



Sauvons le Climat

www.sauvonsleclimat.org

Une urgence : comment intégrer le coût des externalités des EnRs intermittentes ?

Une étude de Pierre Audigier

Jeudi 17 avril 2014, la CRE publiait pour la première fois un rapport **sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine**. Son but : permettre de « s'assurer que le soutien public, financé par les consommateurs finals d'électricité sur la part CSPE de leur facture, ne donne pas lieu à des profits excessifs ». Ce rapport répond parfaitement à son objet et représente une source irremplaçable d'informations sur le développement des différentes filières renouvelables. Mais il ne traite que de la moitié de la problématique.

En effet il ne traite pas des externalités des sources intermittentes, c'est-à-dire des coûts qu'elles engendrent pour le système électrique pris dans son ensemble.

C'est l'objet de cette étude, non pas de proposer une analyse complète du processus, mais d'apporter quelques éléments de réflexion à la veille de la publication d'un projet de loi sur la transition énergétique qui, nous dit la Ministre compétente, devrait donner « un nouvel élan au développement des énergies renouvelables » tout en limitant la hausse des factures d'électricité.

Trois remarques préliminaires :

1. Dans un premier temps, l'insertion des sources intermittentes dans un réseau se fait sans difficulté particulière. Mais l'augmentation de ce taux d'insertion fait émerger de nouvelles et redoutables questions. Les coûts pour le système se dévoilent progressivement et sont plus que proportionnels au taux d'insertion.
2. Ces coûts dépendent de la structure du parc dans lequel les EnRs viennent s'insérer. Par exemple, la problématique est en France complètement différente de ce qu'elle peut être dans un pays comme la Norvège qui tire plus de 95% de sa production électrique de l'hydraulique. Et, en France, cette problématique diffère selon qu'on est en « métropole continentale » (gros réseau, qui mieux est, interconnecté avec les pays frontaliers) ou dans une île (réseau isolé).
3. Enfin - marché européen unifié de l'électricité oblige avec priorité donnée aux interconnexions - un pays membre de l'Union sera conduit à déverser sur les réseaux voisins sa production d'origine intermittente dès lors que cette production dépasse sa demande interne, risquant ainsi de déstabiliser les réseaux desdits voisins. C'est aujourd'hui le cas de l'Allemagne. La composante européenne de la problématique est donc essentielle. Ce qui ne fait qu'ajouter à la perplexité des investisseurs face aux besoins en investissement dans le secteur de l'énergie.

Les externalités négatives.

- a) **Déstabilisation des marchés de l'électricité.** Les prix observés sur le marché cessent d'être un « signal » indiquant une évolution de la marge du système et donc un besoin en investissement. Ces prix, on le sait, peuvent même devenir négatifs et les développements prévisibles des EnRs – notamment en Allemagne où la capacité des sources intermittentes devrait doubler d'ici 2025 – vont très vraisemblablement conduire à l'aggravation du phénomène.
- b) Une telle déstabilisation conduit à la **détérioration de la courbe de charge des moyens de production électrique** (thermique à flamme et nucléaire) et, partant, de leur bilan économique. Ce qui, combiné avec la répercussion du développement des gaz de roches mères aux Etats-Unis sur le

marché mondial du charbon, pousse hors marché un nombre croissant de centrales à gaz¹, pourtant nécessaires en absence de vent et de soleil (par exemple lorsque l'anticyclone des Açores s'installe durablement sur l'Europe, comme c'est souvent le cas en hiver).

On rappellera ici que la libéralisation a été décidée à un moment où le système électrique européen était en situation de surcapacité et que, compte tenu notamment de la fermeture de centrales anciennes qui ne satisfont pas aux nouvelles normes anti-pollution, cette surcapacité s'étioloine inéluctablement (surtout à la pointe), malgré la stagnation de la demande².

