

## **Compte-rendu de la réunion du 28 janvier 201ç**

### **Les enjeux de l'électricité en Europe**

#### **1. Organisation des réunions IDées**

**Alexandre ROJEY**, Animateur IDées

Le programme des réunions 2018-2019 est disponible sur le site de la

#### **2. Introduction à la réunion :**

**Jean-Pierre FAVENNEC**, Animateur du Groupe IDées « Géopolitique de l'énergie »

L'électricité représente un enjeu d'importance croissante pour la géopolitique de l'énergie. La situation en Europe est devenue particulièrement complexe, ce qui justifie pleinement le thème choisi pour la réunion.

La prochaine réunion (1er Avril) portera sur les relations Russie-Union Européenne dans le domaine du gaz naturel et l'avenir du gazoduc Nord Stream 2.

#### **3. Le secteur électrique européen - Les révolutions du XXIe siècle : espoirs et déboires**

**Lionel TACCOEN**, Directeur de la Lettre « Géopolitique de l'électricité »

Les profondes transformations du secteur électrique européen depuis vingt ans sont liées d'une part à la volonté d'introduire la concurrence entre fournisseurs et d'autre part à la politique climatique.

L'introduction de la concurrence est associée à une vague de pensée libérale. Alors qu'Adam Smith considérait qu'il est nécessaire de placer hors marché des investissements à long terme utiles à tous, le néolibéralisme inspiré par Friedrich von Hayek cherche à minimiser le rôle de l'État.

Dans le secteur électrique, la concurrence ne porte que sur la fourniture, qui en France représente 35% de la facture (taxes : 35%, acheminement : 30%). La production représente les trois quarts de la facture liée à la fourniture.

La politique climatique a privilégié le solaire et l'éolien. Elle s'est traduite par 41 milliards de dollars d'investissement (11 pour le solaire et 28 pour l'éolien).

Pour analyser les effets de la concurrence, il est intéressant d'examiner la situation dans des pays, qui ont été parmi les premiers à l'appliquer. Au Royaume-Uni, elle a été appliquée dès 1991 avec des effets positifs jusqu'en 2003 : baisse des factures et modernisation du parc de centrales.

Au sein de l'Union Européenne on n'a pas observé de tels effets positifs. Sur les marchés, les prix ont été tirés vers le bas par les EnR, ce qui a empêché les compagnies d'électricité d'investir dans le domaine de la production et du stockage. De ce fait, la concurrence n'a pas pu jouer et les prix pour le consommateur final sont restés élevés en raison du soutien aux EnR.

En France, les concurrents d'EDF qui ont initialement bénéficié de prix de marché tirés vers le bas par les EnR, fournissent à présent principalement de l'électricité provenant du parc nucléaire EDF qui est mis à leur disposition par le dispositif ARENH.

La politique climatique de l'UE n'a pas abouti à une baisse des émissions de CO<sub>2</sub>. Elles ont au contraire augmenté de 2,2% de 2014 à 2017. Parmi les sept nations les plus émettrices (Allemagne, Royaume-Uni, Italie, France, Pologne et Pays-Bas), toutes ont vu leurs émissions augmenter, sauf le Royaume-Uni qui les a baissées de 11,5%.

Pour parvenir à une baisse des émissions, l'Union Européenne devrait se concentrer sur l'efficacité énergétique, plutôt que sur le solaire et l'éolien, et ne pas chercher à réduire la part du nucléaire. L'augmentation récente du prix du carbone sur le marché ETS représente une excellente nouvelle, en orientant les choix de la politique climatique vers davantage de cohérence économique.

Le texte intégral de l'intervention sera publié dans la Lettre « Géopolitique de l'énergie » du 30 janvier et sera ensuite placé sur le site : <http://www.geopolitique-electricite.com/>

#### **4. Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire.**

**Jacques PERCEBOIS**, Professeur Emerite à l'Université de Montpellier (CREDEN) Coresponsable du Pôle « Transitions Énergétiques » à la Chaire Économie du climat (Université Paris-Dauphine)

L'intervention s'appuie sur le texte de l'ouvrage de Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois : « Transition(s) Électrique(s) – Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire », Odile Jacob, 2017

La libéralisation du marché menée en Europe a eu un certain nombre de conséquences qui n'étaient pas annoncées au départ.

La concurrence a été faussée par de nombreuses exceptions, notamment en raison des exceptions en faveur des EnR (obligation d'achat, FIT et FIP) et de l'absence de concurrence réelle, malgré l'arrivée de nouveaux acteurs.

En France, l'électricité est restée décarbonée à 90% en 2017, mais l'accroissement des parts de l'éolien (4,5%) et du solaire (1,4%) s'est accompagné d'une progression des énergies fossiles dans le mix.

Le prix de l'électricité pour les particuliers hors coûts d'accès aux réseaux de transport et de distribution, est beaucoup plus élevé en Allemagne (299 €/MWh) qu'en France (173 €/MWh), mais avec une moindre consommation, ce qui en compense en partie les effets. Toutefois, en France la part des taxes a sensiblement augmenté, passant de 18% en 2006 à 36% en 2017. Le soutien aux EnR électriques a atteint 5276 M€ en 2016. Les charges engagées par les contrats signés avant 2017 s'élèvent à 121 G€.

En Allemagne, alors que le prix spot a chuté au-dessous de 40 €/MWh, le prix payé par le consommateur final est supérieur à 100 €/MWh, tandis que les subventions aux EnR dépassent 60 €/MWh.

