

Les Thémas de la DGE

Théma n° 36

décembre 2025

L'électrification de l'industrie : un enjeu de décarbonation et de compétitivité

Lucie Tournier

Après avoir fortement baissé au début des années 2020 avec la crise Covid et la crise énergétique, la consommation d'électricité de l'industrie devrait à nouveau augmenter dans les années à venir, portée par la poursuite de la décarbonation et de la transition digitale ainsi que par les projets de réindustrialisation.

Dans ce contexte, le coût de l'électricité constitue un facteur déterminant de la compétitivité des entreprises, notamment des entreprises fortement consommatrices d'électricité.

Au-delà des coûts de l'électricité, la capacité des entreprises à répercuter ces hausses de coût dans leurs prix de vente est essentielle pour préserver leur compétitivité et leurs parts de marché.

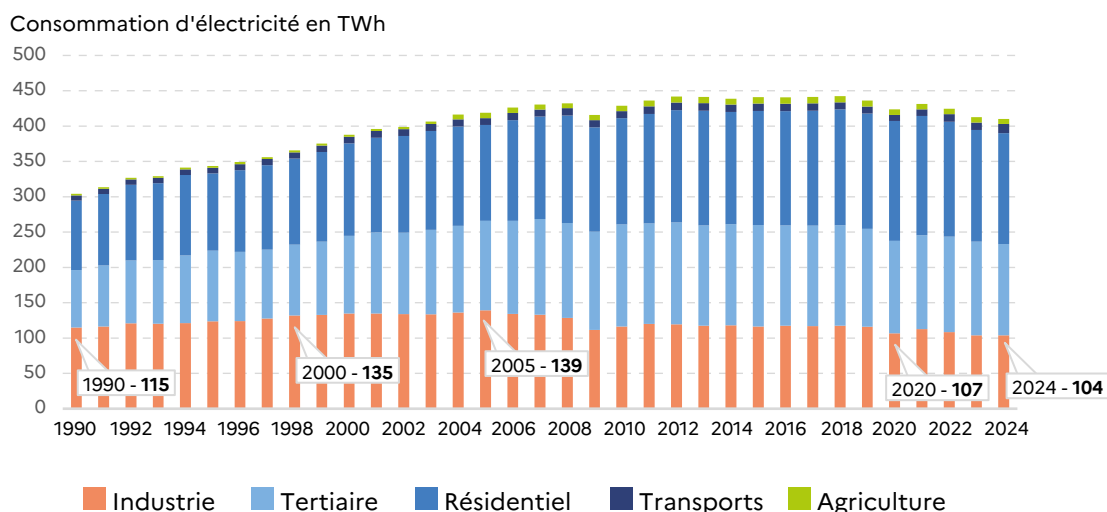
Cette étude propose une estimation de la transmission des hausses de coût de l'électricité par les entreprises industrielles sur la période 2022 – 2023, avec une approche permettant de mettre en évidence des comportements différents en réaction à une hausse du prix de l'électricité et une hausse du prix du gaz.

Selon ces travaux, les entreprises n'ont pas répercuté dans leurs prix la hausse du coût de l'électricité sur cette période, justifiant les dispositifs de soutien mis en place par les pouvoirs publics.

1 Bien qu'en baisse ces dernières années, la demande d'électricité en France devrait croître dans les prochaines décennies.

A La consommation électrique en France a atteint un pic en 2012 avant de décroître légèrement sur les dernières années.

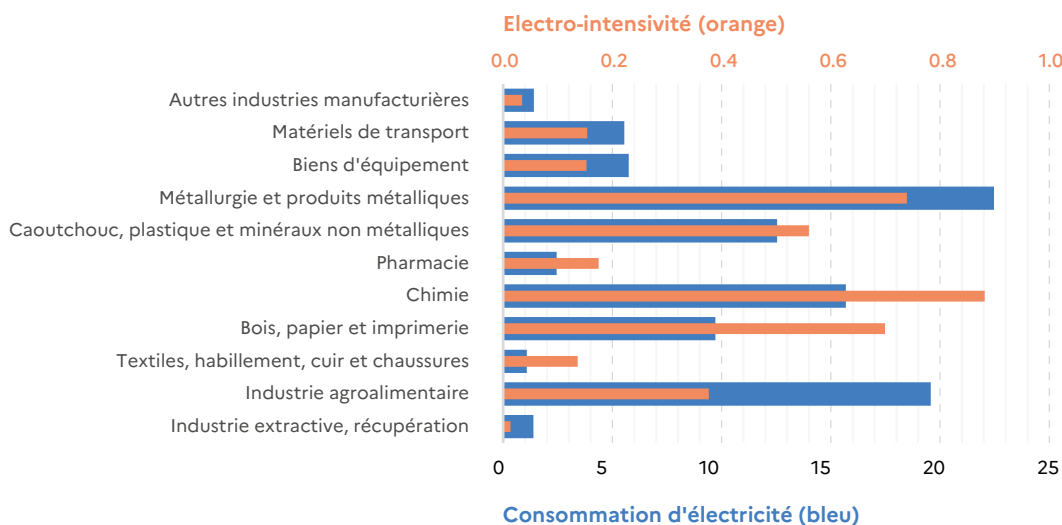
La consommation d'électricité en France a connu une forte augmentation entre 1990 et 2010, principalement portée par la consommation résidentielle et tertiaire. Depuis cette date toutefois, la consommation est restée stable, voire en léger déclin sur les dernières années du fait des confinements en 2020 et de la forte hausse des prix de l'électricité à partir de 2022 qui a incité à la sobriété. La consommation du secteur tertiaire atteint un pic en 2010 à hauteur de 145 TWh, suivi d'une baisse progressive qui amène la consommation en 2024 à un niveau inférieur de 11 % à celui de 2010. Dans le secteur résidentiel, la hausse de la consommation s'est poursuivie jusqu'en 2020. En particulier, elle a augmenté de 4 % entre 2019 et 2020 du fait de la présence accrue des ménages à leur domicile lors des confinements. La consommation d'électricité dans l'industrie a quant à elle atteint un pic à 139 TWh en 2005, suivi d'une baisse importante, notamment lors des années 2008 – 2009, puis d'une longue période de stagnation jusqu'en 2018. Depuis cette date, la consommation dans l'industrie décroît chaque année : en 2024, elle s'élève à 104 TWh contre 115 TWh en 1990 (cf. Figure 1).

Figure 1. Consommation annuelle d'électricité en France par grand secteur.

Source : SDES, « Chiffres clefs de l'énergie », 2025.

B La baisse de la consommation électrique de l'industrie depuis les années 2000 résulte de la décroissance des secteurs électro-intensifs et de l'amélioration globale de l'efficacité énergétique.

Au sein de l'industrie, la consommation d'électricité est particulièrement concentrée au sein de quelques secteurs : la métallurgie et la fabrication de produits métalliques, l'industrie agroalimentaire et la chimie. Viennent ensuite la fabrication de produits en plastique et en caoutchouc ainsi que d'autres matériaux minéraux non métalliques, et l'industrie du bois et du papier (cf. Figure 2).

