

Compte rendu des travaux du Groupe Energie & Climat

Réunion du 16 Mai 2014

Pour un cadre stable à long terme et pour la réforme du marché de l'électricité

Rédacteur : Michel Cruciani

Participants :

Sylvie ANIEL (CEA), Pierre AUDIGIER (Ingénieur), Jean-Christophe AUGÉY (Smart Grids, SNCF), Lise BACHMANN (GDF Suez & CFE-CGC), Monique BARTHALAY (Consultante), Etienne BEEKER (CGSP), Mohamed BELACEL, Philippine-Agathe CAILLE (EDF), Caroline CHEVASSON (CEA), Françoise COLAS (EDF), Michel CRUCIANI (CGEMP - Université Paris-Dauphine), Michel DALMASSO (AREVA), Pierre DAURES (Intellact EURL), Claude DESAMA (ORES), André FERRON (Confrontations-Europe), Claude FISCHER (Confrontations-Europe), Nicolas GAUBERT (FNTP), Marc GIFFON (ERDF), Pascal GOURDEL (Université Paris-1 Panthéon-Sorbonne), Jean-François GUEDON (Administrateur civil), Anton HANNA, Marie HELLOUIN, Bernard HOUSSET (ECHR), Abdenour KERAMAMNE (MEDENERGIE), Richard LAVERGNE (MEDDE), Philippe LAZZAROTTO (CFE-CGE Energies), Maria LYKIDI (Université Paris XI-Sud), Anne MACEY (Confrontations Europe), Michel MATHEU (EDF), Denis PAGNIEZ (CORTAMBERT Consultants), Anna PECASTAING (EDF), François PERNIOLA (EDF), Bernard PRADES (GDF SUEZ), Henri PREVOT (Ingénieur général des Mines), Hervé QUELLIER (Ingénieur), Sylvie REGNAULT (Université Paris I), Emmanuel RODRIGUEZ (ARCELOR-MITTAL), Marie-Ange SCHILLING (Confrontations-Europe), Agnès THIBAUT (Commission Européenne), Alain TURC (Economiste), Marlies ULLENBOOM (Syndicat patronal des PME allemandes), Christian VALIN, Michèle VIGNAUX (Professeur), Agata WADOWSKA (Gouvernement Polonais).

Claude Fischer ouvre la séance en rappelant que la présente réunion s'inscrit dans les travaux préparatoires aux Assises Européennes du Long Terme (AELT), qui fédèreront de nombreuses filières de l'industrie et des services pour impulser un plan d'action prolongeant le Livre Vert sur le financement à long terme publié en Mars 2013 par la Commission Européenne (DG Marché Intérieur). Confrontations Europe souhaite que les financeurs (Banques, Assurances, etc.) soient interpellés par les acteurs industriels et que l'on explore ensemble de nouvelles pistes pour le financement à long terme, aussi bien de la Recherche & Développement, que des capacités de production (y compris de production nucléaire) ou des extensions de réseaux. Cette démarche complète la bataille menée par notre association pour une réforme du marché de l'électricité, afin notamment de permettre la signature de contrats à long terme allant au-delà des cadres actuels (tels qu'Exeltium en France, Mankala en Finlande ou les CfD au Royaume Uni, ces derniers demeurant pour l'instant en attente d'une décision de la DG Concurrence). Les perspectives ainsi tracées ont reçu un accueil positif de tous côtés, venant aussi bien des producteurs que des grands consommateurs électro-intensifs. La réunion de ce jour vise à préciser le diagnostic concernant le marché de l'électricité et à avancer vers des recommandations pour sa réforme, qui seront présentées en Octobre prochain à Bruxelles. Une nouvelle étape sur ce chemin est prévue le 20 Juin, avec une réunion dédiée plus spécifiquement aux outils de financement.

Claude Fischer présente ensuite rapidement les quatre intervenants et leur donne la parole.

INTERVENTION DE M. ETIENNE BEEKER :

M. Etienne Beeker fait partie des experts "Energie" au Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective (CGSP, qui a succédé au Centre l'Analyse Stratégique, lui-même héritier du Commissariat Général au Plan). Il appuie son intervention sur des transparents disponibles sur le site de Confrontations-Europe.

Le Conseil Européen du 22 Mai 1013 a consacré une partie de ses débats au marché intérieur de l'énergie, mais n'a débouché sur aucune mesure concrète pour améliorer son fonctionnement. A la suite des alarmes émises par le "groupe Magritte" (composé de grandes entreprises du secteur électrique) et dans le prolongement des travaux menés antérieurement sur le "tournant énergétique allemand", le gouvernement français a demandé au CGSP d'étudier les dysfonctionnements de ce marché et de proposer des pistes d'amélioration. Pour accomplir cette mission, le CGSP a invité trois experts indépendants à établir chacun un rapport ; il en a fait ensuite la synthèse et a rédigé un premier train de recommandations.

