



Le marché européen de l'électricité, ses dysfonctionnements et leurs conséquences

André Merlin, Président d'honneur et fondateur de RTE, Président de CIGRE de 2008 à 2012

Propos recueillis par Gérald Sanchis



Le marché européen de l'électricité

Au commencement était l'acte unique européen, adopté en 1986 et mis en œuvre à partir du 1^{er} juillet 1987. Son objectif était de créer un véritable marché intérieur au sein de la Communauté économique européenne (CEE), devenue l'Union européenne (UE), dans tous les secteurs où cela était possible. Une directive précisant les principes et les modalités d'un marché de l'électricité a été adoptée en 1996. Elle va d'ailleurs au-delà de l'Union européenne, puisque des pays tels que la Suisse et la Norvège en font partie.

Le modèle retenu est inspiré du modèle de marché de l'électricité déjà en œuvre

au Royaume Uni et en Scandinavie. La règle d'accès des tiers au réseau électrique résulte de cette directive, chaque client final pouvant choisir son fournisseur. Cela conduit à une séparation entre ce qui est mis en concurrence, la production et la fourniture, et ce qui reste en monopole naturel : les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Au sein de l'Union européenne il n'y a pas qu'un seul marché d'électricité, mais un par état membre¹. Ces marchés ont été progressivement couplés entre eux pour y intégrer les échanges d'électricité entre

¹ « Le marché de l'électricité au cœur des problématiques énergétiques » REE2022-2.

états membres. Le premier couplage a été réalisé à l'initiative de RTE en 2006, entre les bourses d'électricité française et hollandaise. En 2024, les marchés sont couplés au-delà des 27 pays de l'Union européenne (figure 1).

Avec un tel couplage des marchés nationaux, l'ensemble des marchés européens constitue la zone d'échange d'électricité la plus importante au monde.

La décarbonation de l'électricité, enjeu majeur en Europe

Pour lutter contre le réchauffement climatique, suite à la directive européenne de 2009, l'Union européenne s'était fixé pour 2020 des objectifs ambitieux : réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20 %, par rapport au niveau atteint en 1990, atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen, réaliser des économies d'énergie de 20 %. Ces énergies renouvelables sont principalement l'hydraulique et les énergies intermittentes éolienne et solaire ; la biomasse, la géothermie et la méthanisation n'ayant qu'une contribution très limitée.

Cette directive ne prenait pas en compte l'énergie d'origine nucléaire qui représentait pourtant à l'époque une part importante de l'électricité décarbonée produite en Europe (30 % en 2009 et 20 % en 2024).

Le besoin de production pilotable

Il faut bien prendre conscience de la différence entre les énergies décarbonées pilotables, comme le nucléaire et l'hydraulique, et les énergies décarbonées intermittentes et non pilotables, comme l'éolien et le solaire. Ces énergies non pilotables ne permettent pas de produire de l'électricité nécessairement au moment où on en a besoin sur le réseau. D'autre part, elles ne contribuent pas au contrôle du fonctionnement du système électrique interconnecté, comme peuvent le faire les moyens pilotables. Elles n'assurent pas le réglage de la fréquence, de la tension et

du courant comme c'est le cas avec les moyens de production pilotables. Des recherches sont en cours pour faire évoluer cette situation, mais sans résultat probant pour le moment. Leur comportement en cas d'incident sur le réseau peut entraîner des conséquences négatives sur la stabilité du réseau et conduire à un black-out.

De ce fait, n'assurant pas les mêmes services vis-à-vis du système électrique interconnecté, ces moyens de production, pilotables et non pilotables, n'ont pas la même valeur sur le plan économique.

Les conséquences du pacte vert pour le marché de l'électricité dans l'Union européenne

Après ce rappel historique venons-en à la situation actuelle. L'objectif de 20 % d'énergie renouvelable atteint en 2020, a été révisé à la hausse en 2018, puis en 2024, dans le cadre du pacte vert de l'Union européenne. L'objectif fixé est d'atteindre désormais 42,5 % d'énergie renouvelable dans le mix énergétique européen en 2030. Cela se traduira par plus de 50 % de renouvelable intermittent à cet horizon dans le mix électrique européen.

