
Électrifier notre industrie : le chemin de l'autonomie

NOTE D'ACTION - MAI 2026




Think tank de référence en France et en Europe, l'Institut Montaigne est un espace de réflexion indépendant au service de l'intérêt général. Ses travaux prennent en compte les grands déterminants économiques, sociétaux, technologiques, environnementaux et géopolitiques afin de proposer des études et des débats sur les politiques publiques françaises et européennes. Il se situe à la confluence de la réflexion et de l'action, des idées et de la décision.

NOTE D'ACTION - Mai 2026

Électrifier notre industrie : le chemin de l'autonomie



Les notes d'action de l'Institut Montaigne identifient un enjeu spécifique et formulent des recommandations opérationnelles à destination des décideurs publics et privés.



**Note
d'éclairage**

Se situer
et rendre
intelligible notre
environnement

**Note
d'enjeux**

Poser des
constats et
identifier des
problématiques

**Note
d'action**

Formuler
des recom-
mandations
opérationnelles

**Opération
spéciale**

Sonder,
chiffrer,
expérimenter

Rapport

Analyser
et proposer
collégalement
des solutions
de long terme

Alors que l'industrie européenne est confrontée au double défi de la crise énergétique et de la décarbonation, l'électricité bas-carbone abondante dont bénéficie la France constitue, à beaucoup d'égards, un atout inexploité. Beaucoup de travaux récents de l'Institut Montaigne ont témoigné de l'importance de cet enjeu, à commencer par la monographie que nous consacrons en décembre 2025 au renouveau industriel de Dunkerque.

Ce travail présente les instruments à notre main pour lever ce blocage. Il s'agit d'abord de donner aux industriels la visibilité nécessaire à leurs projets – l'instabilité réglementaire et l'inégal accès aux contrats longs réduisant l'attractivité de l'électricité. Il s'agit également de rationaliser l'implantation territoriale des entreprises concernées en renforçant encore la priorité d'accès à l'électricité donnée aux clusters industriels.

Au-delà de la succession des crises, notre politique énergétique doit trouver la hauteur de vue sans laquelle nous ne pourrions pas assurer la résilience de nos entreprises. Dans un monde marqué par la distinction entre « pétro-États » et « électro-États », nos concitoyens sont conscients de l'importance d'adopter le modèle des seconds, à condition que notre électricité soit décarbonée, pour réduire notre dépendance aux premiers. C'est ce que montrait l'enquête que nous menions en avril 2026 sur « Les Français face à la crise énergétique ».

Dans cette perspective, la réduction de notre dépendance aux hydrocarbures est une priorité dont l'intérêt dépasse très largement sa vertu environnementale. L'électrification est un pilier de la sécurité économique vers laquelle les études de l'Institut Montaigne s'appliquent à définir un chemin pour la France.

Marie-Pierre de Bailliencourt,
Directrice générale de l'Institut Montaigne

La France dispose d'un atout énergétique singulier : un mix électrique décarboné à 95 %, abondant et compétitif au regard de ses voisins européens. En 2025, le prix spot moyen français s'est établi à 60 €/MWh contre 92 €/MWh en Allemagne, et le pays a exporté 92,3 TWh – l'équivalent de la consommation annuelle belge. Pourtant, la demande en électricité stagne, et pour l'industrie, elle demeure 9 % en deçà de son niveau pré-Covid. Par ailleurs, les décisions d'électrification des procédés tardent à se matérialiser.

Ce décalage interroge à plusieurs titres. L'électrification constitue le premier levier de décarbonation de l'industrie et le premier levier de souveraineté face à la volatilité des hydrocarbures importés, dont les crises de 2022 et de 2026 (fermeture du détroit d'Ormuz) ont rappelé le caractère structurel. Elle n'est pour autant pas l'unique voie de décarbonation : sobriété et efficacité énergétique en demeurent les prérequis, et d'autres vecteurs – biomasse, biogaz, hydrogène vert, géothermie, chaleur fatale – doivent être mobilisés en complément, selon les contraintes techniques de chaque procédé.

UN PRIX RENDU SITE QUI VARIE D'UN FACTEUR UN À CINQ

L'industrie n'est pas une catégorie homogène en matière d'énergie. La décomposition du prix de l'électricité en trois piliers – fourniture, réseau (TURPE), fiscalité (accise) – et leur combinaison conduisent à des prix rendus site très différenciés selon les six profils types identifiés, de l'hyper-électro-intensif (30-50 €/MWh) à l'artisanat (au-delà de 146 €/MWh). Les dispositifs de stabilisation existants – contrats longs (CAPN, PPA), abattements TURPE, accise réduite, compensation des coûts indirects du carbone – bénéficient quasi-exclusivement aux plus grands consommateurs. L'industrie diffuse, où réside l'essentiel du potentiel d'électrification immédiatement activable, reste exposée à des contrats courts et

à une fiscalité paradoxalement défavorable à l'électron : au taux normal, l'accise sur l'électricité dépasse celle du gaz de près de 10€/MWh.

DES POTENTIELS D'ÉLECTRIFICATION DE NATURES DIFFÉRENTES

L'analyse par niveau de température fait apparaître une dualité des opportunités. D'un côté, une électrification ciblant les ETI et PME (agro-alimentaire, papeterie, chimie fine, textile) sur des procédés à basse et moyenne température avec des technologies matures (pompes à chaleur industrielles, compression mécanique de vapeur, chauffage résistif). Ce potentiel est immédiatement activable, mais très sensible aux conditions économiques. De l'autre, une électrification concentrée, ciblant l'industrie lourde (sidérurgie, ciment, verre, aluminium) sur des procédés à haute température ou via l'hydrogène vert : plus capitalistique, elle requiert des investissements de rupture et une planification réseau anticipée. Ces deux dimensions appellent des réponses différenciées.

UNE FEUILLE DE ROUTE EN DEUX AXES

Recommandation 1

Garantir la stabilité du cadre réglementaire de l'électrification industrielle via un cadre pluriannuel.

L'instabilité des dispositifs pèse plus sur les décisions d'investissement que le niveau absolu des prix. Un engagement transparent inscrit dans la durée constitue le levier le plus puissant et le moins coûteux.

AXE 1 • ALIGNER LES SIGNAUX ÉCONOMIQUES ET RÉGLEMENTAIRES, UNE STRATÉGIE DE LONG TERME POUR L'ÉLECTRIFICATION

Recommandation 2

Stabiliser les prix sur la durée pour une majorité d'acteurs. Étendre au-delà des plus grands consommateurs les instruments de stabilisation : PPA standardisés, mutualisation de la demande (agrégateurs, achats groupés sectoriels), contrats pour différence tripartites État-producteur-industriel pour les profils les plus exposés.

Recommandation 3

Organiser la capture d'effets d'aubaine par les signaux de prix. Faire évoluer les mécanismes de marché et de tarification pour mieux transmettre les variations infra-journalières : heures creuses renforcées voire « super-creuses », adaptation du TURPE et des offres de fourniture, valorisation du pilotage de la charge et du stockage thermique.

Recommandation 4

Diminuer le poids de la fiscalité sur l'électricité. Aligner par le bas l'accise électrique au taux normal sur celle du gaz pour l'industrie diffuse (coût estimé : 200-300 M €/an). Financement prioritairement assuré par la transposition de l'ETS 2 et l'affectation d'une part fixe de ses recettes ; à défaut, par un cliquet fiscal gazier transitoire à clause d'extinction.

Recommandation 5

Absorber les coûts du réseau électrique et limiter leurs impacts sur la facture. Conditionner les abattements aux caractéristiques de consommation (stabilité, contribution au système) plutôt qu'au seul niveau de raccordement, afin d'inclure les sites HTA aujourd'hui exclus. Permettre la révision en cours de période des plans de performance énergétique pour sécuriser les industriels en cours d'électrification.

Recommandation 6

Accélérer les raccordements. Pérenniser le passage du « premier arrivé, premier servi » au « premier prêt, premier servi », assouplir l'article 28 de la loi APER, et expérimenter le câble *pooling* à la néerlandaise pour les usages flexibles, en particulier les électrolyseurs.

AXE 2 • PRIORISER LE DÉPLOIEMENT DE LA STRATÉGIE À CERTAINES ZONES

Recommandation 7

Créer des Zones Franches Vertes pour une clusterisation de la décarbonation. Prolonger les Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBaC) en concentrant cinq leviers sur des territoires-pilotes (Dunkerque, Fos-sur-Mer, Le Havre, vallée de la chimie lyonnaise) : priorité de raccordement et investissement réseau anticipé, abattement TURPE à l'échelle de la zone, accise au minimum européen, mutualisation des infrastructures (chaleur fatale, hydrogène, CO₂, foncier), financement par fléchage des recettes ETS.

UN MANDAT POLITIQUE

L'électrification ne se décrète pas : elle s'oriente, là où elle fait sens, en préservant le gaz pour les usages irremplaçables, en attendant la montée en puissance des gaz verts. Le sondage de l'Institut Montaigne de 2026 confirme l'existence d'un mandat politique : 59 % des Français estiment que l'État doit soutenir financièrement les entreprises industrielles face à la hausse des prix de l'énergie, et placent l'emploi (69 %) et la souveraineté économique loin devant la décarbonation (17 %) parmi les contreparties attendues. C'est précisément dans ce cadrage – compétitivité et maintien de l'industrie française – articulé au cadre européen (fin des quotas gratuits de l'ETS 1, *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM), *Clean Industrial Deal*), que l'avantage électrique français pourra se convertir en avantage compétitif effectif.

Hugo Jennepin Reyero (auteur principal)

Chargé de projets • Énergie et décarbonation

Hugo Jennepin Reyero est chargé de projets – Énergie et décarbonation à l'Institut Montaigne depuis septembre 2025. Il s'intéresse aux grands enjeux énergétiques français et européens, notamment à l'électrification des usages et des industries. Auparavant, ses thématiques de recherche ont inclus les politiques industrielles et de transition juste, l'économie sociale et solidaire ainsi que le concept de limites planétaires.

Pour l'Institut Montaigne, il est l'auteur de l'opération spéciale : « *Sondage : Les Français face à la crise énergétique* » (Avril 2026, avec Joseph Dellatte). Diplômé de Sciences Po Paris et de l'Université de St Gall (Suisse) en économie internationale et gouvernance, Hugo s'est spécialisé sur les enjeux énergétiques et environnementaux au niveau européen, et a notamment travaillé au sein du Ministère de la Transition Écologique espagnol et auprès d'institutions de recherche.

Joseph Dellatte (co-auteur)

Responsable des études et Expert Résident • Climat et énergie

Joseph Dellatte est responsable des études Énergie et Climat de l'Institut Montaigne et Expert Résident au sein du programme Asie. Ses thématiques de recherche incluent les politiques industrielles de décarbonation, la tarification du carbone, le financement de la transition écologique et les relations entre l'Europe et l'Asie en matière de climat. Il est titulaire d'un doctorat et d'une maîtrise en économie et politique environnementale de l'université de Kyoto (2016-2021), d'un bachelor en Philosophie & Lettres (2008-2011) et d'une maîtrise en histoire et relations internationales de l'université de Liège (2011-2013).

Pour l'Institut Montaigne, il est l'auteur de l'opération spéciale : « *Sondage : Les Français face à la crise énergétique* » (Avril 2026, avec Hugo Jennepin Reyero), des notes d'action « *Cleantech : transformer les coentreprises chinoise en Europe* » (décembre 2025) et « *Cleantech : réduire nos dépendances stratégiques à la Chine* » (Juillet 2025), du rapport « *Forger l'industrie post-carbone : Comparatif Europe-Asie* » (octobre 2024), de la note d'action « *Construire une politique étrangère économique européenne, avec et sans les États Unis* » (mai 2025, avec Mathieu Duchâtel et François Godement), de la note d'enjeux « *Politique de décarbonation industrielle : les multiples défis de l'hydrogène* » (février 2023, avec Georgina Wright) et de « *Bienvenue au club climat : perspectives pour l'Europe et l'Asie* » (octobre 2022).

Avant-propos	5
---------------------------	---

Résumé Exécutif	6
------------------------------	---

Introduction	14
---------------------------	----

1

Le prix de l'électricité : composition et enjeux industriels	20
---	----

1.1. La fourniture : un marché en transition	20
---	----

1.2. Le réseau (TURPE)	26
-------------------------------------	----

1.3. La fiscalité	27
--------------------------------	----

1.4. Profils types de l'industrie française : une segmentation nécessaire	29
--	----

1.5. Le prix rendu site par profil type	32
--	----

2

Faire basculer les usages : des consommations techniquement plus simples à électrifier	34
---	----

2.1. Pour les industries utilisant de la chaleur basse température (<150 °C) : un basculement techniquement réalisable	35
---	----

2.2. Pour les industries ayant besoin de chaleur moyenne température (150 °C à 1 000 °C) : une électrification qui peut être compétitive	37
---	----

2.3. Pour les industries lourdes à haute température (>1 000 °C) : ruptures technologiques et électrification indirecte	37
2.4. Différentes opportunités pour l'utilisation de l'électricité	39
Recommandations	41
AXE 1 • Aligner les signaux économiques et réglementaires, une stratégie de long terme pour l'électrification	43
AXE 2 • Prioriser le déploiement de la stratégie à certaines zones	56
Conclusion	61
Annexes	66
Remerciements	72

L'Europe a subi en l'espace de quatre ans deux chocs énergétiques majeurs. En 2022, l'invasion russe de l'Ukraine plongeait le continent dans une crise de compétitivité provoquée par l'explosion des prix du gaz. En 2026, l'intervention israélo-américaine en Iran, la destruction d'installations énergétiques et la fermeture du détroit d'Ormuz, point de passage stratégique pour les hydrocarbures mondiaux, entraînaient selon le Directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie « la plus grave crise énergétique de l'époque moderne »¹. Chaque nouvelle crise révèle ainsi la dépendance structurelle des économies européennes aux énergies fossiles importées, et les conséquences économiques de cette dépendance pour l'industrie européenne.

Face à cette réalité, la décarbonation apparaît non seulement comme un impératif climatique, mais aussi comme une nécessité stratégique pour la France et l'Europe. Réduire la dépendance aux combustibles fossiles implique plusieurs leviers complémentaires. En premier lieu, la sobriété et l'efficacité énergétique constituent des prérequis de toute politique de décarbonation : l'énergie la moins chère, la moins carbonée et la moins exposée aux tensions géopolitiques reste celle qui n'est pas consommée. À ce premier pilier s'ajoutent différents vecteurs technologiques permettant de substituer les usages fossiles : électrification directe des procédés, biomasse et biogaz, hydrogène bas-carbone, géothermie, solaire thermique ou encore e-fuels pour certains usages difficiles à électrifier, notamment dans le maritime et l'aérien. Par ailleurs, la récupération et la valorisation de la chaleur fatale, c'est-à-dire l'exploitation des pertes thermiques industrielles pour d'autres usages, jouera également un rôle central dans l'optimisation énergétique du système productif.