Il se dégage de ces travaux la conclusion que les trois cibles retenues pour 2020¹ ne sont pas conciliables avec les trois objectifs généraux que s'est fixé l'Union Européenne (sécurité d'approvisionnement, préservation du climat et prix compétitifs). En effet, les programmes mis en œuvre pour atteindre ces cibles ont entraîné des perturbations fortes sur le marché de l'électricité :

- Des prix pour les ménages en hausse de 27 % en 5 ans, conduisant à un accroissement du phénomène de précarité énergétique (touchant désormais entre 50 et 125 millions d'habitants).
- Une perte de compétitivité des centrales à gaz, condamnées à fermer, et un doublement de la dette des grandes compagnies électriques.
- Des prix de gros du MWh parfois négatifs, traduisant le caractère strictement à court terme du marché, incapable d'envoyer des signaux sur les tendances à long terme.
- Un effondrement du prix du CO₂, favorisant une augmentation des émissions de CO₂ dans certains pays (Allemagne notamment, malgré une baisse de la consommation de courant) ; ce phénomène se conjugue avec la désindustrialisation de l'Europe, qui aboutit à des importations croissantes de produits ayant nécessité pour leur fabrication un fort niveau d'émissions de gaz à effet de serre.
- Des menaces sur la stabilité du réseau électrique.

Les trois experts consultés par le CGSP s'accordent pour admettre que cet échec provient en partie de la crise économique, qui n'avait pas été prévue lors de la signature des cibles "3x20". Ils déplorent que le développement des énergies renouvelables repose sur des mécanismes insensibles aux évolutions de la demande, sans pilotage des quantités produites, sans incitation de localisation, impliquant de lourdes dépenses pour que les réseaux suivent. Les trois experts constatent enfin que la révolution des gaz de schiste aux Etats Unis a provoqué une chute du prix du charbon au plan mondial et que le mécanisme des quotas de carbone instauré en Europe (système ETS) est devenu inopérant pour peser sur les émissions de gaz à effet de serre.

A partir du travail des experts, le CGSP a formulé six recommandations :

- 1°) Considérer l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre comme le principal, sinon l'unique, objectif du prochain paquet climat-énergie.
- 2°) Remanier les politiques de soutien aux énergies renouvelables, pour les technologies matures, et ne plus rémunérer la production de ces énergies lorsque les prix deviennent négatifs.
- 3°) Lancer des réformes structurelles du marché européen du carbone, en introduisant des prix plancher et plafond.
- 4°) Achever le marché européen de l'électricité en l'étendant aux échanges à très court terme (*intra-day*) qui prennent de l'importance en raison du caractère intermittent des énergies renouvelables.
- 5°) Réaffirmer le rôle des Etats dans le choix de la "structure générale de leur approvisionnement énergétique".
- 6°) Renforcer les coopérations de R & D entre Etats membres de l'UE pour les technologies non matures.

¹ Ces cibles dites "3x20" concernent les émissions de gaz à effet de serre (réduction de 20 %), l'efficacité énergétique (amélioration de 20 %) et les énergies renouvelables (hisser leur part à 20 % de la consommation totale d'énergie).

Pour élargir le débat, on pourrait se poser des questions qui n'ont pas été abordées dans le cadre du CGSP :

- Faut-il envisager une Europe de l'énergie ou se contenter d'une Europe de l'électricité ?
- L'objectif de sécurité d'approvisionnement ne devrait-il pas être prépondérant (la crise ukrainienne nous rappelle la vulnérabilité de nos approvisionnements...) ?
- Sans le paquet des "3x20", un marché de l'électricité aurait-il quand-même fonctionné malgré la nature spéciale de ce bien ?
- Puisque nous nous dirigeons vers un monde où les coûts liés aux investissements (CAPEX) vont devenir dominants, comment articuler les mécanismes de capacité (exprimant ces coûts) avec les mécanismes actuels, dits *energy only*, qui ne reflètent que les coûts d'exploitation (OPEX) ?
- Le tarif de l'électricité doit-il servir à financer des objectifs de politique sociale ?
- L'amont (la production) peut-il être dérégulé sans que l'aval (la consommation finale) ne le soit ? Aujourd'hui, le consommateur final ignore qu'il existe des périodes de prix négatifs, sinon sa consommation augmenterait ! Est-il possible d'envisager un marché de détail qui fonctionne sans outils (compteurs intelligents) encore très chers ?
- Réseaux, stockage : faut-il dépenser sans compter pour que le marché soit opérant ?

Claude Fischer remercie l'intervenant mais fait part de sa déception sur le volet "compétitivité de l'Union Européenne", qu'elle estime insuffisamment traité dans le rapport du CGSP. Elle rappelle que Confrontations Europe a organisé une réunion sur la composante "énergie" de la crise ukrainienne, le 25 Avril dernier à Bruxelles.

INTERVENTION DE M. MICHEL MATHEU :

M. Michel Matheu est Directeur du Pôle Stratégie - Union Européenne au sein de la Direction des Affaires Institutionnelles d'EDF. Il appuie son intervention sur des transparents disponibles sur le site de Confrontations-Europe.

Sans que cela exprime un désaccord avec ce qui vient d'être dit, notons qu'un opérateur a besoin de trois éléments pour pouvoir investir :

- Un signal clair pour le prix de l'électricité : cette condition n'est pas satisfaite, le prix donné par les marchés actuels à court terme n'étant pas représentatif de la réalité des coûts.
- Une visibilité sur le prix du carbone : son niveau présent ne fournit aucune indication pour guider les choix.
- L'existence d'un marché de capacité : cet outil reflète la relation avec le consommateur, qui achète non seulement de l'énergie mais aussi l'assurance d'être alimenté ; ce marché n'est pas encore en place.

La situation actuelle est donc loin de procurer un cadre propice à l'investissement. Depuis la fin de la dernière décennie, la récession économique, conjuguée à un objectif ambitieux en matière d'énergies renouvelables, a conduit à une surcapacité en moyens de production. Celle-ci a exercé un effet dépressif sur le prix de vente de l'électricité sur le marché, qui se situe entre 35 et 40 €/MWh en Allemagne et en France. Or le coût complet est estimé légèrement au-dessus de 60 €/MWh pour une centrale au charbon et plus de 70 €/MWh pour un cycle combiné au gaz, avec un prix modéré mais non nul du carbone.