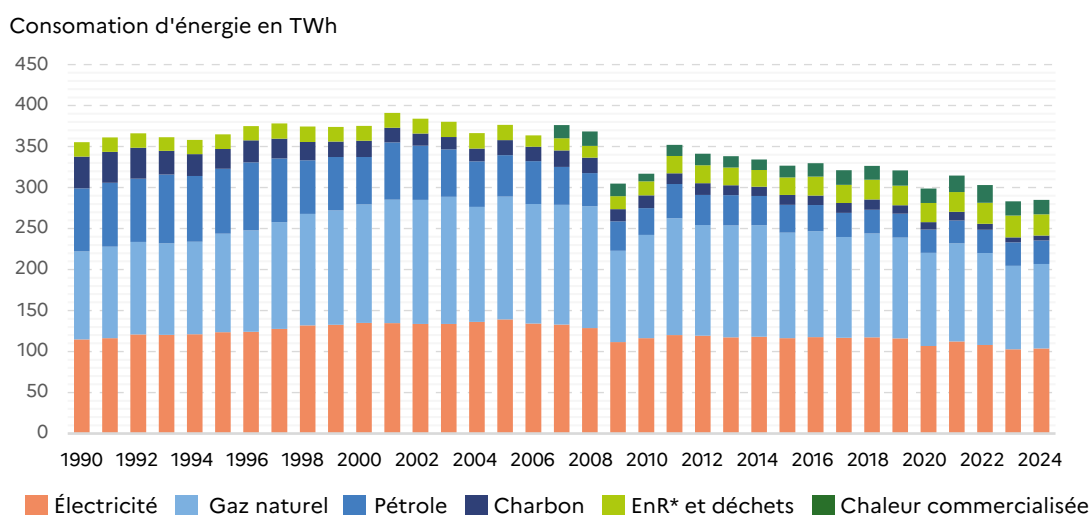
Figure 2. Consommation d'électricité et électro-intensivité par secteur d'activité industrielle.

Source : Insee 2023 : [comptes nationaux annuels](#) (pour la valeur ajoutée) et [consommation d'énergie par type et activité](#) (pour la consommation d'électricité).

Au-delà de leur niveau de consommation, les secteurs se distinguent par leur électro-intensivité, soit la consommation d'électricité de leur activité rapportée à leur valeur ajoutée. Ainsi si les secteurs de la chimie et de l'agroalimentaire ont des consommations électriques proches, à respectivement 15,7 et 19,6 TWh, le secteur de la chimie est beaucoup plus électro-intensif que celui de l'agroalimentaire. Pour produire un euro de valeur ajoutée, l'industrie chimique utilise en moyenne 0,88 kWh d'électricité, soit plus du double de l'agroalimentaire (0,38 kWh).

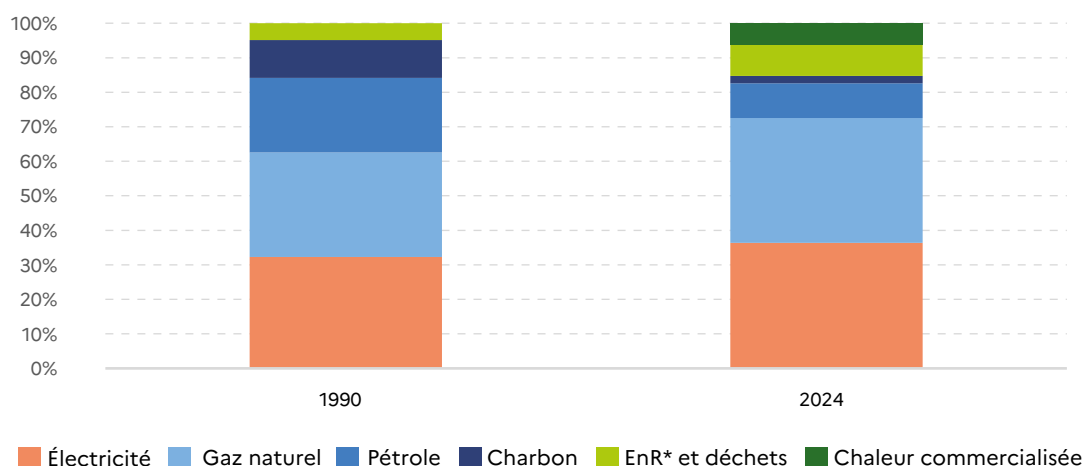
Par ailleurs, si la consommation totale d'électricité diminue depuis les années 2000, l'usage des énergies fossiles recule encore plus fortement, ce qui accroît mécaniquement la part de l'électricité dans le mix énergétique (cf. Figure 3). Ainsi la part de l'électricité dans le mix énergétique de l'industrie est passée de 32 % en 1990 à 36 % en 2024, la part des énergies fossiles ayant quant à elle décru de 63 à 48 % sur cette période (cf. Figure 4).

Figure 3. Consommation énergétique de l'industrie française (hors hauts fourneaux).



Note : * EnR = énergies renouvelables.

Source : SDES, « Chiffres clefs de l'énergie », 2025.

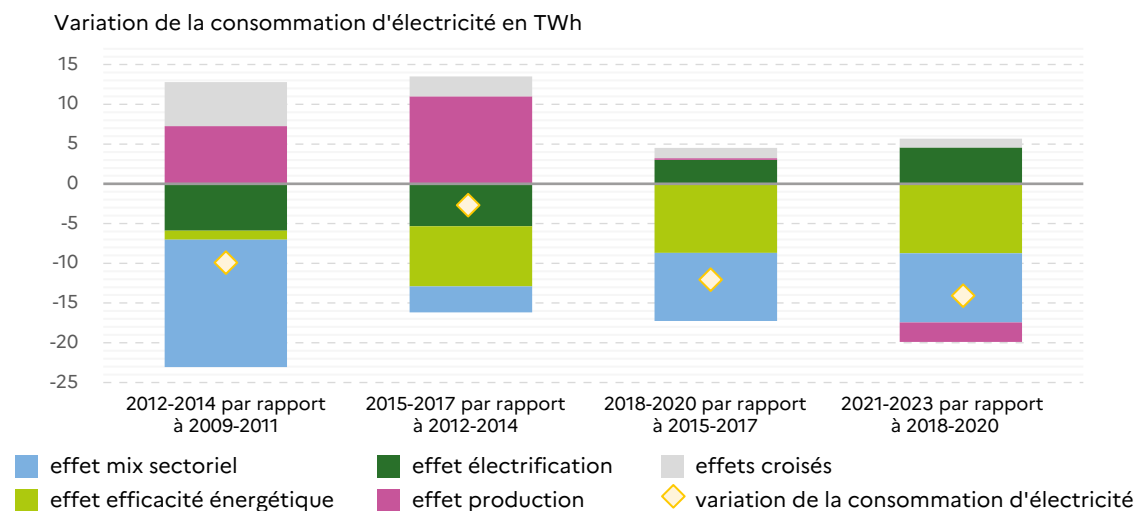
Figure 4. Comparaison du mix énergétique de l'industrie française en 1990 et en 2024.

Note: * EnR = énergies renouvelables.

Source : SDES, «Chiffres clefs de l'énergie», 2025.

