

Politique énergétique : dix repères pour avancer

Raphaël Trotignon

1. La consommation finale d'énergie baisse tendanciellement

La consommation finale d'énergie en France est sur une tendance baissière depuis 2004. Les gains en efficacité énergétique, c'est-à-dire notre capacité à produire plus de richesse avec moins d'énergie, sont désormais plus rapides que la croissance de l'économie. Sur la période 1990-2004, la France a connu une croissance annuelle moyenne du PIB en volume de 2,1 %, qui s'accompagnait encore d'une hausse de la consommation d'énergie de 1,2 %/an en moyenne. Depuis, on observe un ralentissement de la croissance économique et une accélération de l'efficacité énergétique : entre 2004 et 2024, alors que le PIB a encore progressé de 1,1 % par an en moyenne, la consommation finale d'énergie a diminué de 0,9 % chaque année. La clé de cette évolution réside dans la baisse de l'intensité énergétique qui est passée d'un rythme de -0,8 % par an sur la première période à -2,0 % sur la période récente, alors que la croissance économique, elle, faisait le chemin inverse. En chiffres absolus, après avoir atteint un pic à près de 1 800 TWh au milieu des années 2000, la consommation finale d'énergie est redescendue à environ 1 500 TWh en 2024. **Le défi principal n'est plus de répondre à une demande globale en croissance, mais de piloter une transformation du mix énergétique au sein d'une enveloppe qui se contracte.**

France

| En % | 1990-2004 | 2004-2024 |
|--|-----------|-----------|
| Croissance annuelle du PIB en volume | 2,1 | 1,1 |
| Croissance annuelle de l'intensité énergétique finale du PIB | -0,8 | -2,0 |
| Croissance annuelle de la consommation finale d'énergie | 1,2 | -0,9 |

Source : Eurostat, SDES, bilans énergétiques

La politique énergétique française doit composer avec une double dynamique de fond : d'une part, une contraction de la consommation finale d'énergie permise par des gains d'efficacité supérieurs à la croissance économique et, d'autre part, une substitution des produits fossiles par l'électrification croissante des usages et le développement de nouvelles sources décarbonées. Ces dynamiques sont d'ores et déjà enclenchées mais à un rythme insuffisant, en particulier en ce qui concerne la substitution des énergies fossiles.

Cette transformation impose une adaptation majeure de l'économie, qui se retrouve confrontée à un surcroît d'incertitude. Du point de vue de l'équilibre entre l'offre et de la demande d'énergie tout d'abord, puis du point de vue des coûts, et des prix pour les consommateurs - entreprises et ménages - pour qui les enjeux de compétitivité d'une part, et de pouvoir d'achat d'autre part, sont de premier ordre.

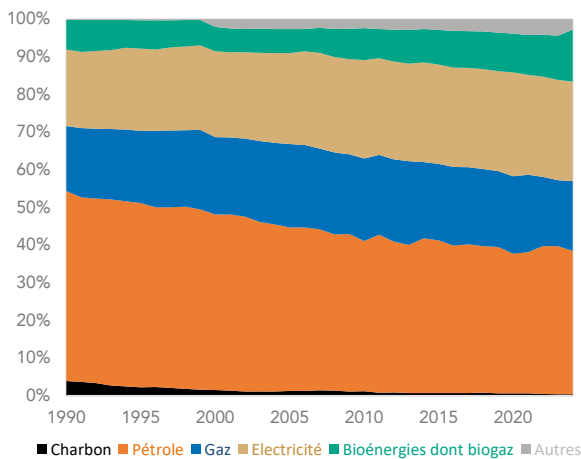
Face à ces incertitudes fondamentales, l'élaboration d'une stratégie énergétique se heurte à des blocages politiques et économiques, et la décision publique est brouillée par la nécessité d'arbitrer constamment entre trois objectifs qui ne s'alignent pas toujours : la sécurité d'approvisionnement et la résilience, la décarbonation, et l'acceptabilité des prix.

Pour avancer, la France doit trouver une voie combinant une action nationale décisive et l'indispensable mais trop lente coordination européenne. Le principal levier de déblocage réside dans la capacité à adopter un cadre stable et aussi prévisible que possible - la PPE -, inscrite elle-même dans un ensemble cohérent de stratégies, seul à même de réduire quelques incertitudes pour que les acteurs économiques puissent décider les investissements qui font la transition.

2. Des substitutions sont en cours au sein du mix de consommation mais à rythme insuffisant

Au sein de cette enveloppe en baisse, les tendances sont assez claires. **Une substitution s'opère entre les produits carbonés (carburants et gaz fossiles) qui sont amenés à décliner, au profit de l'électricité et des autres sources décarbonées**, notamment les bioénergies (biogaz, biocarburants, valorisation des déchets). Le charbon a déjà été quasi éliminé. La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie est passée de 20 % à 26 % entre 1990 et 2024, celle des bioénergies de 8 % à 14 %. Dans le même temps, celles des produits pétroliers est passée de 50 % à 38 %, celle du gaz a oscillé entre 17 % et 22 %, avant de s'établir sur un plateau depuis deux ans à environ 19 %.

