
**Réseaux électriques et
transition énergétique en Europe**

Michel CRUCIANI

Juin 2015

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-36567-404-1
© Tous droits réservés, Ifri, 2015

Ifri
27, rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Website : ifri.org

Synthèse

Après un siècle d'imbrication étroite entre les outils de production et les réseaux, la libéralisation du secteur électrique a rompu ce lien en Europe. En permettant aux consommateurs d'accéder à des productions très éloignées, les réseaux de transport à grande distance jouent désormais un rôle central pour stimuler la concurrence entre producteurs. En conséquence, une réglementation européenne serrée s'applique à ces réseaux, pour encadrer leurs missions et leurs revenus, sans toutefois imposer des barèmes communs, de sorte que des disparités tarifaires altèrent la compétition. Aujourd'hui, le « couplage des marchés » facilite le négoce intra-européen de l'électricité, malgré la relative rareté des liaisons transfrontalières entre certains pays en Europe occidentale. Les règles restent plus hétérogènes pour les réseaux de distribution, assurant la répartition du courant sur un territoire restreint.

Dans la plupart des pays, la transition énergétique passe largement par les sources renouvelables d'électricité, tout particulièrement éolienne et photovoltaïque. Leur développement fait apparaître un double besoin : renforcer les réseaux de distribution d'une part, pour accueillir ces nouvelles productions, accroître les interconnexions d'autre part, afin de pouvoir exporter les volumes excédentaires durant certaines périodes. Ces besoins prendraient un caractère aigu si l'objectif 2030 était confirmé, car la part de l'électricité d'origine renouvelable atteindrait alors 45 %. Pour la Commission européenne, en augmentant les capacités des interconnexions, on bénéficierait de deux autres avantages. En premier lieu, un accès étendu aux unités de production les moins chères, ce qui se traduirait par une baisse des prix sur les marchés de gros et leur convergence à l'échelle européenne. En second lieu, une sécurité d'approvisionnement améliorée, physiquement par l'élargissement du périmètre susceptible de porter assistance en cas de nécessité et économiquement par la possibilité d'étendre le rôle des instruments de marché. L'Union Européenne (UE) retient donc un objectif de 10 % pour 2020 et 15 % pour 2030 de capacité d'interconnexion pour chaque pays.

Les réseaux ainsi renforcés présentent le risque de devenir surcapacitaires, les consommations n'augmentant que faiblement avec l'arrivée de nouveaux usages tels que les véhicules électriques, voire diminuant, en raison des programmes d'efficacité énergétique menés aussi au nom de la transition énergétique, ou en raison de l'avancée des dispositifs de stockage du courant. L'équilibre économique des gestionnaires de réseaux appellera alors une hausse tarifaire et probablement une majoration de la composante fixe du tarif, introduisant une sorte de rémunération de la capacité qui pourrait s'alourdir si les

politiques d'efficacité énergétique étaient couronnées de succès. Cette perspective compromet les gains de prix attendus sur les marchés de gros, calculés au demeurant avec des hypothèses sur le prix des combustibles et du CO₂ que l'on est en droit de discuter. La convergence des prix sur les marchés ne sera en aucun cas un effet suffisant sur les prix de détail, ni pour compenser les écarts issus des charges imposées au niveau national, ni pour atténuer les distorsions de concurrence provoquées par les différents régimes d'exonération en faveur de certaines catégories de consommateurs. Enfin, en laissant agir les marchés pour assurer au mieux leur sécurité d'approvisionnement, plusieurs États courent le risque d'accroître leur dépendance à l'égard de pays voisins, de perdre une partie de leur outil de production et de subir un moindre choix des sources constituant leur mix électrique.

Souligner les difficultés n'implique pas de devoir renoncer au projet. Le constat invite en revanche à rester vigilant dans la conduite des extensions et renforcements des réseaux, en s'efforçant en permanence de maîtriser les dépenses, de doper le potentiel de croissance de l'opération par des mesures de politique industrielle, de compenser l'interdépendance électrique accrue qui en résultera par un organe de gouvernance commune et de veiller à la diffusion des connaissances acquises, afin que la transition énergétique ainsi lancée soit vécue comme un projet partagé.

Remerciements

Je remercie toute l'équipe du Centre « Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie » de l'Institut Français des Relations Internationales, pour sa confiance constante à mon égard ; je remercie tout particulièrement la directrice du Centre Énergie, Mme Marie-Claire Aoun, et le président du comité scientifique M. Jacques Lesourne, qui m'associent régulièrement aux travaux de l'IFRI dans le secteur de l'énergie et qui m'ont orienté sur le contenu de l'étude.

J'exprime ma vive reconnaissance à tous les membres du CGEMP (Université Paris-Dauphine) animé par les professeurs Jean-Marie Chevalier et Patrice Geoffron pour la stimulation intellectuelle permanente qu'ils suscitent sur l'évolution du secteur électrique européen. Mon travail a largement bénéficié des études à caractère scientifique menées au sein de la Chaire European Electricity Markets, dirigée par le professeur Jan-Horst Keppler.

Ma réflexion doit beaucoup au rapport rédigé par M. Michel Derdevet, fruit d'un travail considérable. Michel Derdevet m'a fait l'honneur de m'y associer, et je l'en remercie sincèrement. La présente étude se présente à certains égards comme un complément à ce rapport, dont la lecture est recommandée à tous ceux que le sujet intéresse.

Plusieurs spécialistes ont bien voulu m'apporter des informations, souvent irremplaçables, et ont nourri mes recherches. Je ne peux tous les citer ici, mais je fais part à tous de ma vive gratitude, en me bornant à une pensée particulière pour Mmes Sylvie Courtier-Arnoux (ERDF), Cécile Maisonneuve (conseillère auprès de l'IFRI) et Fabienne Salaün (EDF) ainsi qu'à MM. Étienne Beeker (France Stratégie), Michel Matheu (EDF), Jacques Merley (ERDF), Bruno Ratouis (RTE), Fabien Roques (Compass Lexecon) et Jonas Törnquist (EDF).

Cette étude a reçu les apports réguliers de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, et je tiens à saluer la qualité du travail mené par sa directrice, Mme Mélanie Persem et par ses collaborateurs, travail qui constitue une référence en matière de partage d'informations, dont je souligne l'importance en conclusion de l'étude.

Je ne peux omettre d'autres apports réguliers que j'apprécie toujours : ceux des étudiants ayant choisi le cours optionnel « Énergies renouvelables » au sein du Master Énergie, Finance, Carbone à l'université Paris-Dauphine. Leurs questionnements et leurs travaux, par le biais de mémoires écrits et d'exposés oraux d'un niveau souvent remarquable, constituent un fort encouragement à l'approfondissement des dossiers.

Enfin, en complément des sources citées au fil des pages, l'auteur tient souligner sa dette à l'égard de MM. Emmanuel Grand et Thomas Veyrenc, dont le livre fournit une description extrêmement complète et remarquablement claire du marché européen de l'électricité (*L'Europe de l'électricité et du gaz*, éditions Economica, 2011).

Sommaire

INTRODUCTION	6
ÉTAT DES LIEUX AU TERME DU PROCESSUS DE LIBÉRALISATION	8
Rappel historique.....	8
Les missions des gestionnaires de réseau	10
Rémunération du gestionnaire de réseau	12
Le commerce transfrontalier de l'électricité	15
LES POLITIQUES DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX ET DES INTERCONNEXIONS.....	19
L'intégration politique et la sécurité d'approvisionnement	19
Les besoins liés au marché intérieur de l'électricité	22
Les besoins engendrés par les énergies renouvelables et les nouveaux usages.....	26
<i>Besoins relatifs aux réseaux de transport</i>	<i>26</i>
<i>Besoins relatifs aux réseaux de distribution</i>	<i>28</i>
Cadre réglementaire et aides communautaires.....	30
INCERTITUDES	33
Incertitudes liées à l'efficacité énergétique et aux évolutions techniques	33
Incertitudes d'ordre économique.....	35
<i>Incertitudes sur les coûts et les tarifs</i>	<i>35</i>
<i>Incertitudes sur les bénéfices attendus</i>	<i>38</i>
Incertitudes d'ordre politique	43
<i>Conséquences pour la continuité d'alimentation</i>	<i>44</i>
<i>Conséquences pour le long terme.....</i>	<i>46</i>
<i>Impact sur le mix de production.....</i>	<i>47</i>
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	49

Introduction

Depuis plusieurs années, toutes les instances de l'Union Européenne (UE) affirment leur volonté de s'engager plus en avant dans une transition énergétique, entendue comme la conjonction d'une maîtrise des consommations et d'un recours à des énergies peu nocives pour l'environnement. Amorcée dès 1997, la politique communautaire en ce sens a franchi une étape décisive avec le « Paquet Énergie Climat » arrêté en 2009, fixant des objectifs pour l'année 2020. En complément ou en marge de ces orientations, plusieurs États, parmi lesquels figurent notamment l'Allemagne et la France, ont adopté des politiques nationales de transition, voire de « tournant » énergétique. Celles-ci présentent toujours la particularité de reposer largement sur une évolution des modes de production et consommation de l'électricité.

L'électricité fait aussi l'objet d'une attention aiguisée pour deux autres raisons : d'une part l'évolution récente du parc de production semble fragiliser la sécurité d'alimentation, d'autre part la hausse des prix de détail soulève des inquiétudes pour le pouvoir d'achat des ménages ou la compétitivité des entreprises.

Pour la Commission européenne ainsi que pour de nombreux acteurs du secteur électrique, transition, sécurité et compétitivité tireraient un avantage commun d'un renforcement des réseaux. Au niveau local, des réseaux plus denses faciliteraient le raccordement de productions décentralisées et leur diffusion sur un nombre accru de consommateurs. Aux niveaux national et européen, l'augmentation des capacités de transport et des liaisons transfrontalières améliorerait la sécurité en mutualisant les moyens disponibles et favoriserait la compétitivité en élargissant les débouchés des centrales les moins chères.

La présente étude se propose d'analyser les principaux éléments du dossier en faveur d'investissements lourds dans les réseaux électriques, en soulignant notamment les incertitudes techniques ou économiques ainsi que les conséquences politiques perceptibles. Ces dernières incluent la compatibilité d'un réseau européen largement interconnecté avec la liberté du choix des sources d'énergie, que le Traité de Lisbonne reconnaît aux États et avec la responsabilité ultime en matière de sécurité d'approvisionnement, qui incombe aussi aux États selon les textes en vigueur.

Le chapitre premier décrit la situation actuelle. Destiné aux lecteurs peu familiers avec les fonctions assumées par les gestionnaires de réseau, il résume le cadre réglementaire actuel au terme du processus de libéralisation engagé voici deux décennies. Le second chapitre expose

les défis surgis avec l'engagement communautaire en faveur des sources renouvelables d'électricité et l'émergence de nouveaux besoins, autour notamment des véhicules électriques ; il présente les mesures visant à favoriser le développement des réseaux. Le troisième chapitre introduit une discussion sur la pertinence de ce développement, mettant l'accent d'une part sur la fragilité des perspectives économiques et d'autre part sur la nécessité de traiter les répercussions à venir d'une augmentation majeure des interconnexions au sein du réseau électrique européen. Enfin, quelques recommandations sont présentées en conclusion.

L'étude se concentre sur l'électricité. Bien que les besoins en investissements des réseaux de distribution apparaissent supérieurs à ceux des réseaux de transport, la diversité des situations locales concernant la distribution et la relative rareté de données statistiques homogènes ne facilitent pas l'approche. L'étude porte donc principalement sur le transport de l'électricité à grande distance et la volonté récemment affirmée d'augmenter la capacité des liaisons transfrontalières, qui comportent au demeurant les enjeux politiques les plus forts. Les exemples et analyses spécifiques concernent plus particulièrement cinq pays : Allemagne, Espagne, France, Italie et Royaume Uni.

Les sommes que l'UE s'apprête à investir dans ses réseaux électriques se chiffrent en centaines de milliards d'euros. Le débat sur cette démarche paraît donc légitime, et l'Ifri, fidèle à sa mission, espère le favoriser par le présent rapport, qui appelle à son tour d'autres contributions, compte tenu de la complexité du dossier et les multiples angles sous lesquels il est possible d'éclairer ses facettes.

État des lieux au terme du processus de libéralisation

Durant près d'un siècle, l'histoire des réseaux électriques s'est confondue avec celle des outils de production. À partir des années 1980, certains États ont amorcé une dissociation, que l'UE a imposée à l'ensemble de ses membres au cours d'un processus étalé sur une douzaine d'années. Les règles adoptées en commun ont fait des réseaux de transport l'outil central de la mise en concurrence des producteurs, d'abord à l'échelle nationale, puis au plan européen. Le cadre réglementaire communautaire reste relativement léger pour les réseaux de distribution.

Rappel historique

L'utilisation commerciale de l'électricité a débuté avec la construction de réseaux reliant les premiers générateurs aux premiers clients, à partir des années 1880. Ils véhiculaient un courant continu, distribué à une tension égale à celle de l'outil de production ; les distances étaient limitées par les pertes en ligne. La mise au point des transformateurs a donné l'avantage au courant alternatif et a permis d'éloigner la centrale électrique du consommateur final. À la sortie de l'alternateur, la tension est élevée pour l'acheminement sur le réseau de transport, les pertes étant d'autant plus faibles que la tension est plus haute ; elle est abaissée à l'entrée du réseau de distribution, qui répartit le courant entre les abonnés dans un périmètre restreint.

Le développement de l'industrie électrique, tout au long du XX^e siècle, a reposé sur un lien très étroit entre le parc de production et la gestion des réseaux, dans tous les pays du monde. En pratique, des droits exclusifs étaient accordés aux entreprises sous forme légale (monopole territorial) ou contractuelle (concession de longue durée), aboutissant soit à des entreprises totalement intégrées, telles qu'EDF en France jusqu'en 2000, soit à des cartels se partageant les activités et les zones géographiques sans se faire concurrence, comme en Allemagne jusqu'en 1998. La sécurité économique ainsi acquise par les entreprises a permis un développement remarquable de l'outil de production et des réseaux dans tous les pays bénéficiant d'une bonne base industrielle et d'un bon encadrement public.

Le client payait une prestation unique, incluant le courant et son acheminement jusqu'au point de livraison ; l'entreprise électrique s'efforçait d'optimiser un ensemble constitué par des centrales et des

lignes. Dans les périodes d'expansion économique, les éventuelles erreurs d'optimisation étaient rapidement surmontées. À partir de 1971, avec la fin de la convertibilité garantie du dollar et plusieurs chocs pétroliers successifs, le monde occidental est entré dans une **période d'instabilité, entraînant un ralentissement de la croissance et une augmentation du prix de l'énergie**. Les compagnies électriques ont alors été suspectées d'anticipations erronées, ayant conduit à des surcapacités et des organisations disproportionnées, leurs autorités de tutelle n'étant pas en mesure de les contrôler efficacement¹. Au même moment, de nombreux économistes, inspirés par « l'école de Chicago », ont préconisé un nouveau modèle électrique, confinant le monopole aux « biens essentiels » que sont les réseaux, et mettant en concurrence les autres activités, production d'une part et vente au client final d'autre part.

Plusieurs pays ont appliqué ces recommandations à partir de 1980, isolant au plan comptable, administratif, financier, voire juridique, les entités chargées de la gestion des réseaux. Ces dispositions ont été rendues obligatoires au sein de l'UE par une directive adoptée en 1996 ; deux directives postérieures, en 2003 puis 2009, ont renforcé l'autonomie des gestionnaires de réseau et imposé des principes communs pour la régulation de leurs activités².

Le cadre communautaire de la régulation a été édifié dans le but principal de favoriser la concurrence sur le marché de l'électricité, les acteurs mis en compétition étant les producteurs, les fournisseurs au client final et les négociants (intermédiaires entre le producteur et le vendeur)³. Lorsque les textes traçant ce cadre ont été arrêtés, à la fin du xx^e siècle et au début du XXI^e siècle, il n'existait guère de production locale à partir d'installations de petite puissance (éolienne ou photovoltaïque par exemple), qui sont dans leur grande majorité raccordées aux réseaux de distribution. L'enjeu concurrentiel étant faible, la régulation visant ces réseaux ne porte que sur un nombre restreint de domaines ; elle vise essentiellement à permettre au consommateur de changer de fournisseur sans entrave et à garantir un tarif non discriminatoire pour l'usage du réseau.