¹ Reuters. (2026, April 21). War in Iran is causing biggest energy crisis in history, IEA says. Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/war-iran-is-causing-biggest-energy-crisis-history-iea-says-2026-04-21/>.

L'électrification apparaît comme un levier central de la décarbonation. Pourtant, le système électrique français fait face à une tension cardinale. **D'un côté, la production électrique, décarbonée et nationale à 95 %², a retrouvé des niveaux forts après les tensions de 2022 et continue de croître** notamment à travers l'intégration d'énergies renouvelables. De l'autre, **la demande intérieure pour cette électricité peine à décoller**, et ce peu importe le secteur (bâtiment, transport et industrie). Le surplus d'offre par rapport à la demande a conduit la France à exporter 92,3 TWh d'électricité en 2025, soit l'équivalent de la consommation électrique annuelle belge, ainsi qu'à moduler, c'est-à-dire réduire en période de pointe de production, sa capacité nucléaire à hauteur de 33 TWh, son plus haut niveau depuis 28 ans³. Dans le même temps, du fait de ce surplus et d'un mix décarboné à coûts marginaux relativement faibles, les prix de l'électricité restent assez bas en France, stabilisés autour de 60 €/MWh en 2025, contre 92,2 €/MWh⁴ en Allemagne par exemple.

Parallèlement, les énergies fossiles font face à une volatilité accrue sur les marchés, alimentée par des chocs exogènes qui semblent amenés à se répéter. À cela s'ajoute la montée en puissance du marché européen du carbone, avec des prix ayant atteint plus de 90 €/tCO₂ début 2026 avant de redescendre à des niveaux autour de 70 €/tCO₂⁵. L'avantage électrique français s'impose donc comme un enjeu de compétitivité industrielle, dans un contexte où l'Europe fait face à un enjeu structurel de prix sur la fourniture énergétique de ses acteurs économiques. Si ce dernier ne se traduit pas encore par une électrification des usages industriels, il convient de faciliter l'investissement en alignant les signaux-prix et les signaux réglementaires.

² RTE (2026), Bilan Électrique 2025, <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/production#Vueensemble>.

³ Ibid.

⁴ FFE (2026), German electricity prices on the EPEX Spot exchange in 2025, <https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-the-epex-spot-exchange-in-2025/#:~:text=German%20base%20electricity%20price%20level%20rises%20in%202025&text=The%20annual%20average%20base%20load,remain%20below%20the%202023%20level>.

⁵ Trading Economics (n.d.), Permis carbone de l'UE, consulté le 28/04, <https://fr.tradingeconomics.com/commodity/carbon>.

La crise de 2022 a mis en évidence les faiblesses structurelles du système français⁶ en cas d'indisponibilité du parc nucléaire, mais celle provoquée par la fermeture du détroit d'Ormuz révèle une réalité différente. En effet, malgré la crise et la hausse des prix du gaz à l'échelle mondiale – limitée en Europe en comparaison de la crise de 2022 –, les prix *spot* et *forward* de l'électricité en France se sont maintenus à des niveaux stables. Si la persistance du gaz naturel comme facteur marginal de fixation des prix sur les marchés européens entraîne une confusion entre le choc d'approvisionnement gazier et la hausse des prix de l'électricité, les systèmes fortement décarbonés commencent à échapper à cette règle. La péninsule ibérique, les pays nordiques et la France font figure d'exemples au niveau européen, et montrent la pertinence d'un bouclier électrique contre la volatilité des marchés fossiles mondiaux.

Cette évolution est particulièrement stratégique pour l'industrie. Aujourd'hui, la consommation énergétique de l'industrie française s'élève à environ 290 TWh, dont **36 % sous forme d'électricité et 48 % sous forme d'énergies fossiles**⁷. Depuis 1990, la part de l'électricité dans le mix énergétique industriel est passée de 32 % à 36 %, tandis que celle des énergies fossiles reculait de 63 % à 48 %. Cette progression reste néanmoins insuffisante au regard des objectifs de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). Le scénario de référence de RTE prévoit d'ailleurs une hausse de près de 40 % de la consommation d'électricité d'ici 2050⁸, portée notamment par l'industrie, les transports et la production d'hydrogène.

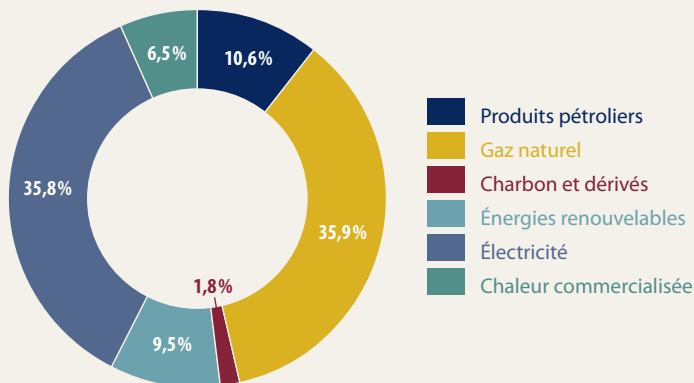
⁶ Astier, N. (2025). *French market design in practice: Some lessons from the 2022 energy crisis*. *The Electricity Journal*, 38(3), 107483, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2025.107483>.

⁷ Tournier, L. (2026). Théma 36. *L'électrification de l'industrie : un enjeu de décarbonation et de compétitivité*. Direction Générale des Entreprises (DGE).

⁸ Même dans le scénario « sobriété », la hausse serait de 20 % : RTE (2021), *Futurs Énergétiques 2050, scénario de référence*.

Graphique n° 1 • Consommation d'énergie dans l'industrie en 2024 (TWh)

En pourcentage



Source : Statistiques publiques de l'énergie, des transports, du logement et de l'environnement (SDES), Bilan énergétique de la France pour 2024⁹

Pourtant, malgré des conditions de plus en plus favorables à l'électrification, la consommation électrique industrielle n'augmente ni en France ni en Europe. En France, elle demeure encore près de 9 % en dessous de son niveau pré-Covid. Une partie de cette évolution s'explique par les gains d'efficacité énergétique, par la réallocation progressive du tissu productif vers des activités moins intensives en énergie, ainsi que par le ralentissement de la production industrielle observé ces dernières années. Mais ces facteurs ne suffisent plus à expliquer l'atonie de l'électrification. Dans un contexte de réindustrialisation assumée au niveau européen, de hausse structurelle des prix du carbone et de volatilité persistante des marchés fossiles, **l'électrification devient progressivement un arbitrage microéconomique rationnel pour une partie croissante des acteurs industriels.**

⁹ SDES (2026), Bilan énergétique de la France pour 2024. Datalab, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-pour-2024?rubrique=19&dossier=170>.

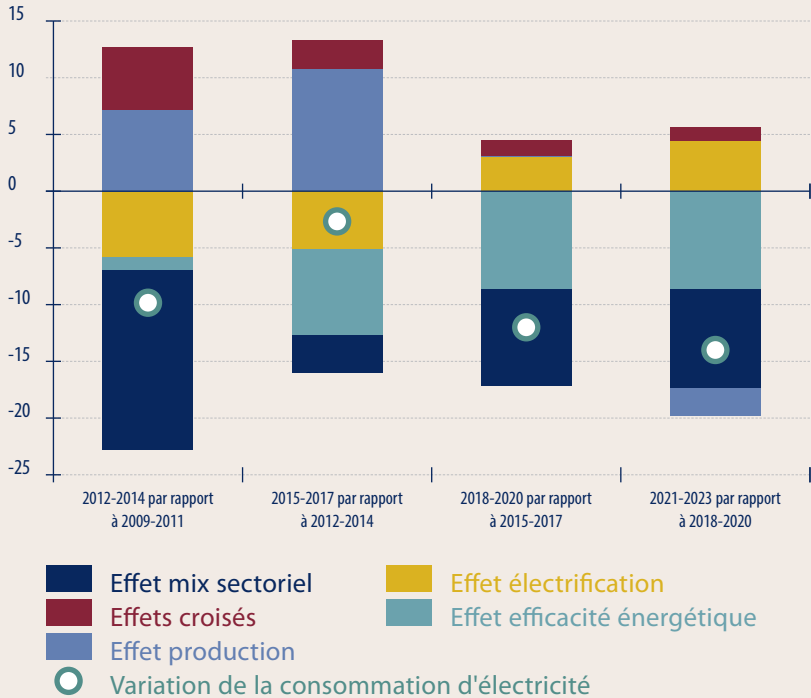
Or, les décisions industrielles se prennent dans des temporalités longues. Les équipements industriels ont une durée moyenne de renouvellement comprise entre dix et quinze ans. L'absence de décisions rapides d'électrification risque donc d'entraîner un verrouillage technologique durable des procédés industriels européens, au moment même où l'avantage électrique français pourrait devenir un facteur structurant de compétitivité.

La diversité des procédés, des usages thermiques et des profils de consommation implique cependant des potentiels d'électrification très différents selon les secteurs. L'industrie ne constitue pas un ensemble homogène face à l'énergie. Les structures de marché, les modalités de tarification des réseaux, les besoins en flexibilité, les courbes de charge ou encore les contraintes techniques propres à chaque site conduisent à des coûts finaux de l'électricité très variables d'un acteur à l'autre. Dès lors, **l'électrification industrielle ne peut être pensée uniquement comme une trajectoire technologique : elle dépend également du cadre économique, réglementaire et tarifaire dans lequel les industriels évoluent.**

Dans un contexte de fragilisation structurelle de l'approvisionnement européen en énergies importées, et face au différentiel persistant de coûts énergétiques qui pénalise l'industrie européenne vis-à-vis de ses concurrents américains et chinois, **cette note analyse les freins économiques et réglementaires à l'électrification industrielle en France.** Elle étudie en particulier les composantes du prix de l'électricité, les mécanismes de réseau et les signaux réglementaires qui structurent les décisions d'investissement des industriels. Enfin, elle propose plusieurs pistes concrètes pour transformer l'avantage électrique français en avantage compétitif effectif pour l'industrie.

Graphique n° 2 • Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle d'électricité depuis 2009

Variation de la consommation d'électricité en TWh



Source : Direction Générale des Entreprises¹⁰

¹⁰ Tournier, L. (2026). Théma 36. L'électrification de l'industrie : un enjeu de décarbonation et de compétitivité. Direction Générale des Entreprises (DGE), <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/Publications/2025/Th%C3%A9mas/thema-36-electrification.pdf>.

1 Le prix de l'électricité : composition et enjeux industriels

Dans la sphère publique, le discours autour du prix de l'électricité est souvent centré sur le prix de gros, et plus particulièrement sur le prix « spot », c'est-à-dire le prix formé sur les marchés journaliers. Or ce dernier ne représente qu'une fraction du prix final payé par l'utilisateur industriel.

Le prix de l'électricité se décompose en trois piliers :

- la fourniture (achat de l'énergie) ;
- le réseau (acheminement via les tarifs d'utilisation des réseaux publics, ou TURPE) ;
- la fiscalité (accise sur l'électricité et contributions diverses).

Chacune de ces composantes obéit à des logiques propres et a un impact inégal sur le prix final pour les différentes catégories d'acteurs. Les comprendre est un préalable indispensable avant d'identifier les leviers d'action.

1.1. LA FOURNITURE : UN MARCHÉ EN TRANSITION

Le prix de fourniture reflète le coût d'acquisition de l'électricité par le fournisseur ou, dans le cas de contrats directs, par le consommateur lui-même. Il intègre plusieurs sous-composantes : le prix de l'énergie achetée sur les marchés de gros (spot ou à terme), la marge commerciale du fournisseur, le coût des garanties de capacité et, le cas échéant, le coût des certificats d'économies d'énergie (CEE) que les fournisseurs, en tant qu'obligés, doivent financer. Ces certificats, destinés à contribuer à la transition énergétique, doivent être payés par tout fournisseur d'énergie en fonction du prix de l'énergie et du volume de vente.

Pour l'électricité, ces derniers ne s'appliquent que sur la part vendue aux ménages et au secteur tertiaire, n'ayant donc pas d'impact sur la facture électrique des industriels.

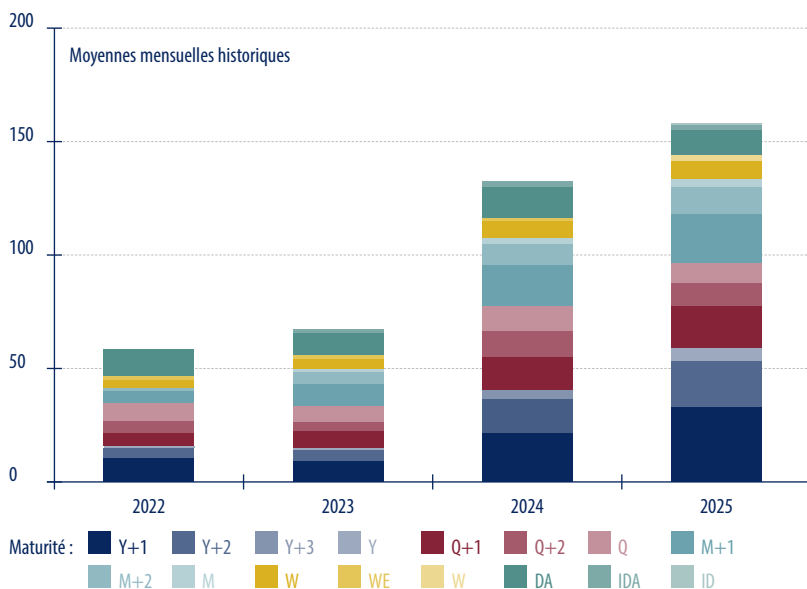
La définition du prix spot de l'électricité fonctionne selon le principe du *merit order* : les centrales de production sont appelées par ordre croissant de coût marginal, et **le prix de marché est fixé par la centrale marginale, c'est-à-dire la plus coûteuse parmi celles appelées pour satisfaire la demande**. En France comme dans le reste de l'Europe, cette centrale marginale reste souvent une centrale à gaz, ce qui **crée un lien structurel entre prix du gaz et prix de l'électricité**, même dans un système où plus de 95 % de la production est décarbonée. Néanmoins, la stabilité de la production nucléaire, combinée à une augmentation de la puissance renouvelable installée, réduit le recours au gaz pour satisfaire la demande et par conséquent tend à faire baisser sa part dans la fixation du prix marginal français. Les prix marginaux deviennent ainsi moins sensibles aux chocs gaziers internationaux, comme l'illustre la relative stabilité des prix spot français depuis le début de la crise d'Ormuz. Le gaz reste cependant la technologie majoritaire de fixation du prix de l'électricité en Europe.