France : évolution du mix énergétique de la consommation finale



Source : Eurostat, bilans énergétiques

© Rexecode

Cette évolution reflète celle des usages énergétiques, dans l'industrie, dans les bâtiments et plus récemment le transport. Une analyse *bottom-up* que nous avons menée montre que, si les tendances agrégées restent lentes, certaines dynamiques sectorielles peuvent être plus rapides. La part de l'électricité et des énergies décarbonées dans l'industrie est passée de 37 % à 46 % entre 1990 et 2024, la part du fioul dans le secteur résidentiel a reculé de 29 % à 9 %, la part des véhicules électriques dans les ventes de voitures particulières neuves en France est passée de 0,9 % en 2015 à près de 20 % en 2025. Toutefois, si ces accélérations sont notables, elles restent insuffisantes pour atteindre les trajectoires de décarbonation fixées par les objectifs nationaux. Des accélérations substantielles sont nécessaires. **Les accélérations propres à chaque usage vont requérir des évolutions conjointes du côté de l'offre.**

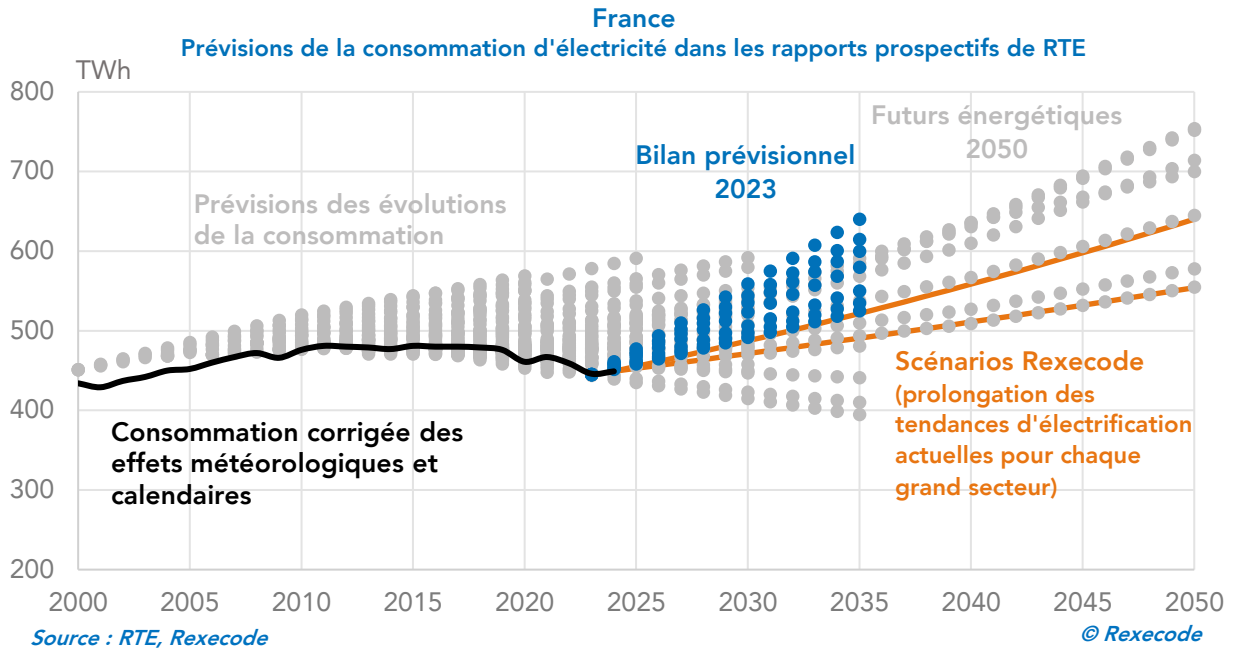
3. Une électrification des usages à la peine qui met en difficulté le développement de l'offre

Alors que la transition énergétique repose très largement sur une électrification accrue des usages, **la consommation d'électricité a en réalité baissé**, passant de 475 TWh par an dans les années 2010 à un peu moins de 450 TWh ces dernières années. Cette baisse est associée aux gains en efficacité évoqués précédemment mais s'explique aussi par les prix plus élevés et les efforts de sobriété consécutifs à la crise énergétique de 2022, elle tient encore à une tendance de fond de perte de production industrielle (déindustrialisation) relativement plus importante en France que chez ses principaux voisins, et dont l'effet est difficile à isoler.

Si les usages de l'électricité se développent, ce qui devrait pousser la demande, leur rythme de déploiement reste insuffisant pour compenser complètement ces phénomènes baissiers. Les travaux de projection des 25 dernières années, tenant compte des objectifs de transition, prévoyaient quasi systématiquement une hausse de la consommation, qui n'est pourtant pas réellement advenue (voir graphique suivant). Ceci illustre bien l'écart chronique entre une électrification souhaitée et les conditions économiques, spontanées ou encouragées par des politiques de soutien à l'électrification, qui n'ont pas complètement permis de les matérialiser. Nos propres calculs, basés sur des représentations sectorielles des dynamiques énergétiques, ne font pas exception. Ils montrent que la consommation d'électricité devrait augmenter à environ 470 à 490 TWh en 2030 et entre 550 et 640 TWh en 2050, sous des hypothèses d'accélération raisonnables des tendances récentes d'électrification des usages (dans chacun des secteurs, mais qui demeureraient insuffisantes au regard des objectifs nationaux visés tant que des accélérations plus franches n'adviennent pas).

Pour atteindre nos objectifs nationaux il faut donc maintenant, tout en sortant d'une situation de consommation en baisse, envisager une hausse de la production pour se mettre en capacité de répondre à la demande future qui résultera de l'électrification visée. Si cette demande additionnelle se matérialise, il y a plusieurs manières d'y répondre.

A capacité de production inchangée, une hausse du taux d'utilisation des 63 GW du parc nucléaire installé permettrait de produire annuellement quelques dizaines de TWh de plus qu'en 2024, sous réserve de travaux soutenus, et pourrait alors permettre de combler une partie du surcroît de demande attendu pour les quelques pro-



chaines années. Le taux d'utilisation des capacités existantes est en effet inférieur à son potentiel. Par ailleurs, le solde net de nos échanges avec nos pays voisins est élevé, de l'ordre de 60 TWh par an en moyenne (hors perturbations exceptionnelles) et pourrait se voir réduit en cas de demande interne plus forte, au détriment toutefois de la balance commerciale. Si l'on s'en tient à ce raisonnement simpliste et court-termiste, on pourrait ainsi considérer qu'ajouter une quantité significative de nouvelles capacités de production n'est pas utile. Néanmoins, il faut tenir compte de l'avènement d'une demande d'électricité supplémentaire évoquée précédemment, et tenir compte de la dynamique intertemporelle inhérente au secteur électrique, car les investissements sont soumis à une forte inertie. Cela suppose également qu'il n'y ait aucun déclassement de capacités.

