

NOTE DE POSITION

Quelles conditions d'accès à l'électricité nucléaire pour l'industrie papetière après la fin du dispositif ARENH ?

1. Le marché de l'électricité a montré ses limites et doit être profondément révisé

Jusqu'au milieu des années 1990, la production d'électricité relevait, dans la plupart des pays européens, de la compétence d'entreprises publiques non concurrentielles assurant une mission de « service public ». Ce modèle permettait de proposer au consommateur un tarif régulé, tout en garantissant la rentabilité du producteur.

Depuis l'adoption du premier « paquet énergie¹ » en 1996, consécutive à la décision de l'Union Européenne d'organiser l'unification du marché intérieur de l'électricité, les Etats membres se sont engagés dans une démarche de libéralisation du marché de l'électricité.

Cette libéralisation suppose notamment une séparation des responsabilités sur la chaîne de valeur (production/transport/distribution) ainsi que la mise en œuvre d'un mécanisme de formation des prix fondé sur le coût de revient de la dernière capacité de production appelée (approche dite du « *coût marginal* »). En conséquence, une large partie de l'année (de l'ordre de 70 % du temps en 2022²) le prix de l'électricité en France est fixé à partir du coût des centrales à gaz.

Les travers du fonctionnement de ce marché sont apparus dès le milieu des années 2000, avec la hausse des prix de l'électricité liés à l'explosion des prix du gaz. Cette situation a conduit le Gouvernement à mettre en place, fin 2006, un dispositif transitoire, le Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (Tartam), ceci pour permettre à de nombreuses entreprises de retourner aux tarifs régulés.

La loi du 7 décembre 2010 dite de Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) s'est inscrite dans cette même logique : intégrer la France au marché européen de l'électricité, tout en apportant des « correctifs ». En la matière, le principal correctif a été la mise en place du

¹ Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

² Etude du Joint Research Center ["The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets"](#)



système de L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (« ARENH »), permettant aux industriels (papetiers notamment), d'avoir un accès à de l'électricité décarbonée et compétitive, au tarif régulé de 42 €/MWh, ceci depuis 2012.

Nous sommes actuellement à une étape clé du fonctionnement du marché de l'électricité du fait du télescopage de deux calendriers :

- En 2021 et en 2022, la hausse phénoménale du coût du gaz (combinée à d'autres causes, comme les problèmes d'exploitation des centrales nucléaires) a eu un retentissement majeur sur les prix de gros de l'électricité. Cette situation a enclenché, à l'échelle communautaire, une phase d'intenses discussions sur la réforme du « *market design* ».
- Indépendamment du point ci-dessus, sous la pression de la Commission européenne, lors de l'adoption de la loi NOME, il avait été prévu que le dispositif de l'ARENH prenne fin au 31 décembre 2025. Il est donc indispensable de définir le mécanisme lui succédera.

2. Un prix de de l'électricité compétitif est nécessaire pour pérenniser et décarboner l'industrie papetière

L'industrie papetière est une activité de production de matériaux biosourcés à partir de bois ou de fibres récupérées grande consommatrice d'électricité.

Sur les 83 sites industriels, la consommation électrique approche 6 TWh/an³ et la production papetière génère près de 2,1 Mds d'euros de valeur ajoutée⁴ (VA). Il s'agit donc d'une activité dite « électro-intensive » (consommation d'électricité de l'ordre de 3 kWh par € de VA). Cette industrie a par ailleurs un profil de consommation qui varie peu dans le temps, ce qui contribue à la stabilité du réseau (qui sera exposé de manière croissante, dans les années à venir, à la variabilité de la production des énergies renouvelables intermittentes).

L'industrie papetière a, par son engagement, déjà réduit ses émissions de gaz à effet de serre de près de 55 % entre 2005 et 2020. Cette dynamique de décarbonation ne peut se poursuivre qu'à la condition que les prix de l'électricité, sur le long terme incitent à l'investissement dans des solutions d'électrification (chaudière électrique, pompes à chaleur, recompression mécanique de vapeur) efficaces en termes d'euro par tonne de CO₂ évitée.

³ Données COPACEL pour l'année 2021

⁴ Données INSEE (code NACE 17.11, 17.12 et 17.22) pour l'année 2021

Un prix de l'électricité compétitif est par ailleurs un des principaux leviers permettant de pérenniser les sites papetiers en France, qui souffrent d'une fiscalité de production plus élevée que celle des pays voisins (selon Rexecode, l'écart est de 8 points de prélèvement par euro de valeur ajoutée, en comparaison avec l'Allemagne⁵).

