

L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?

Dominique Finon*

@ 37440

Le Paquet Énergie propre en cours d'acceptation ne reconnaît pas le besoin de planification et d'établissement de contrats de long terme garantissant les revenus des investisseurs pour assurer le développement des technologies à fort CAPEX nécessaires pour la décarbonation et la sécurité d'approvisionnement. Seules les énergies renouvelables (EnR) électriques bénéficient de tels dispositifs, mais cela ne peut suffire pour réaliser le premier objectif. La prédominance de la culture libérale qui innerve toutes les décisions de la Commission comme tous les projets de réforme explique la non-reconnaissance de la nécessité de changer le régime de marché, alors que le Royaume-Uni, pourtant pays pionnier de libéralisation du secteur électrique, l'a reconnu en réformant à fond son marché électrique. Cette attitude rendra beaucoup plus difficile et coûteuse la réalisation de l'objectif de décarbonation et le maintien de la sécurité de fourniture rendu plus délicat par le déploiement à grande échelle des EnR intermittentes qui réclame le développement coûteux de sources de flexibilité.

Le bilan de la politique européenne dans le secteur électrique orientée vers le maximum d'ouverture à la concurrence est plus que mitigé : marché de gros de l'électricité sans direction et sans signal prix de long terme ; aucun effet probant de la concurrence de détail ; absence d'investissement en dehors des EnR aidées par des dispositifs hors marché ; sécurité de fourniture mise à mal par le développement forcé des EnR à apports variables (EnRv). La domination de la norme de marché empêche toute conciliation pragmatique entre les trois objectifs éminemment conflictuels du trilemme de la politique énergétique européenne : compétitivité, sécurité d'approvisionnement et soutenabilité en vue de la décarbonation. Objectifs éminemment conflictuels car les deux derniers réclament la réalisation d'équipements à fort capital initial (CAPEX), qui est fortement contrainte par l'importance particulière des

risques à investir dans ce type d'équipements dans les marchés électriques.

L'objectif de décarbonation de l'UE est une ambition de long terme, et c'est cet horizon qui devrait prévaloir sur les horizons de court terme de la coordination par les marchés. Pour s'assurer qu'il soit atteint, il faudrait reconnaître les tensions entre le régime de marché et la décarbonation dont la réalisation nécessite planification et mise en place d'arrangements de long terme avec les investisseurs. Il en est de même pour la sécurité d'approvisionnement en toute situation.

Les réformes du Paquet « Énergie propre pour tous les Européens » [Europa, 2016a], discutées depuis fin 2016 et en cours de validation, auraient dû redéfinir le régime de marché pour sortir de ces contradictions. Au lieu de cela, le nouveau Paquet ne vise qu'à

* CIREN (cf. biographies p.104).

un approfondissement de l'organisation du marché électrique aux niveaux des échanges de gros et des marchés de détail dans le seul but de favoriser le développement de la flexibilité et permettre une meilleure intégration économique des EnR électriques à apports variables. La directive Marchés électriques et les nouveaux règlements associés vont mettre en place de nouvelles règles de marché qui visent 1) à stimuler le développement de technologies flexibles (stockage, effacement) par l'amélioration des marchés où les services de flexibilité peuvent trouver une rémunération (marché de services système, *balancing market*, marché infrajournalier), 2) à permettre une meilleure intégration de ce qu'on pourrait appeler les « marchés de la flexibilité » entre États membres, et 3) à associer les consommateurs finaux au marché, via leur nouvelle réactivité aux variations de prix et aux offres de services des agrégateurs d'effacement.