Assurant la desserte locale depuis l'origine de l'électricité, les réseaux de distribution impliquent souvent les autorités publiques territoriales, qui peuvent se situer, selon les pays et leur histoire, au niveau de la commune, du district, du département, de la province, etc. Soucieuse de ne pas ouvrir un front contre les élus locaux au moment des

1 On incriminait soit « l'asymétrie d'information », les pouvoirs publics ne disposant pas des ressources leur permettant une évaluation complète des décisions prises par les entreprises, soit la « capture du régulateur », les intérêts de ce dernier convergeant avec ceux des entreprises, ce qui pouvait affecter son indépendance d'appréciation.

2 Directives 96/92, 2003/54 et 2009/72 sur les règles communes concernant le marché intérieur de l'électricité.

3 Certains fournisseurs prennent en charge à la fois la production, la commercialisation et les transactions sur les Bourses de l'électricité : on parle alors d'opérateurs intégrés.

débats sur la libéralisation du secteur électrique, la Commission européenne a renoncé à harmoniser dans le détail les modalités de gestion applicables aux réseaux de distribution, se bornant à des principes généraux et tolérant des situations dérogatoires. Ainsi, la séparation complète des activités n'est pas obligatoire pour les réseaux desservant moins de 100 000 clients. De nombreux gestionnaires de réseau de distribution bénéficient de cette disposition en Europe, principalement en Allemagne où l'on en compte 787 et en Espagne, 340⁴.

Notons que la disparité des régimes locaux s'accompagne d'une hétérogénéité des contraintes pesant sur les gestionnaires. Les licences accordées par l'État (Royaume Uni) échappent largement à l'intervention communautaire. À l'opposé, les concessions délivrées par des autorités publiques (Espagne, France, Italie) tombent sous le coup des règles applicables aux marchés publics, marchés qui subissent régulièrement des pressions de la part de la Commission européenne pour les ouvrir davantage à la concurrence. Entre les deux, les régies municipales (telles que les *Stadtwerke* en Allemagne) parviennent le plus souvent à obtenir des clauses spécifiques les mettant à l'abri d'un interventionnisme communautaire trop marqué.

Les missions des gestionnaires de réseau

En général, les gestionnaires de réseau procèdent également aux opérations de comptage aux points d'entrée et de sortie du courant. Ces tâches sont lourdes dans la distribution, où le nombre des compteurs peut atteindre plusieurs dizaines de millions. Le **comptage** chez les petits clients incombe aux Gestionnaires des Réseaux de Distribution (GRD) en Allemagne, Espagne, France et Italie, mais il demeure à la charge du fournisseur au Royaume Uni. Le comptage chez les gros consommateurs et aux points de livraison sur les réseaux de distribution est effectué par le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) ; le nombre des compteurs à sa charge ne dépasse pas quelques milliers.

Les réseaux de transport assurent les liaisons à longue distance ; ils reçoivent la production émanant des grandes centrales et la convoient vers les points d'entrée des réseaux de distribution ou vers les sites de quelques très gros consommateurs alimentés en haute tension. Comme leurs homologues de la distribution, les GRT déterminent les investissements et les travaux d'entretien nécessaires au bon fonctionnement des ouvrages.

Ils effectuent aussi les tâches liées à l'exploitation du réseau, qui sont beaucoup plus développées à l'heure actuelle pour le transport que pour la distribution. Dans le cas du transport, outre la surveillance et l'intervention, le gestionnaire garantit aussi l'équilibre entre les injections de courant (par les producteurs) et les soutirages (par les

⁴ Commission Européenne, document SEC (2010) 251 du 11 mars 2010, page 36.

consommateurs). Le GRT accomplit cette mission par plusieurs séries d'actions :

- Il intervient si besoin auprès des producteurs pour qu'ils ajustent leurs livraisons, ou auprès des consommateurs pour qu'ils réduisent leurs enlèvements.
- Il configure le réseau en fonction des prévisions de débit à la pointe : le réseau étant maillé (on peut le représenter par un quadrillage), en manœuvrant des appareils en ligne, il est en effet possible de répartir les flux d'électricité de telle manière qu'aucun ouvrage ne risque la surchauffe.
- Il met en œuvre des services auxiliaires (ou services système) assurant en permanence un bon réglage de la fréquence et de la tension du courant électrique.

De telles possibilités d'action demeurent pour le moment réduites sur les réseaux de distribution, dont la plupart des lignes gardent une structure arborescente. Jusqu'à ces dernières années, l'exploitation consistait principalement à veiller à la continuité de l'alimentation et à intervenir lorsqu'une défaillance survient. Mais l'injection de quantités croissantes d'électricité produite par de petites installations raccordées sur les réseaux locaux (éolien, photovoltaïque, biogaz...) impose désormais aux GRD une fonction de pilotage de leurs ouvrages. En France, ERDF a créé des agences de conduite du réseau chargées de cette tâche.

Les GRT ont également reçu la mission de coordonner les flux physiques avec les échanges marchands. Ces derniers englobent toutes les transactions entre producteurs, négociants et fournisseurs, formalisées par des achats et ventes de « blocs » d'électricité pour une date et une plage horaire données, que cette transaction ait été menée trois ans à l'avance ou quelques heures avant la livraison. Malgré l'extension des possibilités d'échanges jusqu'au jour de consommation dans certains cas (marchés « intrajournaliers »), l'ajustement final relève de la seule responsabilité du GRT. Il dispose en permanence d'un portefeuille d'offres et sélectionne les meilleures (en fonction de leur prix et de leur localisation) pour injecter des MWh supplémentaires ou réduire l'appel de MWh excédentaires, afin d'atteindre à chaque instant un équilibre entre production et consommation. A l'aide d'un mécanisme appelé « règlement des écarts », le coût de ces ajouts ou retraits est en général répercuté par le GRT sur l'acteur défaillant, celui qui n'a pas honoré son engagement de production ou dont le client a dépassé la consommation annoncée, sauf en Grande Bretagne, où ce coût est partagé entre le consommateur et le producteur selon une clé forfaitaire.

Du fait de cette responsabilité, **les GRT participent activement à la mise au point des produits échangés par les acteurs du marché**

de l'électricité, que ces produits soient déployés dans les Bourses de l'électricité ou dans les transactions de gré à gré.

Enfin, **une mission particulière est attribuée aux GRT : la gestion des interconnexions**, ces tronçons de ligne reliant deux réseaux de transport au-dessus d'une frontière. Ces points de passage ont reçu une attention spécifique de longue date pour des motifs techniques, puisqu'ils connectent deux zones autonomes pour leur équilibrage. Avec l'essor du commerce transfrontalier, des situations de congestion apparaissent, qui appellent un suivi spécifique. Assumant la gestion des interconnexions, les GRT sont devenus les premiers acteurs véritablement européens du système électrique, et l'organe qui les réunit, ENTSO-E, joue un rôle important dans la mise en œuvre des politiques communautaires⁵.

Rémunération du gestionnaire de réseau

Les gestionnaires de réseau assument les dépenses relatives aux investissements, à l'entretien ainsi qu'à l'exploitation des ouvrages et, dans le cas des GRT, à la gestion du système électrique. Détenant un monopole sur les réseaux, les gestionnaires opèrent sous le contrôle strict d'une **autorité de régulation nationale**.

En ce qui concerne la distribution, les missions décrites ci-dessus font l'objet d'une procédure d'autorisation générale de la part du régulateur. Dans le cas du transport, **une démarche spécifique est appliquée aux investissements d'extension et renforcement des réseaux : ils ne peuvent être engagés qu'après leur approbation par le régulateur**. Le droit communautaire contraint en effet les opérateurs à soumettre à leur autorité de régulation un plan décennal de développement des ouvrages⁶ ; le régulateur approuve ou demande des modifications, en vérifiant la conformité avec le plan décennal élaboré à l'échelle de l'UE par l'organe commun des gestionnaires de réseau, ENTSO-E. En France, la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) détient également un pouvoir d'approbation sur le programme de réalisation pour l'année en cours.

⁵ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators – Electricity. Cet organe a reçu une reconnaissance officielle avec la troisième directive sur le marché intérieur de l'électricité (directive 2009/72) et son règlement d'application (714/2009), qui lui attribuent des missions spécifiques. Alors que les deux premières directives offraient le cadre propice à la création de marchés nationaux, la directive de 2009 affichait clairement l'objectif de voir naître un marché de l'électricité de taille européenne. Aux côtés d'ENTSO-E, cette troisième directive instaurait l'ACER, l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie.

⁶ Directive 2009/72 du 13 juillet 2009 sur le marché intérieur de l'électricité (dite troisième directive), article 22. Cette directive distingue le propriétaire des ouvrages et leur gestionnaire. La responsabilité des extensions et renforcements incombe au propriétaire. Afin de ne pas alourdir la rédaction, nous supposons ici que le GRT est à la fois propriétaire et gestionnaire.

L'acheminement du courant électrique engendre des pertes : une partie significative de l'énergie injectée dans le réseau se perd sous forme de chaleur et ne se retrouve plus au point de soutirage. Dans certains pays, les producteurs ou les fournisseurs sont tenus de compenser ces pertes en majorant les volumes injectés ; ils prennent en charge le coût correspondant. L'Espagne, l'Italie et la Grande Bretagne appliquent cette règle. En Allemagne et en France, les gestionnaires de réseau compensent les pertes en achetant l'électricité manquante sur les marchés. Il ne s'agit pas d'une dépense mineure : elle dépasse 2 milliards d'euros par an en France pour l'ensemble des pertes sur les réseaux de RTE et ERDF⁷.

Pour couvrir l'ensemble de leurs dépenses, les gestionnaires appliquent un tarif d'utilisation des réseaux fixé (ou, dans certains États, seulement approuvé) par l'autorité de régulation. Celle-ci détermine avec précision la « base d'actifs régulés » qui regroupe tous les biens nécessaires à la mission de l'opérateur, mais uniquement ceux-ci, et quel qu'en soit le propriétaire. Les règles européennes imposent le principe de tarification dit « timbre-poste », les coûts supportés par le consommateur étant indépendants de la distance parcourue par l'énergie électrique⁸. Le régulateur s'efforce d'établir un tarif reflétant l'intégralité des coûts ; ce tarif prévoit une évolution des actifs régulés, afin de permettre les investissements de modernisation et développement, mais il comporte aussi des dispositions incitatives à une amélioration de la productivité. L'équilibre entre le simple reflet des dépenses (principe « *cost plus* ») et la pression en faveur de leur réduction (« *yardstick competition* ») reste toujours délicat à trouver. Une pression excessive conduit à une dégradation de la qualité de service ou un endettement insupportable ; à l'inverse, la répercussion automatique des coûts décourage les efforts de bonne gestion.

Pour la distribution, **la plupart des États font coïncider le périmètre des coûts avec celui du réseau.** Le « timbre-poste » se paie donc à un prix différent selon la zone de résidence, au même titre que l'eau ou les transports publics, comportant un tarif spécifique à chaque collectivité. La France a choisi une voie originale, en retenant une péréquation intégrale : les coûts sont agrégés au niveau national puis ventilés en fonction des consommations, indépendamment du lieu de raccordement. Le modèle français demeure donc le seul à offrir un affichage simple des charges supportées par les utilisateurs du réseau de distribution ; du fait de la dispersion des tarifs dans les autres pays, la comparaison à l'échelle européenne se révèle extrêmement difficile, les coûts variant en fonction de la densité de population, du caractère urbain, rural ou montagnard de la zone desservie, des politiques locales, etc.

⁷ Rapport du groupe de travail présidé par M. Éric Dyèvre, commissaire à la CRE : *Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité*, mars 2010, pages 11 et 33.

⁸ Règlement CE 714-2009 sur les conditions d'accès au réseau, article 14.

La définition des zones de prix pour le transport a reçu une attention particulière de la part de la Commission européenne, car le réseau à grande distance constitue l'outil permettant de mettre en compétition les producteurs, objectif central de la libéralisation amorcée depuis 1992. Plus la zone couverte par le « timbre-poste » est étendue, plus la compétition sera vive. En conséquence, la construction tarifaire a été conçue pour que les acteurs du marché bénéficient d'une seule zone de prix par pays pour le transport de l'électricité, même lorsque plusieurs GRT y opèrent, ce qui est le cas de l'Allemagne, ou lorsque des contraintes géographiques justifient une différenciation régionale, ce qui est le cas de l'Italie. Le tarif est donc unique à l'intérieur de chaque pays, mais les composantes du tarif varient entre pays. La figure 1.1 résume ces composantes.

Figure 1.1

Particularités tarifaires du transport de l'électricité

		Répartition du coût		Signal		Charges		Tarif (€/MWh)
		Producteur	Consommateur	Temporel	Spatial	Pertes	Auxiliaires	
Allemagne		0	100 %	non	non	oui	oui	9,93
Espagne		10 %	90 %	oui	non	non	non	12,02
France		2 %	98 %	oui	non	oui	oui	5,56
Grande Bretagne	T	27 %	73 %	oui	oui	non	Inclus dans A	10,25
	A	50 %	50 %		non			
Italie		0	100 %	non	non	non	oui	10,64

A : Coût de l'ajustement

T : Coût du transport

Signal temporel : Il s'agit d'une modulation du tarif en fonction de la saison et du moment de la consommation (jour ou nuit, période creuse ou période de pointe).

Signal spatial : Un bonus ou un malus affecte le tarif appliqué à l'injection et/ou au soutirage du courant dans certaines régions.

Pertes : Elles représentent ici les pertes en ligne affectant tout acheminement d'électricité.

Auxiliaires : Cette rubrique comprend les dépenses assumées par le GRT pour garantir la continuité d'alimentation : rémunération des unités maintenues en réserve pour pallier à la défaillance subite d'un producteur, consommation des dispositifs stabilisant la fréquence et la tension, etc.

Tarif : Il correspond au transport sous une tension de 150 à 220 kV, s'appliquant sous certaines conditions définies dans le préliminaire méthodologique en page 5 de la publication (puissance comprise entre 10 et 40 MW, durée équivalente à 5 000 heures par an, etc.).

Source : ENTSO-E, ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014, page 6 et page 10.

Ce tableau montre que **le tarif appliqué au transport peut altérer la compétition entre des producteurs situés de part et d'autre d'une frontière**. En effet, la part payée par le producteur se règle dans le pays où l'énergie est injectée, celle payée par le consommateur, ainsi que les charges, dans le pays où elle est soutirée. Par exemple, un consommateur français achetant du courant allemand ne déboursa que les frais d'acheminement appliqués en France (5,56 €/MWh aux conditions du tableau ci-dessus); un producteur français voulant exporter en Allemagne paiera une charge d'injection et son acheteur allemand paiera les frais d'acheminement en vigueur outre-Rhin (9,93 €/MWh). La charge

d'injection sur le réseau RTE en haute tension comporte une composante fixe (jusqu'à 10 000 € par an) et une composante variable (0,19 €/MWh)⁹.

Une grande disparité de situations apparaît également pour les nouveaux producteurs d'électricité, qui assument des frais de raccordement au réseau très variables selon les pays. Dans certains cas, le producteur ne paie que la jonction entre son unité et le réseau existant (« *shallow cost* ») ; dans d'autres cas, il se voit facturer les dépenses de renforcement des ouvrages en aval du point de raccordement (« *deep cost* »). Les textes européens exigent que les frais facturés soient fondés sur des coûts effectifs, mais sans détailler l'éventail des dépenses à prendre en considération ; par ailleurs, la directive relative à la promotion des énergies renouvelables autorise les États qui le souhaitent à mutualiser la totalité des coûts sur l'ensemble des utilisateurs du réseau. Dans ce dernier cas, le producteur ne paie pas son branchement sur le réseau¹⁰.

Enfin, une singularité mérite d'être signalée : le transit simple n'est pas rémunéré. Par « transit simple », on désigne ici les flux de courant qui traversent un pays d'une frontière à l'autre en vertu d'un contrat négocié entre deux pays tiers. Concrètement, un contrat prévoyant la fourniture de courant de l'Espagne vers l'Italie, par exemple, amènerait un flux de transit en France sans paiement de droits d'acheminement. Le seul dédommagement auquel la France peut prétendre concerne les pertes en ligne sur son réseau, car RTE sera tenu de fournir à la frontière italienne le volume entré à la frontière espagnole, alors que tout transport engendre des pertes. Cette compensation est calculée par ENTSO-E selon une règle complexe. Si le transit venait à s'accroître fortement avec l'augmentation de capacité des interconnexions, certains pays se verraient contraints de renforcer les ouvrages favorisant la traversée de leur territoire, sans percevoir de revenu à hauteur de leur investissement. L'Agence de Coopération des Régulateurs de l'énergie Européens (ACER) a invité en mars 2013 la Commission européenne à modifier le règlement en vigueur afin d'introduire une compensation pour les coûts induits par les flux de transit (*loop flows*)¹¹.