Quelles vont être les conséquences sur le marché de l'électricité, et au-delà, sur le fonctionnement du système électrique interconnecté ? Dès aujourd'hui, on voit apparaître de plus en plus des situations où le prix sur le marché de gros d'électricité devient négatif. Par exemple, en 2024, la France a connu de l'ordre de 400 heures (sur 8760 heures) de situations de prix négatifs. Ce type de situation pousse les consommateurs qui s'alimentent à partir du marché de gros, à consommer davantage d'électricité. En 2024, pour la première fois en France, la quantité d'électricité produite par ces moyens de production était telle qu'il a fallu que le gestionnaire de réseau demande à un certain nombre d'exploitants de ses parcs éoliens ou solaires de se déconnecter du réseau, pour pouvoir rétablir l'équilibre entre la production et la demande d'électricité.

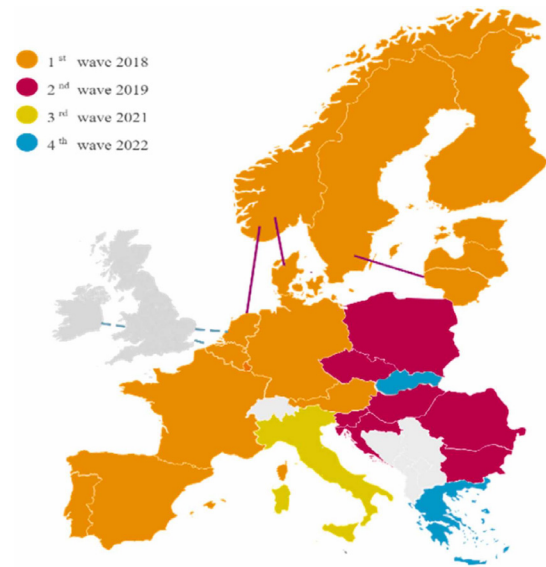


Figure 1 : Carte des marchés électriques couplés en Europe – source ENTSOE.

Si on se projette à 2030, compte tenu des objectifs fixés au niveau européen, ces situations de déséquilibre entre production et consommation ne feront que s'accroître. Il sera alors nécessaire de prévoir des dispositifs qui permettent de rééquilibrer le réseau, en cas de surplus de production d'électricité provenant de ces moyens. Eux-mêmes n'étant pas pilotables, il faudra envisager leur déconnexion du réseau, après avoir épuisé toutes les possibilités de baisse des moyens de production pilotable.

Ces moyens de production ne participant pas au contrôle du fonctionnement du système interconnecté, il est indispensable de garder une quantité suffisante de moyens pilotables, plus de 50 % au total, au détriment du solaire et de l'éolien. Dans le cas contraire, on prend le risque d'avoir un incident majeur de type black-out. Le black-out survenu au Brésil en 2023 est un signal d'alerte. Il faut faire extrêmement attention à la manière de garantir la stabilité d'un grand système électrique interconnecté.

L'aspect économique et les conséquences sur le prix de l'électricité

Du fait des dispositions qui ont été prises dès l'adoption de la directive européenne de 2009 sur les énergies renou- ●●●

●●● velables, ces énergies intermittentes ont bénéficié d'une dérogation de la part de la Commission européenne pour se situer en dehors du fonctionnement du marché. Elles bénéficient d'une part de contrats à long terme (de l'ordre de 10 à 20 ans) qui garantissent la rentabilité de ces investissements et d'autre part d'une priorité d'accès au marché par rapport à toutes autres formes de production d'électricité.

Dans la plupart des cas, ces moyens de production bénéficient de subventions prises en charge soit par l'état, soit par les consommateurs, généralement domestiques (c'est le cas de la France). Ceci conduit à une augmentation du prix d'électricité pour les consommateurs domestiques, mais aussi pour les entreprises.

L'impact sur les prix se fait au travers de trois facteurs :

1) la compensation de subventions directes liées aux contrats de ces énergies renouvelables se traduit le plus souvent par une taxe qui va être payée par le consommateur d'électricité, principalement le consommateur domestique. En France c'est la TICFE (taxe intérieure pour la consommation finale d'électricité) actuellement de l'ordre de 33 euros/MWh qui devrait passer à environ 150 euros/MWh, voire plus en 2035, si on atteint les objectifs correspondant à la directive de 2024, à savoir 42,5 % d'énergie renouvelable dans le mix énergétique européen.

