Synthèse du séminaire[1]

INTÉGRATION DU MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ : NOUVELLE IMPULSION OU POURSUITE DES TENDANCES EN COURS ?

Université Paris-Dauphine, 30 Janvier 2017
Séminaire organisé par la Chaire European Electricity Markets (CEEM)

Intervenants :

Jean-Michel Glachant (Florence School of Regulation, Director),
Dominique Jamme (CRE, Director of Networks),
Kristina Jankovich (EU Commission, DGE, Wholesale Markets; Electricity and Gas),
Alain Janssens (Eurelectric, Vice chairman of the Markets Committee),
Laurent Joudon (Directeur Délégué Études Économiques, EDF),
Philipp Offenberg (Expert, EU EPSC), Dan Roberts (Frontier Economics, Director),
Dan Roberts (Frontier Economics, Director),
Sonya Twohig (ENTSOE, Manager),
Charles Verhaeghe (Vice President, Compass Lexecon),
Thomas Veyrenc (Director of Markets and Regulatory Affairs, RTE),
Wolfram Vogel (EPEX Spot, Director Public-Regulatory Affairs).

Organisation et animation :

Jan Horst Keppler (Directeur Scientifique, CEEM - Université Paris-Dauphine),
Fabien Roques (Senior Vice-Président, Compass Lexecon et Professeur Associé à l'Université Paris-Dauphine).

INTRODUCTION

Le 30 Novembre 2016, la Commission Européenne a présenté un paquet législatif intitulé "Une énergie propre pour tous", souvent appelé "Paquet d'hiver". Pour la Commission, ce paquet constitue l'une des composantes du vaste ensemble de mesures prises depuis l'arrivée du président Juncker, qui comprend des propositions concernant l'économie circulaire, les produits financiers, l'industrie automobile, etc. Un "Paquet de printemps" dédié à la mobilité sera publié prochainement. Au sein de cet ensemble de dispositions nouvelles, l'énergie propre bénéficie d'un effort particulier, recevant 20% des fonds du budget commun de l'UE et 20 % des fonds du programme de recherche "Horizon 2020". Les concepteurs du paquet d'hiver ont accordé une attention particulière à l'objectif de créer des emplois dans les régions européennes défavorisées.

Le paquet d'hiver consiste en 8 propositions législatives:

1. Règlement sur l'électricité (refonte du règlement 714/2009) : Il contient la majorité des nouvelles règles relatives au marché de gros

[1] Cette synthèse a été réalisée par Michel Cruciani, Chargé de Mission au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières (CGEMP) et Chercheur de la Chaire European Electricity Markets (CEEM), à l'Université Paris-Dauphine.

2. Directive sur l'électricité (refonte) : Elle contient la majorité des nouvelles dispositions en matière de vente au détail
3. Règlement ACER (refonte) : Il contient notamment les nouvelles tâches assignées à l'ACER
4. Règlement sur la préparation des risques (nouveau) : Il invite les États à mettre en place des outils appropriés aux situations de crise de l'électricité : les prévenir, s'y préparer, les gérer.
5. Promotion de l'énergie issue de sources renouvelables (refonte de la directive 2009/28)
6. Gouvernance de l'Union de l'énergie (nouveau)
7. Efficacité énergétique (modification de la directive 2012/27)
8. Performance énergétique des bâtiments (modification de la directive 2010/31).

Bien que la Commission accorde une priorité élevée à l'efficacité énergétique, le séminaire organisé à l'Université Paris-Dauphine s'est concentré sur les propositions 1 à 4, conformément au mandat de la Chaire European Electricity Markets (CEEM).

Pour la Commission Européenne, les engagements internationaux de l'UE impliquent que l'électricité soit complètement exempte de carbone d'ici 2050. Par conséquent, environ 50 % de l'électricité devrait provenir de sources renouvelables d'ici 2030 et ces sources seront de plus en plus décentralisées. Le Conseil Européen d'Octobre 2014 a exprimé son accord sur cette orientation, qui appelle des investissements de 75 milliards d'euros par an, dont 47 % iront aux réseaux. La Commission Européenne estime que de tels choix technologiques et politiques nécessitent une refonte des règles du marché. Ainsi, les propositions du 30 Novembre 2016 visent trois objectifs:

1. Accroître la flexibilité du marché de gros et fournir des signaux de prix clairs qui faciliteront la pénétration régulière des énergies renouvelables et favoriseront les investissements.
2. Permettre la participation active des consommateurs ; veiller à ce qu'ils soient protégés et qu'ils bénéficient des progrès dans les technologies de l'énergie.
3. Promouvoir la coopération régionale et donner une véritable dimension européenne à la sécurité d'approvisionnement.