Cette diminution de la consommation énergétique de l'industrie française s'explique principalement par un mouvement de réallocation sectorielle en faveur d'activités moins énero- ou électro-intensives, comme le suggère une décomposition de l'évolution de la consommation électrique de l'industrie en différents facteurs: (i) l'électrification, (ii) l'efficacité énergétique, (iii) le mix sectoriel et (iv) la production totale (cf. Figure 5). Cette décomposition montre que depuis les années 2010, la majorité de la baisse de la consommation d'électricité pour l'industrie s'explique par le retrait de certaines activités électro-intensives – notamment l'industrie chimique, la sidérurgie, la fabrication de papier / carton et l'industrie du plastique – au profit d'autres activités moins électro-intensives. Depuis 2015 environ, cette tendance est également le fait d'une meilleure efficacité énergétique, en particulier pour les secteurs de la fabrication de produits métalliques, informatiques ou électroniques. La production contribue par contre positivement à la hausse de la consommation énergétique sur l'ensemble de la période 2012-2017. Sur la période 2018-2020, la production est globalement stable par rapport à la période précédente. En revanche sur 2021-2023, la contraction de la production contribue à réduire la consommation énergétique. L'électrification quant à elle commence à avoir un effet positif sur la consommation d'électricité à partir de la période 2018-2020, après une période de hausse du recours aux énergies fossiles qui s'explique par le rattrapage post-crise de 2008 (cf. Figure 3).

Figure 5. Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle d'électricité depuis 2009.



Lecture : L'évolution de la consommation est répartie en quatre facteurs au moyen d'une équation type identité de Kaya : (i) électrification, (ii) efficacité énergétique, (iii) répartition sectorielle, et (iv) production. Chaque facteur correspond à l'évolution de la consommation d'électricité si un seul des paramètres suivants avait évolué : (i) le poids de l'électricité dans les consommations énergétiques, (ii) la consommation énergétique rapportée à la production de chaque secteur, (iii) le poids de chaque secteur dans la production totale, et (iv) la production industrielle totale. Un dernier terme apparaît dans la décomposition : les effets croisés, représentant les termes résiduels de l'équation qui ne peuvent être affectés à un unique facteur. Les volumes d'énergie correspondent à la variation de la consommation d'électricité entre deux périodes de trois années. Ainsi sur la période 2021-2023 la consommation d'électricité dans l'industrie a baissé de 14 TWh par rapport à la période 2018-2020. Cette baisse s'explique par :

- une baisse de 9 TWh du fait d'une meilleure efficacité énergétique ;
- une baisse de 9 TWh du fait de l'abandon de certaines activités électro-intensives au profit d'autres activités ;
- une baisse de 2 TWh du fait d'une baisse de la production industrielle globale ;
- ces baisses sont partiellement compensées par une hausse de la consommation de 6 TWh du fait de l'électrification ainsi que dans une faible mesure, par des effets croisés, non imputables à un unique facteur.

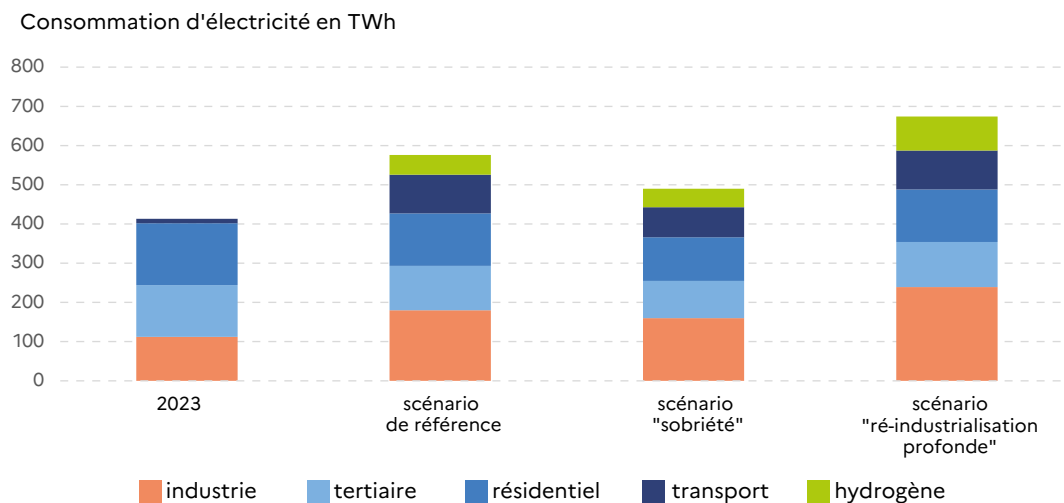
Source : Calculs DGE à partir des données des enquêtes EACEI, EAP et des séries des indices de prix de la production industrielle produites par l'Insee.

C La consommation totale et celle de l'industrie devraient toutefois croître avec les besoins de la décarbonation.

Si la consommation d'électricité a connu une baisse sur les quelques dernières années, la poursuite de la décarbonation implique une forte hausse de la consommation dans les prochaines décennies. Ainsi le scénario de référence de RTE, qui se base sur les objectifs de la stratégie nationale bas carbone, prévoit une hausse de près de 40 % de la consommation d'électricité à l'horizon 2050¹. Même dans le scénario bas dit « sobriété », la hausse de la consommation s'élèverait à près de 20 % à cet horizon. Cette évolution serait avant tout portée par l'électrification de l'industrie (hausse de la consommation de 55 %) et des transports (hausse de la consommation de 560 %), la consommation des secteurs résidentiels et tertiaire étant quant à elle amenée à baisser.

¹ Avec ses nouveaux scénarios de décembre 2025, RTE revoit toutefois à la baisse ses prévisions de consommation d'électricité pour 2035.

Figure 6. Les différents scénarios d'électrification de RTE à horizon 2050 (hors pertes d'électricité).



Source: RTE, « Futurs Énergétiques 2050 », 2021.

2 Le prix de l'électricité est un enjeu de compétitivité dans de nombreux secteurs industriels.

A L'électricité est organisée selon un marché régional, source de différences de compétitivité.

Le prix de l'électricité constitue un élément majeur de différence de compétitivité entre pays pour les activités électro-intensives. En effet, contrairement aux sources d'énergie fossile qui se transportent facilement sur de longues distances et dont le prix est défini à l'échelle mondiale (pour le pétrole) ou continentale (pour le gaz), le marché de l'électricité est quant à lui organisé à l'échelle nationale, voir à l'échelle infranationale pour certains grands pays tels que la Chine, le Canada ou les Etats-Unis. Les activités pour lesquelles le prix de l'électricité représente un enjeu de compétitivité sont principalement industrielles, avec quelques exceptions comme les datacenters.