Le commerce transfrontalier de l'électricité

⁹ Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 7 mai 2014 portant décision sur l'évolution au 1er août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB, page 5.

¹⁰ Directive 2009/28 du 23 avril 2009 sur l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 16.

La France a choisi une voie intermédiaire, affectant une partie seulement des renforcements à la charge des nouveaux arrivants. Par exemple, le raccordement d'une ferme photovoltaïque peut exiger la pose d'un transformateur supplémentaire ; sa capacité sera très supérieure à la puissance additionnelle de la ferme, aussi celle-ci ne paiera qu'une fraction du coût correspondant, et chaque nouvel arrivant ultérieur assumera une partie du coût résiduel.

¹¹ ACER : Recommandation du 25 mars 2013 préconisant de modifier le règlement européen CE 838/2010.

La première liaison électrique entre pays européens a été mise en service en 1921 et un organe de coordination a été instauré dès 1925 : l'UNIPEDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Électricité)¹². À la fin de la seconde guerre mondiale, les États-Unis, alors en avance dans la gestion de lignes à haute tension interconnectées, ont incité les pays bénéficiaires du plan Marshall à développer leurs échanges électriques. Les liaisons existantes entre les pays membres de la CECA (Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier), plus la Suisse, ont ainsi été utilisées pour marier les productions hydroélectriques et thermiques, afin de pallier à la pénurie de charbon marquant cette époque.

Les réseaux se sont progressivement étendus à travers l'Europe, franchissant le rideau de fer ; les interconnexions transfrontalières ont contribué à renforcer la sécurité d'approvisionnement, par assistance mutuelle en cas de difficulté dans un pays. Par la suite, la fonction d'optimisation économique a repris de l'importance avec le développement des « ventes à bien plaisir » jusqu'à la fin du XX^e siècle, grâce à des accords entre producteurs, alors en situation de monopole sur chaque territoire. Cependant, dans la plupart des pays, le parc de production visait l'autonomie électrique, de sorte que les capacités d'échange aux frontières demeuraient limitées.

Avec la fin des monopoles, la mise en concurrence des producteurs est devenue la pierre angulaire du marché intérieur de l'électricité. Après l'organisation du marché dans chaque État, est venu le temps de la mise en concurrence au plan européen. Cependant, les ouvrages transfrontaliers n'offraient pas un débit suffisant pour répondre à toutes les demandes. Afin de placer tous les opérateurs à égalité dans les situations de rareté, **les contrats à long terme par lesquels les anciens producteurs réservaient des capacités d'échange aux frontières ont été abrogés, ces capacités étant dorénavant allouées par un mécanisme d'enchères**. Le produit de ces enchères fait l'objet d'une utilisation très encadrée, restreinte au maintien et au développement des ouvrages d'interconnexion¹³. Les prix résultant du mécanisme mis en œuvre sont intégrés, à l'aide d'algorithmes dédiés, aux prix de l'énergie échangée de part et d'autre d'une frontière entre négociants (on parle d'enchères implicites) sur les Bourses de l'électricité ou dans les transactions de gré à gré.

Cette procédure a facilité le « couplage des marchés », un dispositif présentant les offres des producteurs étrangers selon les mêmes critères que les offres locales, autorisant les acteurs intervenant sur les marchés de gros à un traitement indifférencié. Ce dispositif garantit en particulier que les interconnexions sont toujours utilisées dans le sens allant du pays où l'électricité est la moins chère vers celui où elle est la plus chère. En 2015, il concernera 19 pays. Le graphique en figure 1.2

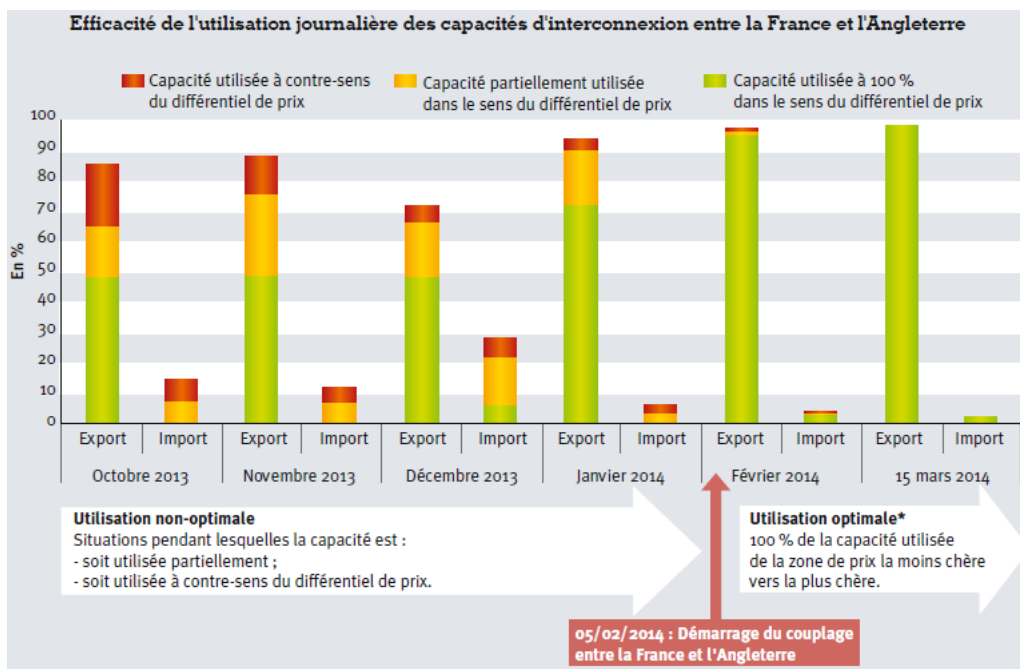
¹² UCTE – UCPT: *The 50 Year Success Story – Evolution of a European Interconnected Grid*, page 8.

¹³ Règlement CE 714-2009 sur les conditions d'accès au réseau, article 16.

montre l'effet du couplage des marchés sur l'utilisation de la liaison sous-marine entre la France et la Grande Bretagne.

Figure 1.2

Effet du couplage des marchés sur les flux entre la France et la Grande Bretagne :



Source : CRE, *Décryptage* n° 40, mars-avril 2014, page 7

Pour l'année 2012, la CRE a estimé que **le couplage de marché entre la France, le Benelux et l'Allemagne a permis d'économiser environ 50 millions d'euros en coûts d'approvisionnement** et que sans les importations d'électricité, les consommateurs français auraient subi des délestages et « blackouts » lors de la vague de froid de février 2012¹⁴.

De nouvelles méthodes de calcul devraient aboutir, également en 2015, à une augmentation des capacités d'échange aux frontières : il s'agit du couplage fondé sur les flux (*flow based market coupling*), par lequel les gestionnaires adoptent la configuration du réseau qui satisfait au moindre coût les demandes d'échanges transfrontaliers. Ces progrès résultent en grande partie de l'harmonisation des procédures appliquées par les GRT européens, menée au travers des « codes de réseau », dont la refonte a été délibérément orientée vers l'augmentation du commerce transfrontalier, sous l'égide de l'ACER (Agence de Coopération des Régulateurs de l'énergie Européens). Le couplage fondé sur les flux est mis à l'œuvre en Europe de l'Ouest depuis le 21 mai 2015.

¹⁴ CRE, *Échanges d'électricité aux frontières et gestion des interconnexions en 2012*, juin 2013, page 3.

La complexité de circulation des flux électriques a reçu une illustration inquiétante le 4 novembre 2006. En soirée, une manœuvre sur une ligne à haute tension située dans la région de Brême, insuffisamment signalée aux GRT des pays voisins, a provoqué des délestages d'une durée d'une heure dans plusieurs régions d'Europe, jusqu'au Portugal ! Afin que chaque exploitant prenne toujours en compte la situation existante dans les pays limitrophes, les Gestionnaires du Réseau de Transport se sont depuis lors dotés d'un organe de coordination européen, CORESO (Coordination of Electricity System Operators). Il n'exerce pas de mission opérationnelle, mais vérifie en permanence, par anticipation, la compatibilité des décisions au regard de la plus haute sécurité d'alimentation possible.

Les politiques de développement des réseaux et des interconnexions

Près de 12 ans après la libéralisation du secteur de l'électricité, l'interconnexion des réseaux de transport à grande distance est devenue l'outil central sur lequel repose la concurrence entre les opérateurs européens. Un développement des liaisons transfrontalières répond de ce fait à l'objectif d'accentuer la mise en compétition au-delà de son niveau actuel. Indépendamment de cette politique, l'UE a choisi d'augmenter la part des énergies renouvelables dans son bilan énergétique, et la situation des États en avance sur ce critère montre que l'expansion des interconnexions électriques devient indispensable à l'essor de ces énergies, en complément à l'augmentation de capacité des réseaux locaux. Enfin, les préoccupations relatives à la sécurité d'approvisionnement connaissent récemment une acuité nouvelle ; le renforcement des réseaux transeuropéens fait partie des outils propres à améliorer cette sécurité. Trois cibles seraient donc atteintes par un seul effort, consistant à accroître les capacités physiques d'échanges entre pays.

L'intégration politique et la sécurité d'approvisionnement

La politique extérieure de l'UE a longtemps consisté à reproduire le modèle de sa propre construction : libérer les échanges commerciaux entre les parties pour faciliter un rapprochement institutionnel. Dans cette optique, il semble naturel que les réseaux franchissent les frontières extérieures de l'UE, vers les Balkans, le Maghreb, la Turquie, l'Ukraine, la Russie... Dans la zone où elle règne, l'interdépendance économique est perçue comme le soubassement de la sécurité.

Les événements de ces dernières années ont remis ce dogme en question. Deux conflits commerciaux entre l'Ukraine et la Russie ont amené cette dernière à interrompre en partie ses livraisons de gaz, en 2006 puis 2009. Alors qu'elle affiche son ambition de devenir un « hub » énergétique majeur, la Turquie s'est dotée d'un gouvernement qui prend ses distances avec l'Europe. La guerre civile qui perdure en Syrie et en Libye fragilise les pays voisins. Enfin et surtout, une grave crise oppose à nouveau l'Ukraine et la Russie depuis fin 2013, menaçant de prendre des proportions incontrôlables. Dans toutes ces situations, la volonté politique des acteurs a fait passer leurs intérêts économiques au second plan.

Face à ce nouveau contexte, l'UE recentre sa politique de sécurité en accentuant les dispositifs d'assistance mutuelle entre ses membres, dans l'esprit du règlement sur le gaz adopté après la crise russo-ukrainienne de 2009¹⁵. **Pour l'électricité, la mise en commun des moyens destinés à garantir la sécurité d'approvisionnement** figure désormais parmi les priorités que se fixe la Commission européenne, et apparaît comme une motivation majeure de « l'union de l'énergie » proposée aux États le 25 février 2015¹⁶.

Le Conseil Européen des 26 et 27 juin 2014 a traité spécifiquement du volet « énergie » du dossier relatif à la sécurité au sein de l'espace européen. Dans ses conclusions, confirmées en Octobre suivant, les Chefs d'État et de gouvernement approuvent les orientations préconisées par la Commission quelques mois auparavant¹⁷. Elles visent principalement le pétrole et le gaz ; l'électricité est cependant concernée par quatre recommandations :

- **Maîtriser la demande**, en accentuant les efforts d'efficacité énergétique.
- **Développer les sources renouvelables**, en ce qu'elles réduisent la dépendance à des fournisseurs extérieurs à l'UE.
- **Améliorer le fonctionnement du marché intérieur**, car pour la Commission, un marché bien intégré, liquide et concurrentiel, peut apporter des solutions à court terme en cas de perturbation.
- **Viser un niveau d'interconnexion de 10 % de la capacité installée pour tous les États dès 2020 et 15 % en 2030** ; la Commission considère qu'un tel niveau est nécessaire à la fois pour le bon fonctionnement du marché et pour le secours mutuel en cas d'urgence.

On voit sur la figure 2.1 que l'objectif 2030 était déjà dépassé en 2012 pour 14 États de l'UE ; il reste en revanche éloigné pour la France et quatre pays limitrophes : Allemagne (DE), Espagne (ES), Italie (IT) et Royaume Uni (UK).¹⁸

Figure 2.1

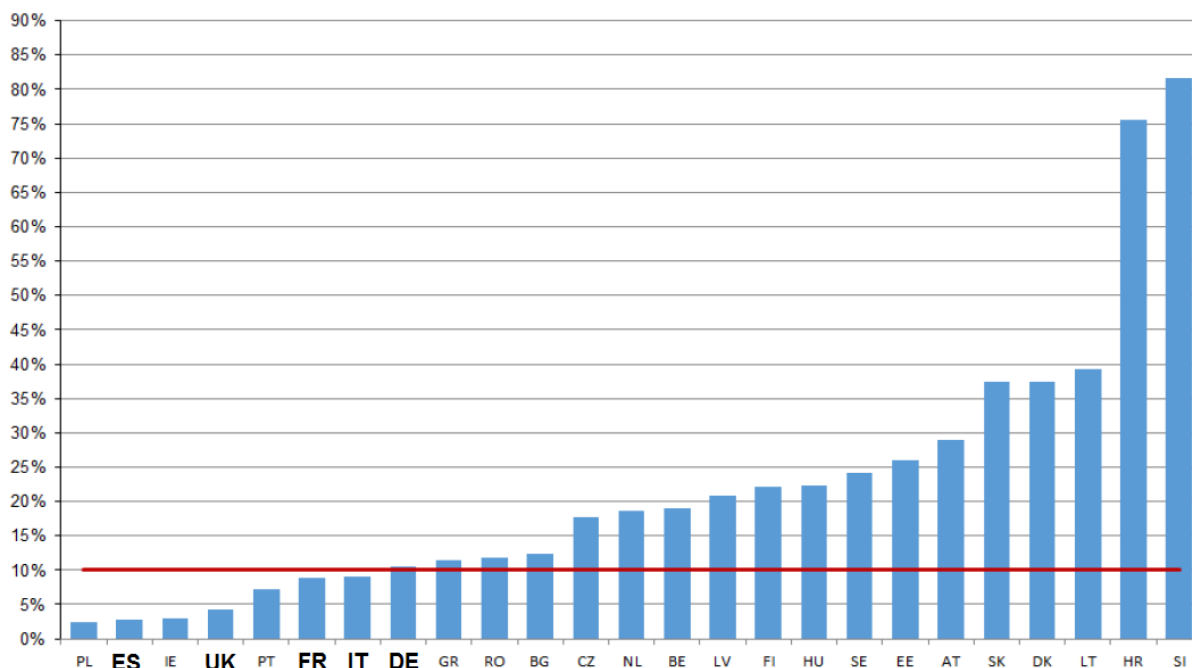
¹⁵ Règlement 994-2010 visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, du 20 octobre 2010.

¹⁶ Commission européenne, « *Cadre stratégique pour une union de l'énergie* », COM (2015) 80 final.

¹⁷ Commission européenne, *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique*, COM (2014) 330 final du 28 mai 2014.

¹⁸ Le ratio relatif aux trois pays baltes est trompeur, puisqu'il inclut les relations des pays entre eux. Les interconnexions avec la Scandinavie et la Pologne demeurent de faible capacité.

Ratio Capacité d'interconnexion sur Capacité installée :



Source : Commission européenne, *European energy security strategy - In-depth study of European Energy Security*, SWD (2014) 330 final/3, 2 July 2014, page 171.

Si l'objectif visé par les interconnexions se limitait à la sécurité d'approvisionnement, le ratio à prendre en compte serait « Capacité d'interconnexion sur Capacité appelée lors des pointes de consommation ». En plaçant au dénominateur la capacité installée, on comprend que **l'objectif devient l'exportation de courant, et tout particulièrement l'exportation de l'électricité issue de sources renouvelables**, puisque ces sources exigent une capacité installée considérable au regard des volumes produits. Elles souffrent en effet d'un faible facteur de charge, leur production étant concentrée sur un petit nombre d'heures dans l'année (en Europe, 12 % pour l'énergie photovoltaïque et 20 à 25 % pour l'éolienne terrestre, en moyenne¹⁹). Le tableau de la figure 2.2 éclaire ce point à partir de l'exemple espagnol.