Ce découplage progressif est un phénomène structurel lié à l'évolution du mix électrique. Plus la part d'énergies décarbonées à coût marginal faible (nucléaire existant, renouvelables) augmente dans le système, plus le nombre d'heures où le gaz fixe le prix marginal diminue. En France, ce phénomène est déjà perceptible : le prix spot moyen français s'est établi en 2025 à un niveau sensiblement inférieur à celui de l'Allemagne (60 contre 92 €/MWh), reflétant l'avantage d'un mix moins dépendant du gaz à forte composante nucléaire.

Le prix spot, c'est-à-dire le prix sur le marché à un instant T déterminé selon plusieurs temporalités à partir de 48h avant le moment de livraison afin de s'adapter au mieux à la demande (qui doit être à tout instant égale à la production) est au cœur de la définition du prix des autres produits existant sur le marché. Pour se prémunir de la volatilité du

prix spot, les acteurs peuvent se fournir sur un marché à terme, avec des produits scellant un contrat de fourniture d'électricité à différentes maturités. Ces contrats se structurent en deux types, **une base** et **un peak**, couvrant une consommation plus forte de 8 h à 20 h.

Graphique n° 3 • Volumes échangés sur les marchés de gros français par maturité (Volume en TWh)



Lecture : ID : marché continu intrajournalier ; IDA : enchères intrajournalières ; DA : couplage unique journalier (SDAC) ; D : produits à terme pour livraison sur un jour (D+1, D+2, etc.) ; WE : produits weekend ; W : produits pour livraison sur une semaine ; M : produits pour livraison sur un mois, au-delà de M+1 et M+2 ; Q : produits pour livraison sur un trimestre, au-delà de Q+1 et Q+2 ; Y : produits pour livraison sur une année, au-delà de Y+1, Y+2 et Y+3.

Source : Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), Bulletin trimestriel de l'activité des marchés de gros de l'électricité – 4^e trimestre 2025¹¹

¹¹ CRE (2026), Bulletin trimestriel de l'activité des marchés de gros de l'électricité – 4^e trimestre 2025, <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/bulletin-trimestriel-de-lactivite-des-marches-de-gros-de-lelectricite-4e-trimestre-2025.html>

Outre le prix de l'énergie, la composante fourniture intègre d'autres coûts. **Le mécanisme de capacité**, qui rémunère les **producteurs** et les **effaceurs** (consommateurs qui acceptent de réduire leur consommation lors des pointes) pour leur contribution à la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation, **représente un coût autour de 1 €/MWh**¹². Enfin, la **marge commerciale du fournisseur**, qui couvre ses coûts de gestion, de couverture de risque et de marge, varie significativement selon la taille du client.

Depuis le 1^{er} janvier 2026, le dispositif d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui permettait aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité nucléaire à 42 €/MWh, a été remplacé par le Versement Nucléaire Universel (VNU)¹³. Ce mécanisme 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 dans le cas de prix élevés de l'électricité sur une année donnée. Ce changement poursuit le cadre de libéralisation du marché de l'électricité en France, permettant la libre concurrence face à un acteur historiquement en monopole public, bénéficiant d'investissements historiques dans le nucléaire.

Parallèlement, dans le cadre de la réforme du marché européen de l'électricité¹⁴, EDF développe son offre de produits de long terme. D'après les annonces publiques, le groupe a conclu près de 14 Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN) pour près de 16 TWh annuels, avec notamment Aluminium Dunkerque, TotalEnergies, Arkema et Kem One¹⁵. **Ces contrats, d'une durée de plus de 10 ans, offrent une visibilité précieuse aux grands consommateurs.** Toutefois, leur accès **reste de facto réservé aux acteurs de très grande**

¹² Opera Energy (2026), *Mécanisme de capacité : principe, surcoût et impact sur la facture*, consulté le 05/05/2026, <https://opera-energie.com/cout-mecanisme-de-capacite/>.

¹³ Introduit dans la Loi de finances pour 2025, article 17.

¹⁴ Directive (UE) 2024/1711 et règlement (UE) 2024/1747.

¹⁵ Le Monde (27 mars 2026), *EDF et TotalEnergies signent un contrat d'allocation de production nucléaire de douze ans*, https://www.lemonde.fr/energies/article/2026/03/27/edf-et-totalenergies-signent-un-contrat-d-allocation-de-production-nucleaire-de-douze-ans_6674673_1653054.html.

taille, capables de négocier des volumes importants directement avec le producteur et de porter une part des risques associés à la production.

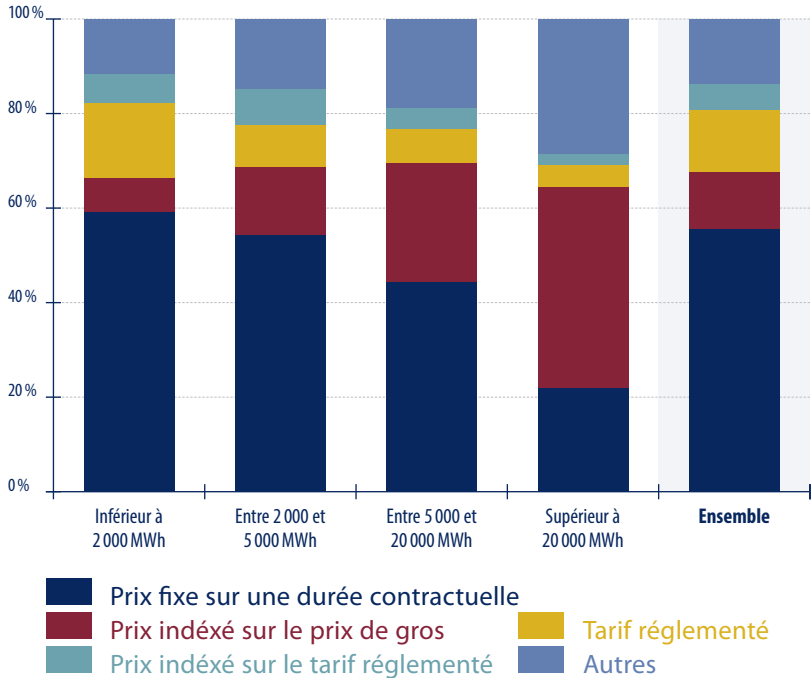
Les industriels peuvent par ailleurs se fournir directement chez un producteur d'électricité renouvelable, pour une partie de leur consommation, à travers un **Power Purchase Agreement (PPA)**. Ces contrats s'étendent selon plusieurs facteurs sur des **durées de 1 à 15 ans**, et avec des **profils de livraison différents**. Si l'adoption de ces nouveaux types de contrats reste relativement faible en France, du fait de prix de marché déjà comparativement bas et d'une électricité majoritairement décarbonée sur les marchés, ces derniers permettent tout de même aux industriels d'obtenir une certaine visibilité sur leur approvisionnement. Afin de bénéficier de ce type de contrat, la solidité de la contrepartie industrielle est essentielle, limitant donc ces rubans de fourniture à certains acteurs¹⁶.

Pour les établissements consommant moins de 5 GWh par an, la réalité est très différente. Les données de l'INSEE montrent que les **petits établissements industriels sont quasi-exclusivement approvisionnés sur le marché**, avec des contrats à prix fixe ou indexés de courte durée, autour de 3 ans. Or, un investissement industriel demande une prévisibilité à cinq, dix ou quinze ans selon la taille de l'entreprise et du projet d'électrification, indispensable pour construire un plan d'investissement robuste. Cette **prévisibilité fait défaut pour les acteurs qui ne disposent pas de la taille critique ou de la solidité financière pour accéder aux PPA, et encore moins aux CAPN**.

¹⁶ CRE (2025), Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et recommandations en faveur de leur développement, [https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-son-premier-observatoire-relatif-aux-contrats-dachat-delectricite-portant-sur-des-actifs-de-production-delectricite-renouvelable-ppa-situes-en-france-metropolitaine-continentale-et-formule-des-recommandations-en-faveur-de-leur-developpement.html#:~:text=Les%20PPA%20\(%C2%AB%20power%20purchase%20agreement,dehors%20de%20tout%20soutien%20public](https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-son-premier-observatoire-relatif-aux-contrats-dachat-delectricite-portant-sur-des-actifs-de-production-delectricite-renouvelable-ppa-situes-en-france-metropolitaine-continentale-et-formule-des-recommandations-en-faveur-de-leur-developpement.html#:~:text=Les%20PPA%20(%C2%AB%20power%20purchase%20agreement,dehors%20de%20tout%20soutien%20public).

Graphique n° 4 • Type de contrat d'électricité des établissements industriels en 2024 (selon le niveau de consommation des établissements)

En pourcentage



Source : Insee, Consommation d'énergie dans l'industrie, 2024¹⁷

¹⁷ Insee (2026), Consommation d'énergie dans l'industrie, 2024, <https://www.insee.fr/fr/statistiques/8739243#onglet-2>.

Enfin, la compensation des coûts indirects du carbone, qui indemne les grands consommateurs industriels sous le système européen d'échange de quotas (ETS) du surcoût de l'électricité lié au prix du carbone répercuté par les producteurs, peut réduire le coût effectif de fourniture jusqu'à près de 25 €/MWh pour les sites éligibles. Ce mécanisme, essentiel pour les hyper-électro-intensifs, ne bénéficie qu'à un nombre restreint de secteurs, même si l'élargissement du périmètre (chimie organique de base, matières plastiques, verre) a été validé par la Commission européenne en décembre 2025¹⁸.

1.2. LE RÉSEAU (TURPE)

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), rémunère les acteurs du réseau pour le transport et la distribution d'électricité. **Répercuté au consommateur en fonction de son assiette de consommation**, sa structure est complexe et repose sur plusieurs paramètres : **le niveau de raccordement au réseau** (HTB3, HTB2, HTB1 pour le réseau de transport géré par RTE ; HTA et BT pour le réseau de distribution géré par Enedis), **le profil de consommation** (longue utilisation, moyenne utilisation, courte utilisation) et **la répartition horosaisonnaire des soutirages** (heures de pointe, heures pleines et creuses, hiver et été).

Le **TURPE 7** traduit ces paramètres en **écarts considérables**. Un site raccordé en HTB3 paie un TURPE de l'ordre de 4,1 €/MWh ; un site en HTB2 longue utilisation environ 5,6 €/MWh ; un site en HTA longue utilisation environ 13 €/MWh, contre 19 €/MWh en courte utilisation ; et un site en BT longue utilisation environ 31,7 €/MWh. Ces coûts, qui reflètent le **principe du timbre-poste (Tarification indépendante de la distance parcourue par l'électricité consommée)**, créent une **première strate de différenciation entre les profils industriels**.

¹⁸ Tournier, L. (2026). Théma 36. L'électrification de l'industrie : un enjeu de décarbonation et de compétitivité. Direction Générale des Entreprises (DGE), Garder (DGE) et ajouter à la suite : <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/Publications/2025/Thémas/thema-36-electrification.pdf>

Le Code de l'énergie prévoit que les sites fortement consommateurs d'électricité, raccordés directement au réseau de transport et présentant un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique, peuvent bénéficier d'une réduction sur le TURPE¹⁹. Les taux de réduction varient de 5 % à 90 % selon le profil et le statut d'électro-intensité du site. Par exemple, un site hyper-électro-intensif avec un profil stable et plus de 8 000 heures d'utilisation peut obtenir un abattement de 90 %, réduisant son coût réseau à une fraction marginale de sa facture. En contrepartie, les bénéficiaires doivent élaborer un plan de performance énergétique sur une durée de cinq ans.

1.3. LA FISCALITÉ

La recodification de la fiscalité sur l'électricité depuis 2022 a simplifié la fiscalité électrique, qui ne repose aujourd'hui que sur l'accise, définie dans le Code des Impositions sur les Biens et Services (CIBS). Cette accise regroupe diverses taxes anciennement acquittées sur l'électricité, telles que la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) ou bien les taxes locales sur l'électricité.

À cela vient s'ajouter la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA), qui s'applique pour les vecteurs énergétiques à l'ensemble des composantes de prix, fiscalité incluse. Cette dernière, au taux normal de 20 %, ne s'applique cependant qu'aux consommateurs individuels. En effet, la TVA ne s'applique pas pour les achats, charges et immobilisations pour les entreprises. De même, les CEE ne s'appliquant que sur la part fournie aux ménages et au secteur tertiaire, ils ne sont pas répercutés sur la facture industrielle. Ainsi, la fiscalité sur l'électricité pour les industriels se concentre sur l'accise.

¹⁹ Code de l'énergie, Article L. 341-4-2, https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000042655674..

L'accise sur l'électricité est organisée selon une **grille de taux réduits en fonction du niveau d'électro-intensité du site**²⁰. Les sites hyper-électro-intensifs bénéficient du taux minimal de 0,5 €/MWh, tandis que les sites dont le ratio électro-intensité dépasse 0,5 % accèdent à des taux réduits, de 3 à 7,5 €/MWh. Le taux normal, applicable aux PME dépassant 250 kVA de puissance souscrite, s'établit à 26,4 €/MWh. Alors que l'accise avait été réduite au taux minimal pour une large portion d'acteurs lors de la crise de 2022, le PLF 2026 a rétabli une grille avec des réductions différenciées et échelonnées.

La fiscalité sur le gaz, un comparatif avec l'électricité.

Du côté du gaz naturel, le taux normal de l'accise est de 16,39 €/MWh, et les grands consommateurs soumis à l'ETS bénéficient d'un taux réduit de 1,52 €/MWh²¹. Les entreprises énérgo-intensives soumises à un risque de fuite carbone bénéficient d'un taux réduit à 1,60 €/MWh. Le paradoxe est frappant : **au taux normal, l'accise sur l'électricité dépasse celle du gaz de près de 10 €/MWh**, envoyant un signal contraire à l'objectif de décarbonation et d'électrification. Ce signal est d'autant plus pénalisant pour l'industrie diffuse (ETI et PME) qui ne bénéficie ni des taux réduits d'accise électrique ni des mécanismes d'abattement réseau, et qui est précisément le segment où l'arbitrage entre gaz et électricité se joue pour les procédés thermiques de basse température.