ENCADRÉ 1

Le marché de l'électricité

L'électricité s'échange sur deux marchés distincts :

Le **marché de détail** où les fournisseurs vendent l'électricité aux consommateurs finaux via des contrats de fourniture, valables généralement pour une durée d'une à plusieurs années ;

Le **marché de gros** où notamment les producteurs et les fournisseurs échangent de l'électricité selon des règles définies à l'échelle européenne. Le marché de gros se décline lui-même entre :

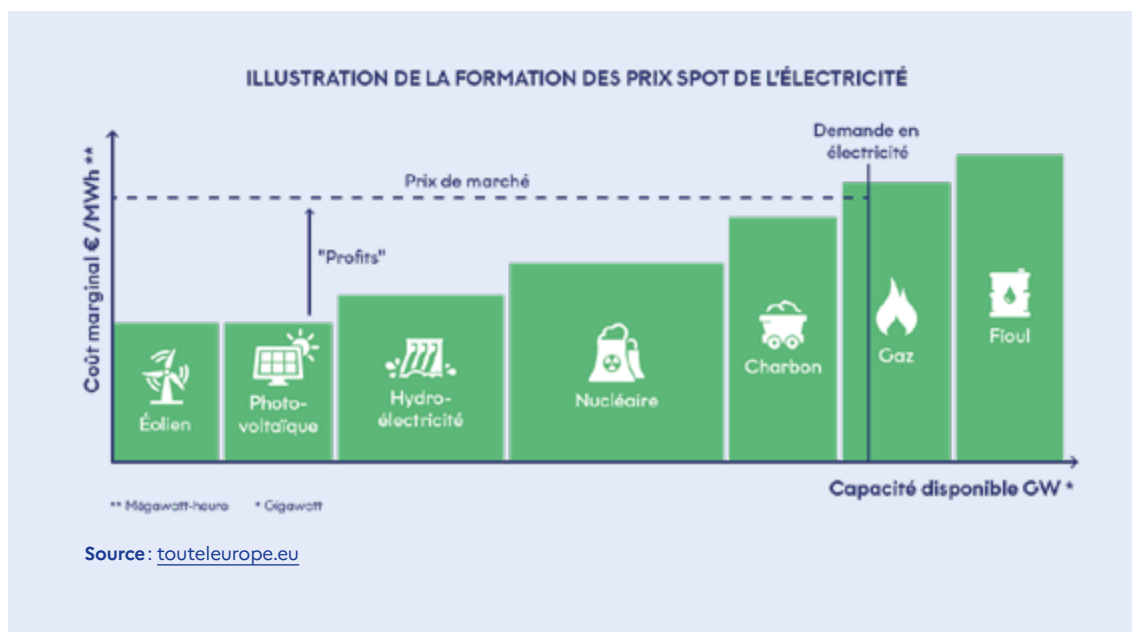
- Le **marché « à terme »** (annuel, mensuel, ou hebdomadaire) sur lequel les fournisseurs acquièrent de l'électricité pour répondre aux besoins prévisionnels de leurs clients ;
- Le **marché Spot**, sur lequel fournisseurs et producteurs échangent de l'électricité à un horizon journalier ou infra-journalier pour assurer l'équilibre entre offre et demande en temps réel.

Ainsi une entreprise consommatrice achète son électricité auprès d'un fournisseur sur le marché de détail par exemple via un contrat à prix fixe ou indexé sur les prix pratiqués sur les marchés de gros. Ce prix est déterminé par le fournisseur et reflète le prix qu'il estime devoir payer aux producteurs d'électricité pour satisfaire la demande de son client.

Le fournisseur d'électricité s'assure d'une partie de la consommation de son client en achetant à l'avance, sur le marché « à terme », une partie de la consommation prévisionnelle de son client. Le prix est alors celui négocié entre le vendeur, généralement le producteur de l'électricité, et l'acheteur, et reflète une anticipation du prix Spot.

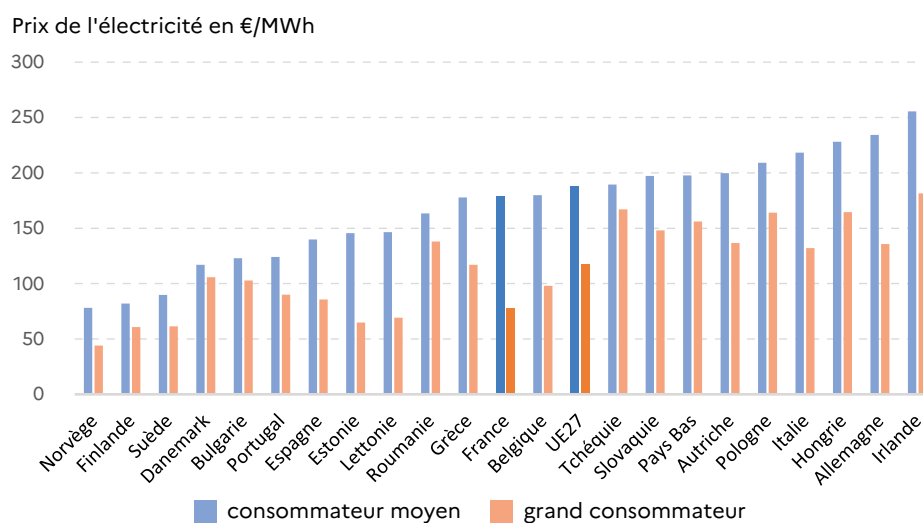
Le fournisseur doit ensuite fournir son client en électricité en s'adaptant à sa demande réelle. Pour cela il doit acheter, ou revendre, de l'électricité sur le marché Spot.

L'électricité étant une énergie qui ne peut pas (ou très peu) se stocker, le marché Spot assure l'essentiel de l'équilibre entre offre et demande en temps réel. Pour ce faire, le prix d'échange de l'électricité est fixé au niveau du coût marginal de production de la dernière centrale appelée. En effet, pour répondre à la demande, les centrales sont appelées par ordre de coûts croissants : on fait appel en premier lieu aux énergies éolienne et solaires dont les coûts variables sont faibles, et en dernier recours aux centrales à combustible fossile. En pratique, pour des raisons techniques, au moins une centrale fossile est presque toujours mise en marche, car c'est le seul moyen de production capable de s'adapter aux fluctuations de très court terme de la demande. Ainsi le prix de l'électricité sur le marché Spot reflète souvent le prix du combustible fossile.



À l'échelle européenne, la France dispose d'un prix de l'électricité avantageux, en particulier pour les grands consommateurs industriels pour lesquels le prix moyen en 2024 était de moins de 80 € / MWh, contre un peu plus de 120 € / MWh en moyenne en Union Européenne (cf. Figure 7). L'électricité française est en particulier moins chère que celle de certains grands pays industriels européens, comme l'Allemagne ou la Pologne. L'avantage français est dû à son mix énergétique peu dépendant des énergies fossiles, notamment grâce aux énergies nucléaire et hydraulique.

Figure 7. Comparaison des prix de l'électricité hors TVA de différents pays européens en 2024.