La priorité d'injection donnée aux énergies renouvelables a constitué une voie onéreuse de décarbonation du secteur ; en l'empruntant, on a provoqué un effondrement du prix du quota de CO₂ sur le marché ETS, de sorte que la centrale au charbon devient aujourd'hui la technologie la moins chère à la construction et à l'exploitation ! En outre, une grande incertitude règne sur l'évolution future de ce prix. Une réforme profonde du système ETS serait nécessaire si l'on voulait inciter à investir dans des technologies décarbonées. Mais plusieurs Etats se satisfont d'un prix bas, de sorte que la Commission Européenne propose un calendrier de réforme très progressif :

- D'ici 2020, retrait temporaire de quotas (*backloading*) : cette mesure, dont l'adoption a été laborieuse, ne produira pas d'effet durable.
- A partir de 2020, création d'une réserve de quotas pour réguler les prix : à supposer qu'elle soit approuvée, ses effets seront lents.
- Au-delà de 2020, durcissement des objectifs : cette mesure serait la plus efficace, mais elle est contestée par plusieurs Etats, de sorte que sa mise en œuvre prendra beaucoup de temps.

Le cadre proposé pour 2030 par la Commission Européenne contient un objectif de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre qui pourrait amorcer un redressement du prix du carbone. Mais ce cadre ne dit rien sur l'efficacité énergétique ; or un objectif trop ambitieux dans ce domaine pourrait faire baisser les prix. De même, on reste dans l'incertitude sur l'objectif relatif aux énergies renouvelables ; si l'on reconduit le dispositif antérieur, les mêmes causes produiront les mêmes effets. Une transition vers un nouveau dispositif est nécessaire pour retrouver un cadre favorable à l'investissement. Elle implique d'intégrer progressivement les énergies renouvelables dans le marché, en supprimant les aides à destinations des technologies matures et en restreignant la priorité d'injection dont elles bénéficient actuellement. Cette intégration peut se faire à l'aide d'outils tels que les "Contrats pour Différence" ou les primes complétant les recettes tirées du marché, assortis de mécanismes d'appels d'offres ou mises aux enchères garantissant une concurrence effective. Ces outils présentent l'avantage d'être applicables aussi à l'énergie nucléaire et de contrôler les volumes ainsi aidés.

La création d'un cadre favorable à l'investissement décarboné constitue l'objectif du modèle proposé par le Royaume Uni. Constatant les défaillances du marché actuel à cet égard, particulièrement inadapté au lancement d'une première unité nucléaire, le gouvernement motive l'instauration du CfD (*Contract for Difference*) par le souci de traiter à égalité toutes les filières décarbonées, en les laissant exposées aux risques du marché mais en confinant ce risque dans une limite acceptable pour l'investisseur.

L'affirmation que le marché européen de l'électricité traverse une crise grave en 2014 n'est plus contestée ; néanmoins on reste perplexe sur son évolution à plus long terme (au-delà de 2020). En gros, trois voies sont ouvertes :

- Une vision optimiste, dans laquelle le soutien aux filières matures a disparu et les marchés fonctionnent bien, pour l'énergie comme pour les quotas de CO₂.
- Un système fondé sur un compromis entre des investissements régulés, par appel d'offres et contrats de long terme par exemple, et un marché ne servant plus que pour des signaux de très court terme. Ce système est souvent qualifié de "modèle brésilien".
- Une vision pessimiste, dans laquelle les politiques de l'énergie ont été renationalisées et l'intérêt pour une politique climatique s'est affaibli.

INTERVENTION DE M. EMMANUEL RODRIGUEZ :

M. Emmanuel Rodriguez est Responsable Energie au sein du groupe ARCELOR-MITTAL.

En commentaire liminaire, relativisons d'abord les besoins en investissements, car un équipement massif a été réalisé dans l'électricité en Europe durant les années 1970 et 1980, avec des ouvrages dont la durée de vie dépasse 40 ans... Signalons aussi que le dispositif britannique prévoit que l'industrie sera exonérée du tarif à 115 €/MWh qui a été convenu pour la future centrale nucléaire avec le CfD mentionné plus tôt. Remarquons enfin que le modèle brésilien repose largement sur une production hydraulique ; lors d'une sécheresse le prix du courant peut dépasser 100 €/MWh...

Le prix de l'énergie est décisif pour la compétitivité d'un site sidérurgique. En effet, le prix des autres matières premières est fixé au plan international et tout ce qui peut être réalisé pour améliorer l'efficacité énergétique est systématiquement engagé. A efficacité comparable, le prix d'un produit standard tel qu'un acier plat en bobine dépend donc principalement du prix local de l'énergie ; or dans certains cas ce prix dépasse l'EBITDA de l'usine... Le prix du MWh exerce ainsi un impact déterminant sur la rentabilité, l'investissement et l'emploi.

L'acier est un produit qui voyage facilement ; en conséquence, l'Union Européenne se trouve exposée à la concurrence internationale sur le prix de l'énergie. Actuellement, si sa production venant d'Europe était transférée aux Etats Unis, le groupe ARCELOR MITTAL réaliserait une économie d'un milliard de dollars par an. Cela explique la réouverture d'un site dans l'Ohio. La concurrence va aussi venir de Russie, qui a construit des usines très performantes à la place des anciens combinats, et qui pratique délibérément une politique de prix réduits sur tous les vecteurs énergétiques (charbon, électricité...). En bref, la plupart des pays du monde en dehors de l'UE mènent une politique volontariste de prix bas pour l'énergie.

