Les marchés européens de l'électricité en crise : diagnostic et solutions[1]

Fabien Roques[2]

Un rapport pour le Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PREMIER MINISTRE

Commissariat général
à la stratégie
et à la prospective

9 Décembre 2013

(1) L'auteur souhaite remercier le Commissariat général à la stratégie et à la prospective pour son aide lors de la réalisation de cette étude. L'auteur remercie également Marc Oliver Bettzüge (EWI) et Dieter Helm (Oxford University) pour leurs échanges instructifs au cours de cette étude. L'auteur souhaite en outre remercier les personnes suivantes pour leurs commentaires utiles sur les premières versions de ce document : Manuel Baritaud (Agence internationale de l'énergie), Jean-Paul Bouttes, Renaud Crassous, Laurent Joudon (EDF), Dominique Finon (CNRS CIRED), Jan Horst Kepler (Université Paris Dauphine) et Thomas Veyrenc (RTE).
(2) Coordonnées : email : froques@compasslexecon.com, fabien.roques@cantab.net ; tél : +33 (0)1 53 05 36 29. Les opinions exprimées dans le présent rapport n'engagent que l'auteur.

Résumé analytique

Le secteur européen de l'électricité traverse une crise profonde qui s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs résultant en un environnement opérationnel difficile pour les centrales thermiques. Au cœur du problème se trouve le fait que le cadre réglementaire et la structure du marché créent un climat de profonde incertitude qui vient entraver les investissements et risque d'empêcher l'atteinte des objectifs à long terme de décarbonisation et de compétitivité de l'économie européenne. Ce rapport analyse les différents enjeux auxquels doivent faire face les marchés européens de l'électricité à la fois sur le court et sur le long terme, tout en indiquant certaines orientations possibles en vue d'une réforme.

Préambule : contexte et nécessité de repenser la structure du marché et le cadre réglementaire

Sur le court terme, le secteur de l'électricité fait face à la nécessité de rééquilibrer les marchés de l'électricité qui font face à une crise historique. La substitution de la production à partir de centrales thermiques par la production d'énergies renouvelables (ENR) – qui est soutenue par des politiques publiques spécifiques –, associée aux répercussions de la crise économique sur la demande en électricité, a conduit à une réduction considérable des facteurs de charge des centrales thermiques. Par ailleurs, les prix de l'électricité ont chuté à des niveaux qui ne reflètent plus les coûts complets de production mais plutôt une situation de surproduction temporaire ainsi que la pression à la baisse exercée sur les prix liée au développement des énergies renouvelables. Le problème principal provient du fait que les dispositions actuelles relatives au fonctionnement du marché et à la réglementation n'aboutiront vraisemblablement pas à un rééquilibrage de la situation de façon efficace sur le plan économique ; elles risquent en effet de conduire à des fermetures massives de centrales électriques thermiques, alors même que certaines de ces centrales seront nécessaires quand la demande repartira à la hausse, ce qui serait pourrait menacer la sécurité d'approvisionnement.

Sur le long terme, décarboner le secteur européen de l'énergie d'ici 2050 nécessitera d'importants investissements, ce qui semble incompatible avec la situation financière des investisseurs historiques dans le secteur (les énergéticiens) et le climat de défiance envers le cadre réglementaire et les arrangements de marché actuels. D'ici 2050, l'Europe va devoir investir entre 40 et 60 milliards d'euros par an dans la production d'électricité. La rentabilité du secteur a cependant fortement chuté au cours de ces dernières années. Par ailleurs, les énergéticiens européens connaissent une situation financière difficile, l'endettement net total des dix plus

grands énergéticiens ayant quasiment doublé au cours des cinq dernières années pour atteindre près de 280 milliards d'euros.

Il est donc nécessaire de repenser la structure du marché et le cadre réglementaire afin de réduire les risques pour les investisseurs historiques, mais également afin d'attirer de nouvelles sources d'investissement telles que des fonds possédant un horizon de placement à long terme (fonds souverains ou fonds de pension). Les marchés européens de l'électricité rencontrent en effet deux types de difficultés qui sont étroitement liées entre elles. Les facteurs « extrinsèques » proviennent du manque de cohérence des politiques énergétiques et environnementales européennes qui entrave le fonctionnement des marchés de l'électricité européens. À cela s'ajoutent plusieurs facteurs dits « intrinsèques », qui sont liés à la conception actuelle des marchés de l'électricité et qui empêchent d'envoyer aux investisseurs et opérateurs les bons signaux-prix.

Un marché de l'électricité mieux conçu et plus intégré offrirait des avantages considérables aux citoyens européens. Selon Booz & Company, les bénéfices de l'intégration par le couplage de marché, une fois celui-ci entièrement mis en œuvre dans l'ensemble de l'UE, seraient de l'ordre de 2,5 à 4 milliards d'euros par an, soit un gain annuel de 5 à 8 euros par habitant. Mais surtout, si elle n'agit pas rapidement, l'Europe risque de s'enfermer dans une voie inefficace de décarbonisation qui entraînerait une hausse des prix de l'énergie et pourrait à terme saper le soutien dans l'opinion publique pour le projet de décarbonisation de l'économie Européenne.

Question prioritaire : les incohérences de la politique énergétique et environnementale européenne et ses interférences avec les marchés de l'électricité

Les principales « difficultés extrinsèques » sont liées à la nécessité de concilier la libéralisation et le processus d'intégration du marché de l'électricité avec les nouvelles priorités politiques relatives à la décarbonisation et à la compétitivité. Les évolutions récentes sur les marchés mondiaux de l'énergie ont créé un contexte très différent de celui de 2008, lorsque le 3ème paquet législatif Européen énergie et le paquet climat-énergie ont été adoptés. La découverte et la production d'importantes quantités d'hydrocarbures de schiste aux États-Unis ont modifié les dynamiques des marchés mondiaux de l'énergie. En parallèle, la stagnation des négociations de la CCNUCC1 a mis en évidence la difficulté de parvenir à un accord contraignant à l'échelle internationale sur le changement climatique, faisant naître des doutes sur l'efficacité de la stratégie européenne. Ces éléments, auxquels s'ajoute la crise économique, ont amené de nombreux gouvernements à remettre en question le fait que la transition

(1) Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

énergétique vers un système électrique sobre en carbone puisse se faire à un coût abordable.

En pratique, se superposent aux marchés de l'électricité européens plusieurs législations et réglementations environnementales susceptibles de créer des distorsions sur ces marchés (exemple : les politiques de soutien à la production d'énergies renouvelables, ou le Système communautaire d'échange de quotas d'émission (European Emissions Trading Scheme, ETS). Le risque est que le manque de coordination entre les différentes approches nationales mène à un déploiement sous-optimal des ENR, avec un fort développement dans des régions qui ne sont pas forcément les mieux dotées en ressources éoliennes et solaires, ce qui augmenterait les coûts du système électrique pour les consommateurs européens.

L'une des difficultés croissantes concernant les politiques de soutien aux ENR réside dans le fait qu'elles reposent en grande partie sur des dispositifs de rémunération hors marché des producteurs d'énergies renouvelables : ces derniers ne sont donc pas sensibles aux incitations opérationnelles et d'investissement créées par les prix de l'électricité. Par conséquent, les coûts de l'ajustement du système pèsent sur les producteurs d'électricité conventionnelle. Ainsi, les producteurs d'énergie solaire ou éolienne rémunérés par des tarifs d'achat garantis sont incités à produire même lorsque le système est en situation de surproduction, ce qui peut parfois mener à d'importantes distorsions sur la formation des prix de l'électricité, tels que des prix négatifs.

L'effet dépressif des ENR sur les prix de l'électricité constitue un problème structurel, puisque les prix de l'électricité seront en moyenne plus bas qu'auparavant et deviendront plus volatils à mesure que la part d'énergies renouvelables dans le mix électrique augmentera. Cela pourrait mener à un cercle vicieux car les énergies renouvelables entraînent une baisse des prix, engendrant ainsi la nécessité de poursuivre les politiques de soutien aux énergies renouvelables afin d'assurer leur compétitivité et d'atteindre les objectifs fixés. La part des technologies ENR à faibles coûts variables augmentant, le principe de la fixation du prix au coût marginal de court terme régissant les marchés de l'électricité devra à terme être revu et les marchés spot complétés par d'autres marchés sur le long terme (marché de capcaité) et le court terme (réforme de marchés infra journaliers et d'ajustement.

La Commission européenne a fait du système d'échange de quotas d'émission l'élément central de la politique européenne en faveur d'un mix énergétique décarboné, mais ce système est devenu un « marché résiduel » pour la réduction des émissions de CO2 dans le secteur de l'énergie, les politiques de soutien aux énergies renouvelables ou au nucléaire ayant constitué les premiers moteurs d'investissement dans le secteur de l'électricité au cours des dix dernières années en Europe. Les prix du système d'échange de quotas d'émission ont été inférieurs à

10 €/tCO2 au cours des dernières années, soit bien en dessous du prix de substitution implicite de la production d'électricité à partir de charbon par celle à partir de gaz (40 €/tCO2 environ), et d'un ordre de grandeur bien inférieur aux prix du CO2 nécessaires pour rendre compétitifs les investissements dans des technologies propres. À l'avenir, un système d'échange de quotas d'émissions robuste associé à un prix du carbone significatif constituera un élément décisif de soutien des prix de l'électricité et permettra de combler l'écart avec les coûts des technologies renouvelables.

Questions liés au modèle cible des marchés électriques : des marchés de l'électricité incomplets et des signaux-prix inadéquats sur le court et le long terme

Les questions plus techniques sont liées aux « problèmes intrinsèques » et à la nature incomplète des marchés actuels de l'électricité en Europe. Vingt ans après le début de la libéralisation, les résultats de la libéralisation et de l'intégration des marchés Européens de l'électricité sont hétérogènes. Des progrès importants ont été réalisés concernant l'intégration de marchés nationaux initialement séparés grâce à la suppression de nombreuses barrières aux frontières, ce qui a profité aux consommateurs européens. Le troisième paquet énergie adopté en 2009 représente une étape clé et a permis de définir un programme pour la mise en œuvre d'un modèle cible pour les marchés du gaz et de l'électricité en Europe d'ici 2014. Si l'avancement dans la définition de certaines orientations-cadres et de certains codes de réseau est ralenti par différents obstacles, des initiatives régionales ont débouché sur des résultats importants en matière d'intégration des marchés régionaux. En particulier, la mise en œuvre d'un couplage de marchés au niveau régional a généré des gains d'efficacité sur l'utilisation des interconnexions, et a mené à une plus grande convergence des prix entre les marchés couplés.

Toutefois, les marchés de l'électricité actuels demeurent incomplets et les acteurs de marché ne reçoivent pas les incitations opérationnelles et d'investissement adaptées du fait d'un manque de signaux-prix adéquats. En effet, il devient évident que les signaux-prix qui permettraient d'attirer les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement font défaut à la fois sur le très court terme et sur le long terme.

Historiquement, le modèle cible européen pour l'électricité est basé sur l'intégration des marchés de l'électricité spots journaliers (pour livraison du jour pour le lendemain). Toutefois, le développement d'énergies renouvelables intermittentes renforce la nécessité de valoriser la flexibilité opérationnelle ainsi que la fiabilité de la production sur de courts laps de temps, à la fois pour les centrales électriques flexibles et pour l'effacement. La valeur de la flexibilité sur le court terme est captée

habituellement par les marchés infra-journaliers, d'équilibrage et les services auxiliaires (réserves opérationnelles) et certains craignent que ce type de signaux de court terme n'intègre pas suffisamment la valeur de la rareté de cette flexibilité dans de nombreux pays.

Une autre difficulté majeure relative à l'organisation actuelle du marché de l'électricité concerne le manque de mesures incitatives pour les investissements et de mécanismes de garantie permettant d'assurer l'équilibre offre-demande à terme. Le débat actuel sur la mise en place de « mécanismes de capacité » dans différents pays est lié au problème fondamental selon lequel les marchés de l'électricité, qui rémunèrent uniquement l'énergie produite, n'offrent pas d'incitations adéquates sur le long terme et ne peuvent pas garantir une capacité de réserve suffisante pour assurer l'équilibre offre demande à long terme.
Enfin, les pays européens ont adopté des approches très différentes pour donner des incitations à la localisation des moyens de production, d'effacement ou aux renforcements réseaux. Les règles diffèrent à la fois en matière de gestion de la congestion et de frais de raccordement, ce qui témoigne de l'absence d'une approche coordonnée qui permettrait d'envoyer des signaux de localisation appropriés aux acteurs du marché de l'électricité en Europe. L'échec d'une telle coordination pourrait accroître les coûts d'ajustement globaux du système électrique et créer des tensions entre différentes parties prenantes comme ce fut le cas récemment entre l'Allemagne et certains de ses voisins. Ce problème risque de s'aggraver du fait qu'un nombre croissant d'unités de production à partir d'énergies renouvelables sont connectées au réseau européen et que ces unités sont souvent éloignées des zones présentant une demande importante.

Conclusion et marche à suivre : la nécessité d'un nouveau modèle de marché

Les solutions aux problèmes du marché de l'électricité européen peuvent être classées en deux grandes catégories illustrant ce diagnostic.

La première priorité est de mettre en cohérence la libéralisation et l'intégration des marchés de l'électricité avec les objectifs de politique énergétique (compétitivité) et environnementale (décarbonisation). Les contradictions intrinsèques entre, d'une part, la libéralisation des marchés de l'électricité européens et d'autre part, les politiques de protection de l'environnement en faveur de la décarbonisation ainsi que les impératifs de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement doivent être analysés et traités. Le manque de cohérence entre les différents ensembles de politiques constitue la cause première de nombreuses incertitudes réglementaires et politiques, qui entravent les investissements.

Parallèlement, les questions plus techniques relatives à la conception « intrinsèquement » incomplète du modèle cible du marché de l'électricité devront trouver une solution. Le modèle cible de marché électrique Européen défini par le 3ème paquet législatif énergie Européen est obsolète avant même d'avoir été mis en œuvre, et il semble aujourd'hui nécessaire de remettre à plat le cadre réglementaire et l'architecture des marchés électriques. Il est essentiel de compléter la séquence des marchés de l'électricité à l'aide des éléments manquants à la fois sur le court et sur le long terme. Du fait du développement des énergies renouvelables intermittentes, l'ajustement du système sur le court terme reposera essentiellement sur la mise en place de marchés infra-journaliers, d'ajustement et de réserves liquides et intégrés. Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité de façon coordonnée au niveau sinon Européen, du moins régional, apparaît nécessaire pour garantir l'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. L'architecture des marchés de l'électricité devra également évoluer afin d'envoyer de meilleurs signaux de localisation pour que la production ou l'effacement se situent dans des nœuds du réseau où ils sont le plus utiles.

Au-delà de ces réformes urgentes du modèle cible de marché électrique européen, un débat doit être mené sur un modèle pérenne de long terme. En effet, l'évolution du mix énergétique vers des technologies très capitalistiques, associée à la nature intermittente de certaines énergies renouvelables, implique que les marchés de l'énergie reposant exclusivement sur le principe de fixation du prix au coût marginal de court terme ne seront pas adaptés sur le long terme lorsque les énergies renouvelables deviendront majoritaires au sein du mix énergétique. Concrètement, le secteur de l'électricité européen est en train de passer d'un « monde d'OPEX » (dépenses d'exploitation) à un « monde de CAPEX » (dépenses d'investissement) et le marché ainsi que le cadre réglementaire vont devoir évoluer en conséquence. Des travaux de recherche doivent être menés afin d'étudier des modèles alternatifs de concurrence sur le long terme, par exemple en tirant parti de l'expérience d'autres secteurs possédant une structure de coûts dominée par des coûts fixes.

Il est ainsi possible d'envisager à terme un rôle plus important des contrats à long terme afin de transférer une partie risques sur les consommateurs, ce qui peut être réalisé en renforçant la concurrence grâce à l'utilisation d'un système d'enchères de contrats de long terme comme c'est le cas dans certains pays d'Amérique latine. En d'autres termes, un rôle accru des enchères pour les contrats de capacité de long terme permettrait d'assurer une concurrence « pour le marché » et des règles du jeu équitables entre les unités de production sobres en carbone et les centrales thermiques, tandis que des marchés spot et infra-journaliers liquides et intégrés au niveau Européen assureraient la concurrence « sur le marché ».

1. Introduction : contexte et enjeux

La libéralisation des marchés de l'électricité européens a débuté avec la Directive de 1996 (Directive 96/92/CE). De manière générale, les avancées ont été lentes et la plupart des marchés demeurent relativement concentrés et isolés par rapport au projet d'origine visant à créer un marché paneuropéen concurrentiel et interconnecté. Si la tendance a été à des avancées lentes mais continues vers l'intégration Européenne dans les années 1990 et 2000, ces dernières années ont été marquées par un patchwork de politiques nationales qui se sont accumulées, créant des distorsions croissantes. Par exemple, les politiques de soutien à certaines technologies spécifiques telles que les énergies renouvelables demeurent des prérogatives nationales qui ont revêtu des formes très variées dans l'ensemble de l'Europe.