Le but premier des changements introduits dans la révision de la directive Marchés électriques est totalement occulté dans la présentation très « libérale » du Paquet Énergie propre. On y retrouve l'antienne habituelle selon laquelle les imperfections encore existantes sur le marché de l'électricité sont dues uniquement à des entraves à la réalisation de la pleine concurrence au niveau des marchés de gros et de détail. On nous dit que les améliorations du marché de détail visées par la Directive doivent « placer les consommateurs au centre du marché » [Europa, 2016b]. Celle-ci part du constat d'une concurrence insuffisante sur le marché de détail qui s'expliquerait par une trop faible incitation à participer activement au fonctionnement du marché de l'énergie, notamment pour réagir aux pics de prix en période de demande de pointe ou lors des épisodes de rareté des apports éoliens et solaires... pour participer à la flexibilité du système. Elle pointe le déficit d'informations des consommateurs et les tarifs réglementés que certains gouvernements continuent de maintenir, mais qui, aux yeux de la Commission, gênent l'entrée de concurrents et favoriseraient l'opérateur historique en facilitant le maintien de ses clientèles, et doivent être supprimées.

Peu importe qu'aucune étude exhaustive et rigoureuse n'ait jamais pu démontrer que les consommateurs ont eu à gagner de l'ouverture des marchés de détail, comme l'ont souligné récemment J.P. Hansen et J. Percebois [2017]. Le but est bien de faire feu de tout bois pour que le marché puisse prendre en charge le développement de la flexibilité.

Conçu pour faciliter la décarbonation, le Paquet ne se concentre que sur les seules EnR électriques et ne cherche pas à réformer radicalement le système de permis européen pour crédibiliser enfin le signal-prix du carbone et le rendre efficace pour le remplacement des technologies fossiles. La réforme de l'ETS (*European Trading System*) avalisée en avril 2018 n'introduit aucune amélioration radicale qui aurait pu servir l'objectif de décarbonation des secteurs électriques, comme l'aurait été l'instauration d'un prix plancher croissant. Au nom de la sacro-sainte norme de marché, celui-ci a été refusé par la Commission parce que non conforme au principe qui doit s'appliquer au fonctionnement de tout mécanisme « *market-based* ».

Le Paquet conçu pour faciliter la décarbonation rate sa cible car il n'offre aucune perspective de « dérisquer » les investissements dans toutes les technologies de production, à l'exception des EnR électriques dont les dispositifs d'appui de long terme sont précisés dans la directive EnR [European Commission, 2016b]. Les investissements dans les technologies non-EnR sont non seulement exposés aux risques habituels du marché qui sont très spécifiques dans les marchés électriques à base horaire, mais les risques sont accrus par les effets inattendus de l'entrée forcée de capacités de renouvelables sur la baisse du niveau des prix, leur variabilité et la réduction du nombre annuel d'heures pendant lesquelles un équipement conventionnel est appelé par les marchés horaires et rémunéré. Il faudrait en fait basculer vers un cadre de régulation où une entité gouvernementale planifie le développement du système et organise des appels d'offre réguliers attribuant par enchères des arrangements

L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?

contractuels de long terme garantissant les revenus des investisseurs.

Le besoin de « dérisquer » tous les investissements en garantissant les revenus de long terme des investisseurs se conjugue avec la nécessité d'une planification. Cela concerne les investissements à la fois dans les technologies bas carbone sans exclusive, et dans les technologies complémentaires des EnRv qui sont nécessaires pour assurer la flexibilité du système et la sécurité de fourniture. On caractérisera donc dans un premier temps les contraintes auxquelles se heurtent les investissements en production sur les marchés électriques. On précise ensuite comment elles pourraient et auraient pu être contournées par la reconnaissance de la nécessité d'arrangements de long terme de partage de risque dans les textes européens. Enfin on conclut en se désespérant de la régulation à l'europpéenne.

1. Répondre aux contraintes d'investissement dans les équipements à fort CAPEX

Les marchés de l'électricité doivent être complétés par une coordination des investissements en technologies diverses grâce à une planification et par des arrangements de long terme permettant le transfert de la majeure partie des risques de l'investisseur sur les consommateurs et l'État, via des accords de long terme avec des entités publiques ou régulées qui peuvent porter ces risques. Le besoin de tels contrats de long terme pour toutes les technologies devrait être reconnu dans les textes, pour limiter les contrôles de la Commission européenne sur les dispositifs considérés comme aides d'État, qui sont lourds de risques et d'incertitudes.

