

Institut Valmy

De la souveraineté énergétique française

Lucidité, souveraineté, efficacité

11/05/2026

Sommaire

| | |
|--|-----------|
| Introduction | 3 |
| I/ Histoire d'une transition énergétique au service de l'indépendance nationale : dès l'après-guerre, la France a su poser des choix technologiques clairs et cohérents au service d'une vision stratégique avant-gardiste pour le pays | 7 |
| 1/ Une vision audacieuse et avant-gardiste pour la France | 7 |
| 1.1/ Une vision pragmatique, issue des grandes orientations du Conseil national de la Résistance | 7 |
| 2.2 Une ambition qui conduit rapidement à la nationalisation du secteur de l'énergie dès 1946 .. | 9 |
| 2/ Des choix technologiques clairs et cohérents, doublés d'une organisation interministérielle sur mesure et d'une continuité stratégique qui survit aux alternances politiques | 10 |
| 2.1/ Le couple électronucléaire et hydraulique, au cœur de la souveraineté énergétique française | 10 |
| 2.2/ Une organisation interministérielle resserrée, doublée d'une planification stratégique, comme instrument principal de l'action publique | 11 |
| 3.3 Le plan Messmer, à l'origine d'une extraordinaire prouesse industrielle française | 12 |
| 3/ La vision d'après-guerre permet ainsi la création d'un système énergétique national à la fois cohérent, intégré et optimisé, qui atteint son apogée à la fin des années 2000 | 15 |
| 3.1/ Comme première conséquence, un bilan économique, industriel et environnemental exceptionnel, les objectifs fixés après-guerre ayant été dépassés | 15 |
| 3.2/ Comme deuxième conséquence, un mix électrique particulièrement complémentaire, dont la composante hydraulique constitue également un réservoir stratégique d'énergie inédit en Europe | 18 |
| 3.3/ Comme troisième conséquence, la France devient un leader mondial du nucléaire, sur le plan industriel comme celui de la R&D..... | 20 |
| 3.4/ Au total, un mix électrique qui réduit considérablement le recours aux importations fossiles | 22 |
| II/ Histoire d'une trahison énergétique : à partir de 2010, une désoptimisation du système électrique et énergétique national consécutif à des choix politiques et technologiques hasardeux, sous l'influence de plusieurs facteurs | 24 |
| 1/ Premier facteur : la politique européenne de la concurrence | 24 |
| 1.1/ La transposition des directives de 1996 et 2003 désintègre le système électrique national | 24 |
| 1.2/ Les intimidations de la Commission européenne et l'illusion capacitaire des années 2000 | 24 |
| 1.3/ Les échecs répétés de la diplomatie française à empêcher la libéralisation forcée du marché de l'électricité | 25 |
| 2/ Deuxième facteur : le développement inutile et massif des énergies renouvelables intermittentes, sans réel fondement scientifique, augmente les coûts de l'électricité, déstabilise le réseau et multiplie les épisodes de modulation des centrales nucléaires aux dépens de la sûreté des installations | 26 |
| 2.1/ Un développement massif de l'éolien et du solaire, filières quasi-inexistantes, dont les fondements sont essentiellement politiques et l'impact sur les émissions de CO2 minime pour le système électrique français..... | 26 |
| 2.2 / Un développement massif qui se poursuit malgré les mises en garde répétées des scientifiques, avec des conséquences sur les prix, la stabilité du réseau et la sûreté des installations nucléaires | 32 |
| 2.3 / Le consommateur d'électricité subit depuis une quinzaine d'années une forte hausse du prix facturé, ce qui impacte notablement la compétitivité de l'économie française et obère l'électrification des usages..... | 33 |
| 2.4/ Les taxes se sont envolées en raison des subventions aux renouvelables. | 35 |

| | |
|--|-----------|
| 2.5/ Les coûts d'acheminement ont augmenté fortement en dix ans avec le raccordement des moyens de production éolienne et solaire aux réseaux, et la hausse de la gestion de l'intermittence. Une explosion est à venir dans les prochaines années du fait d'investissements de RTE et Enedis qui seront doublés à la fin de la décennie..... | 38 |
| 2.6/ Le coût de fourniture de l'électricité est impacté en France par l'équilibre offre-demande sur le marché européen et par le prix des énergies fossiles dont dépend le coût marginal du dernier moyen de production « appelé »..... | 40 |
| 2.7/ Via les obligations faites aux fournisseurs, les Certificats d'économie d'énergie représentent une taxe indirecte au sein du coût de fourniture qui ne cesse de croître pour les consommateurs. | 41 |
| 3/ Troisième facteur : la perte de repères scientifiques d'une classe politique française perméable aux idéologies et aux modes passagères, prélude à un laisser-aller stratégique depuis presque 30 ans .44 | |
| 3.1/ Le sacrifice de la filière à neutrons rapides, sous influence d'une politique « écologiste » .. | 44 |
| 3.2/ Une disparition de la planification stratégique et une désorganisation interministérielle | 44 |
| III/ Perspectives des besoins actuels (trajectoires de consommation sectorielles) et de mix énergétique | 45 |
| 1/ La consommation d'énergie finale en France baisse depuis les années 2000 et se concentre dans le résidentiel-tertiaire et les transports où la part de produits pétroliers reste prégnante. La consommation d'électricité, après avoir été stable depuis 2010, a subi une lourde baisse à partir de 2021 et devrait augmenter d'1 % par an d'ici 2035 | 45 |
| 2/ En 2025, nos options technologiques les plus pertinentes continuent de reposer sur un mix électrique d'origine nucléaire et hydraulique qu'il nous faut renouveler pleinement sur le long terme couplé à un développement des usages électriques dans la mobilité, le tertiaire et l'industrie, le développement des énergies renouvelables thermiques (bois-énergie, géothermie) pour la décarbonation de la chaleur et la poursuite de l'option hydrogène pour le transport lourd et certains usages industriels | 50 |
| 2.1 Le parc nucléaire existant représente un actif majeur pour la compétitivité, la souveraineté et la décarbonation du système énergétique national dont la prolongation doit être assurée au maximum technique et appuyée par une réglementation au juste besoin..... | 50 |
| 2.2 Le maintien sur le long terme de la compétitivité du nucléaire impose la construction en grande série de nouvelles centrales aux requis réglementaires ajustés et appuyés par un financement européen majeur. | 51 |
| 2.3 L'hydrogène pourrait représenter un vecteur d'avenir pour la décarbonation des transports lourds et de l'industrie mais, malgré d'importants soutiens publics au niveau national et européen, le passage à l'échelle tarde avec de nombreux projets stoppés. | 53 |
| 2.4 Le biométhane, du fait de son prix, de sa capacité de production et de son impact écologique, représente un potentiel de décarbonation qui doit être apprécié de manière réaliste et donner de la flexibilité au système énergétique français. | 57 |
| 2.5 La décarbonation de la chaleur pour les usages tertiaires et industrielles représente un enjeu majeur du fait de la prédominance des énergies fossiles. La mobilisation des filières souveraines des énergies renouvelables thermiques (biomasse, géothermie) et du nucléaire (via les petits réacteurs modulaires dits SMR) doit être davantage soutenue par la puissance publique, en particulier auprès des collectivités locales et des industriels. | 62 |
| IV/ Par conséquent, la feuille de route énergétique proposée pour la France se fonde sur une souveraineté retrouvée | 64 |
| Propositions conclusives du rapport | 64 |

Introduction

Nous traversons une crise profonde. La PPE3 vient d'être imposée par décret, sans analyse sérieuse des besoins ni des impacts, en dépit des avertissements répétés de l'Académie des sciences et du haut-commissaire à l'Énergie atomique. Le document de synthèse lui-même demeure partiellement caviardé : les données relatives aux surcoûts des énergies renouvelables et aux hypothèses de demande ont été classifiées, ce qui interdit tout contrôle démocratique sérieux sur une décision engageant plusieurs centaines de milliards d'euros d'argent public sur 30 ans.

Une question aussi essentielle que la politique énergétique se réduit, une fois encore, à un objet de compromis politique de circonstance. Sans souci de responsabilité, elle devient l'instrument d'un équilibre précaire destiné à éviter la censure d'une Assemblée plus fragmentée que jamais. Dans le même temps, l'Union européenne persiste à favoriser le gaz, comme énergie de transition, et les énergies renouvelables au détriment du nucléaire — en violation frontale du principe de neutralité technologique formellement inscrit à l'article 194 du TFUE —, et pousse, dans l'indifférence quasi générale, des projets de démultiplication des interconnexions entre pays visant à faire endosser à l'ensemble de l'Europe les conséquences de la politique énergétique désastreuse de l'Allemagne.

Le seul mérite de cette PPE3, présentée comme un texte « ambitieux », est d'avoir renoncé à fermer arbitrairement quatorze réacteurs nucléaires d'ici 2035, et ainsi de mettre fin à une mesure de la PPE2 décidée en 2019 pour réduire le nucléaire à 50 % du mix électrique. Pour le reste, les surcoûts liés à la marche forcée vers davantage d'énergies renouvelables électriques y sont grossièrement maquillés, et les analyses détaillées sont soit classées confidentielles, soit caviardées. L'ensemble de cette stratégie est présenté comme une réponse à la lutte contre le changement climatique. Pourtant, si elle s'avère incapable de réduire l'empreinte carbone de l'électricité française — déjà l'une des plus faibles d'Europe grâce au nucléaire et l'hydraulique, à moins de 60 g CO₂/kWh contre plus de 400 en Allemagne —, elle excelle en revanche à en renchérir le coût, grevant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité de notre industrie et limitant l'électrification des usages.

Avant d'énoncer des priorités, quelques vérités fondamentales doivent être posées.

L'énergie est la variable déterminante de la compétitivité économique : une industrie performante exige une énergie abondante et bon marché. Cette énergie doit être décarbonée — et la décarbonation de l'économie passe par son électrification, à condition que cette électricité soit elle-même décarbonée. Enfin, toutes les sources d'électricité décarbonée ne se valent pas : seules les sources pilotables — nucléaire, hydraulique — garantissent la stabilité du système. Le nucléaire et l'hydraulique sont des filières industrielles françaises qui offrent simultanément disponibilité, pilotabilité et souveraineté. Les énergies intermittentes — éolien et solaire — déstabilisent le réseau et s'appuient sur des technologies quasi intégralement importées de Chine ou de pays européens, qu'il s'agisse des panneaux photovoltaïques, des nacelles et pales d'éoliennes ou des métaux critiques qui les composent. Vingt ans de propagande n'ont pas modifié ces réalités ; ils ont en revanche contribué à saborder la filière nucléaire et à subventionner massivement des opérateurs qui ne produisent pas le moindre électron quand le vent et le soleil font défaut. La gravité de la situation impose que les vérités soient dites.

Il est urgent de tordre le cou à plusieurs fausses évidences qui ont durablement empoisonné le débat.

L'électricité ne se stocke qu'avec difficulté (hormis les stations hydrauliques de transfert et de pompage) : toute production intermittente impose des dispositifs de stockage et de stabilisation du réseau, dont le coût est

systématiquement dissimulé dans les calculs officiels. Les mécanismes de rachat automatique à prix garantis, qui socialisent les pertes tout en privatisant les profits, doivent être supprimés. La chaleur, quant à elle, se transporte mal : au travers de réseaux urbains, elle doit être valorisée localement, qu'il s'agisse de récupération de chaleur fatale, de biomasse ou de géothermie qui s'appuient sur des filières nationales.

L'hydrogène mérite un traitement précis, car l'amalgame nuit au débat. Comme vecteur énergétique dans les transports individuels ou collectifs, il est une impasse : le rendement de la chaîne électrolyse-compression-pile à combustible est inférieur à 30 %, contre plus de 80 % pour la recharge directe d'une batterie. En revanche, comme réducteur dans la sidérurgie ou comme précurseur dans l'industrie chimique — ammoniac, méthanol —, l'hydrogène bas-carbone ne dispose pas d'alternative technique crédible à court terme. La distinction s'impose donc : soutenir sélectivement les usages industriels pour lesquels il n'existe pas de substitut, et mettre fin au soutien public aux usages énergétiques où il constitue une réponse inefficace à un problème que nous nous sommes nous-mêmes créé — celui de l'intermittence des renouvelables.

La biomasse pour des usages individuels ou collectifs ne peut être développée qu'à l'échelle locale, sur la base d'une analyse rigoureuse des besoins, des ressources et des coûts, et sous réserve d'une comptabilité carbone honnête intégrant les cycles de régénération forestière.

De ces principes découle une orientation claire : il faut sortir du nucléaire honteux.

Le nucléaire est une énergie de base ; il doit être prioritaire. Les énergies renouvelables électriques ne peuvent intervenir qu'en appoint, sans perturber le fonctionnement du parc existant — ni directement par leur intermittence, ni indirectement par la ponction qu'elles exercent sur le réseau lorsque le vent ou le soleil fait défaut.

Le parc nucléaire actuel doit être prolongé jusqu'à soixante, voire quatre-vingts ans, sous réserve de l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection. Les États-Unis ont déjà accordé des licences d'exploitation à quatre-vingts ans pour plusieurs réacteurs comparables aux nôtres : la faisabilité technique est établie. Fermer un réacteur amorti et opérationnel est un non-sens économique autant qu'énergétique. La politique énergétique ne peut être dictée par des impératifs de communication : elle doit répondre à des exigences techniques et économiques.

Le renouvellement du parc nucléaire par des EPR doit être lancé sans délai, à la fois pour reconstruire l'outil industriel et pour reconstituer une expérience d'exploitation. Repousser la construction au prétexte qu'on pourrait « mieux faire » est irresponsable : c'est en construisant qu'on apprend à construire — la Corée du Sud, qui n'a jamais interrompu son programme, en offre la démonstration éclatante avec des réacteurs livrés dans les délais et dans les budgets. Et grâce au lancement régulier de nouveaux chantiers, la Chine construit de manière très efficace des réacteurs inspirés de la technologie EPR. La procrastination n'est rien d'autre qu'une stratégie de renoncement.

Le nucléaire doit redevenir économiquement compétitif, par l'amélioration continue des conceptions et des processus, mais aussi par l'utilisation optimale des infrastructures existantes. Il est absurde de brider les centrales pour « laisser la place » aux énergies renouvelables. Il est malhonnête d'évaluer le coût de ces dernières sans y intégrer le renforcement des réseaux qui leur est directement associé — dont RTE chiffre le besoin le concernant à plus de 60 milliards d'euros d'ici 2040 — et la modulation massive qu'elles imposent aux énergies pilotables (centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques). La vérité des prix est la condition première d'une politique énergétique rationnelle ; elle ne saurait se construire sur les slogans ressassés depuis vingt ans.