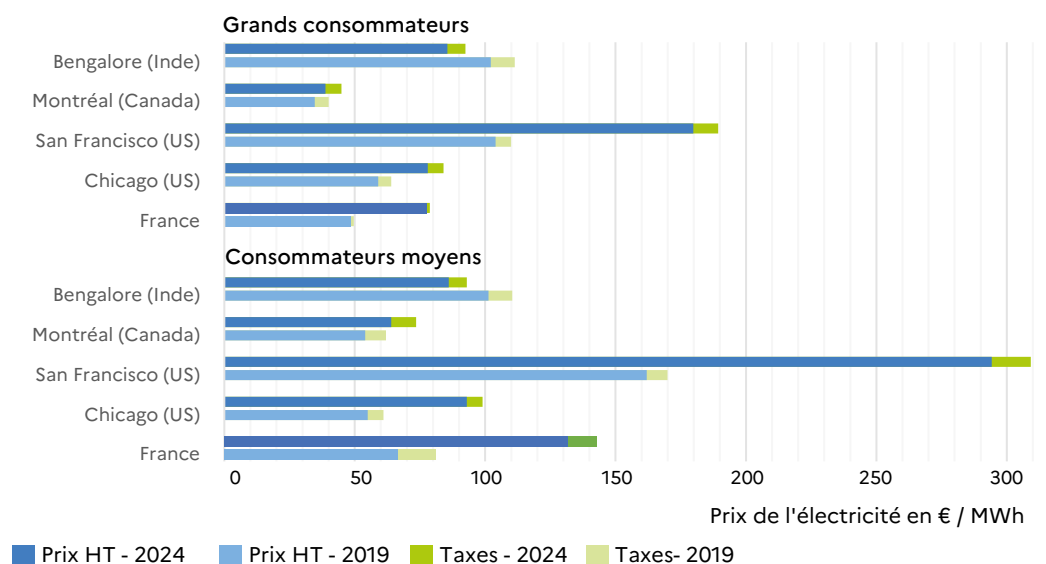
Note de lecture : consommateur moyen = tranche IC (consommation annuelle entre 0,5 et 2 GWh); grand consommateur = tranches IF-IG (consommation annuelle supérieure à 70 GWh).

Source : Eurostat 2024 : [electricity prices for non-consumer households](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&plugin=1).

À l'échelle mondiale, la France est moins bien positionnée, notamment depuis la forte hausse des prix de l'électricité en Europe en 2022 et 2023. Ainsi, si en 2019 les prix de l'électricité en France étaient inférieurs à ceux pratiqués dans la plupart des régions de l'Inde ou des Etats-Unis, ils sont aujourd'hui bien supérieurs pour les consommateurs moyens. Pour les grands consommateurs, la France conserve un prix relativement compétitif grâce aux faibles taxes.

Il est à noter que les comparaisons internationales hors cadre européen sont très difficiles du fait de l'absence de cadre de collecte des données harmonisé. Par ailleurs, la comparaison des prix avec de grands pays comme les Etats-Unis et le Canada masque des disparités importantes à l'intérieur même de ces pays, comme en atteste par exemple l'écart important entre les prix en Californie (San Francisco) et au Texas (Houston)² (cf. Figure 8).

Figure 8. Comparaison des prix de l'électricité à destination de différentes catégories de consommateurs industriels dans plusieurs pays.



Note : CM = consommateur moyen; GC = grand consommateur.

Les définitions retenues sont :

– Pour les consommateurs moyens : une puissance de 1 000 kW et un taux de charge de 60% (resp. 56%) pour l'Inde (resp. le Canada et les Etats-Unis) (soit une consommation annuelle d'environ 5 GWh), et la catégorie ID (consommation entre 2 et 20 GWh par an) pour l'Europe.

– Pour les grands consommateurs : une puissance de 50 000 kW et un taux de charge de 60% (resp. 85%) pour l'Inde (resp. Le Canada et les Etats-Unis) (consommation annuelle d'environ 260 GWh (resp. 370 GWh)) et la catégorie IG (consommation supérieure à 150 GWh par an) pour l'Europe.

Source : [Central Electric Authority](#) (Inde), [Hydroquebec](#) (Canada et Etats-Unis), [Eurostat](#) (Europe) et [Banque Centrale Européenne](#) (taux de change).

² On notera que la ville de Montréal retenue pour la figure 10 bénéficie de prix de l'électricité parmi les plus faibles du Canada (grâce à une importante production hydroélectrique dans la province du Québec). Au contraire, dans la ville de Bangalore en Inde, les prix sont plutôt élevés par rapport à la moyenne du pays.

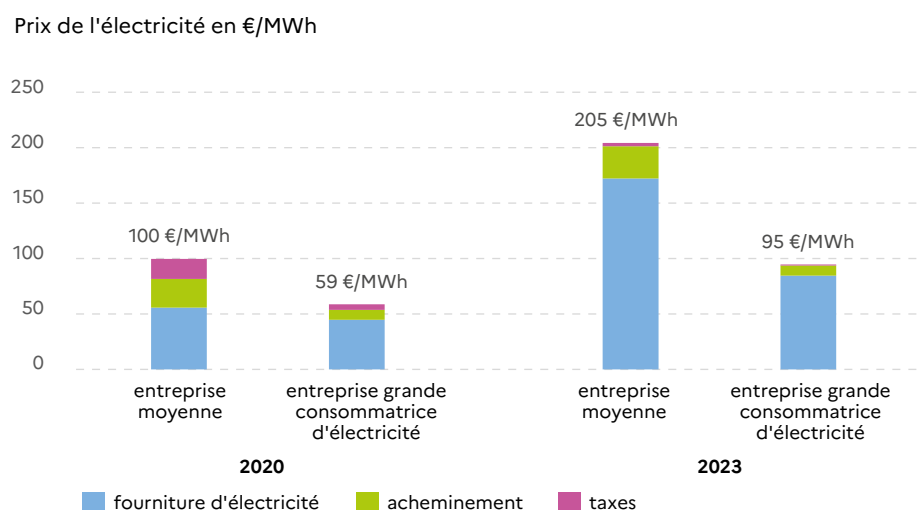
B Le prix de l'électricité en France fait l'objet d'une attention soutenue des pouvoirs publics en France.

Le prix de l'électricité en France est déterminé par plusieurs composantes:

- **La fourniture d'électricité** représente le coût de l'électricité elle-même. Elle se décompose généralement entre une part fixe, l'abonnement, qui garantit l'accès à une certaine puissance (débit), et une part variable, fonction de l'électricité effectivement consommée ;
- **Les coûts du réseau** de fourniture d'électricité s'expriment principalement à travers le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Son montant est calculé selon une grille complexe qui différencie les sites raccordés aux réseaux basse tension, moyenne tension et haute tension, et comporte de nombreuses composantes, fixes ou fonction de la puissance de raccordement, de la consommation et du profil de consommation ;
- **Les taxes** sur la facture d'électricité sont au nombre de deux : (i) la CTA (contribution tarifaire d'acheminement) qui est assise sur le TURPE, et (ii) l'accise sur l'électricité (anciennement TICFE) qui a pour assiette le volume de consommation d'électricité et dont le tarif est différencié selon l'activité et l'électro-intensité du consommateur.

En pratique, le prix final de l'électricité payé par un client professionnel est très variable, beaucoup plus que pour un client résidentiel.

Figure 9. Prix de l'électricité pour des entreprises types en 2020 et 2023.



Note: entreprise moyenne = moyenne toutes entreprises; entreprise grande consommatrice d'électricité = consommation annuelle supérieure à 70 GWh.

Source : SDES, « prix de l'électricité en France et dans l'Union Européenne », 2021 et 2024.

En France, 60 % des entreprises industrielles se fournissent en électricité via un contrat au tarif réglementé ou à prix fixe³. Ainsi, seuls 40 % des industriels sont exposés aux variations du prix sur les marchés de court terme. Cependant, les entreprises ayant un contrat de fourniture à prix fixe restent exposées à l'aléa des prix de marché au moment où leur contrat arrive à échéance. Ainsi, si de nombreuses entreprises ont été protégées de la forte hausse des prix de l'électricité sur les marchés de court terme en 2022 grâce à des contrats à prix fixe, elles ont été nombreuses à voir leur prix augmenter fortement en janvier 2023 au moment du renouvellement de leur contrat, alors que les prix de marché commençaient tout juste à baisser. On note par exemple environ 10 000 demandes d'aide pour [le guichet gaz-électricité](#) en janvier 2023 alors que les bénéficiaires en 2022 étaient au nombre de 3 000 uniquement.