L'impossibilité d'établir des contrats longs avec des agents privés

Détaillons. Il est maintenant reconnu que, sur les marchés libéralisés, aucune contrepartie crédible n'existe pour établir des contrats de partage de risques avec tout investisseur dans des unités de production à CAPEX élevé [De

Hauteclouque, 2011 ; Roques et Finon, 2013 ; Newbery et Grubb, 2013]. Aucune construction d'un nouvel équipement capitalistique ne peut se faire, car, du côté des acheteurs de gros (fournisseurs, très gros consommateurs) qui pourraient chercher à gérer les risques sur leurs achats de cette façon, l'expérience montre que personne ne veut signer un contrat de long terme à prix garanti avec un nouveau producteur pour couvrir leurs risques sur une partie de leurs achats. En effet la perspective de hausse de prix vis-à-vis de laquelle ils se prémuniraient peut facilement être démentie par des périodes durables de bas prix sur le marché horaire. On est donc face à un problème structurel de non-alignement des intérêts des producteurs et des très gros consommateurs ou des fournisseurs qui n'ont plus de marché réservé sur lequel ils pourraient reporter leurs risques comme auparavant dans le régime des monopoles de services public.

À ceci s'ajoute le fait qu'il n'y a pas de marché financier pour des produits de couverture à long terme permettant de gérer les risques à long terme d'un investisseur dans un équipement de production électrique lourd en capital. Il s'ensuit qu'avant le dérèglement des marchés horaires résultant du développement subventionné et hors marché des EnR dans les systèmes électriques, les seuls investissements qui ont été faits l'ont été en centrales en cycle combiné à gaz qui sont à faible CAPEX. Après 2011, le dérèglement des prix des marchés horaires provoqués par l'arrivée des EnRv tirées dans les systèmes par des dispositifs de soutien hors marché fut tel que plus aucun investissement n'a été fait en Europe, en dehors des technologies EnR, à très peu d'exceptions près.

Ce qui est en jeu n'est pas seulement la possibilité de développement de toutes les technologies bas carbone, mais aussi celui des équipements fossiles flexibles et autres sources de flexibilité (stockages, effacements) venant en *back up* des EnRv. L'approfondissement actuel du *market design* pour permettre une valorisation des services de flexibilité ne peut permettre des flux de revenus suffisamment stables et anticipables pour déclencher

des investissements dans ces dernières technologies. Un aspect nouveau des risques de marché est l'effet dynamique très difficilement anticipable du cumul des capacités installées en stockage ou en effacement sur les prix et leurs productions appelées, effet qui relève d'une «auto-cannibalisation» (plus il y a de capacité de stockage, moins leur valeur d'arbitrage permet de déclencher l'investissement). Il en est de même de l'effet d'un montant croissant de capacités de solaire photovoltaïque (PV) qui affecte les écarts entre prix journalier en heures de pointe et en heures creuses et par voie de conséquence détermine la valeur d'arbitrage des (futurs) unités de stockage (ou programmes d'effacement de la demande). Dit autrement, le développement des sources de la flexibilité ne peut pas reposer sur les seuls signaux-prix du marché *energy only* et des services système, tant l'incertitude est grande sur les flux de revenus qu'obtiendront les unités flexibles dans la durée sur les différents marchés.

Le besoin de contrats avec des entités régulées

Pour débloquent le problème des investissements dans les technologies à fort CAPEX, mais aussi dans celles destinées à l'adossement des productions variables des EnR, il faudrait que puissent s'établir des contrats de long terme avec des entités régulées (les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution principalement) ou avec des agences publiques, sans qu'ils rencontrent les obstacles que dresse le droit européen devant les contrats de long terme tel qu'il est appliqué de façon non pragmatique par le DG concurrence. Ces formes contractuelles peuvent être des contrats sur le physique garantissant les revenus par MWh produits sur le long terme pour au moins permettre le recouvrement des coûts d'investissement, ou des arrangements financiers de type « *contract for differences* » (CfD) à la britannique (qui est un double contrat d'options symétriques). Ces deux types de contrat à revenus garantis reviennent à l'envoi d'un signal-prix de long terme crédible aux investisseurs en équipements à fort CAPEX, ce que le

marché horaire n'a jamais été capable de leur envoyer, et encore moins depuis le développement hors marché des EnRv par des politiques volontaristes.