La technologie éprouvée pour le renouvellement du parc est celle des réacteurs à eau pressurisée, fonctionnant à l'uranium enrichi. Mais la souveraineté énergétique impose d'aller plus loin : se rendre indépendant de la mine, et faire le meilleur usage de l'uranium appauvri et du plutonium dont la France dispose en abondance. La technologie des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium dont la France fut pionnière répond à cette exigence. Elle doit être relancée sans délai : un déploiement à l'horizon 2045, cohérent avec les délais industriels d'un programme conduit sans rupture, est un objectif atteignable à condition que la décision politique soit prise immédiatement et non reportée en 2030 après de nouvelles années d'études comme annoncé au dernier Conseil de politique nucléaire (CPN). C'est un devoir d'État qui ne peut être délégué. Les stocks de plutonium et d'uranium appauvri doivent être reconnus comme matières stratégiques. La fermeture du cycle est la condition d'un nucléaire à la fois souverain — nos stocks couvrent plusieurs siècles de besoins, voire davantage selon les hypothèses de déploiement — et durable, puisque les réacteurs à neutrons rapides résolvent simultanément la question du combustible et celle des déchets à longue

vie. Cette technologie n'est pas à inventer : elle est à faire renaître, à partir du savoir-faire français forgé de Phénix à Superphénix, jusqu'au projet Astrid — expertise que des décisions politiques irresponsables ont délibérément cherché à détruire, par ignorance ou par idéologie.

Les technologies de stockage profond pour les déchets les plus radioactifs et à vie longue existent et sont validées. Le site de Cigéo, dont l'instruction est en voie d'achèvement, en est l'illustration : leur mise en œuvre doit cesser d'être entravée par les procrastinations militantes et devenir ce qu'elle est réellement — un atout industriel à valoriser et une démonstration internationale du sérieux de la filière française.

Les petits réacteurs modulaires ne font sens que s'il existe des applications industrielles concrètes pour les justifier — chaleur urbaine, sites insulaires, décarbonation industrielle lourde (chaleur de process). Leur financement relève du marché, non de l'État, sauf à identifier des besoins régaliens précis. La logique de la start-up nation — subventions publiques sans analyse de pertinence — n'est pas une politique : c'est une méthode éprouvée pour transférer à l'étranger nos savoir-faire et notre propriété intellectuelle, comme l'histoire récente de plusieurs programmes d'hydrogène subventionnés le démontre.

Ces fondations posées, la décarbonation de l'économie peut être engagée de manière cohérente, en gardant à l'esprit qu'il faut savoir hiérarchiser les solutions en fonction du coût de la tonne de CO₂ évitée. Ces dernières années, faute d'une stratégie nationale bas carbone efficace, la baisse des émissions de gaz à effet de serre en France sont très éloignées de la cible annuelle de 5% nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050 (-1,6 % en 2025 et -1,8 % en 2024).

Dans le bâtiment, elle passe par une isolation efficace, le renforcement des réseaux de chaleur à base d'énergies renouvelables thermiques (biomasse, géothermie) et le déploiement de pompes à chaleur individuelles dans les territoires où les écarts de température et le type d'habitat les rendent compétitives. Le parc immobilier doit faire l'objet d'une évaluation quantitative définissant des ordres de priorité — les sept millions de passoires thermiques classées F et G ne peuvent toutes être traitées simultanément, et les ressources publiques doivent être orientées vers les gisements d'économie les plus importants. Les tergiversations et les engagements non tenus — le dispositif MaPrimeRénov' en offre le triste exemple — doivent céder la place à un grand programme d'État stable sur dix ans. La fiscalité et le diagnostic de performance énergétique, aujourd'hui dissuasifs pour l'électrification des bâtiments, doivent être révisés. Dans les territoires ruraux enclavés, le bois-énergie doit pouvoir compléter les solutions électriques.

Dans les transports, la décarbonation passe par l'électrification ferroviaire et routière. Soyons lucides : sans action résolue, le véhicule électrique sera très probablement produit en dehors d'Europe dans des conditions de coût que nos industriels ne peuvent égaler sans un cadre de réciprocité. La réponse n'est pas le protectionnisme naïf mais une exigence de réciprocité : tout constructeur souhaitant accéder au marché européen doit y localiser une part substantielle de sa production et de sa chaîne de valeur — ce qui est exactement la stratégie que la Chine avait elle-même imposée à l'industrie occidentale il y a vingt ans, et que l'Inflation Reduction Act américain applique aujourd'hui avec efficacité. Cette approche est défendable devant l'OMC sur le fondement des clauses de sauvegarde et des règles d'origine, à condition d'être conduite avec méthode plutôt qu'improvisée au gré des cycles électoraux. Le rôle de l'État se limite par ailleurs à planifier et à déployer les réseaux de recharge, en concentrant l'investissement sur les axes structurants et l'appui aux collectivités locales.

Dans l'industrie, la décarbonation ne se décrète pas : elle répond à des exigences techniques et engendre généralement des surcoûts. Elle ne doit être soutenue que sur preuve de pertinence technique, et les industriels qui s'y engagent doivent être protégés par des mécanismes douaniers contre la concurrence de ceux qui ne réduisent pas leur empreinte carbone — ce que le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières européen amorce, trop timidement encore car ne portant pas sur les produits finis et semi-finis.

Ce que révèle cette situation, au fond, c'est une crise de gouvernance — nationale et européenne.

La France doit cesser de se soumettre à des interprétations abusives des traités européens, sans précédent

dans l'histoire de la construction communautaire, qui lui imposent des choix technologiques contraires à ses intérêts. Trois dévoiements méritent d'être nommés : la fixation de seuils d'énergies renouvelables incompatibles avec la stabilité du réseau français, par une lecture maximaliste de la directive RED III qui ignore la clause de neutralité technologique ; le blocage du potentiel hydraulique au nom d'une mise en concurrence forcée des concessions, contraire à l'esprit de l'article 106 du TFUE ; et les exigences d'interconnexion et de partage de réseau qui reviennent à faire financer par les consommateurs français les conséquences de la sortie du nucléaire allemand. La lâche soumission des vingt dernières années doit céder la place à une défense résolue des intérêts nationaux, en formant les coalitions nécessaires avec les États membres qui partagent notre vision — Pologne, République tchèque, Finlande, Suède... — pour peser sur l'évolution du droit dérivé.

La politique énergétique ne saurait s'affranchir des exigences scientifiques. Il est impératif que l'exécutif s'engage à écouter et à respecter les analyses des académies des sciences et des technologies, mobilisées à cet effet par l'OPECST, dont les avis doivent cesser d'être ignorés dès lors qu'ils contredisent les préférences politiciennes du gouvernement.

Aucune décision d'investissement conséquente ne devrait pouvoir être prise sans une analyse d'opportunité et une étude d'impact conduites par des experts indépendants des administrations — DGEC, ADEME, RTE, CRE — qui ont largement démontré leur incapacité à dire la vérité sur les coûts réels des différentes filières, et dont l'indépendance vis-à-vis des opérateurs qu'elles sont censées réguler reste à démontrer.

Les mécanismes de tarification, enfin, sont devenus totalement opaques, à la fois sous l'effet d'une soumission aux traités européens mal interprétés et d'une politique de soutien aux énergies renouvelables qui ne contribue pas, en France, à la décarbonation mais se traduit mécaniquement par une hausse de l'accise sur l'électricité supportée par les consommateurs. Une remise à plat complète s'impose, confiée à des économistes de l'énergie reconnus et indépendants.

Il est temps de substituer à l'improvisation une véritable politique énergétique. Faute de quoi, les conséquences économiques, industrielles, environnementales et sociales de ces choix continueront de s'aggraver — au détriment du pays tout entier.

**

I/ Histoire d'une transition énergétique au service de l'indépendance nationale : dès l'après-guerre, la France a su poser des choix technologiques clairs et cohérents au service d'une vision stratégique avant-gardiste pour le pays

Entre 1945 et 2007, la politique énergétique française a été marquée par une **cohérence et une continuité remarquables**, exception faite de l'abandon du prototype à neutrons rapides Superphénix en 1997 et l'arrêt de la construction engagée de deux réacteurs N4 à Penly¹. Cette double exigence au long cours a permis à la France, en l'espace de quelques décennies, de devenir indépendante et compétitive sur le plan énergétique, un des pays industrialisés les plus décarbonés au monde et un acteur mondial de premier plan dans le nucléaire civil et l'hydroélectricité.

Ce que l'histoire rétrospective enseigne, c'est que **cette réussite est loin d'être un hasard** : elle résulte d'abord, et dès les origines, d'une approche pragmatique, matérialisée par des choix scientifiques et technologiques clairs et cohérents, et soutenue dans la durée par une **continuité stratégique qui a su perdurer au gré des alternances politiques**. Ces facteurs clés de succès, bien que fragilisés, existent encore, et sont donc reproductibles à l'heure actuelle.

1/ Une vision audacieuse et avant-gardiste pour la France

1.1/ Une vision pragmatique, issue des grandes orientations du Conseil national de la Résistance

Dès 1946, dans une France laminée par les années de guerre et d'occupation, en retard sur le plan industriel, dépendante de ses importations d'énergie et dépourvue d'infrastructures adaptées et modernes en la matière, le Gouvernement provisoire de la République française² (GPRF) fixe trois grands objectifs pour le secteur de l'énergie, sous l'impulsion du général de Gaulle :

- (i) **sortir le pays de la dépendance énergétique extérieure**, c'est-à-dire doter la France d'une capacité de production d'énergie domestique suffisante, susceptible de réduire sa dépendance aux importations d'hydrocarbures du fait de la pauvreté de ses ressources naturelles (pas de pétrole, peu ou pas encore de gaz, ressource en charbon finissante et largement importée³) ;
- (ii) **produire une énergie compétitive, abondante** et susceptible de soutenir la modernisation de l'industrie et de l'économie françaises, dans la durée. Il s'agissait au fond de réinstaller la France au rang des grandes puissances industrielles, malgré les années de guerre qui avait détruit l'appareil productif et désorganisé le pays ;
- (iii) **créer un service public intégré de l'électricité**, afin de garantir l'égal accès de tous à une énergie fiable, stable, en volume suffisant, pour un tarif unique et abordable, quel que soit le degré d'éloignement des grands centres urbains ou des centres de production d'énergie. Cela supposait également la création d'un réseau national de transport et de distribution interconnecté entre régions, sur l'ensemble du territoire.

Cette politique, visionnaire – et en un sens révolutionnaire – pour l'époque, émanait des grandes orientations du programme du Conseil national de la Résistance (CNR) qui, imprégné de la vision gaullienne, était favorable à une gestion publique et centralisée des grands secteurs stratégiques. Elle avait **d'abord un impératif d'ordre moral**, comme l'exprimait le général de Gaulle au Royal Albert Hall de Londres, dès le 18 juin 1942⁴ : « *Pour la France en particulier, où le désastre, la trahison, l'attentisme ont disqualifié beaucoup de dirigeants et de privilégiés, et où les masses profondes sont, au contraire, restées les plus vaillantes et les plus fidèles, il ne serait pas acceptable que la terrible épreuve laissât debout un régime social et moral qui a joué contre la nation. La France qui combat entend que la victoire soit le bénéfice de tous ses enfants. A l'abri de l'indépendance, de la sécurité, de la grandeur recouvrée, elle veut que soient assurées et garanties à chaque Français la liberté, la sécurité, la dignité sociale* ».

¹ Et dans une moindre mesure, d'un ralentissement du développement du parc nucléaire sous la présidence Mitterrand : limitation de la construction à 2 réacteurs sur plusieurs sites prévus pour 4 ;

² Alors composé du général de Gaulle et des communistes, avant la démission du Général de Gaulle le 20 janvier 1946 ;

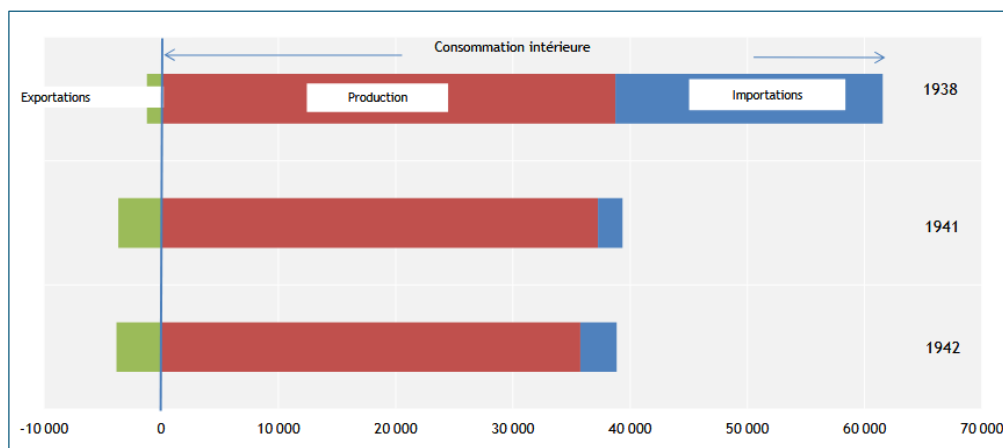
³ La France possédait en réalité du charbon mais ses ressources facilement exploitables apparaissaient limitées.

⁴ François-Charles Bernard, « Les nationalisations dans la pensée de Charles de Gaulle » in *Espoir n°103*, 1995

Elle avait également un **impératif d'ordre économique et social**, résultant de la convergence de plusieurs facteurs, qui rendaient particulièrement pressante la recherche d'indépendance, de compétitivité et de disponibilité énergétiques :

- **l'augmentation progressive des besoins énergétiques de la nation**, sensible dès les années 1920, accompagnant l'essor du moteur dans les processus industriels, de l'éclairage public et de la démocratisation de l'accès à l'électricité (électroménager...) ;
- **le manque de ressources énergétiques nécessaires au redémarrage de l'économie française à la Libération** : la ressource charbonnière était divisée par deux par rapport aux années 1930 sans importations disponibles, en raison du nombre insuffisant de mineurs et des destructions de matériels, mines et voies d'acheminements consécutives à la guerre ;
- **la recherche active d'un substitut au charbon**, alors cher et de mauvaise qualité, dont plus du tiers était importé.