ENCADRÉ 2

L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (Arenh)

Le marché de la fourniture d'électricité en France était historiquement organisé autour du monopole d'EDF, qui pratiquait les tarifs réglementés de vente (TRV) pour tous les consommateurs. Depuis 1999, le marché s'est peu à peu ouvert à la concurrence et aux offres de marché, avec une première période, jusqu'en 2007, pendant laquelle les différentes catégories de consommateurs ont été progressivement autorisées à souscrire à une offre de marché, puis une seconde période, depuis 2007, de disparition progressive des TRV.

Afin de favoriser l'émergence de fournisseurs alternatifs, concurrents d'EDF, il a été adopté en 2010, avec la loi NOME, le dispositif Arenh. Celui-ci impose à EDF de revendre aux fournisseurs concurrents jusqu'à 100 TWh d'électricité nucléaire chaque année – soit environ un quart de la production française totale – au prix de 42 € / MWh⁴. Le dispositif, géré par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), a été mis en place en juillet 2011 et doit prendre fin au 31 décembre 2025.

Jusqu'en 2018, les prix pratiqués sur les marchés de gros de l'électricité étaient inférieurs au prix de l'Arenh. Ainsi, si les fournisseurs achetaient en partie leur électricité via ce dispositif, le plafond des 100 TWh n'était jamais atteint. À partir de 2019 en revanche, les prix sur les marchés ont commencé à augmenter, dépassant significativement le prix de l'Arenh. Les demandes d'électricité à prix Arenh dépassent depuis cette date le plafond fixé par la loi NOME. Ce dernier a d'ailleurs été relevé de manière exceptionnelle à 120 TWh au cours de la seule année 2022 pour atténuer l'effet de la forte hausse des prix de marché sur les consommateurs.

3 Insee, « [Des entreprises face à la hausse des prix de l'énergie : des situations et des réactions contrastées](#) », Note de conjoncture, décembre 2022.
Les tarifs réglementés sont limités juridiquement aux entreprises de moins de 10 salariés et dont le chiffre d'affaires n'excède pas 2 M€.

4 Ce prix est basé sur les coûts d'opération des centrales nucléaires. Il a été initialement fixé à 40 € / MWh puis à été relevé à 42 € / MWh au 1^{er} janvier 2012.

C À court terme, les entreprises industrielles ne semblent pas avoir transmis dans leurs prix de vente la hausse des prix de l'électricité observée en 2022 et 2023.

Plusieurs études suggèrent que les entreprises transmettent la hausse de leurs coûts énergétiques dans leurs prix de vente : ainsi, une enquête de conjoncture de l'Insee³ montre que, fin 2022, plus de 65 % des entreprises industrielles en France avaient l'intention d'augmenter leurs prix face à la forte hausse des prix de l'énergie. Par ailleurs, un article de Lafrogne Joussier et al. (2023)⁵ montre que les entreprises ont répercuté en moyenne 100 % de la hausse de leurs coûts énergétiques sur la période 2018 - 2022. Ce travail a permis en outre de montrer que la transmission des chocs de prix de l'énergie est asymétrique : les hausses de coûts sont répercutées dans les prix de manière significativement plus élevée que les baisses. Par ailleurs cette étude estime que les variations des prix des intrants importés ne sont répercutées qu'à hauteur de 30 % environ. Cette étude sur le *passthrough*⁶ des coûts énergétiques est confirmée par un travail de Arquíe et Thie (2023)⁷ qui ajoute une dimension sectorielle : les secteurs les plus soumis à concurrence internationale répercuteraient légèrement moins les hausses de coûts que les secteurs peu concurrentiels.

Cependant, sur la période 2022-2023, on mesure une transmission moyenne de la variation des prix de l'électricité dans les prix de vente quasiment nulle, alors que celle-ci s'élève à environ 60 % pour le gaz sur la même période. Par rapport aux travaux précédemment cités, ce résultat a pu être obtenu en distinguant les variations du prix du gaz de celles de l'électricité. Par ailleurs, la transmission des prix de l'électricité s'élève à environ 24 % au moment d'un changement de contrat, cette transmission n'étant pas immédiate mais progressive au cours des trois mois qui suivent le changement de contrat (cf. Figure 10). Cette différence de réaction face aux variations de prix du gaz et de l'électricité peut s'expliquer par le fait que les variations du prix du gaz sont transmises plus uniformément aux entreprises industrielles, qui n'ont alors pas de difficulté à répercuter des hausses de coûts subies également par leurs concurrents. À l'inverse, les variations du prix de l'électricité sont très inégales et dépendent des contrats signés par chaque entreprise. Une entreprise peut être fortement impactée alors que ses concurrentes sont épargnées, ce qui l'empêche d'ajuster entièrement ses prix. Toutefois sur le long terme, une hausse durable et d'ampleur européenne sera probablement entièrement transmise dans les prix des industriels.

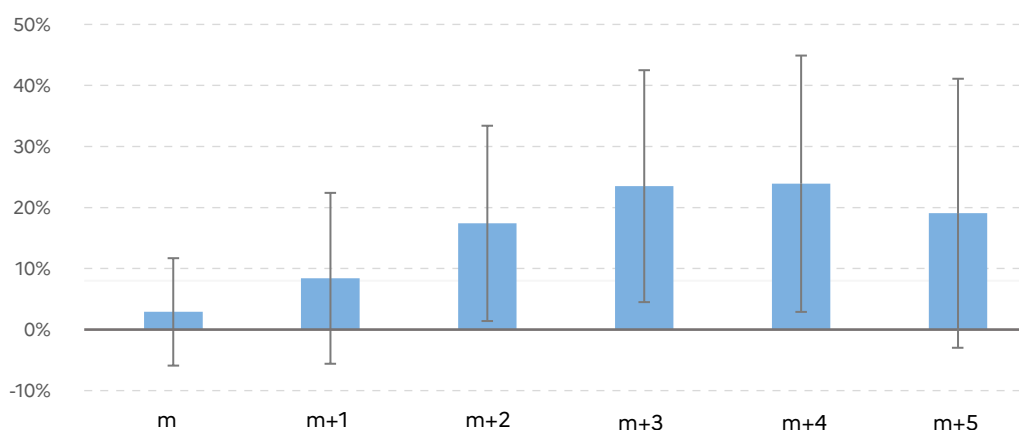
5 Raphaël Lafrogne Joussier, Julien Martin et Isabelle Méjean, « *Cost passthrough and the rise of inflation* », Document de travail de l'Insee, 2023.

6 Taux de transmission des évolutions des coûts dans les prix de vente.

7 Axelle Arquíe, Malte Thie, « *Energy, inflation and market power: excess passthrough in France* », CEPII working paper, 2023.