- c) D'où la tendance de certains Etats – notamment l'Allemagne - à intervenir directement pour maintenir la puissance garantie à un certain niveau de défaillance (**adequacy**). C'est le « *back up* ». Et l'on voit se développer au niveau des Etats membres des schémas de **paiements de capacité** qui pourraient bien conduire à une sorte de renationalisation insidieuse des politiques nationales.
- d) Création de nouvelles contraintes pour **l'ajustement en temps réel offre-demande (balancing)**. Certes les gestionnaires de réseaux ont l'habitude de gérer l'équilibre offre/demande, habitués qu'ils sont aux fluctuations de la demande (les soirs de match, par exemple !). Ici, l'intermittence introduit une dimension supplémentaire à la problématique dans la mesure où elle accroît considérablement la variabilité de l'offre. Par ailleurs, la priorité européenne étant de faciliter l'insertion des sources intermittentes, les nouveaux codes réseaux élaborés au niveau européen conduisent à un élargissement des marges de stabilité en fréquence (non sans risques dans certaines utilisations) et, de ce fait, à de nouvelles contraintes pour le fonctionnement des centrales nucléaires³.
- e) **Renforcement des réseaux** au-delà du simple raccordement des réseaux, en réponse à de nouveaux besoins de transport. Non seulement les quantités à transporter augmentent du fait des intermittentes mais la localisation optimale des sources intermittentes se situe généralement loin des zones de consommation.

Cette logique qui se déroule sous nos yeux a bien sûr un coût, mais ce coût est difficile aujourd'hui à quantifier dans sa totalité. Il va très au-delà du coût direct, c'est-à-dire de celui de la portion de la CSPE⁴ consacrée au soutien des renouvelables.

Aussi, une autre façon d'aborder la question – indirecte celle-là - est de regarder ce qui se passe chez nos voisins allemands. Ceux-ci se sont, on le sait, engagés dès le début des années 2000 dans un tournant énergétique très ambitieux, lui-même accéléré après Fukushima : abandon total du nucléaire d'ici 2022 et promotion des renouvelables. Une comparaison poste par poste serait certes souhaitable mais il n'est pas sûr qu'elle soit possible du fait des grandes disparités entre les systèmes électriques (par exemple : très centralisé en France, très décentralisé en Allemagne). De plus, la structure des parcs est tellement différente de part et d'autre du Rhin qu'il est peu probable qu'une stratégie optimale d'intégration des EnRs soit la même en France et en Allemagne.

Ceci dit, les chiffres globaux parlent d'eux-mêmes ; ils fournissent un ordre de grandeur :

- Un prix de l'électricité vendue aux ménages allemands, au secteur tertiaire et aux entreprises (exception faite des énergivores exportateurs) qui est de l'ordre du double de celui payé par les ménages français.
- Un soutien aux EnRs en constante augmentation qui aura atteint en 2013 quelque 24 milliards d'€ (contre 3,19 en France pour ces trois filières que sont l'éolien, le solaire et la biomasse).
- Une facture pour l'acheminement de nouveaux besoins de puissance (transport et distribution) de 74 milliards d'€ contre 41 en France (en 2012).

¹ E.On vient d'annoncer la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Grafenrheinfeld (REP1345 MW) en Bavière. EnBW de même pour certains de ses centrales thermiques.

² Due, dans des proportions difficiles à évaluer, à la conjoncture économique et à l'efficacité énergétique

³ La priorité donnée aux sources intermittentes a conduit ENTSO-E (association européenne des transporteurs d'électricité, à élargir les marges de fréquence des réseaux, ce qui conduit les opérateurs de centrales nucléaires à devoir adapter – à leur frais - leurs machines tournantes très sensibles aux variations de fréquence.

⁴ Le montant total mis à la charge des consommateurs est plafonné par le gouvernement, la différence figurant dans les comptes de EDF dans un poste « créance ». Les renouvelables bénéficient également à des titres divers d'avantages tels prêts à taux zéro, garanties etc qui sont autant d'aides d'Etat.

- Le développement des EnRs s'accompagne, pour des raisons qui tiennent aux récents développements du marché mondial des combustibles fossiles, d'un recours accru au charbon et au lignite.⁵
Etc.

Les externalités positives.

Ces externalités dépendent, comme on l'a dit, de la structure du parc électrique. Or le parc français n'est pas favorable à la valorisation des atouts des EnRs.