Bilan charbonnier, en milliers de tonnes (période 1938 – 1942)

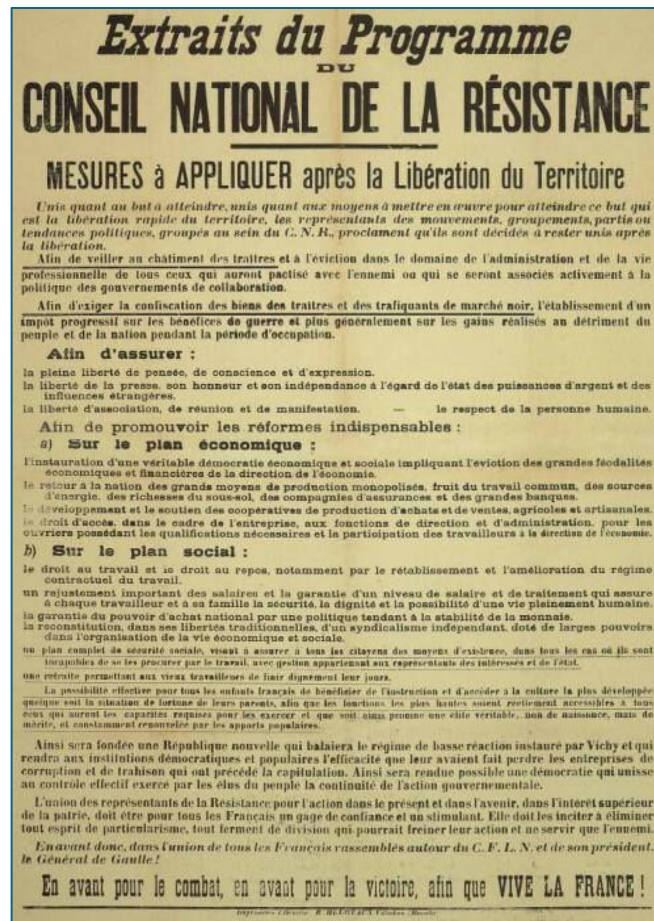


Source : INSEE, *Annuaire de la statistique en France*, 1966

C'est pourquoi les grandes directives du CNR, adoptées à l'unanimité de ses membres le 15 mars 1944, prévoyait déjà parmi les « *mesures à appliquer dès la Libération du territoire*⁵ », le « *retour à la nation des grands moyens de production monopolisée, fruits du travail commun, des sources d'énergie, des richesses du sous-sol, des compagnies d'assurances et des grandes banques* ».

Extraits du programme national de la résistance

⁵ Les autres directives prévoyaient (i) « L'instauration d'une véritable démocratie économique et sociale, impliquant l'éviction des grandes féodalités économiques et financières de la direction de l'économie » ; (ii) « l'intensification de la production nationale selon les lignes d'un plan arrêté par l'État après consultation des représentants de tous les éléments de cette production » ;



2.2 Une ambition qui conduit rapidement à la nationalisation du secteur de l'énergie dès 1946

La vision étant fixée, son cadre politique général est donné par le général de Gaulle le 2 mars 1945, devant l'Assemblée consultative, qui précise alors les motifs et l'étendue des nationalisations envisagées : « *Mais, si nous entendons faire en sorte que, dans un peuple tel que le nôtre, la valeur individuelle, la liberté, l'émulation, demeurent à la base de l'activité nationale et même trouvent profit à se développer encore, si nous nous promettons de lever progressivement, aux moments voulus, les contraintes que la guerre oblige l'État à faire peser, bref, si nous n'imaginons pas l'économie française de demain sans un « secteur libre » aussi étendu que possible, nous déclarons que l'État doit tenir les leviers de commande. Oui, désormais, c'est le rôle de l'État d'assurer lui-même la mise en valeur des grandes sources de l'énergie : charbon, électricité, pétrole, ainsi que des principaux moyens de transport : ferrés, maritimes, aériens, et des moyens de transmissions, dont tout le reste dépend* ».

Le projet de loi correspondant est signé par le général de Gaulle le 18 janvier 1946, deux jours avant sa démission, et la loi est votée le 8 avril 1946, après d'âpres débats. Le secteur de l'énergie devient un monopole d'Etat. **Les activités de production, de transport, de distribution et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel sont nationalisées** à travers la création des deux établissements publics⁶ Electricité de France (EDF) et Gaz de France (GDF, devenu depuis ENGIE après fusion avec Suez), qui **résorbe la fragmentation du système électrique national en mettant fin à la dispersion de plus de 1 300 concessionnaires privés**. Il constituera le premier moteur du développement industriel et du redressement national⁷.

Affiche EDF, 1949

⁶ Etablissements publics nationaux à caractère industriel et commercial (EPIC)

⁷ Chiffres indicatifs. « La production électrique était en effet assurée par 86 centrales thermiques et par 300 centrales hydrauliques, dépendances respectives de 54 et 100 sociétés privées. Les réseaux de transport se partageaient entre 86 sociétés. Quant à la distribution de l'électricité, 1 150 entreprises géraient le marché » *La nationalisation de l'électricité en France en 1946*, Catherine Vuillermot, 2003 (sur la base des archives EDF de 1948)



2/ Des choix technologiques clairs et cohérents, doublés d'une organisation interministérielle sur mesure et d'une continuité stratégique qui survit aux alternances politiques

2.1/ Le couple électronucléaire et hydraulique, au cœur de la souveraineté énergétique française

Pour appliquer ces orientations stratégiques à la production nationale d'électricité, les choix technologiques opérés par le GPRF s'orientent rapidement autour de deux axes :

- (i) **la production d'électricité d'origine nucléaire**, pour sur le plan civil, répondre efficacement à la croissance des besoins de base du pays, alors même que la France n'était pas encore dotée de cette technologie et que les recherches menées au plan international sur le sujet tâtonnaient encore ; et sur le plan militaire, engager un programme ambitieux de recherche susceptible de permettre à la France de se doter d'une force nucléaire ;
- (ii) **la production d'électricité d'origine hydraulique**, en exploitant tout le potentiel offert par le relief et la géographie des cours d'eau du pays via l'accroissement substantiel du nombre de centrales hydroélectriques et la constitution d'importantes réserves hydrauliques ce qui permet de répondre aux besoins de base comme des pics de consommation, l'appoint étant fourni par les centrales thermiques existantes (principalement au charbon).

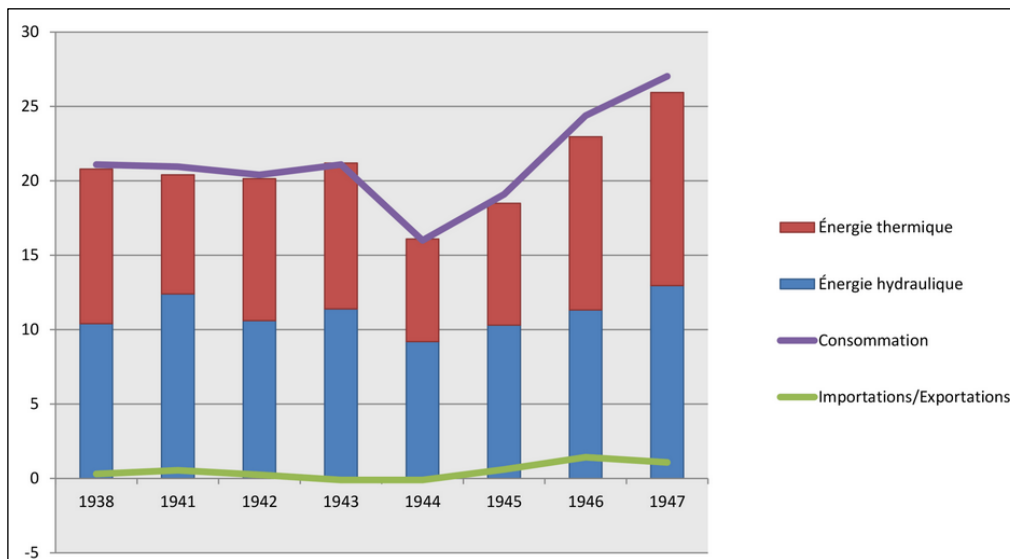
Ces technologies avaient en réalité fait l'objet d'un certain consensus préalable. Concernant **l'énergie nucléaire**, des travaux expérimentaux relatifs à la production de neutrons de haute énergie à partir de fission d'uranium avaient été menés à l'étranger, ainsi qu'en France dans les années 1930, notamment sous l'impulsion de l'ingénieur français, physicien et prix Nobel de chimie Frédéric Joliot-Curie. Envisageant la possibilité d'une réaction en chaîne, trois brevets fondamentaux avaient été déposés au nom du Collège de France par les chercheurs français, sur la manière de concevoir et réaliser un réacteur nucléaire. Par ailleurs un premier réacteur nucléaire (« Chicago Pile-1 ») avait été mis en service en 1942 à l'université de Chicago, dans le cadre du projet Manhattan⁸ avec l'appui de scientifiques français émigrés. En parallèle, d'autres membres de l'équipe de Frédéric Joliot-Curie avaient contribué au programme britannique de recherche nucléaire Tube Alloys en transférant notamment le stock d'eau lourde du laboratoire français. **L'énergie électronucléaire était donc perçue comme une technologie éminemment stratégique, pour ses applications à la fois civiles et militaires.**

Pour la **technologie hydraulique**, le terrain avait été préparé dans les années 1920 et 1930. Surnommée la « houille blanche », en référence aux houillères du Nord de la France, elle avait joué un rôle fondamental dans la reprise économique en France, comme le montre le graphique suivant, face à la pénurie de houille sous l'Occupation. **La proportion d'énergie hydraulique avait ainsi augmenté en conséquence pendant les années de guerre, passant de 53 % en 1938 à 60 % en 1944**, sans pour autant pallier au

⁸ Programme de recherche américain, destiné à la fabrication d'un explosif très puissant fondé sur la réaction en chaîne de fission atomique. Coordonné par Robert Oppenheimer, il est né de la conjonction de la découverte de la fission atomique et de la menace hitlérienne. Il aboutit à la fabrication des premières bombes nucléaires. Les États-Unis, largement dotés en pétrole et en charbon, lancent un programme nucléaire d'abord conçu pour ses applications militaires.

manque d'énergie thermique issue du charbon, la production électrique totale restant insuffisante par rapport aux besoins de la nation.

Production électrique en France (1938-1947)



Source : Ministère de l'industrie et du commerce, Annuaire de la statistique industrielle, 1938-1947

Par conséquent, **le choix très stratégique d'un mix électrique reposant à la fois sur l'énergie nucléaire et hydraulique résultait d'abord d'une vision politique imprégnée par l'état de la recherche scientifique sur les applications civiles et militaires de l'énergie nucléaire, et une certaine expérience industrielle de l'énergie hydraulique.** Bien que visionnaire, ce choix n'écartera pas pour autant les inévitables tensions sur la ressource énergétique dans la période d'après-guerre, qui perdureront jusqu'à la fin des années 1940. Pour éviter les faillites d'entreprises et répondre aux demandes prioritaires, il fallut comprimer la consommation domestique en charbon, gaz, électricité, entraînant de fréquentes coupures d'électricité tout au long de cette période pour les ménages et PME.

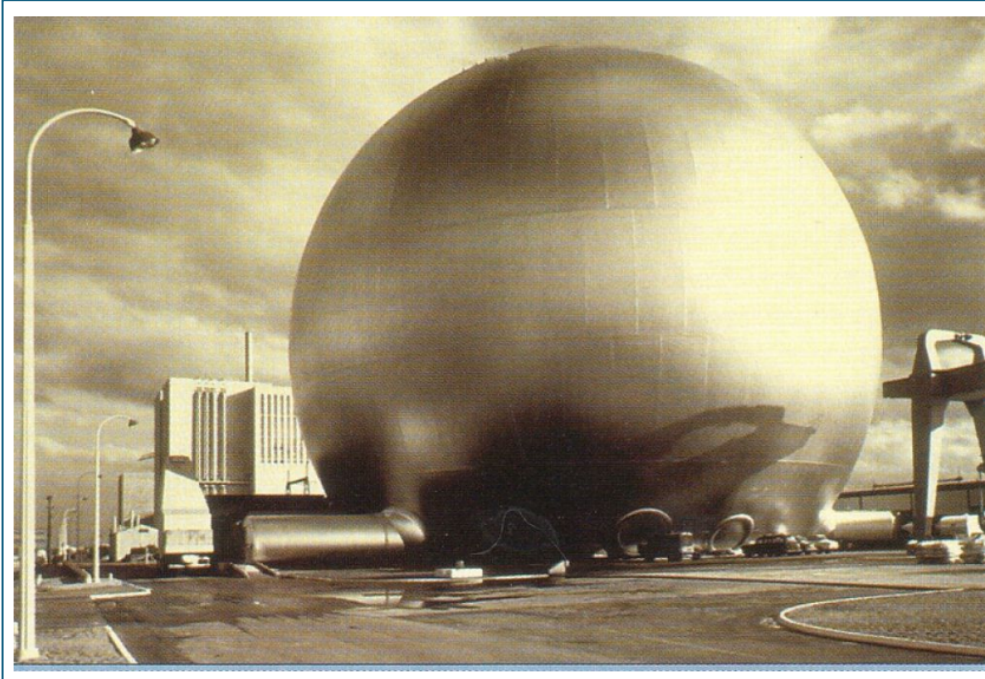
2.2/ Une organisation interministérielle resserrée, doublée d'une planification stratégique, comme instrument principal de l'action publique

Pour institutionnaliser la **composante nucléaire de l'indépendance énergétique française**, et bâtir toute une filière nouvelle *ex-nihilo*, **le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) est créé dès 1945**, sous l'impulsion du général de Gaulle. Il est chargé de permettre à la France d'acquérir la compétence nucléaire et de conduire la recherche dans ses applications civiles et militaires. Le physicien français Frédéric Joliot-Curie en devient le premier Haut-commissaire.

Dès les années 1950, les plans quinquennaux intègrent donc la production d'électricité d'origine nucléaire, à partir des travaux de la **Commission PEON (Production d'Électricité d'Origine Nucléaire), notamment chargée d'évaluer les différentes options et filières technologiques.** A cet égard, **la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (UNGG)** sera d'abord privilégiée, avant que ne soit opéré à partir de 1969 un virage vers les **réacteurs à eau pressurisée (REP), sous licence américaine (Westinghouse) francisée**, réputés plus efficaces, compétitifs et posant moins de difficultés techniques, la technologie étant par ailleurs éprouvée sur le plan industriel. Les premiers réacteurs à Fessenheim et au Bugey illustreront ce choix.

Pour achever l'organisation et le développement de la filière électronucléaire en France, un organe de contrôle est mis sur pied, indépendant de l'exploitant (EDF) et de l'outil scientifique (le CEA). Il s'agit de **l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN, devenue ASNR par fusion de l'ASN et de l'IRSN en 2024)**, garante de l'intégrité du système, et placée sous la tutelle notamment du Ministère chargé de l'énergie. Deux entreprises clés complètent ce dispositif d'ensemble, chacune spécialisée dans un domaine d'activités spécialisé : **Framatome pour la conception et la fabrication des réacteurs nucléaires et la Cogema (Orano désormais) chargé du combustible, de l'approvisionnement amont (mines, enrichissement) au retraitement aval.**

EDF 1, première centrale nucléaire française, aussi appelée « la boule »



La poursuite du **développement de l'énergie hydraulique** fait également l'objet d'une planification centralisée, dès le premier Plan Monnet (1946-1950) dont l'énergie (électricité, charbon, pétrole, hydraulique) est une composante à part entière. Ce plan fixe des objectifs chiffrés, et notamment de multiplier par deux la production d'électricité d'ici 1952 et construire 5 000 MW de nouvelles capacités hydrauliques.