Sans accès à de l'électricité nucléaire compétitive, la valeur ajoutée de l'industrie papetière pourrait, dès 2026, baisser de près de 20 %⁶.

3. Les propositions de l'industrie papetière

Mise en place de contrats long terme régulés

COPACEL appelle les pouvoirs publics à mettre en place des contrats de long terme régulés ou de gré à gré, garantissant un accès à de l'électricité nucléaire compétitive sur le long terme, dès le 1^{er} janvier 2026.

Dans l'hypothèse où des contrats directement inspirés de l'ARENH ne puissent être mis en place, il serait alors possible d'utiliser des contrats pour différence (CfD en anglais), signés entre un consommateur et une contrepartie publique (généralement l'État) reposant sur des dispositifs de redistribution destinés à compenser les fluctuations des prix de marché (ceci afin de garantir un coût stable de l'électricité sur le long terme) :

- Lorsque les prix du marché sont élevés, le consommateur reçoit une compensation de la contrepartie, proportionnelle à la différence entre le prix marché et le prix garanti ;
- Et dans le cas contraire (quand les prix de marché sont bas), le consommateur verse une contribution à la contrepartie, proportionnelle à la différence entre le prix marché et le prix garanti.

Ces contrats régulés doivent permettre de sécuriser des volumes suffisants d'électricité décarbonée sur des périodes de 3 à 10 ans, à un niveau de prix le plus proche possible des coûts complets de production d'un « ruban d'électricité nucléaire », estimé par le régulateur entre 51 et 54 €/MWh₂₀₂₂ pour la période 2026-2040⁷.

Pour les entreprises particulièrement exposées à la concurrence internationale, ou celles souhaitant mettre en œuvre des projets d'électrification de grande ampleur, des contrats de long terme doivent également pouvoir être proposés, ceci afin de fournir de l'électricité nucléaire à un prix très voisin du coût de production, sur une période de 5 à 15 ans, ceci éventuellement en contrepartie de financement de la production avec « avance en tête » (cela est déjà le cas pour certains industriels électro-intensifs dans le cadre du partenariat Exeltium⁸).

⁵ [Etude REXECODE : « Etat des lieux de la fiscalité locale de production »](#)

⁶ Estimation COPACEL sur la base d'un prix marché de l'électricité à 100€/MWh, dès 2026

⁷ [Rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie « Coût de production du parc nucléaire existant d'EDF »](#)

⁸ [Partenariat Exeltium](#)

Maximisation de la production nucléaire

La nouvelle organisation du marché de l'électricité devra également maximiser le niveau de productible du nucléaire, notamment pour améliorer le coût de cette production, et répondre aux besoins croissants liés à l'électrification (selon le régulateur, une augmentation de 10 TWh de production annuelle supplémentaire contribuerait à une baisse du coût de l'électricité de 1,6 €/MWh⁹). Cela implique de mettre un terme au fonctionnement actuel, qui repose sur une modulation du nucléaire, notamment lorsque les niveaux de production des énergies renouvelables intermittentes (EnR) sont élevés.

Maintien des dispositifs existants favorables à la compétitivité des entreprises

Par ailleurs, il est essentiel que les entreprises papetières puissent continuer à bénéficier des dispositifs de compensation des coûts indirects du carbone dans les prix de l'électricité, de l'abattement TURPE et des taux réduits d'accises sur l'électricité.

L'ensemble de ces dispositions permettrait de donner de la visibilité sur les prix de l'électricité tout en rétablissant des règles du jeu équitables avec d'autres pays, dont le prix d'électricité est administré (cf. « tarif L¹⁰ » garantissant un prix de l'ordre de 30 à 40 €/MWh au Québec), ou disposant d'un modèle collaboratif entre producteur et consommateur (cf. modèle Mankala¹¹ en Finlande garantissant l'accès à l'électricité nucléaire à prix coûtant).

⁹ [Rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie « Coût de production du parc nucléaire existant d'EDF »](#)

¹⁰ [Tarif L dans le cadre du plan économique du Québec](#)

¹¹ [Note de la SFEN sur le financement du nucléaire](#)