À de nombreux égards, les objectifs de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 de l'Europe n'ont pas été mis en cohérence avec l'objectif de l'Europe de créer des marchés de l'électricité compétitifs et intégrés. Les contradictions inhérentes entre les objectifs climatiques et environnementaux de l'Europe ainsi que ses autres objectifs de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement n'ont pas été clairement identifiés. Les difficultés liées à la mise en œuvre des objectifs 3x20 deviennent aujourd'hui visibles, alors que de nombreux États membres revoient leur politiques de soutien en faveur des énergies renouvelables afin de limiter les coûts pour les consommateurs et de préserver la compétitivité du secteur industriel. Les débats actuels sur la réforme du système défaillant d'échanges de quotas d'émission européen cristallisent également certaines de ces tensions entre les différents objectifs de la politique énergétique et environnementale Européenne.

Les difficultés actuelles éprouvées par les marchés de l'électricité Européens découlent donc de compromis non aboutis et d'incohérences intrinsèques au sein de l'ensemble des politiques nationales et européennes. Par conséquent, les investissements sont freinés par un climat d'incertitude au niveau des politiques et de la réglementation et l'Europe risque à la fois de ne pas atteindre ses objectifs en matière d'environnement et de s'enfermer dans des prix de l'électricité élevés pendant de nombreuses années. Les débats en cours concernant les objectifs de la politique à l'horizon 2030 de l'Europe devraient être l'occasion de tirer les leçons des politiques pour 2020 et de définir une approche plus cohérente permettant d'aller de l'avant.

Une réforme radicale du fonctionnement des marchés de l'électricité est nécessaire pour les rendre cohérents avec les politiques européennes climatiques et environnementales. La libéralisation des marchés de l'électricité ne doit pas être considérée comme une fin en soi mais plutôt comme un moyen. La définition et la mise en œuvre d'organisations du marché soutenant le développement de technologies sobre en carbone, tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement, et à un coût

soutenable, nécessiteront des modifications considérables du modèle actuel de marché de l'électricité conçu il y a vingt ans dans un contexte différent.

Ce rapport vise à présenter les enjeux et à analyser les problèmes caractérisant la mise en œuvre de marchés de l'électricité libéralisés en Europe, ainsi qu' à explorer des voies de réforme possibles. Il se compose de trois parties principales.

La première partie décrit le *statu quo* actuel ainsi que les enjeux liés à la décarbonisation sur le long terme de l'économie européenne :

- la première sous-section plante le décor en décrivant les problèmes actuels pour le secteur électrique européen ainsi que les enjeux liés à la décarbonisation sur le long terme de l'économie européenne ;
- la deuxième sous-section quantifie les investissements nécessaires pour le secteur électrique en Europe dans les deux prochaines décennies et montre comment les incertitudes liées au cadre réglementaire et à l'architecture de marché actuelle entravent les investissements et risquent d'empêcher l'Europe d'atteindre ses objectifs environnementaux et climatiques.

La deuxième partie du rapport est axée sur les problèmes « extrinsèques » affectant les marchés de l'électricité :

- la troisième sous-section examine le contexte plus général de la libéralisation du marché de l'électricité, appelant à repenser le cadre des politiques européennes en matière d'énergie de de changement climatique, notamment en tenant compte des évolutions sur les marchés internationaux de l'énergie, ainsi que des effets de la hausse des prix de l'énergie sur la compétitivité ;
- la quatrième sous-section présente les effets de distorsion des politiques d'aides aux technologies sobres en carbone ainsi que les enjeux liés au système d'échange de quotas d'émission.

La troisième et dernière partie de ce rapport se concentre sur les « questions intrinsèques » liées aux marchés de l'électricité :

- la cinquième sous-section détaille l'expérience faite jusqu'à aujourd'hui de la libéralisation des marchés de l'électricité, en soulignant les résultats positifs ainsi que les lacunes du processus de libéralisation et d'intégration ;
- la sixième sous-section se concentre sur les éléments manquants dans la séquence actuelle des marchés de l'électricité, c'est-à-dire la nécessité de meilleurs signaux pour une flexibilité sur le court terme, ainsi que l'équilibre offre-demande sur le long terme ;

- la septième sous-section propose une conclusion et évoque des voies possibles de réforme pour une organisation du marché de l'électricité et un cadre réglementaire durables.

1. Distinguer les enjeux de court terme des enjeux de long terme

Le secteur électrique doit faire face à d'importants enjeux, à la fois sur le court terme et sur le long terme. La crise actuelle rend plus urgent le besoin de réformes structurelles des marchés de l'électricité, dans un contexte de long terme caractérisé par une transformation profonde des technologies et des modèles économiques dominants dans ce secteur.

1.1 Les enjeux sur le court terme : une crise profonde pour les centrales thermiques

Le secteur de l'électricité traverse une crise violente due à la combinaison de plusieurs facteurs qui crée un environnement opérationnel difficile pour les centrales thermiques.

La situation de surcapacité actuelle en Europe provient en grande partie des effets de la crise économique qui a réduit la demande en électricité : tandis que la demande en électricité a augmenté de 50 TWh par an environ au sein de l'UE-27 entre 2000 et 2007 (soit près de 1,8 % par an), en 2012, la demande restait encore inférieure de 130 TWh (environ 4 %) par rapport au pic de 2008. À l'avenir, le secteur risque de se trouver confronté à une « décennie perdue », la faible croissance économique prévue et les politiques de soutien à l'efficacité énergétique, telles que la Directive européenne relative à l'efficacité énergétique de 2012, pouvant ébranler encore davantage la croissance de la demande en électricité.

Le développement des énergies renouvelables, soutenu par un ensemble de politiques publiques, s'est poursuivi sans relâche au cours de ces dernières années en dépit des difficultés économiques et aggrave les effets de la crise économique sur la demande en électricité « résiduelle » pour les centrales thermiques. Les énergies renouvelables disposant souvent d'un accès prioritaire au réseau, leur production d'électricité réduit en effet la charge nette ou « résiduelle » incombant aux centrales thermiques. Tandis que la demande en électricité a chuté de 112 TWh (4 %) entre 2008 et 2012 en Europe, la production d'énergies renouvelables a augmenté de 176 TWh, entraînant une chute bien plus importante de la demande résiduelle de 288 TWh sur la même période. Le tableau n° 1 illustre ce changement structurel de la tendance d'évolution de la croissance de la demande résiduelle d'électricité pour les centrales thermiques : la faible reprise de la demande en énergie (environ 0,8 % de croissance par an sur la période 2013-2020) sera largement dépassée par la croissance des énergies renouvelables qui représente près de 4,6 % par an, menant à une baisse de 1 % par an en moyenne de la demande résiduelle d'électricité sur la période 2013-2020. En d'autres termes, les politiques d'aide aux énergies renouvelables ont pour effet de diminuer de façon structurelle la production à partir de sources thermiques, ce qui, combiné à l'effet de la crise sur la demande en électricité, a considérablement réduit les facteurs de charge des centrales thermiques en Europe. Entre 2008 et 2013, le taux d'utilisation moyen des centrales thermiques est passé de 50 % à 37 %, plus de la moitié de cette baisse étant due au développement d'énergies renouvelables soutenues par différentes politiques.

Tableau n° 1 : Taux de croissance annuel pour l'UE-27 du PIB, de la demande en électricité, de la production d'énergies renouvelables et de la demande résiduelle en électricité (demande en électricité moins la production d'énergies renouvelables)

TCAC	2000-2007	2008-2012	2013-2020
PIB	2,3 %	-0,3 %	1,8 %
Demande en électricité	1,8 %	-1,0 %	0,8 %
Production d'énergies renouvelable	2,9 %	7,3 %	4,6 %
Demande résiduelle en électricité	1,5 %	-3,3 %	-1,0 %

Source : IHS CERA

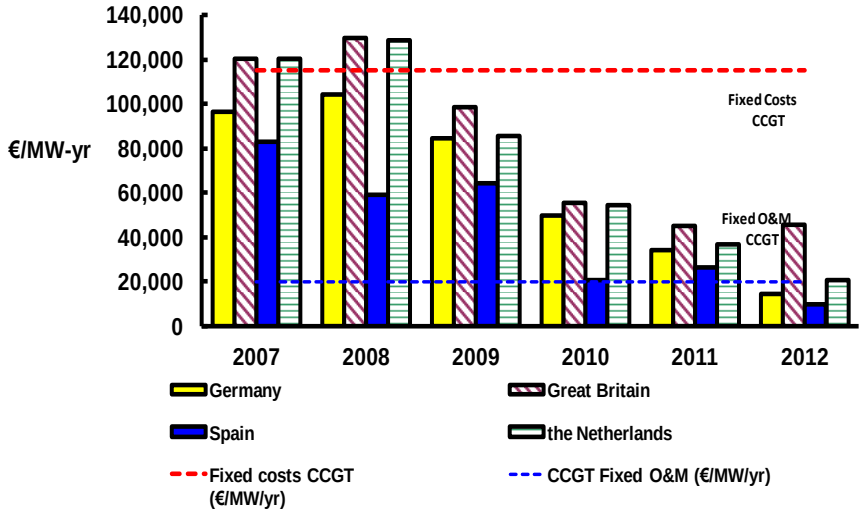
Le troisième élément de cette crise caractérisant le secteur électrique est l'évolution des prix des combustibles fossiles, du CO_2 et de l'électricité. La situation de surcapacité caractérisant la plupart des pays européens a conduit à un effondrement des prix de l'électricité aux alentours de 40 €/MWh, soit un niveau bien plus bas que les coûts complets de long terme, même des technologies les moins onéreuses. Pendant une période transitoire de surcapacité sur les marchés de l'électricité, 'il est normal que les prix reflètent temporairement les coûts marginaux de production sur le court terme et ne permettent pas de rentabiliser les investissements. Mais le risque est que la situation actuelle de bas prix se poursuive, compte tenu du fait que le développement d'énergies renouvelables caractérisées par de faibles coûts variables pourrait entraîner une pression à la baisse sur les prix.

Au sein du parc européen actuel, ce sont les centrales à gaz qui sont davantage touchées par la crise car des prix du charbon relativement bas, associés aux faibles prix actuels du CO_2, induisent une meilleure rentabilité pour les centrales à charbon que pour les centrales à gaz. Le schéma n° 1 indique l'estimation des revenus d'une centrale à cycle combiné gaz (CCG) sur différents marchés européens au cours des cinq dernières années. Le chiffre d'affaires a chuté de manière considérable et demeure bien en dessous des coûts fixes intégrant l'investissement et parfois même en-dessous des coûts fixes d'exploitation et d'entretien (O&M), ce qui indique que de nombreuses centrales vont probablement devoir fermer ou être mises sous cocon. Les anciennes centrales à charbon retrouvent ainsi un nouveau souffle, tandis que des centrales à gaz plus efficaces et comparativement plus récentes tournent au ralenti dans de nombreux pays européens. Un grand nombre d'opérateurs ont annoncé la mise sous cocon ou le déclassement de certaines de leurs centrales à gaz. Depuis l'été 2012, les dix plus grands énergéticiens ont annoncé la fermeture de près de 38 GW de capacités de production d'ici 2015.

Les prochaines années seront donc décisives car une grande partie du parc thermique européen est fortement sous tension. L'IHS CERA a estimé lors d'une étude récente que parmi les 330 GW de centrales thermiques en fonctionnement dans les pays de l'UE-27, près de 113 GW risquaient de fermer au cours des trois prochaines années

(soit environ 38 %) en l'absence de réformes des marchés de l'électricité[1]. De plus, parmi les 56 GW de centrales à gaz risquant de fermer, les trois quarts (42 GW) auront moins de 20 ans au moment de leur fermeture, ce qui pose la question d'une compensation des coûts échus.

Schéma n° 1 : chiffre d'affaires par année des CCG par rapport aux coûts d'exploitation fixes et aux coûts fixes totaux (2007-2012)[2]



Source : étude de l'IHS CERA : Keeping Europe's Lights on: Design and Impact of Capacity mechanisms (Garder les lumières de l'Europe allumées : conception et impact des mécanismes de capacité), août 2013, basée sur les prix horaires d'EPEX Spot (Fr et DE/AT), APX UK, APX NL[3]

Paradoxalement, alors qu'il existe actuellement d'importantes capacités et des marges de réserve fiables dans la plupart des pays, le réajustement abrupt du marché par le biais de fermetures massives de centrales risque de mener rapidement à une situation préoccupante du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Au Royaume-Uni et en Belgique notamment, où de nombreuses centrales vont être amenées à fermer en raison de normes d'émissions plus restrictives, les gouvernements et les instances de réglementation ont déjà tiré la sonnette d'alarme. De manière plus générale, le problème central est que le marché et le cadre réglementaire actuels ne mèneront probablement pas à un rééquilibrage des marchés de l'électricité rationnel et efficace sur le plan économique, et qu'un grand nombre de fermetures de centrales pourraient sur le moyen à long terme menacer la sécurité d'approvisionnement et augmenter les coûts pour les consommateurs Européens.

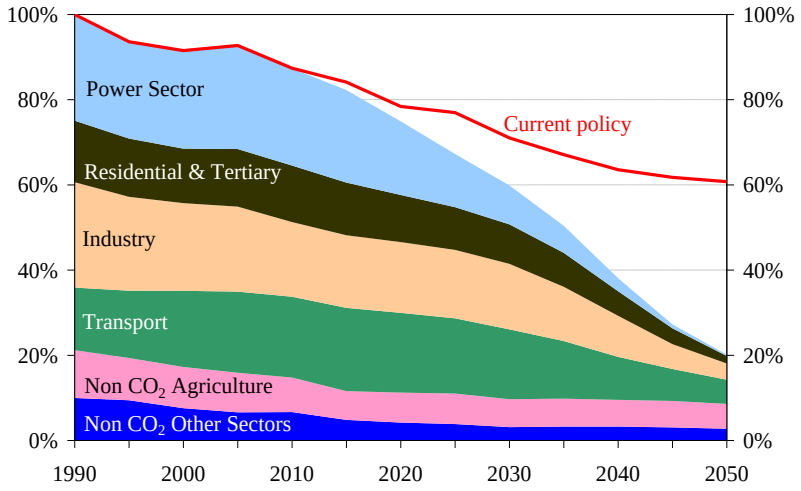
(1) Cf. étude de l'IHS CERA : *Keeping Europe's Lights on: Design and Impact of Capacity Mechanisms* (Garder les lumières de l'Europe allumées : conception et impact des mécanismes de capacité), août 2013.
(2) Remarques : ensemble du chiffre d'affaires réalisé pour une CCG fonctionnant à 55 % lorsque le prix horaire est supérieur aux coûts variables. Coûts variables basés sur les prix du gaz (NBP pour le Royaume-Uni, TTF pour les Pays-Bas et BCT pour l'Allemagne).
(3) Les centrales thermiques à travers toute l'Europe peinent à être rentables du fait de cette période de crise profonde : la faible demande électrique combinée à la croissance de la production d'origine renouvelable a réduit leur durée de fonctionnement. Les bas prix de l'électricité et les faibles marges pèsent sur les revenus de ces centrales et poussent les producteurs à envisager leur fermeture, ce qui menace la sécurité d'approvisionnement. Cette étude de l'IHS étudie les mécanismes de capacité en Europe et évalue leur impact sur les prix de l'électricité et les revenus des centrales.

1.2. L'enjeu de la décarbonisation sur le long terme : une transformation sans précédent

Sur le moyen et le long terme, l'industrie électrique en Europe est confrontée à la perspective d'une transformation profonde. En 2011, la Commission européenne a présenté sa feuille de route pour 2050, qui envisage une diminution des émissions de CO_2 de l'économie européenne comprise entre 80 % et 95 % *(voir schéma n° 2)*. La décarbonisation du secteur électrique est un élément central de cet objectif d'une part parce que le secteur électrique représentait en 2012 près de 37 % des émissions totales de CO_2 en Europe, mais aussi parce qu'il est considéré comme l'un des secteurs pour lesquels la transformation pourrait s'effectuer le plus rapidement et à moindre coût. En effet, la feuille de route pour 2050 recommande que les émissions provenant du secteur électrique soient réduites considérablement dès 2030 *(schéma n° 2)*.

La décarbonisation du secteur électrique au cours des vingt prochaines années pourrait représenter une transformation sans précédent pour l'industrie électrique en termes d'ambition et de rythme. D'importantes incertitudes demeurent toutefois concernant la crédibilité de l'engagement de l'Europe en faveur de la décarbonisation de son secteur électrique. Certains pays européens s'opposent à cette transformation arguant qu'elle représenterait une charge financière trop lourde dans un contexte économique difficile, tandis que d'autres remettent en question le rythme de cette transformation ainsi que le caractère soutenable des coûts afférents à la fois pour les consommateurs européens et pour la compétitivité de l'économie européenne. La Pologne a par exemple opposé son veto à la « Feuille de route pour 2050 » le 15 juin 2012, au motif que l'objectif de décarbonisation ne faisait pas référence au contexte international.