3.3 Le plan Messmer, à l'origine d'une extraordinaire prouesse industrielle française

Le plan Messmer est décidé à l'issue de la première crise pétrolière mondiale de 1973, déclenchée par la guerre du Kippour, qui quadruple les prix du pétrole et fait exploser la facture énergétique française (multipliée par plus de 3 entre 1972 et 1974). En termes de planification stratégique, la Commission PEON recommande alors **l'installation de 13 000 MW de capacité nucléaire, à mettre en service entre 1978 et 1982**. Préparé par EDF et le CEA, le plan est annoncé le 6 mars 1974 par le Premier ministre Pierre Messmer dans une allocution télévisée :

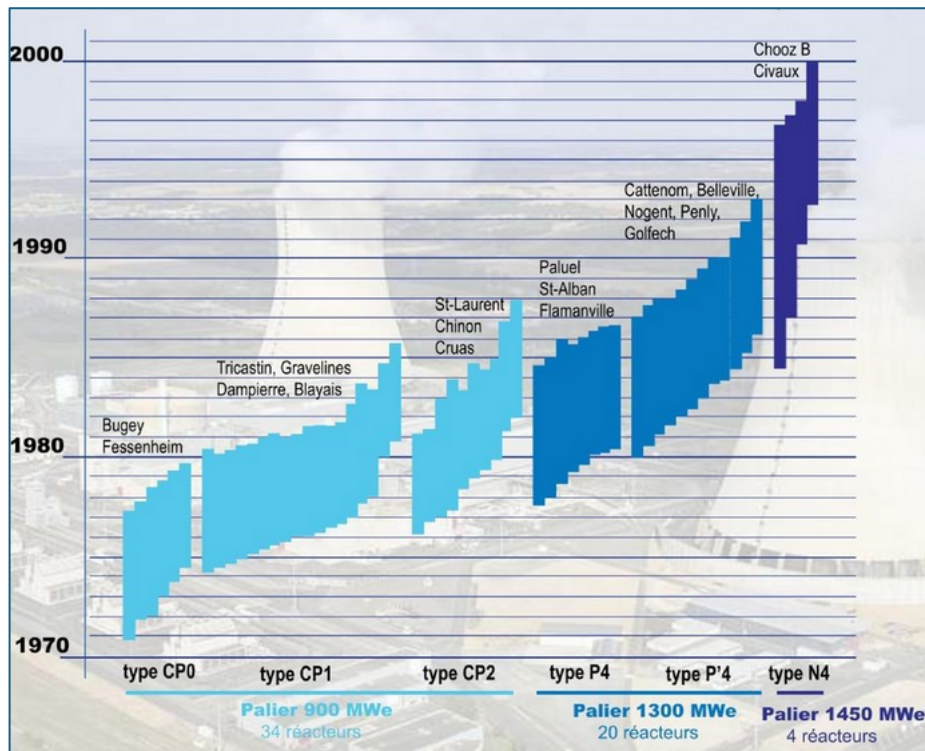
*« Il est vrai que la **France n'a pas été très favorisée par la nature en matière de ressources énergétiques**. Il n'y a presque pas de pétrole sur notre territoire, nous avons moins de charbon que l'Angleterre et l'Allemagne et nous avons beaucoup moins de gaz que la Hollande (...) **Notre grande chance c'est l'énergie électrique d'origine nucléaire parce que nous [en] avons une bonne expérience** (...) depuis la fin de la deuxième guerre mondiale. (...) Nous avons pris la **décision de réaliser en 1974 et en 1975 le lancement de treize centrales nucléaires de 1 000 MW chacune** (...) 13 000 MW, c'était la puissance thermique totale installée de l'Électricité de France il y a deux ans, en 1972, et c'était la puissance totale de l'E.D.F. en 1962. **Par conséquent, à partir des années 1974-1975 nous allons lancer des centrales qui représenteront la totalité de la disponibilité de l'Électricité de France** (...). **Aucun pays au monde, sauf les États-Unis, ne fait un effort comparable** et il y a là véritablement une des grandes œuvres que nous allons réaliser au cours des prochaines années (...) C'est un effort considérable qui est exigé du gouvernement, qui est exigé de l'E.D.F., je m'y engage personnellement et je m'attacherai personnellement à ce que ce soit un succès ».*

Sur le volet industriel, le plan prévoit la construction accélérée de 16 réacteurs de 900 MWe, sur des sites présélectionnés comme Tricastin, Gravelines, Dampierre et Blayais, à un rythme de la construction de six unités en parallèle par an jusqu'en 1980. La stratégie industrielle mise en place repose sur la standardisation et l'effet de série pour réaliser des économies d'échelle et gagner en performance opérationnelle. Ces premières centrales sont achevées **en six ans en moyenne, contre plus de dix aux États-Unis** à la même époque. **Cette mise en œuvre rapide illustre au fond la capacité de l'État stratège**

à développer une industrie nationale à l'appui d'une vision et d'une ambition stratégique claires, à partir d'un système énergétique intégré et optimisé.

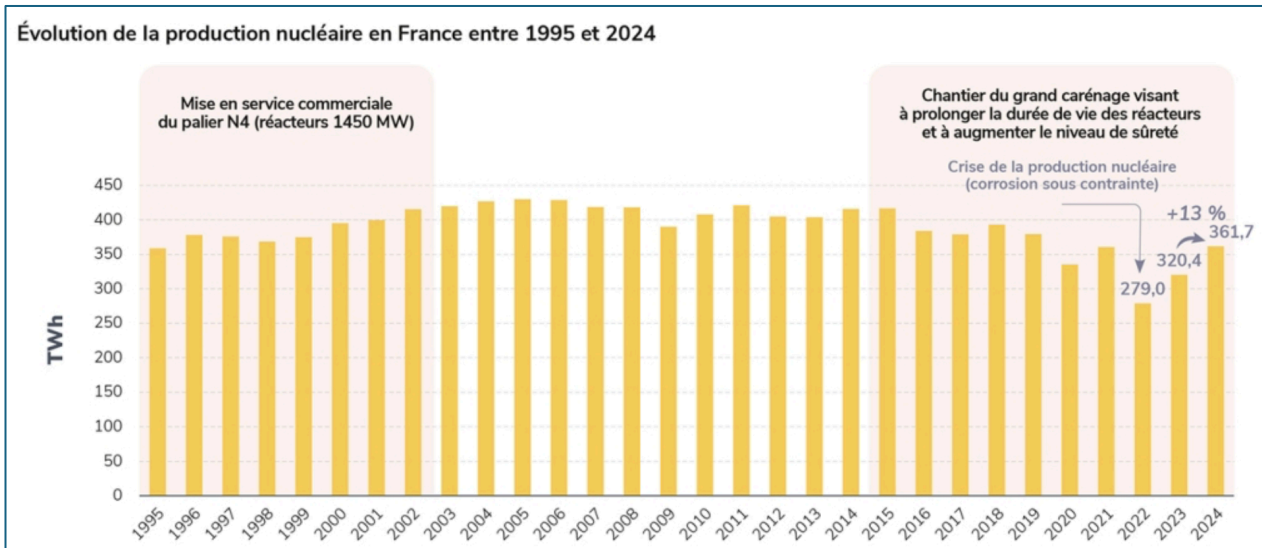
Le programme nucléaire français se poursuit sous la présidence de Valéry Giscard d'Estaing, puis sous François Mitterrand avec un rythme réduit après 1981. Le prototype de réacteurs à neutrons rapides Superphénix (1985) est arrêté en 1997 sous le gouvernement Jospin pour motifs de nature politique (cf. infra) ainsi que la fin du palier N4 après les sites de Chooz et de Civaux (4 réacteurs au total), mettant fin à l'effet de série du premier réacteur pleinement français (design EDF-Framatome sans l'appui de Westinghouse) alors que la construction avait démarré avant 1997 pour 2 réacteurs N4 à Penly.

Calendrier de construction des centrales nucléaires françaises



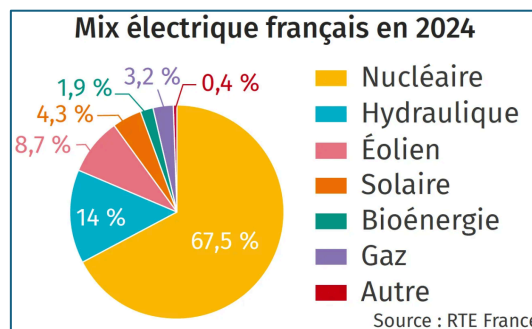
Avec la mise en service successive de nouvelles capacités nucléaires, la production nucléaire atteint son apogée dans les années 2000, tant en termes d'électricité produite que de part dans le mix électrique. Depuis la mise en service dans les années 1990 des 4 réacteurs N4 (1,45 GW de puissance unitaire) à Chooz et à Civaux, seule la connexion au réseau en décembre 2024 de l'EPR de Flamanville (1,6 GW) est intervenue.

Ainsi, faute de nouvelle capacité, la production nucléaire est restée stable de 2000 à 2015 autour des 400 TWh. Depuis 2016, la réalisation du programme de grand carénage, visant à prolonger la durée de vie des centrales, a augmenté sensiblement la durée des arrêts de tranche et ainsi impacté la disponibilité et la production du parc nucléaire. En 2019, mise en œuvre par Emmanuel Macron, Président de la République, Édouard Philippe en tant que Premier ministre et Sébastien Lecornu comme Secrétaire d'État à la Transition écologique et solidaire, la fermeture de la centrale de Fessenheim a diminué la production nucléaire nationale de 11 TWh.



La production disponible atteignait 460 TWh au début des années 2000 (coefficient de disponibilité Kd de 83 %), puis s'est légèrement dégradée pour atteindre encore 440 TWh en 2016 (Kd de 80 %). La dégradation s'est ensuite accentuée à partir de 2017, avec un Kd diminuant à 74 % en 2019, puis avec la crise Covid et enfin le défaut générique de corrosion sous contrainte apparu fin 2021, avec en 2022 une production disponible de seulement 312 TWh et un Kd de 58 %. EDF est parvenu à résoudre cette crise industrielle, avec un Kd revenu en 2024 au niveau de 2019 (74 %), la production disponible atteignant 400 TWh.

En 2024, EDF a réalisé cinq visites décennales des quarante ans sur les réacteurs 900 MW contre une seule en 2019. Ce point est important, car ces visites, du fait de l'ampleur des travaux qu'elles intègrent, sont des arrêts longs, d'environ six mois, alors que les visites décennales des 30 ans sur les réacteurs 900 MW duraient environ trois mois. **Le programme industriel très dense du parc français continuera de peser sur sa disponibilité** (visites décennales des quarante ans pour le reste des réacteurs 900 MW et celles à venir pour les réacteurs 1300 MW à partir de 2026).



Avec l'optimisation des arrêts de tranche, l'allongement des campagnes combustible (Camox), l'augmentation de puissance des paliers 900 MW (retrofit des turbines) et 1300 MW (puissance thermique de la chaudière), la pleine disponibilité de l'EPR de Flamanville, **la cible de 400 TWh en 2030 pour le parc nucléaire français est réaliste si la modulation pour permettre l'accès au réseau de la production éolienne et solaire ne s'intensifie pas.**

Au total, le **plan Messmer est un succès emblématique** : il élève le taux d'indépendance énergétique de 22 % en 1973 à plus de 50 % dans les années 2000, fournit une électricité abondante, bon marché et bas-carbone, et positionne la France comme deuxième producteur nucléaire mondial. Il assure 80 % des besoins électriques avec des coûts compétitifs et stables, réduisant la vulnérabilité aux

chocs pétroliers et renforçant la souveraineté face aux importations (les hydrocarbures passent ainsi de près de 70 % à moins de 50 % du mix énergétique national).

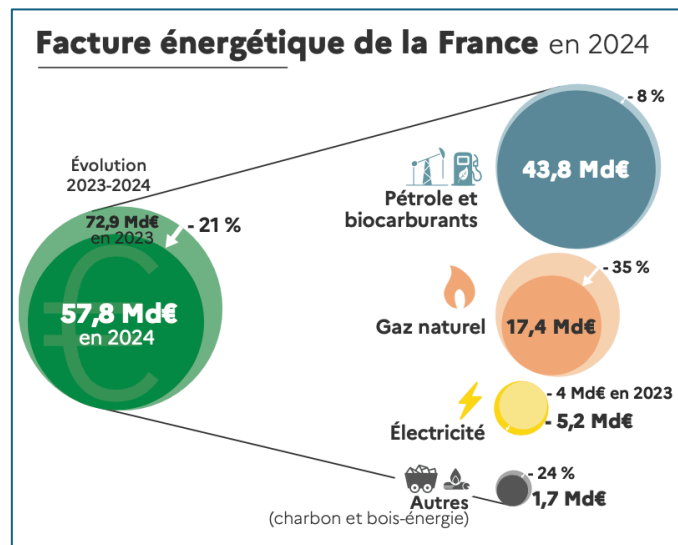
3/ La vision d'après-guerre permet ainsi la création d'un système énergétique national à la fois cohérent, intégré et optimisé, qui atteint son apogée à la fin des années 2000

3.1/ Comme première conséquence, un bilan économique, industriel et environnemental exceptionnel, les objectifs fixés après-guerre ayant été dépassés

Grâce à la continuité de développement d'un mix électrique reposant sur l'énergie d'origine nucléaire et hydraulique, la France atteint, au mitan des années 2000, les trois objectifs qu'elle s'était fixés dès l'après-guerre : (i) l'indépendance énergétique du pays ; (ii) la compétitivité de sa production d'énergie ; (iii) la création d'un service public de l'électricité, garantissant une égalité d'accès à une énergie abordable.