¹⁹ Sources : Photovoltaïque : Calcul de l'auteur à partir des données de la publication Observ'ER, *Photovoltaic Barometer*, avril 2015, pages 9 et 10.
Éolien terrestre : Commission européenne, Joint Research Center, 2013 JRC *wind status report*, page 50.

Figure 2.2

Evol tion de la capacité installée en Espagne entre 2004 et 2014 :

	Consommation annuelle TWh	Puissance appelée à la pointe GW	Capacité installée GW	Dont capacité éolienne et solaire GW
2004	235	37,7	67,9	7,8
2014	243	38,7	102,3	29,5

- Année 2004 : *El sistema electrico espanol 2004*, page 21
 - Année 2014 : *The spanish electricity system 2014, preliminary report*, page 7
- Capacité installée & Capacité éolienne et solaire :
- Tableur *Potencia instalada – Marzo 2015*, feuille 3
- Capacité appelée à la pointe :
- Tableur *Maximo de potencia demanda horaria*, feuille 3, ligne *Demanda maxima horaria peninsula*

Sources : Red Electrica de Espana, données relatives à la péninsule seulement.
Consommation annuelle :

On voit que sur les dix dernières années, la consommation en Espagne n'a augmenté que de 3,4 %, la puissance appelée à la pointe subissant une hausse de 2,7 %. Dans le même temps, la capacité installée a crû de 51 %, sous l'effet essentiellement du parc éolien et solaire, dont la capacité a été multipliée par 3,8. Ainsi, la décision espagnole de stimuler le déploiement des sources renouvelables entraîne le relèvement de la capacité d'interconnexion avec la France ; l'objectif de 10 % aurait nécessité 6,8 GW en 2004, il faut désormais 10,2 GW pour l'atteindre et 15,3 GW si cet objectif passe à 15 % de la capacité installée. Pour mémoire, la capacité d'interconnexion entre les deux pays a été portée à 2,8 GW avec la nouvelle ligne (Baixas – Santa Llogaia) entrant en service en 2015²⁰, soit 7,2 % de la puissance appelée à la pointe en Espagne en 2014, mais 2,7 % seulement de la capacité installée.

Les besoins liés au marché intérieur de l'électricité

Nous avons vu dans le chapitre 1 que de nouvelles méthodes de gestion, aussi bien économiques (mise aux enchères des capacités transfrontalières) que techniques (code de réseau harmonisé et couplage des marchés) ont **permis de tirer le meilleur parti des interconnexions électriques existantes entre les pays de l'Europe de l'Ouest**. Les progrès peuvent se mesurer à l'aide de plusieurs critères ; la Commission

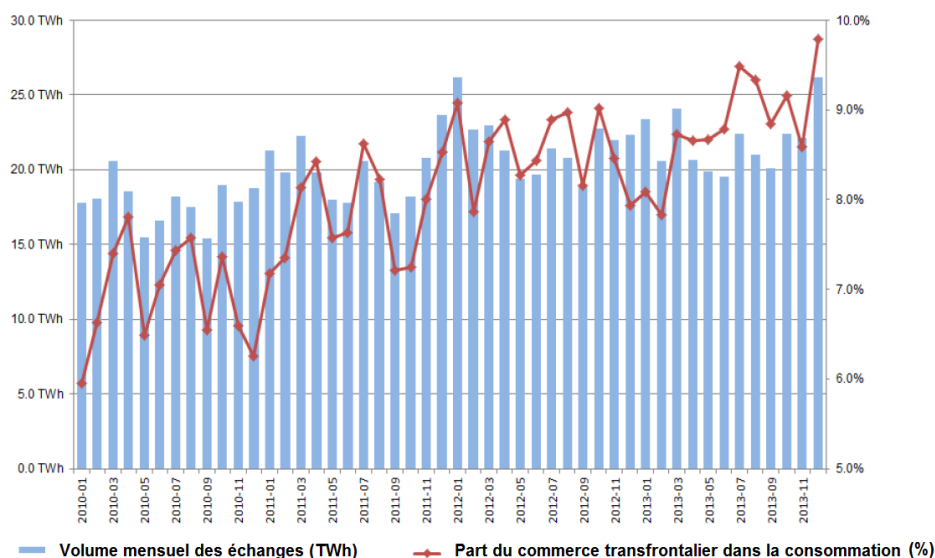
²⁰ RTE, Site Internet, consulté le 26 avril 2015, <www.rtefrance.com/fr/projet/franceespagnecreationdunenouvelleinterconnexionsouterrainede65km?profil=42>.

européenne retient notamment la croissance du commerce transfrontalier de l'électricité et la convergence des prix sur les marchés de gros.

Le graphique en figure 2.3 illustre la part croissante de l'électricité ayant traversé au moins une frontière avant consommation entre janvier 2011 et décembre 2013. Les volumes correspondants se situaient entre 15 et 20 TWh par mois en 2011 ; ils ont atteint la zone de 20 à 25 TWh par mois en 2013. Rapportée au volume total consommé, la part des échanges intracommunautaires a augmenté du niveau moyen de 7 % en 2011 à 9 % en 2013.

Figure 2.3

Les échanges transfrontaliers dans la consommation d'électricité (2011-2013) :

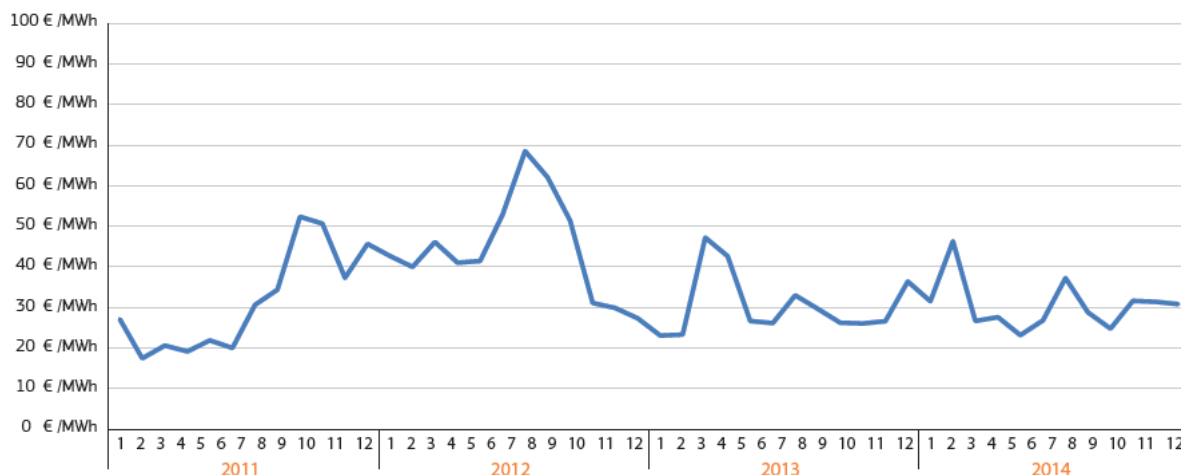


Source : Commission Européenne, *Trends and Developments in European Energy Markets 2014*, Annexe à la communication du 13 octobre 2014, SWD (2014) 310 final, page 33.

Le graphique en figure 2.4 représente l'écart du prix de l'électricité sur le marché de gros, entre la région la moins chère et la région la plus chère. Malgré **une volatilité encore haute, on remarque que cet écart tend à diminuer**, d'environ 40 €/MWh entre 2011 et 2012 à 30 €/MWh depuis 2013.

Figure 2.4

Ecart de prix sur le marché de gros entre la région la plus chère et la région la moins chère :



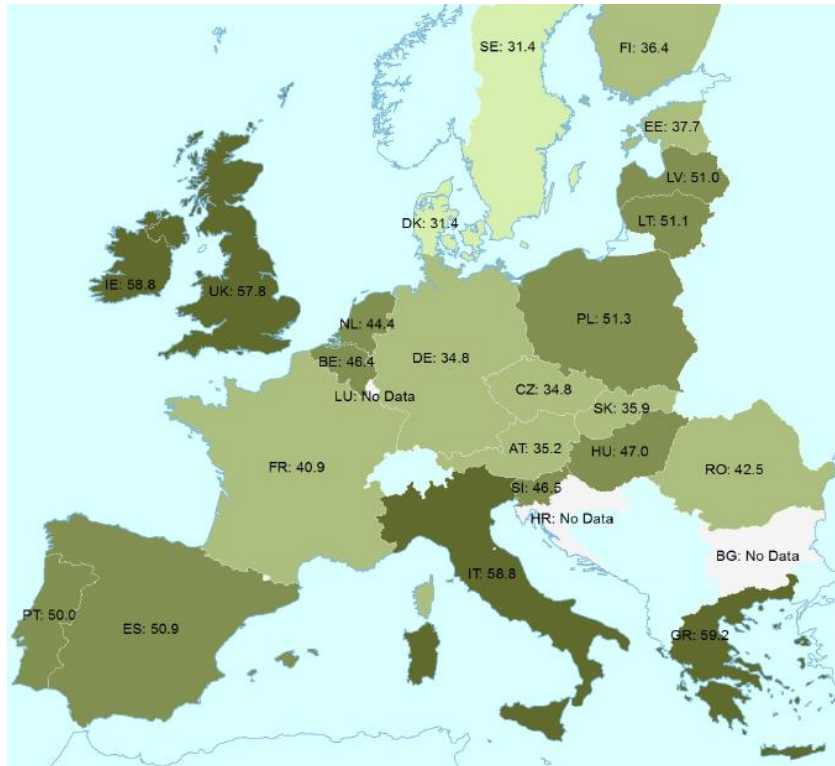
Source : Commission Européenne, Quarterly report on European electricity market, 4th quarter of 2014, page 12.

Au vu des résultats sur les deux critères ci-dessus, il apparaît que les dispositions prises dans le prolongement de la troisième directive sur le marché intérieur de l'électricité portent leurs fruits. Cependant, la Commission européenne constate que **depuis l'ouverture des marchés, les capacités physiques d'échange aux frontières ont peu augmenté**²¹. Elle estime qu'une augmentation de ces capacités devient indispensable pour accomplir de nouveaux progrès. Les besoins d'interconnexions supplémentaires entre deux pays peuvent s'apprécier en considérant les écarts de prix sur leurs marchés respectifs. La carte représentée sur la figure 2.5 fait apparaître ces écarts.

²¹ Dans le cas de la France, elles sont restées stables autour de 15 GW tout au long de la dernière décennie. Seule la nouvelle liaison avec l'Espagne apportera un accroissement notable, la puissance de cette ligne (1,4 GW) équivalant à un ajout voisin de 10 % aux capacités disponibles aux frontières de notre pays (et un doublement de la capacité électrique reliant l'Espagne et la France). Cependant, les caractéristiques d'une ligne traversant la frontière ne suffisent pas à déterminer le potentiel de transit. Ce dernier dépend en effet de la disponibilité des ouvrages dans chaque pays de part et d'autre de la jonction, et cette disponibilité varie en fonction des conditions locales (pointe ou creux de consommation, par exemple). Ainsi, la capacité commerciale disponible en moyenne pour les échanges aux frontières françaises se situe à 12 GW à l'export et 8 GW à l'import (CRE, *Échanges d'électricité aux frontières*, juin 2013, page 15).

Figure 2.5

Prix moyens observés sur les marchés de gros au quatrième trimestre 2014



Source : Commission Européenne, Quarterly Report on European Electricity Markets, fourth quarter of 2014, page 10.

Cependant, **les seules liaisons transfrontalières ne suffisent pas : dans certains cas, il faudra aussi étoffer le réseau intérieur de part et d'autre de la frontière.** À titre d'exemple, une note du GRT allemand Tennet indique que la capacité d'exportation vers les Pays-Bas se situe environ à 2,5 GW en l'absence vent ; lors des pointes de vent, elle chute à 1,5 GW en raison de la saturation du réseau en amont de la frontière²². Il ne servirait donc à rien de renforcer la capacité d'interconnexion entre les deux pays si l'on ne consolidait pas le réseau en territoire allemand. Un autre exemple est fourni par les cartes de l'association ENTSO-E²³, mentionnant une « frontière fictive » le long d'un axe Bordeaux-Marseille, qui constituerait un nouveau goulet d'étranglement restreignant les possibilités d'échanges entre l'Espagne et la France si la capacité transpyrénéenne augmentait. À l'heure actuelle, ENTSO-E estime que cette barrière fictive entrave déjà le bon fonctionnement du marché intérieur français.

²² Tennet, *Bestimmungen der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der TenneT*, 30 juillet 2012, page 7.

²³ ENTSO-E, *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2014, page 59.

Les besoins engendrés par les énergies renouvelables et les nouveaux usages

Adopté en décembre 2007, le Traité de Lisbonne (« Traité sur le Fonctionnement de l'Union Européenne ») retient le développement des énergies renouvelables parmi les objectifs de la politique énergétique de l'Union (article 194). Un cadre commun a été validé en 2009 pour respecter cette orientation ; il fixe une cible consistant à atteindre en moyenne 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation en 2020. Chaque État a établi un plan national pour y parvenir. L'analyse des 27 plans effectuée en 2011²⁴ révèle une préférence générale pour l'électricité de sources renouvelables, qui devrait représenter 34,5 % de la consommation totale d'électricité en 2020. Les ressources en hydroélectricité, biomasse et biogaz étant limitées, la plupart des États misent sur les productions éolienne et photovoltaïque pour satisfaire à leurs obligations. Le Conseil Européen des 23 et 24 octobre 2014 a entériné la recommandation de la Commission européenne, qui préconisait de viser une cible de 27 % d'énergies renouvelables en 2030²⁵. Selon l'analyse de la Commission, ce niveau équivaut à 45 % d'électricité de sources renouvelables²⁶, et selon toute vraisemblance, l'éolien et le photovoltaïque domineront les nouveaux apports.

Besoins relatifs aux réseaux de transport

Bien avant 2009, **plusieurs États avaient engagé d'ambitieux programmes de développement de ces productions, notamment l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne.** Leur expérience souligne que l'essor des énergies éolienne et photovoltaïque appelle à la fois une extension du réseau de transport intérieur et une augmentation de la capacité des échanges transfrontaliers. Pays précurseur pour l'énergie éolienne, le Danemark a pu développer la production d'électricité à partir de cette source en raison de son très haut niveau d'interconnexion : les lignes le reliant aux pays limitrophes autorisent des imports ou exports équivalents à 37 % de sa capacité totale de production. Les jours de vent favorable mais faible consommation intérieure, le pays peut évacuer les excédents vers les pays voisins ; il peut importer sans restriction les jours sans vent avec mais une forte demande locale. Le cas de l'Allemagne illustre la situation inverse. D'une part, le pays manque de lignes intérieures capables d'acheminer la production éolienne depuis le Nord du pays, où sont installées les plus fortes capacités, vers le Sud, où se trouvent les grands pôles de consommation ; d'autre part le niveau d'interconnexion de l'Allemagne avec ses voisins demeure modeste

²⁴ La Croatie n'avait pas encore rejoint l'Union Européenne.

²⁵ Conseil Européen, *Conclusions adoptées lors de la réunion des 23 et 24 octobre 2014*, EUCO 169/14, page 6.

²⁶ Commission européenne, *Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030*, COM (2014) 015 du 22 janvier 2014, page 7.

(autour de 10 % de sa capacité totale de production)²⁷. L'insuffisance du réseau de transport, interne et externe, aboutit à des arrêts contraints de production éolienne ou à des prix de marché négatifs.

À l'échelle européenne, ENTSO-E affirme clairement que **l'intégration des sources renouvelables constitue le déterminant majeur des 150 milliards d'euros qu'elle préconise d'investir sur les réseaux de transport d'ici 2030**. La cible retenue par le Conseil Européen, soit 45 % d'électricité de sources renouvelables en 2030, représente le scénario le plus bas envisagé par ENTSO-E (« Vision 1 »), tandis que son scénario le plus élevé situe la part de ces sources à 60 % (« Vision 4 »). On notera que la configuration du réseau proposée par ENTSO-E dans le plan de développement décennal 2014 n'arbitre pas entre ces deux perspectives ; elle est conçue pour la seconde, donc 60 % d'électricité d'origine renouvelable en 2030, mais les rédacteurs précisent que la rentabilité des investissements nécessaires serait abaissée si ce taux n'atteignait « que » 45 %.

