

Prix négatifs de l'électricité : causes, enjeux et perspectives pour la France à court et moyen termes

VUE D'ENSEMBLE

En France, bien qu'autorisés sur les marchés depuis 2010, les prix négatifs restent aujourd'hui extrêmement rares avec de l'ordre d'une dizaine d'heures par an depuis 2012, soit à un niveau inférieur à l'Allemagne (~56 h en 2013) et surtout l'Espagne¹ (~479h en 2013) et certains marchés américains (plus de 10% du temps soit 900h sur le marché intraday de la zone ERCOT West).

Etant donné la structure du parc de production français, **le nombre d'heures de prix négatifs devrait rester limité à court-terme (avant 2020)**. Cependant, sans changement réglementaire sur les modalités d'intégration des ENR au réseau, la croissance des capacités éoliennes et solaires dans le mix de production devrait engendrer une augmentation significative de la fréquence d'apparition des prix négatifs qui **pourrait atteindre jusqu'à ~1100 h/an (soit ~12% du temps dans l'année) sur le marché français à horizon 2030**.

Ces prix négatifs apparaissent comme des anomalies ; ils sont toutefois liés au cadre réglementaire en vigueur et s'expliquent aisément d'un point de vue économique. En effet, les centrales thermiques peuvent parfois avoir un intérêt à maintenir leur production, même lorsque le système électrique n'en a pas besoin et n'envoie pas les « signaux de prix » favorables (typiquement en cas de forte production ENR), afin d'éviter des cycles « arrêt-démarrage » coûteux. Ce phénomène aboutit à des prix négatifs qui reflètent la préférence que peuvent avoir ces producteurs à payer des consommateurs pour assurer un débouché à leur production afin d'éviter des coûts d' « arrêt-redémarrage » qui seraient encore plus pénalisants.

Si ce phénomène peut paraître avantageux à court terme pour les consommateurs en entraînant une baisse des prix de marché de gros², il masque en réalité une inefficacité économique qui sera payée *in fine*, à long terme, par l'ensemble des acteurs du système électrique (et notamment les consommateurs)³. En effet, d'un point de vue économique, pour la collectivité nationale, **la majorité des centrales ENR seraient plus efficaces que les centrales thermiques pour moduler leur puissance à la baisse** car les coûts marginaux engendrés par les arrêts-démarrages des capacités ENR sont généralement plus faibles que ceux des centrales thermiques (ex : pitch des pâles sur une éolienne). Pourtant, le cadre réglementaire actuel, qui donne aux ENR la priorité d'intégration au réseau et une rémunération « hors marché », n'incite pas ces capacités à moduler leur puissance à la baisse.

L'augmentation de la fréquence de prix négatifs fait ainsi émerger trois enjeux :

1. En cas de surplus d'offre sur le système électrique, les ENR doivent participer à la modulation du système à la baisse

L'arrêt de la rémunération des ENR lors des périodes de prix négatifs permettrait d'inciter les ENR fatales à moduler leur puissance à la baisse et devrait faire disparaître l'occurrence des prix négatifs. C'est pour cette raison que la Commission Européenne recommande ce schéma réglementaire dans ses nouvelles « lignes directrices ».

2. Pour tenir les objectifs de développement EnR, les mécanismes de soutiens devront être adaptés en conséquence

Cette nouvelle règle d'intégration des ENR pourrait engendrer une baisse de la production et donc de la rémunération de ces actifs pouvant aller jusqu'à ~ 20% (à horizon 2030) si les aides qui leurs sont accordées ne sont pas revalorisées pour tenir compte de la baisse du productible engendrée ou si l'effacement de production n'est pas rémunéré. Sans ces adaptations, ce nouveau schéma réglementaire augmentera le risque porté par les investisseurs ENR, allant ainsi à l'encontre des objectifs ambitieux fixés par l'Europe en matière de développement des capacités ENR.

3. De nouvelles solutions devront être développées pour exploiter cette production renouvelable effacée

A moyen-terme et long-terme, de nouvelles solutions devront se développer pour exploiter cette production effacée afin de maximiser la valeur des EnR : le développement de la stimulation intelligente de la demande⁴, de solutions de stockage de l'énergie (stockage gravitaire, batteries électrochimiques, hydrogène,...), du « *power-to-gas* » et de capacités de production thermiques plus flexibles.