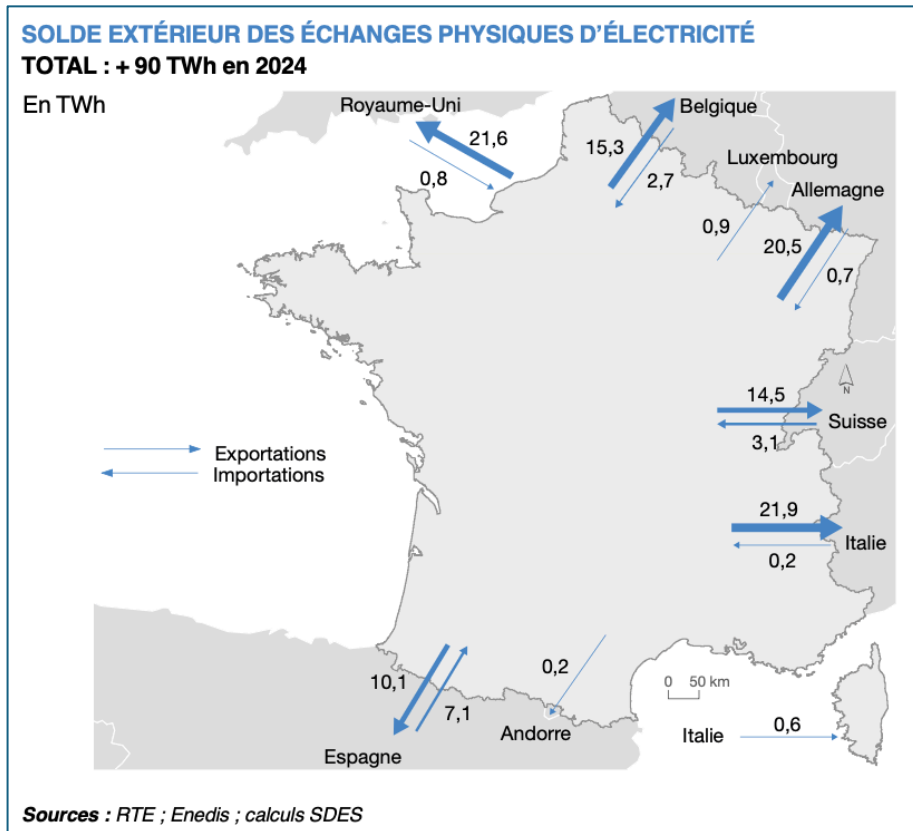
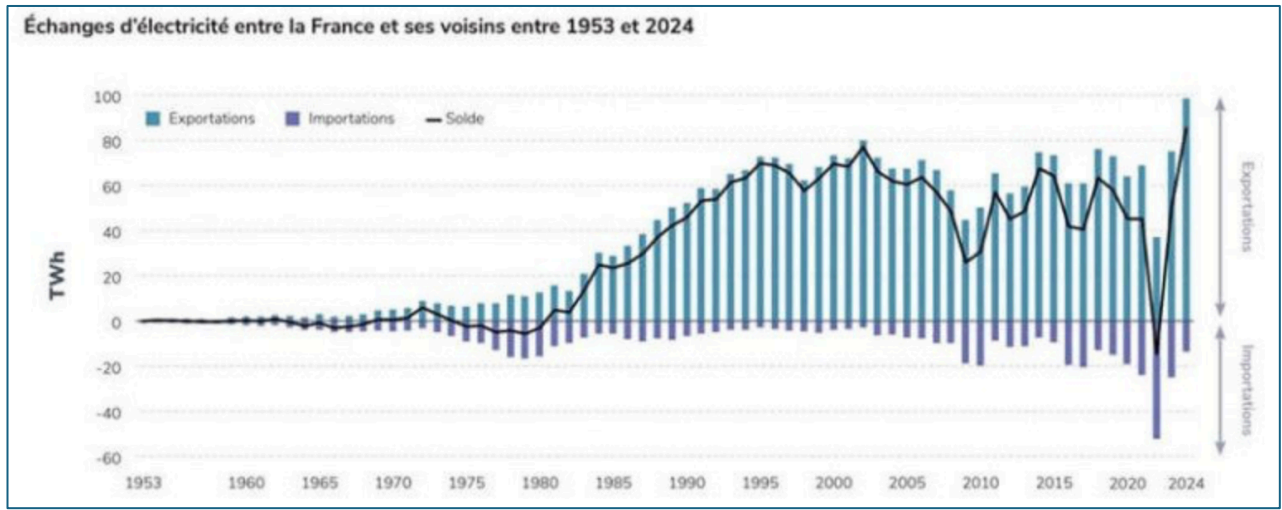
Sur le premier volet, **la France devient indépendante à partir de la fin des années 1990, à près de 55% en 2017 contre 47% pour l'Europe et 37% pour l'Allemagne**, qui dispose pourtant de ressources en charbon et lignite. Il s'agit du niveau d'indépendance énergétique le plus élevé d'Europe occidentale, hors Norvège. Il convient cependant de souligner⁹ que ce niveau d'indépendance repose également sur le développement et la recherche d'efficacité énergétique, sujet sur lequel la France se démarque avec une consommation d'énergie finale par unité de PIB de 8% en dessous de celle de l'Allemagne et 12-13% en dessous de la moyenne européenne.

En 2024, la facture énergétique de la France s'élève à 58 Mds€ en 2024. La facture pétrolière pèse pour 44 Mds€ et le gaz pour 17 Mds€.



Cette facture énergétique est allégée de 5 Mds€ grâce à l'exportation de production d'électricité. Le nucléaire et l'hydroélectricité participent donc également à l'amélioration de la balance commerciale du pays. 2024 a été marquée par un record d'exportations d'un volume de 90 TWh en lien avec une bonne disponibilité du parc nucléaire et hydraulique. En 2025, ce niveau exceptionnel d'exportations a été maintenu avec 92 TWh, soit plus que la consommation d'un pays comme la Belgique.

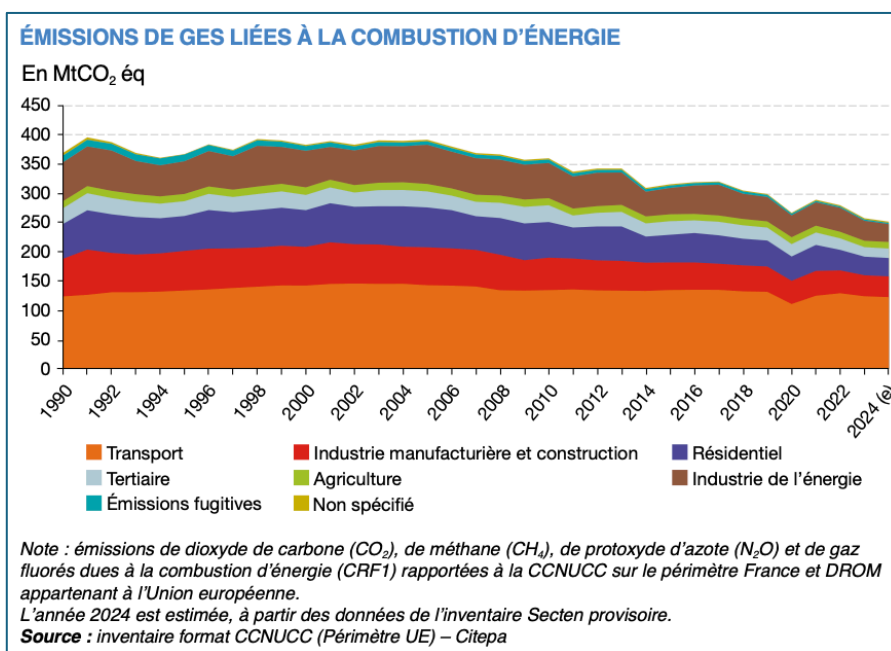
⁹ Intervention auprès de l'Académie des sciences morales et politiques (3 juillet 2017) de Jean-Paul Bouttes, ancien Chef économiste et directeur de la Prospective et des Relations internationales d'EDF. Il a été professeur chargé de cours en sciences économiques à l'École polytechnique de 1992 à 2004



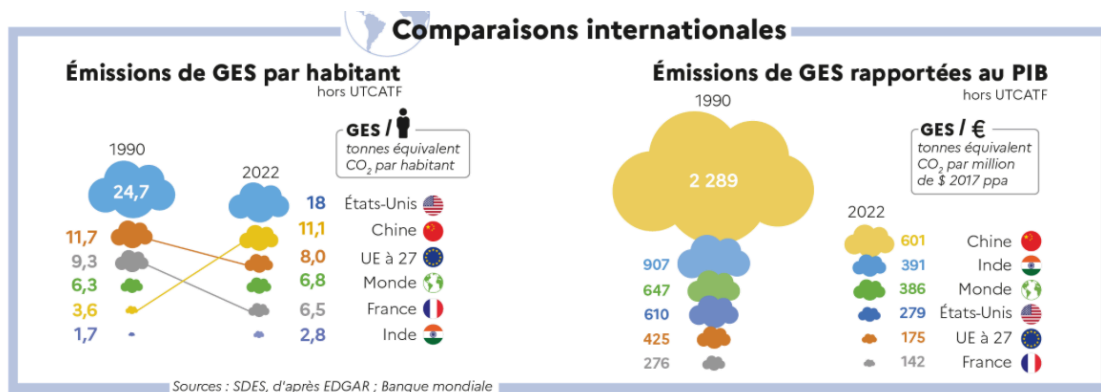
Sur le **plan de la compétitivité**, la couverture des besoins de base par le nucléaire et l'hydraulique de rivière et de la pointe par l'hydraulique de barrage garanti à la France une électricité bon marché. Les capacités installées excèdent de plus les besoins nationaux, ce qui permet de sécuriser leur couverture en cas de forte consommation comme en hiver et de dégager un solde exportateur important. Au total, au milieu des années 2000, la **France dispose de l'énergie la moins chère d'Europe, presque trois fois moins chère que l'Allemagne – ce qui constitue un avantage compétitif inestimable sur le plan industriel –**, et permet d'exporter pour plus de 2 milliards d'euros annuels d'électricité.

Enfin, le **service public de l'électricité** est devenu une réalité, appuyé sur un système électrique optimisé et intégré, de la production à la distribution en passant par un réseau de transport centralisé organisé autour de centres de production en nombre restreint, et un tarif réglementé et stable, pour les ménages, les entreprises et les industriels.

L'ambition initiale d'après-guerre est même dépassée, dans la mesure où **la France dispose d'un bilan environnemental exceptionnel, avec 20 à 30 ans d'avance sur ses objectifs de décarbonation. Entre 1990 et 2024, alors que les émissions de GES au niveau mondial ont augmenté de 65 %, les émissions en France ont baissé de 32 %. Cette baisse des émissions concerne tous les secteurs, sauf les transports et l'agriculture qui stagnent.** Sur la période, la répartition sectorielle du bilan carbone national évolue fortement. **La part des transports augmente de 15 points, pour atteindre 49 %.** La part de l'agriculture augmente plus légèrement (+ 1 point, avec 4 % en 2024), tandis que celles des autres secteurs diminuent (- 6 points pour l'industrie de l'énergie, - 4 points pour le résidentiel, - 3 points pour l'industrie et -1 point pour le tertiaire). En 2024, la baisse des émissions nationales brutes représente un volume de 6,7 Mt CO₂e qui n'ont pas été émis dans l'atmosphère. Or la baisse annuelle est censée atteindre en moyenne 15 Mt CO₂e sur la période 2024-2030 pour que la France tienne ses objectifs, selon le Haut Conseil pour le Climat. **On observe donc depuis les années 2000 une bien moindre décarbonation de la France.**



Avec 6,5 tonnes de CO₂ par habitant, contre 9 tonnes pour l'Allemagne, **la France est avec la Suède et la Suisse qui disposent aussi d'un parc nucléaire et hydraulique, un des pays industrialisés aux émissions de CO₂ par habitant parmi les plus faibles** (-20 % par rapport à la moyenne européenne). En particulier, dans son avis du 8 avril 2025, l'Académie des sciences indique que « *le système électrique français actuel (...) émet seulement 21,3 g CO₂eq par kWh d'électricité produit, soit l'un des taux les plus bas au monde. En comparaison, le système électrique allemand (...) affiche une intensité carbone de 350 g CO₂eq/kWh* ».



3.2/ Comme deuxième conséquence, un mix électrique particulièrement complémentaire, dont la composante hydraulique constitue également un réservoir stratégique d'énergie inédit en Europe

Dans le courant des années 2000, le parc nucléaire atteint son apogée avec 58 réacteurs en activité et 64 GW de puissance installée, alors que la puissance hydraulique installée est de 23,5 GW. L'énergie nucléaire assure ainsi 80% des besoins de base de la nation tandis que l'énergie hydraulique, qui constitue la deuxième source d'électricité après le nucléaire et la première source renouvelable devant l'éolien, représente 12% de notre production d'électricité totale et 42% de notre production renouvelable

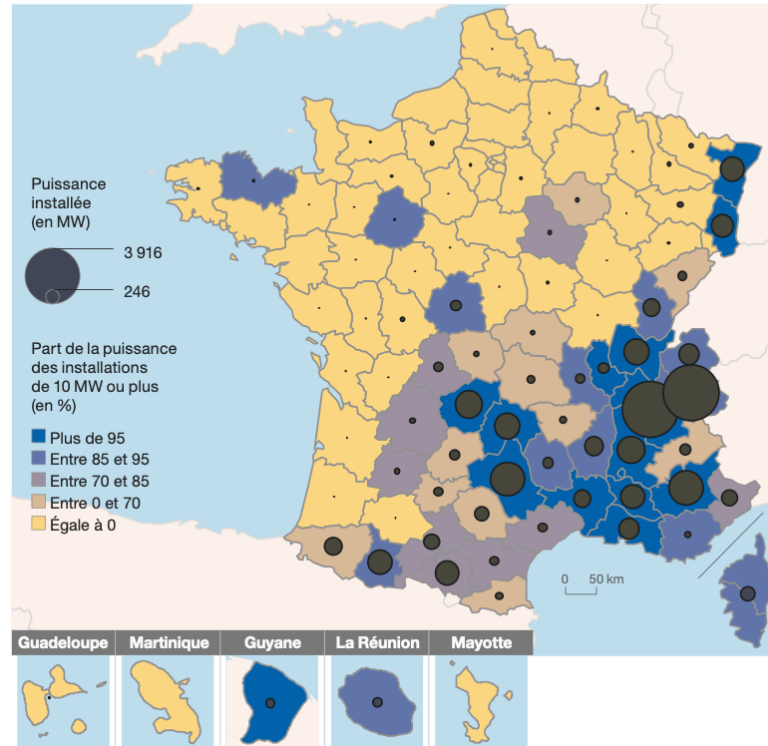
Les profils de production des deux technologies sont parfaitement complémentaires pour répondre à la fois aux besoins de base et aux besoins de pointe du pays. Les barrages hydroélectriques permettent également de constituer des réserves naturelles d'énergie – l'électricité ne se stocke pas – dont la valeur cardinale réside dans la capacité de stockage et la flexibilité offerte lors des périodes de pics de demande. Cette capacité de stockage est de l'ordre de 15 à 17 TWh soit l'équivalent de trois jours de consommation électrique française en hiver.