1 – Le constat et les propositions de la Commission :

La Commission Européenne déplore la prolifération des Mécanismes de Rémunération des Capacités (CRM – *Capacity Remuneration Mechanisms*) à travers l'Europe. A ce jour, 14 pays ont mis en œuvre 14 mécanismes différents... En l'absence d'une méthode d'évaluation commune, il est difficile d'apprécier si les CRM existants ou planifiés sont vraiment nécessaires. En outre, de nombreux États appliquant un CRM ne disposent pas de normes transparentes pour définir la fiabilité de l'alimentation. Les CRM introduits sans coordination peuvent se révéler inefficaces et biaiser le commerce transfrontalier sur les marchés de gros, car la capacité extérieure est rarement autorisée à y participer. Les conséquences sont graves : distorsions des signaux d'investissement, risques de rémunération de surcapacités coûteuses, menace croissante d'une fragmentation du marché intérieur.

Pour conjurer ces risques, le nouveau règlement sur l'électricité exigera que l'évaluation des besoins (adéquation du parc de production à la pointe de consommation) soit conduite à l'échelle de l'UE, sous la responsabilité de l'ENTSO-E, avec un horizon temporel approprié (jusqu'à 10 ans) et une méthodologie mise à jour, incluant la contribution de l'interconnexion et des sources d'énergie renouvelables intermittentes, basée sur une approche probabiliste. Cette enquête facilitera l'évaluation par la Commission des dispositions nationales.

Le règlement invite les États à garantir la bonne adéquation en exploitant d'abord toutes les possibilités du seul marché de l'énergie, qui sera réformé ; les CRM ne seront autorisés qu'en réponse aux préoccupations résiduelles. Ces dernières devront se fonder sur des besoins réels ; elles impliqueront la transparence des normes de fiabilité, des règles de participation transfrontalière et un

seuil d'émission des ressources engagées dans les CRM (<550 g CO2 / kWh). En tout état de cause, les règles relatives aux aides d'État leur seront applicables ; les CRM devront se conformer aux lignes directrices et être notifiées au cas par cas à la Commission (DG COMP) ; elles demeureront soumises à évaluations régulières.

Les CRM devront prévoir les échanges transfrontaliers, avec participation explicite de capacités étrangères, mais sans interférence avec les flux physiques : le projet de règlement impose la primauté au couplage du marché, sans obligation de livraison à travers la frontière, et avec utilisation des prix du marché pour guider les flux en période de stress systémique. Les GRT continueront de jouer un rôle important : calculer et allouer la capacité nécessaire à la participation transfrontalière, vérifier la disponibilité des ressources, émettre des protocoles transparents pour les situations de pénurie simultanée dans des pays limitrophes.

2 – Les remarques et commentaires de la part des membres du panel et de l'assistance :

La Commission considère donc les mécanismes de rémunération des capacités (CRM) comme des palliatifs temporaires et défend un marché reposant uniquement sur l'énergie. Pourtant, on est loin d'avoir prouvé que le seul prix à court terme de l'énergie en période de pénurie suffirait à assurer la bonne adéquation des capacités installées. Une telle option suppose deux conditions préalables : en premier lieu, que la probabilité d'interruption de fourniture soit socialement acceptable ; en second lieu, que les incitations au développement ou au maintien de la capacité installée soient suffisantes, malgré des recettes incertaines.

Aujourd'hui, la sécurité d'approvisionnement est partagée entre le marché (niveau de l'UE) et les États (niveau national). Le paquet d'hiver met l'accent sur l'adéquation régionale, entre pays frontaliers, mais un contexte régional ajoute davantage de complexité à chaque étape :

1. Définir une norme de sécurité : Au niveau régional, quelle norme commune instaurer ? Comment tracer les régions ? Différentes normes entre différentes régions poseront-elles un problème?
2. Décider de l'échec du marché : Au niveau régional, il y a un risque de parasitisme (*free riding*).
3. Définir le mécanisme : Énergie seule (prix de la pénurie) ou CRM (et dans ce cas, quel modèle ?). Au niveau régional, nous pouvons en outre voir surgir des problèmes de redistribution.
4. Définir l'urgence : Qui va l'établir, le niveau régional ou national ?

La conversion de toute norme de sécurité en MW nécessite des jugements subjectifs (ex : évolution de la fiabilité, fermetures de centrales, disponibilité de l'hydroélectricité...). Passer au niveau régional ajoute plus de complexité, notamment sur la disponibilité des interconnexions, sans parler de la complexité liée aux nouvelles technologies (ex : 1 MW de production est-il équivalent à 1 MW de stockage par batterie?).