La production d'acier s'accompagne d'une émission de CO₂, qui est inhérente au processus. Les producteurs d'acier européens sont les seuls au monde à devoir payer pour cette émission. La directive instaurant le système ETS a certes prévu une remise gratuite de quotas pour les secteurs exposés à la concurrence mondiale, mais le volume des quotas gratuits est calculé sur une installation de référence (*benchmark*) ne correspondant pas aux usines existantes, et ce volume diminue chaque année². Une usine européenne devra acheter des quotas équivalents à environ 33 % de ses émissions ; malgré les efforts en R&D pour réduire les rejets, ses concurrents situés ailleurs dans le monde n'auront pas à supporter ce coût.

Depuis la première directive sur la libéralisation du marché intérieur de l'électricité, en 1996, la situation ne s'est jamais stabilisée, et l'on n'a jamais cessé de complexifier les règles au niveau européen. L'intégration reste largement inaboutie (le prix varie de 34 €/MWh en Allemagne à 48 €/MWh en Espagne, par exemple) et de grandes différences existent sur les coûts d'acheminement et les autres postes de la facture, de sorte que les comparaisons entre pays deviennent très difficiles. La réalité est que le marché ne fonctionne pas : l'électricité n'étant pas un bien stockable, le marché ne peut délivrer qu'un signal sur les besoins d'ajustement à court terme, sa liquidité étant faible et sa profondeur réduite à deux ans. Au nom de la concurrence, la signature de contrats à long terme est rendue quasiment impossible avec les fournisseurs qui pourraient en proposer, les opérateurs historiques (EDF, RWE, etc.) ; elle n'est autorisée qu'avec les nouveaux entrants... qui ne détiennent pas un parc suffisant ! Le prix de l'électricité est désormais grevé de charges qui dépassent 60 €/MWh dans certains pays, soit environ 100 000 € par emploi : avec une telle subvention, la sidérurgie aurait créé davantage d'emplois que le secteur des énergies renouvelables. Les perspectives futures ne sont pas réjouissantes : les marchés de capacité et les obligations d'efficacité énergétique créent de nouvelles incertitudes, tandis que la réforme destinée à élever le prix du quota de CO₂ va se traduire par une double peine pour la sidérurgie européenne : les quotas qu'elle achète verront leur prix augmenter et ceux que les électriciens achètent majoreront le prix du courant, ce dernier répercutant l'augmentation des coûts de production...

Le "plan d'action pour l'acier" annoncé par la Commission Européenne le 11 Juin 2013 marque une prise de conscience positive, mais il y a maintenant urgence à agir, et pour être efficace le plan devrait reposer sur la vision stable d'une politique énergétique dont le but serait la compétitivité de l'Union Européenne. Gardons à l'esprit qu'au Canada le prix de l'électricité rendue chez le client se situe à 35 €/MWh (parfois 25 €/MWh) alors qu'en France ce prix part en sortie de centrale à 42 €/MWh, auxquels il faut ajouter les frais d'acheminement. Si l'on vise un prix du courant compétitif, on s'interrogera sur le mix de production le mieux adapté : était-il raisonnable pour un pays comme l'Allemagne de bâtir 70 GW d'installations (éoliennes et solaires) qui ne fonctionnent qu'environ 1500 heures par an ? A-t-on les moyens de se lancer dans les éoliennes off-shore avec de coûteux réseaux sous-marins ? Définissons plutôt un prix cible et fixons-nous une méthodologie pour l'atteindre. Aujourd'hui, il semble que seuls les gouvernements nationaux veulent défendre l'industrie ; la Commission Européenne donne l'impression de ne pas s'en soucier. On a le sentiment que la DG Concurrence a établi ses lignes directrices sur les aides d'Etat sans trop se préoccuper du point de vue de la DG Energie ou de la DG Entreprises...

Claude Fischer : La parole est donc donnée maintenant à la représentante de la Commission Européenne.

² La moyenne des émissions des aciéries européennes se situe à 1630 kg par tonne d'acier courant, les 10 % les plus performantes atteignent 1475 kg/t, mais la référence pour les allocations gratuites de quotas était placée à 1328 kg/t en 2013 et chutera à 1095 kg/t en 2020.

INTERVENTION DE MME AGNES THIBAUT :

Mme Agnès THIBAUT dirige l'équipe politique dans l'Unité en charge de la coordination de la politique énergétique européenne à la DG Energie de la Commission Européenne. Elle appuie son intervention sur des transparents disponibles sur le site de Confrontations-Europe.

La politique énergétique européenne existe : elle vise à la fois la compétitivité, la préservation de l'environnement et du climat, et la sécurité d'approvisionnement, ces trois axes étant placés à égalité. L'actualité renforce la pertinence de ces trois objectifs : l'abondance des gaz de schiste aux Etats Unis dope leur compétitivité et nous contraint à améliorer la nôtre ; le dernier rapport du GIEC souligne l'urgence d'une action pour lutter contre le changement climatique ; enfin la crise ukrainienne nous rappelle que notre sécurité d'approvisionnement exige une politique active.