En 2024, la puissance hydroélectrique totale installée en France est de 25,7 GW et a peu évolué depuis les années 2000. Les petites installations (moins de 1 MW) représentent 68 % du nombre total d'installations, mais seulement 2 % de la puissance totale. À l'inverse, les installations de plus de 10 MW, moins nombreuses (11 % des installations), regroupent 90 % de la puissance hydraulique. Le parc hydroélectrique est composé de 2300 installations de type et puissance variée principalement en Auvergne-Rhône-Alpes (46 %), Occitanie (17 %), Grand Est (14 %) et PACA (14 %)¹⁰.

¹⁰ La répartition est la suivante : au fil de l'eau (53 %) : pas de retenue d'eau, production dépendante du débit du cours d'eau ; centrale de lac (27 %) : retenue importante, permettant d'adapter sur le long terme la production d'électricité afin de diminuer l'exposition aux conditions hydrologiques ; éclusée (18 %) : petite retenue d'eau, permettant une modulation journalière ou hebdomadaire afin de s'adapter à la demande d'électricité à court terme ; STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage – 2 %) : 2 retenues d'eau (une haute / une basse), permettant de stocker l'électricité en pompant pendant les périodes de faible demande (nuit) et en turbinant quand la demande est forte (journée)

PUISSANCE DES INSTALLATIONS HYDRAULIQUES PAR DÉPARTEMENT FIN 2023

TOTAL : 24,6 GW en 2023



Deux cadres juridiques distincts sont applicables selon la puissance installée :

- < 4,5 MW (équivalent 3 éoliennes) : propriété privée (entreprises, collectivités ou particuliers) dont l'exploitation nécessite l'obtention d'une autorisation délivrée par le Préfet pour une durée limitée
- > 4,5 MW (90 % de la puissance totale hydroélectrique - 400 ouvrages) : propriété de l'Etat dont l'exploitation est déléguée via une concession délivrée par le Préfet (<100 MW) ou le Ministre (>100 MW) avec une durée permettant l'amortissement des investissements initiaux et continus réalisés par le concessionnaire

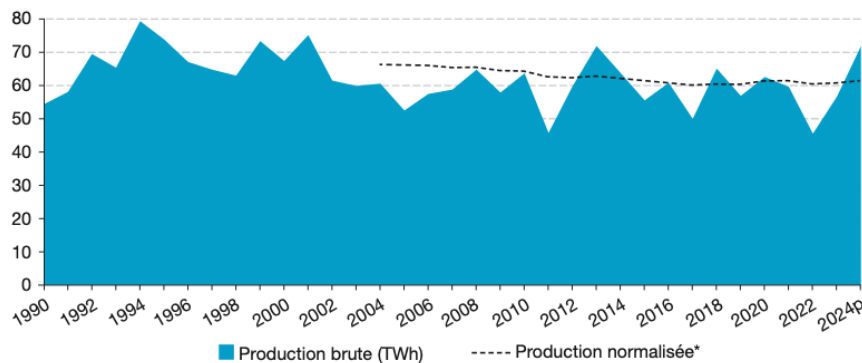
La filière industrielle française comporte 30 000 emplois et son niveau d'expertise est reconnue mondialement avec de nombreux projets construits et en cours de construction en Afrique, en Asie et en Amérique latine.

En 2024, l'hydroélectricité représente 47 % de la production d'électricité renouvelable en France. La production hydraulique dépend fortement du débit des cours d'eau, de la pluviométrie et du stock hydraulique en fin d'année précédente. En raison de très fortes précipitations, la production hydraulique brute en 2024 augmente de 27 % par rapport à 2023. Le niveau de production hydraulique (72 TWh en 2024) n'avait pas été aussi élevé depuis 2013, année particulièrement pluvieuse. Toutefois, **sur le long terme, la production hydroélectrique normalisée par rapport aux capacités installées est en baisse avec une diminution de 9 % depuis 2004 du fait d'un sous-investissement dans la rénovation des installations en lien avec le contentieux avec la Commission européenne sur les concessions.**

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION HYDRAULIQUE BRUTE RENOUVELABLE

TOTAL : 71,8 TWh en 2024

En TWh



(p) : données provisoires.

* Voir Définitions et méthodes.

Source : SDES, enquête sur la production d'électricité

La Commission européenne avait adressé à la France en 2015 puis en 2019 une mise en demeure afin de lancer la mise en concurrence, en gestation depuis 2008, des concessions hydroélectriques gérées principalement par EDF (80% du parc) et CNR (Compagnie nationale du Rhône – 50% Engie, 33% CDC et 17% collectivités locales). La Commission européenne avait envoyé cette mise en demeure au titre de l'article 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). Le renouvellement des concessions, pris par décret en septembre 2008, avait été rendu obligatoire par la perte du statut d'établissement public d'EDF en 2004 et la suppression, à la demande de la Commission européenne, du droit de préférence dont bénéficiait le concessionnaire sortant. Les premiers appels d'offres pour le renouvellement des concessions devaient être ouverts fin 2010 par la France, mais cela n'a pas été suivi d'effet. Depuis, faute de visibilité, EDF et CNR ont limité leurs investissements dans les ouvrages existants et le développement de nouvelles capacités est à l'arrêt. **Un accord a été trouvé entre l'État et la Commission européenne en août 2025 avec le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation et la mise à disposition à des tiers par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques via des contrats d'achat de longue durée.** Cet accord devra faire l'objet d'une transcription par une loi pour être mis en œuvre. **Le potentiel hydroélectrique qui pourra être ainsi débloqué s'élève à 4 GW** (renforcement de capacités existantes et construction de nouvelles).

3.3/ Comme troisième conséquence, la France devient un leader mondial du nucléaire, sur le plan industriel comme celui de la R&D

À la fin des années 2000 (2008–2010), la France est à la pointe mondiale du nucléaire civil, grâce à un parc mature de 58 réacteurs opérationnels, une production massive et bas-carbone (70–78 % de l'électricité nationale), et une avance en matière de recherche & développement, illustrée par l'avance prise dans la filière à neutrons rapides – en dépit d'un coup d'arrêt tragique en 1997 (cf. infra) –, le recyclage du combustible et la réduction des déchets.

L'électricité produite est non-intermittente et pilotable, c'est-à-dire qu'elle peut fournir une énergie en continu tout au long de l'année, et l'adapter aux fluctuations de la demande, saisonnières comme journalières. A la différence des autres pays qui ont une part du nucléaire bien plus faible dans le mix de production électrique, en France, les réacteurs nucléaires fonctionnent en régime flexible, dont le niveau de puissance peut être ajusté permettant d'équilibrer à chaque instant l'offre et la demande d'électricité.

Enfin, la France **consacre environ 1,5 Mds€ annuels en R&D soit 20 % du budget R&D européen en énergie.** En outre, et de manière inédite en Europe et dans le monde, **la France recycle son combustible usé pour produire du nouveau combustible nucléaire, par l'intermédiaire de l'usine de la Hague¹¹** (groupe ORANO, anciennement AREVA), qui permet le recyclage de 96 % du combustible usagé. Cette opération réduit le volume des déchets de haute activité d'un facteur 4 à 5 et limite leur radiotoxicité à long

¹¹ Le processus consiste à séparer et conditionner les matériaux recyclables (uranium et plutonium, représentant environ 96 % du combustible usé) afin de les réutiliser pour fabriquer du combustible MOX (mélange d'oxydes) ou de les stocker comme réserves stratégiques. Les 4 % restants, non réutilisables (produits de fission et déchets métalliques), sont vitrifiés dans du verre pour les premiers (et stockés dans des conteneurs en acier inoxydable) ou compactés pour les seconds

terme. L'usine retraite également le combustible issu d'autres pays, notamment l'Allemagne, le Japon, la Suisse, la Belgique, les Pays-Bas ou l'Italie. Elle est la **plus grande installation mondiale de recyclage de combustible usé**, seules la Russie (usine de Mayak avec une capacité de 400 tonnes/an, principalement domestique) et la Chine (petite échelle) opérant des installations comparables, mais de moindre envergure.

A cet égard, **le couplage de cette capacité de retraitement avec des réacteurs à neutrons rapides permettrait de « fermer le cycle », éliminant le besoin d'extraction minière d'uranium naturel à long terme et rendant le système auto-suffisant.** Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) produiraient leur propre combustible à partir des stocks d'uranium appauvri accumulés. **Historiquement, la France visait cet objectif avec le développement des RNR, afin de rivaliser avec les réserves pétrolières saoudiennes**, comme l'affirmait le président Giscard d'Estaing en 1980 au *Time Magazine*¹².

Encadré : la recherche française sur les réacteurs à neutrons rapides

Pour répondre à la crise pétrolière et à la dépendance énergétique française, la France investit massivement dans les réacteurs à neutrons rapides (RNR), une technologie de quatrième génération capable de "surgénérer" le combustible : en recyclant le plutonium issu des réacteurs classiques et l'uranium appauvri à l'issue du processus d'enrichissement, ces installations multiplient par 50 à 100 l'énergie extraite de l'uranium naturel, tout en réduisant drastiquement les déchets radioactifs à longue vie.

L'effet serait démultiplicateur à partir des réserves d'uranium connues : l'utilisation de l'uranium passe d'un potentiel énergétique de 60 GTep (gigatonnes équivalent pétrole) dans les REP à 7 000 GTep dans les RNR – soit 10 fois plus que les réserves combinées de charbon, pétrole et gaz mondiales. Les ressources connues d'uranium (4 millions de tonnes) deviendraient ainsi viables pour des millénaires.

Les stocks d'uranium appauvri en France deviendraient hautement stratégiques : accumulés via l'enrichissement et le retraitement, ils atteindront environ 450 000 tonnes d'ici 2040 (augmentant d'environ 7 000 tonnes/an). Pour une flotte de RNR de 60 GWe (équivalente à la capacité nucléaire actuelle de la France, produisant environ 70 % de l'électricité), il ne faudrait théoriquement que 50 tonnes d'uranium appauvri par an. **Cela donnerait une autonomie d'environ 9 000 ans sans imports ni mines nouvelles**, et le plutonium stocké suffirait à démarrer une douzaine de RNR de 1 500 MWe chacun.

Enfin, le bilan économique serait également très porteur : une fois les RNR déployés (avec un coût initial élevé), les activités de mines/exploration, les dépendances aux fluctuations des prix ainsi que les coûts de gestion des déchets, seraient considérablement réduits voire éliminés dans certains cas.

Avec un investissement cumulé de plus de 9 Mds€ (équivalent actuel) sur 50 ans, la France devient leader mondial, devant la Russie et les États-Unis. Plusieurs prototypes emblématiques illustrent cette expertise unique :

- **Rapsodie (1967-1983)** : Premier réacteur expérimental au sodium (20 MWth), il valide les bases du cycle fermé ;
- **Phénix (1973-2010)** : À Marcoule (250 MWe), il produit 24 TWh d'électricité sur 36 ans, avec un taux de reproduction de combustible de 1,16 (16 % d'excédent de plutonium).
- **Superphénix (1985-1997)** : À Creys-Malville (1 240 MWe), le plus puissant surgénérateur au monde, il démontre une efficacité de 41,5 % et produit 22 TWh en seulement 53 mois d'exploitation effective. Malgré des défis techniques, il accumule 1 500 tests validant la filière pour une industrialisation à l'horizon 2040-2050.

Ces réalisations placent la France à la pointe de la recherche : en 2010, elle détient 50 % des brevets mondiaux sur les RNR et exporte son savoir-faire (ex. : aide à l'Inde pour un prototype similaire). **En dépit de cette prouesse scientifique et technique unique au monde, par faute de vision stratégique, la filière**

¹² « Si l'uranium extrait du sol français est utilisé dans des réacteurs surgénérateurs, nous disposerons en France de réserves énergétiques potentielles comparables à celles de l'Arabie saoudite », extrait du rapport de recherche de l'« International Panel on Fissile Materials » (2010) intitulé « Fast Breeder Reactor Programs : History and Status »

sera sacrifiée deux fois par les gouvernements Jospin (Superphénix, 1997) et Philippe (Astrid, 2019) pour des raisons politiques de circonstance (cf infra.).

3.4/ Au total, un mix électrique qui réduit considérablement le recours aux importations fossiles

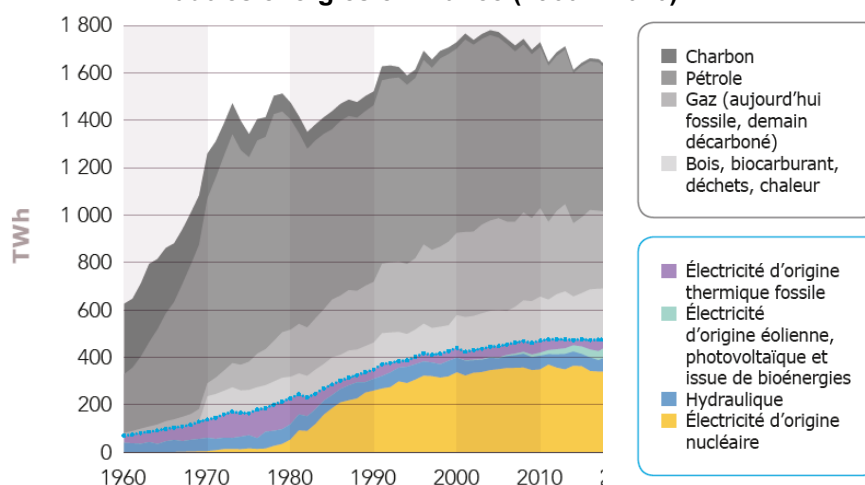
Grâce au développement massif du nucléaire (76-78 % de la production électrique dans les années 2000) et au parc hydroélectrique (12-13 %), **la France a atteint un mix électrique presque totalement décarboné et souverain à plus de 90 % (filières industrielles nationales). Sa dépendance aux fossiles n'est cependant pas supprimée, puisqu'en 2000, 67 % de la consommation énergétique finale était encore liée au pétrole, au gaz et au charbon.**

Par ailleurs, **la part de la production thermique classique dans le mix électrique a été nettement réduite depuis 2010 avec la fermeture progressive de nombreuses centrales thermiques.** Les dernières centrales à flamme utilisant du fioul ont été fermées en 2017-2018, restent désormais les « turbines à combustion », des petites unités utilisées pour la pointe qui représentent un total de 3 GW. Concernant les centrales à charbon (1,8 GW en 2024), après la fermeture en 2021 de la centrale du Havre (exploitée par EDF) et celle de Gardanne (exploitée par GazelEnergie), la centrale de Cordemais (exploitée par EDF) près de Nantes doit fermer et celle de Saint-Avold en Moselle doit être transformée en centrale à gaz. La capacité installée des centrales à gaz à date est de 12,6 GW.