²⁰ Code des impositions sur les biens et services (CIBS), articles L. 312-68 à L. 312-78.

²¹ CIBS, articles L. 312-76 et L. 312-77 d'électrification.

1.4. PROFILS TYPES DE L'INDUSTRIE FRANÇAISE : UNE SEGMENTATION NÉCESSAIRE

Les trois composantes précédentes (fourniture, réseau, fiscalité) ne se combinent pas de la même manière selon les acteurs. Selon leurs profils, leur consommation, ou encore leur taille, les acteurs industriels s'acquittent sur leurs factures électriques de prix très différents. Afin de dessiner les contours du prix rendu site, c'est-à-dire le prix final payé par un site industriel pour son électricité, il convient de raisonner par profils types. Cette note en propose une définition à travers quatre critères :

- le niveau de consommation annuelle ;
- l'intensité électrique (kWh par euro de valeur ajoutée) ;
- le niveau de raccordement au réseau ;
- et le degré d'exposition à la concurrence internationale.

Cette segmentation nous permet **de proposer six profils, du plus électro-intensif au plus diffus**, dont les besoins et la sensibilité aux composantes du prix diffèrent radicalement. Ces profils types n'ont pas vocation à représenter une situation réelle spécifique, mais bien à donner une visibilité sur les différents mécanismes à l'œuvre dans la définition du prix rendu site dans l'industrie en France.

L'hyper-électro-intensif (HEI) regroupe les producteurs d'aluminium, de chlore et de certains métaux non ferreux. Consommant plus de 200 GWh par an, raccordés en HTB2 ou HTB3, leur viabilité économique se joue à 10€/MWh près. Ces producteurs font face à une compétition internationale rude et **leur survie en Europe dépend de l'accès à une électricité compétitive sur le long terme**. Le secteur de l'aluminium est ici particulièrement parlant, avec plus de 30 % des coûts de production imputables à la facture électrique du site, pour un prix de l'électricité à 30€/MWh. **Ces secteurs bénéficient d'un arsenal d'aides et de solutions de stabilisation large** : CAPN, abattement TURPE maximal, accise minimale, compensation des coûts indirects, contrats d'interruption.

L'électro-intensif (EI) rassemble la papeterie, la sidérurgie secondaire, certains segments de la chimie et le verre. Consommant entre 50 et 200 GWh par an, raccordés en HTB1 ou HTB2, ces sites font face à des enjeux de modernisation de leurs actifs et de remplacement de leurs fours. Ils bénéficient d'un abattement TURPE significatif et de taux d'accise réduits, mais **restent exposés à la volatilité du marché pour une partie de leur approvisionnement**. La technicité et l'unicité des procédés à l'œuvre rend complexe l'arbitrage entre le gaz et l'électricité.

L'ETI énergosensible recouvre l'agroalimentaire, la chimie de spécialité, certains producteurs de matériaux de construction. Consommant entre 10 et 50 GWh par an, raccordés en HTA sur le réseau de distribution Enedis, ces sites sont **pleinement exposés au marché dans l'ère post-ARENH**. Ils ne bénéficient généralement pas d'abattement TURPE et **paient l'accise à un taux intermédiaire**. C'est pour eux que l'arbitrage gaz/électricité est le plus sensible sur les procédés thermiques.

La PME industrielle (plasturgie, usinage, mécanique de précision) consomme entre 1 et 10 GWh par an, en HTA ou BT. Elle est confrontée au **plein tarif de réseau et de fiscalité**. Son enjeu principal est la maîtrise de la puissance souscrite et l'optimisation de sa courbe de charge.

L'artisanat et la petite industrie (boulangerie industrielle, petite métallurgie, ateliers de traitement de surface) consomme moins de 1 GWh par an en basse tension. Ces établissements **payent le tarif du TURPE et de l'accise à taux normal**, et sont plus sensibles aux variations de prix. Ils peuvent, sous certaines conditions, accéder aux tarifs réglementés de vente (TRV), permettant une certaine visibilité à moyen terme sur les prix de l'électricité.

Le grand datacenter, consommant plus de 50 GWh par an, est raccordé en haute tension au réseau de transport, HTB1 ou 2. Nativement électrique, son enjeu n'est pas celui de l'électrification mais de la croissance rapide d'une demande continue et peu flexible. Son profil

de consommation est stable, notamment pour le *cloud*. Il **bénéficie de coûts réseaux très faibles et, sous réserve de mise en place de dispositifs d'efficacité énergétique, d'un taux d'accise réduit**. Sa taille lui ouvre l'accès aux contrats de long terme (PPA, CAPN). RTE anticipe une accélération de la consommation du secteur d'ici 2035, à 21-32 TWh, ce qui en fait l'un des moteurs de croissance de la demande électrique française²².

Tableau n° 1 • Caractéristiques de chaque profil type au regard des composantes du prix et des instruments de politique énergétique auxquels ils ont accès

Profil	Consommation annuelle	Raccordement	CAPN/PPA	Abattement TURPE	Accise électricité	Compensation CO ₂ indirecte
HEI	>200 GWh	HTB2/3	Oui	80-90 %	0,50 €	Oui (~26 €)
EI intermédiaire	50-200 GWh	HTB1/2	Partiel	45-60 %	0,50-3 €	Selon secteur
ETI énergosensible	10-50 GWh	HTA (Enedis)	Non	Aucun	3-5,50 €	Non
PME industrielle	1-10 GWh	HTA/BT	Non	Aucun	7,50-26,40 €	Non
Artisanat	< 1 GWh	BT	Non (TRV)	Aucun	26,40 €	Non
Datacenter	>50 GWh	HTB1/2	Oui	80-90 %	10-20 €	Non

Source : auteur, à partir de CIBS²³, CRE (TURPE 7)²⁴, Code de l'Énergie²⁵ (art. L. 341-4-2), lignes directrices européennes sur la compensation des coûts indirects, valeurs d'accise en €/MWh.

²² RTE (2025), Bilan Prévisionnel 2025, <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/bilans-previsionnels#Lebilanprevisionnel20252035>.

²³ Code des impositions sur les biens et services, articles L. 312-18 à L. 312-87.

²⁴ Délibération n° 2025-77 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB) et Délibération n° 2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT).

²⁵ Code de l'Énergie, article L. 341-4-2, https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000042655674.

De par leurs caractéristiques techniques, leur contribution à la stabilité du système, leur profil de consommation ou encore leur exposition à la concurrence, les sites industriels ont ainsi un accès à l'électricité à des prix variables et différenciés. Si la question d'un prix compétitif de l'électricité reste centrale pour les grands consommateurs, elle le devient aussi pour des catégories moins consommatrices, dans l'arbitrage entre les vecteurs gazier et électrique. C'est par ailleurs dans cette catégorie intermédiaire que se situe l'essentiel du potentiel d'électrification immédiatement activable, sur des procédés thermiques de basse et moyenne température.

Dans un contexte d'accélération du marché carbone européen et de contrainte à la consommation d'énergie fossile, l'avantage compétitif d'un vecteur par rapport à l'autre sur le long terme est clé : si le passage à l'électricité coûte plus cher que la poursuite du gaz augmenté du prix du carbone, l'arbitrage se fera en faveur de ce dernier.

1.5. LE PRIX RENDU SITE PAR PROFIL TYPE

Afin de mieux illustrer le propos, **il est possible d'estimer, avec les informations disponibles, le prix rendu site de ces profils types théoriques**. Le tableau ci-dessous synthétise ces prix par type de consommateur industriel, sur la base des données de marché et des grilles tarifaires et fiscales en vigueur début 2026. Ces prix sont théoriques et représentent une moyenne des prix rendus sites. Leur application à un cas spécifique nécessiterait toutefois de prendre en compte la courbe de charge (l'évolution de la consommation d'énergie pendant une durée), tant journalière que saisonnière.

Tableau n° 2 • Estimation du prix rendu site payé
par chaque profil type

Composante (€/MWh)	Datacenter	HEI	EI	ETI-ES	PME	Artisan
Fourniture	54-60	54-60	58-62	61-65	64-65	120
Réseau (TURPE)	0,4	0,8	3,3	12,0	31,6	Intégré au tarif fixe
Fiscalité (accise)	10,0	0,5	0,5-3,0	3,0-5,5	5,5-26,4	26,4
Compensation CO ₂ indirect	–	-10;-25	0;-10	–	–	–
Total rendu site	65-70	30-50	52-68	76-82	100-125	>146

Sources : estimations de l'auteur à partir des données EEX²⁶, CRE (TURPE 7), CIBS, Agence de Services et de Paiements²⁷, Opera Énergie²⁸, Tarif Jaune²⁹.
Toutes les valeurs sont exprimées en €/MWh.

Trois enseignements ressortent de cette synthèse :

- **le prix rendu site varie d'un facteur un à cinq entre les différents profils;**
- **les profils au prix le plus bas sont ceux qui dépendent déjà aujourd'hui le plus de l'électricité dans leur structure de coûts, et donc déjà en partie électrifiés;**
- **une part importante des usages électrifiables se trouve aujourd'hui dans les profils les moins directement exposés au prix, moins individuellement structurants pour la stabilité du système et moins sensibles à l'intrant énergétique dans la concurrence internationale si elle est présente dans le secteur.**

²⁶ European Energy Exchange (EEX), Market data Hub, consulté en mars 2026, <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>.

²⁷ ASP, Compensation carbone – compensation des coûts indirects, consulté en mars 2026, <https://www.asp.gouv.fr/aides/compensation-carbone-compensation-des-couts-indirects>.

²⁸ Opera énergie, Mécanisme de capacité : principe, surcoût et impact sur la facture, consulté en avril 2026, <https://opera-energie.com/cout-mecanisme-de-capacite/>.

²⁹ Décision du 28 janvier 2026 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale.

2 Faire basculer les usages : des consommations techniquement plus simples à électrifier

L'électricité représente aujourd'hui 36 % de la consommation énergétique de l'industrie française, contre 48 % pour les énergies fossiles³⁰. La chaleur industrielle constitue le principal usage énergétique du secteur et la première source d'émissions de CO₂. Or, l'électricité pourrait assurer jusqu'à 70 % des besoins énergétiques industriels d'ici 2050, permettant une réduction de 81 % des émissions du secteur³¹. Certaines estimations estiment que **90 % de la demande de chaleur industrielle encore non électrifiée en Europe pourrait l'être d'ici 2035 grâce aux technologies disponibles ou en cours de maturation** (pompe à chaleur industrielle, par exemple)³².

Il est important ici de distinguer les différents usages de l'énergie dans l'industrie. Si la chaleur en constitue le principal usage et la première source d'émissions, l'énergie est aussi utilisée pour des usages mécaniques, qui ne sont pas pris en compte dans cette note. Enfin, certaines industries, telles que la chimie, utilisent le gaz non pas comme source d'énergie, mais pour ses propriétés physico-chimiques.

Alors que l'Europe fait face à des prix de l'énergie structurellement plus élevés que ses concurrents internationaux, l'électrification de l'industrie peut devenir un facteur d'avantage compétitif. L'Europe, et la France en

³⁰ Tournier, L. (2026). Théma 36. L'électrification de l'industrie : un enjeu de décarbonation et de compétitivité. Direction Générale des Entreprises (DGE).

³¹ Ademe (2025). Avis de l'ADEME — L'électrification des procédés industriels, <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/8164-L-electrification-des-procedes-industriels.html>.

³² Fraunhofer ISI (2024): Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU. Study on behalf of Agora Industry, <https://www.agora-industry.org/publications/direct-electrification-of-industrial-process-heat>. Si cette étude ne prend en compte que la maturité technologique des procédés et non leur compétitivité économique, elle donne à voir un vaste potentiel pour l'électrification.

particulier, fortes d'un mix électrique largement décarboné, d'un prix compétitif, et d'un marché du carbone développé combiné au mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, ont ainsi un intérêt renouvelé à une électrification des procédés pour lesquels les technologies existent³³.

Les plans de transition sectoriels (PTS) élaborés par l'ADEME³⁴ en concertation avec les filières les plus consommatrices d'énergie (acier, aluminium, ciment, chimie, verre, papier-carton, sucre) fournissent des trajectoires de décarbonation détaillées pour chacun de ces secteurs. **Ces PTS confirment que l'électrification, directe ou indirecte, constitue le premier levier de décarbonation dans la quasi-totalité des cas, dès lors que le prix de l'électricité est compétitif face au prix du gaz augmenté du coût du carbone.**

2.1. POUR LES INDUSTRIES UTILISANT DE LA CHALEUR BASSE TEMPÉRATURE (<150 °C) : UN BASCULEMENT TECHNIQUEMENT RÉALISABLE

Le segment de la chaleur basse température représente environ 60 % du potentiel d'électrification identifié par l'ADEME, avec un potentiel technique immédiat évalué à 42 TWh en France grâce aux technologies déjà disponibles³⁵. Il cible en priorité les ETI énergosensibles et les PME industrielles, dans des secteurs tels que l'agroalimentaire (pasteurisation, séchage, évaporation), la papeterie (séchage, encollage), la chimie fine (distillation, réactions exothermiques) et le textile.

³³ *Strategic Perspectives. 2025. Boosting electrification in Europe. Paris, <https://strategicperspectives.eu/boosting-electrification-in-europe/>.*

³⁴ *Ademe (11 décembre 2025) Plans de transition sectoriels pour l'industrie lourde, <https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/conseils/industrie/decarbonation/plans-transition-sectoriels>.*

³⁵ *Ademe (2025), Avis de l'ADEME – L'électrification des procédés industriels.*

Les technologies clés de ce segment sont les pompes à chaleur (PAC) industrielles et la compression mécanique de vapeur (CMV). Les PAC offrent des coefficients de performance (COP) de 3 à 4, ce qui signifie qu'elles restituent trois à quatre unités de chaleur pour une unité d'électricité consommée, permettant une économie d'énergie finale pouvant atteindre 75 % par rapport au gaz. 1 MWh d'électricité fournit autant de chaleur utile que 3 MWh de gaz, ce qui inverse le ratio économique. Pour les procédés en dessous de 80 °C, les PAC industrielles sont d'ores et déjà économiquement viables, même lorsque le prix de l'électricité est supérieur à celui du gaz³⁶. Pour les procédés entre 80 et 150 °C, la **rentabilité requiert un ratio prix électricité/gaz inférieur à deux**. Le principal frein à l'électrification de ce segment n'est donc pas technologique mais économique. **Il tient à l'arbitrage gaz/électricité tel qu'il se présente au taux normal de fiscalité**. Dans le secteur agro-alimentaire par exemple, les besoins en chaleur sont majoritairement concentrés en dessous de 150 °C (pasteurisation, stérilisation, séchage, évaporation). **La grande majorité des sites sont raccordés au réseau de distribution Enedis, ce qui les exclut de l'abattement TURPE et renforce ce différentiel de compétitivité entre l'électricité et les autres sources d'énergie**.

