

Annexe 1

« Les énergies renouvelables variables font exploser le prix de l'électricité »

Le rapport affirme que cette affirmation serait trompeuse, et va même jusqu'à affirmer que « *L'électricité d'origine solaire et éolienne est désormais moins coûteuse à produire que l'électricité provenant des centrales à combustibles fossiles ou nucléaires.* » Pourtant, on ne trouve pas, dans l'explication qui suit, de preuves concrètes qui viendraient permettre de défendre une telle affirmation. Tout au plus une référence non développée aux Etats-Unis, ainsi qu'à la différence de structuration des factures entre les pays européens.

Cette affirmation est en réalité fausse.

Tout d'abord, les coûts complets des EnRI sont supérieurs à ceux du nucléaire, si on prend en compte les LCOE (*Levelized cost of energy*), c'est-à-dire le coût actualisé de l'énergie (le coût complet d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement qui l'a produite), mais aussi les es coûts système et investissements réseau.

La formule ci-dessus des LCOE, tiré d'un simulateur du Céréme [disponible gratuitement en ligne](#), inclut les différents éléments permettant de calculer ce que coûtent vraiment les différentes sources mentionnées. Cette méthode calcul fait apparaître des coûts pour les énergies renouvelables intermittentes (EnRi) supérieurs à ceux du nouveau nucléaire, tel que cela a été démontré [dans cette fiche](#).

$$LCOE = \frac{\sum_0^N \frac{C_t + D_t + E_t + F_t}{(1+r)^t} + \sum_1^N \frac{A_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^N \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

A_t = dépenses liées au combustible durant l'année t
 B_t = dépenses fixes d'exploitation durant l'année t
 C_t = dépenses d'investissement durant l'année t
 D_t = dépenses de démantèlement durant l'année t
 E_t = dépenses de raccordement durant l'année t
 F_t = dépenses de démantèlement durant l'année t
 Q_t = la production de l'année t (ici correspondant aux heures utiles)
 r = taux d'actualisation
 N = durée de vie du système

Quant aux coûts système et investissements réseau, l'intégration massive des EnRi nécessite des investissements considérables dans les réseaux (renforcement, smart grids) et des mécanismes de flexibilité (effacement, stockage encore difficile). Dans l'annonce récente par RTE de son nouveau plan d'investissement d'un montant de 100 Mds€ d'ici 2040, plus de la moitié de cette enveloppe, soit 53 Mds€, est spécifiquement dédiée au raccordement des énergies renouvelables, et sera en partie financé par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) payé par le consommateur. Tous ces coûts système et investissements réseau ont un impact, directement payé par le consommateur par le mécanisme de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), en plus du TURPE. Le TURPE paie les infrastructures réseau à RTE, tandis que la CSPE finance la transition énergétique

Mais cette affirmation est également fausse pour d'autres raisons que les coûts de production. L'intermittence des énergies solaire et éolienne entraîne une volatilité des prix sur le marché de gros de l'électricité qui génère des charges pour l'Etat en termes de garanties de prix et de compensation en cas d'interruption de la production, au profit des producteurs d'EnRI.

Les prix de l'électricité sur le marché spot (marché de gros à court terme) sont fixés par l'équilibre instantané entre l'offre et la demande. Avec l'essor des énergies renouvelables intermittentes, la production devient fortement dépendante des conditions météorologiques (vent, ensoleillement).



Lorsque la production éolienne ou solaire est abondante (par exemple, un après-midi ensoleillé ou une nuit venteuse), mais que la demande est faible (week-end, nuit), l'offre dépasse la demande. Ce surplus conduit à une chute des prix, parfois jusqu'à des valeurs négatives. Un prix négatif signifie que les producteurs paient pour écouler leur électricité, afin d'éviter des coûts encore plus élevés (arrêt/redémarrage des centrales par exemple). Dans une telle hypothèse, les renouvelables sous obligation d'achat (OA) bénéficient d'une rémunération garantie par l'État, pour compenser le prix de marché (via la CSPE). Il en va de même lorsqu'il est demandé par le gestionnaire du réseau aux producteurs d'EnRI de stopper leur production. Ce phénomène est également aggravé par l'interconnexion : les prix négatifs en France coïncident souvent avec des prix négatifs en Allemagne ou en Belgique, limitant les exportations. D'où l'augmentation constante des crédits de l'Etat pour ces compensations, au fur et à mesure du développement de la production d'EnRI.

Citons également le problème du « *merit order* » (ordre de mérite), qui classe les centrales par coût marginal croissant. Les EnRI, dont le coût marginal est quasi nul, sont appelées en premier. Cependant, leur intermittence force le système à maintenir des centrales fossiles en réserve, prêtes à démarrer rapidement. Ces centrales, coûteuses et peu utilisées, voient leurs coûts fixes répercutés sur un volume réduit de production, ce qui augmente le prix moyen de l'électricité.

Ce sont l'ensemble de ces éléments qui expliquent qu'en France depuis 2009, parallèlement au développement des EnRI, le prix de l'électricité payé par le consommateur, taxes comprises, a doublé !