Au sein de l'Union Européenne, le faible coût marginal des renouvelables déplace la courbe d'« ordre de mérite », rendant non compétitives les centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel dans une large gamme de puissance appelée. Le prix spot de l'électricité s'est ainsi établi en 2017 à 34,19 €/MWh en Allemagne, contre 44,97 €/MWh, en France, rendant les importations en France d'électricité produites en Allemagne par les énergies renouvelables compétitives en dépit de leur coût de production élevé.

Il faudrait comparer le coût moyen et non le coût marginal du kWh produit par une centrale « non pilotable » au coût marginal d'une centrale pilotable. Ce n'est que dans

le cas où ce coût moyen de la centrale non pilotable est inférieur au coût marginal de la centrale pilotable que la substitution est justifiée, ce qui est peu probable dans le cas d'une centrale nucléaire dont le coût marginal est faible. Le fonctionnement des marchés sur la base du coût marginal a conduit à des prix négatifs durant certaines périodes, en raison de l'obligation d'achat d'électricité produite par les renouvelables à des moments où la demande était saturée.

Si l'on additionne un coût de stockage sous forme de « power-to-gas » au coût de production d'électricité produite par les renouvelables, on arrive à un surcoût compris entre 35,7 et 178,8 €/MWh, qu'il faudrait ajouter au coût des renouvelables pour parvenir à des comparaisons équitables.

L'augmentation du prix du carbone sur le marché ETS permet d'introduire plus de logique économique. Il a atteint à présent le niveau de 25 €/t CO<sub>2</sub>. Au niveau de 30 €/t, il permettrait d'inverser l'ordre d'appel gaz-charbon.

En France l'empreinte carbone de 8,2 t CO<sub>2</sub> par personne est sensiblement supérieure aux émissions sur le territoire national (5,6 t CO<sub>2</sub> par personne), la différence s'expliquant par le contenu carbone des importations.

La capitalisation boursière des principales sociétés de production d'électricité en Europe a fortement chuté (EDF : 39,9 G\$) et les rend vulnérables vis-à-vis des GAFAs (Amazon : 895 G\$) ou d'acteurs soutenus par des gouvernements étrangers. Le libéralisme de la Commission Européenne paraît ainsi manquer de réalisme face à l'offensive chinoise.

## 5. Discussion / Conclusion

Débat animé par Jean-Pierre Favennec, Animateur du Groupe Géopolitique

### **Organisation du marché européen**

Les effets négatifs de l'organisation actuelle ont été présentés au cours des deux exposés. On constate que la concurrence n'a pas d'effet. Par ailleurs, il paraît à présent impossible de prévoir une stratégie globale, telle que celle qui a permis le déployer le parc nucléaire en France. Ceci va poser clairement un problème important lorsqu'il faudra renouveler ce parc.

Les arbitrages du marché en coût marginal ne fournissent pas le bon signal prix, du fait que le marché est excédentaire. Le système actuel ne permet pas de récupérer les coûts fixes et dissuade les investissements.

Par ailleurs, il a été mis en évidence un problème de cohérence. Le souhait de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> en augmentant la part des renouvelables entre en contradiction avec le maintien du charbon (prévu en Allemagne jusqu'à 2035)

### **Évolutions à prévoir**

Le développement d'un marché de capacité pourrait apporter un correctif aux implications négatives du marché spot actuel.

La poursuite de la réforme du marché carbone, notamment par réduction des allocations de quotas, pourrait également aider à optimiser le système électrique européen.

De telles évolutions sont indispensables pour éviter les risques de black-out électrique. On a pu observer en pratique qu'un niveau élevé de renouvelables intermittents de l'ordre de 30-35% augmente sérieusement le risque de black-out.



Ainsi, en Australie du Sud on a pu observer des coupures importantes liées à l'arrêt de centrales au charbon et à un développement important de l'éolien.

En Europe, début janvier, on a frôlé le black-out (avec une baisse de fréquence sur le réseau) en raison, semble-t-il d'une brutale chute de l'éolien en Allemagne. Les pays dont le mix électrique comporte un taux important de renouvelables assurent l'équilibre de leur réseau grâce à leurs échanges avec ceux qui disposent d'un mix électrique plus facilement modulable.

Le stockage est l'un des enjeux importants dans l'avenir. Il faudrait parvenir à réduire les surcoûts. La baisse des coûts sur les batteries peut y contribuer. On peut aussi envisager une optimisation d'ensemble en incluant les batteries des voitures, mais un tel système est complexe à simuler.

La baisse de coûts observée en ce qui concerne les capteurs photovoltaïques est surtout liée à un effet d'échelle (avec des aides massives du gouvernement chinois au départ), plus qu'à une évolution technologique.

### **Situation du nucléaire français**

En 1980 la France a adopté la technologie américaine et a su la faire évoluer. Par la suite, le choix qui a été fait était d'opérer un saut technique avec l'EPR, a généré de nombreuses difficultés. Au contraire, la Chine a opté pour une évolution progressive et partant de la technologie française de la centrale de Gravelines a réalisé le réacteur Hualong One qui est un réacteur moderne et compétitif. La Chine est associée au projet EPR de Hinkley Point, mais s'intéresse surtout au projet britannique de Bradwell où pourrait être déployé un réacteur Hualong One. À partir du moment où la technologie chinoise aura été appliquée en Europe sur une centrale, en respectant les normes et la réglementation européennes, elle pourra être diffusée dans toute l'Europe, y compris en France.

En France, EDF a du mal à recréer son ingénierie nucléaire et à trouver le personnel hautement qualifié nécessaire pour construire de nouveaux réacteurs nucléaires, notamment des soudeurs.

## **6. Prochaine réunion**

Lundi 1er avril 2019

Gaz naturel : relations Russie-Europe