Schéma n° 2 – Feuille de route carbone à horizon 2050 de la Commission européenne : évolution des émissions de CO_2 dans les différents secteurs, 1990–2050



Source : Commission européenne, Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050, mars 2011

De plus, il existe des incertitudes sur le coût de la décarbonisation, étant donné que la plupart des énergies propres sont encore en phase d'apprentissage. Le postulat implicite de l'objectif de la politique européenne est que les énergies propres vont finir par devenir compétitives. Cette hypothèse justifie des investissements précoces dans ces technologies afin de progresser sur la courbe d'apprentissage et de récolter les bénéfices une fois que les technologies seront arrivées à maturité. Toutefois, ces rythmes d'apprentissage ainsi que les coûts de production finaux ne sont pas connus, ce qui crée des risques non négligeables à la fois pour les consommateurs et pour les acteurs du marché. Mais surtout, des ruptures technologiques risquent d'avoir lieu au cours du processus et pourraient modifier considérablement l'avenir. Ainsi, une innovation technologique dans les batteries électriques ou dans les procédés de production et de stockage de l'hydrogène pourrait avoir des effets considérables sur l'avenir des systèmes électriques.

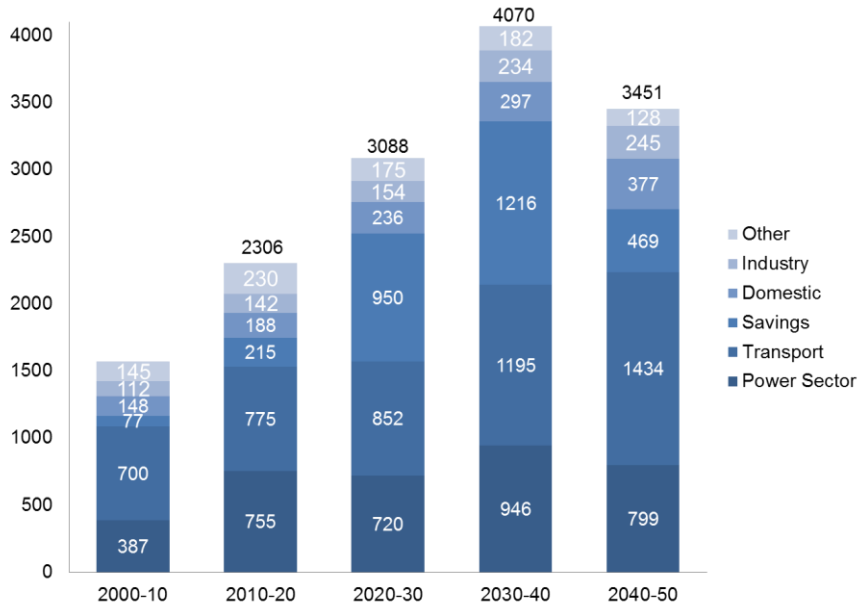
Les profondes incertitudes politiques et technologiques créent un contexte très incertain pour la transition vers un secteur électrique sobre en carbone. Les acteurs du marché et les instances de régulation vont devoir s'adapter à un environnement en pleine mutation et définir un cadre solide de politiques et de réglementations qui seront à même de s'adapter aux différents scénarios d'évolution possibles en matière de coûts de l'énergie, de rythme des avancées technologiques pour les technologies sobres en carbone, ainsi qu'à un accord international sur le changement climatique.

2. L'incertitude et les incohérences du cadre réglementaire et du marché bloquent les investissements

Le secteur de l'électricité fait face à de profondes incertitudes sur le court et sur le long terme alors que d'importants investissements sont nécessaires à ces deux horizons de temps pour décarboner le système électrique et renouveler des infrastructures vieillissantes. Ainsi, le problème majeur est que les perspectives d'investissement dans le secteur électrique européen sont freinées par des incertitudes sur le cadre réglementaire et l'architecture de marché.

Dans une étude récente intitulée « Power Choices Reloaded » (les choix en matière d'électricité), Eurelectric a estimé à 1 750 milliards d'euros (en euros constants 2005) l'investissement total dans la production d'électricité sur la période 2010-2050,tandis que les investissements dans des réseaux électriques au cours de la même période atteindraient près de 1 500 milliards d'euros, ce qui correspond à 40 à 60 milliards d'euros d'investissement par an dans la production électrique européenne d'ici 2050. L'étude prévoit une hausse des coûts totaux de l'énergie qui devraient passer de 10,5 % du PIB européen en 2010 à 13 % environ en 2025. Le schéma n° 3 indique qu'en outre des investissements conséquents seront également nécessaires pour l'efficacité énergétique et dans le secteur du transport afin de décarboner l'économie européenne.

Schéma n° 3 : Investissements nécessaires pour décarboner l'économie européenne d'ici 2050 (par période de 10 ans, en milliards d'euros 2005)



Source : étude Power Choices Reloaded *d'Eurelectric (2012)*

2.1. La baisse de la rentabilité et les contraintes financières pesant sur les investisseurs traditionnels

Dans une économie toujours plus mondialisée, la concurrence acharnée pour attirer les capitaux implique que le secteur électrique européen rentre en concurrence avec d'autres opportunités d'investissement parmi différents secteurs à l'échelle internationale, afin d'attirer des financements. La rentabilité du secteur a cependant fortement diminué au cours de ces dernières années. Le schéma n° 4 illustre l'évolution de la rentabilité des capitaux investis et du coût du capital pour les dix plus grands énergéticiens européens au cours des cinq dernières années. Les deux courbes se rapprochent dangereusement, ce qui indique que la capacité du secteur à créer de la valeur est menacée. Le contexte difficile pour les centrales thermiques joue un rôle essentiel ici et plusieurs énergéticiens ont fait des déclarations publiques sur l'impact négatif des incertitudes liées au cadre réglementaire et aux réformes de marché en cours. En conséquence, les investisseurs traditionnels dans le secteur de l'électricité (les énergéticiens Européens) sont à la recherche de meilleures opportunités d'investissement à l'étranger et la part de leur CAPEX investie en dehors de l'Europe augmente.

Schéma n° 4 - Rentabilité des capitaux investis (*return on capital employed*, ROCE) et coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital*, WACC) pour les 10 premiers énergéticiens européens (2007-2012)

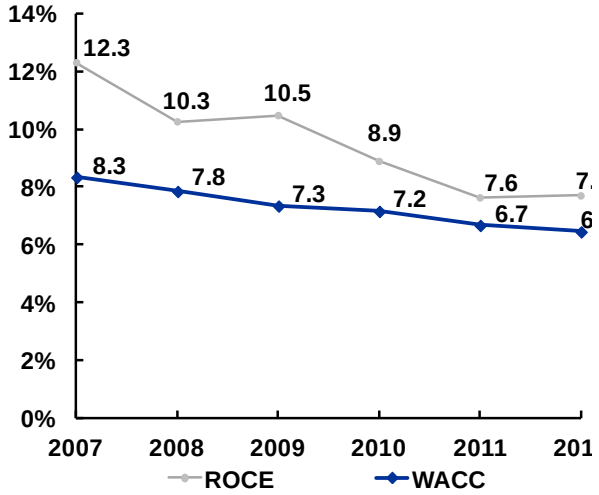
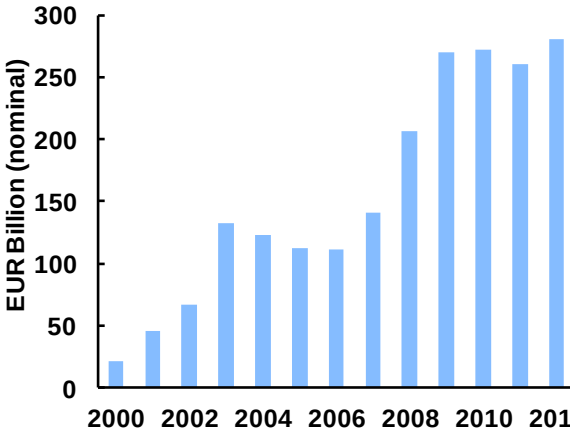


Schéma n° 5 - Évolution de l'endettement net des 10 premiers énergéticiens européens (en milliards d'euros)



Source : rapport final de l'IHS CERA 2012 intitulé European Policy Dialogue *(Dialogue sur les politiques européennes[1])*

(1) Capitalisant sur les connaissances solides et l'expérience de l'IHS et de ses membres contributeurs : académiques, décideurs politiques et autres parties prenantes, l'« European Policy Dialogue » de l'IHS CERA constitue un projet de recherche continu dont l'objectif est d'informer et de concevoir une politique énergétique intelligente.

Par ailleurs, la mauvaise situation financière des énergéticiens européens est inquiétante alors qu'ils se situent au début d'un important cycle d'investissement. Le schéma n° 5 montre que l'endettement net total des dix premiers énergéticiens européens a quasiment doublé au cours des cinq dernières années et s'élève désormais à près de 280 milliards d'euros. Ce résultat est dû en grande partie à la consolidation du secteur au début des années 2000. Cela implique que les énergéticiens ne pourront financer sur fonds propres qu'une petite partie des 40 à 60 milliards d'euros par an devant être investis dans la production d'électricité au cours des prochaines décennies.

2.2. Comment attirer des financements ? : repenser le cadre réglementaire afin de réduire les risques

Il apparaît clairement que le cadre réglementaire actuel et le marché ne sont pas en mesure d'attirer les capitaux importants nécessaires pour financer la transition vers une économie sobre en carbone. Un cadre réglementaire et une architecture de marché inadaptés risquent d'empêcher les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement ou à la réalisation des objectifs ambitieux de l'UE en matière de décarbonisation.

Il est donc impératif de repenser le cadre réglementaire et l'architecture de marché afin de réduire les risques pour les investisseurs historiques, mais également pour attirer d'autres types d'investisseurs. Du fait de la situation de faiblesse des investisseurs historiques, il faudra mobiliser de nouvelles sources de capitaux. S'il est clair que les technologies de production décentralisée représenteront une part importante des investissements à l'avenir, et pourront être fiancées en partie par les particuliers, des investissements à grande échelle seront également nécessaires afin de financer la modernisation des infrastructures de transport et de distribution, ainsi que la production conventionnelle.

Les acteurs financiers ont toujours été intéressés par les investissements dans le secteur de l'énergie en Europe et pourraient à l'avenir devenir des acteurs clés pour faciliter le financement d'infrastructures à grande échelle et les investissements dans la production aux côtés des énergéticiens. Les fonds s'inscrivant dans une perspective de long terme comme les fonds de pension ou les fonds souverains sont particulièrement bien adaptés pour ce type d'investissements.

Afin d'attirer d'importants financements dans le secteur électrique, il faudra rassurer les acteurs financiers sur les risques liés aux technologies et aux politiques qui sont associés aux investissements du secteur électrique européen. Les fonds qui sont prêts à accepter de plus faibles retours sur investissement (comme ceux des énergéticiens en Europe) demanderont également des profils de risque sûrs, ce qui signifie que

les principales sources de risque liées à la réglementation, aux technologies et au marché devront être atténuées ou transférées à d'autres parties. Pour combler le « déficit de financement » il faudra donc repenser le cadre réglementaire et l'architecture des marchés électriques Européens afin de réduire les risques pour les investisseurs.

3. Concilier la libéralisation du marché de l'électricité avec les priorités politiques environnementales et des marchés mondiaux de l'énergie en pleine évolution

Si l'organisation du marché de l'électricité Européen a fait l'objet de beaucoup d'attention au cours des vingt dernières années, la combinaison de plusieurs évolutions récentes accélère la nécessité d'une réforme en profondeur. Des modifications dans les priorités en matière de politiques énergétiques et environnementales européennes, dans le profil des coûts des technologies, ainsi que les évolutions récentes sur les marchés mondiaux de l'énergie et dans les négociations internationales sur le changement climatique, créent un contexte très différent pour l'organisation du marché de l'électricité par rapport à l'époque à laquelle les marchés actuels ont été définis, il y a une vingtaine d'années.

3.1. La modification des priorités en matière de politiques énergétiques européennes : combiner la libéralisation avec la décarbonisation et la sécurité d'approvisionnement

Le programme énergétique européen comprend des objectifs différents et parfois conflictuels : la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et l'environnement. Les priorités de la Commission européenne (CE) en matière de politiques ont considérablement évolué au fil du temps en Europe.

À la fin des années 1990 et au début des années 2000, les efforts des différentes politiques se sont concentrés sur la création d'un cadre réglementaire et de règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, dont les deux étapes clés sont la directive de décembre 1996 (Directive 96/92/CE) et la directive de juin 2003 (Directive 2003/54/CE). La Commission européenne a lancé une enquête sur la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité en 2005 et le rapport final publié en 2007 a jugé que les avancées dans la mise en place de marchés du gaz et de l'électricité ouverts et compétitifs en Europe étaient décevantes. Ce constat a mené à un nouvel ensemble de mesures législatives désignées sous le nom de « Troisième paquet énergie » proposé par la CE en 2007 et finalement adopté en juillet 2009. Ce paquet visait notamment à dissocier les réseaux de transmission de

la production, a mis en place des autorités de régulation nationales dans chaque État membre et a créé l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER).

Au milieu des années 2000, la politique énergétique européenne s'est infléchie pour faire une place plus importante à l'environnement, les dirigeants de l'UE ayant défini en mars 2007 un ensemble d'objectifs pour une économie sobre en carbone, qui ont par la suite été mis en œuvre sous la forme d'un ensemble de directives en 2009, souvent désignées sous le nom de « Paquet climat-énergie ». Celui-ci définit trois objectifs essentiels pour 2020, les objectifs « 3x20 » :

- une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE par rapport aux niveaux de 1990 ;
- une augmentation de la part de la consommation d'énergie de l'UE produite à partir de ressources renouvelables pour atteindre 20 % ;
- une hausse de 20 % de l'efficacité énergétique de l'UE. Plus récemment, les dirigeants de l'UE se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 % à 95 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990. Une feuille de route pour 2050, publiée en 2011, explore différentes voies possibles pour la décarbonisation de l'économie européenne dans plusieurs secteurs.

Cependant, au cours de ces dernières années, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité sont revenues en tête des priorités de la politique énergétique européenne. La crise du gaz russo-ukrainienne de janvier 2009, qui a entraîné des ruptures d'approvisionnement dans plusieurs États membres, a rappelé aux Européens leur dépendance aux importations de gaz et a généré de nouveaux débats portant à la fois sur une approche commune en matière d'approvisionnement en énergie provenant des pays extérieurs et sur un ensemble de critères renforcés visant à assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie sur le marché intérieur. Le 16 juillet 2009, la Commission européenne a adopté une nouvelle réglementation visant à renforcer la sécurité des approvisionnements en gaz dans le cadre du marché du gaz intérieur[1]. En septembre 2011, une communication sur la sécurité des approvisionnements en énergie et la coopération internationale a été adoptée ; elle définit une stratégie globale qui régit les relations extérieures de l'UE en matière d'énergie[2].

Au cours de ces dernières années, la crise économique a imposé un examen plus approfondi des conséquences financières de certaines politiques climatiques et écologiques, et des préoccupations sont apparues sur le fait que le déploiement incontrôlé de technologies à faible émission carbone puisse entraver la compétitivité

(1) Règlement (UE) n° 994/2010 relatif aux mesures visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz, abrogeant la Directive du Conseil européen 2004/67/CE.
(2) Communication « La politique énergétique de l'UE : s'investir avec des partenaires au-delà de nos frontières » [COM/2011/539].

économique européenne et menacer la sécurité d'approvisionnement. Le livre vert intitulé « Un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 » (COM(2013) 169, 27/03/2013) représente un point d'inflexion de la politique énergétique européenne, définissant clairement la compétitivité et l'accessibilité à l'énergie comme les enjeux centraux pour les années à venir. La consultation sur le cadre réglementaire à l'horizon 2030 a lancé un débat sur la politique énergétique de l'Europe après 2020 et a posé un certain nombre de questions concernant « le type, la nature et le niveau des objectifs en matière de climat et d'énergie pour 2030 », la « cohérence entre les différents instruments politiques ; la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement énergétique », ainsi que la « répartition des efforts entre les États membres ».

3.2. L'évolution du contexte des marchés internationaux de l'énergie : l'impératif de la compétitivité et de la maîtrise des coûts de l'énergie

Depuis la mise en œuvre du paquet climat énergie en 2008, presqu'aucune avancée n'a été réalisée sur la scène internationale en faveur d'un accord mondial visant à lutter contre le changement climatique. Les négociations menées par la CCNUCC depuis 2008 ont mis en évidence la difficulté de définir un accord contraignant à l'échelle internationale. Cette situation a eu des répercussions sur la volonté de l'Europe de décarboner son économie, de nombreux doutes se sont élevés par rapport à un tel engagement unilatéral et aux coûts qu'il imposerait à l'économie européenne si les autres pays ne prenaient pas d'engagements similaires.