Deux outils sont utilisés pour mettre en œuvre la politique énergétique européenne, d'une part le marché intérieur de l'électricité et du gaz, d'autre part les trois cibles fixées pour 2020, les "3x20". On peut dresser un bilan globalement positif de ces politiques, tout en reconnaissant certains points faibles. Parmi les aspects positifs, soulignons que la cible pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre sera atteinte, de même que celle en faveur des énergies renouvelables, malgré leur coût élevé dans certains Etats membres et les difficultés engendrées par le caractère intermittent de certaines sources. Toujours parmi les points positifs, on remarquera que les prix de marché convergent pour l'électricité, grâce au couplage des marchés et à la mise en service de nouvelles interconnexions. Parmi les points négatifs, on constate une augmentation des prix de détail de l'électricité, due à l'accroissement des charges pesant sur les factures, tandis que les petits consommateurs ne bénéficient pas véritablement du choix de leur fournisseur, ou n'exploitent pas le choix offert.

L'année 2014 marque une étape importante, avec :

- en Janvier, la proposition par la Commission Européenne d'un Paquet Energie Climat pour 2030 ;
- en Mars, l'engagement pris par le Conseil Européen d'obtenir un accord entre Etats à son sujet d'ici Octobre ;
- en Avril, la publication des lignes directrices sur les aides d'Etat, certes sous la responsabilité de la DG Concurrence, mais à partir des textes diffusés le 5 Novembre 2013 par la DG Energie ;
- au cours de l'été, la révision de la directive sur l'efficacité énergétique ;
- au début de l'automne, la publication par la Commission de son rapport sur l'achèvement du marché intérieur.

Présentation des nouvelles lignes directrices sur les aides d'Etat :

Les lignes directrices sur les aides d'Etat appliquées à la protection de l'environnement et à l'énergie abordent divers sujets non traités jusqu'ici, notamment les infrastructures, les capacités de production électrique (*generation adequacy*) et les possibilités d'exemptions de charges. Voici un résumé de leurs dispositions :

- Pour les mises en service postérieures à 2016, les aides à la production d'électricité de sources renouvelables seront limitées aux installations vendant le courant sur le marché et participant à l'équilibre journalier du système. Ces aides prendront la forme d'une prime au-dessus du cours du marché. Aucune aide ne sera autorisée en cas de prix négatifs. A partir de 2017, les aides ne pourront être délivrées qu'aux installations retenues à l'issue d'appels d'offre ; ces derniers seront ouverts à toutes les technologies. Les prix d'achat garantis (*Feed in Tariffs*) resteront néanmoins autorisés pour les petites installations (jusqu'à 500 kW pour la biomasse et le photovoltaïque, 3 MW pour l'éolien) et les installations de petite taille seront dispensées de participer aux appels d'offre (jusqu'à 1 MW pour la biomasse et le photovoltaïque, 6 MW pour l'éolien).

- Les aides à l'investissement sont interdites pour les installations produisant des biocarburants à partir de denrées alimentaires ; des aides à la reconversion de sites sont cependant autorisées. Les aides à la production de biocarburants répondant aux critères de durabilité ne sont permises que jusqu'en 2020 lorsqu'ils émanent de denrées alimentaires ; ces aides sont réservées aux installations en fonction avant 2014, non encore amorties.
- Les aides en matière d'efficacité énergétiques sont restreintes au soutien à la cogénération à haut rendement, pour compenser les surcoûts d'investissement et production, ainsi qu'à certains cas de rénovation d'immeubles. Les opérations de rénovation éligibles à des aides sont décrites dans le Régime Général d'Exemption des notifications (*GBER : General Block Exemption Regulation*).
- Les technologies de captage et stockage du CO₂ peuvent également recevoir une aide équivalente aux coûts additionnels que ces procédés engendrent pour une installation.
- Les entreprises grosses consommatrices d'énergie (dites "énergie intensives") peuvent bénéficier d'une réduction des taxes ou charges destinées à la promotion des énergies renouvelables, en particulier lorsqu'elles sont exposées à la concurrence internationale. La Commission Européenne a arrêté une liste de 68 secteurs d'activité concernés, à compléter éventuellement par les Etats selon des critères stricts. Ces entreprises paieront cependant au moins 15 % de ces taxes ou charges, jusqu'à un plafond déterminé en fonction de la valeur ajoutée dégagée par l'entreprise. Cette règle sera applicable au 1^{er} Janvier 2019 ; les Etats accordant déjà des exemptions à certaines entreprises devront établir un plan de transition progressive vers le nouveau régime.
- En complément des fonds communautaires destinés à faciliter le financement des infrastructures (notamment ceux qui ont été adoptés sur la ligne budgétaire "Connecting Europe Facility"), des aides publiques sont autorisées en faveur des Projets d'Intérêt Commun, tels que les ouvrages d'interconnexion entre Etats, les réseaux intelligents ou ceux qui sont situés dans des régions recevant des fonds structurels communautaires.
- Les mécanismes de capacité, qui visent à rémunérer la disponibilité de centrales utiles à la sécurité du système électrique, sont considérés comme des aides d'Etat. Dès lors, ils devront remplir des conditions rigoureuses pour être autorisés ; il appartiendra tout d'abord aux Etats de démontrer qu'ils sont indispensables. Cette preuve étant apportée, la rémunération ne pourra couvrir que les dépenses de maintien en disponibilité et s'appliquera aussi aux opérations de gestion de la demande, stockage de l'électricité et frais d'interconnexion. Les mécanismes devront en outre permettre l'arrivée de nouveaux entrants parmi les offreurs de capacité ainsi que la participation d'acteurs situés hors des frontières, lorsque cela est "physiquement possible".
- Les nouvelles lignes directrices relèvent considérablement les seuils au-dessus desquels il devient obligatoire de notifier les aides à la Commission Européenne. La notification n'est plus obligatoire si l'aide est accordée au terme d'un appel d'offres.