Que les contreparties soient des entités régulées ou des agences publiques est un point essentiel, car il ouvre sur la possibilité de prendre sur elles les risques de marché, sachant qu'elles peuvent récupérer leurs coûts soit en les transmettant dans les tarifs de l'activité régulée, soit par l'intermédiaire d'une surtaxe définie par le régulateur. C'est le cas d'un GRT qui doit contracter sur du physique avec les investisseurs en technologie bas carbone et qui revend ensuite l'électricité en question sur le marché horaire.

Dans cette approche pragmatique, les contrats pourraient être établis par une négociation de gré à gré avec les pouvoirs publics, ou encore par une réglementation se référant aux coûts potentiels de l'investisseur. Particulièrement adéquat pour les technologies au stade pré-commercial, la définition de ce type de contrat présente toutefois le risque de capture du régulateur du fait de «l'asymétrie d'information». Pour des technologies matures, il est évidemment plus efficient de procéder à l'attribution de contrats par un système d'enchères qui soient ouvertes régulièrement pour attribuer les contrats de long terme sur différents types d'équipement à hauteur de la capacité décidée pour ces technologies par le planificateur. (On sait que la pression concurrentielle incite les candidats à limiter leurs marges en définissant leur offre de prix et à révéler leurs coûts).

La doxa économique commanderait aussi d'appliquer le principe de neutralité technologique pour ces enchères, pour laisser le marché choisir la meilleure technologie. Mais ce principe manque clairement de pertinence dans trois cas : quand les technologies n'en sont pas au même stade de maturité technologique et économique ; quand elles ont des structures de coût et des modes de fonctionnement très différents (production variable versus production programmable) ; ou encore quand

L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?

certaines ont des complémentarités avec celles que la politique énergétique veut privilégier, comme c'est le cas des EnRv actuellement. On pense aux centrales de pointe flexibles (turbines à gaz), aux unités de stockage et aux programmes d'effacement. Les appels d'offres pour les technologies bas carbone devraient donc être dissociés entre technologies non-pilotables et pilotables, avec d'un côté l'éolien *offshore* et *onshore* et les fermes PV, de l'autre les technologies pilotables et à fort CAPEX, c'est-à-dire les centrales à biomasse, les centrales nucléaires, les centrales à gaz ou charbon associées à du captage et à la séquestration du carbone (CSC). Des appels d'offres spécifiques sont aussi nécessaires pour les différents types de ressources flexibles en relation avec les besoins de flexibilité créés par le forçage du développement des EnRv et estimés par le planificateur. Tout ceci suppose une programmation évolutive du mix électrique qui soit effectuée à intervalles réguliers, pour que soient réalisés les équipements nécessaires en temps voulu et éviter le développement inadapté de telle ou telle technologie.

Tout ceci revient à basculer du régime de marché vers un régime hybride associant marché de court terme pour les coordinations instantanées d'un côté, planification et contrats de long terme de l'autre [Roques et Finon, 2017]. L'attribution des contrats par enchères revient certes à une concurrence de long terme « pour les marchés », mais elle ne répond pas au même principe et a peu à voir avec la concurrence de court terme « sur le marché », celle-ci n'ayant vocation qu'à assurer le dispatching économique entre les équipements des producteurs chaque heure. C'est ce basculement qu'il faudrait voir reconnu dans les textes. Or il n'en est rien dans les directives et règlements concernant les marchés électriques du Paquet Énergie propre.

2. Reconnaître le changement du régime de marché

Dès la mise en place des réformes électriques à la fin des années 1990, une hostilité culturelle marquée s'est manifestée à Bruxelles vis-à-vis des contrats de long terme (CLT) de tous types, dans les décisions juridiques et les orientations réglementaires. Elle trouve actuellement son prolongement dans l'ignorance volontaire des difficultés d'investir dans toute autre technologie que les EnR pour lesquelles les dispositifs de soutien de long terme sont autorisés. Ce tropisme anti-contrats mérite d'être détaillé.