La papeterie présente un cas similaire : la production de vapeur pour le séchage constitue le principal usage énergétique, largement assuré par des chaudières à gaz ou à biomasse. Le passage à la CMV ou aux chaudières électriques offre des gains d'efficacité énergétique significatifs mais se heurte au différentiel de prix entre électricité et biomasse, cette dernière étant souvent un sous-produit du procédé industriel. Prioriser cette ressource aux usages pour lesquels les alternatives de décarbonation sont inexistantes ou limitées permet de décider des arbitrages.

³⁶ Agora Industry, Agora Energiewende, Fraunhofer ISI, ECCO Think Tank and Reform Institute (2026): *The business case for electrifying industrial heat. Evidence from selected EU Member States*, <https://www.agora-industry.org/publications/the-business-case-for-electrifying-industrial-heat>.

2.2. POUR LES INDUSTRIES AYANT BESOIN DE CHALEUR MOYENNE TEMPÉRATURE (150 °C À 1 000 °C) : UNE ÉLECTRIFICATION QUI PEUT ÊTRE COMPÉTITIVE

Le segment des températures moyennes concerne les électro-intensifs de rang intermédiaire pour des procédés de cuisson, de séchage et de préchauffage. **La technologie dominante est le chauffage résistif, dont la compétitivité dépend directement du différentiel de prix entre électricité et gaz, et de la tarification du carbone.** Ces équipements présentent un avantage systémique majeur du fait de leur pilotabilité. Facilement modulables, ils permettent de flexibiliser la consommation énergétique pour absorber les surplus de production renouvelable, en particulier solaire, en consommant lors des heures à bas prix.

Dans des industries telles que la **sidérurgie secondaire**, l'électrification à travers les fours à induction présente des coûts de fonctionnement compétitifs, avec cependant des coûts d'investissement plus élevés. Par ailleurs, ces derniers sont aujourd'hui limités en température et en taille, ce qui ne répond pas à l'ensemble des besoins de la filière.

2.3. POUR LES INDUSTRIES LOURDES À HAUTE TEMPÉRATURE (>1 000 °C) : RUPTURES TECHNOLOGIQUES ET ÉLECTRIFICATION INDIRECTE

Le domaine des hautes températures s'adresse aux hyper-électro-intensifs et aux industries de procédé : sidérurgie, ciment, verre, aluminium. Les technologies requises sont spécifiques à chaque industrie, avec une complexité technique associée.

La sidérurgie constitue le cas le plus emblématique. Pour l'acier primaire, les hauts fourneaux, responsables de 85 % des émissions du secteur³⁷, sont progressivement remplacés par la filière DRI-hydrogène-four à arc électrique. Ce basculement représente un changement massif de la demande énergétique des sites : d'une consommation de coke et de charbon, on passe à une consommation d'électricité et d'hydrogène, idéalement lui-même produit par électrolyse. L'acier secondaire, lui, peut être produit à partir de fours à arc électriques. Ces opérations portent un coût important et nécessitent des marchés pilotes pour la production d'acier vert, plus coûteux, afin d'assurer des débouchés à la production.

Le secteur du ciment illustre un paradoxe singulier. La décarbonation du secteur repose principalement sur le captage et stockage du CO₂ (CCS), une technologie extrêmement consommatrice d'électricité : la consommation d'un site cimentier peut tripler après installation d'une unité de captage³⁸. Or, le CCS n'est rentable que si le prix du CO₂ est suffisamment élevé, de l'ordre de 150 € la tonne en estimation basse³⁹. Mais ce même prix du carbone, en augmentant le coût de l'électricité via les coûts indirects répercutés sur le prix de gros, renchérit l'OPEX du captage.

Pour nombre d'industries énérgo-intensives avec des procédés de haute température, **l'électrification indirecte par l'hydrogène vert** constitue un vecteur complémentaire pour les procédés où l'électrification directe n'est pas techniquement possible ou économiquement pertinente. Ce vecteur multiplie la demande électrique par un facteur

³⁷ ADEME (2024), Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'acier, <https://bibliothèque.ademe.fr/changement-climatique/7151-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-de-l-acier-en-france-9791029722950.html>.

³⁸ Conseil national de l'industrie (2023), Feuille de route de décarbonation de la filière ciment, <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/Priorites-et-actions/Transition-ecologique/feuille-de-route-ciment.pdf>.

³⁹ Agora Industry, Oko Institut (2026), Deploying carbon capture and storage (CCS) for climate neutrality, <https://www.agora-industry.org/publications/deploying-carbon-capture-and-storage-for-climate-neutrality#downloads>.

lié au rendement de l'électrolyse, ce qui renforce la nécessité d'un accès à une électricité abondante, compétitive et décarbonée.

Le verre et l'aluminium présentent des défis spécifiques liés à la qualité du produit et à la densité énergétique requise. Dans le verre, le passage au « tout électrique » se heurte à des enjeux de contrôle thermique qui affectent la qualité du produit fini, ce qui conduit la filière à privilégier des solutions hybrides (combinaison gaz/électrique) comme étapes de transition. L'aluminium représente un cas de très forte d'électro-intensité, l'électricité représentant plus de 30% du coût de production. Pour ce secteur, la question n'est pas celle de l'électrification (déjà réalisée) mais celle du niveau et de la **visibilité à long terme du prix de l'électricité**. La compétitivité se joue à 10€/MWh près face aux producteurs internationaux profitant de prix extrêmement bas.

2.4. DIFFÉRENTES OPPORTUNITÉS POUR L'UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ

L'analyse des gisements par niveau de température nous permet de révéler **une dualité des potentiels d'électrification industrielle**. D'un côté, **une électrification diffuse**, ciblant les ETI et PME de l'agroalimentaire, de la chimie fine, de la papeterie et du textile, sur des procédés à basse température avec des technologies matures (PAC, CMV, chaudières électriques). Ce gisement est le plus **immédiatement activable**, mais il est aussi **le plus sensible aux conditions économiques**.

De l'autre côté, **une électrification concentrée**, ciblant les grands sites de l'industrie lourde (sidérurgie, ciment, chimie de base, aluminium) sur des procédés à haute température ou à travers l'hydrogène vert. Ce gisement est **plus capitalistique**, requiert des investissements de rupture et **des volumes d'électricité massifs à des prix très bas**. Il est aussi géographiquement **concentré autour des grands pôles**

industriels existants (Dunkerque, Fos-sur-Mer, Le Havre, vallée de la chimie lyonnaise) et **conditionné par la capacité du réseau de transport**.

Ces deux dimensions appellent des **réponses politiques différenciées**. Pour l'industrie diffuse, les leviers prioritaires sont la fiscalité, le réseau et l'accès à des contrats de fourniture adaptés. Pour l'industrie concentrée, les enjeux portent sur la planification réseau, le financement des investissements de décarbonation.

L'analyse des composantes du prix et des gisements d'électrification fait apparaître un **décalage entre l'offre abondante d'électricité décarbonée et une demande industrielle qui reste stable**. Sans en être l'unique déterminant, une action sur les trois composantes du prix (fiscalité, réseau, fourniture), sur les conditions d'accès au réseau, et sur la stabilité du prix et de la régulation peut faciliter une électrification des usages.

L'accès à une électricité à un prix stable et prévisible sur le long terme est un des points centraux de la conversion des procédés industriels vers l'électricité, et de la compétitivité du pays. La crise de 2022 a durablement érodé la confiance des acteurs économiques envers le vecteur électrique, du fait de la très forte corrélation des prix de l'électricité avec ceux du gaz. Si cette situation ne se répète pas dans le contexte actuel, la prévisibilité des niveaux de prix sur le long terme reste un sujet bloquant pour l'électrification des procédés. Pour illustrer l'incertitude qui pèse sur le prix de l'électricité, prenons l'exemple de la cloche solaire. Cette dernière fait aujourd'hui baisser les prix entre 12h et 17h du fait de la forte production photovoltaïque. Si cette cloche est amenée à se maintenir voire s'accroître dans les prochaines années, la situation sur le long terme reste incertaine, et la continuité des prix bas sur cette tranche horaire dépendra fortement du déploiement de batteries stationnaires sur le réseau, de l'adoption des moyens de flexibilité par les différents acteurs du système, qui absorbent le surplus électrique à bas coûts et lisseront donc le prix de l'électricité sur une journée.

Recommandation 1

Garantir la stabilité du cadre réglementaire de l'électrification industrielle via un cadre pluriannuel.

L'instabilité des dispositifs publics constitue un frein majeur à l'investissement. Les variations régulières des taux d'accise, des abattements de TURPE ou des mécanismes de compensation des coûts indirects du carbone alimentent une incertitude qui pèse davantage sur les décisions d'investissement des entreprises que le niveau des prix en tant que tel.

En effet, les investissements industriels s'inscrivent sur des horizons de dix à quinze ans. Cette temporalité est incompatible avec un cadre réglementaire susceptible d'évoluer au gré des lois de finances ou des alternances politiques.

Il est donc **nécessaire d'inscrire les principaux leviers de soutien à l'électrification** (fiscalité énergétique, tarification du réseau, dispositifs de compensation) **dans un cadre pluriannuel, lisible et crédible, reposant sur des engagements transpartisans**. Ce dernier doit venir compléter la programmation pluriannuelle de l'énergie, aujourd'hui centrée sur l'offre, afin de donner de la visibilité aux consommateurs.

À défaut, le risque perçu par les industriels continuera de freiner les décisions d'investissement, y compris dans un contexte de prix de l'électricité favorable. Alors que de nombreux travaux se penchent actuellement sur l'électrification de l'industrie⁴⁰, engager une feuille de route claire est essentiel pour l'électrification des procédés industriels.

⁴⁰ Schellenberger R. (2026), *Rapport d'étape de la mission sur l'identification et la levée des freins à l'électrification de l'industrie*.

AXE 1 • ALIGNER LES SIGNAUX ÉCONOMIQUES ET RÉGLEMENTAIRES, UNE STRATÉGIE DE LONG TERME POUR L'ÉLECTRIFICATION

Recommandation 2

Stabiliser les prix sur la durée pour une majorité d'acteurs.

Créer les conditions de prévisibilité nécessaires pour les industriels, tant sur les coûts que sur les régulations en vigueur est ainsi essentiel. Les dispositifs de marché aujourd'hui en vigueur se centrent sur les plus gros industriels, notamment du fait des collatéraux nécessaires aux producteurs d'énergie bas carbone. Les premiers CAPN signés par EDF couvrent essentiellement des volumes massifs négociés avec de très grands consommateurs.

Les décisions d'électrification industrielle reposent sur une visibilité de long terme que le fonctionnement actuel du marché de l'électricité ne garantit pas à la majorité des entreprises.

Aujourd'hui, les contrats sécurisant un prix sur 10 à 15 ans, tels que les PPA ou les contrats nucléaires de long terme, restent largement réservés aux grands consommateurs capables de porter des volumes importants et des risques associés. À l'inverse, les ETI et PME industrielles demeurent exposées à des contrats courts et volatils, incompatibles avec leurs cycles d'investissement.

Côté industriels, l'engagement sur le long terme en période de prix bas doit aussi être assuré afin de favoriser la mise en place de contrats de long terme. La contractualisation de PPA a en effet observé un pic en 2023, au sortir de la période de plus forte tension sur les prix spot et

forward de l'électricité de la crise de 2022⁴¹. Si le PPA protège par définition le consommateur en période de prix hauts, il se doit par corollaire de protéger le producteur en période de prix bas, afin de dérisquer la rentabilité de ses actifs. À un prix compétitif, les industriels doivent valoriser la protection et la stabilité de long terme offerte par ce type de mécanisme face à des prix spots relativement faibles sur une période n mais incertains à la période $n+1$.

Pour stabiliser les prix, l'idée d'un **CfD tripartite État-industriel-producteur d'énergie renouvelable** est souvent évoquée dans l'industrie, garantissant un prix de l'électricité prédéfini sur certaines heures (typiquement les heures de surplus renouvelable), offrant un débouché aux producteurs d'énergies renouvelables et une visibilité à l'industriel, tout en limitant l'engagement financier de l'État au différentiel entre le prix de marché et le strike price du mécanisme. L'État prend à sa charge le risque. Appliqué sur certaines heures, ce CfD pourrait aussi contribuer à la flexibilité, en offrant aux sites disposant d'une capacité de stockage thermique ou d'une flexibilité de procédé, la capacité de concentrer leur consommation sur les heures de surplus à bas coût. L'industriel obtient un coût d'électricité compétitif, le producteur renouvelable sécurise un débouché, et le système électrique bénéficie d'une demande flexible qui absorbe les surplus.

De la différence de temporalité résulte un paradoxe : une électricité abondante et relativement compétitive en France, mais inaccessible dans des conditions suffisamment prévisibles pour déclencher les décisions d'électrification.

⁴¹ CRE (2025), *Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et recommandations en faveur de leur développement*,

Pour lever ce verrou, il convient de **démocratiser l'accès aux instruments de stabilisation du prix de l'électricité en développant :**

- **des mécanismes de mutualisation de la demande** (agrégateurs, achats groupés à l'échelle sectorielle ou territoriale) ;
- **des PPA standardisés accessibles aux acteurs de taille intermédiaire ;**
- pour les profils les plus exposés, **des contrats pour différence (CfD) tripartites entre l'État, le producteur et l'industriel**, permettant de sécuriser un prix de référence sur une partie de la consommation.

L'objectif n'est pas de subventionner durablement le prix de l'électricité, mais de permettre sa stabilisation sur un horizon compatible avec les décisions industrielles, condition indispensable à l'accélération de l'électrification des procédés.

Recommandation 3

Organiser la capture d'effets d'aubaine par les signaux de prix.

La structure de la production d'électricité décarbonée, en partie intermittente, donne lieu à de fortes variations du prix spot sur le court terme. La stabilité sur le long terme ne doit ainsi pas priver les acteurs des effets d'aubaine sur le court terme, mais au contraire encourager la flexibilité pour intégrer ces prix compétitifs.