Dans ce cadre, et en tenant compte d'une nécessité de recourir de moins en moins aux unités thermiques conventionnelles (environ 20 TWh en 2024, principalement à partir de gaz fossile), poursuivre le développement de nouvelles capacités en particulier éoliennes et solaires peut être vu comme une sorte d'assurance permettant de diversifier le mix, de couvrir des risques éventuels de moindre disponibilité du parc nucléaire et du calendrier de développement de nouveaux EPR qui vraisemblablement n'entreraient pas en service avant 2038 pour les premières unités. Une façon de répondre à cette situation consiste à activer les leviers permettant de stimuler activement l'électrification, en gérant avec intelligence l'évolution de l'offre pour qu'elle reste cohérente avec l'évolution de la demande.

Une telle gestion de l'évolution conjointe de l'offre et de la demande, pourra par ailleurs bénéficier du développement des outils de flexibilité du système élec-

trique, comme en pilotant la consommation (comme par le placement des plages d'heures creuses), en développant le stockage, et en optimisant les interconnexions avec nos voisins. Cette question renvoie aussi à des considérations de coûts et d'optimisation du système électrique qui seront évoquées plus loin.

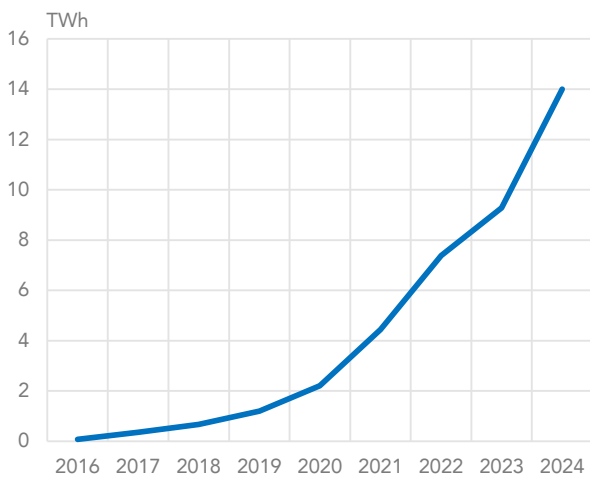
4. Gaz naturel : une molécule qui restera dans le mix en se décarbonant

A moyen terme, il paraît peu probable que tous les usages énergétiques puissent être électrifiés. Le gaz naturel représente aujourd'hui environ 20 % de notre consommation finale d'énergie et joue un rôle important dans le chauffage des bâtiments, et comme intrant industriel. La crise de 2022 a marqué une rupture importante : en se détournant massivement du gaz russe acheminé par gazoduc, l'Europe a basculé vers une dépendance accrue au marché mondial du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). En matière de sécurité d'approvisionnement, cette diversification du portefeuille offerte par le GNL apporte une souplesse nouvelle. Cette nouvelle donne a aussi entraîné une hausse structurelle des coûts, le GNL intégrant des frais de liquéfaction et de transport (estimé à environ 10-15 €/MWh) et nous mettant en concurrence avec la demande asiatique. Dans ce contexte, et en raison de son origine fossile, la place du gaz dans le mix futur est logiquement questionnée.

Toutefois, l'avenir de la molécule gazière ne se résume pas à son origine fossile. La filière s'est engagée dans une transformation visant à décarboner progressivement le contenu de ses réseaux. La solution la plus mûre, le biométhane, se développe rapidement (le parc raccordé a produit environ 14 TWh de biométhane en 2024, +27 % par rapport à 2023). Produit localement à

partir de la méthanisation de déchets agricoles, industriels ou ménagers, il peut être injecté dans les réseaux existants et permet une réduction des émissions de 83 % en empreinte totale et quasi complète à l'usage. Il constitue donc un puissant levier de décarbonation pour les usages aujourd'hui difficilement électrifiables, et est par ailleurs un actif stratégique pour la sécurité d'approvisionnement face à des importations de GNL qui ne proviennent pas d'Europe. D'autres voies moins matures, comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale, ou les solutions mobilisant l'hydrogène, pourraient également être développées pour compléter ce potentiel. Bien entendu, ceci dépendra, comme pour l'électricité, du périmètre des usages concernés et des coûts que cela impliquera, car ces solutions décarbonées demeurent plus coûteuses que le gaz fossile.

Production annuelle de biométhane en France



Source : ODRÉ, Observatoire du biométhane © Rexecode

Le maintien d'une partie de l'infrastructure gazière pour y acheminer des gaz renouvelables pourrait permettre, dans une logique de neutralité technologique et pour les usages pour lesquels d'autres solutions seront impossibles ou trop coûteuses, **de répondre conjointement à la nature des attentes énergétiques (électron et/ou molécule) et de respecter la contrainte d'accélération de la décarbonation**. Si l'on parvient effectivement à produire suffisamment de gaz décarbonés, ce qui renvoie à des questions de disponibilités des ressources et de coûts de production, le gaz pourra se maintenir à un niveau significatif dans le mix énergétique français (les travaux des Perspectives Gaz 2024, compatibles avec les trajectoires nationales de décarbonation, estiment la consommation de gaz en 2035 autour de 250 TWh - hors usage pour la production d'électricité - dont 40 % devront être décarbonés).