D'autres modifications importantes du cadre politique international relatif à l'énergie sont également à noter. La découverte et la production d'importantes quantités d'hydrocarbures de schiste aux États-Unis ont considérablement modifié les dynamiques du marché mondial de l'énergie. Alors que la production de gaz naturel aux États-Unis a diminué jusqu'en 2008 et que l'on pensait que les États-Unis allaient devenir un grand importateur de gaz naturel, on estime aujourd'hui que le pays devrait être autosuffisant d'ici 2020[1]. Au cours des trois dernières années, la production de gaz non conventionnel y a été plus rapide que dans n'importe quel autre pays.

La révolution du gaz de schiste aux États-Unis a eu des répercussions sur l'économie européenne du fait des connexions entre les marchés de l'énergie au niveau mondial. La pression exercée sur les contrats d'approvisionnement en gaz indexés sur le cours du pétrole a mené à de nouvelles négociations avec les fournisseurs européens, ce qui a engendré des prix du gaz naturel acheté *via* des contrats à long terme plus proches des prix du marché. Le surplus de production de charbon aux États-Unis qui n'a plus été utilisée par les producteurs d'énergie du

(1) Cf. Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE, édition 2012.

pays a été exporté, contribuant ainsi à la chute des prix du charbon-vapeur à l'échelle internationale au cours de ces dernières années, ce qui explique la renaissance de la production électrique au charbon en Europe.

Par ailleurs, la révolution du gaz de schiste vient se mêler à la question plus large des coûts et de la compétitivité. En divisant par deux les prix du gaz au cours de ces dernières années aux États-Unis, le gaz de schiste a contribué à créer un avantage conséquent en termes de coûts pour l'implantation de certaines industries fortement intensives en énergie ou reposant sur le gaz naturel comme matière première pour la production. L'effet indirect sur les prix de l'électricité aux États-Unis par rapport à l'Europe mérite également d'être souligné, les prix étant devenus bien plus élevés en Europe. Les prix du gaz et de l'électricité en Europe sont bien plus élevés que ceux des pays en développement, mais également que ceux d'autres pays de l'OCDE, à l'exception du Japon.

Le livre vert à l'horizon 2030 publié récemment par la Commission européenne indique que le cadre à l'horizon 2030 « doit refléter plusieurs changements importants survenus depuis l'adoption du cadre initial en 2008/2009 *: les conséquences de la crise économique en cours, les difficultés budgétaires des États membres et des entreprises (...), l'évolution des marchés énergétiques de l'UE et mondiaux, notamment en relation avec les sources renouvelables, le gaz et le pétrole non conventionnels et le nucléaire, les préoccupations des ménages concernant le niveau des prix de l'énergie et celles des entreprises en matière de compétitivité, ainsi que les niveaux variables d'engagement et d'ambition des partenaires internationaux dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).* »

Les conséquences de la modification des priorités en matière de politique énergétique et environnementale sur l'organisation du marché de l'électricité et la poursuite de l'intégration du marché Européen doivent encore être identifiées et débattues. Cette évolution du contexte politique aura certainement des répercussions profondes car la création d'un marché intérieur libéralisé et compétitif ne constitue plus une fin en soi et doit désormais être mise au service des deux autres objectifs politiques, c'est-à-dire assurer la sécurité d'approvisionnement et l'accès à l'énergie à des prix abordables pour les citoyens européens et contribuer à l'objectif de décarbonisation sur le long terme. En d'autres termes, si le principal objectif des anciennes directives relatives au marché intérieur de l'énergie était de créer un marché commun et de favoriser la concurrence, l'organisation du marché et la structure réglementaire devront être reconsidérées comme un moyen de parvenir à une fin, ce qui mènera certainement à des organisations différentes.

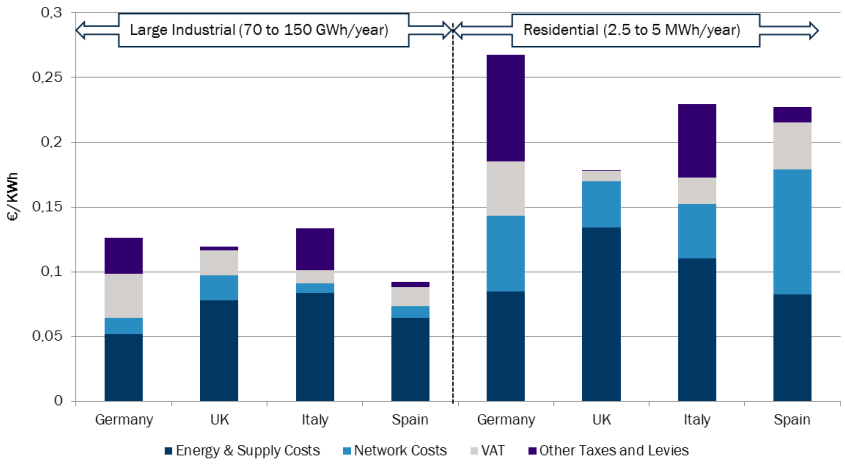
3.3. Contrôler les coûts des technologies propres : régler le rythme de la transition énergétique

La crise économique qui a touché l'Europe ces dernières années a conduit de nombreux gouvernements à remettre en question la capacité à assurer la transition énergétique vers un système d'électricité sobre en carbone à moindre coût. La hausse des prix de l'électricité et la crise économique ont conduit à un accroissement de la précarité énergétique en Europe au cours de ces dernières années. Dans une enquête récente issue du projet EPEE a estimé que 50 à 125 millions de personnes en Europe souffraient de précarité énergétique[1]. La hausse des prix de l'électricité pour les industriels constitue également une source d'inquiétude et a des effets néfastes sur la compétitivité de l'économie européenne.

La question de la répartition des coûts de la décarbonisation de l'économie entre les différentes catégories d'utilisateurs finaux de l'énergie s'est installée au cœur du débat sur les politiques. Peu de recherches ont été réalisées sur cette question et les pays européens ont choisi différentes approches. En Allemagne par exemple, la législation relative aux énergies renouvelables (EEG) dispense largement les grands consommateurs industriels du paiement de la contribution relative au soutien des énergies renouvelables, de sorte que ce sont les petites entreprises et les consommateurs domestiques qui supportent la plus grande partie des coûts de la transition énergétique. En revanche, en France, les coûts des politiques de soutien aux énergies renouvelables ont été répartis sur une base de clients plus large par le biais de la CSPE (contribution au service public de l'électricité). La définition de secteurs présentant un risque de fuites de carbone au sein du système d'échange de quotas d'émission et de leur compensation présente un enjeu similaire. Le schéma n° 6 permet de comparer les tarifs pour différentes catégories d'utilisateurs finals et d'illustrer la répartition des prix de l'électricité dans les différents pays.

(1) La précarité énergétique est définie ici de la façon suivante : « un ménage est dans une situation de précarité énergétique lorsqu'il doit dépenser plus de 10 % de ses revenus pour l'ensemble de l'énergie dans son habitat, y compris les appareils électriques, pour pouvoir chauffer son logement à un niveau suffisant pour garantir sa santé et à son confort » ; cf. www.fuel-poverty.org/files/WP7_D26-4_en.pdf. À lire également : *Fuel Poverty 1991-2012, Commemorating 21 years of action, policy and research* (*Précarité énergétique 1991-2012, commémoration de 21 années d'action, de politiques et de recherches*), de Ryan Walker Harriet Thomson et Christine Liddell, http://fuelpoverty.eu/wp-content/uploads/2013/03/Fuel-poverty-anniversary-booklet.pdf.

Schéma n° 6 : répartition des tarifs en 2012 pour les consommateurs finaux particuliers et industriels[1]



Source : Eurostat

Un deuxième enjeu important concerne le rythme de la décarbonisation de l'économie européenne. Plusieurs pays européens dont l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie ont récemment réduit les généreux dispositifs d'aides aux énergies renouvelables qui ont mené à un développement spectaculaire (parfois non maîtrisé) de ces énergies, notamment de l'énergie solaire photovoltaïque (PV). En Allemagne et en Italie, respectivement 7 GW et 5 GW par an en moyenne de photovoltaïque ont été installés au cours des trois dernières années. Ce boom de l'énergie photovoltaïque a été provoqué par de généreux tarifs d'achat garantissant des retours intéressants pour les investisseurs, mais génère sur toute la durée des contrats qui est de 15 à 20 ans, des coûts supportés par les consommateurs d'électricité. L'effet cumulatif de ces contrats pluriannuels pour soutenir les énergies renouvelables ne semble pas viable si l'on se fonde sur les tendances actuelles. D'après les estimations de l'IHS CERA, les coûts du soutien aux énergies renouvelables en Europe ont augmenté pour atteindre 30 milliards d'euros en 2012 et devraient s'élever à 49 milliards d'euros en 2020 sur la base des tendances du marché. Sur cette même base, les coûts des aides aux énergies renouvelables devraient doubler par rapport aux chiffres de 2012 au sein de l'UE-27 et atteindre plus de 60 milliards d'euros en 2035.

Mais surtout, ces dépenses considérables pour le déploiement de technologies renouvelables au cours de leur phase d'apprentissage contrastent avec le manque de fonds disponibles pour la recherche et le développement (R & D) dans le domaine de l'énergie. En termes réels, les dépenses publiques allouées à l'énergie en Europe demeurent bien en deçà des montants investis dans les années 1980, ce qui contraste avec les politiques industrielles d'autres pays tels que les États-Unis ou le

(2) Remarque : répartition pour la France, appliquée aux consommateurs industriels < 70 GWh.

Japon, qui allouent une part plus importante de leurs dépenses publiques à la R & D. Du fait des incertitudes liées aux coûts et aux avancées futures des différentes technologies propres, des politiques optimales devraient mettre l'accent sur la R & D et réduire les dépenses relatives au déploiement. En 2007, la Commission européenne a lancé un plan stratégique pour les technologies énergétiques (Plan SET) visant à mieux coordonner les différents efforts nationaux en matière de R & D, mais l'Europe est encore loin de posséder une approche harmonisée en matière de R & D et de politique industrielle[1].

3.4. Adapter le marché au changement de la structure de coûts : d'un monde d'OPEX vers un monde de CAPEX

La théorie de la libéralisation du marché de l'électricité a été élaborée au début des années 1980 dans un contexte caractérisé par des technologies de production d'électricité thermiques (essentiellement charbon et gaz). Le développement technologique et l'innovation constituaient l'un des éléments essentiels de la dynamique de libéralisation. Les technologies de l'information ont permis l'échange en temps réel des données nécessaires à la coordination de la chaîne de production, du transport et de la distribution, ainsi qu'à la commercialisation de l'électricité. Tandis que pendant des dizaines d'années la production d'électricité a été caractérisée par des rendements d'échelle croissants, le développement de turbines à gaz à cycle combiné, extensibles et modulaires a joué un rôle essentiel pour attirer de nouveaux candidats à l'activité de production.

Les marchés concurrentiels de l'énergie reposent sur les principes fondamentaux de la théorie de la tarification des demandes en pointe. Les acteurs du marché font leurs offres à leurs coûts marginaux de court terme (*short run marginal costs*, SRMC), et leurs coûts fixes sont récupérés d'une part par le biais des rentes infra-marginales c'est-à-dire lorsque les technologies à coûts marginaux de court terme plus élevés équilibrent le marché et déterminent le prix de l'électricité, et d'autre part par les rentes de rareté lorsque le marché est tendu et que les prix dépassent les coûts marginaux de court terme de la dernière technologie appelée.

Ce modèle de marché a bien fonctionné pour introduire une concurrence entre différentes technologies thermiques possédant des coûts variables élevés, mais devra certainement être adapté afin de refléter les évolutions récentes de la structure de coûts des différentes technologies de production d'électricité. Plus de 60 % des nouvelles capacités (110 GW sur 174 GW) installées au cours des quatre dernières années (entre 2009 et 2012) sont des technologies à coûts marginaux inexistants ou très faibles, telles que les énergies renouvelables ou les centrales

(1) Communication de la Commission européenne du 10 janvier 2007 intitulée « Vers un plan stratégique européen pour les technologies énergétiques » [COM(2006) 847 final].

nucléaires. Pour toutes les technologies sobres en carbone (énergies renouvelables, nucléaire et capture et stockage du CO_2), les coûts d'investissement représentent une part importante des coûts complets de production. Le schéma n° 7 présente des estimations de coûts de production pour différentes technologies en Allemagne et met en avant le poids des coûts d'investissement dans les coûts complets de production pour les technologies sobres en carbone, tandis que les coûts de production pour les centrales à gaz et à charbon restent dominés par le coût du combustible et les coûts de fonctionnement.

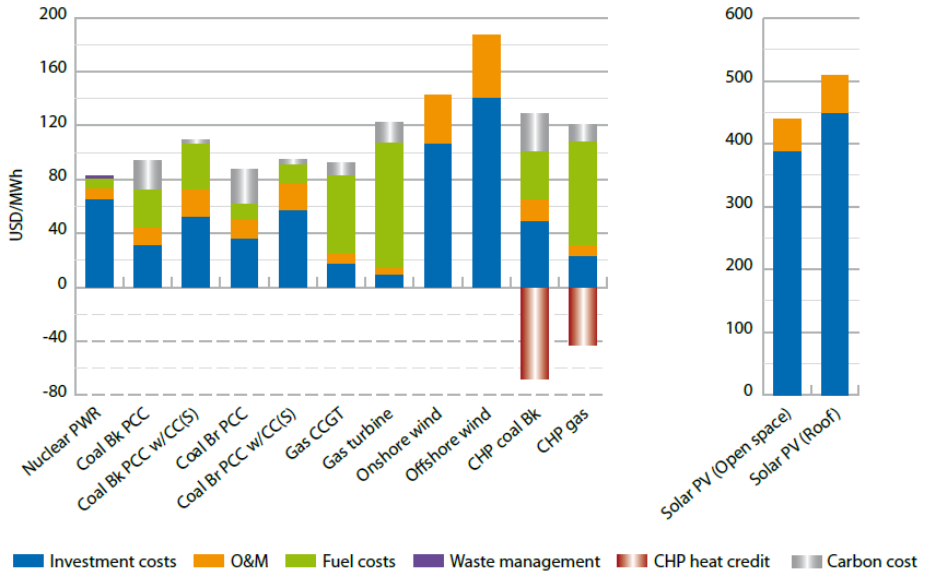
En d'autres termes, le secteur de l'électricité européen est en train de passer d'un « monde d'OPEX » à un « monde de CAPEX ». Cette transition comporte des implications importantes pour l'évolution de l'architecture des marchés de l'électricité concurrentiels. Si, en théorie, la fixation du prix au coût marginal est compatible avec une partie du « mix de production » caractérisée par des coûts marginaux de court terme très faibles, voire nuls, en l'absence d'une demande qui pourrait répondre de façon plus élastique aux variations de l'offre, les prix risquent de devenir très volatils du fait de l'augmentation de la part des énergies renouvelables et de la marginalité de plus en plus fréquente des technologies dotées de coûts marginaux de court terme nuls. Ainsi, le risque est que les prix deviennent égaux à ou proches de zéro (et puissent même devenir négatifs) pendant de longues périodes et que les coûts fixes des centrales thermiques doivent alors être récupérés en quelques heures, générant ainsi des prix extrêmement élevés.

L'augmentation progressive de la proportion d'énergies renouvelables devrait donc s'accompagner de réformes du modèle cible pour les marchés de l'électricité en Europe, reflétant la modification des structures de coûts du secteur. Cela implique qu'une transition vers un fonctionnement de marché qui complète la fixation du prix au coût marginal par d'autres mécanismes permettant le recouvrement des coûts fixes va s'avérer nécessaire.

D'autres modèles de concurrence sont possibles pour les secteurs présentant une structure de coûts dominée par les coûts fixes. Il faut pour cela exercer une pression concurrentielle aux endroits décisifs et en particulier sur la décision d'investissement. Dans d'autres secteurs à forte intensité en capital, cette pression est exercée par exemple par la mise aux enchères de contrats à long terme.[1] À cet égard, l'expérience des pays d'Amérique latine apporte des modèles alternatifs de dispositifs de concurrence : des enchères sont effectuées périodiquement pour des contrats à long terme à la fois pour les centrales thermiques et pour les centrales de production d'énergie renouvelable, et pourraient constituer une étude de cas utile pour l'Europe.

(1) Cf. Finon D. et Roques F. (2008),. « Financing arrangements and industrial organisation for new nuclear build in electricity markets » (Dispositifs de financement et organisation du secteur pour de nouvelles installations nucléaires sur les marchés de l'électricité), *Competition and Regulation in Network Industries (Concurrence et réglementation pour les industries de réseau), Intersentia*, vol. 9(3), septembre, p. 247-282.