Le plan 2030 constitue ainsi une étape vers un réseau 2050 permettant d'accueillir une part encore plus élevée de sources renouvelables, grâce à des « autoroutes de l'électricité », dont les caractéristiques seront révélées fin 2015, à l'issue des travaux du groupe *e-Highway 2050*²⁸. On remarque par ailleurs que le plan agrège les prévisions émanant des États, sans procéder à une sélection en vertu de critères définis par la Commission européenne. Chaque État peut donc influencer le plan commun par ses choix nationaux.

Fondamentalement, **l'intérêt économique des interconnexions résidait auparavant dans l'observation que les pointes de consommation ne survenaient pas au même moment dans des pays limitrophes**. La pointe du pays A pouvait donc être satisfaite par des centrales disponibles dans le pays B à un coût inférieur aux moyens de pointe du pays A. Peut-on transposer ce raisonnement aux énergies renouvelables ? Ses défenseurs affirment que le vent ne souffle pas au même moment en A et en B ; lorsqu'il souffle en A, il devient légitime d'exporter les excédents du pays A vers le pays B. Les séries de données constituées pour l'Europe demeurent encore trop courtes pour confirmer ou infirmer cette hypothèse ; intuitivement elle semble plausible pour le vent mais contestable pour l'ensoleillement, tous les pays situés sur un même méridien pouvant atteindre leur pic de production photovoltaïque à la même heure. Or les pays ne peuvent pas être tous exportateurs en même temps... Dans les périodes de complémentarité, ce type d'exportation se justifierait par une obligation juridique, l'injection d'électricité d'origine renouvelable étant prioritaire, et non plus nécessairement par des raisons économiques, car le pays B pourrait détenir des moyens de production conventionnels d'un coût inférieur à celui de l'éolien. Dans cette situation, l'écart de coût resterait comblé par

²⁷ Idem source de la figure 2.1.

²⁸ ENTSO-E, *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2014, pages 9, 10 et 95.

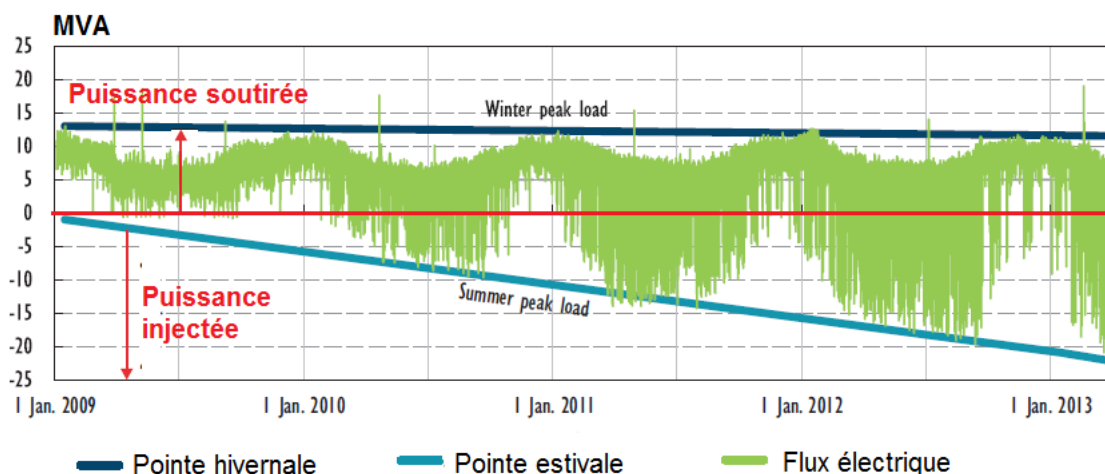
un mécanisme de soutien financier à l'éolien, supporté par le consommateur du pays A. Ainsi, pour satisfaire un objectif contraignant (27 % d'énergie renouvelable en 2030), la collectivité subirait la charge correspondant à cet écart de coût et celle de la construction de lignes évitant de mettre à l'arrêt des capacités intermittentes.

Besoins relatifs aux réseaux de distribution

La plupart des sites de production éolienne ou photovoltaïque sont raccordés sur le réseau de distribution. Ses ouvrages ont été calibrés en fonction des consommations ; or les nouvelles sources injectent des puissances très supérieures à celles que les consommateurs appellent, comme le montre la figure 2.6. En outre, les GRD appliquent un coefficient de foisonnement aux consommations, car il est avéré que les clients n'appellent jamais la puissance maximale tous en même temps. Il n'existe pas de foisonnement avec la production décentralisée : sur une même ligne électrique, toutes les installations photovoltaïques ou éoliennes atteignent au même moment la puissance maximale.

Figure 2.6

Évolution des flux sur un ouvrage de distribution



Jusqu'en 2010, le calibrage de cet ouvrage correspondait à la puissance maximale soustraite (pointe hivernale). Le raccordement d'installations photovoltaïques amène désormais à le calibrer en fonction de la puissance maximale injectée (pointe estivale). L'unité MVA reflète la puissance en MW.

Source : International Energy Agency, *The power of transformation*, 2014, page 42.

L'effort à accomplir pour accroître la capacité d'injection sur les réseaux varie selon les pays. Ceux qui connaissent la plus forte densité de population possèdent en général aussi une forte densité en lignes électriques existantes, offrant de ce fait une capacité d'accueil élevée. Les réseaux de distribution allemand (5 km de ligne par km²) ou italien (3,6 km/km²) appellent ainsi moins de renforcements que leurs homologues français (2,5 km/km²) ou espagnol (1,3 km/km²)²⁹.

²⁹ Eurelectric, *Power Distribution in Europe – Facts and figures*, 2013, page 17.

En revanche, quelle que soit leur densité, lorsqu'ils reçoivent une production supplémentaire, tous les réseaux de distribution nécessitent des équipements complémentaires, afin de garantir la qualité du courant distribué (stabilité de la fréquence et de la tension) ainsi que la protection des appareils et la sécurité des personnels amenés à intervenir sur les ouvrages. Les dispositifs existants, conçus pour une circulation du courant unidirectionnelle (du poste d'alimentation en haute tension jusqu'au consommateur final), ne remplissent plus leur fonction en cas d'injection en aval. **Les équipements complémentaires exigent une conception particulière pour l'adjonction d'une production photovoltaïque ou éolienne, pour tenir compte de l'intermittence de ces deux sources.**

Les réseaux de distribution sont touchés également par les transferts d'usage au bénéfice de l'électricité, provoqués par les politiques relatives au transport (encourageant en général les véhicules électriques) et au chauffage (favorisant souvent la pompe à chaleur). La directive européenne 2014-94 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs comporte des indications très détaillées sur les points de recharge destinés aux véhicules électriques. Aucun objectif chiffré n'est fixé aux États, mais ceux-ci sont tenus d'équiper les agglomérations, et le cas échéant les routes, en un nombre de points de recharge proportionnel au nombre des véhicules électriques mis en circulation, au plus tard d'ici 2020 (article 4 de la directive). La Commission établira des recommandations sur cette proportionnalité. En d'autres termes, si les constructeurs parviennent à vendre ces véhicules, les États seront tenus de suivre, en mettant en place une infrastructure de recharge adaptée.

Ces bornes de recharge posent un problème épineux aux GRD. La consommation totale pour la charge des véhicules demeure modérée : ERDF estime que 2 millions de véhicules électriques ne totaliseraient que 2 % de consommation supplémentaire par an en France, soit une augmentation modeste. En revanche, l'appel de puissance au moment de la recharge peut déstabiliser le réseau. Ainsi, 2 millions de véhicules en recharge simultanée appelleraient 10 % de la puissance installée en France si elle s'effectuait en mode lent et 88 GW, soit deux tiers de la puissance totale du parc de production français, si elle survenait en mode accéléré³⁰ ! La transmission d'un signal à l'utilisateur de ces bornes, exerçant un effet incitatif (en cas de production disponible) ou dissuasif (en période de pointe de consommation) apparaît donc indispensable.

Ce type de signal émanera des appareils communicants, dont les GRD dotent progressivement leurs ouvrages. Aux points ultimes des réseaux, des « compteurs intelligents » pourront procurer aux clients toutes les informations leur permettant de suivre instantanément leur consommation et éventuellement d'en déplacer une partie pour bénéficier des meilleures offres tarifaires de leur fournisseur. En ligne, les « réseaux

³⁰ ERDF, La mobilité électrique : un nouveau défi, 2012, page 9. Le mode lent permet une recharge complète en 8 heures environ, la recharge accélérée en 30 minutes.

intelligents » faciliteront un pilotage des ouvrages en fonction des injections, soutirages et incidents éventuels, mission nouvelle pour la plupart des GRD.

Les enseignements tirés des expériences précoces ont servi à évaluer les besoins à l'échelle européenne, à l'horizon 2020 et au-delà, aussi bien pour le renforcement des réseaux de distribution que pour les équipements complémentaires. Le chiffre couramment retenu situe **les investissements nécessaires à 400 milliards d'euros entre 2012 et 2020**³¹. Ce montant inclut la pose de 200 millions de compteurs communicants d'ici 2020, soit une desserte de 80 % des consommateurs établis dans les 14 États ayant choisi un déploiement général. L'Espagne, la France, l'Italie et le Royaume Uni en font partie. L'Allemagne limite la pose de ces compteurs auprès des gros clients, soit 15 % seulement de l'ensemble des consommateurs.

Cadre réglementaire et aides communautaires

L'article 170 du Traité sur le Fonctionnement de l'UE stipule que « L'Union contribue à l'établissement et au développement de réseaux transeuropéens [...] dans les infrastructures de l'énergie ». La décision d'attribuer, en vertu de cet article, une aide sur les fonds communautaires a suivi diverses modalités depuis 2006. Les projets sélectionnés ont d'abord reçu un apport au titre du programme « Trans European Network Electricity » (TEN-E), puis « European Energy Program for Recovery » (EEPR)³².

En 2013, un nouveau règlement a été adopté³³. Pour l'électricité, on peut en faire la synthèse suivante :

- Le règlement définit quatre « **corridors** » **prioritaires** ; contrairement à leur appellation, ils ne désignent pas des couloirs pour le passage des lignes, mais des zones géographiques au sein desquelles on veut intégrer la production d'électricité de sources renouvelables et faciliter les échanges transfrontaliers. À titre d'exemple, le « corridor 1 » rassemble tous les pays bordant la Mer du Nord et vise à évacuer le courant issu des fermes éoliennes offshore. Le règlement prévoit également une aide à des expériences mettant en œuvre les réseaux intelligents (*smart grids*).

³¹ Eurelectric, *Power Distribution in Europe – Facts and figures*, 2013, page 6.

³² La liaison transpyrénéenne France-Espagne mise en service en 2015 a reçu une aide de 225 millions d'euros au titre du programme EEPR.

³³ Règlement 347/2013, *Orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes*, du 17 avril 2013.

- Les projets inscrits dans ces corridors et remplissant certaines conditions bénéficient du label « **Projet d'Intérêt Commun** ». Ils peuvent concourir à l'octroi d'une aide financière, provenant du fonds spécial « Connecting Europe Facility » (CEF-Energy), doté de 5,8 milliards d'euros pour la période 2014-2020 (soit 3 % des besoins en investissements)³⁴. Les appels d'offres ont lieu tous les ans. Fin 2014, le nombre des projets éligibles s'élevait à 132 ; ils pouvaient prétendre à un apport total de 647 millions d'euros. Ils figurent sur la carte reproduite ci-dessous (figure 2.7). Fin avril 2015, seuls 17 d'entre eux ont franchi l'étape ultime, aboutissant à l'attribution de l'aide.

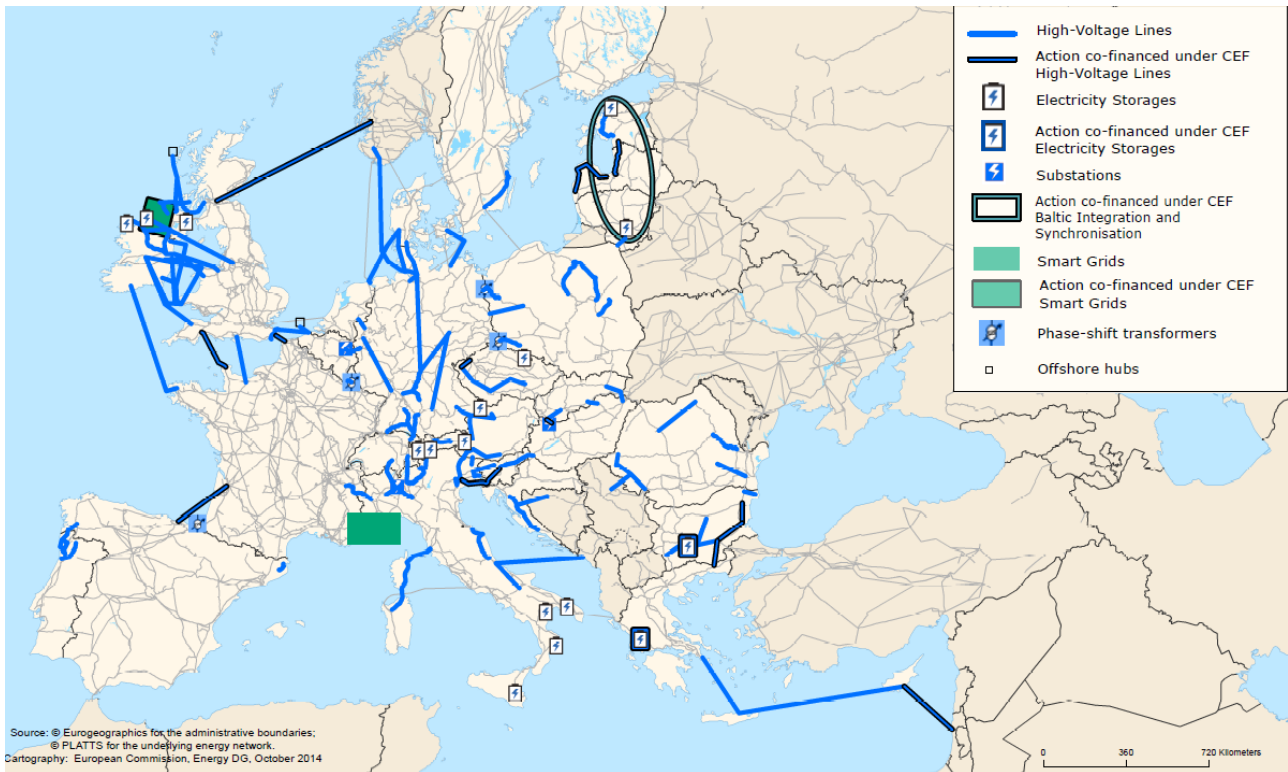
- Parmi les critères à remplir, figurent le respect d'un **calendrier de réalisation**, l'application d'une procédure particulière d'autorisation, dont l'instruction ne dépasse pas 42 mois, ainsi que l'établissement d'une analyse coûts/avantages selon une méthodologie publiée par ENTSO-E. Lorsque cette étude révèle une rentabilité insuffisante, les États peuvent être autorisés à verser une aide complémentaire, en dérogation au principe de financement par les utilisateurs du réseau.

On remarque que l'Espagne ne figure que dans un seul des quatre corridors arrêtés par le règlement de 2013 ; la France, l'Italie et le Royaume Uni apparaissent dans deux corridors ; l'Allemagne fait partie des quatre corridors. Cette particularité explique sans doute que l'Allemagne ait pu faire inscrire les liaisons intérieures entre le Nord et le Sud du pays parmi les Projets d'Intérêt Commun, alors que la plupart des autres projets retenus consistent en ouvrages transfrontaliers.

³⁴ Commission européenne, *Implementation of TEN-E, EEP and PCI Projects*, SWD (2014) 314 final, 13 octobre 2014, pages 19 et 20.

Figure 2.7

Carte des ouvrages retenus au titre des « Projet d'Intérêt Commun » à fin 2014



Les 17 ouvrages sélectionnés pour l'octroi d'une aide financière sont bordés d'un liseré noir (la légende les décrit sous l'appellation « *Action co-financed under CEF High-Voltage Line* »). La France en bénéficie pour trois projets de câbles sous-marins auxquels elle est associée : une liaison à travers le Golfe de Gascogne avec l'Espagne et deux sous la Manche avec la Grande Bretagne.

Sources : Commission européenne, List of actions selected for receiving financial assistance under CEF-Energy as of 21 November 2014. [CEF: Connecting Europe Facility].
Site Internet de la Commission européenne, DG Énergie, consulté le 26 avril 2015 :
<<https://ec.europa.eu/energy/node/22>>.