¹ ETS2 un mécanisme d'harmonisation des prix du carbone aux contours flous - Repères n° 18, 17 juillet 2025

5. Des orientations politiques claires et aussi stables que possible sont nécessaires

Les dynamiques de marché et les décisions décentralisées des entreprises et des ménages sont un moteur puissant de la transition. Mais elles se heurtent à des inerties considérables (longue durée de vie des équipements, habitudes de consommation) et ne peuvent seules corriger l'externalité que représente le coût des émissions de carbone. Laisser le système énergétique évoluer au seul gré des signaux de marché existants conduirait à une transformation trop lente. Les scénarios prospectifs de Rexecode, qui intègrent une prolongation tendancielle favorable à la décarbonation, le confirment : ils ne permettent pas d'atteindre les objectifs climatiques en discussion dans la nouvelle version de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC). Il subsiste donc un écart entre la trajectoire naturelle de notre système énergétique et l'ambition politique affichée, et une accélération plus marquée est nécessaire.

Pour inciter les acteurs à accélérer, côté offre comme côté demande, les pouvoirs publics disposent d'une palette d'outils qui contribuent à orienter les choix économiques. Un premier levier consiste à donner un prix au carbone, afin d'internaliser son coût dans les décisions de production et de consommation ; c'est l'objectif du marché de quotas européen (EU-ETS) pour l'industrie intensive en énergie, et de son extension future aux secteurs du bâtiment, du transport et aux autres entreprises (ETS2¹). Un prix moins explicite du carbone est aussi envoyé par l'intermédiaire des accises énergétiques, qui comportent depuis 2014 une « composante carbone », mais dont les niveaux absolus ne sont pas toujours cohérents avec les objectifs de décarbonation (l'électricité

Prix du CO2 sur le marché européen



Source : European Energy Exchange

© Rexecode

décarbonée étant souvent plus taxée que certains produits fossiles). Un deuxième levier est celui du soutien à l'investissement, avec des dispositifs comme ceux de France 2030, ou le crédit d'impôt au titre des investissements dans l'industrie verte (C3IV). Un troisième levier est celui du soutien au déploiement et à l'émergence de marchés pour des technologies jugées stratégiques mais pas suffisamment matures, via des mécanismes comme les compléments de rémunération pour l'électricité renouvelable, ou les certificats de production de biogaz (CPB). Enfin, le dernier levier est réglementaire : en fixant des standards de performance (réglementation thermique des bâtiments neufs, normes d'émissions pour les véhicules), il peut contraindre l'offre à se moderniser et accélérer le retrait des technologies les plus émettrices.

Mais le recours à ces instruments n'est pas neutre et leur calibrage constitue le cœur de la difficulté politique. Chaque mesure a des impacts sur la compétitivité des entreprises, le pouvoir d'achat des ménages et les finances publiques, ce qui rend les arbitrages complexes et souvent conflictuels. **L'enjeu n'est pas de substituer une planification administrative rigide aux forces de marché, mais de les orienter par un cadre crédible et pérenne.** L'efficacité de la politique énergétique dépend de sa capacité à envoyer des signaux clairs et aussi stables que possible, permettant aux acteurs économiques de prendre des décisions qui soient cohérentes avec la trajectoire collective visée.

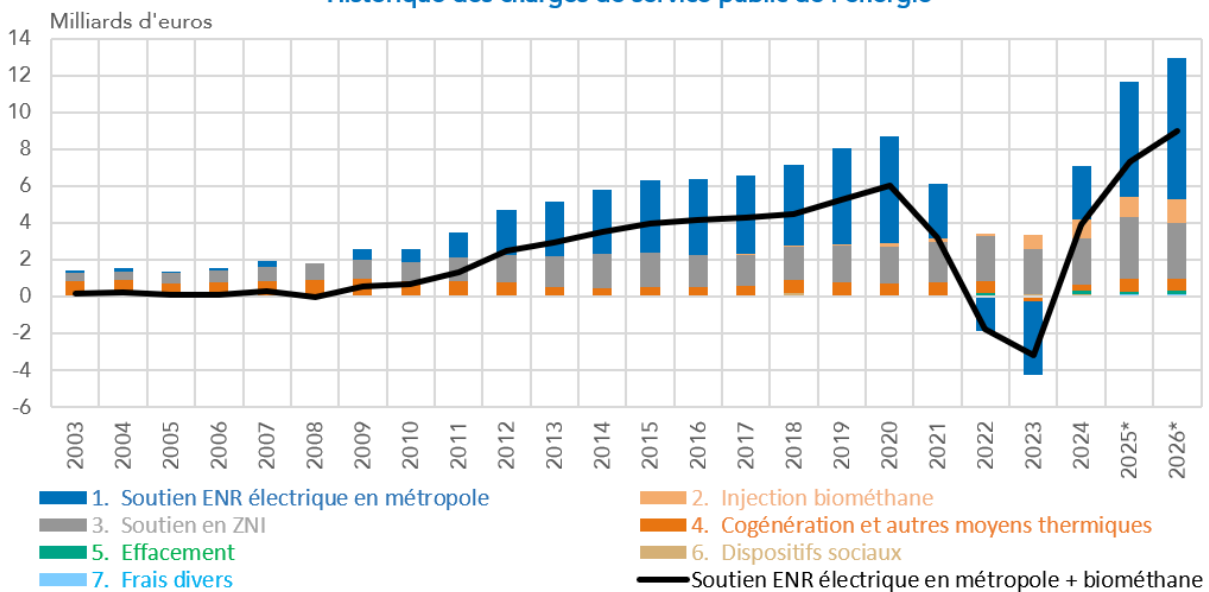
6. Facture d'énergie : des choix politiques aux coûts du système