- Les EnRs et la décarbonation : en France, pays dont l'électricité est déjà largement décarbonée, l'apport des EnRs est nul. En Pologne par exemple, la problématique est toute différente.
- Les EnRs et la sécurité d'approvisionnement. En France, le combustible majoritaire - l'Uranium - se stocke facilement ; il ne représente d'ailleurs qu'une fraction très faible du coût total de production.
- Les EnRs et la balance des paiements. Celle-ci dépend de la balance commerciale spécifique au secteur, notamment des importations en équipements. Ainsi, l'Union européenne a-t-elle importé en 2011, pour 21 Milliards d'euros de panneaux solaire en provenance de Chine.
- Les EnRs et l'emploi. L'effet sur l'emploi nécessiterait des études approfondies. Il dépend de la balance entre emplois créés et emplois détruits. Il dépend également de l'importance respective des importations et des exportations. Il doit enfin tenir compte de la qualité des emplois créés et de ceux détruits.

Conclusion

La plus grande prudence s'impose surtout si, comme le souhaite la Ministre dont les propos ont été rappelés en début de cette note, le développement des EnRs ne doit pas se faire aux dépens de la facture des ménages

*

On trouvera sur le site de Sauvons le climat de nombreuses études sur la politique européenne de l'électricité. On pourra également se référer aux trois études qui sont brièvement présentées dans l'annexe ci-dessous.

⁵ « L'Allemagne championne d'Europe de la pollution », selon les statistiques récemment publiées par Eurostat. (il ne s'agit bien sûr pas que du CO2).

ANNEXE

Trois études.

1. **Nuclear Energy and Renewables ; System Effects in Low-carbon Electricity Systems.**
AEN, Agence pour l'Energie Nucléaire, OCDE ;) novembre 2012.

Cette étude est, à notre connaissance, la première étude à traiter des coûts indirects du développement des EnRs : après analyse de six technologies – nucléaire, charbon, gaz, éolien terrestre, éolien offshore et solaire, l'agence de l'OCDE tire plusieurs enseignements :

- *Intégrer les coûts systémiques des ENRs variables majeure de jusqu'à un tiers du coût total la fourniture d'électricité, selon le pays considéré, la technologie employée et son taux de pénétration (les coûts systémiques augmentent avec le taux de pénétration des technologies renouvelables)*
- *Ne pas prendre en compte les coûts systémiques revient à ajouter de nouvelles subventions implicites aux subventions déjà importantes dont bénéficient les énergies renouvelables intermittentes. Si la situation devait se perpétuer les installations programmables seraient de moins en moins souvent remplacées à la fin de vie, fragilisant ainsi la sécurité d'approvisionnement*

Et l'AEN de conclure : « ***L'importance des coûts systémiques fait que des changements notables seront nécessaires pour parvenir à la souplesse requise si l'on veut que coexistent, dans des conditions économiquement viables, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables au sein de systèmes électriques de plus en plus décarbonés*** ».

* *

*

2. **Coûts associés à l'insertion des EnRs intermittentes dans le système électrique.** R.Crassous et F. Roques ; note rédigée dans le cadre des « travaux d'experts » entrepris sous l'égide du débat national sur la transition énergétique. On notera que la synthèse du DNTE ne fait aucune référence à cette analyse, pas plus d'ailleurs qu'à la précédente

* *

*

3. **The power of transformation ; wind, sun and the economics of flexible power systems.**
International Energy Agency; avril 2014.

Les auteurs soutiennent la thèse qu'un système qui incorporerait 45% d'électricité en provenance de sources intermittentes (VRE : Variable Renewable Electricity) ne coûterait pas beaucoup plus cher qu'un système sans VRE. A condition que le reste du système ait été construit dans un esprit *VRE friendly*.

La situation est donc très différente selon que le système électrique est *stable* (celui des pays industrialisés) ou *dynamique* (celui des pays émergents). S'agissant des systèmes *stables*, il conviendra d'adapter progressivement le reste du système pour qu'il permette l'optimisation des VRE.

Sept études de cas ont été réalisées. L'une d'elles traite de ces 8 pays de l'Europe du Nord-Ouest que sont le Danemark, la Finlande, la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Irlande, la Norvège et la Suède. Les auteurs utilisent plusieurs modèles, tels le *Flexibility Assessment Tool* (FAST2) et le *Investment Model for Renewable Energy Systems* (IMRES).

Les auteurs (page 16) évoquent le succès remporté par ces pays pionniers en matière d'intégration des VRE que sont l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark. Une analyse à l'opposé de celle développée dans cette étude à partir de l'observation des faits.