2) Le développement de ces énergies renouvelables intermittentes conduit à une évolution importante de la structure même des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Cela implique des investissements importants sur l'ensemble de ces réseaux. A titre d'exemple, en France d'ici 2040, ces investissements ont été évalués à 200 milliards d'euros, partagés à part égale entre le réseau de transport et le réseau de distribution électrique. Ceci aura pour conséquence une augmentation des tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité. En France

on prévoit un doublement du tarif d'ici 2035, passant environ de 60 euros du MWh à 120 euros du MWh.

3) Ces énergies intermittentes étant prioritaires par rapport à d'autres moyens de production d'électricité, notamment le nucléaire ou les énergies fossiles, il en résulte bien évidemment une augmentation du prix de l'électricité, du fait que les exploitants du parc nucléaire sont amenés à baisser le niveau de production pour permettre aux énergies renouvelables intermittentes d'être utilisées au maximum de leur capacité. L'impact financier de cette situation sera de plus en plus important mais difficile à estimer.

Tout ceci conduit à une forte augmentation à venir du prix de l'électricité en France et sans doute partout en Europe. Actuellement, en France, nous sommes à 260 euros par MWh. On devrait atteindre 400 euros par MWh en 2035. Cette augmentation serait donc de l'ordre de 60 % à euro constant. Cela aura pour conséquence un impact sur la compétitivité des entreprises de l'Union européenne par rapport aux Etats Unis notamment et une baisse de pouvoir d'achat des ménages.

Solutions alternatives à développer

Le développement de l'énergie hydraulique serait la solution à privilégier pour disposer d'une énergie décarbonée et pilotable. C'est le moyen le plus flexible pour faire face aux variations de la demande. Mais la construction de nouveaux barrages est difficilement envisageable en Europe.

A défaut d'hydraulique, les centrales à cycle combiné gaz ou biogaz sont une solution alternative rapidement disponible.

Si l'Europe veut décarboner son électricité pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et simultanément mener une politique de réindustrialisation, elle doit s'y prendre autrement. Il est nécessaire que cette électricité soit compétitive par

rapport à d'autres régions du monde, notamment par rapport aux Etats Unis. La seule manière d'avoir cette électricité décarbonée compétitive, c'est de développer des moyens d'énergie hydraulique ou nucléaire.

Les capacités de développement de l'hydraulique sont malheureusement limitées dans beaucoup de pays membres de l'Union européenne.

Le nucléaire ne doit pas être uniquement jugé à partir des technologies passées. Avec l'EPR, la troisième génération est plus performante et plus sûre. La quatrième génération, attendue à l'horizon 2050 et basée sur des réacteurs à neutrons rapides, devrait permettre de réutiliser une bonne partie des déchets nucléaires et d'utiliser l'uranium 238, qui est actuellement considéré à tort comme un déchet. Plus tard, vers la fin du siècle, la maîtrise de la fusion nucléaire sera sans doute la meilleure solution. Les progrès remarquables des lasers laissent aussi entrevoir la possibilité de les utiliser pour détruire les déchets nucléaires. Les travaux de recherche sont à encourager.

L'enjeu pour l'avenir de l'Union Européenne est majeur. Si elle veut concilier l'atteinte à la fois de la neutralité carbone en 2050 et d'une croissance économique comparable à celle des Etats Unis, elle doit pour son futur énergétique se doter d'un plan comparable au plan Messmer mis en œuvre en France à partir de 1973 suite au premier choc pétrolier et renoncer au développement à marche forcée des énergies renouvelables intermittentes non pilotables.

La stratégie industrielle de l'Union européenne telle qu'elle résulte du pacte vert n'en prend pas le chemin. Formons le vœu que la nouvelle équipe qui se met en place à Bruxelles prenne conscience de l'impasse dans laquelle se trouve l'Europe sur le plan énergétique et propose de nouvelles orientations plus à même d'assurer la sécurité de son marché de l'électricité et la sûreté du fonctionnement de son grand système électrique interconnecté. ■