En conclusion, ce nouveau dispositif va réduire les risques de distorsion entre Etats, existants actuellement du fait de modalités parfois très différentes dans la poursuite des objectifs énergétiques communs. Mais il ne constitue pas à lui seul un nouveau modèle pour le marché intérieur de l'énergie.

DEBAT :

Pour **Claude Fischer**, les interventions que nous venons d'entendre illustrent clairement à quel point les électeurs européens ignorent les marges d'action laissées aux Etats dans la mise en œuvre des politiques communes. Revenant sur les nouvelles règles applicables aux aides d'Etat, Claude Fischer estime que la Commission Européenne n'a pas suffisamment pris en compte la nécessité de renforcer la compétitivité de l'UE. Confrontations Europe souhaite que la compétitivité soit placée au centre des préoccupations des nouvelles équipes entrant en fonction à Bruxelles en 2014, que ce soit vis-à-vis des pays émergents, des Etats Unis ou même de la Russie, qui demeurera un partenaire commercial malgré la crise ukrainienne.

Emmanuel Rodriguez précise que le groupe Arcelor-Mittal demeure très attentif à la situation en Ukraine, où il possède un important site de production. La dette gazière de l'Ukraine à l'égard de la Russie constitue un réel obstacle à la normalisation des relations entre les deux pays. Au sujet de la politique énergétique européenne, il déplore le moindre recours de la plupart des Etats (hormis le Royaume Uni) au GNL, pourtant facteur de sécurité d'approvisionnement. Il souhaiterait par ailleurs savoir si la Commission Européenne a évalué l'impact des nouvelles lignes directrices sur le prix de l'électricité.

Etienne Beeker souligne que dans le secteur électrique la sécurité d'alimentation est fragilisée par l'accroissement de la production à caractère intermittent ; or le marché a éliminé les centrales à gaz, pourtant les mieux placées pour assurer la relève (*backup*) des installations éoliennes ou photovoltaïques.

Henri Prévot se félicite que l'on aborde enfin la question du prix de l'électricité, qui concerne aussi les ménages, comme on le voit avec la montée de la précarité énergétique. A cet égard, il n'y a pas lieu d'interdire les prix négatifs ! Parmi les composantes du prix, le coût de l'investissement pourrait être réduit en abaissant le taux d'intérêt exigé pour les investissements de long terme ; il faudrait pour cela accorder aux emprunts correspondants une garantie publique (émanant de l'Etat ou de l'Union Européenne).

François Perniola confirme les propos des deux premiers intervenants sur les freins à l'investissement découlant de l'absence de visibilité et de stabilité réglementaire sur le marché de l'électricité. La réforme engagée au Royaume Uni vise à lever ces feins.

Michel Cruciani s'interroge sur l'opportunité d'instaurer un plafond d'émission en kgCO₂ par kWh produit dans les nouvelles centrales électriques, afin de favoriser l'investissement en installations peu émettrices sans majorer le prix du quota de CO₂, ce qui pénaliserait d'autres secteurs industriels.

Claude Desama estime que la DG Energie reste le parent pauvre de la Commission Européenne, avec des moyens très inférieurs à ceux dont disposent la DG Concurrence ou la DG Climat, par exemple. Il déplore que l'on ne traite pas vraiment les problèmes, mais que l'on se contente d'ajouter de nouvelles couches réglementaires à la réglementation déjà existante... Il regrette que l'on n'ait pas abordé les spécificités du transport et de la distribution de l'électricité, secteurs régulés dans lesquels les CAPEX sont déterminants, qui pèsent d'un poids important sur les factures. Claude Desama considère enfin qu'il faut orienter l'investissement de long terme vers le soutien des politiques à long terme : emploi, environnement, compétitivité.

Pierre Audigier souhaite des précisions sur la différence entre directives et lignes directrices. Il juge étonnant qu'en vertu de son appréciation sur des dispositions nationales, la DG Concurrence détienne en dernière analyse le pouvoir d'autoriser ou refuser la construction d'une centrale nucléaire, destinée à fonctionner entre 60 et 80 ans... Il constate par ailleurs qu'en Allemagne on prévoit toujours un développement de l'électricité de sources renouvelables (6 GW supplémentaires d'ici 2020) : compte tenu des nouvelles lignes directrices, ce développement permettra-t-il de conserver un prix du MWh très bas sur le marché de gros ?

André Ferron formule trois observations :