Les CLT sont d'abord vus comme une barrière à l'entrée de nouveaux acteurs et, partant, comme un obstacle au développement de la concurrence. L'attention initiale de la DG Concurrence a d'abord porté sur la suppression des contrats de long terme établis avant les réformes entre les entreprises historiques et les producteurs indépendants en amont dans les pays d'Europe de l'Est, ainsi qu'entre les premières et les distributeurs municipaux en aval en Europe de l'Ouest, et ce dans des situations encore marquées par les relations fortement verticalisées entre le maillon de la vente et celui de la production sur lesquelles le Traité ne permet pas de prendre des dispositions législatives pour les dénouer directement. Par la suite, cette méfiance s'est maintenue, chaque nouveau contrat de long terme scruté très attentivement par la DG Concurrence à qui il doit être notifié au nom du contrôle des aides d'État (articles 107 et 108 du Traité).

La supervision de la Commission s'est en effet étendue ensuite aux arrangements de long terme que les États ont cherché à établir de façon ad hoc entre les investisseurs et des entités régulées pour favoriser les investissements dans les technologies à coûts fixes élevés dont les EnR et le nouveau nucléaire, comme ce fut le cas des *Contracts for Differences* (CfDs) mis en place au Royaume-Uni dans le cadre de l'*Electricity Market Reform* votée en 2013. Elle a concerné également les contrats entre producteurs historiques détenteurs d'actifs hydrauliques ou nucléaires et de

gros consommateurs regroupés pour bénéficier de prix alignés sur les coûts historiques de ses actifs, comme le contrat Exeltium passé en France entre le consortium éponyme et EDF en 2014 après de nombreux allers et retours avec Bruxelles.

Le pouvoir quasi-discrétionnaire de la DG Concurrence sur les CLT

Les contrats à long terme sont soumis à des décisions d'approbation au cas par cas avec des délais d'approbation variables et sous réserve d'effectuer les modifications demandées. Selon les lignes directrices (*guidelines*) sur les aides d'État définies par la Commission dans le domaine de l'énergie en 2014 [DG Concurrence, 2014], un contrat de long terme est considéré comme une aide d'État lorsqu'il satisfait à une de ces quatre conditions : premièrement, il doit fournir un avantage économique à des acteurs particuliers ; deuxièmement, il peut favoriser une entreprise précise et être sélectif en ce sens ; troisièmement, il doit être financé en partie ou en totalité par l'État, ou par les consommateurs (via un organisme à participation d'État qui collecte les revenus d'une redevance spéciale destinée à financer le coût de la politique basée sur le type d'arrangements de long terme). Quatrièmement, il ne doit pas fausser la concurrence et affecter le commerce transfrontalier.

Le système des CfDs proposé au Royaume-Uni pour encadrer les investissements dans les technologies bas carbone a été considéré comme une aide d'État en raison des quatre conditions susmentionnées. En conséquence il a dû être modifié, notamment en incluant un système d'enchères pour l'attribution de CfDs pour les technologies en passe d'être matures. De son côté le contrat Exeltium à prix garanti aligné sur le prix de revient du nucléaire historique a nécessité cinq ans de négociation pour obtenir l'approbation de la Commission en 2014, après de nombreux ajustements. Sur le contrat entre EDF Energy et le gouvernement britannique pour la centrale d'Hinkley Point C (HPC), la procédure a débuté sur un avis très orthodoxe de la DG Concurrence pour ouvrir