L'électrification industrielle ne dépend pas uniquement du niveau du prix de l'électricité, mais aussi de sa structure dans le temps. Or, les signaux actuels ne reflètent que partiellement les conditions réelles du système électrique, limitant les incitations à adapter la consommation aux périodes d'abondance et de prix bas.

Il est donc nécessaire de **faire évoluer les mécanismes de marché et de tarification afin de mieux transmettre les variations infra-journalières des coûts de production aux consommateurs finaux.**

- Le développement de plages tarifaires différenciées (heures creuses renforcées, voire « heures super-creuses ») ;
- combiné à une adaptation du TURPE et des offres de fourniture, permettrait d'encourager les stratégies de flexibilité (pilotage de la charge, stockage thermique, effacement).

Cette évolution améliorerait mécaniquement le modèle économique de l'électrification, sans recours systématique à la subvention.

La flexibilité permet d'utiliser l'électricité au moment où elle est abondante et peu chère, améliorant le business case de l'électrification sans aide publique directe. Plusieurs leviers sont mobilisés ou mobilisables : le pilotage de la charge (utilisation de l'inertie thermique des fours pour s'effacer lors des pointes), le stockage thermique (couplage chaudières électriques / ballons de stockage pour transformer l'électron en chaleur pilotable), et l'effacement dans le cadre du mécanisme de capacité. Une mise à jour de la structuration des produits de marché, l'amplification par la CRE des heures creuses voire la création d'heures super-creuses dans le mécanisme du TURPE sont des mécanismes nécessaires, afin de répercuter les prix faible sur les marché de gros dans le prix rendu site pour le consommateur.

Recommandation 4

Diminuer le poids de la fiscalité sur l'électricité.

Toute logique de mise en œuvre d'un signal-prix favorable à l'électricité et donc à l'électrification des procédés industriels ne peut produire pleinement ses effets sans un **rééquilibrage de la fiscalité énergétique entre gaz et électricité**. Aujourd'hui, l'écart d'accise envoie un signal défavorable à l'électrification, en particulier pour l'industrie diffuse qui ne bénéficie ni des taux réduits ni des abattements de réseau. La solution la plus directe consiste à abaisser l'accise sur l'électricité au niveau de celle du gaz pour les acteurs aujourd'hui soumis au taux normal. Le coût budgétaire d'une telle mesure peut être estimé, sur un périmètre de 20 à 30 TWh⁴² correspondant à la petite industrie, à environ 200 à 300 millions d'euros annuels⁴³. Cet ordre de grandeur n'est pas neutre dans le contexte actuel des finances publiques et impose d'identifier des recettes de compensation. Deux voies de financement peuvent être envisagées, qui présentent chacune des contraintes politiques substantielles.

⁴² SDES (Octobre 2025), *Consommation finale d'énergie par secteur (PEFA)*, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-finale-denergie-par-secteur-pefa?rubrique=20&dossier=171>.

⁴³ À titre indicatif, l'écart entre le taux normal d'accise sur l'électricité (26,35 €/MWh) et celui appliqué au gaz naturel (16,39 €/MWh) est d'environ 10 €/MWh. Appliqué à un périmètre estimé de 20 à 30 TWh de consommation annuelle d'électricité correspondant à l'industrie diffuse aujourd'hui soumise au taux normal, cela représente un coût budgétaire compris entre 200 et 300 millions d'euros par an (20-30 millions de MWh × ~10 €/MWh).

a. Une première solution : flécher une partie des recettes de l'ETS 2

L'extension du marché européen du carbone aux secteurs du bâtiment, du transport routier et de la petite industrie (ETS 2 44), adoptée en 2023, constitue la source de financement structurellement la plus cohérente avec l'objectif d'électrification. La logique économique en est immédiate : prélever sur la consommation d'énergies fossiles dans les secteurs nouvellement soumis à un marché du carbone pour financer l'attractivité de l'électricité dans les mêmes secteurs revient à accentuer l'utilisation du signal-prix en levier de basculement.

Les recettes attendues sont substantielles : les estimations situent les revenus totaux de l'ETS 2 à plus de 300 milliards d'euros à l'échelle de l'Union d'ici 2030⁴⁵. La France percevrait 16 % de ce total, soit un ordre de grandeur de 8 à 14 milliards d'euros annuels. Même en prenant en compte l'obligation d'affecter une partie de ces recettes au Fonds Social pour le Climat (FSC), la marge dégagée pour orienter une fraction vers la baisse de l'accise sur l'électricité dépasserait très largement le coût budgétaire de la mesure proposée.

Cette voie se heurte toutefois à un blocage majeur. La directive ETS 2 n'a, à ce jour, pas été transposée en droit français. La France fait aujourd'hui partie des trois seuls États membres n'ayant procédé à aucune transposition, au côté de la Hongrie et de l'Estonie. D'autres pays se sont engagés dans des transpositions partielles, et appellent à repousser la date d'entrée en vigueur du mécanisme à 2030 (la Roumanie a fait approuver une entrée en vigueur en 2031)⁴⁶.

⁴⁴ Commission Européenne (n.d). ETS 2 : Bâtiments, transports routiers et autres secteurs, consulté en mai 2026, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en?prefLang=fr&etrans=fr.

⁴⁵ T&E (2025). How to turn ETS2 implementation into a success, https://uploads.transportenvironment.org/production/files/ETS2_implementation_report.pdf.

⁴⁶ IETA (october 2025), ETS2 Tracker, consulté le 13/05/2026, <https://www.ieta.org/ets2-tracker>.

Les raisons de ce blocage français sont essentiellement politiques. L'héritage du mouvement des Gilets jaunes en 2018, déclenché précisément par une hausse de la composante carbone des accises sur les carburants, continue de structurer le débat public. La contribution climat énergie est d'ailleurs gelée depuis cette date à 44,6€/tCO₂. L'instabilité gouvernementale des années 2024-2025 et l'absence de majorité claire à l'Assemblée nationale ont par ailleurs interdit toute négociation parlementaire susceptible d'aboutir. Ayant déjà une taxe carbone dans sa fiscalité énergétique, la France serait pourtant moins impactée dans les premières années du dispositif, si le prix du carbone se maintient à un prix moyen.

Par ailleurs, les recettes ETS font déjà l'objet de nombreuses sollicitations budgétaires et financent une part croissante des politiques climatiques, industrielles et sociales. Le ministère des Finances demeure traditionnellement réticent à toute logique d'affectation stricte de recettes fiscales afin de préserver la flexibilité budgétaire de l'État. Enfin, même si l'électricité française est largement décarbonée, il serait normal de considérer que les recettes carbone devraient prioritairement financer l'investissement bas-carbone plutôt que des réductions de fiscalité énergétique.

Engager la transposition de la directive ETS 2, et inscrire au sein de la loi de transposition l'affectation d'une part fixe et pluriannuelle des recettes à la baisse de l'accise sur l'électricité pour les acteurs industriels soumis aujourd'hui au taux normal. Cette part s'ajouterait à l'affectation au Fonds Social pour le Climat et aux usages climatiques prévus par la directive.

b. Une seconde solution : le cliquet fiscal gazier

À défaut de transposition de l'ETS 2 dans des délais utiles, un mécanisme alternatif peut être mobilisé sur le plan strictement national : un cliquet fiscal sur le gaz naturel, reposant sur une accise semi-flottante. Ce dispositif fonctionnerait de manière contracyclique : lorsque les prix de marché du gaz fossile baissent, l'accise augmente afin de maintenir un signal-prix carbone cohérent avec les objectifs de décarbonation ; inversement, en cas de prix élevés, la fiscalité n'accroît pas la contrainte sur les utilisateurs. Les recettes générées financeraient une baisse ciblée de l'accise sur l'électricité pour les acteurs aujourd'hui soumis aux taux les plus élevés.

Cette voie comporte toutefois **deux risques significatifs**. Le premier est **budgétaire** : si les prix de marché du gaz se maintiennent durablement à des niveaux élevés, le cliquet ne se déclencherait pas et ne générerait pas les recettes nécessaires au financement de la baisse de l'accise électrique. Le second est **politique** : un alourdissement, même conditionnel, de la fiscalité gazière exposerait les pouvoirs publics à l'opposition des utilisateurs résidentiels et industriels du gaz et des acteurs de la filière. Si le caractère contracyclique du mécanisme atténue ce risque, en limitant la hausse aux périodes de prix bas, il ne le supprime pas : les acteurs concernés soulignent une surcharge fiscale dans une situation où les investissements nécessaires à l'électrification sont lourds, et les verrouillages technologiques contraignants. La conception d'un tel dispositif doit par ailleurs intégrer une clause d'extinction conditionnelle, indexée sur l'entrée en vigueur effective de l'ETS 2, afin d'éviter une superposition inefficace des instruments carbone.

Introduire en loi de finances un mécanisme d'accise semi-flot-tante sur le gaz naturel, déclenchée lorsque le prix de marché du gaz passe sous un seuil défini (par exemple 25 €/MWh). Maintenir les taux réduits existants pour les industries intensives soumises à l'ETS 1 afin de préserver la compétitivité des secteurs les plus exposés. Affecter intégralement les recettes générées à la baisse de l'accise sur l'électricité, et prévoir une clause d'extinction automatique à l'entrée en vigueur de l'ETS 2 en droit français.

Aucune des deux solutions n'est aisée à porter politiquement. La transposition de l'ETS 2 expose les pouvoirs publics à la crainte d'une crise sociale comparable à celle de 2018 et nécessite de surmonter la contrainte parlementaire actuelle. Le cliquet gazier maintient cette friction. Dans les deux cas, l'arbitrage demande un courage politique substantiel.

La solution de premier rang reste néanmoins la transposition effective de l'ETS 2. Elle s'inscrit dans un cadre européen cohérent, génère des recettes structurelles dont l'ordre de grandeur dépasse de loin le coût de la mesure, articule le signal-prix carbone à l'échelle continentale et bénéficie d'un instrument d'accompagnement social déjà conçu – le Fonds Social pour le Climat. Le cliquet gazier ne devrait être pensé que comme un dispositif transitoire et palliatif, mobilisable en cas de retard prolongé de la transposition, et conçu dès l'origine pour s'effacer lorsque l'ETS 2 prendra le relais.

Recommandation 5

Absorber les coûts du réseau électrique et limiter leur impact sur la facture.

Au-delà de la fiscalité, **la structure actuelle du TURPE constitue un frein significatif à l'électrification pour certains profils industriels.** Une part importante de l'industrie manufacturière est raccordée au réseau de distribution (Enedis), sans accès aux abattements dont bénéficient les sites connectés au réseau de transport, même lorsque leurs profils de consommation sont comparables.

À profil équivalent, l'écart de coût réseau peut atteindre près de 8€/MWh, ce qui suffit à orienter les choix d'investissement vers des solutions fossiles.

Il est nécessaire de **conditionner l'accès aux abattements TURPE aux caractéristiques de consommation (stabilité, contribution au système) plutôt qu'au seul niveau de raccordement.** Cette évolution permettrait d'intégrer les sites industriels raccordés en HTA présentant des profils vertueux, aujourd'hui exclus du dispositif.

Un second enjeu concerne la dynamique d'électrification elle-même. Les projets de décarbonation modifient les profils de consommation des sites, parfois au détriment des critères actuels d'éligibilité aux abattements. Cette incertitude crée un risque réglementaire au moment même où les industriels investissent.

Il est nécessaire de **permettre une révision en cours de période des plans de performance énergétique**, afin d'intégrer les transformations liées à l'électrification et de sécuriser l'accès aux abattements.

Enfin, **l'adaptation du TURPE doit être conciliée avec les besoins d'investissement croissants des gestionnaires de réseau**. À court terme, l'élargissement des abattements pourrait réduire certaines recettes ; à moyen terme, l'augmentation de la consommation électrique élargira l'assiette tarifaire.

Afin de gérer ce décalage temporel, **une partie des revenus issus du marché carbone européen (ETS1 et futur ETS2) peuvent être mobilisés pour accompagner la transition et financer l'adaptation du réseau**.

Recommandation 6

Accélérer les délais de raccordement.

Au-delà des coûts de réseaux, le raccordement à ce dernier constitue un goulet d'étranglement opérationnel pour les projets d'électrification. **Les délais de raccordement, souvent supérieurs à cinq ans pour une puissance significative**, et les procédures administratives associées freinent considérablement l'engagement des industriels⁴⁷.

RTE a engagé une consultation publique pour **évoluer d'un principe de « premier arrivé premier servi » vers un principe de « premier prêt, premier servi »**. La planification par phase avec un raccordement prioritaire pour certaines zones industrielles mise en place par le gestionnaire du réseau de transport est aussi bien accueillie par la filière. Au-delà, l'article 28 de la loi APER permet déjà au préfet de région de prioriser les demandes de raccordement selon des critères transparents lorsque les délais dépassent cinq ans⁴⁸. Ce dispositif gagnerait à être pérennisé et assoupli : la temporalité de deux ans, jugée trop rigide, devrait être adaptée à la variabilité des projets industriels.

⁴⁷ *Sur la facilitation des projets de raccordement au réseau ou encore la mutualisation des coûts, le rapport d'étape de la mission sur l'identification et la levée des freins à l'électrification de l'industrie du député Schellenberger offre des pistes de continuation pour minimiser les délais et limiter les coûts.*

⁴⁸ *Article 28 de la loi APER n° 2023-175 du 10 mars 2023.*

Pour les usages hautement flexibles, en particulier la production d'hydrogène par électrolyse, **un accès au réseau commun et temporellement limité pourrait être envisagé sur le modèle du câble *pooling* néerlandais**. Le nouveau *Dutch Energy Act* prévoit la **possibilité de partager une connexion réseau entre plusieurs utilisateurs**, chacun disposant d'un créneau temporel défini, maximisant ainsi le taux d'utilisation de l'infrastructure.

Cette approche est particulièrement adaptée aux électrolyseurs, qui peuvent concentrer leur consommation sur les heures de surplus renouvelable sans nécessiter un accès permanent au réseau. **En réduisant le coût de raccordement par unité de puissance utilisée**, le câble *pooling* pourrait accélérer le déploiement de la production d'hydrogène dans les zones industrielles où la capacité réseau est saturée, et ainsi faciliter l'électrification indirecte.

Enfin, la question de **l'accès au réseau se pose différemment pour les sites diffus situés au plus proche de leurs matières premières et qui n'ont pas le choix de leur implantation**. La planification et la priorisation des investissements sur le réseau ne doivent pas conduire à « oublier » ces sites, dont l'électrification est rendue plus complexe par leur localisation mais dont le volume cumulé est considérable.