Incertitudes

L'UE s'engage dans un vaste programme d'extension et renforcement de ses réseaux électriques, appelant des investissements de plusieurs centaines de milliards d'euros d'ici 2030. Environ deux tiers de ces sommes seront dévolues aux réseaux de distribution et un tiers aux ouvrages de transport, avec un accent particulier sur les liaisons transfrontalières. L'objectif premier de cet effort concerne l'absorption de volumes croissants d'électricité issue de sources renouvelables, mais la réalisation de nouvelles lignes de transport vise aussi à améliorer la sécurité d'approvisionnement et à faciliter l'accès permanent à la production la moins chère. Les investissements prévus devraient ainsi procurer un gain économique. Sans remettre en cause la qualité des études qui évaluent ce gain, le présent chapitre revient sur les hypothèses qui fondent leurs résultats, et souligne les incertitudes qui demeurent.

Incertitudes liées à l'efficacité énergétique et aux évolutions techniques

Tandis que les réseaux se développent, les États sont tenus d'accentuer les efforts d'efficacité énergétique, dans le cadre défini par la directive européenne d'octobre 2012³⁵. Les plans d'action nationaux établis par les États conformément à cette directive ne distinguent pas la part de l'électricité au sein de l'ensemble des consommations énergétiques, de sorte que les GRT retiennent leurs propres hypothèses. Celles-ci illustrent l'incertitude qui règne sur la consommation d'électricité : de 3 610 TWh (Vision 1) à 4 327 TWh (Vision 4) pour ENTSO-E en 2030 (soit un écart d'environ 20 %)³⁶. Ce résultat agrège des pays susceptibles de connaître des évolutions contrastées ; dans certains cas l'écart serait supérieur. Ainsi, en adoptant les mêmes hypothèses qu'ENTSO-E, l'écart atteindrait 30 % en Italie, entre les consommations prévisibles en 2030, faibles ou hautes³⁷. En France, l'écart se situe à 22 % selon RTE (différence entre les scénarios A et B en 2030)³⁸.

³⁵ Directive 2012/27 relative à l'efficacité énergétique, du 25 octobre 2012.

³⁶ ENTSO-E, *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2014, page 9.

³⁷ TERNA, *Piano di sviluppo* 2014, page 29.

³⁸ RTE, *Schéma décennal de développement du réseau* – Edition 2014, version finale de janvier 2015, page 44.

La consommation ne constitue pas le critère déterminant pour la construction des ouvrages : leur dimensionnement dépend soit de la puissance appelée à la pointe, soit de la puissance à recevoir, venant des unités de production. Avec un parc accueillant une part croissante de sources renouvelables, aptes à fournir 45 % de la production européenne en 2030, ce second critère devient prépondérant. Les ouvrages composant les réseaux ne sont pas modulables : lorsqu'on pose une ligne ou un transformateur, on augmente aussitôt la capacité d'un facteur de 50 à 100 %, même si le besoin auquel répond le nouvel ouvrage demeure très inférieur. L'incertitude sur la consommation génère donc un risque financier non négligeable, car le montant de l'investissement dépend essentiellement du parc installé, mais sa rentabilité dépend largement de la consommation. La figure 3.1 montre que la longueur du réseau à haute tension évolue sensiblement comme le parc installé, et non pas comme la consommation. De son côté, le parc installé suit l'ajout de capacités en sources renouvelables.

Figure 3.1

Évolution des réseaux à haute tension dans l'espace ENTSO-E

	Consommation TWh	Croissance	Capacités installées GW	Croissance	Capacités renouvelables installées GW	Croissance	Lignes à haute tension x1000 km	Croissance
2009	3231	2,4 %	881	14,1%	101	107,8%	270	12,1%
2013	3308		1005		210		302	

Les années 2009 et 2013 ont été retenues car elles constituent les deux extrêmes d'une série de données homogènes. Le périmètre de ENTSO-E débordé de l'UE (il inclut l'Islande, la Norvège, la Serbie, la Suisse, etc.). L'allongement des lignes ne représente qu'une partie de l'évolution ; il conviendrait de prendre en compte les recalibrages à des niveaux de puissance supérieurs et l'installation de dispositifs « intelligents ».

Source : ENTSO-E, *Statistical factsheet*, 2 009 & 2013.

Les projections de consommation aboutissant aux chiffres cités dans le premier alinéa reposent en général sur des hypothèses macroéconomiques élaborées au niveau national par les États : démographie, taux de croissance du PIB, intensité énergétique. **Elles prennent mal en compte l'effet des évolutions technologiques.** Or les travaux considérables en recherche et développement déployés dans la plupart des grands pays du monde pourraient déboucher sur des progrès significatifs dans certaines applications pesant sur l'usage des réseaux. L'exemple le plus simple concerne le stockage décentralisé de l'électricité. Une amélioration des performances techniques des batteries, accompagnée d'une baisse de leur coût, stimulerait certainement l'autoconsommation. Il en résulterait une disponibilité différente de la production éolienne et surtout photovoltaïque.

De ce fait les réseaux accueillant ces ouvrages, calibrés aujourd'hui en fonction de leur capacité maximale d'injection, deviendraient surdimensionnés. En outre, la consommation moyenne tirée de ces réseaux pourrait diminuer, malgré l'arrivée de nouvelles

demandes comme celles destinées aux véhicules électriques, ce qui allongerait encore le temps de retour des investissements consentis pour les renforcer. Conjuguée à l'arrivée de dispositifs intelligents permettant au consommateur de piloter finement sa consommation, l'équation économique des gestionnaires de réseau s'en trouverait sensiblement modifiée.

Incertitudes d'ordre économique

Incertitudes sur les coûts et les tarifs

La construction d'ouvrages majeurs, **tels que les lignes à haute tension, se heurte à une vive opposition locale**. Les associations de riverains disposent d'un arsenal juridique considérable pour entraver les chantiers, que leur ont ouvert l'UE et les États membres en signant la convention d'Aarhus³⁹ et en imposant des contraintes environnementales rigoureuses aux travaux de grande envergure. Deux exemples récents illustrent la force des associations locales :

- La liaison transpyrénéenne entre l'Espagne et la France n'a vu le jour qu'après plus d'une décennie de tractations et la décision de réaliser une partie de l'ouvrage en voie souterraine.
- En Allemagne, malgré un cadre législatif destiné à accélérer la construction des lignes, qui restreint le pouvoir d'obstruction des Länder, la construction des ouvrages à haute tension prévus dans la loi a pris un retard considérable. En 2013, seuls 52 km de réseau de transport ont été mis en service, ce qui portait à 268 km les réalisations achevées, pour 1 855 km planifiés⁴⁰.

Dans les deux cas, il en est résulté une augmentation sensible du coût de la réalisation. RTE estime ainsi que le choix d'un ouvrage souterrain plutôt qu'aérien pour la ligne France-Espagne a multiplié son coût par sept⁴¹.

Il est probable que certaines lignes ne se heurteront qu'à une opposition légère, rapidement surmontée. Mais on ne peut exclure que d'autres projets se trouveront face à une alternative extrême : accepter un surcoût important avec la technologie souterraine ou renoncer. Dans les

³⁹ La convention d'Aarhus exige une information détaillée du public et sa participation aux décisions ; elle garantit aux opposants un droit de recours en justice.

⁴⁰ Office Franco-Allemand pour les Énergies Renouvelables, *Développement du réseau de transport en Allemagne – cadre réglementaire et état des lieux*, février 2014, page 10.

⁴¹ Audition de M. Dominique Maillard, président de RTE, par la Commission spéciale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte de l'Assemblée nationale, le 18 septembre 2014.

deux cas, le consommateur en souffrira. En l'absence de l'ouvrage, il ne pourra pas toujours accéder à la source de production la moins chère sur le marché. Avec un ouvrage onéreux, le surcoût sur la composante « transport » de sa facture amoindrira l'avantage que lui donne l'accès à une source de production moins chère.

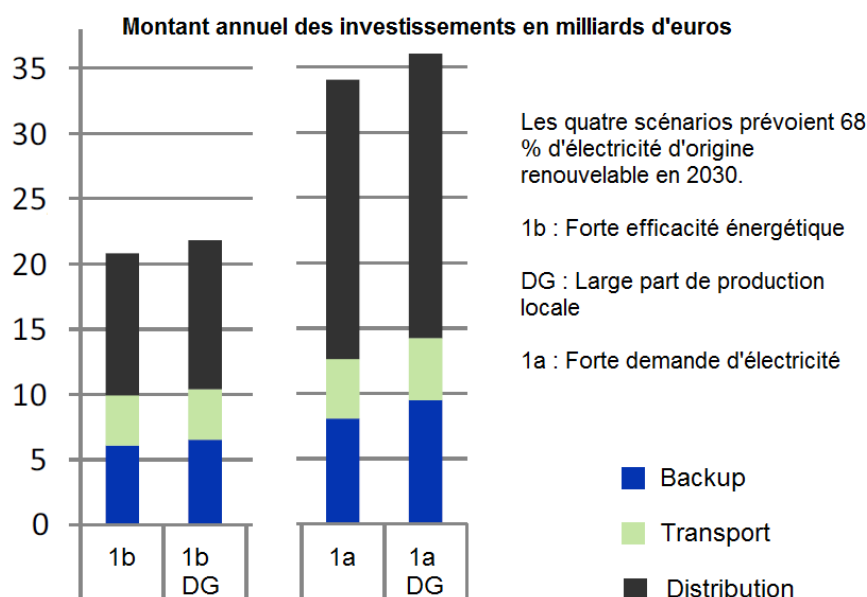
Le renforcement du réseau de distribution ne rencontre guère d'hostilité. Toutefois, le coût des opérations à entreprendre variera selon le choix des filières permettant d'atteindre l'objectif de 45 % d'électricité d'origine renouvelable en 2030. Parmi les évaluations disponibles, une étude très détaillée⁴² (citée ci-après sous le sigle DIN) apporte des conclusions intéressantes. Ses simulations reposent sur trois scénarios, comportant respectivement 68 %, 59 % et 51 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique de 2030. Les auteurs estiment en premier lieu que les investissements à réaliser sur les réseaux de distribution varient peu d'un scénario à l'autre, totalisant en 2025 environ 215 milliards d'euros pour le scénario à 68 % de sources renouvelables et 205 milliards d'euros pour celui à 51 %.

L'étude montre en revanche que **le montant des investissements à effectuer augmente considérablement avec le niveau de la demande**. Dans le scénario à forte efficacité énergétique (1b dans le graphique ci-dessous), ils sont presque réduits de moitié par rapport au scénario à forte demande d'électricité. On remarquera que les investissements les plus sensibles sont ceux qui touchent le réseau de distribution, et dans une moindre mesure ceux relatifs aux centrales conventionnelles appelées en relèvement (*backup*). Une simulation spéciale a consisté à remplacer environ 70 GW de production centralisée (éoliennes offshore) par une part équivalente de production décentralisée (photovoltaïque). On ne constate aucune économie significative sur les réseaux (colonne DG sur la figure 3.2) ; le surcoût provient du besoin accru en unités de backup, consécutif au faible facteur de charge des installations photovoltaïques par rapport aux fermes éoliennes maritimes. La stabilité des dépenses de transport et distribution sur le graphique ci-dessous, à l'échelle européenne, masque cependant leur grande variabilité à l'échelle locale, en fonction de la nature des sources renouvelables raccordées au réseau et de leur implantation géographique.

⁴² Étude conjointe DNV-GL, Imperial College - London et NERA, *Integration of renewable energy in Europe*, final report, 12 June 2014. Les résultats cités sont extraits de la page XII.

Figur e 3.2

Sensibilité des investissements à la demande et à la décentralisation de la production



Source : Étude DIN citée en note 42, page XV.

Le montant des investissements attendus dans les réseaux pourrait donc subir une variation sensible en fonction des exigences présentées par les riverains et des choix collectifs en matière d'efficacité énergétique, que ces choix découlent d'une politique publique (par exemple via des appels d'offres) ou d'initiatives privées. Or ce montant est élevé : environ 20 milliards d'euros par an pour les réseaux de distribution et jusqu'à 10 milliards d'euros par an pour le transport d'ici 2030, selon certaines estimations, ce qui représente une hausse de 70 à 80 % par rapport aux sommes investies jusqu'en 2010⁴³. Les opérateurs ne disposent pas d'une trésorerie leur permettant d'autofinancer leurs investissements. Ils solliciteront des apports en capitaux, mais leur caractère souvent public limitera les volumes accessibles, de sorte que le recours à l'emprunt demeure indispensable. Malgré le bas niveau des taux d'intérêt actuels, la rémunération des sommes considérables à emprunter exigera certainement une révision à la hausse des tarifs.

Soulignons à nouveau que les investissements à réaliser ne visent pas à permettre une augmentation des consommations : au contraire, ces dernières pourraient baisser. **Ils visent à accueillir une nouvelle**

⁴³ Transport: Roland Berger Consultants, *The structuring and financing of energy infrastructure projects*, July 2011, page 5.

Distribution: Eurelectric, *Electricity Distribution Investments – What regulatory framework do we need?* May 2014, page 5.

production, celle des sources renouvelables, qui se substitueront partiellement aux anciennes, sans être situées aux mêmes emplacements et en présentant des caractéristiques exigeant une plus grande capacité des ouvrages. En théorie économique classique, un investissement représente soit le renouvellement de l'équipement existant devenu obsolète, et il est alors financé par les amortissements antérieurs, soit le moyen de satisfaire une demande croissante, et il est alors financé par les ventes additionnelles. Ici, les investissements nouveaux dépassent largement les besoins en renouvellement et les gestionnaires de réseau ne tireront quasiment pas de revenus supplémentaires de leurs investissements additionnels. Leurs principaux gains proviendront d'une réduction des dépenses d'entretien, grâce à un parc d'ouvrages rénovés, mais ce bénéfice reste insuffisant pour équilibrer la dépense. Dans ces conditions, une hausse des tarifs d'acheminement paraît inévitable.

Cette hausse s'accompagnera vraisemblablement d'une modification structurelle. En effet, comme le montre le tableau en figure 3.1, **les réseaux deviennent en moyenne surcapacitaires à l'échelle de l'UE** (les capacités des lignes augmentent plus vite que l'énergie véhiculée), **et le phénomène est appelé à s'amplifier avec l'accroissement de la part des sources renouvelables dans le mix de production de la plupart des États**. De ce fait, il apparaît fort probable qu'une simple majoration des paramètres actuels du tarif ne suffira pas à stabiliser le revenu des gestionnaires de réseau. Idéalement, un tarif reflète la structure des dépenses ; or le renforcement des réseaux va augmenter les coûts fixes des opérateurs, par l'accroissement des charges de capital, insensibles à l'énergie acheminée : leur dimensionnement dépend de plus en plus de la puissance à recevoir, alors que leur rémunération provient aujourd'hui principalement de l'énergie convoyée. Une modification des barèmes semble inéluctable, conduisant à augmenter (ou créer pour certains pays) la composante fixe du contrat d'acheminement, dite « abonnement » pour les particuliers, celle qui varie selon la puissance souscrite. Cette évolution refléterait celle de la fonction exercée par les réseaux, distribution et transport, jouant tous deux un rôle croissant d'assurance, mais dont certains ouvrages ne seront plus que sporadiquement utilisés au maximum de leurs possibilités.

Majorer la composante fixe de la facture comporte deux conséquences. En premier lieu, la hausse amoindrira l'avantage dont jouissent actuellement les auto-consommateurs, dont le comportement s'apparente à celui du « passager clandestin » qui bénéficie de la sécurité procurée par le réseau mais ne la paie pas à son juste prix, tant que la rémunération des ouvrages reste basée principalement sur l'énergie consommée. En second lieu, elle atténue le gain que les extensions de réseau sont censées procurer par l'appel aux unités de production les moins chères.

Incertitudes sur les bénéfices attendus

On trouve rarement mention des considérations qui précèdent dans les études évaluant le « **bénéfice social** » d'un marché intégré. Cette expression désigne ici le gain obtenu par la collectivité lorsqu'un produit

ou un service voit son coût diminuer sans altération des facteurs de production, qu'elle qu'en soit la cause : progrès technique, adaptation réglementaire, effet d'apprentissage⁴⁴... Le calcul ne préjuge pas du bénéficiaire (consommateur, producteur, contribuable, etc.) ; en général, il ne prend pas en compte la perte éventuelle d'une rente pour certains acteurs.