- Les incohérences du système électrique européen apparaissent dans le fait que le choix du mix de production est laissé aux Etats, mais le cadre sur les aides d'Etat est fixé au niveau communautaire, ce qui revient à encadrer la liberté des Etats. Ces derniers sont bridés également par la convergence des prix de gros, qui découle des exigences en matière d'interconnexions et couplage des marchés, mais ces prix reflètent de moins en moins la réalité des coûts, dominés par le CAPEX alors que les OPEX reculent...
- Il est étonnant que le rapport du CGSP n'ait pas mentionné l'intérêt des contrats à long terme. Le "plan acier" évoqué plus haut offrirait une occasion de lever les objections de la Commission Européenne à leur égard. Ces objections reposent sur la position dominante de certains fournisseurs, mais celle-ci n'est appréciée qu'au niveau national par la DG Concurrence, alors que la DG Energie met tout en œuvre pour créer un marché de taille européenne ! Des contrats de vente du courant à long terme auraient sans doute permis d'abaisser le coût du MWh prévu pour la centrale de Hinkley Point, et permettraient aussi un financement à meilleur coût, un facteur important pour les constructeurs européens, confrontés à la concurrence de Rosatom qui bénéficie d'un taux d'intérêt inférieur à 4 %

pour ses investissements. Les contrats à long terme ont été évoqués au Conseil "Compétitivité" d'Athènes, le 12 Mai, et la Commission propose de rédiger une lettre d'orientation" à leur sujet, si les intéressés en font la demande. Elle permettrait de leur fixer un cadre juridique a priori alors qu'aujourd'hui elles font l'objet d'autorisation ou d'interdiction a posteriori au coup par coup.

- Les lignes directrices sur les aides d'Etat ont exclu l'énergie nucléaire de leur champ, au motif que cette dernière n'est pas d'intérêt général. Pourtant, les 28 Etats de l'UE sont signataires du Traité Euratom, qui vise à la promotion de cette énergie, et lors du sommet du G7 de Rome, l'Allemagne et l'Italie ont approuvé la déclaration finale citant l'énergie nucléaire parmi les voies de décarbonation...

REPONSES DES INTERVENANTS :

Emmanuel Rodriguez :

- L'industrie sidérurgique travaille depuis 11 ans sur le dossier des contrats à long terme. Les débats avec la DG Concurrence sont interminables (définition du périmètre pertinent, risque d'exclusion du marché, etc.) et aucune des tentatives menées en Allemagne, Belgique, France ou Roumanie n'a pu aboutir. En effet, lorsqu'un acheteur lance un appel d'offres en vue d'une fourniture de courant à long terme, seul répond le producteur dominant du pays, et il est immédiatement écarté par la DG Concurrence ! Il est pourtant évident qu'EDF ne peut pas alimenter un gros client installé en Roumanie, quel que soit le niveau des interconnexions : le tarif de transport de l'électricité majorerait exagérément le coût final.
- Il serait faux de croire que les prix du courant sont alignés en Europe. A titre d'exemple, regardons la dissociation des prix entre l'Allemagne, la France et la Belgique au moment de la fermeture subite de deux réacteurs nucléaires dans ce pays, malgré le couplage des marchés dans cette zone.
- En matière nucléaire, comment expliquer que la Finlande ait obtenu le droit d'accorder une garantie d'Etat au financement de la centrale d'Olkiluoto 3 ? Voilà un bel exemple de distorsion de la concurrence !

Etienne Beeker :

- Prix négatifs : on ne veut pas les interdire, mais cesser de rémunérer les producteurs d'électricité de source renouvelable quand les prix deviennent négatifs.
- Plafond d'émission de CO₂/kWh : Bien que les Etats Unis envisagent de mettre en place ce type de norme, il semble préférable de laisser le marché guider les choix, dès lors qu'il fonctionne correctement.
- Développement de la production renouvelable en Allemagne : La nouvelle loi introduit désormais des "corridors", fixant un minimum et un maximum par technologie (photovoltaïque, éolien terrestre, éolien en mer, etc.). Les industriels allemands ont tout intérêt à conserver un cadre légal leur assurant des prix de marché très bas, puisque ce sont les clients domestiques qui paient les charges induites... On observera un net ralentissement à la construction de nouvelles installations renouvelables quand le courant produit devra être vendu au prix du marché. Par ailleurs, notons que l'Allemagne s'accommode d'une entorse aux règles de marché en imposant aux centrales en semi-base d'obéir au principe du "must stay" pour la sécurité du réseau.
- Caractère incomplet du rapport du CGSP : Effectivement, seul la première partie du rapport a été établie à ce jour, celle qui porte sur le constat ; la partie proposant des solutions sera diffusée à l'automne 2014.

- **Modèle de marché :** La libéralisation est intervenue au moment où le Royaume Uni a décidé de développer les champs gaziers de Mer du Nord, et d'utiliser le gaz pour produire de l'électricité, grâce à une nouvelle technologie apparue à cette époque, les centrales au gaz naturel à cycle combiné, dans laquelle les OPEX déterminent les coûts. Aujourd'hui le gaz se fait plus rare au Royaume Uni qui revient vers des technologies à forte composante CAPEX : avec son pragmatisme habituel, le pays réforme son marché électrique ! On peut néanmoins douter qu'il existe un modèle de marché adapté aux caractéristiques particulières de l'électricité, qui ne se stocke pas et qui se déplace selon des lois physiques échappant à la volonté des législateurs (les lois de Kirchhoff).