Au total, le kilowattheure français, presque entièrement produit sur le sol national, a permis d'économiser environ 30-35 Mds€ par an d'importations fossiles par rapport à un mix européen moyen (estimation Cour des comptes 2012, actualisée). **Ce « dividende énergétique » a constitué l'un des principaux avantages compétitifs de l'industrie française au tournant des années 2000.**

| Année | Électricité nucléaire (%) | Hydroélectricité (%) | Total électricité décarbonée (%) | Pétrole (%) | Gaz naturel (%) | Charbon (%) | Autres (bois, etc.) (%) |
|-------|---------------------------|----------------------|----------------------------------|-------------|-----------------|-------------|-------------------------|
| 1970 | 0 | 7 | 7 | 60 | 5 | 20 | 8 |
| 1980 | 15 | 8 | 23 | 55 | 8 | 8 | 6 |
| 1990 | 25 | 9 | 34 | 48 | 12 | 3 | 3 |
| 2000 | 23 | 9 | 32 | 50 | 15 | 1 | 2 |
| 2010 | 24 | 9 | 33 | 46 | 16 | 1 | 4 |

Evolution de la consommation totale d'électricité et de la consommation d'énergie finale pour les autres énergies en France (1960 – 2020)

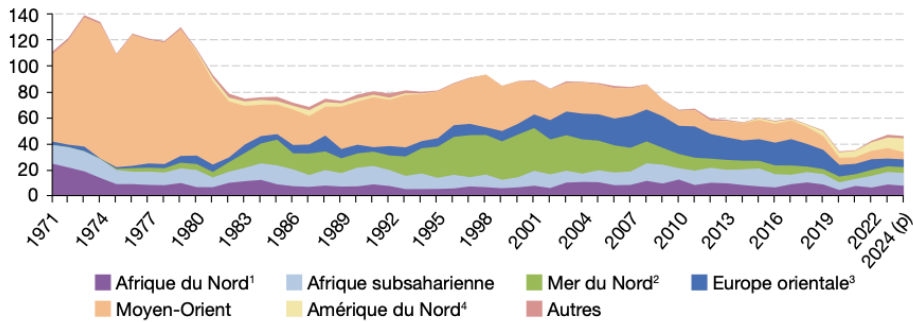


En 2024, **l'Amérique du Nord devient la première région d'origine du pétrole brut importé en France**, avec 23 % du total, à la suite de la hausse importante des livraisons depuis les États-Unis (+ 33 % entre 2023 et 2024, à 10,3 Mtep). L'Afrique subsaharienne (principalement le Nigéria et l'Angola) représente 21 % du marché en 2024, comme en 2022 et 2023. Elle est suivie par l'Afrique du Nord (17 %). La Russie, dont les livraisons représentaient 9 % du total en 2021, n'exporte plus de pétrole brut vers la France depuis 2023.

IMPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT* PAR ORIGINE

TOTAL : 45,6 Mtep en 2024, soit 530 TWh

En Mtep

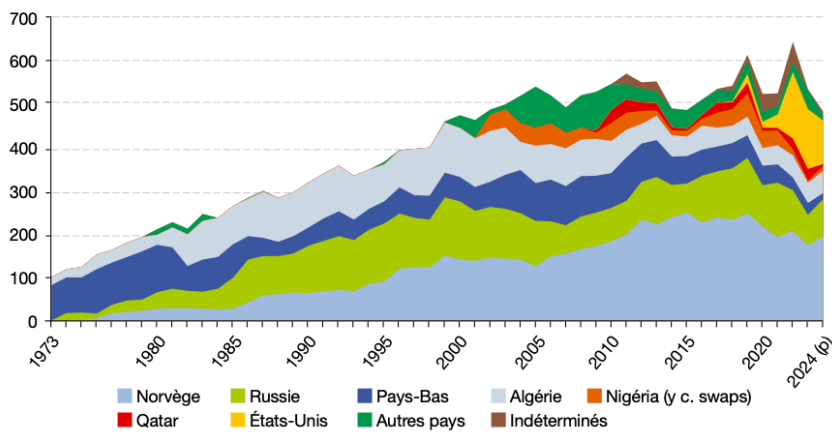


Le gaz importé en France en 2024 provient principalement de Norvège (40 %), des États-Unis (21 %), de Russie (18 %) et d’Algérie (11 %).

IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

IMPORTATIONS : 481 TWh PCS en 2024

En TWh PCS¹



Dans un souci à coût maîtrisé de sécurité d’approvisionnement, de réduction du déficit commercial et de lutte contre les émissions de CO2, **l’effort national doit être porté sur la réduction de notre consommation (et donc de nos importations) d’énergies fossiles. Cela passe principalement par une substitution des hydrocarbures par l’électricité ou les ENR thermiques (biomasse, géothermie...) prioritairement dans le secteur des transports, puis au sein du résidentiel-tertiaire et enfin dans l’industrie.**

Conclusion intermédiaire

Au total, le succès de l’épopée énergétique française entre 1945 et 2010 repose sur quatre déterminants stratégiques clés, facilement reproductibles de nos jours :

- (i) une **vision politique claire dès le départ**, appuyée sur un diagnostic scientifique de haut niveau, **sans parti pris idéologique** ;
- (ii) **des choix technologiques clairs et cohérents**, qui répondent à l’ambition, **sans pour autant écarter d’emblée les évolutions de choix technologiques à l’intérieur des filières choisies** (passage de la filière UNGG – Uranium graphite gaz – à la filière REP – Réacteurs à eau pressurisée) ;
- (iii) une **organisation interministérielle resserrée et adaptée à l’ambition**, d’une part, et à sa mise en œuvre industrielle, d’autre part, notamment à travers une **planification stratégique centralisée** ;
- (iv) une **certaine continuité stratégique enfin, d’ambition, de parti pris technologique, et de mise en œuvre industrielle**, qui a su s’imposer et perdurer au gré des alternances politiques.

II/ Histoire d'une trahison énergétique : à partir de 2010, une désoptimisation du système électrique et énergétique national consécutif à des choix politiques et technologiques hasardeux, sous l'influence de plusieurs facteurs

1/ Premier facteur : la politique européenne de la concurrence

1.1/ La transposition des directives de 1996 et 2003 désintègre le système électrique national

Au cours des années 2000, sous pression de la Commission européenne, la France transpose les directives européennes de 1996¹³ et 2003¹⁴ relatives à l'ouverture à la concurrence des marchés nationaux de l'électricité. La loi NOME (2010)¹⁵ achève la fragmentation du système électrique national, alors parfaitement intégré et optimisé. Elle impose notamment à EDF :

- la **séparation fonctionnelle et juridique des activités de production, de transport et de distribution d'électricité**. Cette séparation entraîne la création de RTE (Réseau de Transport d'Électricité) comme gestionnaire indépendant du réseau de transport, ainsi que la création d'ErDF devenu ENEDIS pour les activités de distribution ;
- l'**accès « non discriminatoire de tiers au réseau », ce qui se traduit par l'obligation pour EDF de la vente à perte de 25% de sa production nucléaire (20% au-dessous de son coût de revient), à des « fournisseurs alternatifs », qui n'ont aucune obligation de production et peuvent librement la revendre à leurs clients. En résulte la tristement célèbre ARENH.**

Cette **libéralisation forcée des systèmes énergétiques nationaux des États membres de l'Union européenne est menée au nom de la libre concurrence et du marché unique européen**, perçus alors comme le moyen le plus efficace de faire baisser les prix pour les consommateurs, d'accroître l'efficacité économiques des opérateurs et d'entraîner des effets bénéfiques sur l'innovation.

Imposée à la France par la primauté juridique du droit de l'Union européenne sur le droit national, cette réforme est **directement inspirée de la libéralisation du secteur des télécommunications**, qui avait entériné quelques années auparavant l'abolition des monopoles publics, la séparation des activités de réseaux et de fourniture, générant de l'innovation par la concurrence d'une multitude des fournisseurs, la baisse des prix et de la croissance. Cette dernière réforme avait pu être un succès dans la mesure où il n'existait pas de monopole naturel de production, comme dans le cas de l'énergie. **Sans discernement donc, la même logique est également appliquée au monopole de l'énergie en France, affaiblissant au passage EDF qui subit le démantèlement qu'espéraient ses concurrents européens.**

Le résultat est sans appel : la vente à perte conjuguée avec la perte d'aides d'Etats directes affaiblit durablement la capacité d'investissement d'EDF. **EDF doit par conséquent compenser la perte en montant ses prix proposés au marché de gros de l'électricité à partir des années 2010.**

Dans son audition à l'Assemblée nationale, dans le cadre du rapport sur la souveraineté énergétique de la France¹⁶, **Henri Proglio, ancien PDG d'EDF de 2009 à 2014, se montre très critique vis-à-vis de l'absurdité d'une réforme, qui simule la concurrence par la création forcée de fournisseurs alternatifs, qui, n'ayant aucune obligation de production d'énergie, se rapprochent davantage des activités de trading que celles des industriels de l'énergie** (il souligne en particulier l'exemple de la revente de Direct Energie à Total, deux années après sa création, pour un montant de 3 Mds€).

1.2/ Les intimidations de la Commission européenne et l'illusion capacitaire des années 2000

¹³ Directive 96/92/CE du Parlement Européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

¹⁴ Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE

¹⁵ LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

¹⁶ Assemblée nationale, Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, mars 2023

Pour comprendre comment l' « étrange débâcle¹⁷ » des responsables de l'époque, et la légèreté avec laquelle ils ont pu collectivement s'accommoder d'une succession de réformes aussi contraires aux intérêts économiques et industriels de la France, en dépit des possibilités de peser lourdement sur l'issue des négociations européennes (*a fortiori* dans une UE alors à 15 États membres, avant l'élargissement massif de 2004), il faut revenir au contexte du début des années 2000.

Au plan européen d'abord, la Commission européenne avait considérablement accru la pression sur les autorités françaises avec l'ouverture de **deux procédures d'infraction contre la France** :

- **La première avait été engagée pour défaut de transposition de la directive d'ouverture des marchés de l'énergie** (celle de 2003, révisant celle de 1996). Elle était soutenue par le Conseil constitutionnel dans une décision de 2006 pour des motifs évidemment purement juridiques ;
- **La seconde attaquait les tarifs réglementés d'achat d'électricité dont bénéficiaient les entreprises ayant des consommations de moyennes à importantes** (tarifs jaunes et verts), au motif qu'il s'agissait d'aides d'État contraire au droit européen de la concurrence. Elle impliquait en outre que les bénéficiaires remboursent l'intégralité de l'aide perçue ce qui se chiffrait alors à plusieurs milliards d'euros pour l'industrie française.

Au plan national, un certain consensus flou régnait autour d'une vision libérale – souvent naïve et simpliste d'ailleurs, et à courte vue s'agissant des rapports de puissance entre États –, mais qui avait su s'imposer au sein d'une partie de la classe politique au détriment de la vision plus souveraine plongeant ses racines dans le gaullisme. En outre, il est possible que la capacité de la Commission européenne et des autres États membres à utiliser le droit de la concurrence comme un levier juridique (aides d'État, abus de position dominante) ait pu être sous-estimée.

Au plan industriel enfin, et comme le relève le rapport de l'Assemblée nationale sur la souveraineté énergétique de la France de 2023, le discours ambiant sur les surcapacités installées (EDF exportateur net d'électricité vers ses partenaires européens) entretenait l'illusion d'une certaine puissance, et la certitude qu'EDF resterait dominant grâce au nucléaire. Cette perception d'une toute puissance, en partie réelle, mais dont la fragilisation n'était pas identifiée, masquait les risques d'une fragmentation du système électrique national.

1.3/ Les échecs répétés de la diplomatie française à empêcher la libéralisation forcée du marché de l'électricité

Sur le **volet diplomatique**, la France apparaît très tôt isolée malgré son opposition à la réforme. Elle tente sans réel succès de ralentir les calendriers de libéralisation des marchés de l'énergie et adopte une ligne de défense paresseuse aux Sommets de Stockholm et de Barcelone en 2001 et 2002, consistant à appeler à une libéralisation « maîtrisée » des marchés de l'énergie, sans que personne sans doute ne sache réellement ce que cela recouvrait. En face, la Commission et les poids lourds de l'UE étaient plus déterminés :

- **La Commission européenne restait convaincue des bienfaits de l'ouverture à la concurrence, et considérait que la persistance de situations monopolistiques était constitutive d'une distorsion de concurrence**, sans véritable discernement au cas par cas, soutenue et influencée en cela par le Royaume-Uni et l'Allemagne ;
- **Le Royaume-Uni avait une organisation centralisée similaire à la France – quoique plus fragmentée, et de moindre efficacité –, qu'il démantela rapidement**. Cet état de fait devait certainement le pousser par la suite à plaider auprès de la Commission pour un démantèlement similaire d'EDF ;
- **Pour l'Allemagne, qui disposait déjà d'un système fédéral décentralisé, avec la coexistence de plusieurs producteurs et de distributeurs - commercialisateurs au sein de chaque Länder**, il était sans doute naturel que l'ensemble des pays européens adopte un modèle similaire. Elle voulait également ouvrir le marché français aux énergéticiens allemands comme EON et RWE. Bien sûr, le modèle électrique français était vu comme une source de concurrence déloyale, en particulier par

¹⁷ Du titre de l'ouvrage d'Henri Proglio sur la période, en référence évidente à *L'étrange défaite* de Marc Bloch

l'industrie rhénane (chimie, automobile), qui perdait en compétitivité face aux usines françaises. Enfin, la coalition SPD-Verts parvenue au pouvoir en 1998 avait engagé une sortie progressive du nucléaire.

La logique de marchandage propre aux négociations européennes fit certainement le reste, avec des pressions diverses auprès de la Commission de la part des États membres partisans de l'ouverture, et l'utilisation d'autres politiques communautaires importantes pour la France comme la politique agricole commune ou Schengen, comme levier dans les négociations.

Au total, la vision du mix électrique français où le nucléaire prévalait largement n'était pas partagée par la majorité des pays européens, dans un contexte de suspicion grandissante à l'égard du nucléaire. Malgré des organisations centralisées similaires, l'Espagne et l'Italie suivront le mouvement d'ouverture sans s'y opposer ou chercher à constituer une minorité de blocage avec la France.

