contre les émissions de CO₂ ?* Fondation Jean-Jaurès, groupe Energie-Environnement, 4 septembre 2014. En ligne : <http://www.jean-jaures.org/Publications/Notes/Comment-corriger-la-politique-europeenne-de-lutte-contre-les-emissions-de-CO2>



L'Europe de l'électricité doit changer de base

de parcs de production ; ce peut être en particulier le cas de collectivités territoriales désireuses de rassembler les leviers d'une politique de services énergétiques à leurs ressortissants.

Ainsi, tout détenteur d'une capacité de production disposera de trois voies, non exclusives, de commercialisation (outre les tarifs d'achat pour les très petites installations) : contrat de long terme gagné auprès de l'acheteur central, contrats de long terme avec des clients finals ou grossistes, et vente sur le marché de gros, cette dernière solution, risquée, devenant logiquement réservée à une tranche d'énergie marginale. C'est une réponse directe au besoin de visibilité quant aux recettes et aux dépenses ; elle réduit le risque, donc le coût du capital, donc les réticences à investir. En même temps, elle préserve les bons arbitrages de court terme dans l'emploi des centrales existantes.

Enfin les actions des Etats-membres et les coopérations entre Etats ou entreprises doivent bénéficier d'une vision beaucoup moins restrictive qu'aujourd'hui des ententes et des aides d'Etat, dès lors qu'elles ont pour objet le développement d'infrastructures de transport ou de stockage d'énergie, le savoir faire et l'accroissement des forces d'exportation, ou encore la sécurisation d'approvisionnements en matières premières énergétiques.

LES CONDITIONS D'ACCEPTABILITÉ POLITIQUE D'UNE TELLE RÉFORME SONT SANS DOUTE PROCHE D'ÊTRE RÉUNIES : LA VOIX DE LA FRANCE POURRAIT PESER LOURD.

Tout d'abord, ce type de réforme n'a rien de théorique. Bien d'autres Etats que ceux de l'UE ont choisi, dans les années 1990, d'organiser leur système électrique selon les mêmes principes libéraux... et plusieurs en sont revenus en raison de défaillances du marché ou de l'obstacle qu'il mettait à des choix politiques. C'est le cas du Brésil et de la Californie, qui ont l'un et l'autre connu de sévères black-out après la libéralisation de leurs marchés électriques, et de l'Ontario. Plus près de nous, le Royaume-Uni¹⁰ réforme son système électrique avec des contrats de long terme pour les investissements dans l'éolien et le nucléaire et avec un prix-plancher pour le carbone. Cette réforme répond clairement aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de lutte contre

10. Consulter par exemple : *Increasing the use of low carbon technologies* sur le site du gouvernement britannique. En ligne : <https://www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies>



L'Europe de l'électricité doit changer de base

le changement climatique (la production électrique est aujourd'hui majoritairement assurée par des centrales au charbon vieillissantes). Les Etats-membres qui ont déjà beaucoup développé les énergies renouvelables, l'Espagne en premier lieu, mais aussi l'Allemagne, vivent de plus en plus difficilement les désordres du système de prix et de recouvrement des coûts fixes qu'induit le marché de court terme. L'Allemagne a entamé une réforme, ardue mais partagée au sein de la coalition gouvernementale, de son *Energiewende*¹¹ ; les modifications votées par le Bundestag en juin dernier constituent une première étape, comme l'a souligné le vice-chancelier lui-même. La France a également pris la mesure de son exposition aux règles du jeu européennes quand il s'agit de continuer à faire bénéficier les ménages et les entreprises de la compétitivité de son système électrique ou de donner à ses grands industriels (EDF, GDF-Suez, Total, Alstom, Areva...) la visibilité dont ils ont besoin pour leurs activités.

Jusqu'à présent, la Commission européenne a joué un rôle de gardienne du modèle de marché européen. Ainsi, elle s'est émue de la « déviance » que constitue la réforme britannique. Fin 2013, elle a notifié ses griefs, pour cause d'aide d'Etat pouvant fausser la concurrence, au contrat de 35 ans conclu entre le gouvernement et EDF pour construire la centrale nucléaire de Hinkley Point. Cependant, après plusieurs mois de débat, ce contrat qui vise à pallier les échecs du marché est en voie d'approbation : une inflexion de nature politique se dessine. La Commission commence également à prendre conscience de la faible compatibilité entre la primauté du marché de court terme et le développement d'énergies renouvelables ou d'interconnexions. Elle a par exemple échoué à harmoniser les mécanismes que les Etats-membres mettent en place pour inciter au maintien ou au développement de capacités suffisantes pour affronter les aléas. La nouvelle Commission, qui s'installe cet automne, aura les mains plus libres pour engager une réforme du marché européen de l'électricité. Ce geste est préalable et fondamental pour donner à des objectifs 2030 les leviers politiques et économiques voulus, pour enfin lever l'obstacle mis par le « tout-marché » au besoin d'action publique.

Dans l'architecture décrite ci-dessus, les gestionnaires de réseau de transport joueront un rôle clé : les coopérations européennes pourront s'appuyer plus facilement et plus fortement qu'aujourd'hui sur leurs compétences. Les champs d'action qui s'ouvrent sont multiples et cohérents : coordination dans la durée des plans énergétiques de chaque Etat, conduite concertée

11. Voir l'exposé de la réforme sur le site du ministère allemand de l'économie et de l'énergie : <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>

L'Europe de l'électricité doit changer de base

d'appels d'offres pour développer et financer des interconnexions et des moyens de stockage tels les pompes hydrauliques, impulsion de la R&D dans les équipements de transport à haute tension... Plusieurs cadres de travail sont envisageables : des coopérations spécifiques entre deux ou plusieurs gestionnaires, ou bien via leur association européenne, ENTSOE, au sein de laquelle RTE joue un rôle moteur.

Pour tous ces acteurs, Etats-membres, Commission, agences de régulation, gestionnaires de réseau, le défi est stimulant : il s'agit non seulement de retrouver les moyens de la maîtrise des factures pour les ménages et les entreprises, de l'optimisation économique dans la durée et de l'incitation aux investissements qui servent l'ambition collective, mais aussi de savoir enfin concilier choix nationaux et intégration européenne dans l'énergie. En énonçant clairement son nouveau modèle et les outils de programmation pluriannuelle associés, la France peut montrer à ses partenaires qu'elle est prête.