Schéma n° 7 : Répartition des coûts de production pour différentes technologies en Allemagne, 10 % CMPC



Source : étude de l'OCDE (AIE/AEN), Coûts prévisionnels de production de l'électricité, édition 2010

4. Les politiques de soutien hors marché des ENR entravent le fonctionnement des marchés de l'électricité

Les marchés européens de l'électricité sont aujourd'hui caractérisés par un grand nombre de législations et de réglementations environnementales créant pour certaines d'importantes distorsions sur ces marchés. Parmi ces réglementations environnementales figurent les politiques de soutien à la production d'énergies renouvelables, le système communautaire d'échange de quotas d'émission, ainsi que les normes d'émissions et les différentes contraintes spécifiques relatives au fonctionnement des centrales (par exemple, pour la consommation d'eau de refroidissement, l'évacuation d'eau pour les centrales hydrauliques ou encore réglementations spécifiques pour les centrales nucléaires).

4.1 Un patchwork d'approches nationales pour soutenir les ENR qui manque de coordination

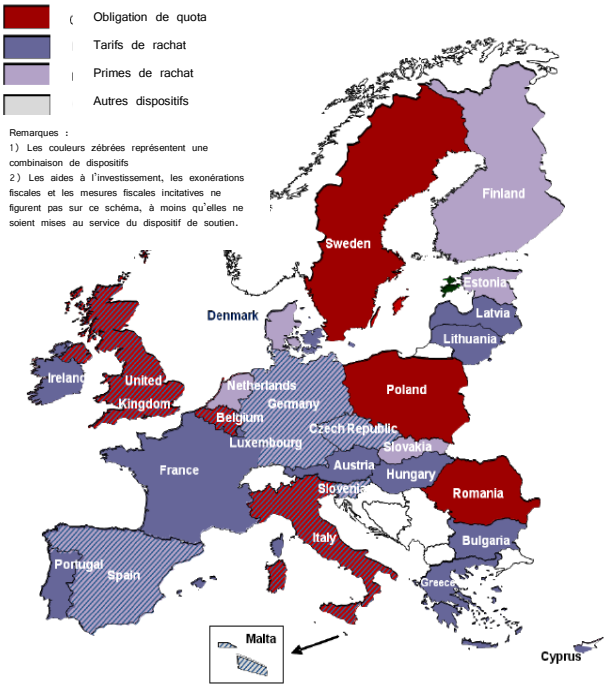
L'approche actuelle régissant le soutien aux énergies renouvelables en Europe recouvre une grande diversité d'approches. Le schéma n° 8 illustre le *statu quo* au sein de plusieurs pays. On distingue trois grands mécanismes de soutien, qui ont donné naissance à quelques modèles hybrides :

- *les tarifs de rachat* garantissent un prix fixe pour une quantité d'énergie alimentant le réseau. Ce prix est généralement supérieur au prix de marché de l'électricité

et cet écart est facturé aux utilisateurs finaux par le biais d'un mécanisme de transfert qui varie selon les pays ;

- *le modèle des primes, ou contrat pour différence* (contract for difference, *CFD*) constitue une variante des tarifs de rachat. Selon le système de prime, les producteurs d'ENR perçoivent une rémunération constituée du prix de marché de l'électricité auquel s'ajoute une prime fixe pour avoir produit de l'énergie renouvelable. Ce système de primes peut comprendre un prix plancher et un prix plafond garantissant des tarifs minimum et maximum indépendants du prix de marché de l'électricité, réduisant ainsi le risque global. Dans le cas de l'approche CFD, les producteurs d'ENR perçoivent un montant égal à la différence entre le prix de marché de l'électricité et un niveau garanti qui sert de référence ;
- *le modèle de certificat vert* repose sur des obligations de production à partir d'énergies renouvelables imposées aux producteurs qui peuvent choisir de produire (en interne ou en externe) de l'« électricité verte » ou d'acheter l'équivalent en certificats verts. Les certificats verts sont générés chaque fois qu'une source d'énergie renouvelable accréditée produit de l'énergie. Si les producteurs ne remplissent pas leurs obligations en matière d'énergie renouvelable, ils doivent s'acquitter d'une pénalité : le prix de rachat.

Schéma n° 8 : type de soutien aux énergies renouvelables par pays



Source : Ragwitz et al. *(2011)*[1]

(1) Haas R., Panzer C., Resch G., Ragwitz M., Reece G., Held A. (2011), *A Historical Review of Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews (Revue historique des stratégies de promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables dans les pays de l'UE, examens de l'énergie renouvelable et de l'énergie durable*), vol. 5(2), p. 1003-1034.

Les recherches académiques et les témoignages de professionnels illustrent largement les avantages et inconvénients de ces différents systèmes.[1] En fonction du degré de maturité de la technologie, certaines approches sont plus adaptées que d'autres. Le risque est que le manque de coordination entre les différentes approches ne mène à un déploiement non optimal, avec d'importantes capacités dans certaines régions qui ne sont pas forcément les mieux dotées en termes de ressources éoliennes ou solaires, augmentant ainsi le coût du système pour les consommateurs européens.[2]

Mais surtout, ces systèmes de soutien aux ENR interagissent de différentes manières avec les dynamiques du marché de l'électricité national. En ce sens, l'absence d'approche coordonnée entre les différents pays peut conduire à des distorsions sur les marchés de l'électricité Européens. Cela est d'autant plus vrai pour les régions ayant mis en œuvre un couplage de marché par les prix, pour lesquelles un effet de contagion de l'effet des ENR sur les dynamiques de prix de marché de l'électricité est susceptible de se produire.

4.2 Des politiques de soutien aux ENR qui isolent les opérateurs des dynamiques de marché et créent des distorsions

L'un des problèmes croissants relatif aux politiques de soutien aux ENR est qu'elles reposent en grande partie sur des dispositifs dits « hors marché » pour rémunérer les producteurs d'énergies renouvelables, qui ne reçoivent pas les incitations opérationnelles et/ou d'investissement générées par les prix de l'électricité. Par exemple, les tarifs de rachat qui garantissent un prix fixe de l'électricité par MWh produit sans tenir compte du prix de marché n'incitent pas les opérateurs d'ENR à produire et à vendre de l'électricité aux moments où elle est le plus utile au système (par exemple, programmer des opérations de maintenance à des moments où elles pénalisent le moins le système). Ce sont par conséquent les producteurs thermiques qui supportent les coûts de l'ajustement du système.

Par ailleurs, les producteurs d'énergie éolienne et solaire rémunérés par des tarifs de rachat sont incités à produire même lorsque le système est en situation de surcapacité. Ce phénomène conduit dans certains cas à des distorsions importantes des dynamiques du prix de l'électricité, et conduit parfois à la formation de prix négatifs. Des prix négatifs ont ainsi été observés récemment en Allemagne, en France et sur le Nord Pool au Danemark. Faire une offre de prix négatif est

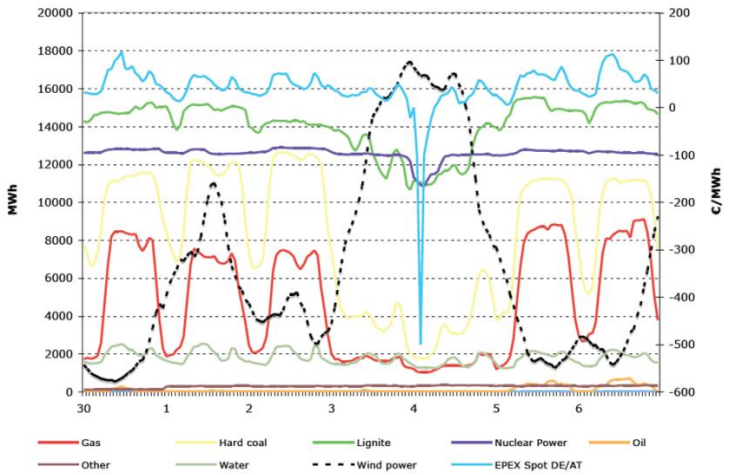
[1] Voir par exemple Hiroux C. et Saguan M. (2010), « Large-scale wind power in EU electricity markets: Time for revisiting supports and market designs? » (L'énergie éolienne à grande échelle sur les marchés de l'électricité de l'UE : est-il temps de revoir les dispositifs d'aide et de marché ?), *Energy Policy (Politique énergétique)*, vol. 38(7), juillet 2010, p. 3135-3145 ; M. Ragwitz et S. Steinhilber (2013), *Effectiveness and efficiency of support schemes for electricity from renewable energy sources* (Efficacité et efficience des modèles d'aides à la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables), accepté pour la publication chez WIREs Energy Environment.

[2] Voir par exemple Roques F., Hiroux C. et Saguan M. (2010), « Optimal wind power deployment in Europe. A portfolio approach » (Un déploiement optimal de l'énergie éolienne en Europe : une approche de portefeuille), *Energy Policy*, Elsevier, vol. 38(7), p. 3245-3256, juillet.

rationnel lorsque les coûts fixes et les coûts d'opportunité sont tels qu'un producteur d'énergie gagnera davantage (ou perdra moins) en continuant à produire plutôt qu'en arrêtant la production de sa centrale pour quelques heures. Parmi les contraintes de fonctionnement des centrales figurent des éléments tels que la charge stable minimum, le temps d'arrêt minimum et les coûts de redémarrage.

En Allemagne par exemple, lorsque la production d'énergies renouvelables est importante et que la demande en électricité est faible, la production d'énergies renouvelables suffit à répondre à cette demande. Les coûts d'opportunité relatifs au fait de ne pas produire ou d'arrêter la production pendant une courte période pour certaines des centrales thermiques les moins flexibles (centrales au lignite et centrales nucléaires) les conduisent à proposer des prix négatifs afin de rester en activité. Le schéma n° 9 illustre la réaction de différentes technologies de production aux prix négatifs (- 500 €/MWh) le 4 octobre 2009 à 3 h du matin, en Allemagne. La production éolienne était importante et s'élevait à 17,2 GW et les centrales à gaz et au charbon ont été presque entièrement arrêtées, la capacité des centrales à gaz en activité étant passée de 7 GW à 1 GW, et celle des centrales à charbon de 12 GW à 2 GW. Toutefois, les centrales thermiques les moins flexibles (centrales nucléaires et centrales au lignite) sont restées en activité pour la plupart : le nucléaire est passé de 14 GW à 13 GW et le lignite de 13 GW à 11 GW.

Schéma n° 9 : Réaction de différentes technologies de production en Allemagne aux prix de l'électricité négatifs le 4 octobre 2009



Source : EPEXSPOT

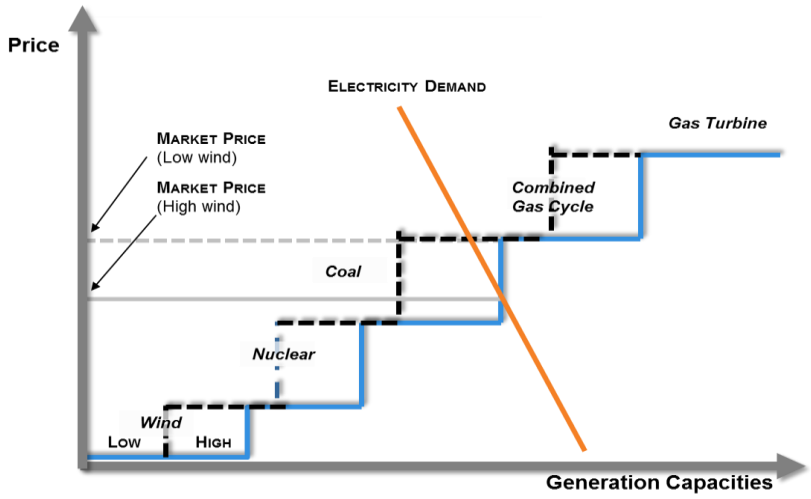
Si des prix négatifs peuvent être interprétés comme un signal économique sain reflétant des contraintes opérationnelles, les tarifs de rachat pour les énergies renouvelables amplifient le problème en rendant les ENR non réceptives aux signaux-prix. Les producteurs d'ENR sont en effet incités à proposer des prix négatifs pour continuer à produire tant que les prix de marché nets des tarifs de rachat restent

positifs. Cette situation peut mener à un manque d'efficacité du système et à une augmentation des coûts pour les consommateurs puisque le coût d'opportunité d'un arrêt de la production est artificiellement très élevé pour les énergies renouvelables du fait des tarifs de rachat.

4.3 Les ENR déplacent les centrales thermiques dans l'ordre de préséance économique et créent un problème structurel

L'autre effet du déploiement des énergies renouvelables dans le réseau électrique européen est qu'elles déplacent certaines centrales dans l'ordre de préséance économique, ce qui a un effet considérable sur les dynamiques de prix de l'électricité ainsi que sur les revenus des centrales thermiques. C'est ce que désigne l'expression « effet de l'ordre de préséance économique », selon laquelle des énergies renouvelables à faibles coûts marginaux remplacent les centrales thermiques plus onéreuses *(schéma n° 10)*. En modifiant le mix de production, les responsables politiques altèrent la répartition des revenus entre les installations existantes, réduisant à la fois le nombre d'heures de fonctionnement des centrales thermiques et les prix de gros de l'électricité attendus. Cela entraîne différentes problématiques de transferts de revenus et de compensation de coûts échus au cours de la phase de transition car le système doit ajuster le mix de production pour parvenir à un nouvel équilibre, ainsi qu'au cours de la nouvelle phase d'équilibre.

Schéma n° 10 - L'effet « ordre de mérite » des ENR



La phase de transition correspond à la période pendant laquelle les opérateurs de la centrale ajustent leurs décisions opérationnelles et d'investissement et réévaluent leurs portefeuilles de centrales en retirant certains actifs. L'un des enjeux importants de cette transition est le rythme de cette transformation du mix de production et les évolutions qui en découlent en termes de répartition des revenus. Si la transformation est tellement rapide ou imprévisible qu'elle modifie radicalement les revenus de

certaines unités qui sont encore en phase d'amortissement et de remboursement de dette, cela peut générer d'importants coûts échoués et déstabiliser le système. Les effets sur la répartition des coûts/revenus varient également selon que les revenus générés par les nouvelles centrales ENR sont captés par les opérateurs historiques exploitant les centrales thermiques qui assistent à une réduction de leur chiffre d'affaires, ou par d'autres acteurs.

A long terme, la baisse et la volatilité croissante des prix de gros de l'électricité générée par les ENR représentent un problème plus structurel. Cette situation pourrait conduire à une dynamique de marché instable selon laquelle les énergies renouvelables deviendraient la technologie marginale pendant d'importantes périodes, au cours desquelles les prix oscilleraient entre plusieurs extrêmes dans un délai très court et de manière imprévisible. Du fait de l'augmentation de la part d'énergies renouvelables à faibles coûts variables, le rôle de la fixation du prix spot au coût marginal comme l'élément central des marchés de l'électricité devra être revu. Cela peut être effectué progressivement car les marchés de court terme (équilibrage et réserves) et les marchés de capacité de long terme offrent progressivement des sources de revenus complémentaires qui reflètent l'importance grandissante de ces produits pour le système.

4.4 Le marché européen du carbone : un marché « résiduel » qui donne un signal-prix faible et incertain

Dans le cadre du paquet énergie-climat de 2009, le système communautaire d'échange de quotas d'émission a été érigé par la Commission européenne comme l'élément central d'une politique européenne en faveur d'un mix énergétique décarboné.[1] Mais depuis le début de la Phase 2 en janvier 2008, les prix sont à la baisse, ce qui a généré un débat sur l'efficacité du dispositif et sur la nécessité d'une réforme. Il devient de plus en plus manifeste que les prix peu élevés et volatils de l'ETS ne sont pas efficaces pour générer une réduction des émissions de carbone dans le secteur de l'électricité.

Les quotas d'émissions se sont échangés à moins de 10 €/tCO_2 ces dernières années. À titre de comparaison, le prix de substitution implicite de la production d'électricité à partir de charbon par celle à partir de gaz est compris entre 40 et 50 €/tCO_2 aujourd'hui, ce qui signifie que le prix du carbone actuel est bien trop bas pour avoir des répercussions concrètes sur les décisions opérationnelles prises par les opérateurs des centrales. Sur le plus long terme, les prix actuels sur l'ETS sont également jugés bien en deçà des prix du CO_2 nécessaires pour rendre les investissements dans les technologies propres compétitifs. Si l'on considère un coût complet de production de 140 €/MWh pour l'éolien offshore et un coût complet de

(1) Le système communautaire d'échange de quotas d'émission européen (SCEQE) concerne actuellement près de la moitié de l'ensemble des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) de l'Union européenne.

production de 210 €/MWh pour l'énergie solaire photovoltaïque, les prix du CO_2 qui permettraient d'aligner leurs coûts de production de long terme avec ceux d'une centrale à cycle combiné gaz (environ 70 €/MWh) seraient respectivement de 240 €/tCO_2 et de 430 €/tCO_2.