Dans la plupart des cas, les études comparent les prix de l'électricité sur le marché de gros entre une situation avec restriction d'échanges transfrontaliers et une situation sans restriction. Le gain représente l'économie réalisée par l'appel systématique des unités de production les moins chères pour satisfaire la demande, ce qui demeure impossible à l'heure actuelle en raison de goulets d'étranglement à certaines frontières et d'outils de marché incomplets. Citons trois évaluations :

- L'ACER estime que le couplage intégral des marchés au sein de l'UE générera un bénéfice social d'environ 1 milliard d'euros par an ; il procurait déjà un gain annuel de 600 millions d'euros en 2013⁴⁵.
- Le cabinet Booz & Co parvient à des montants beaucoup plus élevés, compris entre 12,5 et 40 milliards d'euros en 2030, si la totalité des extensions du réseau de transport préconisées par ENTSO-E sont réalisées, par rapport à la situation antérieure au couplage des marchés⁴⁶.
- ENTSO-E évalue entre 2 et 5 euros par MWh consommé (€/MWh) le gain que procurera en 2030 les extensions recommandées dans son plan de développement, soit, si l'on reprend les hypothèses de consommation reproduites en section 1 ci-dessus (de 3 610 TWh à 4 327 TWh), entre 7 et 22 milliards d'euros par an pour l'UE⁴⁷.

Ces résultats méritent d'être pris avec circonspection. Les modèles mis en œuvre pour effectuer les simulations économiques n'affichent malheureusement pas l'ensemble de leurs paramètres, mais malgré cette opacité, plusieurs réserves peuvent être formulées. En premier lieu, il convient de déduire le coût des extensions de réseau. ENTSO-E le situe entre 1,5 et 2 €/MWh pour le seul transport, soit donc entre 5,4 et 8,7 milliards d'euros par an. Un montant au moins équivalent

⁴⁴ L'expression « bénéfice social » est traduite en anglais différemment selon les auteurs : *gross welfare benefit, social economic welfare, social welfare*...

⁴⁵ Agence de Coopération Européenne des Régulateurs de l'énergie, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*, October 2014, page 122.

⁴⁶ Booz & Co, *Benefits of an integrated European energy market*, July 2013, page 90.

⁴⁷ ENTSO-E, *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2014, pages 73, puis 12 et 38 pour les chiffres cités à l'alinéa suivant.

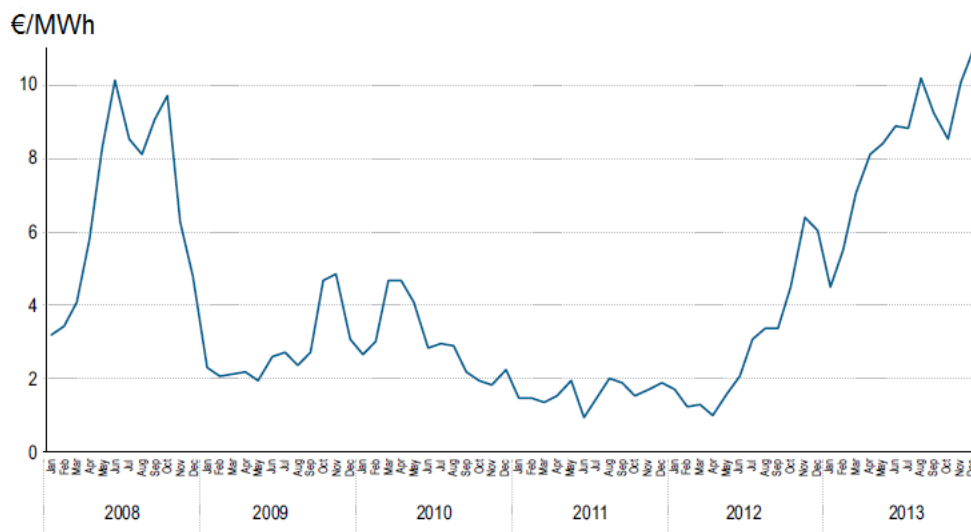
correspond au renforcement du réseau de distribution. En second lieu, le gain est calculé avec des hypothèses discutables ; ENTSO-E retient par exemple un prix du CO₂ compris entre 31 et 93 €t (il se négocie en 2015 à moins de 7 €t) et adopte les prix des combustibles fournis par l'Agence Internationale de l'Énergie en 2011 (ils ont fortement chuté depuis 2014). En dernier lieu, on calcule en général les gains avec une simulation sur les prix de marché « toutes choses égales par ailleurs » ; or il semble peu probable que le prix fixé par la centrale la moins chère reste stable si la demande qui lui est adressée augmente.

On notera que les études précitées annoncent des bénéfices sociaux comparables avec la généralisation des pratiques de gestion de la demande (*demand response*), autorisées grâce aux équipements intelligents sur les réseaux de distribution et aux dispositifs de pilotage des appareils chez les clients, de l'ordre de 3 à 5 milliards d'euros par an pour l'étude Booz & Co et entre 10 et 20 milliards d'euros par an pour l'étude DIN.

Au-delà du bénéfice social, **le développement des interconnexions entre pays vise à obtenir un rapprochement des prix sur les marchés de gros de l'UE.** La figure 2.4 (chapitre 2) laisse penser qu'une convergence entre zones s'amorce effectivement, grâce au couplage des marchés ; cependant, l'ACER nuance ce constat en observant des divergences à l'intérieur d'une même zone. Ainsi, au sein de la région « Centre Ouest Europe » (CWE), regroupant quatre pays limitrophes de l'Allemagne (Autriche, Belgique, France et Pays-Bas), l'ACER observe un écart croissant depuis 2012. Elle l'attribue d'une part au développement rapide des sources éolienne et photovoltaïque outre-Rhin, dont les productions sont mises sur le marché à un prix proche de zéro, d'autre part au parc important de centrales à charbon en Allemagne, pouvant tirer parti des bas cours internationaux de ce combustible. Le graphique en figure 3.3 reflète cette évolution.

Figure 3.3

Différentiel de prix sur le marché à terme (Y+1) au sein de la zone CWE



La courbe reproduit l'écart entre le prix le plus bas et le prix le plus haut au sein de la zone. Les prix observés correspondent à une fourniture en base à échéance d'un an. Le prix le plus bas est très généralement relevé en Allemagne et le plus haut aux Pays-Bas.

Source : ACER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, October 2014, page 113.

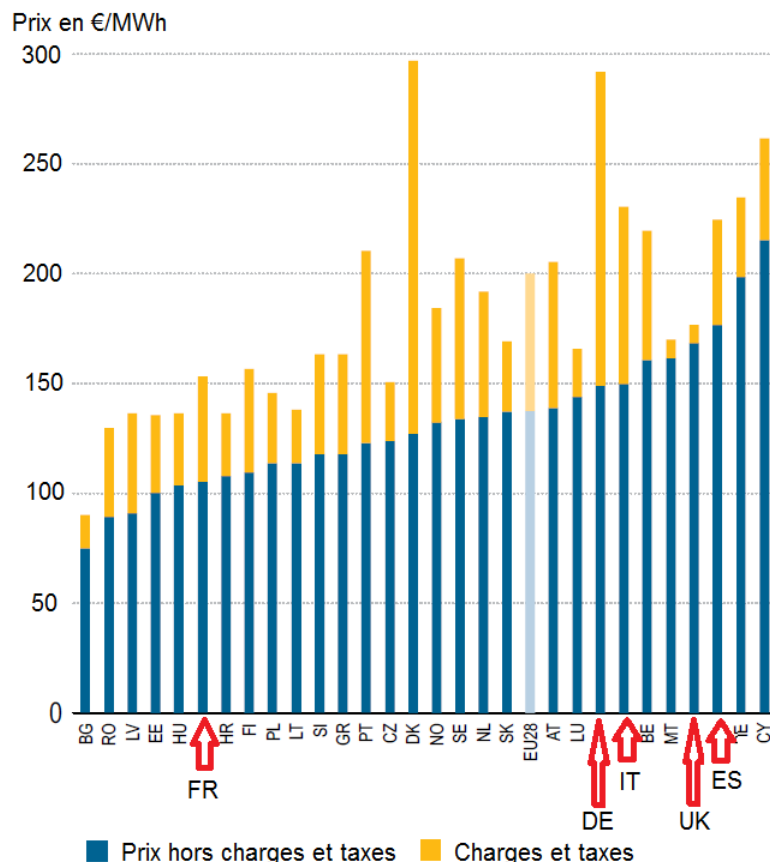
Mais à supposer qu'elle s'accroît, la convergence des prix de gros ne saurait dissimuler la disparité des prix payés par le consommateur final. Celui-ci paie en sus :

- L'acheminement du courant, selon des barèmes de transport dont on a souligné au chapitre 1 qu'ils variaient sensiblement d'un pays à l'autre ; des variations semblables existent aussi pour les barèmes de la distribution.
- Les charges et taxes imposées par la puissance publique, comprenant par exemple des redevances de concession, des accises, des compensations pour les charges issues des politiques publiques (telles que la CSPE en France ou l'EEG-Umlage en Allemagne), et enfin la TVA. Le montant de ces charges et taxes varie considérablement d'un État à l'autre.

La figure 3.4 met en évidence l'impact des charges et taxes sur la facture finale pour un consommateur domestique.

Figure 3.4

Impact des charges et taxes sur la facture d'un consommateur domestique



Source : ACER, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*, October 2014, page 27. Prix du MWh pour une consommation comprise entre 2,5 et 5 MWh par an.

Le consommateur domestique bénéficiera donc peu de la convergence des prix de marché. Au sein des quatre pays situés dans la même zone de prix avant charges et taxes (Allemagne, Espagne, Italie et Royaume Uni), le prix final diffère profondément.

Pour de nombreux consommateurs industriels, la convergence des prix de marché présente un critère encore moins significatif du fait des multiples dispositions spécifiques qui les concernent. Le cas le plus emblématique concerne l'Allemagne : en 2014, pour une consommation de 100 GWh par an, le prix complet se situait entre 145,6 et 155,60 €/MWh ; il chutait entre 41,4 et 46,40 €/MWh lorsque toutes les exonérations étaient appliquées. Le tarif officiel applicable pour l'utilisation des réseaux, toujours pour un client industriel appelant 100 GWh par an, s'établissait entre 20 et 25 €/MWh ; il était ramené entre 0,7 et 1 €/MWh grâce aux exonérations, soit un abattement de 96 %⁴⁸. Leurs concurrents français ne bénéficieront que d'un abattement exceptionnel de 50 % sur

⁴⁸ BDEW, *Strompreisanalyse*, Juni 2014, page 20

leur facture de transport entre 1^{er} août 2014 et le 31 juillet 2015⁴⁹. Un industriel allemand consommant 45 GWh par an ne payait que 3,10 €/MWh de charge au titre des énergies renouvelables (EEG-Umlage), alors que le montant intégral de la charge atteignait 62,40 €/MWh, soit là encore une exonération de 95 %. Pour cet industriel, la dépense correspondant à cette charge équivalait à 141 070 € sur l'année. Pour son homologue français, la CSPE ne valait que 16,50 €/MWh en 2014, mais l'exonération ne s'appliquant qu'au-delà de 0,5 % de sa valeur ajoutée ou à partir d'un plafond de 598 000 € par an et par site, il peut donc avoir déboursé cette dernière somme, plus de quatre fois supérieure à celle requise outre-Rhin⁵⁰.

On comprend que les acteurs du monde industriel ne sauraient se contenter d'une meilleure convergence des prix de gros tant que de tels écarts subsisteront par ailleurs sur divers postes en faveur de leurs concurrents installés de l'autre côté de la frontière.

Si le bénéfice social demeure incertain, l'UE peut-elle espérer un bénéfice industriel ? Deux terrains très différents s'ouvrent aux initiatives susceptibles de procurer un avantage compétitif aux entreprises européennes : les équipements de transport électrique mettant en œuvre les technologies à haute tension et courant continu d'une part, le traitement des données issues des appareils communicants appelés à se multiplier aussi bien sur les réseaux que chez les clients d'autre part. Sur ces deux terrains, le bénéfice se concrétisera plus facilement si les pouvoirs publics travaillent en bonne intelligence avec les milieux industriels, pour ajuster le cadre réglementaire, stimuler la recherche, l'innovation et la normalisation. En clair, il s'agit de mener une vraie politique industrielle pour donner toutes leurs chances aux groupements d'entreprises européennes, parfois handicapées face à des concurrents internationaux disposant d'un marché réservé dans leurs pays d'origine ou de réserves de trésorerie immenses. L'application d'une clause destinée à protéger les industries naissantes mérite d'être envisagée.

Incertitudes d'ordre politique

Le chapitre 1 rappelle la fonction d'assistance mutuelle jouée par les interconnexions dans l'histoire de l'électricité en Europe. Ce rôle prend un nouvel intérêt au moment où les préoccupations sur la sécurité d'alimentation en électricité reviennent au premier plan, en raison principalement de la part croissante des sources renouvelables à caractère intermittent (éolien et photovoltaïque) dans le mix électrique. Leur développement augmente les besoins en production d'appoint (*backup*) ou en effacement rapide des consommations, une insuffisance

⁴⁹ CRE, *Communiqué*, 27 mai 2014

⁵⁰ CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015*.

momentanée pouvant entraîner des délestages ; or il apparaît que la pérennité des unités vouées au backup n'est pas garantie, leurs revenus devenant insuffisants.

L'UE a attribué aux États la **responsabilité de la sécurité d'approvisionnement en électricité**⁵¹. Les gouvernements assument cette tâche en prenant en compte trois contraintes :

- La continuité d'alimentation : Elle concerne le court terme, pour éviter qu'un imprévu se traduise par une panne (*blackout*, suite par exemple à une hausse subite de la consommation ou une avarie sur un ouvrage majeur).
- L'adéquation des moyens à la demande : Elle vise le moyen ou le long terme, et passe par une incitation à l'investissement afin que les capacités de production nécessaires suivent l'évolution de la consommation.
- La maîtrise du mix de production : Les États souhaitent toujours encadrer le choix des énergies primaires utilisées dans les centrales, qui conditionne leur dépendance énergétique et les engagements pris par ailleurs, notamment pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Ces contraintes comportent des conséquences politiques qui varieront selon le degré de confiance accordé aux marchés pour y faire face.

Conséquences pour la continuité d'alimentation

La nature des critères de défaillance et les consignes destinées aux opérateurs demeurent différentes selon les pays. Concrètement, comme indiqué dans le chapitre 1, les États ont chargé les GRT de garantir le bon équilibre entre l'offre et la demande ; mais dans certains pays, les acteurs du marché (fournisseurs, négociants, consommateurs) disposent d'outils leur permettant d'intervenir jusqu'aux instants ultimes avant la livraison et l'enlèvement ; on parle alors de marchés intrajournaliers (*intraday*). Les places de marché diffèrent aussi aujourd'hui par les intervalles de cotation, ramenés parfois à 15 minutes, afin que les transactions puissent suivre au mieux une production éolienne et photovoltaïque très fluctuante.

Le couplage des marchés sur la plaque européenne amène tout naturellement à envisager la généralisation des marchés intrajournaliers et la normalisation des intervalles de cotation. Une augmentation de la capacité des liaisons transfrontalières permettrait alors aux offreurs

⁵¹ Directive 2005/89, *Sécurité de l'approvisionnement en électricité et investissements dans les infrastructures*, 18 janvier 2006.

d'ajustement (production complémentaire ou effacement passager, mobilisables rapidement) d'intervenir sur un ensemble régional très vaste, voire à l'échelle de l'Europe entière. L'étude Booz & Co évalue entre 300 et 500 millions d'euros par an le bénéfice social que l'UE en tirerait en 2030.