L'identification de ces gisements diffus, via les collectivités locales, les agences de développement économique, les chambres consulaires et les gestionnaires de réseaux, constitue un préalable indispensable pour permettre aux gestionnaires d'anticiper les besoins et les investissements dans le cadre de leurs plans de développement de réseau.

Tableau n° 3 • Diagnostics et recommandations

Blocage/problème	Public cible	Instrument proposé
Manque de visibilité prix	ETI/PME	PPA mutualisés, contrats-cadres sectoriels
Fiscalité défavorable	Industrie diffuse	Baisse accise électricité / cliquet gaz
Coût réseau HTA	Sites stables raccordés Enedis	Extension conditionnelle abattement TURPE
Raccordement lent	Grands sites/territoires	Priorité zonale, « premier prêt, premier servi »
Besoin de concentration	Clusters	Zones Franches Vertes

AXE 2 • PRIORISER LE DÉPLOIEMENT DE LA STRATÉGIE À CERTAINES ZONES

Dans le prolongement des recommandations des travaux sur la clusterisation en lien avec les politiques industrielles menés par l'Institut Montaigne, cette note se penche sur la création de Zones Franches Vertes. Cet outil permettrait de **regrouper et de concentrer les leviers pré-cédents sur des territoires prioritaires afin de créer des clusters de compétitivité décarbonée.**

Le travail en cluster permet d'implanter des industries sur des lieux où l'énergie décarbonée est disponible à proximité et de bénéficier de façon commune des infrastructures disponibles ou à construire en coordination⁴⁹. Au-delà de l'énergie, le cluster crée un écosystème nécessaire pour la réussite de bon nombre d'aventures industrielles : offre de formation en lien avec les besoins des industries, services pour la main-d'œuvre, centres de recherche à proximité, mutualisation des coûts logistiques. L'exemple de Dunkerque illustre cette dynamique avec l'installation des premières usines de batteries qui a attiré le reste de la chaîne de valeur, créant un effet d'entraînement vertueux.

⁴⁹ Chopin T., Chimits F., Morin E. (2025), *Dunkerque Laboratoire d'un nouveau industriel ?*, Institut Montaigne, Paris.

Recommandation 7

Créer des Zones Franches Vertes pour une clusterisation de la décarbonation.

Dans le cadre de l'électrification des usages, **la base posée par les Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBAC) peut être étendue, afin de créer des Zones Franches Vertes, qui s'articulent autour de cinq piliers :**

Premier pilier : priorité de raccordement et investissement réseau anticipé. Le modèle des zones P1 de RTE, qui autorise l'investissement dans les infrastructures de réseau avant même la confirmation des projets industriels, a fait ses preuves à Dunkerque, où RTE a pris un engagement de 1,5 milliard d'euros de raccordement livré en 2029⁵⁰. Cette anticipation, rendue possible par le statut d'aménageur du Grand Port Maritime, a été déterminante dans l'installation de Verkor et d'autres acteurs. **Elle doit être systématisée dans les ZFV identifiées comme prioritaires.** Cette approche zonale est mise en avant par RTE dans son plan de développement des réseaux, mais doit être étendue.

Deuxième pilier : abattement renforcé du TURPE à l'échelle de la zone. Plutôt que de raisonner site par site, l'abattement TURPE serait appliqué à l'échelle de la ZFV dans son ensemble, encourageant les industries à se penser comme complémentaires plutôt que comme des consommateurs isolés. Un site ayant un profil anticyclique et un site ayant un profil stable, s'ils sont localisés dans la même zone, contribuent conjointement à l'équilibre du réseau local. Cette approche par zone, et non par site individuel, constitue un changement de matrice dans la tarification réseau.

⁵⁰ RTE (2025), Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), Synthèse, <https://www.rte-france.com/donnees-publications/plans-strategiques/schema-developpement-reseau#Leschema2025>.

Troisième pilier : fiscalité allégée. Les industries s’implantant dans une ZFV bénéficieraient d’une accise sur l’électricité ramenée au minimum européen (0,5€/MWh). Cette mesure prolonge la recommandation du rapport Dunkerque en faveur d’un régime fiscal spécifique aux zones prioritaires de relance industrielle. Elle doit être articulée avec le cadre européen des aides d’État, et notamment le *Clean Industrial State Aid Framework*, afin d’éviter une course au moins-disant fiscal entre États membres.

Quatrième pilier : mutualisation des infrastructures. Les ZFV doivent permettre le partage de réseaux de chaleur fatale, de hubs hydrogène, d’infrastructures de transport de CO₂ et de foncier viabilisé entre les différents profils industriels du territoire.

À Dunkerque, le projet de ZIBaC (Zone Industrielle Bas Carbone) porté par le GIP Euraénergie, soutenu par une subvention ADEME de 13,6 millions d’euros, réunit déjà les acteurs autour de cette logique de mutualisation.

À Fos-sur-Mer, un potentiel similaire existe autour du pôle pétrochimique et sidérurgique, à condition de résoudre les tensions structurelles de raccordement réseau.

Cinquième pilier : Afin de financer les allègements fiscaux et de tarification du réseau sans alourdir la dépense publique, **les revenus du marché européen du carbone apparaissent comme une ligne budgétaire fiable et appelée à augmenter dans les prochaines années.** À mesure que les quotas gratuits sont éliminés, les États récupéreront plus de fonds du fait de la vente des quotas d’émission sur le marché. Si en France, ces revenus sont fléchés vers le climat⁵¹, ils ne se concentrent pas sur la décarbonation industrielle, qui paye les quotas. Avec l’entrée en vigueur de la fin des quotas gratuits sur l’ETS, mieux fléchir ces revenus est essentiel pour faciliter les projets les plus structurants.

⁵¹ Commission Européenne (n.d). *How do member states use ETS revenues?*, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/how-do-member-states-use-ets-revenues_en#:~:text=From%202013%20to%20the%20end,directly%20benefiting%20EU%20Member%20States.

Dunkerque

Le territoire de Dunkerque constitue la préfiguration la plus avancée de ce que pourrait être une ZFV à l'échelle française. Plusieurs facteurs en font un cas d'étude privilégié. D'abord, la disponibilité du foncier : le Grand Port Maritime de Dunkerque, en tant que port national doté du statut d'aménageur, a engagé dès 2008 une stratégie de viabilisation anticipative de ses 3 000 hectares de terrains disponibles, réalisant en amont les études d'archéologie préventive, d'inventaire faune-flore et les travaux de remblais. Ensuite, l'anticipation du raccordement : RTE a classé Dunkerque en zone industrielle de priorité 1 (P1) et engagé 1,5 milliard d'euros d'investissement réseau d'ici 2030. Cette prise de risque, rendue possible par le statut P1, a été déterminante dans l'installation de l'ensemble de la chaîne de valeur batteries. Enfin, la sélection de Dunkerque comme ZIBaC (Zone Industrielle Bas Carbone) en 2023, soutenue par une subvention ADEME de 13,6 millions d'euros, a permis de réunir l'ensemble des acteurs – industriels, collectivités, gestionnaires de réseaux, organismes de formation – autour d'une vision commune de décarbonation territoriale. Cela a en partie déterminé l'installation d'un cluster de la batterie, avec une perspective de 20 000 emplois directs. Ce succès plaide pour la systématisation de cette approche sur d'autres territoires : Fos-sur-Mer (pétrochimie, sidérurgie), Le Havre (raffinage, chimie), la vallée de la chimie lyonnaise.

Afin de créer des ZFV utiles et efficaces, elles se doivent d'étendre plusieurs dispositifs déjà en place dans l'appareil français des politiques industrielles.

Les Territoires d'industrie, programme lancé en 2018 et renouvelé en 2023, labellise 183 territoires avec des moyens dispersés. Par ailleurs, les ZiBaCs dispositif qui identifie 10 zones industrielles, constituent une base légitime pour une première implantation de zones industrielles bas carbone⁵². Pour l'instant, les ZiBaCs sont essentiellement un outil de planification et de coordination, pas un outil de signal-prix. Elles créent la gouvernance collective mais n'agissent pas sur les composantes du prix de l'électricité et sur l'OPEX des industriels pour les encourager à changer de procédés. Les outils de gouvernance mis en place par les ZiBaCs permettent une mise en commun des avantages structurels, notamment pour faire baisser le prix de l'électricité. Enfin, les récents « Projet Notre Dame », ou « Cathédrale industrielle » facilitent les procédures et le développement de projets d'intérêt stratégique pour le pays. Ce mécanisme peut contribuer au soutien des zones franches vertes, mais aussi à la création de nouvelles.

Cette logique de concentration est indissociable de la notion d'avance de phase : **les décisions d'investissement dans les infrastructures** (réseaux électriques, réseaux de chaleur, infrastructures CO₂, formation) **doivent précéder et non suivre les décisions d'implantation industrielle**. C'est ce que montre l'expérience de Dunkerque : la préparation du terrain a attiré les industriels, et non l'inverse.

La création de ZFV devrait donc être articulée avec le paquet réseau européen et les orientations sur les raccordements efficaces⁵³. Une approche intégrée à l'échelle continentale sécuriserait durablement la logique de cluster en renforçant les complémentarités industrielles et les synergies de marché au sein de l'Union. Il est essentiel que cette stratégie soit portée au niveau européen pour éviter une concurrence destructrice entre États membres et pour s'appuyer sur des chaînes d'approvisionnement robustes à l'intérieur du marché unique.

⁵² Ademe (2026), *Guide méthodologique pour le cadrage de l'étude de trajectoires de décarbonation d'une ZIBAC*, <https://bibliothèque.ademe.fr/industrie-et-production-durable/8746-guide-methodologique-pour-le-cadrage-de-l-etude-de-trajectoires-de-decarbonation-d-une-zibac.html>.

⁵³ Directive 2023/2413 (RED 3) et règlement Electricity Market Design 2024/1747.

Faire de l'avantage électrique français un levier de compétitivité en faveur de l'industrie

UNE FEUILLE DE ROUTE CLAIRE...

La France dispose d'un mix électrique décarboné, abondant et compétitif par rapport à ses voisins européens. Pourtant, la demande industrielle d'électricité reste en deçà de son niveau d'avant-crise, et les décisions d'électrification des procédés tardent à se matérialiser. Ce décalage n'est pas une fatalité : il est le produit de signaux envoyés aux acteurs, d'un manque de confiance dans le vecteur électrique, et d'une question de temporalité et de soutien aux acteurs qui en ont besoin, au moment où ils en ont besoin.

Sur la fiscalité, la baisse de de l'accise sur l'électricité pour l'industrie diffuse corrige un signal-prix défavorable, limitant le coût pour les finances publiques. Sur le réseau, l'extension des abattements TURPE aux industriels raccordés en HTA présentant des profils utiles au système, ainsi que leur sécurisation dans le temps, lèvent un frein concret à l'investissement et réduisent le coût de l'électrification des sites existants. Sur la fourniture, le développement de mécanismes de mutualisation (agrégateurs de demande, PPA collectifs, contrats-cadres sectoriels, CfD tripartites) doit permettre aux ETI et PME d'accéder à une visibilité de prix à long terme, condition indispensable à leurs décisions d'investissement. Ces trois leviers se renforcent mutuellement : un prix bas ne suffit pas – il doit être stable et prévisible sur la durée de vie des équipements pour déclencher l'électrification.

La clusterisation industrielle, incarnée dans la proposition de Zones Franches Vertes, constitue l'expression territoriale concentrée de ce triptyque. En regroupant anticipation réseau, fiscalité allégée, mutualisation des infrastructures et gouvernance collective, les ZFV permettent de créer des effets d'entraînement comparables à ce qu'a réalisé Dunkerque sur la filière batteries. Mais cette logique de concentration ne doit pas occulter la réalité de l'industrie diffuse, dont le volume cumulé de potentiel d'électrification est considérable et qui nécessite des réponses adaptées à sa dispersion géographique et à ses contraintes de taille.

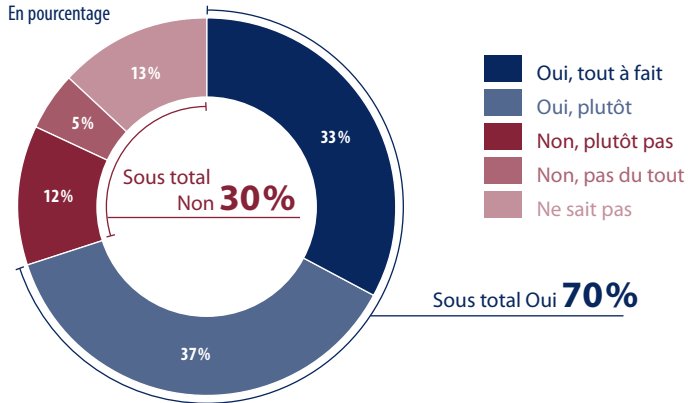
QUI NÉCESSITE UN MANDAT POLITIQUE CLAIR

Les données d'opinion publique confirment l'existence d'un mandat politique pour une action en faveur de la sécurité énergétique française⁵⁴. Selon le sondage réalisé par l'Institut Montaigne sur les Français face à la crise énergétique réalisé en 2026 auprès de 1 002 citoyens, **59 % des répondants estiment que l'État doit soutenir financièrement les entreprises industrielles face à la hausse des prix de l'énergie**, contre seulement 24 % d'avis contraires. Ce soutien est toutefois conditionnel : **70 % des Français jugent que des contreparties s'imposent**. La nature de ces contreparties est révélatrice des priorités de l'opinion : le maintien de l'emploi et de l'activité en France arrive en tête à 69 %, loin devant la transparence sur l'utilisation des aides (43 %) et la limitation des dividendes (27 %). Les investissements dans la décarbonation ne recueillent, eux, que 17 % des réponses. Ce hiatus est instructif : **si la transition énergétique bénéficie d'une légitimité croissante dans le débat public, son articulation avec les enjeux industriels passe encore, dans l'esprit des Français, par le prisme de l'emploi et de la souveraineté économique davantage que par celui du climat**.