Le prix de l'énergie payé par le consommateur final, ménage ou entreprise, est une construction économique

et politique, et non le simple reflet des marchés. Pour l'électricité comme pour le gaz, la facture d'un consommateur lambda (ménage ou entreprise) se décompose typiquement en trois parts qui sont à peu près d'égale importance : la fourniture de l'énergie, les coûts d'acheminement par les réseaux, les taxes. Cette structure générale et moyenne doit cependant être nuancée : pour les grands consommateurs industriels énérgo-intensifs par exemple, la part de la fourniture est prépondérante, avec peu de taxes et des coûts de réseau optimisés. Le signal prix instantané des marchés de gros ne représente pas non plus parfaitement le coût de fourniture, car il faut distinguer les échanges pour ajustements de très courts termes des échanges qui résultent de la planification de production et des optimisations des moyens de production par les producteurs, ainsi que la gestion des risques de prix effectuée par les fournisseurs, qu'ils soient producteurs ou non, via les marchés à termes. Ces différents facteurs expliquent pourquoi les variations des prix de gros ne se répercutent par forcément entièrement et avec une certaine inertie sur les factures. De plus, des mécanismes réglementaires, comme l'ARENH ou les tarifs règlementés de vente, ont pu jouer un rôle d'amortisseur en déconnectant une partie des consommateurs de la volatilité des marchés, ou en en lissant les principales variations.

Du point de vue de l'Etat, l'optimisation du système énergétique n'est pas une question triviale. Pour orienter l'économie vers un mix optimal, la comparaison « simple » des coûts de production des différents moyens de production serait bien trop réductrice. L'approche doit être plus globale et porter sur la contribution des différentes technologies à l'atteinte des objectifs avec à chaque fois leur domaine de pertinence et

Historique des charges de service public de l'énergie



Source : Commission de régulation de l'énergie, (*) estimations.

leurs limites. Dans le cas de l'électricité par exemple, la véritable question économique est celle du « coût complet du système », qui inclut les investissements massifs dans les réseaux, le stockage et la flexibilité nécessaires pour garantir la stabilité du système. L'essor des renouvelables illustre cette complexité : leur coût marginal de production quasi nul fait baisser les prix de gros moyens, mais entraînent par la même de plus en plus d'heures ou les prix de marché de courts termes deviennent négatifs. Au 1^{er} semestre 2025, 363 heures étaient concernées (soit environ 8 % du temps), contre 235 heures au 1^{er} semestre 2024 (361 heures sur l'ensemble de l'année 2024) et seulement 53 heures au 1^{er} semestre 2023. En Espagne, le nombre d'heures à prix négatifs a même atteint 459 heures au cours des 6 premiers mois de 2025. En coût moyen, les énergies renouvelables électriques sont devenues des solutions compétitives, surtout dans le cas de grands parcs solaires et éoliens, à la faveur d'une baisse spectaculaire de leurs coûts au cours de la dernière décennie. Cependant, leur intermittence fragilise le modèle économique des actifs pilotables (nucléaire, thermique décarboné, etc.), et requiert des investissements supplémentaires dans des moyens de flexibilisation de l'offre et de la demande, et dans le stockage (même si les coûts de ces technologies de flexibilité et de stockage sont eux-mêmes attendus en baisse).

La dernière étude poussée sur l'évolution du système électrique complet menée par RTE, dans son exercice de Futurs Énergétiques 2050, permettait une comparaison des coûts systèmes complets de différents mix électriques fortement décarbonés. Ils aboutissaient à des coûts complets pour la collectivité finalement relativement similaires, soulignant qu'il n'existe pas de solution unique et manifestement moins chère, et que le mix futur devrait comporter des parts significatives d'électricité nucléaires et renouvelables. Mais ils indiquaient également que les scénarios allant le plus loin dans l'intégration de renouvelables étaient les plus coûteux, avec un écart de coût complet annualisé (production + acheminement + flexibilités) pouvant aller jusqu'à 18 milliards d'euros par an dans le scénario 100 % renouvelable, et plus raisonnablement d'une dizaine de milliards par an entre des scénarios moins extrêmes.

Un effet concret de ces coûts, s'ils deviennent trop importants, sera le poids du soutien public aux énergies renouvelables. Celui-ci représente une charge pesant sur les finances publiques et/ou les consommateurs, dont l'ampleur est souvent commentée. En se concentrant sur le soutien aux ENR électriques et au biométhane en métropole (la ligne noire du graphique précédent), on observe une croissance quasi continue depuis 2003, pour atteindre un pic de près de 6 milliards d'euros en 2020. Sur l'ensemble de la période 2003-2025, le soutien cumulé à ces filières représente une charge nette de 50 milliards d'euros (non actualisés).

Cette trajectoire a connu une inversion temporaire et exceptionnelle durant la crise énergétique. En 2022 et 2023, les prix de marché de l'électricité sont devenus si élevés qu'ils ont dépassé les prix d'achat garantis dans les contrats de soutien. Le mécanisme s'est alors inversé : au lieu de coûter de l'argent à l'État, il en a rapporté, générant un gain net d'environ 5 milliards d'euros sur ces deux années. Ce phénomène exceptionnel a pris fin avec la normalisation des prix de marché, et la charge de soutien devrait reprendre sa croissance pour atteindre un niveau estimé par la CRE à près de 9 milliards d'euros en 2026, soit environ 10 % des montants facturés aux consommateurs. Il faut toutefois noter que, si le stock de contrats passés représente un engagement financier important, les mécanismes de soutien pour les nouveaux projets évoluent vers des modèles de marché (comme les PPA, contrats de vente directe) et un meilleur pilotage des appels d'offre, ce qui devrait conduire à une diminution de ce soutien budgétaire à moyen-long terme.