l'enquête en décembre 2013. Elle doutait en effet explicitement que « le projet HPC puisse contribuer à une décarbonation effective et aiderait le Royaume-Uni à atteindre son objectif de sécurité d'approvisionnement » sans se préoccuper de la règle selon laquelle tout État membre est souverain pour décider de son mix énergétique, selon l'article 194 du Traité [DG Competition, 2013]. On pouvait craindre que le contrat ne soit pas accepté, ou qu'il le soit à des conditions restrictives. Il le fut ainsi en octobre 2014 sous réserve du contrôle des marges de profit que réalisera le propriétaire-exploitant pendant la durée du contrat de 35 ans, avec obligation de restitution aux consommateurs en cas de dépassement d'un niveau raisonnable [DG Competition, 2014c]. Il n'empêche que l'exercice du pouvoir de contrôle par la DG Concurrence expose les investisseurs à une forte incertitude liée aux modalités de ce contrôle. Ses interprétations reposent sur une bonne dose d'arbitraire que l'on constate avec bien d'autres décisions prises dans le domaine de l'électricité selon des jugements tronqués, sans vue d'ensemble, manquant d'homogénéité entre elles et de cohérence avec l'esprit des directives Marchés électriques [Marty, 2016].

L'importance de disposer d'une législation reconnaissant les CLT

Il conviendrait d'ouvrir la législation européenne par l'adjonction d'un article ad hoc dans une directive Marchés électriques où serait affirmé que les contrats ou arrangements de long terme entre agents et entités régulées seraient justifiés par l'impératif de réalisation des objectifs de la politique climat-énergie, comme le proposaient des *think tanks* et experts pragmatiques depuis 2013 [voir notamment CEPS, 2016 ; Newbery, 2016 ; Roques, 2013 ; Roques et Finon, 2013]. Cette ouverture serait déterminante pour réduire les obstacles à l'établissement de contrats à long terme encadrant des investissements en technologies bas carbone et toute autre technologie essentielle à un système électrique avec de fortes parts d'EnRv.

L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?

Les processus d'approbation des contrats à long terme pourraient en être radicalement simplifiés et les incertitudes et risques institutionnels fortement réduits, si les conditions préalables nécessaires à l'introduction de ces arrangements étaient explicitées dans un article d'une directive ou un règlement plutôt que réparties de façon floue et parfois contradictoire entre plusieurs textes, (directive, règlement, lignes directrices). Devrait être en même temps défini un ensemble de règles-cadres pour la conception de ces accords contractuels, y compris sur la longueur, la structure des contrats (prix, quantité, etc.), leur mode d'attribution : négociation, définition réglementée en «*cost plus*» du prix contractuel, attribution par enchères par type de technologie, selon leur taille et leur degré de maturité, ou par enchères neutres technologiquement.

On peut deviner pourquoi une telle évolution des textes n'a pas encore été possible. C'eût été reconnaître le changement du régime de marché vers un régime basé sur une combinaison hybride d'une planification (pour la définition des capacités recouvertes par des contrats de long terme), de marchés de long terme (les enchères d'attribution) et le marché de l'énergie. C'est pourtant ce que le gouvernement britannique a reconnu de façon pragmatique en 2011 en lançant son *Electricity Market Reform* qui présente cette combinaison de planification, de marchés et de contrats de long terme [DECC, 2011]. Le plus intrigant est de voir qu'après évaluation de la DG Concurrence [DG Competition, 2014b], la Commission a admis en 2014 la validité des deux dispositifs centraux de la réforme, à savoir les appels d'offres pour les contrats pour différences pour les projets EnR, et pour les mécanismes de capacité (attribuant par enchères des contrats de capacité de long terme (15 ans) à tout nouvel équipement non-EnR avec le GRT à côté de contrats sur un an pour les équipements existants). Mais ici encore, comme pour les contrats de long terme évoqués précédemment qui sont examinés et autorisés au cas par cas, il s'agit d'une décision ponctuelle qui ne constitue pas en soi une reconnaissance générale

de la nécessité de tels contrats et au-delà, de changer le régime de marché.