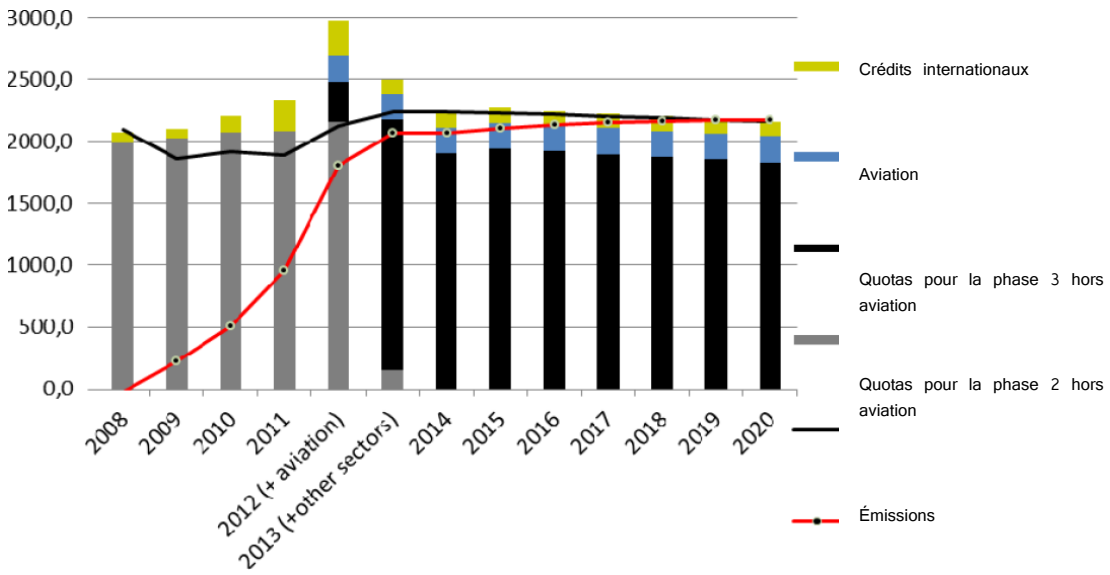
La chute des prix du carbone au cours de ces dernières années peut s'expliquer par l'augmentation excessive des quotas pour les phases 2 et 3. L'allocation de quotas a été définie en 2007 pour la Phase 3 jusqu'en 2020 et depuis lors, un ensemble de chocs affectant l'offre et la demande de quotas a conduit à la situation actuelle d'offre excédentaire. La crise économique qui a débuté en 2008 et la faible reprise économique qui a suivi ont affaibli l'activité industrielle et ont entraîné une réduction des émissions par rapport aux émissions prévues et définies comme le plafond de la Phase 3. Du côté de l'offre, la multiplication de projets internationaux de compensation et l'utilisation des crédits qui en ont résulté en amont des contrôles qualité qui se sont mis en place en 2013 ont également diminué la demande en quotas et ont contribué à accroître l'excédent d'offre.

Comme l'illustre le schéma n° 11, l'ETS est à présent en situation d'offre excédentaire au stade de la Phase 3 et les prix bas actuels reflètent les perspectives d'un retour à l'équilibre à long terme lors de la Phase 4, qui couvre la période 2021-2030, ainsi que la probabilité d'intervention politique visant à soutenir les prix lors de la Phase 3. La Commission européenne a en effet lancé un débat en 2012 sur une stratégie en deux étapes de réforme de l'ETS. La première étape, qui a débuté fin 2013, consiste en une intervention ponctuelle visant à appauvrir le marché en quotas et à stimuler les prix sur le court terme *via* le report de la mise aux enchères de près de 900 mt de quotas de CO_2 au cours de la phase 3, tandis qu'un nouvel examen des différentes possibilités en vue d'une réforme plus structurelle de l'ETS devrait mener à moyen terme à une révision du fonctionnement de l'ETS pour la phase 4 ainsi que pour les phases ultérieures. Si à court terme des interventions *ad hoc* sur le marché peuvent constituer un mal nécessaire pour éviter un effondrement des prix qui ébranlerait la crédibilité de l'ETS, elles créent néanmoins un dangereux précédent. En effet, si les décideurs interviennent de façon *ad hoc* afin de resserrer le marché de l'ETS lorsque les prix sont jugés trop bas, ne seront-ils pas susceptibles d'intervenir à l'avenir si les prix sont jugés trop hauts ? Ce type d'intervention risque de remettre davantage en cause la crédibilité de l'ETS ainsi que les engagements politiques qui sous-tendent ce marché.

La réforme plus structurelle qui a commencé à être débattue par la CE constitue donc une étape décisive pour la crédibilité future de l'ETS. Un des éléments essentiels de cette problématique est le chevauchement de l'ETS avec les politiques nationales de soutien aux technologies sobres en carbone et à l'efficacité énergétique, qui ont un effet notable sur la demande de quotas ETS. Concrètement, le problème est que l'ETS est devenu un « marché résiduel » pour la réduction des émissions

de CO_2 dans le secteur de l'électricité. Les politiques de soutien aux énergies renouvelables ou au nucléaire ont constitué le principal moteur d'investissements dans le secteur de l'électricité en Europe au cours des dix dernières années.

Schéma n° 11 : L'équilibre de la demande de la fourniture de quotas ETS (2008-2020)[1]



Source : Commission européenne, L'état du marché du carbone européen

5. Réussites et difficultés de l'intégration des marchés de l'électricité européens

Vingt ans après le début de la libéralisation, tout d'abord au Royaume-Uni puis dans les pays nordiques et enfin dans le reste de l'Europe, le bilan est mitigé par rapport aux résultats de la libéralisation des marchés de l'électricité européens.

Les trois Directives adoptées en décembre 1996, en juin 2003 et en juillet 2009 représentent les étapes clés de la coordination et de l'intégration des États membres en matière d'électricité, ainsi qu'une progression régulière vers une intégration des marchés de l'électricité européens. En dépit des critiques, il est important de souligner les nombreux résultats positifs obtenus à ce jour. Les lumières sont restées allumées et un grand nombre de barrières entravant les échanges d'électricité entre les différents marchés européens ont progressivement été levées. L'échange

(1) Commission européenne (2012). *État des lieux du marché du carbone européen en 2012* (*The State of the European Carbon Market in 2012*), Bruxelles, 14 novembre, COM(2012) 652 final.

d'électricité aux frontières a largement contribué à maintenir la sécurité d'approvisionnement mais également à réduire les coûts totaux du système pour les consommateurs européens.

Toutefois, des inquiétudes subsistent par rapport au fait que dans de nombreux pays, les avancées vers des marchés de l'électricité compétitifs et intégrés ont été ralenties par une opposition politique et que la majorité des marchés demeure relativement concentrée. La plupart des résultats de l'enquête de secteur de la Commission européenne au sujet de la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité publiée en janvier 2007 sont encore d'actualité.[1]

5.1. Des progrès significatifs : initiatives régionales et couplage de marchés

Le troisième Paquet législatif Européen énergie adopté en juillet 2009 a marqué un changement significatif de stratégie dans le sens où il revêt un rôle plus proactif dans la définition de règles harmonisées régissant le marché intérieur de l'électricité. Ce paquet, qui visait notamment à dissocier les réseaux de transport de la production, a établi une Autorité de régulation nationale au sein de chaque État membre et a mis en place l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER), ainsi que le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (*European Network of Transmission System Operators in Electricity*, ENTSO-E).

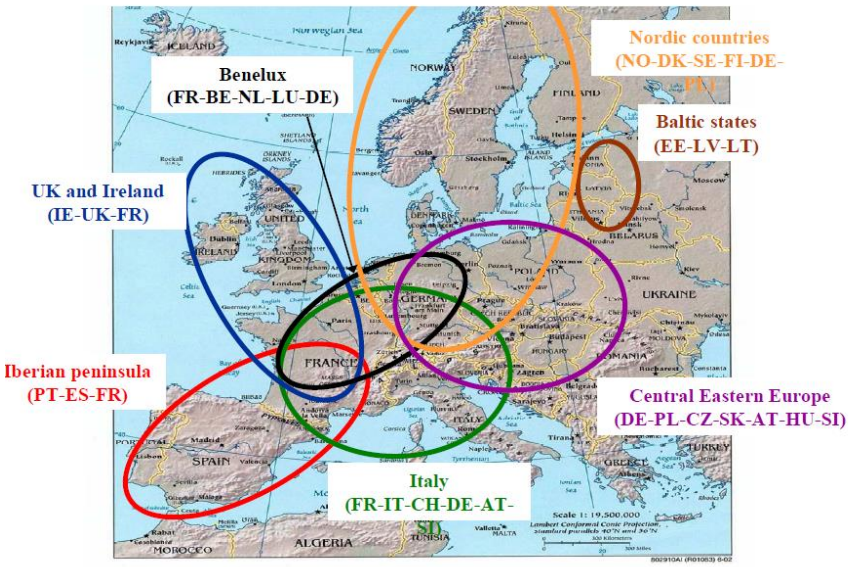
L'ENTSO-E a pour mission de définir des codes de réseau légalement contraignants, sur la base des orientations-cadres établies par l'ACER, en se concentrant sur plusieurs problématiques essentielles pour l'intégration du marché, notamment les règles d'accès des tiers, l'allocation des capacités et les règles de gestion des congestions, l'équilibrage du système et les règles relatives à l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport, qui incluent des signaux de localisation et des mécanismes de compensation entre les gestionnaires des réseaux de transport (GRT). Dans la pratique, le travail sur les orientations-cadres et les codes de réseau fait partie de la mise en œuvre du modèle-cible visant à coordonner la mise en œuvre d'un marché de l'électricité européen intégré.

Parallèlement, une intégration du marché par une approche ascendante (« bottom-up ») s'effectue grâce à la création des Initiatives régionales (IR) ainsi que des

(1) L'enquête du secteur a identifié les problèmes suivants :
- une concentration du marché trop importante sur la plupart des marchés nationaux ;
- un manque de liquidités, empêchant de nouvelles entrées réussies sur le marché ;
- trop peu d'intégration entre les marchés des différents États membres ;
- une absence de données disponibles transparentes sur le marché menant à une méfiance par rapport aux mécanismes de fixation des prix ;
- un niveau actuel inadapté de dissociation entre les intérêts du réseau et ceux de l'offre, qui a des répercussions négatives sur le fonctionnement du marché et les mesures incitatives à l'investissement ;
- des clients liés aux fournisseurs par des contrats en aval à long terme ;
- des marchés d'ajustement actuels et des zones d'ajustement réduites qui favorisent les opérateurs historiques.

projets tels que le couplage des marchés spot en jour -1. Le schéma n° 12 présente les sept principales initiatives régionales.

Schéma n° 12 : les 7 initiatives régionales centrales



Source : Everis and Mercados (2010)[1]

Ces différents axes de travail ont mené à de nombreux résultats positifs en matière d'intégration des marchés régionaux. La mise en œuvre d'un couplage des marchés à l'échelle régionale notamment a permis des gains d'efficacité dans l'utilisation des interconnexions et a mené à une convergence des prix plus importante entre les marchés couplés.[2] En 2006, les marchés spot journaliers (i.e. pour livraison du jour pour le lendemain) français, néerlandais et belges ont été couplés à l'aide d'un mécanisme de couplage par les prix. Le 9 novembre 2010, le *Central Western European Market Coupling* (couplage des marchés d'Europe centrale et occidentale) a été mis en place avec l'arrivée de l'Allemagne et du Luxembourg dans le couplage.

La mise en œuvre du modèle-cible de marché, notamment de certaines orientations-cadre et codes de réseau, fait cependant face à différents obstacles. L'objectif annoncé par la Commission européenne de disposer d'un marché de l'électricité européen intégré caractérisé par des couplages de prix entre tous les principaux

(1) Everis et Mercados (2012), *From Regional Markets to a Single European Market (Des marchés régionaux vers un marché européen unique).*

(2) Le couplage des marchés pour des marchés de gros de l'électricité repose sur des enchères implicites selon lesquelles les acteurs du marché ne reçoivent pas eux-mêmes d'affectation de capacités transfrontalières mais une offre pour l'énergie lors de leur échange. Les échanges utilisent ensuite les Capacités de transport disponibles (Available Transmission Capacity, ATC) afin de réduire au minimum les écarts de prix entre plusieurs régions. De cette façon, le couplage des marchés permet d'optimiser la capacité d'interconnexion ainsi que le bien-être social. Le processus augmente la convergence des prix entre différentes zones du marché et élimine les flux à contre-courant. Les écarts de prix envoient un signal-prix pour des investissements dans les capacités de transport transfrontalières.

marchés d'ici 2015 sera certainement reporté, du fait que des disparités entre les différentes organisations nationales des marchés de l'électricité rendent difficiles la coordination et la définition de règles communes. Mais malgré ces problèmes, le développement de codes de réseau représente une étape importante ainsi qu'un grand pas en avant en matière d'intégration des marchés européens.

5.2. Un développement des infrastructures d'interconnexion trop lent

L'objectif de création d'un marché paneuropéen intégré de l'électricité a progressé relativement lentement jusqu'à aujourd'hui car des infrastructures essentielles à son fonctionnement ont dû faire face à des retards répétés. Ces retards contrastent fortement avec la volonté de la Commission européenne d'accélérer le rythme de construction d'interconnexions considérées comme un vecteur essentiel d'une transition à moindre coût vers un réseau électrique sobre en carbone. Le Programme d'investissement d'octobre 2012 de l'ENSTO-E envisage en effet une multiplication par deux, voire par trois, de l'investissement dans les infrastructures et prévoit 104 milliards d'euros d'investissement dans les infrastructures du réseau électrique sur la période 2012-2022.

Un marché plus interconnecté présenterait clairement des avantages importants puisqu'il permettrait d'alléger certaines des contraintes locales d'ajustement du réseau et d'optimiser l'utilisation des différentes sources de production et de demande dans une zone géographique plus large. Une plus grande capacité d'interconnexion permettrait également d'utiliser les réserves hydrauliques dans les pays scandinaves et dans les Alpes pour le stockage et l'ajustement de l'électricité à une échelle plus large que le simple environnement régional immédiat. De la même façon, un réseau éolien offshore dans la Mer du Nord permettrait d'exploiter les importantes ressources éoliennes de la région tout en intégrant davantage le réseau des pays scandinaves avec le CWE et les systèmes électriques du Royaume-Uni. Enfin, certaines zones situées à la périphérie de l'Europe demeurent faiblement connectées au réseau européen. Les pays baltes ou les pays des Balkans sont par exemple relativement isolés et pourraient largement bénéficier de davantage d'interconnexions avec le reste du réseau européen.

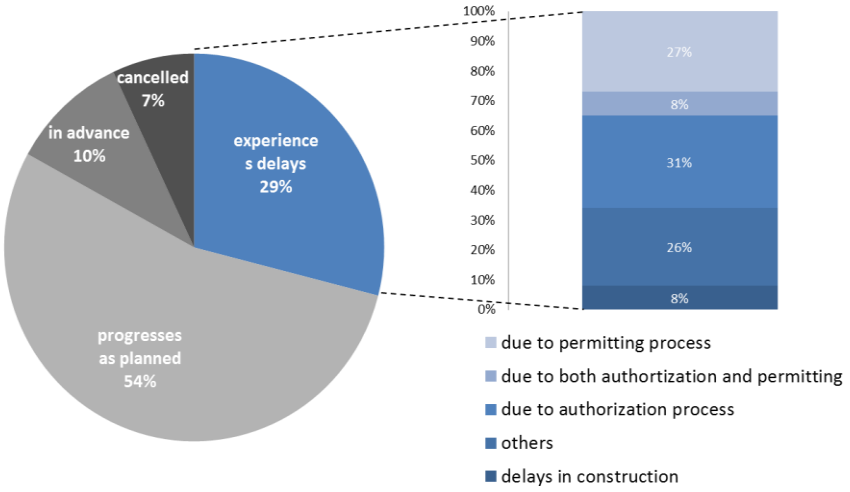
La Commission européenne a lancé plusieurs initiatives visant à accélérer le déploiement d'infrastructures essentielles. Des programmes pour les Réseaux transeuropéens de l'énergie pour l'électricité (Trans-European Energy Networks for Electricity, TEN-E) et des politiques telles que le Plan d'interconnexion prioritaire (PIP) visent à favoriser leur construction[1]. Le Schéma décennal de développement du réseau de 2012 (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP) du Réseau européen des gestionnaires des systèmes de transport pour l'électricité (ENTSO-E),

(1) TEN-E : http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/tent_e/ten_e_en.htm ; PIP : http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27081_en.htm.

publié en juillet 2012, appelle à 58 GW de nouvelles capacités d'interconnexion en Europe d'ici 2022, ce qui multiplierait par trois le rythme de construction de lignes transfrontalières en comparaison avec la dernière décennie.[1].