1) Le marché Espagnol ne permet pas les prix négatifs. Les prix comptabilisés ici sont les prix nuls qui signalent les prix qui auraient pu être négatifs

2) En Allemagne, le prix moyen de l'électricité sur le marché day-ahead a baissé de 32% de 2010 à 2013 ; une partie de cette baisse est imputable aux épisodes de prix négatifs

3) Notamment à travers la future rémunération de la capacité des centrales thermiques liée à l'émergence des marchés de capacité : en effet, une situation dans laquelle les producteurs ne parviennent pas à compenser leur coût complet de production ne peut être pérenne car détruit toute incitation à l'investissement en capacité de production

4) ie non uniquement la capacité à diminuer momentanément sa consommation (effacement) mais bien aussi la capacité à augmenter momentanément celle-ci (stimulation de la consommation) – ce qui permettra « d'absorber » les surplus de production ENR

Prix négatifs de l'électricité : causes, enjeux et perspectives pour la France à court et moyen termes

CONTENU

Notre étude analyse les ressorts économiques et réglementaires de l'occurrence des prix négatifs sur les marchés de l'électricité et estime la fréquence d'occurrence de ce phénomène sur le système électrique français à horizon 2030 dans différents scénarios de transition énergétique. Cette analyse est fondée sur l'étude d'autres marchés connaissant déjà fréquemment des épisodes de prix nuls ou négatifs et notamment l'Espagne, l'Allemagne ou certaines zones des Etats-Unis. Enfin, nous abordons la question des enjeux portés par les évolutions réglementaires nécessaires à une meilleure intégration des énergies renouvelables sur les réseaux électriques et en particulier la question du risque pour les producteurs ENR engendrés par les nouvelles lignes directrices de la Commission Européenne.

Nous commercialisons cette note d'analyse complète comprenant : un rapport rédigé au format électronique (16 pages), une présentation des résultats lors d'une réunion d'échange et les annexes méthodologiques détaillées (format *powerpoint*).

CONTACT

Alexandre HOFFER – Consultant – 01 83 95 46 83 – alexandre.hoffer@e-cube.com

E-CUBE Strategy Consultants en quelques mots

E-CUBE Strategy Consultants est une structure de conseil en stratégie spécialisée dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement

Créée en 2008 par Pierre Germain (X-Mines) et Alexandre Bouchet (IEP Paris), notre société comprend aujourd'hui une dizaine de consultants, dans notre bureau à Paris ; nous disposons également d'une couverture internationale via nos partenaires et nos bureaux de représentation à en Allemagne (Munich), en Suisse (Lausanne), en Inde (Chennai), en Chine (Hong Kong), en Tunisie (Tunis) et aux Etats-Unis (San Francisco)

Nos travaux couvrent l'ensemble des problématiques de directions générales : analyse stratégique, études marketing, évolution des organisations ou amélioration de la performance opérationnelle.

Nos interventions s'organisent autour de trois axes (les 3 E de notre nom) :

- **Energie** : notre travaux pour des énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, traders) sur des sujets couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur
- **Eco-stratégie** : notre accompagnement des entreprises hors secteur énergie, dans la réévaluation de leur modèle d'activité afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale ; nous travaillons ainsi sur le sujet de l'éco-mobilité pour des acteurs du transport ou des « smart grids » pour des acteurs telecom
- **Eco-entreprises** : nos travaux aux côtés des entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement : acteurs de l'eau et des déchets, équipementiers énergie et filières renouvelables etc.

Nous comptons parmi nos clients :

- des **groupes industriels** : utilities et secteur pétrolier, opérateurs d'infrastructures, équipementiers ou d'autres secteurs (Telecom, Automobile, Transport, Construction...)
- des **institutions** telles que l'Agence Française de Développement, les services de l'Etat (DGEC et DREAL) ou le pôle de compétitivité Capenergies
- de plus **petites structures** start-up technologique ou PME dans le domaine des services
- des **entreprises de services** : avocats, fonds d'investissement, banquiers

Notre équipe est accompagnée par deux Senior-Advisors : Jean Syrota – ancien président de la Cogema et de la Commission de Régulation de l'Energie – André Merlin – président de MEDGRID, ancien président du directoire de RTE - et Patrice Geoffron – Directeur du CGEMP (Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières) à Paris-Dauphine.

E-CUBE se distingue par son haut niveau d'expertise métier, expertise développée au travers de ses travaux de recherche (voir nos publications sur notre site) et ses collaborations avec des partenaires académiques. Notre équipe enseigne à l'Ecole des Mines ParisTech, à l'IFP Energies Nouvelles et à Science Po Paris. E-CUBE est également un contributeur régulier du think tank de la CRE sur les Smart Grids.

Nous sommes reconnus sur le marché du conseil pour la qualité de cette expertise, le haut niveau de nos équipes, la flexibilité et l'écoute qu'autorise une petite équipe.