Cette difficulté à transmettre les hausses de coûts de l'électricité a eu des conséquences sur l'activité de certaines branches industrielles. Ainsi, l'Insee estime³ une baisse de l'activité de certaines branches industrielles de 1,5 % fin 2022 du fait spécifiquement de la hausse des coûts énergétiques. Cette baisse serait plus forte dans les secteurs énérgo-intensifs comme la métallurgie (- 4,5 %), ou l'industrie du bois et du papier (- 3,8 %). Cette baisse de production s'est par ailleurs accompagnée d'une importante baisse de la consommation pour les plus gros consommateurs d'électricité, ayant fait l'objet d'une étude Insee-RTE⁸. Cette baisse de la consommation électrique de plus de 20 % va bien au-delà de la baisse de l'activité industrielle, suggérant un comportement de sobriété de la part de ces entreprises.

Figure 10. Part de la variation du coût de l'électricité transmise dans les prix de vente des entreprises industrielles au moment de leur changement de contrat.



Lecture : En moyenne, les entreprises industrielles ont répercuté 18% de la hausse de leur coût d'électricité dans les deux mois suivant leur changement de contrat, et 24% dans les trois mois suivant leur changement de contrat. Les barres d'erreur indiquent les intervalles de confiance à 90%.

Source : Calculs DGE à partir des données de l'EACEI et de l'enquête OPISE produites par l'Insee.

ENCADRÉ 3

Méthodologie de mesure du *passthrough* pour les entreprises industrielles

Le *passthrough* est défini comme la part de la variation du coût d'un intrant (ici l'électricité) qui est répercutée dans les prix de vente d'une entreprise. Prenons par exemple une entreprise ayant un *passthrough* de 50%, et dont l'électricité représente 10% des coûts variables. Une augmentation de 20% du prix de l'électricité entraînera une variation de $20\% \times 10\% \times 50\% = 1\%$ du prix de vente.

8 Insee, « L'inflation reflue, la croissance hésite », Note de conjoncture, juin 2023

Le *passthrough* de l'électricité pour les entreprises industrielles est estimé selon une méthodologie similaire à celle de Lafrogne Joussier et al. (2023) en utilisant des données mensuelles de prix de l'électricité et de prix de vente sur les années 2022-2023, issues de l'enquête OPISE⁹ et de l'EACEI¹⁰, produites par l'Insee. Par rapport au travail de Lafrogne Joussier et al. (2023), un travail supplémentaire d'imputation des prix mensuels de l'électricité a été réalisé en exploitant les informations annuelles disponibles grâce à l'EACEI, ainsi que des sources de données à plus haute fréquence : les indices de prix de production de l'électricité et les données du marché SPOT. Ces informations détaillées permettent de reconstituer un prix mensuel de l'électricité pour chaque entreprise, plutôt que d'utiliser un indice de prix commun à toutes les entreprises.

Ces données permettent d'estimer le coefficient du *passthrough* β dans l'équation suivante :

$$\delta_{\text{vente},i,j,t} = \alpha + \beta \cdot d_{\text{elec},i,t} \cdot c_{\text{elec},i}$$

où δ_{vente} représente la variation des prix de vente, d_{elec} la variation de prix de l'électricité et c_{elec} la part de l'électricité dans les coûts variables de l'entreprise. Les variations de prix de vente dépendent de l'entreprise i , de la branche de produit j , et de la période t . Les variations de prix de l'électricité dépendent de l'entreprise et de la période mais pas de la branche, La part de l'électricité dans les coûts dépend uniquement de l'entreprise.

Deux spécifications ont été retenues :

- Une estimation des *passthroughs trimestriels du gaz et de l'électricité* avec des effets fixes croisés par période et par produit :

$$\delta_{\text{vente},i,j,t} = \alpha + \beta \cdot d_{\text{elec},i,t} \cdot c_{\text{elec},i} + \beta' \cdot d_{\text{gaz},i,t} \cdot c_{\text{gaz},i} + FE_t \cdot FE_j$$

Le *passthrough* est mesuré à 7 % (non significatif) pour l'électricité et 63 % pour le gaz ;

- Une estimation du *passthrough de l'électricité au moment d'un changement de contrat*, pour les cinq mois qui suivent ce changement de contrat. On contrôle avec la variation du prix du gaz sur la même période et on ajoute des effets fixes temporels :

$$\delta_{\text{vente},i,j,t+k} = \alpha + \beta \cdot d_{\text{elec},i,t} \cdot c_{\text{elec},i} + \beta' \cdot d_{\text{gaz},i,t+k} \cdot c_{\text{gaz},i} + FE_t$$

Les résultats sont présentés Figure 10 avec des intervalles de confiance à 90 %.

9 Insee, Observation des prix de l'industrie et des services

10 Insee, Enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie

3 L'État agit en faveur de la compétitivité des entreprises électro-intensives en réduisant leur facture d'électricité.

A Les entreprises électro-intensives, soumises à la concurrence internationale, bénéficient d'aides de l'État sur leur facture d'électricité.

L'action de long terme de l'État en matière d'aide à la consommation d'électricité est concentrée sur les activités industrielles électro-intensives, et les secteurs exposés à une forte concurrence internationale dont les concurrents peuvent bénéficier de prix de l'électricité très faibles dans d'autres pays. Cette action repose principalement sur deux aides :

- des niveaux de taxation de l'électricité allégés, qui permettent aux activités industrielles électro-intensives et soumises à la concurrence internationale de bénéficier d'un taux réduit, voire d'une exonération totale pour certaines activités (réduction chimique, électrolyse, procédés métallurgiques, produits minéraux non-métalliques, production de biens très intensive en électricité)¹¹ ;
- la compensation des coûts indirects du carbone qui permet de compenser en partie, pour les grands consommateurs industriels soumis à concurrence internationale, le surcoût de l'électricité dû au paiement par le producteur de la tarification carbone dans le cadre du système d'échange de quotas d'émissions européen. Ce dernier dispositif est décrit plus en profondeur dans le Théma « Garantir la compétitivité d'une industrie décarbonée par une tarification efficace du carbone ».

Dans d'autres pays européens, la réduction du coût de l'électricité représente également un enjeu majeur de compétitivité : ainsi en Allemagne, la coalition s'est fixé comme priorité de réduire les prix de l'électricité, notamment en faveur du secteur industriel, en exploitant un cadre d'aide européen¹².