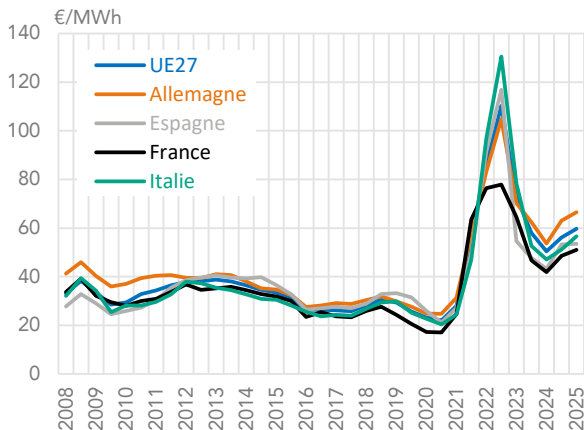
Ce coût est financé par le budget de l'État, lui-même alimenté par l'accise sur l'électricité payée par tous les consommateurs (TICFE dans laquelle a été intégrée l'ancienne CSPE) et par les revenus de la composante carbone de la fiscalité reposant sur les énergies fossiles. Il s'agit donc d'un élément structurant qui pèse sur les finances publiques et/ou le prix final de l'énergie, limitant d'autant les marges de manœuvre pour financer d'autres aspects de la transition s'il devient trop important.

Au final, c'est la question du niveau et de la répercussion aux consommateurs de ces coûts (production, réseaux) et des mécanismes d'interventions (taxes, mécanismes de soutiens) qui se pose, et celle-ci relève d'un arbitrage politique difficile. En effet, la répartition des coûts entre les ménages et les entreprises est un choix de société qui influence directement la compétitivité et le pouvoir d'achat.

7. Pour les entreprises : une compétitivité par le prix de l'énergie à renforcer pour réindustrialiser

L'enjeu de la compétitivité-coût est central pour l'industrie française, qui opère dans un contexte qui dépasse largement le seul échelon national. Le désavantage structurel de l'Union Européenne face aux autres grandes régions économiques s'est dramatiquement creusé depuis la crise de 2022. D'après les valeurs moyennes données dans le Rapport Draghi, l'écart de prix du gaz pour des consommateurs industriels entre l'UE et les États-Unis était en moyenne de 13 €/MWh en 2019, il était début 2024 de 46 €/MWh. Si cet écart s'est réduit depuis, il restera probablement structurel. Pour l'électricité, l'écart est passé de 45 €/MWh à 110 €/MWh. Ces valeurs moyennes masquent une très forte hétérogénéité dans les prix qui dépendent de considé-

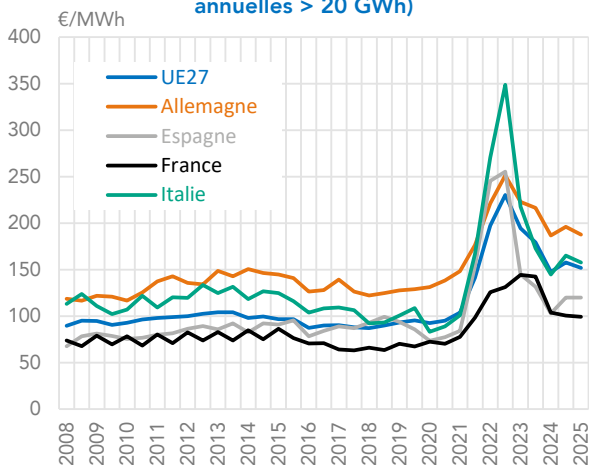
Prix du gaz pour les consommateurs non-résidentiels (toutes taxes comprises, consommations annuelles > 30 GWh)



Source : Eurostat

© Rexecode

Prix de l'électricité pour les consommateurs non-résidentiels (toutes taxes comprises, consommations annuelles > 20 GWh)



Source : Eurostat

© Rexecode

rations locales (entre Etats aux Etats-Unis, et entre pays de l'UE, par exemple) mais qui peuvent aussi beaucoup varier en fonction des profils de consommations. Toujours est-il que ce handicap moyen, quand bien même les prix en Europe semblent dorénavant plutôt orientés à la baisse pour l'électricité comme pour le gaz, va persister et peser lourdement sur tous les secteurs exposés à la concurrence internationale.

Au niveau intra-européen, la France est plutôt bien positionnée par rapport à ces proches concurrents. D'après les données semestrielles d'Eurostat, le prix final de l'électricité pour les consommateurs non-résidentiels (toutes taxes comprises) y est en moyenne plus faible de 40 à 55 €/MWh que la moyenne européenne et celui du gaz naturel plus faible de 5 à 10 €/MWh. Il serait bienvenu de faire perdurer cet avantage stratégique de la France par rapport à ses principaux concurrents intra-européens car il est un enjeu d'attractivité majeur pour les décisions d'implantation industrielles. Ce positionnement est à la fois un levier d'accélération de la décarbonation des

usages et de développement de l'industrie sous-jacente (équipements électriques, nucléaire... voir *La réindustrialisation de la France serait favorable à la décarbonation mondiale*, Repères n° 12, 22 octobre 2024).

Cette situation macroéconomique et moyenne cache tout de même une forte hétérogénéité au sein du tissu productif. L'impact des prix n'est pas le même pour tous. Les grands consommateurs industriels, paient un prix en moyenne plus faible, alors que les plus petits consommateurs et les PME font face à un prix final plus élevé, qui répercute les chocs de marché avec plus d'inertie. Ces derniers risquent d'être par ailleurs bousculé par les politiques climatiques à venir, notamment l'extension du marché du carbone (ETS2) qui touchera directement les entreprises de taille plus modeste qui sont souvent moins armées pour répercuter les hausses de coûts ou pour financer les investissements de décarbonation (les industries intensives en énergies étant déjà incluses depuis 2005 dans le système de plafonnement et d'échange de quotas d'émissions ETS1). Les effets possibles de l'ET2 et une mise en perspective de ces effets sur la compétitivité et la redistribution possible des recettes, ont été analysés récemment par Rexecode (*ETS 2 : un mécanisme d'harmonisation des prix du carbone aux contours flous*, Repères n° 18, 17 juillet 2025).

