



IESF

SOCIÉTÉ DES INGÉNIEURS ET
SCIENTIFIQUES DE FRANCE

Production électrique intermittente et Flexibilité : le divorce ?

La Flexibilité électrique a pour vertu d'assurer la sécurité d'approvisionnement de l'électricité, à tout moment, sans aucune interruption. Jusqu'à présent, elle a été assurée parfaitement en France, même si le recours à des fournitures extérieures a pu l'aider. La France dispose d'un potentiel de production de 128 GW pour une puissance moyenne annuelle de production de l'ordre de 70 GW en moyenne été-hiver, et une pointe extrême de 102 GW. La production électrique a été de 540TWh en 2014 issue à plus de 90% d'énergie décarbonée, elle est la plus propre des grands pays européens, de très loin : 50g CO2/kWh., contre 550g CO2/kWh. pour l'Allemagne.

L'émergence des productions intermittentes a pour effet de diminuer un peu le niveau des autres productions, mais d'amplifier les variations brutales liées aux pointes, malgré l'effet de foisonnement régional, national ou européen. Cette nouvelle production, prioritaire en France et en Europe a pour conséquences l'arrêt de centrales devenues non rentables. Il en résulte un risque de coupure, de plus en plus grand au fur et à mesure que la production des intermittents augmente.

Pour limiter ce risque, il faut agir à la fois sur l'offre et la demande. Le marché de l'électricité étant devenu libre, il faut que chaque fournisseur dispose de surcapacité proportionnelle à ses ventes, dans des conditions économiques équitables. Ce sera le rôle d'un marché de capacité, décrété fin 2010 et officialisé en janvier 2015 et qui sera effectif en 2017 en France.

Le stockage serait une solution idéale, mais il n'est pas encore possible techniquement et économiquement sur une grande échelle. La sobriété et l'efficacité énergétique peuvent grandement aider à diminuer les pointes, notamment d'hiver, et la base, mais c'est une solution de longue haleine, et le développement de nouveaux usages pourrait compenser l'économie attendue.

Le marché de capacité retenu favorise l'effacement. Il était déjà pratiqué auparavant, dans l'industrie « EJP : effacement heures de pointe » et aussi chez les particuliers avec les tarifications « heures creuses, heures pleines », mais la réglementation l'a mis en extinction pour les uns et rendu moins favorable pour les autres. Compte tenu de la variation colossale de la demande journalière ou saisonnière, il est très peu probable que l'effacement soit suffisant. Il est d'ores et déjà prévu de remettre aux normes et en service des centrales de pointes existantes, entre 2016 et 2020. Rien n'est formulé pour la suite, les fournisseurs devant s'engager 4 ans à l'avance.

Les productions intermittentes sont les seules responsables de cette situation, et le risque de dépenses énormes est patent. Il est n'est pas vraisemblable que les autorités l'ignorent. Déjà, les consommateurs français paient un supplément de 6,3 milliards d'€/an par l'intermédiaire/de la CSPE, consacrée en majorité à compenser les suppléments de coûts liés aux productions intermittentes, qui ont participé pour 5% de la production électrique en 2014. En Allemagne, plus développée dans ces productions, c'est 22 milliards/an...et ceci avant toute mise en route d'un marché de capacité. De plus, la surproduction potentielle qui en résulte provoque un prix de marché de base très variable et en moyenne très bas, environ 40€/MWh, très insuffisant pour justifier tout investissement, et très influent sur le coût de la CSPE. Devant cette catastrophe annoncée, le gouvernement allemand réfléchit à un changement drastique d'orientation, que le projet de transition énergétique français n'envisage pas...encore ?

C'est pourquoi les INGÉNIEURS et SCIENTIFIQUES de FRANCE-IESF, après une étude approfondie des coûts et des prix de toutes les énergies, y compris les potentialités des énergies renouvelables non intermittentes, ont proposé un schéma alternatif pour la transition énergétique en France, respectant entièrement les engagements européens. Ceux-ci ne nous imposent pas un mix spécifique à l'électricité. La France s'est engagé sur la part des ENR dans le mix énergétique global. Elle peut satisfaire à cet engagement en utilisant bien davantage les ENR non intermittentes, électriques ou non, qui représentent, en 2014, 95% des énergies renouvelables, laissant les 5% restant à l'éolien et au solaire en augmentation certes, mais avec l'aide de subventions considérables, ne comprenant pas encore les coûts probables dissuasifs à venir, conséquence du marché de capacité. C'est ce qu'a fait l'Autriche, riche en forêts et en hydraulique -cas de la France, riche aussi d'autres potentialités -devenue le meilleur élève de l'Europe en matière d'ENR, de très loin.

Compte tenu de ces éléments, les grandes lignes de ce schéma sont les suivantes :

- Priorité de la sobriété et de l'efficacité énergétique, insuffisante en termes d'objectifs et de moyens dans le projet gouvernemental, notamment pour les bâtiments, dont ceux chauffés à l'électricité-33%-responsables de la « bosse de chameau » en hiver.

- Adaptation du parc nucléaire à l'évolution des besoins, sans anticipation législative volontariste.

- Développement prioritaire des énergies renouvelables non intermittentes.

- Diminution drastique des subventions liées aux intermittents.

- Maintien ou développement de la recherche nucléaire et des énergies non intermittentes. Mais il faut aussi poursuivre les efforts liés aux énergies intermittentes, dont parcs de démonstration, pour préparer l'avenir, lorsque les autres énergies auront épuisé leur potentiel, pour atteindre un niveau concurrentiel en France et pour l'étranger, et pour rendre « compétitifs » les stockages de toute nature ou la séquestration du CO2.