On pourrait aussi objecter que la directive sur les renouvelables reconnaît la nécessité des dispositifs de soutien de long terme aux EnR qui assurent aux investisseurs un revenu complémentaire des prix du marché horaire dans la durée. Mais cela ne concerne que les EnR, en ignorant les autres technologies bas carbone (nouveau nucléaire, CSC) et a fortiori toutes les autres technologies qui s'avèreront indispensables pour le *back up* des EnR développées à grande échelle. Généraliser l'approche reviendrait à reconnaître cette mutation si contraire à la culture libérale et à l'imperium de la norme de marché.

3. Conclusion

Comme on le constate de longue date au regard des décisions de la DG Concurrence et des directives dans le domaine de l'énergie et de l'électricité, le marché constitue la norme juridique supérieure, voire la norme immanente qui doit s'imposer à toutes les autres normes, que ce soit celle de protection sociale et d'équité, celle de protection de l'environnement et du climat, ou encore celle de politique industrielle. Le droit européen dans le domaine de l'électricité s'est systématiquement défini en alignement sur la norme de «marché» depuis l'Acte unique et les années 1980 où il fallait ouvrir les secteurs électriques à la concurrence pour pouvoir parler d'intégration des systèmes... par le «marché», alors que les entreprises électriques savaient fort bien se coordonner entre pays pour jouer de la complémentarité de leurs parcs de production par des échanges de gré à gré. L'affirmation du pouvoir de contrôle de la DG Concurrence sur les moyens d'action que les États membres mettent en œuvre dans le domaine énergétique a approfondi l'empreinte du libéralisme sur tous les aspects des politiques européennes dans l'électricité et l'énergie. C'est ce primat de la norme de «marché» qui explique la non-reconnaissance de la nécessité du changement de régime du secteur

électrique pour assurer la décarbonation et garantir la sécurité d'approvisionnement.

Pourtant, si le droit est là pour garantir les droits de propriété et permettre les contrats et les transactions, il peut aussi s'opposer au marché pour l'orienter, le freiner ou le limiter pour qu'il assure un rôle efficace socialement, voire pour lui substituer la coordination publique et la planification. L'UE devrait utiliser le droit ici pour contrebalancer le tout-marché et ne pas tabler avant tout sur le marché pour la réalisation des objectifs de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement. Il faudrait que les États membres puissent choisir un cadre de régulation combinant une planification du développement du système et des arrangements contractuels de long terme qui donnent de la visibilité aux investisseurs pour toutes les technologies bas carbone (EnR, nucléaire et CSC) et les technologies sources de flexibilité, et pas seulement pour les technologies EnR.

Pour justifier le passage au nouveau régime hybride, il faudrait que les textes admettent explicitement que le marché a perdu l'essentiel de sa fonction de coordination de long terme, comme le montre la panne totale d'investissement en capacités non-EnR en Europe. C'est ce que le gouvernement britannique a osé reconnaître par pragmatisme pour engager entre 2011 et 2013 son *Electricity Market Reform* qui présente cette combinaison de planification et de contrats de long terme, associée à la simple coordination de court terme par le marché. Pourquoi serait-ce impossible de la part d'autres gouvernements, faute de l'espérer de la part de la Commission engluée dans son dogmatisme?

Le problème est sans doute de taille car il faudrait infléchir l'esprit du droit européen qui se construit au service exclusif de la norme de marché dans le secteur de l'énergie, comme dans tous les autres domaines avec une certaine avance sur lui. On vient de perdre dix ans pour que l'Europe se dote de règles permettant la réalisation efficace d'objectifs de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement. Mais faut-il totalement désespérer?

Comme le souligne le juriste Olivier Lacoste dans une critique du dévoiement du droit européen devenu l'auxiliaire du seul marché après avoir été le vecteur de l'intégration des Communautés européennes [Lacoste, 2018], il faut se souvenir qu'avant les années 1980, le droit communautaire en création a revendiqué une part de politiques susceptibles d'influencer ou de contrarier le marché, comme la politique agricole commune et plus avant, la politique charbon-acier de la CEECA. Cette première communauté européenne qui avait pour but de constituer une industrie européenne dans ces deux domaines s'est appuyée autant sur une planification, des protections douanières et des régimes harmonisés de subventions, que sur des règles libérales d'échanges entre les six pays du traité.