Toutefois, dans la pratique, le rythme de développement des lignes de transport internes et transfrontalières prend bien plus de temps que prévu. Par exemple, les projets d'extension de l'interconnexion entre la France et l'Espagne à travers les Pyrénées ou le « Steiermarkleitung » en Autriche ont subi jusqu'à 25 ans de retard. La progression de la plupart des projets a été ralentie par différents facteurs : l'opposition locale, mais aussi les barrières politiques et réglementaires qui ont également joué un rôle dans certains cas. Au cours de ces dernières années, près d'un tiers des « Projets d'envergure paneuropéenne » (Projects of Pan-European Significance) de l'ENTSO-E ont subi des retards et cinq d'entre eux ont été entièrement annulés *(schéma n° 13)*. La cause de ces retards est souvent liée au processus d'autorisation et de permis, la coordination transfrontalière des différentes parties étant souvent complexe. L'opposition locale constitue généralement un obstacle majeur pour ce type de projets d'infrastructures.

Schéma n° 13 : évolution des délais de réalisation des interconnexions et causes de retards ou d'annulations (TYNDP de l'ENTSO-E de 2010 contre 2012)



Source : Schéma décennal de développement du réseau de l'ENTSO-E 2012 et 2010

(2) Comparaison effectuée au sein de la même zone géographique, soit l'Europe à l'exception des Balkans et des pays baltes. Source : IHS CERA.

5.3. Une occasion manquée : les bénéfices potentiels pour les consommateurs d'une intégration renforcée

Les bénéfices en termes de convergence des prix de l'électricité sur la base d'une plaque de cuivre théorique en Europe, c'est-à-dire en imaginant qu'il n'existerait plus de contraintes liées au transport, pourraient, en moyenne, être très significatifs. Ces bénéfices seraient en moyenne plus élevés pour les pays et les régions situés à la périphérie, qui sont relativement isolés, comme le Royaume-Uni ou l'Italie. Par ailleurs, dans les régions qui sont déjà bien interconnectées comme l'Europe centrale et occidentale, le couplage des marchés a déjà entraîné une importante convergence des prix. Les légers écarts de prix qui subsistent ne suffisent pas à rendre la majorité des interconnexions économiques sur la base d'un seul arbitrage par les prix.

La société de conseil Booz & Company a estimé que les bénéfices de l'intégration dus au couplage des marchés, une fois le couplage des marchés entièrement mis en place au sein de l'UE, sera de l'ordre de 2,5 à 4 milliards d'euros par an, soit 5 à 8 euros par an par habitant. 58 % à 66% de ces bénéfices environ ont déjà été obtenus grâce au degré de couplage de marchés déjà en place, notamment sur les vastes marchés du nord-ouest de l'Europe et en Scandinavie. Les 34 %-42 % restants seront obtenus avec la mise en œuvre du modèle-cible pour l'électricité[1].

Par ailleurs, les bénéfices d'une plus grande capacité d'interconnexion peuvent s'avérer considérables dans certaines circonstances exceptionnelles. Par exemple, les prix de l'électricité dans les pays scandinaves peuvent fortement augmenter lors d'une année de sécheresse, lorsque les niveaux des réservoirs hydroélectriques sont bas ; de la même façon, sur le continent et en France par exemple, les prix de l'électricité réagissent aux variations de la demande en pointe en cas de vague de froid, du fait de la part importante de chauffage électrique, tandis qu'en Allemagne les prix varient en fonction de la production d'énergies renouvelables. Par conséquent, de nouvelles interconnexions peuvent être envisagées comme des mécanismes d'assurance contre d'éventuelles perturbations ou des événements provoquant une hausse soudaine des prix. Ces préoccupations apparaissent dans le dernier Schéma décennal de l'ENTOS-E, identifiant les bénéfices de l'intégration sur la sécurité d'approvisionnement comme les moteurs clés de la construction de nouvelles lignes d'interconnexion en Europe.

Le couplage des marchés et la convergence des prix de l'énergie ne font actuellement qu'offrir les bénéfices d'un arbitrage sur le court terme en matière d'échanges d'énergie. Booz & Company a estimé les bénéfices potentiels d'ici 2030 d'un marché parfaitement intégré favoriseraient les échanges d'énergie, d'énergies renouvelables, de services d'ajustement et de sécurité d'approvisionnement à court et

(1) Booz & Company (2013), *Benefits of an Integrated European Energy Market (Bénéfices d'un marché de l'énergie européen intégré),* préparé à la demande de la Direction générale de la Commission européenne en charge de l'Énergie, 20 juillet.

à long terme sans tenir compte des frontières politiques. Le cabinet a calculé que les bénéfices pourraient atteindre 12,5 à 40 milliards d'euros par an en 2030, soit environ 25 à 80 euros d'économies par an par habitant. En outre, les bénéfices issus de la coordination des investissements dans les énergies renouvelables à travers l'implantation des unités de production là où elles sont le plus efficaces pourraient représenter entre 15,5 et 30 milliards d'euros par an en 2030, soit 31 à 60 euros d'économies environ par an et par habitant.

6. Un modèle cible obsolète : des marchés électriques incomplets et des signaux-prix inadéquats sur le court et long terme

La conception initiale des marchés de l'électricité s'est concentrée sur la mise en œuvre du modèle classique de marchés de l'électricité journaliers compétitifs, associé à un ajustement infra-journalier contrôlé par le gestionnaire du réseau.[1] Les pays ont emprunté des voies différentes, certains pays ayant choisi une organisation centralisée autour d'un pool obligatoire (Espagne, Italie, pays scandinaves, Irlande, et Royaume-Uni à l'origine), tandis que les autres pays européens ont choisi des marchés décentralisés reposant sur des échanges bilatéraux libres.

Si historiquement l'accent a été mis sur les marchés journaliers de l'électricité, les signaux-prix des marchés journaliers ne suffisent pas à eux seuls à créer les bonnes incitations opérationnelles et d'investissement pour les acteurs du marché. L'électricité est un bien particulier en ce sens qu'il a une valeur différente à différents moments, et que les signaux prix doivent refléter des contraintes aussi bien sur le très court terme pour l'ajustement du système en temps réel (l'énergie ne pouvant pas être stockée de manière rentable à grande échelle) que sur le plus long terme pour offrir de bonnes incitations à l'investissements dans les technologies de production offrant généralement un horizon de 20 à 60 ans. Le schéma n° 14 illustre la séquence temporelle pour la capacité, l'énergie, les services d'ajustement et les réserves primaires et secondaires, de plusieurs années à l'avance jusqu'en temps réel.

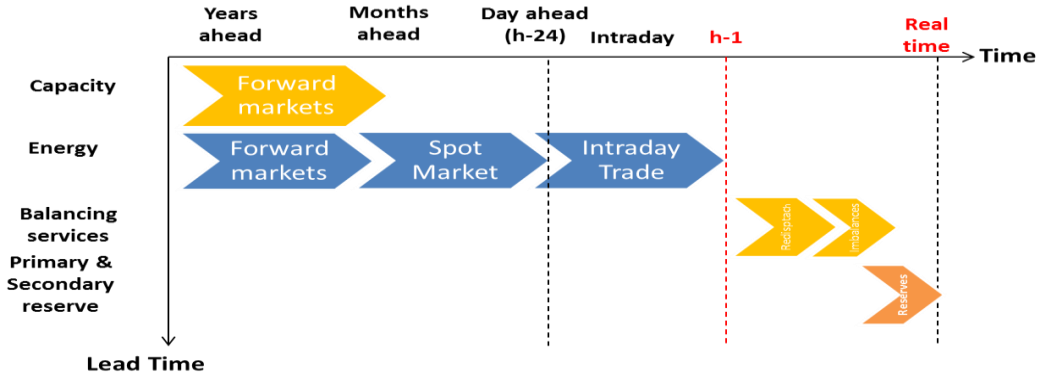
Il apparait aujourd'hui de façon évidente que la séquence des marchés de l'électricité avec différents horizons de temps est incomplète. En effet, les signaux-prix font défaut à la fois sur le très court terme (un jour ou une heure avant la production) afin de valoriser la flexibilité opérationnelle, et sur le très long terme pour générer des investissements lorsque le système est tendu.

De la même façon, les contraintes liées au transport de l'électricité impliquent que l'électricité produite ou vendue à différents points d'un réseau contraint possède une valeur différente. Hors les marchés européens ont des zones de prix héritées du

(2) Voir par exemple Joskow P.L. et Schmalensee R. (1983), *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation (Marché de l'énergie : analyse des services publics de l'électricité)*, Cambridge, MIT Press.

passé qui ne correspondent pas toujours avec les contraintes réseau, et ne peuvent ainsi donner des incitations efficaces au développement coordonné du réseau et de la production.

Schéma n° 14 : Séquence temporelle des marchés de l'électricité et éléments manquants (en orange)



En termes économiques, l'électricité ne constitue pas un bien uniforme dans la mesure où elle comporte une dimension temporelle (l'électricité produite ou consommée à différents moments n'a pas la même valeur), ainsi qu'une dimension géographique (l'électricité produite ou consommée à différents endroits possède une valeur différente en fonction des contraintes du réseau). En théorie, une séquence de marchés interdépendants allant de marchés à terme plusieurs années à l'avance à des marchés en temps réel devrait attribuer un prix ou une valeur aux différentes caractéristiques de la production ou de la consommation d'électricité en fonction du lieu et du moment.

Si un tel ensemble complexe de marchés interconnectés peut s'avérer trop compliqué et irréalisable dans la pratique, le système actuel repose de manière trop importante sur les signaux de prix émanant des marchés journaliers aussi bien à l'échelle nationale que régionale. Il « manque des marchés » pour attribuer une valeur aux différents types de produits de l'électricité, allant du court terme aux incitations à l'investissement sur le long terme, ainsi qu'une valeur géographique de l'électricité. Les trois sous-parties suivantes s'intéressent à ces signaux-prix faisant cruellement défaut à différentes échelles de temps.

6.1. L'absence de signaux de prix visant à récompenser la flexibilité de fonctionnement sur le court terme

Le développement récent des énergies renouvelables intermittentes renforce la nécessité de valoriser la flexibilité ainsi que la fiabilité de la production sur de courtes périodes, à la fois pour les centrales électriques flexibles et du côté de la demande *via* les effacements. La flexibilité sur le court terme est généralement valorisée au travers des marchés infra-journaliers, d'équilibrage et les services système (réserves opérationnelles). Le développement de la production intermittente a révélé les faiblesses de l'architecture de marché actuelle dans laquelle les signaux-prix sur le court terme ne transmettent pas la valeur réelle de la rareté associée à la flexibilité de fonctionnement dans de nombreux pays.

Les échanges infra-journaliers restent limités dans de nombreux États membres. L'organisation des marchés infra-journaliers varie considérablement en fonction des pays, qui présentent des différences aussi bien en termes d'organisation (échanges continus contre échanges reposant sur un système d'enchères) qu'au niveau de la liquidité du marché. Les réformes en cours au niveau Européen au travers des codes réseaux visent à répandre les meilleures pratiques pour l'organisation des marchés infra-journaliers, d'équilibrage et les marchés de réserve opérationnelle.

Après la « fermeture du guichet », généralement une heure avant le temps réel, le gestionnaire du réseau centralise les échanges effectués sur le réseau, utilise un mécanisme d'ajustement et achète des produits à très court terme tels que les réserves primaire, secondaire et tertiaire. Le gestionnaire de réseau a ainsi un rôle central dans la mise en œuvre de marchés de court terme permettant de valoriser la valeur de rareté de l'électricité en temps réel. Un des problèmes lié au fonctionnement actuel de l'ajustement et de l'achat des réserves dans de nombreux pays est que ce type de produits d'ajustements à court terme, qui possèdent une valeur essentielle et croissante pour la stabilité du système, ne sont pas toujours achetés par les gestionnaires du système sur une base concurrentielle. Si les approches varient considérablement en Europe, dans certains pays, l'achat de ces produits demeure déterminé par des contrats à long terme et le manque de contestabilité et/ou la faible liquidité de ce type de produits permet difficilement de refléter la valeur de ces services d'ajustement à court terme pour le système électrique.[1]

Plusieurs pays recherchent des moyens d'améliorer leurs mécanismes d'ajustement. Le Royaume-Uni envisage par exemple de revenir à un prix unique de règlement des déséquilibres reposant sur la fixation du prix au coût marginal plutôt que sur le prix moyen des différentes offres, afin de mieux refléter l'évolution de la valeur de

(1) Voir Mott MacDonald et Sweco (2013), *Impact Assessment on European Electricity Balancing Market - Final Report*, mars, Contract EC DG ENER/B2/524/2011.

l'ajustement en fonction de la situation de sécurité ou de rareté dans laquelle se trouve le système électrique. Des travaux sont également en cours à l'échelle européenne avec des orientations-cadre sur l'ajustement visant à harmoniser les différentes approches et à encourager les échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement.

6.2. Des signaux de prix inadaptés pour inciter à investir sur le long terme

A l'autre extrémité de la séquence temporelle des marchés de l'électricité, les inquiétudes s'accroissent quant au fait que l'organisation actuelle des marchés de l'électricité ne génère pas de bonnes incitations de long terme à l'investissement. La plupart des marchés de l'énergie en Europe rémunèrent uniquement l'énergie produite du fait qu'il n'existe aucun mécanisme spécifique permettant d'attribuer une valeur à la capacité de produire lorsque le système électrique devient tendu (à l'exception de l'Espagne, du Portugal, de l'Italie, de la Grèce et de l'Irlande qui possèdent une forme de rémunération des capacités). Ceci est basé sur le principe selon lequel les prix de l'électricité augmenteront si les acteurs du marché anticipent une pénurie de capacité imminente, menant à de nouveaux investissements.

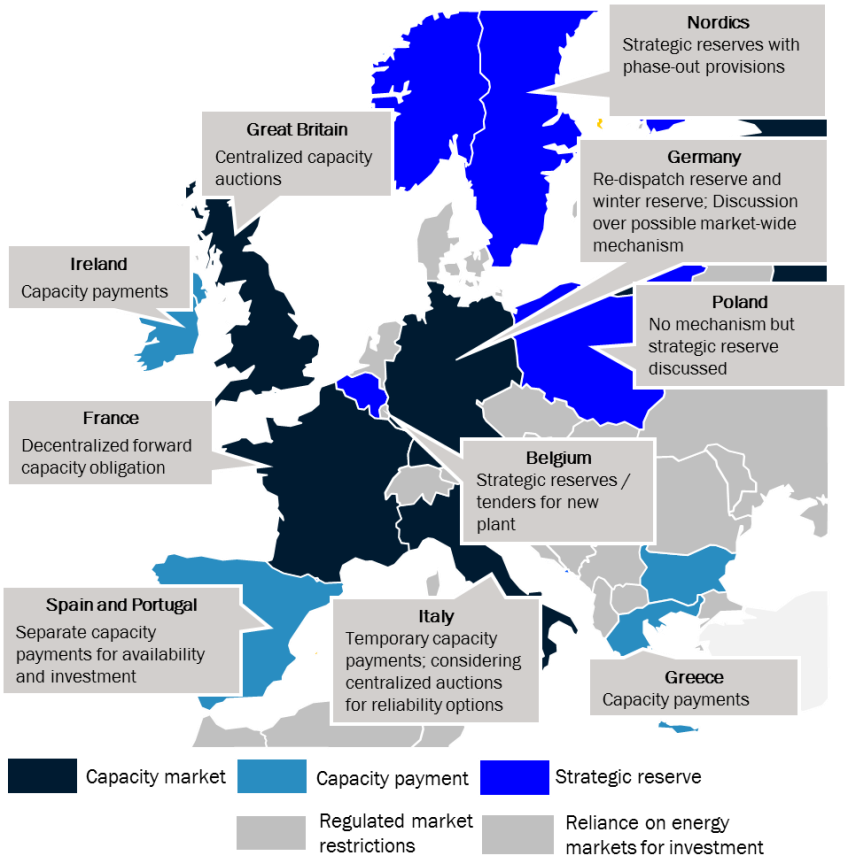
Ce système repose sur la théorie de la « Tarification des demandes en pointe » selon laquelle une tarification au coût marginal peut permettre un recouvrement des coûts fixes d'investissement sur la base des rentes de raretés obtenues par tous les producteurs d'énergie lorsque le système électrique est tendu. L'organisation des marchés actuelle repose sur le postulat que les prix de l'énergie augmenteront pour atteindre une « valeur de défaillance » (*value of lost load*, VOLL) en période de rareté, ce qui conduira naturellement les acteurs du marché à profiter des périodes marquées par prix élevés pour rentabiliser leurs coûts fixes d'investissement.