COOPERATION REGIONALE :

1 – Le constat et les propositions de la Commission :

La Commission Européenne considère les Centres Opérationnels Régionaux (ROC – *Regional Operational Centres*) comme nécessaires pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système, adapter l'exploitation à l'augmentation des échanges transfrontaliers, améliorer le fonctionnement du système et réduire les coûts du transport. Pour la Commission, le processus actuel apparait insuffisant, car il repose sur une coopération volontaire et les initiatives existantes se limitent à attribuer un rôle consultatif aux structures régionales, c’est-à-dire une contribution aux opérations des GRT mais aucun pouvoir de décision.

Le futur règlement sur l'électricité exigera que l'ENTSO-E propose des ROC, sur la base de critères techniques, à l'approbation de l'ACER. Les ROC prendront en charge un large éventail de fonctions au-delà des frontières nationales, à l'exclusion du fonctionnement en temps réel du système. Les ROC compléteront (sans les remplacer !) les GRT qui devront mettre au point le processus décisionnel. Les décisions seront contraignantes sauf en cas de risque pour le système, mais tout GRT pourra demander un réexamen des décisions prises. Grâce à leurs postes d'observateurs au sein du conseil d'administration, les autorités nationales de régulation pourront superviser le travail des ROC, tandis que l'ACER aura pour mission de contrôler leurs résultats, cette tâche figurant dans le nouveau règlement de l'ACER.

2 – Les remarques et commentaires de la part des membres du panel et de l'assistance :

ENTSO-E a depuis longtemps renforcé de manière proactive la coordination régionale entre gestionnaires du système : des Coordonnateurs Régionaux du Système ont été instaurés dans l'ensemble de l'UE depuis 2016. La coopération volontaire par le biais d'un processus ascendant (*bottom-up*) parait efficace. Avons-nous vraiment besoin d'une loi venue d'en haut (*top down*) ?

La plupart des participants ont affiché leur préférence pour avancer de façon pratique et progressive plutôt qu'un saut rapide vers les Centres Opérationnels Régionaux. En gardant ce schéma progressif, les tâches accomplies par les Coordonnateurs Régionaux du Système pourraient être progressivement étendues à de nouvelles activités, en tenant compte des spécificités régionales, afin d'améliorer la coordination d'ici 2025. Améliorer la coordination régionale pourrait ultérieurement ouvrir la voie à de nouveaux modèles pour la période 2030-2050, tels que des "Centres Régionaux pour les Opérations précédant le temps réel", des "Opérateurs de Système Régionaux Indépendants" ou d'autres modèles.

Plusieurs arguments viennent justifier la préférence en faveur d'une approche progressive :

- La mise en œuvre complète des codes de réseau et des lignes directrices ne sera achevée que vers 2023 ; au stade actuel, on ne détient pas encore de retour d'expérience. Parmi les trois types de codes de réseau, les codes de connexion et les codes de marché ont été adoptés, mais les codes opérationnels ne sont pas encore publiés : l'un d'entre eux est soumis à la procédure de comitologie et l'autre n'est pas attendu avant mi-2017.
- Les nouvelles étapes requièrent une forte coopération régionale au niveau politique, qui est loin d'être effective de nos jours.
- L'intégration des marchés européens de l'électricité s'est jusqu'à présent appuyée sur la coopération régionale entre toutes les parties : les autorités réglementaires nationales, les gestionnaires de réseau de transport et les opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO - *Nominated Electricity Market Operators*). Le transfert de pouvoir au bénéfice des ROC pourrait mettre fin à cette coopération, soit par des décisions divisant les acteurs, soit par des conflits d'intérêts.

Enfin, en transférant la responsabilité de la sécurité du système depuis les GRT vers les ROC, on soulève de nombreuses questions. Une échelle suprarégionale serait-elle plus efficace ? Permettrait-elle une flexibilité locale suffisante ? Un tel transfert n'aggraverait-il pas le risque de crises de grande envergure ou les conséquences d'attaques cybernétiques et terroristes? Ne devrait-il pas s'agir d'une décision politique plutôt que d'un processus technique et bureaucratique ?

AUTRES SUJETS :

Utilisation de la rente de congestion pour les seules nouvelles interconnexions :
Pour le moment, les États peuvent utiliser ce revenu pour abaisser le tarif général du transport. Si cette rente est réservée aux nouvelles interconnexions, un risque existe que l'on construise des interconnexions avec un très mauvais rapport coût / bénéfice. En outre, la priorité doit-elle toujours être accordée à la maximisation des capacités transfrontalières, même lorsque les coûts liés à l'élimination des encombrements internes (tels que le réacheminement) l'emportent sur les avantages des échanges transfrontaliers?

Un nouveau code de réseau pour définir les méthodes de tarification (y compris pour la distribution) :
Une méthodologie commune devrait se borner aux principes généraux tels que la transparence, la réflectivité des coûts, la non-discrimination. Elle ne doit ni entrer dans les paramètres techniques, ni négliger les spécificités nationales telles que la thermo-sensibilité pour la France.