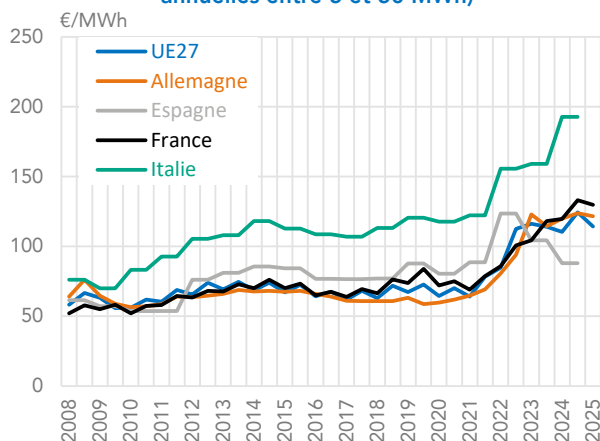
8. Les ménages français, jusqu'ici relativement protégés par rapport à leurs voisins, devrait supporter une part plus importante des surcoûts de la transition

La double contrainte de l'accélération de la transition et de la préservation de la rentabilité des entreprises, et en particulier de la compétitivité industrielle, conduit à imaginer une répartition des coûts de la transition qui porterait *in fine* davantage sur les ménages, en prenant soin de ne pas freiner la dynamique de décarbonation. L'Allemagne, par exemple, a historiquement fait le choix de faire porter l'essentiel du coût de son *Energiewende* sur les consommateurs résidentiels (et les petites entreprises) afin d'exempter son industrie exposée à la concurrence internationale.

Même si les prix des énergies pour les consommateurs résidentiels ont augmenté significativement, les ménages français bénéficient encore de prix relativement bas. Ils ont aussi bénéficié de protections significatives contre la volatilité des prix de l'énergie à la suite de la crise de l'énergie, notamment via les « boucliers tarifaires » (pris en charge majoritairement par l'Etat à hauteur de 25 milliards d'euros environ), une situation qui contraste là aussi avec celle de nos voisins. Ceci semble laisser quelques marges de manœuvre.

Une telle perspective heurte de front l'enjeu du pouvoir d'achat et de la maîtrise de l'inflation, au cœur des

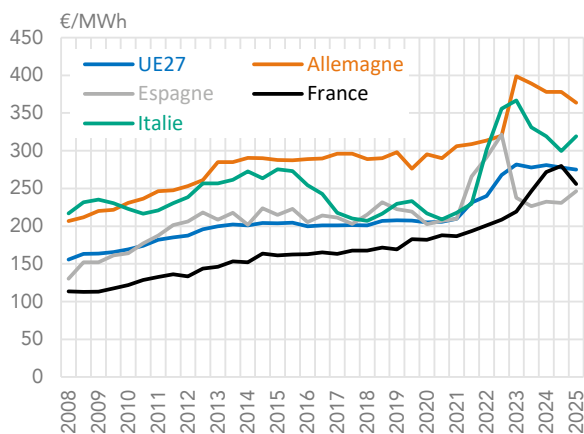
Prix du gaz pour les consommateurs résidentiels (toutes taxes comprises, consommations annuelles entre 5 et 50 MWh)



Source : Eurostat

© Rexecode

Prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels (toutes taxes comprises, consommations annuelles entre 2 et 20 MWh)



Source : Eurostat

© Rexecode

préoccupations sociales. Il ne s'agit pas de faire supporter l'intégralité des coûts de la transition aux ménages, mais de réfléchir à la meilleure articulation possible. Les charges considérées ne seraient pas forcément synonymes d'un choc insupportable. Faire supporter une part plus conséquente de cette charge aux ménages conduirait d'une part à refléter les conséquences économiques de la transition appelée de ses vœux par la société, et à assumer des objectifs cohérents avec leurs conséquences en termes de prix. D'autre part, les revenus générés par l'actuelle tarification du carbone, ou via le nouveau marché ETS2, pourraient être partiellement redistribués pour compenser l'impact sur les ménages les plus modestes et les plus exposés, comme le prévoit le Fonds Social pour le Climat au niveau européen. Ils pourraient également être recyclés pour compenser une baisse des charges pesant sur le travail, ce qui serait favorable à l'emploi.

Enfin, une telle augmentation du prix des énergies fossiles permettrait de faire davantage jouer la logique économique des signaux-prix : pour inciter les ménages à se tourner vers des solutions décarbonées, il est nécessaire que les énergies fossiles deviennent structurellement plus coûteuses que les solutions décarbonées. Symétriquement, alléger le fardeau qui pourrait peser sur les épaules des entreprises facilitera leur réalisation d'investissements de décarbonation.

9. Un arbitrage entre trois objectifs contradictoires

L'ensemble des faits économiques et des contraintes sectorielles décrits précédemment explique les difficultés à définir une trajectoire énergétique claire. Ce nœud est le « trilemme » fondamental de la politique énergétique, qui contraint les décideurs à arbitrer en permanence entre trois objectifs légitimes mais souvent contradictoires : la soutenabilité environnementale, c'est-à-dire l'atteinte des objectifs climatiques de décarbonation ; la sécurité d'approvisionnement, qui garantit la disponibilité de l'énergie à chaque instant et la résilience du système ; l'accessibilité des prix, qui recouvre à la fois la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat du revenu des ménages.