Alors... rendez-vous dans dix ans lors de la prochaine révision des directives? Peut-être pas, parce que tout espoir n'est pas perdu de voir, avant la prochaine révision des directives, les conceptions évoluer parce que se profile l'échéance de redéfinition des lignes directrices (*guidelines*) sur les aides d'État dans le domaine de l'énergie, celles en cours n'ayant été définies que pour la période 2014-2020. Plût au ciel d'inspirer un esprit pragmatique aux experts juristes et économistes de la DG Concurrence, qui les détourne de leur rigisme de marché habituel.

RÉFÉRENCES

- CEPS (Center for European Policy Studies), 2016. *The EU power sector needs long-term price signals*. (Auteurs : F. Genoese et C. Egenhoffer), CEPS Special Report n° 135 (April).
- Commission européenne, 2016. Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité. COM (2016) 752 final. Bruxelles, 30.11.2016.
- De Hauteclouque, A., 2012. *Long-Term Contracts and Competition Policy in European Energy Markets*. Edward Elgar Publisher: Cheltenham (UK). Chapter 3, p. 55-74.
- DECC, 2012. *Electricity market reform: policy overview*, DECC, Document, May 2012.

L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?

- DG Concurrence, 2016. Décision de la Commission concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C (ex 2015/NN) du mécanisme de capacité français. 8.11.2016.
- European Commission, 2013. *Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions*, Commission staff working document, SWD (2013) 438 final.
- DG Competition, 2014a. *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014- 2020*, Communication from the Commission. Com 2014/C 200/01.
- DG Competition, 2014b. State aid SA.35980 (2014/N-2) – *United Kingdom Electricity market reform – Capacity market*. C(2014) 5083 final. Brussels.23.07.2014.
- DG Competition, 2014c. *Commission decision on the aid measure SA 34947 which the United Kingdom is planning to implement for Support to the Hinkley Point C Nuclear Power Station*. Brussels, C(2014) 7142 final cor.
- DG Competition 2013. State aid SA. 34947 (2013/C) (ex 2013/N) – *United Kingdom Investment Contract (early Contract for Difference) for the Hinkley Point C*. Brussels, C(2013) 9073 final.
- Europa, 2016a. *Proposals on clean energy for all Europeans*. Novembre 2016
- Europa, 2016b. *New electricity market design: a fair deal for consumers*. Novembre 2016.
- European Commission, 2016a. *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the internal market in electricity*. COM(2016) 861 final, SWD(2016) 413 final.
- European Commission, 2016b. *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*. COM(2016) 767 final, SWD (2016) 419 final.
- Finon D., 2013. The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime. *Climate Policy*, 13 (S01), p. 131-146.
- Finon D., Roques, F., 2013, European electricity market reforms: The visible hand of public coordination. *Economics of Energy & Environment Policy*. 2 (2), p. 107-122.
- Hansen J.P. , Percebois J., 2017. *Transition(s) électrique(s). Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*. Paris : Éditions Odile Jacob.
- Lacoste, O., 2017, Le droit héraut de l'Union, puis auxiliaire du Marché, *L'Économie Politique*, n° 74, avril, p. 70-81.
- Marty, F., 2016. *L'Europe de l'Énergie : de la concurrence à la solidarité?* Hal archives ouvertes. Working paper halshs-01273770.
- Marty, F., Reverdy, T., 2017. Le marché français de capacité d'électricité. *Revue de l'OFCE*, n° 154.
- Newbery, D., 2016. Missing money and missing markets: reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*. Vol. 94, p. 401-410.
- Roques, F., 2013, *European Electricity Markets in Crisis: Diagnostic and Way Forward* (rapport au CGSP, novembre). Version française publiée dans CGSP (2014), p. 83-129.
- Roques, F., Finon D, 2013. European electricity market reforms : The visible hand of public coordination. *Economics of Energy & Environment Policy*. 2 (2), p. 107-122.
- Roques F., Finon D., 2017, Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? *Energy Policy*. Vol. 105.