Agnès Thibault :

- Evitons de tomber dans le dénigrement systématique (*bashing*) de la Commission Européenne ! Il est vrai que les procédures communautaires pour adopter les textes sont lentes, surtout lorsqu'elles mettent en œuvre la codécision, mais reconnaissons que la Commission les inspire par une vision de long terme, que peu de gouvernements peuvent se permettre.
- La Commission Européenne détient tout pouvoir pour limiter les entraves à la concurrence : elle examinera toutes les aides d'Etat à la lumière des lignes directrices, qui garantissent la transparence de sa méthodologie. Dans le cas de la future centrale nucléaire britannique, la Commission a émis des doutes sur l'existence d'une défaillance du marché qui justifierait une aide à l'investissement.
- Ce cas ne reflète pas une opposition entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Cependant, l'énergie nucléaire demeure une option nationale, alors que le développement des énergies renouvelables fait partie des politiques communes. Selon le Traité Euratom, l'énergie nucléaire contribue aux objectifs de décarbonation et sécurité d'approvisionnement, mais il y a une division claire entre les Etats membres, et la moitié d'entre eux ne souhaitent pas le développement de l'énergie nucléaire... Cette situation contribue à expliquer pourquoi cette énergie n'apparaît pas dans les lignes directrices sur les aides d'Etat. Toutefois, ne pas avoir intégré cette énergie dans les lignes directrices ne signifie pas que les aides en sa faveur sont interdites : cela signifie plutôt que chaque dossier sera étudié isolément.
- L'Union Européenne a été une pionnière du développement des énergies renouvelables, malgré les effets coûteux de certaines politiques de promotion. Leur essor dans le monde va se poursuivre ; ainsi, selon l'Agence Internationale de l'Energie, des pays comme les Etats Unis, la Chine ou l'Inde consacreront davantage de moyens que l'UE à ces énergies dès 2025. Avec l'approche de leur maturité, il est logique de réintégrer les énergies renouvelables dans le marché.
- Le nouveau Paquet Energie Climat proposé par la Commission Européenne en Janvier 2014 envisage une gouvernance améliorée par rapport au précédent, offrant notamment une meilleure coordination. La mise au point de ce paquet a reposé sur une évaluation très détaillée des coûts. Le paquet vise à la fois à contenir l'augmentation des coûts (on passerait de 14 % du PIB européen dévolus à l'énergie en 2012 à 15 % en 2030) et surtout à les réorienter : la facture des importations énergétiques, qui s'élevait à 400 milliards d'euros en 2012 pour l'ensemble de l'UE pourrait être diminuée en moyenne annuelle de 170 milliards d'euros après 2030, les dépenses étant désormais prioritairement consacrées à des infrastructures (réseaux, interconnexions, stockages, GNL) et à l'exploitation de sources locales (énergies renouvelables, gaz de schiste, etc.).

Michel Matheu :

- Les industriels ont besoin de stabilité ; les incertitudes actuelles dissuadent l'investissement. Le replâtrage envisagé à ce jour ne suffira pas à assainir le marché, et l'effet d'une éventuelle réforme structurelle du marché du carbone ne se fera pas sentir avant 10 ans car, compte tenu de l'opposition manifestée par les pays d'Europe de l'Est, les textes ne seront adoptés que vers 2017 et ne produiront des changements que plusieurs années plus tard.

- Un prix élevé pour le quota de CO₂ stimulerait aussi la technologie CCS (captage et stockage du CO₂). Plutôt qu'une norme sur les émissions de CO₂ par kWh, qui reviendrait à interdire le charbon pour la production d'électricité, il vaut mieux s'attaquer aux faiblesses du marché des quotas (marché ETS) et laisser les opérateurs choisir entre le gaz ou le charbon sur la base d'un signal de prix.
- Il est à craindre que le développement des énergies renouvelables se poursuive en effet en Allemagne, de sorte que ce pays se trouvera en surcapacité durant de très nombreuses heures de l'année, même en hiver ! Seul un blackout de grande envergure dans une région industrielle comme la Bavière pourrait créer un électrochoc et freiner la dynamique des sources renouvelables. Si l'on continue au rythme actuel, on risque d'assister d'abord à des fermetures de centrales conventionnelles dans toute l'Europe (le groupe E.ON a d'ailleurs déjà fermé des centrales en France et dans les autres pays proches de l'Allemagne), puis à des faillites retentissantes.
- L'Union Européenne se trouve en compétition économique avec des pays disposant d'abondantes ressources en énergies fossiles peu onéreuses. Les pistes envisageables pour réduire ce handicap consistent en premier lieu à minimiser notre consommation d'hydrocarbures, en préservant un certain usage du gaz dans les centrales électriques pour assurer la flexibilité mais en décarbonant le secteur des transports, et en second lieu à protéger l'industrie européenne, en lui accordant des quotas gratuits de CO₂, en proportion de ses émissions directes (processus de fabrication) et indirectes (consommation d'énergie carbonée). Pour autant, l'Europe ne sera pas capable de fournir, sans subventions, de l'électricité à des prix aussi bas que l'Amérique du Nord ou que certains pays à ressources indigènes et faibles coûts de main d'œuvre : l'industrie électro-intensive peut espérer un prix compris entre 50 et 70 €/MWh (équivalent au prix du courant sortant d'une centrale au charbon exonérée des quotas de CO₂, ou d'une technologie décarbonée compétitive dans les années 2020-2030, telle que le nucléaire de troisième génération, la CCS ou les renouvelables performants).

CONCLUSIONS :

Claude Fischer remercie les intervenants et tous les participants à la réunion de ce jour, qui s'est révélée très riche et a fait surgir de nouvelles questions à traiter par notre groupe.

La prochaine réunion se tiendra le 20 Juin ; elle abordera les instruments de financement du secteur électrique en France et en Europe. Ultérieurement, une réunion sera dédiée à la situation énergétique de la Turquie, qui se prépare à la fois à devenir un hub énergétique important, au carrefour entre d'importantes zones de consommation et de production, et à diversifier ses propres sources d'approvisionnement. La Turquie prévoit notamment de lancer deux centrales nucléaires et serait intéressée par l'organisation d'une conférence du même type que celle de Varsovie, sur l'appropriation du nucléaire par la société civile.