Toutefois, on constate de plus en plus que, pour diverses raisons (allant de l'existence d'un plafonnement des prix sur les marchés au caractère inacceptable d'un point de vue politique de prix excessivement élevés), les prix de l'électricité ne peuvent pas, dans la pratique, atteindre la VOLL, menant ainsi à une insuffisance chronique des revenus pour les opérateurs des centrales : il s'agit du problème du « missing money » (manque de rémunération à la pointe). Cette rigidité des prix de l'électricité est provoquée par différentes procédures administratives de gestion du système électrique ainsi que par des distorsions du marché telles que le plafonnement des prix et est bien documenté dans la littérature académique.[1]
Le problème central est toutefois l'absence de participation active au marché de la demande, car les compteurs actuels des consommateurs particulier ne permettent pas

(1) Voir Finon D. et Pignon V. (2008), « Electricity and long-term capacity adequacy, The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market » (Électricité et adéquation des capacités sur le long terme : la recherche d'un mécanisme de régulation sur le long terme compatible avec les marchés de l'électricité), *Utilities Policy (Politiques en matière de services d'utilité publique)*.

une interaction en temps réel. Jusqu'au déploiement des compteurs intelligents, les acteurs résidentiels du marché n'ont aucun moyen de faire connaître la valeur qu'ils donnent à leur électricité à un moment donné. Cela remet en question la logique consistant à faire confiance aux seules forces du marché pour déterminer le niveau adapté de capacité installée permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement. Plusieurs autres imperfections de marché ont également été mentionnées dans les différentes analyses théoriques, allant de la vision court-termiste des acteurs du marché à l'aversion au risque en passant par la difficulté de se protéger ou de transférer les risques sur le long terme, afin de défendre la mise en place de dispositifs séparés visant à garantir la sécurité d'approvisionnement.[1]

Schéma n° 15 : carte d'Europe des mécanismes de capacité



Source : Informations personnelles, à partir des données de l'IHS CERA

Mais l'élément le plus important est peut-être que plusieurs réformes récentes des marchés visant à mettre en œuvre des « mécanismes de capacité » indiquent que la sécurité d'approvisionnement est considérée par la plupart des gouvernements comme essentielle à l'économie, au point qu'elle doit être garantie par un mécanisme spécifique. Le débat actuel sur la mise en place de mécanismes de capacité repose

(1) Voir De Vries L. J. (2007). « Generation adequacy: Helping the market do its job » (Adéquation de la production : aider le marché à faire son travail). *Utilities Policy*, 15(1), p. 20-35 ; Roques F. (2008), « Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms » (Organisation des marchés pour une adéquation de la production : traiter les causes plutôt que les symptômes), *Utilities Policy*, vol. 16(3), p. 171-183.

sur le problème fondamental selon lequel les marchés rémunérant uniquement l'énergie produite n'apportent pas les incitations nécessaires à l'investissement sur le long terme et ne permettent pas de garantir une capacité de réserve suffisante pour assurer l'équilibre du système en toutes circonstances. Plus précisément, la plupart des gouvernements possèdent un objectif explicite ou implicite concernant le nombre d'heures de défaillance du système électrique qu'ils estiment que les consommateurs seraient en mesure d'accepter sans difficulté (par exemple 3 heures par an en moyenne en France, 20 heures en Belgique, etc.) et les marchés de l'énergie actuels ne disposent pas de mécanisme garantissant la réalisation des investissements nécessaires à l'atteinte de cet objectif politique de fiabilité.

Le débat en cours sur les mécanismes de capacité en Europe tourne autour des modalités de mise en œuvre de ces dispositifs supplémentaires visant à garantir la sécurité d'approvisionnement *(cf. schéma n° 15)*. Si les approches varient considérablement d'un pays à l'autre, l'une des différences centrales est liée à la nature concurrentielle ou régulée de ce mécanisme, c'est-à-dire le choix d'une approche régulée ou d'un mécanisme fondé sur le marché pour déterminer le prix de la capacité. Les inquiétudes se multiplient concernant le fait que ces mécanismes, qui sont mis en œuvre essentiellement à l'échelle nationale et de façon non coordonnée, risquent d'entraver la poursuite de l'intégration des marchés de l'électricité européens. En effet, cette diversité d'approches souligne le besoin, à défaut d'harmonisation, d'initiatives coordonnées à l'échelle régionale.

6.3. Les signaux-prix n'incitent pas aux bonnes localisations

L'électricité est un bien particulier dans le sens où sa production et sa consommation doivent être équilibrées en temps réel en tout point du réseau. Il est donc essentiel que les prix de l'électricité envoient des signaux de localisation afin d'optimiser le fonctionnement des réseaux, la production et la charge aux différents points du réseau, mais également afin d'inciter à l'implantation de nouveaux actifs de production, à la construction de nouvelles lignes de transport ou à la mise en place de programmes de gestion de la demande, le plus efficacement possible, c'est-à-dire en maximisant le bien-être social.

La gestion de la congestion des réseaux est essentielle pour gérer les contraintes liées au transport pouvant dans certains cas limiter les flux d'électricité du producteur au « soutireur » et causer des problèmes liés à la sécurité de fonctionnement (tels que la surcharge de certains éléments du réseau). Il existe deux grandes théories :[1]

- l'approche par prix différentiés par zone définit des espaces géographiques limités (zones) au sein desquels les échanges entre les producteurs et les

(1) Voir le rapport annuel sur les résultats du suivi des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel en 2011 *(Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011)* de l'ACER/CEER, 29 novembre 2012.

« soutireurs » sont illimités. Toutefois, pour répondre aux contraintes de sécurité de fonctionnement du réseau, les échanges entre ces zones sont limités par une capacité de transport prédéfinie et par un processus d'allocation de ces capacités. En pratique, l'ensemble de la zone est caractérisé par un prix unique et le coût de la congestion est en partie repoussé à la frontière avec la zone de prix voisine ;

- l'approche par des prix différentiés aux différents nœuds du réseau considère l'ensemble des échanges entre les générateurs et les « soutireurs » comme étant égaux en termes d'utilisation des infrastructures. Le prix de l'offre et la quantité de chaque générateur et de chaque soutireur sont calculés en fonction de leur influence sur le réseau physique, entraînant ainsi des tarifs différents à chaque nœud du réseau.

Dans la pratique, l'organisation actuelle des marchés de l'électricité en Europe repose en grande partie sur une approche de zonage répartissant le marché en différentes zones de prix. Si du fait de l'héritage historique, les zones actuelles correspondent en général aux frontières géographique, il n'existe en théorie aucune raison de considérer que ces zones sont optimales et qu'elles envoient des signaux de localisation adaptés à la fois pour le fonctionnement et pour les investissements. Des zones tarifaires plus réduites ont déjà été mises en place dans certaines régions caractérisées par des contraintes de transport importantes telles que les pays scandinaves (avec une scission du marché) ou l'Italie (qui possède différentes zones tarifaires).

Le développement des énergies renouvelables intermittentes au cours des dernières années a soulevé des questions quant au caractère optimal des zones tarifaires actuelles. Ainsi, les flux de bouclage entre le nord de l'Allemagne, caractérisé par une importante production éolienne et le sud de l'Allemagne, marqué par une pénurie en électricité depuis la décision de fermer certaines centrales nucléaires, ont créé des tensions entre l'Allemagne et ses pays voisins. Ces tensions ont atteint leur paroxysme lorsque que des menaces de mettre en place des déphaseurs aux frontières ont été formulées (et parfois même exécutées) dans le but de mieux contrôler les flux entre l'Allemagne et ses voisins, et de sorte à ce que les coûts d'ajustement liés au caractère intermittent de l'énergie éolienne soient supportés par l'Allemagne au travers d'un redispatch plutôt que par l'exportation de l'excédent vers les réseaux voisins.

Les incitations à l'investissement pour l'implantation de centrales ou pour encourager la gestion de la demande (*demand-side management*, DSM) dans des lieux spécifiques dépendent entre autres du type de tarification pour l'accès au réseau et des frais de raccordement. Deux approches s'opposent concernant ces frais de raccordement : on distingue les « *shallow costs* » des « *deep costs* ». Les « shallow costs » correspondent aux coûts de l'équipement nécessaire pour relier une

centrale de production au point du réseau le plus proche, tandis que les « deep costs » comprennent les coûts relatifs à l'équipement nécessaire pour relier la centrale de production au point du réseau le plus proche augmentés des frais de renforcement du réseau nécessaires pour maintenir la sécurité du système. Les différents États membres ont adopté des approches très variées par rapport à ces modalités de raccordement et certains pays autorisent les unités de production d'énergies renouvelables à bénéficier de frais de raccordement plus attractifs que ceux appliqués aux producteurs conventionnels.

Ces différences à la fois au niveau de la gestion de la congestion et au niveau des frais de raccordement soulignent l'absence d'approche coordonnée visant à générer des signaux de localisation adaptés aux acteurs du marché de l'électricité en Europe. Cette situation pourrait entraîner une hausse des coûts d'équilibrage globaux du système électrique Européen. Ce problème risque de se développer puisqu'un nombre croissant d'unité de production renouvelable est connecté au réseau européen et que ces unités sont souvent éloignées des zones caractérisées par des soutirages importants. Il est donc urgent de définir une approche coordonnée au niveau Européen[1].

Conclusion

Orientations en vue d'une réforme et éléments essentiels pour l'organisation d'un marché de l'électricité durable

Malgré des avancées régulières vers l'intégration, les marchés de l'électricité européens se trouvent actuellement à un tournant majeur. Le problème principal ne se situe pas tant au niveau du processus de libéralisation imparfait ou incomplet ni même au niveau de l'intégration des marchés de l'électricité mais plutôt à celui de la nécessité de concilier ce processus d'intégration et d'ouverture à la concurrence avec les nouvelles priorités politiques en faveur de la décarbonisation et de la compétitivité.

Le modèle-cible en Europe en matière d'intégration du marché de l'électricité est en effet devenu obsolète avant même d'avoir été mis en œuvre car il n'a pas été adapté pour prendre en compte les implications des changements de contexte au cours des dix dernières années. Confrontés aux défaillances de leur marché électrique, plusieurs pays se sont lancés dans des réformes nationales au cours de ces dernières années, créant ainsi des distorsions supplémentaires, par exemple par la mise en œuvre de mécanismes spécifiques visant à garantir la sécurité d'approvisionnement (tels que les mécanismes de capacité) ou à soutenir le marché du carbone (tels que le prix plancher du carbone au Royaume Uni).

(1) L'ACER a lancé récemment une consultation relative à la redéfinition des zones de prix actuelles, cf. www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2013_E_04.aspx.

Comme l'a illustré ce rapport, les marchés de l'électricité européens souffrent de deux types de difficultés qui sont liées entre elles :

- les problématiques « extrinsèques » sont liées au manque de cohérence de l'ensemble des politiques énergétiques et environnementales en Europe. Parmi ces problématiques figurent les distorsions induites par les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, les difficultés liées au système d'échange de quotas d'émission européens et la nécessité d'un déploiement plus rapide et plus coordonné d'infrastructures essentielles telles que les capacités d'interconnexion ;
- par ailleurs, un ensemble de problématiques « intrinsèques » liées à l'organisation des marchés de l'électricité empêchent ces marchés d'envoyer des signaux-prix adaptés aux opérateurs et aux investisseurs. L'électricité est un bien pluridimensionnel car sa valeur est fonction du moment et de l'endroit où elle est distribuée. La plupart des difficultés actuelles des marchés de l'électricité proviennent du fait que l'accent a été mis historiquement sur les marchés journaliers comme leviers de l'intégration des marchés Européens alors qu'ils ne constituent qu'un élément parmi d'autres au sein de la séquence temporelle des marchés de l'électricité. Des signaux-prix font défaut sur le cout terme afin de valoriser la flexibilité de fonctionnement des centrales et l'effacement, dont la valeur est essentielle pour l'ajustement du réseau électrique en temps réel. Des signaux-prix font également défaut pour soutenir les investissements sur le long terme et garantir l'adéquation des ressources du système.

Par conséquent, le contexte d'incertitude règlementaire et les distorsions de marché qui en résultent entravent les investissements et ne permettront pas d'atteindre les objectifs définis en matière de décarbonisation et de compétitivité de l'économie européenne. C'est d'autant plus dommageable qu'une meilleure organisation et une meilleure intégration du marché de l'électricité génèreraient d'importants bénéfices pour les citoyens européens. Mais surtout, en ne réformant pas le modèle cible des marchés Européens et les politiques environnementales et climatiques, l'Europe risque de s'enfermer dans une voie inefficace qui entraînera une hausse des prix de l'électricité et risquera d'ébranler à terme les soutiens dans l'opinion publique en faveur de la décarbonisation.

Les solutions aux problèmes des marchés de l'électricité européens peuvent être classées en deux catégories principales reflétant ce diagnostic.

La première priorité est de réexaminer les objectifs de libéralisation et d'intégration du marché de l'électricité pour les mettre en cohérence avec le changement des priorités de politique énergétique de cette dernière décennie. Les contradictions entre la libéralisation des marchés de l'électricité d'une part et les politiques environnementales en faveur de la décarbonisation ainsi que les impératifs de

compétitivité et de sécurité d'approvisionnement d'autre part doivent être analysés. Le manque de cohérence entre les différents ensembles de politiques constitue la cause première du climat d'incertitude réglementaire et politique qui entrave l'investissement. L'examen de certaines des contradictions prenant racine dans ces politiques soulève les questions suivantes :

- pourquoi le développement d'infrastructures transfrontalières essentielles a-t-il été si lent et quels sont les projets réalisables pour la construction du réseau de transport européen ?
- toutes les nouvelles lignes de transmission prévues sont-elles pertinentes d'un point de vue économique et quels sont les arbitrages entre l'extension du réseau et le développement de nouvelles capacités de production et de l'effacement ?
- comment définir un rythme soutenable pour le déploiement de technologies sobres en carbone étant donné leur impact sur les prix de l'électricité et sur la compétitivité européenne ? Plus généralement, quelle est la voie la plus économique pour parvenir à une décarbonisation de l'économie Européenne ?
- pourquoi le soutien européen apporté à l'innovation et à la R & D en matière de technologies propres est-il si faible par rapport aux montants investis dans le déploiement des technologies existantes ?
- de quelle manière les politiques relatives aux énergies renouvelables et aux technologies sobres en carbone peuvent-elles être réformées de manière à inclure les énergies renouvelables dans les marchés de l'électricité et à les soumettre aux mêmes types d'incitations que les autres moyens de production ?
- quel peut être le niveau acceptable du prix du CO_2 en Europe en l'absence d'engagement international pour lutter contre le changement climatique et cela est-il compatible avec la volonté de faire du système d'échange de quotas d'émissions le vecteur premier de décarbonisation ?
- pourquoi l'effacement est-il si peu développé et de quelle façon peut-il être mis en œuvre comme composante essentielle du bon fonctionnement d'un marché de l'électricité ?

Parallèlement, les questions plus spécifiques concernant la nature incomplète « intrinsèque » du modèle cible de marché de l'électricité devront être résolues. Le modèle cible de marché électrique Européen défini par le 3ème paquet législatif énergie Européen est obsolète avant même d'avoir été mis en œuvre, et il semble aujourd'hui nécessaire de remettre à plat le cadre réglementaire et l'architecture des marchés électriques. Il est essentiel de compléter la séquence temporelle des marchés de l'électricité par les éléments manquants à la fois sur le court et sur le long terme. Du fait du développement des énergies renouvelables intermittentes, l'ajustement du réseau sur le court terme reposera fortement sur la mise en place de marchés infra-journaliers, d'ajustement et de réserves flexibles et intégrés. Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité de façon coordonnée semble

nécessaire pour garantir l'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. L'architecture des marchés de l'électricité va également devoir évoluer afin d'envoyer de meilleurs signaux de localisation de façon à ce que la production ou les effacements soient situés sur les nœuds du réseau où ils sont le plus utiles.

Au-delà de ces réformes à court terme du modèle cible de marché européen, un débat doit être lancé sur une réforme plus profonde à long terme des marchés de l'électricité. En effet, l'évolution du mix de production vers des technologies fortement intensives en capital, associée à la nature intermittente de certaines technologies renouvelables, implique que les marchés de l'électricité reposant sur le principe de la fixation du prix au coût marginal de court terme ne seront certainement pas adaptés à long terme.

Des recherches devront être menées afin d'étudier des modèles d'organisation de marché alternatifs pour le long terme (après 2025) et pour préparer la transition. Ces modèles alternatifs attribueront probablement un rôle plus important aux contrats de long terme afin de faciliter les investissements et le financement des technologies sobres en carbone. Les contrats de long terme peuvent avoir un effet positif sur la concurrence et la concentrer sur les décisions d'investissement, ce qui constitue le facteur de coût le plus important pour les technologies fortement intensives en capital. Un système d'enchères pour les contrats de capacité long terme pourrait venir compléter un marché spot flexible dont le rôle serait limité à l'optimisation du dispatch à court terme. En d'autres termes, un rôle accru des enchères pour les contrats de capacité de long terme permettrait d'assurer une concurrence « pour le marché » et des règles du jeu équitables entre les unités de production sobres en carbone et les centrales thermiques, tandis que des marchés spot et infra-journaliers liquides et intégrés au niveau Européen assureraient la concurrence « sur le marché »[1].

(1) Pour en savoir plus sur ces questions, voir Finon D. et Roques F. (2013), « European Electricity Market reforms: The "visible hand" of public coordination » (Réformes du marché de l'électricité européen : la « main visible » de la coordination publique). *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2(2), disponible sur : www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/Finon_Roques_Visible_Hand1.pdf.