

## **Electricité en Europe : Un curieux paradoxe dangereux pour les clients et les compagnies électriques**

Depuis quelques années, le secteur électrique européen fait face à une situation très particulière :

- Baisse de la demande
- Baisse des prix de marché
- Augmentation des prix finaux pour les clients (toute catégorie confondue).

Certes la crise économique est une des raisons de la baisse demande mais ce n'est pas la seule. En effet, si il n'y avait que la baisse de la demande, normalement les prix finaux pour les clients auraient dû baisser (l'économie du secteur électrique comme pour toute industrie de réseau est caractérisée par l'effet d'échelle, à savoir plus la demande augmente, plus le prix baisse toutes choses égales par ailleurs, et réciproquement). Or justement, on constate l'inverse.

A la crise, s'est ajouté un deuxième phénomène à savoir la spectaculaire croissance de la production renouvelable subventionnée, principalement intermittente (éolien, photovoltaïque) : entre 2008 et 2013, au niveau de l'Union Européenne, la capacité éolienne a augmenté de 64 à 112 GW, et la capacité photovoltaïque de 9 à 65 GW (soit l'équivalent de la capacité nucléaire française). Normalement en cas de surcapacité, il « suffit » de fermer les moyens de production excédentaires pour rétablir l'équilibre offre-demande mais du fait du caractère intermittent de ces 177 GW, ce n'est pas possible car il faut conserver des moyens non intermittents disponibles pour les moments sans vent et/ou sans soleil.

Ceci s'est traduit par une augmentation sensible des prix finaux pour les consommateurs : même en France où les puissances solaire et photovoltaïques sont nettement inférieures à celles installées en Allemagne (environ 12 GW en France et 65 GW en Allemagne), les prix ont augmenté de près de 40% pour les industriels et de 19% pour les particuliers entre 2007 et 2013, augmentation qui a un impact sur la demande aussi. Dernier élément à prendre en compte, la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique, comme l'interdiction des lampes à incandescence, a un impact négatif sur la demande.

Les marchés de l'électricité reflètent bien cette situation avec une baisse des prix de marché, du fait d'un nombre croissant de prix horaires très bas voire négatifs en cas de production intermittente trop importante.

Pour les utilities européennes, la situation devient problématique : d'une part, elles ont beaucoup investi dans de nouveaux moyens de production non intermittent fonctionnant essentiellement au gaz naturel (et au charbon en Allemagne), d'autre part, elles doivent pour des impératifs d'équilibre offre-demande maintenir des moyens de production non intermittent en fonctionnement même si le prix de marché ne couvre pas leur coût marginal de production. Depuis 2013, les utilities européennes doivent acheter les permis d'émission après avoir bénéficié de profits non négligeables provenant de l'attribution gratuite de permis d'émission CO2 entre 2005 et 2012. Comme la plupart des utilities européennes se refusent à déprécier les actifs en surplus et à réduire les dividendes versés aux actionnaires, leur endettement net baisse très lentement (l'endettement net des dix premières utilities européennes atteignait près de 290 milliards d'euros mi 2013).

L'équation que doit résoudre les pouvoirs publics peut se résumer ainsi : comment mettre en œuvre une politique basée sur la promotion de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique en limitant l'impact financier négatif aussi bien pour les consommateurs (et donc pour l'économie) que pour les utilities européennes ? Pour l'instant, aucune solution pérenne n'a été apportée.