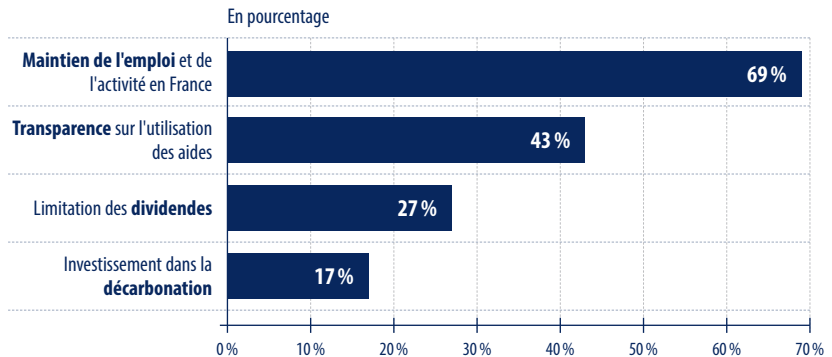
⁵⁴ Dellatte J., Jennepin Reyero H. (2026), *Sondage : Les Français face à la crise énergétique*. Institut Montaigne.

Graphique n° 5 • Les français, la crise énergétique et le soutien aux entreprises

Si l'État soutient financièrement les entreprises industrielles, faut-il, selon vous, leur imposer des contreparties ?



Quelles contreparties vous paraissent légitimes ? (deux réponses maximum)



Base : ensemble (1 002)

Enquête « Les Français face à la crise énergétique » (2026),
Verian pour l'Institut Montaigne.

C'est précisément dans ce cadrage – l'électrification comme levier de compétitivité et de maintien d'une industrie française – que les recommandations de cette note trouvent leur ancrage politique le plus solide.

Il convient de rappeler une évidence que l'ambition de la transition peut parfois faire oublier : l'électrification ne se décrète pas, elle s'oriente et se planifie sur le temps long. Le gaz naturel restera, pour plus d'une décennie, un facteur majeur du mix énergétique industriel français. Les contraintes techniques, les cycles de renouvellement des équipements et les réalités économiques de nombreux secteurs ne permettent pas d'envisager un basculement rapide et uniforme.

L'objectif n'est donc pas d'éradiquer le gaz à court terme, mais de substituer l'électricité là où cela fait sens techniquement et économiquement, en priorité pour les usages thermiques de basse et moyenne température, afin précisément de préserver le gaz pour les usages qui en ont structurellement besoin : les hautes températures, certains procédés chimiques, ou les périodes de pointe du système électrique. Pour ces usages incompressibles, l'avenir passe par le développement des gaz verts, biogaz, hydrogène et méthane de synthèse, dont la montée en puissance dépend elle-même d'une électricité décarbonée et abondante. L'électrification et la gazéification verte ne sont donc pas des stratégies concurrentes mais séquentielles et complémentaires : la première libère le gaz fossile pour les usages où il est irremplaçable, la seconde le décarbonise.

Cette vision de long terme ne peut porter ses fruits qu'à une condition politique fondamentale : la stabilité réglementaire. Les décisions d'investissement industriel s'inscrivent sur des horizons de dix à quinze ans. L'instabilité des dispositifs (taux d'accise révisés chaque année de finance, compensation des coûts indirects incertaine) mine la confiance des investisseurs, bien plus que le niveau absolu des prix. Un engagement transpartisan sur les fondamentaux du cadre d'électrification industrielle, inscrit dans la durée, constitue peut-être le levier le plus puissant et le moins coûteux dont dispose la puissance publique.

Enfin, l'avantage électrique français n'a de sens durable que s'il s'inscrit dans un cadre européen cohérent. Le marché intérieur de l'électricité, le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, la fin des quotas gratuits sur l'ETS1, le *Clean Industrial Deal* en cours de construction à Bruxelles : autant d'instruments qui, bien articulés, peuvent transformer l'avantage compétitif français en réalité économique. La courroie entre l'offre électrique décarbonée et la demande industrielle ne se relancera durablement qu'à cette double condition : des signaux de prix cohérents à l'échelle nationale, et un cadre de marché robuste à l'échelle continentale.

Tableau d'abattement
du TURPE

Type d'éligibilité			Taux de réduction accordé				
Profil stable.	Profil anticyclique.	Grand consommateur d'électricité.		Sites hyper électro-intensifs au sens de l'article D. 351-3.	Sites électro-intensifs au sens de l'article D. 351-2 ou qui appartiennent à une entreprise électro-intensive au sens de l'article D. 351-1.	Sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau.	Autres sites.
Électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh. Durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7 000 heures.	Électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 20 GWh. Taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,44.	Électricité annuelle consommée supérieure à 500 GWh. taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,40 et inférieur à 0,44.		80 %	45 %	30 %	5 %
Électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh. Durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7 500 heures.	Électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 20 GWh. Taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,48.			85 %	50 %	40 %	10 %
Électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh. Durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 8 000 heures.	Électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 20 GWh. Taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,53.			90 %	60 %	50 %	20 %

Source : Décret relatif au statut d'électro intensif⁵⁵⁵⁵ Décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité.

Grille d'accise sur
l'électricité (2026)

Tarifs réduits									
E08	L. 312-65	L. 312-71	Entreprises ayant une activité industrielle (électro-intensité au moins égale à 6,75 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	Jusqu'au 31 décembre 2025
E09	L. 312-65	L. 312-71	Entreprises ayant une activité industrielle (électro-intensité au moins égale à 3,375 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	
E10	L. 312-65	L. 312-71	Entreprises ayant une activité industrielle (électro-intensité au moins égale à 0,5 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	
E11	L. 312-65	L. 312-72	Installations industrielles relevant de secteurs d'activités exposés à la concurrence internationale (électro-intensité au moins égale à 6,75 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	
E12	L. 312-65	L. 312-72	Installations industrielles relevant de secteurs d'activités exposés à la concurrence internationale (électro-intensité au moins égale à 3,375 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	
E13	L. 312-65	L. 312-72	Installations industrielles relevant de secteurs d'activités exposés à la concurrence internationale (électro-intensité au moins égale à 0,5 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	
E14	L. 312-65	L. 312-72	Installations industrielles relevant de secteurs d'activités exposés à la concurrence internationale (électro-intensité au moins égale à 13,5 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	
E15	L. 312-48	L. 312-50	Transport guidé de personnes et de marchandises.		NON	0,50	0,50	0,50	0,50
E16	L. 312-64	L. 312-70	Centre de stockage de données.		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	10,00
E17	L. 312-48	L. 312-59	Exploitation d'aérodrome ouvert à la circulation aérienne publique (électro-intensité au moins égale à 0,5 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	5,50
E18	L. 312-48	L. 312-58	Alimentation à quai des engins flottants utilisés à des fins commerciales ou pour les besoins des autorités publiques.		NON	0,50	0,50	0,50	0,50
E19	L. 312-48	L. 312-51	Transport collectif routier de personnes.		NON	0,50	0,50	0,50	0,50
E21	L. 312-48	L. 312-57-2	Consommations pour la manutention portuaire (électro-intensité au moins égale à 0,5 %).		OUI en valeur ajoutée	0,50	0,50	0,50	0,50
E22	L. 312-48	L. 312-58-1	Alimentation des aéronefs lors de leur stationnement sur les aérodromes ouverts à la circulation aérienne publique utilisés pour les besoins des activités économiques.		NON	À compter du 1 ^{er} avril 2025	0,50	0,50	0,50
E31	L. 312-65	L. 312-58-1	Alimentation des aéronefs lors de leur stationnement sur les aérodromes ouverts à la circulation aérienne publique utilisés pour les besoins des activités non économiques.		NON		0,50	0,50	1,00

Tarifs réduits							
E23	L. 312-65	L. 312-71	Activités grandes consommatrices d'électricité dont l'intensité énergétique est supérieures ou égale à 0,5 %.		OUI en valeur ajoutée	À compter du 1 ^{er} janvier 2026	5,50
E24	L. 312-65	L. 312-71	Activités électro-sensibles dont l'intensité énergétique est supérieures ou égale à 2,25 %.		OUI en valeur ajoutée		3,00
E25	L. 312-65	L. 312-71	Activités électro-intensives dont l'intensité énergétique est supérieures ou égale à 6,75 %.		OUI en valeur ajoutée		0,50
E30	L. 312-65	L. 312-72	Activités industrielles exposées à la concurrence internationale dont l'intensité énergétique est supérieures ou égale à 0,5 %.		OUI en valeur ajoutée		0,50

Tarifs normaux			Du 1 ^{er} février 2024 au 31 janvier 2025	Du 1 ^{er} février 2025 au 31 juillet 2025	Du 1 ^{er} août 2025 au 31 janvier 2026	Du 1 ^{er} février 2026 au 31 juillet 2026	Du 1 ^{er} août 2026 au 31 janvier 2027
L. 312-37	« Ménages et assimilés »		21,00	33,70	29,98	30,85	30,62
	« PME »		20,50	26,23	25,79	26,58	26,35
	« Haute puissance »		20,50	22,50	25,79	26,58	

Source : Impots.gouv.fr Accises sur les énergies – Consommateurs d'énergie⁵⁶.

⁵⁶ Table de codification des tarifs réduits, exonérations et exemptions pour l'électricité, disponible sur <https://www.impots.gouv.fr/accises-sur-les-energies-consommateurs-denergie>, consulté en avril 2026.

L'auteur remercie sincèrement l'ensemble des interlocuteurs sollicités pour les échanges et entretiens organisés dans le cadre de cette note. La richesse des contributions des officiels français et européens, des représentants d'entreprises et de fédérations industrielles, et des experts avec lesquels il s'est entretenu a grandement contribué à l'amélioration de cette note.

Il remercie **Joseph Dellatte**, expert résident et responsable de projets – Climat et énergie de l'Institut Montaigne, pour sa confiance et son soutien tout au long des phases de recherche et de rédaction, **Rosalie Klein**, chargée de projets au sein du programme Asie de l'Institut Montaigne, pour ses précieux conseils. Il remercie également **Mathieu Duchâtel**, directeur des études internationales de l'Institut, ainsi que **Pierre Pinhas**, chargé de projets et d'études pour leur soutien, **Manon Anderson**, assistante chargée de projets, pour ses relectures. Il remercie enfin les membres de l'équipe de communication, **Donna Clément**, responsable du pôle Communication et Influence, **Nicolas Masson**, chargé de projets de communication senior, et **Arsène Vassy**, chargé de projets de communication, ayant permis la parution de cette note et **Matthieu Mercier** pour son travail de mise en page et d'élaboration de visuels pour cette publication.



Institut Montaigne
59 rue La Boétie, 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60
[*institutmontaigne.org*](http://institutmontaigne.org)

Imprimé en France
Dépôt légal : mai 2026
ISSN : 1771-6756

ABB France
AbbVie
Accenture
Accor
Accuracy
Adeo
ADIT
Air Liquide
Allianz
Amazon
Amundi
Antidox
Antin
Infrastructure
Partners
ArchiMed
Ardian
Arthur D. Little
August Debouzy
AXA
Bain & Company
France
BearingPoint
Bessé
BNP Paribas
Bolloré
Bouygues
Brousse Vergez
Brunswick
Capgemini
Capital Group
CAREIT
Carrefour
CEO2CEO
Consulting
Chubb
CIS
Clariane
Clifford Chance
CNP Assurances
Cohen Amir-
Aslani
Conseil supérieur
du notariat
Coopérative U
D'Angelin &
Co.Ltd

Dassault
Systèmes
Delair
Deloitte
Domia Group
Edenred
EDF
EDHEC Business
School
Edmond de
Rothschild
Ekimetrics France
Engie
EQT
ESL Rivington
Eurogroup
Consulting
Everest Insurance
International
FGS Global
FIVES
Forvis Mazars
Gide Loyrette
Nouel
Gigalis
Google
Groupama
Groupe Bel
Groupe Berkem
Groupe BPCE
Groupe Garcia
Groupe M6
Groupe Martin
Belaysoud
Groupe Orange
Hameur et Cie
Hitachi Energy
France
Hogan Lovells
Howden
HSBC Continental
Europe
IBM France
IFPASS
Incyte Biosciences
France
Institut Mérieux
International SOS

Interparfums
Ionis Education
Group
iQo
ISRP
Jeantet Associés
Johnson &
Johnson
Jolt Capital
Kairos
Katalyse
KPMG S.A.
Kyndryl
La Banque
Postale
Lazard
LCH SA
Lenovo ISG
Les Jardins
de la Testa
Linedata Services
Lloyds Europe
L'Oréal
LVMH
M.Charraire
Média-
Participations
Mediobanca
Mercer
Meridiam
Meta
Microsoft France
Mistertemp'
Mitsubishi France
S.A.S
Moody's France
Morgan Stanley
Natural Grass
Naval Group
Nestlé
OCIRP
ODDO BHF
Orano
o9 Solutions
PAI Partners
Pergamon
Polytane
Publicis

PwC France
& Maghreb
Qualisocial
Raise
Renault
Ricol Lasteyrie
Rivoliér
Roche
Roche
Diagnostics
Rokos Capital
Management
Rothschild & Co
RTE
Safran
Sanofi
SAP France
Schneider Electric
SERB
Pharmaceuticals
Servier
SIER Constructeur
SNCF
SNCF Réseau
SUEZ
Synergie
Teneo
The Boston
Consulting Group
Tilder
Tofane
TotalEnergies
TP ICAP
Transformation
Factory
Unicancer
Veolia
Verian
Verlingue
VINCI
Vivendi
Vodafone Group
Wavestone
White & Case
Willis Towers
Watson France
Zurich

La France dispose d'un atout énergétique majeur : une électricité abondante, décarbonée à 95 % et compétitive au regard de ses voisins. Dans un contexte marqué par la répétition des chocs sur les marchés des hydrocarbures, de la crise gazière de 2022 à la fermeture du détroit d'Ormuz en 2026, cet avantage dépasse la seule question climatique. Il constitue un levier stratégique de sécurité économique et un facteur potentiel de compétitivité pour notre industrie.

Pourtant, la demande industrielle d'électricité demeure en deçà de son niveau pré-Covid, et les décisions d'électrification des procédés tardent à se matérialiser. Ce décalage n'est pas une fatalité : il traduit un défaut de visibilité pour les consommateurs, une fiscalité défavorable à l'électron et un cadre réglementaire instable. Sans pour autant occulter la place des autres vecteurs de décarbonation, l'électrification, là où elle fait sens techniquement et économiquement, demeure le premier levier mobilisable. Tarder à l'engager, c'est risquer un verrouillage technologique de notre tissu productif pour une décennie.

Cette note propose une feuille de route en deux axes : aligner les signaux économiques et réglementaires sur le temps long, et concentrer ces leviers sur des clusters industriels prioritaires pour amplifier les effets d'entraînement territoriaux. Sa mise en œuvre suppose un engagement politique transpartisan, pluriannuel et lisible, condition indispensable pour convertir l'avantage électrique français en avantage compétitif effectif.



10 €

ISSN : 1771-6756

NAC2605-02