La principale source de blocage vient du fait que maximiser l'un de ces objectifs se fait presque toujours au détriment des deux autres. Accélérer radicalement la décarbonation en interdisant des technologies ou en taxant lourdement le carbone risque de faire augmenter les prix. Prioriser des prix bas en maintenant des énergies fossiles compétitives compromet les objectifs climatiques. Garantir une sécurité d'approvisionnement maximale en multipliant les redondances a un coût qui doit être répercuté sur la facture finale. Chaque option favorise certains acteurs et en pénalise d'autres, oppose le court terme au long terme, et confronte des visions difficiles à concilier.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) n'est rien d'autre que la tentative d'explicitation d'un arbitrage entre ces trois objectifs. La difficulté à la finaliser et à la faire accepter ne vient donc pas d'un manque d'expertise technique, mais du fait qu'elle est le lieu d'un conflit politique et social intense.

10. Avancer à l'échelle nationale pour mieux peser au niveau européen.

Le véritable levier de déblocage pour la politique énergétique française réside dans une stratégie à deux niveaux. D'une part, il est impératif d'utiliser la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie pour sécuriser

nos choix nationaux à court et moyen terme (prolongation du nucléaire, rythme de déploiement des renouvelables, place du gaz vert), offrant ainsi une visibilité immédiate. D'autre part, cette feuille de route nationale devient un guide pour peser activement sur la redéfinition des règles du jeu à Bruxelles, pour qu'elles soient le plus favorable possible à notre modèle énergétique et à notre base industrielle. L'action nationale n'est donc pas une alternative à l'Europe, mais la condition préalable pour y défendre efficacement nos intérêts stratégiques.

Cette démarche est d'autant plus pertinente que le cadre européen est lui-même en mutation. Plusieurs chantiers législatifs, qui s'inscrivent dans une nouvelle doctrine de compétitivité et de souveraineté (*Clean Industrial Deal*, refonte du Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières et du cadre de *reporting* extrafinancier, évolutions des dispositifs de compensation des coûts indirects ...), sont en cours de discussion ou de mise en œuvre. Le *Net-Zero Industry Act* (NZIA), récemment adopté, vise à simplifier et accélérer radicalement les procédures d'octroi de permis pour les usines de technologies propres (batteries, éoliennes, électrolyseurs...). Une PPE claire et pragmatique facilitera l'identification des filières industrielles stratégiques pour nous positionner et attirer des investissements.

La réforme du marché de l'électricité donnera plus d'importance à certains modes de contractualisation (PPA, contrats pour différence CfD) afin de réduire la volatilité des prix pour les producteurs et les consommateurs. En définissant dans sa PPE la trajectoire de son mix électrique, la France peut plaider à Bruxelles pour des règles de marché les plus compatibles avec la coexistence d'une production pilotable décarbonée comme le nucléaire avec les énergies renouvelables, défendant ainsi son modèle unique (par exemple en portant des objectifs de décarbonation préservant un principe de neutralité technologique sur les moyens mobilisables pour les atteindre).

Enfin, suivant les recommandations du rapport Draghi, la nouvelle Commission européenne s'est engagée à réduire significativement les charges administratives pesant sur les entreprises (train de mesures omnibus, boussole pour la compétitivité). Avoir une stratégie nationale précise permet d'identifier concrètement les « irritants » réglementaires européens qui freinent nos projets et de plaider pour leur simplification ciblée.

Conclusion : le nécessaire alignement entre stratégie énergétique et stratégie économique

Comme nos précédents travaux l'ont montré, la transition énergétique est avant tout un grand projet d'investissement (voir *Les enjeux économiques de la décarbonation de la France*, document de travail n° 83, mai 2022). Sa réussite ne dépendra pas seulement de la pertinence de ses objectifs, mais de sa capacité à s'inscrire dans une stratégie économique générale crédible et soutenable. Dans un contexte de finances publiques contraintes, l'enjeu principal est de créer un cadre économique suffisamment stable et prévisible pour débloquer les investissements nécessaires (côté offre en ce qui concerne le nucléaire, les renouvelables électriques et non électriques, les réseaux, mais aussi du côté de la demande pour ce qui concerne le transport, les bâtiments, l'industrie...). L'incertitude réglementaire et des signaux-prix contradictoires freinent ces décisions d'investissement, la clarté et la cohérence des orientations énergétiques sont donc les conditions premières du succès.

Envisager ce chantier comme une simple contrainte à surmonter nous condamnerait à une transition importée, qui aggraverait notre dépendance commerciale. Cette vulnérabilité est déjà une réalité : la quasi-hégémonie de la Chine sur la production des technologies clés de la décarbonation, des panneaux solaires aux batteries, constitue un risque important, économique avant même d'être géopolitique. D'éventuelles rétentions commerciales de la part de la Chine pourraient non seulement ralentir notre trajectoire d'électrification, mais aussi en faire fortement augmenter les coûts, avec un risque de décrochage de plus en plus fort sur les technologies de la transition, dont la maîtrise devrait participer bien davantage à notre souveraineté et à notre croissance économique. Les panneaux solaires photovoltaïque en sont l'exemple le plus frappant : bien qu'étant une solution de production d'électricité efficace et de moins en moins coûteuse, sa chaîne de valeur quasi intégralement localisée en Asie fait que son déploiement entraîne peu de co-bénéfices macroéconomiques pour la France et l'Europe en termes d'emplois et de valeur ajoutée industrielle.

Le véritable levier de déblocage consiste à aligner explicitement la politique énergétique et la politique économique et industrielle. Le succès de la prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Énergie se mesurera à sa capacité à réaliser cet alignement entre décarbonation, compétitivité et souveraineté.