Cependant, du fait que les critères de défaillance restent établis au niveau des États, la possibilité pour les opérateurs d'agir à très bref délai pourrait aggraver les distorsions qui existent déjà avec les marchés actuels. Mentionnons deux exemples :

- Certains pays ont mis en place un plafond de prix sur le marché de gros en cas d'événement exceptionnel, tel qu'une demande particulièrement forte ou l'indisponibilité subite d'une partie du parc de production. Supposons qu'un pays ayant instauré un plafond à 3 000 €/MWh se trouve en concurrence avec un pays sans plafond un jour de crise, il va de soi que les opérateurs préféreront fournir ce dernier, où le prix pourrait atteindre 10 000 €/MWh, voire davantage. Sans moyens internes dédiés, le premier pays ferait face à une pénurie momentanée.
- Pour stimuler les investissements afin que les moyens internes répondent toujours à la demande de pointe, certains pays ont instauré des mécanismes de capacité, consistant à rémunérer la puissance disponible, ce qui assure la viabilité d'installations ne fonctionnant pas en période ordinaire mais indispensables en cas de crise. Bien que l'on manque encore de recul pour analyser la mise en œuvre de ces outils complexes, il semble que l'utilisation d'une interconnexion entre un pays doté d'un mécanisme de capacité et un voisin non doté bénéficie à celui-ci : ce serait le cas entre l'Irlande (avec mécanisme) et la Grande Bretagne (sans) ou entre la France (avec) et l'Allemagne (sans). Grande Bretagne et Allemagne en tireraient profit⁵².

En termes plus directs, si un événement exceptionnel frappe simultanément plusieurs États (panne d'une grande centrale lors d'une vague de froid, en l'absence de vent et de soleil par exemple), on imagine mal un gouvernement expliquant à ses électeurs qu'un délestage local est nécessaire, car les moyens nationaux alimentent les pays voisins en vertu du modèle de marché adopté par l'UE. Dit encore autrement, la

⁵² Le cas de l'Irlande et du Royaume Uni est évoqué dans l'étude DNV-GL, Imperial College – London et NERA, *Integration of renewable energy in Europe*, final report, 12 June 2014, page 156. Le cas de l'Allemagne et de la France a fait l'objet d'une publication par Agora Energiewende, *Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany*, mars 2015.

mutualisation des moyens de secours entre plusieurs pays suppose un accord politique, approuvé par les citoyens, exposant les règles selon lesquelles ces moyens seront répartis dans l'hypothèse où ils ne pourraient pas répondre à l'intégralité de la demande.

Conséquences pour le long terme

Un réseau transfrontalier à grande capacité pourrait favoriser une migration progressive des moyens de production vers les zones géographiques les plus favorables. Une telle évolution a été décrite dans un article mis en ligne sur le blog de l'école Mines Paris-Tech⁵³, selon le raisonnement suivant :

- Avec le développement des sources intermittentes, les pays détenant des moyens flexibles, par exemple, prendront l'avantage sur ceux qui n'en possèdent pas et dont les entreprises seront alors fragilisées. Pour ces pays, un moindre coût du courant impliquera ainsi une plus grande dépendance.
- Avec un objectif élevé relatif aux énergies renouvelables, les zones propices bénéficieront également d'un avantage et celles pauvres en ressources naturelles (biomasse, vent, ensoleillement) subiront un handicap.

À titre d'illustration, on ne peut exclure que les pays entourant la Mer du Nord, dont la ressource éolienne offshore est immense et qui disposent d'un parc conventionnel adapté au backup, prennent un ascendant sur ceux qui se trouvent éloignés de ces rivages. Comment réagiront ces derniers, face à la perte d'une partie de leur appareil productif d'électricité et de l'activité économique qui lui est associée (équipementiers, sous-traitants...)?

On peut certes estimer que cette situation éventuelle resterait comparable à celle d'une région dépourvue au sein d'un pays bien équipé. En France, la région Bretagne, par exemple, demeure largement dépendante des autres régions pour son approvisionnement électrique. Ce parallèle trace la réponse à la question posée : pour qu'une telle situation devienne acceptable, il convient au plan politique que la gouvernance du système offre toutes les garanties de transparence et d'association aux décisions, et au plan économique que des mécanismes de solidarité compensent, au moins partiellement, l'appauvrissement créé localement. **À l'échelle de l'UE, la densification des liaisons transfrontalières appelle en conséquence de nouveaux principes de gouvernance et une meilleure prise en compte des disparités.** Les

⁵³ Mines Paris-Tech, EU Energy Policy Blog - Daniel Scholten, Thomas Sattich et Inga Margrete Ydersbond, *Power Struggles: The Intra-Community Implications of EU Energy Policy*, 30 November 2014, <www.energypolicyblog.com/2014/11/30/power-struggles-the-intra-community-implications-of-eu-energy-policy/>.

conclusions du Conseil européen des 19 et 20 mars 2015 concernant « l'union de l'énergie » ouvrent la porte à une évolution en ce sens, mais elle reste encore à confirmer.

Impact sur le mix de production

Les conclusions du Conseil précité ne lèvent pas l'ambiguïté sur la compatibilité entre le libre choix du bouquet énergétique national (article 194 du Traité de Lisbonne) et un marché intérieur rendu plus prégnant par le renforcement des interconnexions.

À cet égard, la situation de la France constitue un cas d'école des difficultés qui surgissent pour le respect de ce libre choix. Le pays pourrait satisfaire l'objectif qui lui est imparti pour 2020 en matière d'énergies renouvelables en valorisant ses ressources agricoles et forestières, car il conserve un important potentiel de biomasse solide pour l'usage chaleur et de biométhane injectable dans les réseaux de gaz. Cette orientation préserverait l'option nucléaire pour la production nationale d'électricité. Cependant, **la France est tenue de recevoir l'électricité d'origine renouvelable produite en excès par ses voisins**. Les volumes accueillis actuellement sont encore modestes, mais compte tenu de leur financement en dehors des lois du marché, ces volumes sont déjà suffisants pour entraîner durant certaines périodes les prix de gros en dessous du seuil de rentabilité du parc nucléaire existant. Or le renforcement prévu des liaisons avec l'Espagne augmentera les exportations de l'électricité produite dans la péninsule ibérique (des renforcements avec l'Italie puis l'Allemagne suivront sans doute ultérieurement). **Avec un objectif communautaire de 45 % d'électricité de source renouvelable en 2030**, les importations et la production nationale atteindraient un tel niveau que l'outil nucléaire ne disposerait plus que d'une plage de pertinence économique sensiblement réduite, le poids des coûts fixes dans la technologie nucléaire imposant un fonctionnement quasi-permanent pour garantir la rentabilité de l'investissement⁵⁴.

On pourra arguer que les interconnexions permettent aussi à la France d'exporter du courant électrique d'origine nucléaire ; de fait, son bilan contractuel se révèle largement positif (92,4 TWh exportés contre 27,3 TWh importés en 2014) malgré la pénétration de l'électricité de sources renouvelables sur son territoire⁵⁵. Des capacités transfrontalières accrues stimuleraient aussi la concurrence entre les filières conventionnelles produisant en base, et sur ce terrain le parc nucléaire

⁵⁴ Ces conclusions apparaissent dans l'étude de l'Agence de l'Énergie Nucléaire (OCDE), *Nuclear energy and renewables*, 2012, pages 136 et suivantes, qui sont reprises par celles du professeur William D'Haeseleer pour la Commission européenne, *Synthesis on the economics of nuclear energy*, November 2013, chapitre 9. Ces conclusions ne traduisent pas une inadaptation face au caractère variable de la charge résiduelle, celle qui n'est pas couverte par les énergies intermittentes, car les nouveaux modèles de réacteurs autorisent un suivi de charge relativement fin.

⁵⁵ RTE, *Bilan électrique 2014*, édition du 29 janvier 2015, page 33.

français existant demeure bien placé, et améliorera encore sa position si le marché des quotas de CO₂ se redresse. Ainsi, de nouvelles interconnexions permettraient vraisemblablement d'augmenter les exportations, et de retrouver sur la plaque européenne les volumes perdus sur le sol français. **L'équilibre économique paraît maintenu pour le parc nucléaire existant, mais il se révèle plus fragile pour un éventuel renouvellement.** Les incertitudes d'ordre technique évoquées au début de ce chapitre, notamment les aléas sur l'évolution des consommations, génèrent un risque pour l'investisseur qui semble aujourd'hui ne pouvoir être surmonté qu'en recourant à des garanties du type de celles que le gouvernement britannique a accordées aux promoteurs de la future centrale nucléaire Hinkley Point C. À l'avenir, le risque diminuera si le coût des réacteurs neufs baisse, grâce à l'effet d'apprentissage sur les modèles de troisième génération.

La Commission européenne a validé les garanties britanniques, comme elle a accepté que le gouvernement allemand verse des aides aux centrales à combustible fossile placées en « réserves de réseau » pour préserver la sécurité d'alimentation électrique, alors que leur rentabilité n'est plus assurée par le marché⁵⁶. Bien que la Commission se défende d'avoir agi selon des considérations politiques, ces deux décisions préfigurent les arbitrages qui deviendront indispensables dans un système électrique largement interconnecté mais qui alimente des pays très divers en ressources naturelles, bases industrielles ou aspirations de la population.

⁵⁶ La Commission a autorisé à titre provisoire des versements destinés à maintenir l'équilibre économique de certaines centrales qui demeurent nécessaires à la sécurité d'alimentation en situation dégradée, mais ne fonctionnent pas en régime normal et ne seront plus utiles lorsque le réseau intérieur allemand sera achevé. Les modalités de calcul des versements restent inconnues pour ces « réserves de réseau ». Au terme des renforcements de réseau, le gouvernement allemand prévoit de passer aux « réserves stratégiques », les versements étant alors déterminés à l'issue d'appels d'offres.

Conclusion et recommandations

Alors que plusieurs de ses États membres connaissent une situation économique difficile, marquée par une faible croissance, **l'UE s'est engagée dans une transition énergétique visant à modérer ses consommations et privilégier les sources les plus respectueuses de l'environnement.** L'effort de modération concerne toutes les formes d'énergies, mais le développement de sources nouvelles affecte principalement l'électricité. L'expérience des pays ayant pris les devants montre que l'évolution soulève de sérieuses difficultés. Les sources renouvelables se révèlent plus coûteuses que les conventionnelles pour chaque kWh produit et, venant s'ajouter à un parc productif qui était suffisant, elles engendrent des surcapacités, génératrices aussi de surcoût. Il faut en effet rémunérer les centrales classiques même lorsqu'elles ne tournent pas pour préserver leur disponibilité, car elles demeurent indispensables durant les périodes où l'absence de vent et de soleil nous prive des apports éolien et photovoltaïque, qui constituent l'essentiel des nouvelles productions.

Un besoin aigu de **renforcer les réseaux électriques émerge maintenant.** Dans chaque pays, le choix en faveur de multiples petites sources renouvelables impose d'étoffer les réseaux nationaux, aussi bien en capacité, afin d'accueillir durant certaines périodes des productions éoliennes ou photovoltaïques considérables, qu'en qualité, le caractère intermittent de ces dernières imposant des dispositifs de suivi spécifiques. **Les renforcements concernent d'abord les réseaux de distribution,** sur lesquels sont raccordées la plupart des installations éoliennes et photovoltaïques, et qui recevront demain la demande des véhicules électriques. Mais **des extensions du réseau de transport à grande distance apparaissent également inévitables,** pour répartir la production d'origine renouvelable sur l'ensemble des consommateurs et pour recueillir la production de sources importantes telles que les fermes éoliennes offshore. Un risque significatif existe désormais que les extensions et renforcements conduisent à **des réseaux largement surcapacitaires,** chaque tronçon étant à la fois nécessaire certains jours mais peu utilisé en moyenne. Un tel phénomène serait à son tour générateur de surcoût, car il faudra rembourser des ouvrages offrant une capacité accrue sans que la consommation ait augmenté en proportion, puisque les efforts d'efficacité énergétique visent précisément à la maîtriser.

L'UE espère compenser les dépenses supplémentaires sur les réseaux en supprimant les goulets d'étranglement aux frontières, qui empêchent aujourd'hui un État de faire appel aux centrales des pays

voisins produisant à meilleur prix que ses propres unités. Plusieurs études affichent un gain conséquent et affirment que la sécurité d'approvisionnement s'en trouverait améliorée, chaque zone géographique pouvant recourir à un nombre élargi de centrales pour assurer la continuité de son alimentation. Pour supprimer ces goulets d'étranglement, un objectif général d'interconnexion a été retenu ; **il fixe à 10 % en 2020 et 15 % en 2030 la capacité d'exportation ou d'importation de chaque État au regard de sa puissance installée.** Pour certains pays, notamment en Europe occidentale, un tel objectif paraît ambitieux et suscite au moins trois réactions. En premier lieu, le calcul des gains économiques repose sur des hypothèses fragiles ; il suppose en particulier un bon fonctionnement des marchés, or de nombreuses distorsions restent actuellement autorisées. En second lieu, une concurrence accrue en matière de production aboutira à des gagnants et des perdants ; les chances dans la compétition n'étant pas égales, il peut en résulter chez les plus faibles un ressentiment à l'égard de cette Europe de l'énergie. En dernier lieu, les modèles mis en œuvre concluent à une amélioration de la sécurité d'approvisionnement grâce à un rôle accru des marchés, ce qui dépossédera les États de leurs moyens d'intervention, alors qu'ils conservent la responsabilité de cette sécurité aussi bien d'après les textes européens en vigueur que vis-à-vis de leur opinion publique.

La transition énergétique reste souhaitable et les réseaux exercent une fonction cruciale pour la mener à bien. Les inquiétudes exprimées ici ne sauraient donc servir de prétexte à l'inaction. Mais elles invitent à agir avec précaution, afin que les investissements consentis dans les réseaux ne pénalisent pas la croissance économique, voire la stimulent, dans une période où l'UE est confrontée à des concurrents très dynamiques au plan mondial. Nos recommandations rejoignent largement celles qui ont été formulées par M. Michel Derdevet dans le rapport qu'il a remis au président de la république française en janvier 2015⁵⁷ ; elles s'articulent autour de quatre axes :

- **Maîtriser les dépenses.** Cette exigence apparaît primordiale. Au plan local, elle appelle des retouches réglementaires, pour inciter les porteurs de projets d'énergies renouvelables à privilégier les sites où le réseau est déjà dense, et une commande à distance des injections, pour éviter de calibrer les ouvrages à un niveau de puissance très rarement atteint. Au plan européen, le contrôle des dépenses repose sur une révision régulière des analyses coût/bénéfice en fonction des évolutions techniques ou sociales, telles que le développement du stockage de l'électricité ou la pression générale pour l'enfouissement des ouvrages. De manière transverse,

⁵⁷ Michel Derdevet, *Énergie, l'Europe en réseaux*, La Documentation Française, janvier 2015

les coûts pourraient être réduits par le développement de fonds dédiés, sous l'égide éventuellement de la Banque Européenne d'Investissement, mettant à disposition de tous les gestionnaires de réseau des capitaux aux meilleurs taux du marché.

- **Adopter une politique industrielle.** Les réseaux électriques sont appelés à se développer partout dans le monde. La transition énergétique européenne offre aux entreprises de notre continent l'opportunité de déployer les technologies les plus récentes et d'acquérir un savoir-faire transposable sous d'autres latitudes, aussi bien pour les équipements nouveaux (haute tension à courant continu) que pour le traitement des données issues des réseaux « intelligents ». Leur avance mérite d'être consolidée par un cadre communautaire encourageant davantage les efforts de recherche et développement, accélérant les processus de normalisation des équipements, et favorisant, par le biais des appels d'offres, les groupements d'entreprises européennes les plus innovantes.

- **Améliorer la gouvernance.** L'interdépendance électrique accrue des États membres de l'UE, aujourd'hui grâce au couplage des marchés et demain grâce aux renforcements des interconnexions, plaide en faveur d'une sorte de poste de pilotage, disposant d'une vue d'ensemble et facilitant la concertation. À l'heure actuelle, seuls existent des organes sectoriels (ACER, ENTSO-E, etc.) ainsi que des associations professionnelles ; de son côté, la Commission européenne centralise une masse considérable d'informations, mais ses initiatives restent encadrées par le rôle que lui assignent les traités. Le chapitre consacré à la gouvernance dans sa récente communication sur « l'union de l'énergie » ouvre des perspectives novatrices dans le domaine institutionnel, qu'il conviendra d'approfondir.

- **Favoriser la coopération.** Bien que cette idée se retrouve dans chacun des trois premiers axes, on ne saurait trop insister sur l'utilité des échanges d'informations. Dans une période marquée par de profondes incertitudes et de rapides évolutions, technologiques, économiques, sociales, le partage des expériences constitue un outil extrêmement puissant pour surmonter les obstacles. Les réseaux électriques se développeront plus facilement si des réseaux immatériels les accompagnent, facilitant la mise en

commun des acquis et leur accès par les parties intéressées.

Ces mesures paraissent de nature à la fois à atténuer l'effort demandé aux citoyens européens et à obtenir leur adhésion au but visé : un nouveau modèle électrique.