Suppression du plafonnement des prix sur les marchés à court terme :
Le plafond se situe actuellement à 3000 €/MWh dans la région Centre Ouest Europe. Cependant, certaines autorités de la concurrence déclenchent des enquêtes dès le prix dépasse 200 €/MWh... En outre, la suppression du plafond peut entraîner des risques financiers élevés pour les ménages, surtout s'ils optent pour des contrats à tarification dynamique. Enfin, un plafond de prix à caractère technique est indispensable au bon fonctionnement de la Bourse (par exemple : 9999,99 €/MWh).

Recours obligatoire aux capacités d'équilibrage du niveau régional :
Des évaluations d'impact approfondies paraissent nécessaires. Les coûts provenant de l'immobilisation de capacités d'interconnexion et ceux liés à la perturbation du couplage du marché pourraient dépasser les gains obtenus par une capacité d'équilibrage établie au niveau régional.

Un nouveau rôle pour les agrégateurs, rendus indépendants des fournisseurs :
Permettre aux agrégateurs qui gèrent la demande de valoriser sur le marché une énergie qu'ils n'ont ni produite ni achetée serait économiquement malsain. Cette proposition ignore l'interaction qui existe entre l'agrégateur et le fournisseur. La responsabilité de l'équilibre constitue un impératif ; toute énergie produite et injectée devrait être payée.

Extension des pouvoirs de l'ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) :
On peut craindre que ces nouveaux pouvoirs ne portent atteinte à la coopération entre l'ACER et les autorités nationales de régulation. On peut redouter également que l'utilisation proposée de la règle de la majorité simple au lieu de la majorité qualifiée affecte profondément les équilibres et les contre-pouvoirs au sein du Conseil des Régulateurs, l'organe clé de l'ACER.

Intégration des énergies renouvelables :
Le paquet d'hiver n'apporte pas de réponse pleinement satisfaisante aux perturbations que les énergies renouvelables intermittentes engendrent sur les prix du marché et la gestion des réseaux. L'intégration dans le marché des sources renouvelables soulève trois problèmes majeurs :

- La responsabilité de l'équilibrage
- La priorité d'injection
- La gestion des congestions et l'écrêtement de la production

OBSERVATIONS FORMULEES LORS DE LA TABLE RONDE FINALE

- Le marché de gros de l'électricité de l'UE a été conçu dans les années 1990, à une époque où l'on s'efforçait d'optimiser l'utilisation de réseaux déjà construits et où la priorité consistait en une intégration du marché, grâce à un outil commun, le prix à J+1 (*day-ahead*). Cette période se caractérisait par la domination de technologies à coût variable, telles que les centrales au gaz, et par l'accès facile au capital (jusqu'en 2008). Les priorités sont aujourd'hui très différentes : sécurité d'approvisionnement, décarbonation, investissements à long terme, besoins de nouveaux réseaux. Le contexte a également changé, avec une domination des coûts fixes, une croissance de la production décentralisée et une méfiance du secteur financier pour les placements qui ne sont pas sécurisés par des dispositifs tels que les tarifs d'achat garantis. Dans la situation actuelle, les réformes proposées par la Commission Européenne, axées sur l'intégration du marché de gros, visent des gains potentiels bien inférieurs à ceux qui pourraient être obtenus avec d'autres types de réformes, en particulier la coordination des investissements et l'optimisation du déploiement des énergies renouvelables à l'échelle de l'Union Européenne.

- Lorsqu'on emploie au même moment des outils conçus pour des cibles différentes, leur interaction peut provoquer de sérieux dommages. Par exemple, l'objectif d'augmentation de l'efficacité énergétique et le mauvais fonctionnement du système ETS peuvent aggraver l'incertitude que connaissent tous les investisseurs dans les filières faiblement émettrices de CO_2. Maintenir en activité des moyens flexibles de production devient donc un véritable défi. Les principaux ajustements dont le cadre réglementaire aurait besoin sont les suivants :
    - Articuler les politiques de décarbonation : ETS et énergies renouvelables
    - Créer des signaux de prix rémunérant la flexibilité
    - Instaurer un cadre d'investissement assurant la sécurité d'approvisionnement
    - Appliquer un signal de localisation permettant de coordonner réseau et production, centralisée et décentralisée

- En termes crus, on peut craindre qu'une partie du paquet d'hiver essaie de régler les problèmes d'hier. Le rythme du changement technologique s'accélère : nous entrons dans une zone de turbulences. Il suffit de penser aux énormes progrès concernant les batteries ! Nous avons besoin de règles évoluant rapidement... sinon on assistera à des pressions pour supprimer les règles.

- Il est nécessaire d'approfondir les recherches sur les prix de rareté et sur une réelle réforme du système ETS.