De plus la France et l'Allemagne soutiennent conjointement la poursuite de la compensation des coûts indirects du carbone au-delà de 2030, avec une liste élargie de secteurs bénéficiaires de ces aides.¹³

Par ailleurs, l'État peut intervenir plus largement et de manière temporaire en cas de hausse des prix généralisée. Ainsi, lors de la forte augmentation des prix de l'énergie en 2022 et 2023 l'État est intervenu via

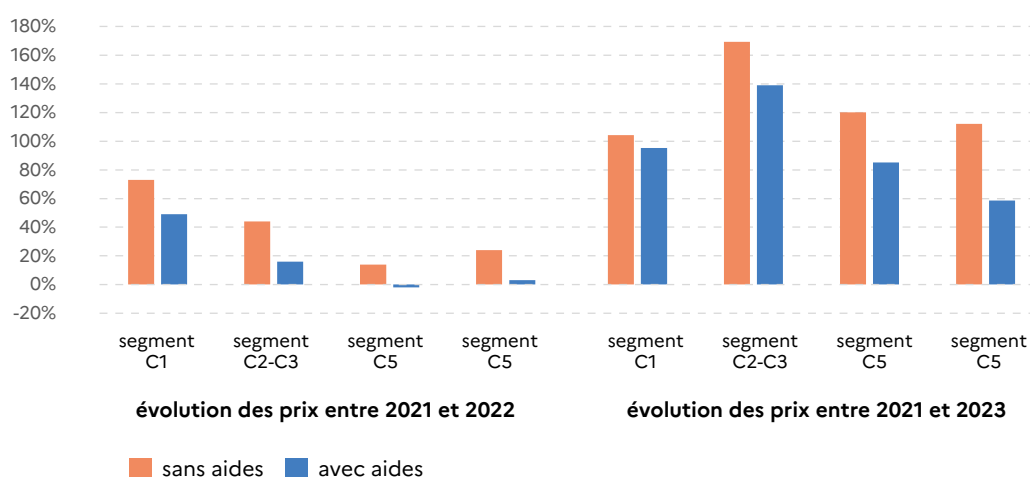
¹¹ Le projet de loi de finances pour 2026 prévoit une modification de la grille des tarifs réduits en fonction du niveau d'électro-intensité ; de plus les secteurs fortement exposés à la concurrence internationale bénéficieront désormais du tarif minimal (0,5 €/MWh).

¹² [Clean Industrial State Aid Framework](#)

¹³ « Programme d'action économique franco-allemand » publié le 1^{er} septembre.

plusieurs dispositifs d'aide¹⁴ pour contenir la hausse des prix pour l'ensemble des consommateurs, notamment pour les petites et moyennes entreprises. Ces aides ont permis de contenir une part importante de la hausse des prix de l'électricité en 2022 et 2023, notamment pour les plus grands consommateurs (cf. Figure 11). On remarque par exemple que pour la tranche de consommation supérieure, la hausse des prix est entièrement contenue en 2022, et réduite de 50 points en 2023. Par rapport à 2021, la facture d'électricité de l'industrie a augmenté de 3 Mde en 2022 et de 5,4 Mde en 2023¹⁵. À titre d'exemple [le guichet d'aide gaz - électricité](#) a bénéficié à l'industrie à hauteur de 1,6 Mde sur ces deux années.

Figure 11. Comparaison de l'évolution des prix de l'électricité avec et sans aides entre 2021 et 2022 et 2021 et 2023.



Note de lecture : Le prix moyen de l'électricité pour les segments de consommation C2-C3 a augmenté de 16% entre 2021 et 2022. Sans aides de l'État, il aurait augmenté de 44%.

Source : Olivier Dunand, Jean-Charles Fauchoux, Bruno Lutinier, Clément Passerieux, Nicolas Studer, « Les prix de vente de l'électricité et du gaz aux clients professionnels resteraient en 2024 bien supérieurs à leur niveau de 2021 », Insee Focus, 2024.

B En prévision de la fin de l'Arenh en 2026, l'État a adopté un nouveau mécanisme de régulation pour atténuer la hausse de prix.

La fin de l'Arenh a amené à réfléchir à de futurs outils pour assurer la compétitivité de l'industrie à long terme tout en préservant les marges nécessaires aux investissements dans la production nucléaire. En effet le mécanisme Arenh a fortement contribué à maintenir des prix de l'électricité bas pour l'ensemble des consommateurs sur les dernières années.

¹⁴ Bouclier tarifaire, amortisseur électricité et guichet d'aide au paiement des factures de gaz et d'électricité.

¹⁵ Aides d'Etat comprises excepté guichet d'aide au paiement des factures de gaz et d'électricité.

Son arrivée à terme présente donc un risque de perte de compétitivité pour les entreprises industrielles françaises, tout particulièrement dans le contexte de tensions commerciales fortes.

Il est ainsi prévu par la loi de finances 2025 de remplacer l'Arenh par le Versement Nucléaire Universel (VUN), dès janvier 2026, pour protéger tous les consommateurs d'électricité contre les hausses de prix de marché, tout en assurant à EDF les moyens de réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique.

Le VUN prévoit le prélèvement par l'État d'une partie des revenus d'EDF issus du parc nucléaire historique, et leur redistribution à l'ensemble des consommateurs selon des modalités qui restent encore à définir. Ce dispositif prévoit deux seuils, appelés « seuil de taxation » et « seuil d'écèlement » :

- [le seuil de taxation devrait être fixé à environ 78 €/MWh;](#)
- [le seuil d'écèlement devrait être fixé à environ 110 €/MWh.](#)

Entre le seuil de taxation et le seuil d'écèlement, les revenus d'EDF issus du nucléaire seront prélevés à 50 %. Au-dessus du seuil d'écèlement ils seront taxés à 90 %. Aucune taxation ne s'appliquera aux revenus inférieurs au seuil de taxation.

Enfin, dans le cadre de la réforme du marché européen de l'électricité, il est également prévu qu'EDF développe son offre de produits de long terme, assurant ainsi plus de visibilité aux consommateurs, et les protégeant des aléas du marché journalier. Mi-2025¹⁶, EDF a ainsi conclu deux contrats d'allocation de production nucléaire et 12 lettres d'intention pour près de 16 TWh annuels, un contrat avec le producteur d'aluminium Aluminium Dunkerque et des protocoles d'accord avec les chimistes Arkema et Kem One. EDF a également développé des offres de moyen terme avec plus de 12 000 contrats signés depuis le lancement de sa nouvelle politique commerciale en 2023 (environ 22 TWh pour 2028, 16 TWh pour 2029, 2 TWh 2030), dont 60% des volumes à destination de l'industrie.

¹⁶ [2025-07-24-edf-resultats-semestriels-presentation.pdf](#)

Pour en savoir plus :

SDES, « Chiffres clefs de l'énergie », 2025.

RTE, « Futures Energétiques 2050 », 2021.

SDES, « Prix de l'électricité en France et dans l'Union Européenne », 2021 et 2024.

Insee, « Les entreprises face à la hausse des prix de l'énergie: des situations et des réactions contrastées », Note de conjoncture, décembre 2022.

Raphaël Lafrogne Joussier, Julien Martin, Isabelle Méjean, « Cost passthrough and the rise of inflation », Document de travail de l'Insee, 2023.

Axelle Arquié, Malte Thie, « Energy, inflation and market power: excess passthrough in France », CEPII working paper, 2023.

Insee, « L'inflation reflue, la croissance hésite », Note de conjoncture, juin 2023.

Olivier Dunand, Jean-Charles Fauchoux, Bruno Lutinier, Clément Passerieux, Nicolas Studer, « Les prix de vente de l'électricité et du gaz aux clients professionnels resteraient en 2024 bien supérieurs à leur niveau de 2021 », Insee Focus, 2024.

Milena Gradeva, Quentin Galle « Garantir la compétitivité d'une industrie décarbonnée par une tarification efficace du carbone » Thema de la DGE, 2025

Directeur de la publication: Thomas Courbe

Rédacteur en chef: Benjamin Nefussi - édition: Studio graphique/Sircom

ISSN: 2803-9254 - DGE - 61, bd Vincent Auriol, 75703 Paris Cedex 13