La France, isolée, est mise en minorité. L'avenir du champion nucléaire français n'émeut guère, d'autant moins que **la décarbonation de la production électrique n'est pas encore un sujet prioritaire à l'époque.** Le Sommet de Barcelone se conclut par un **accord sur l'ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité avant 2004 pour les utilisateurs professionnels. Le Conseil de l'Union européenne** du mois de novembre 2002 – après l'arrivée d'une nouvelle majorité politique en France – **fixe à 2007 l'ouverture des marchés pour tous les consommateurs, ménages compris.**

2/ Deuxième facteur : le développement inutile et massif des énergies renouvelables intermittentes, sans réel fondement scientifique, augmente les coûts de l'électricité, déstabilise le réseau et multiplie les épisodes de modulation des centrales nucléaires aux dépens de la sûreté des installations

[2.1/ Un développement massif de l'éolien et du solaire, filières quasi-inexistantes, dont les fondements sont essentiellement politiques et l'impact sur les émissions de CO2 minime pour le système électrique français](#)

Un tournant est pris à partir de 2010, avec le développement massif des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien). Sans fondement scientifique, il résulte de l'influence de plusieurs facteurs politiques et réglementaires, sous couvert idéologique de « respect des engagements climatiques de l'UE » sans que la France ne parvienne à imposer l'électricité d'origine nucléaire dans le raisonnement.

Au plan européen, la directive 2009/28/CE fixe à la France un objectif contraignant de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie d'ici 2020. La stratégie cadre « Europe 2020 » prévoyait en effet des critères contraignants pour les États membres en matière de durabilité : « *réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % par rapport aux niveaux de 1990 (ou de 30 % si les conditions sont favorables) ; faire passer la part des sources d'énergie renouvelable dans notre consommation finale d'énergie à 20 % ; et accroître de 20 % notre efficacité énergétique¹⁸ » ;*

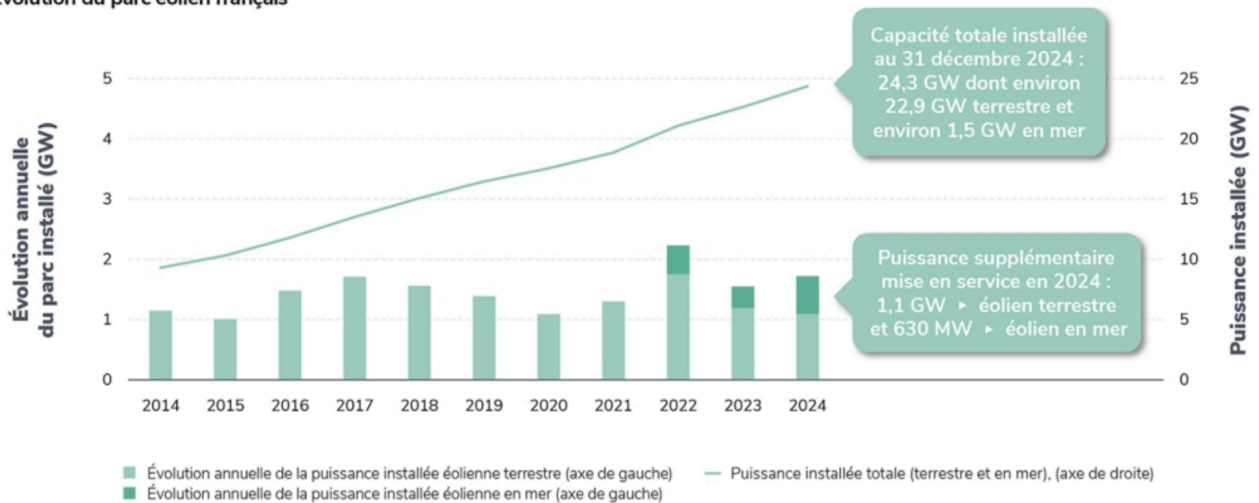
Au niveau national, la loi de transition énergétique pour la croissance verte (2015) et les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) posent les bases du développement massif des filières éolien et solaire. A cet égard, les planifications pluriannuelles de l'énergie (PPE) sous les Présidents Hollande (PPE1) et Macron (PPE2 et PPE3) **prévoient des objectifs très ambitieux et sans cesse rehaussés, de 25 % d'EnR électriques intermittentes en 2030 avec des puissances installées de 31 GW pour l'éolien cumulé avec 48 GW d'énergie solaire.** En 2024, la puissance installée atteint déjà 23GW pour l'éolien et 23 GW pour le solaire soit près de 50GW.

¹⁸ Commission européenne, communication de la Commission Europe 2020, une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive, mars 2010

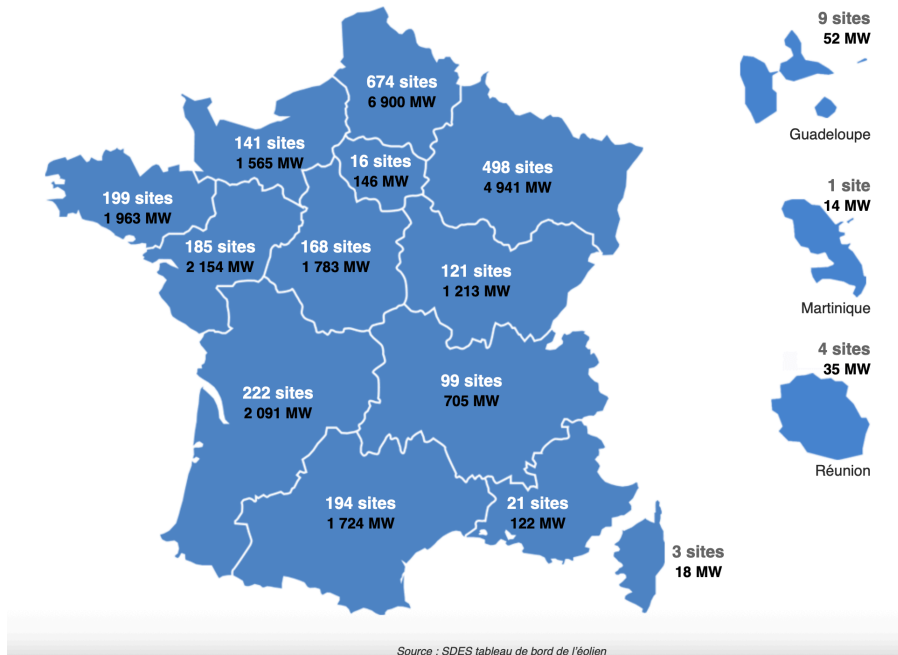
| | | 2023 | 2030 | 2035 |
|----------------------|--|---|--|--|
| Filières électriques | PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE ¹ | 458 TWh | 585 TWh | Entre 650 et 693 TWh |
| | PRODUCTION NUCLÉAIRE | 56 réacteurs 320,4 TWh | 57 réacteurs en service 380 TWh (Cible haute à 420 TWh) | |
| | PHOTOVOLTAÏQUE | 19,3 GW ² 22,7 TWh | 48 GW ~59 TWh | 55 – 80 GW ~67 – 98 TWh |
| | ÉOLIEN TERRESTRE | 21,9 GW ³ 48,7 TWh | 31 GW ~68 TWh | 35 – 40 GW ~80 – 91 TWh |
| | ÉOLIEN EN MER | 0,84 GW ⁴ 1,9 TWh | 3,6 GW ~14 TWh | 15 GW ⁵ ~59 TWh |
| | HYDRO-ÉLECTRICITÉ | 25,9 GW (avec STEP) ⁶ 54,2 TWh ⁷ | 26,3 GW (avec STEP) ~54 TWh | 28,7 GW (avec STEP) ⁸ ~54TWh |

Ainsi, l'éolien et le solaire progressent sensiblement avec chacun 24 GW de capacité installée en 2024, soit en cumulé proche de la capacité installée du parc nucléaire (61 GW). Après une période de 2014 à 2021 où la capacité de l'éolien progressait de 1,5 GW chaque année, depuis 2022, **la mise en service de parcs éolien en mer a fait progresser cette augmentation annuelle de capacité éolienne à 2 GW (soit plus d'1 EPR)**. S'agissant du solaire, depuis 2021, on assiste à une forte progression chaque année de la capacité supplémentaire.

Évolution du parc éolien français

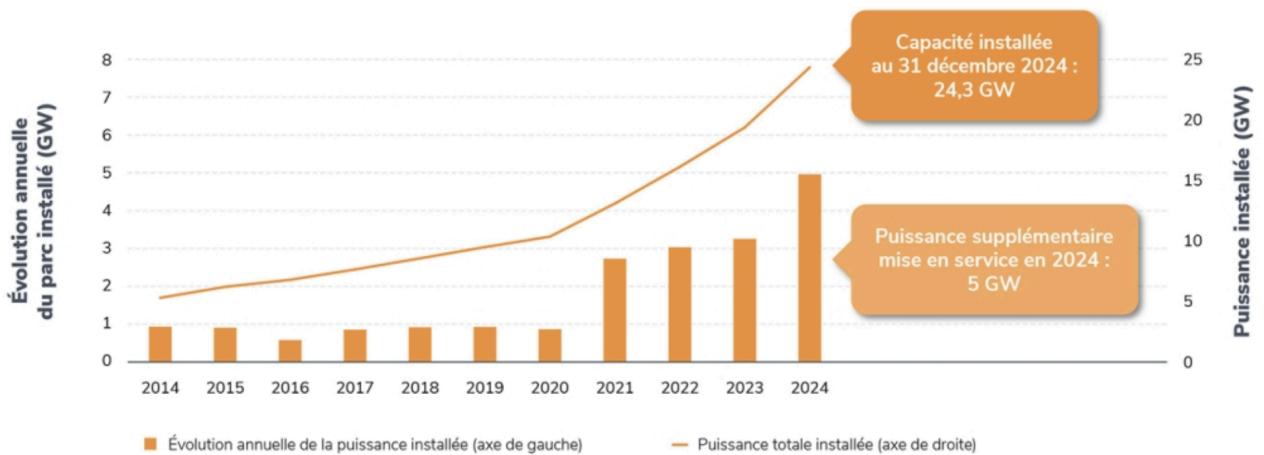


Puissance éolienne totale (terrestre + en mer) raccordée par région au 30 juin 2025

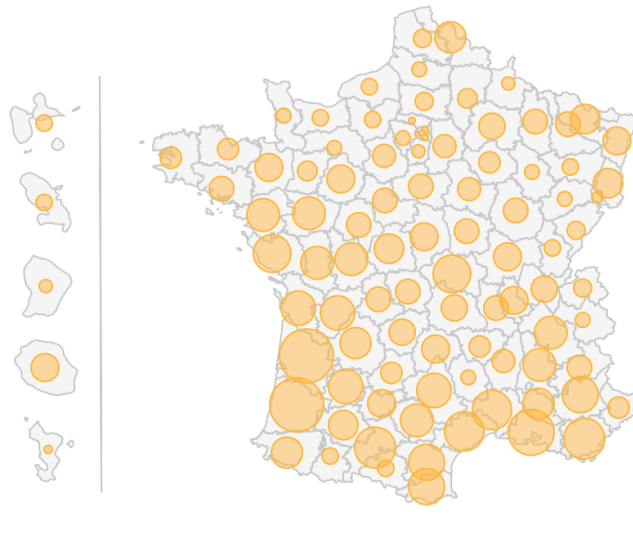


En 2024, 5 GW de puissance supplémentaire solaire ont été mis en service, soit l'équivalent de 3 EPR contre moins d'1 GW en 2020. 35 GW de nouveaux projets sont en cours d'instruction, ce qui annonce une progression exponentielle de la capacité installée du solaire en France et ainsi une fragilisation marquée du système électrique français, du fait de l'intermittence du PV et d'une sous-consommation structurelle comparativement à la capacité globale du mix électrique.

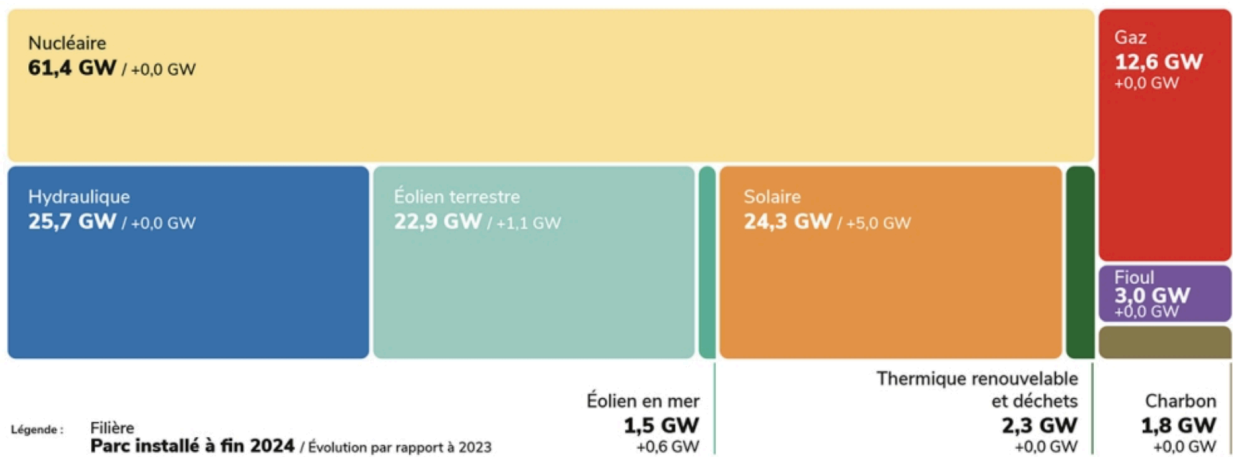
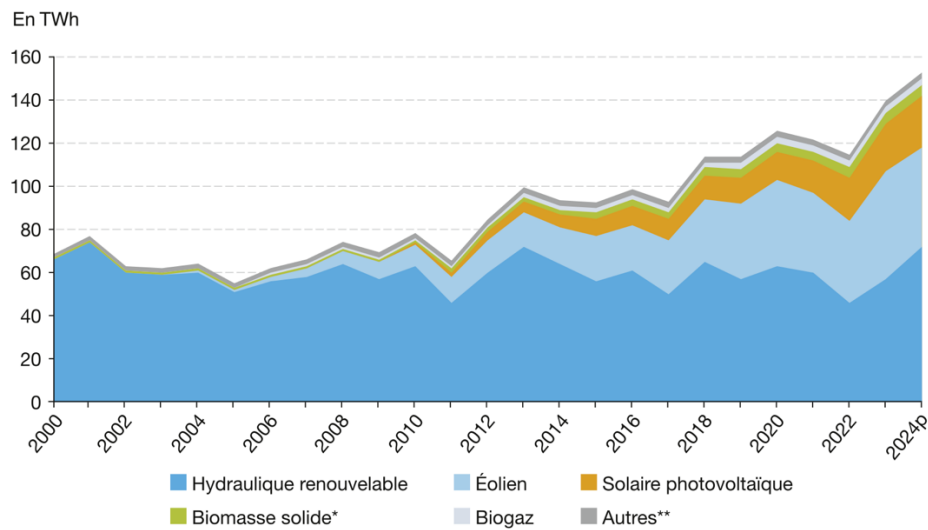
Évolution du parc photovoltaïque français












Puissance solaire photovoltaïque totale raccordée par département au 31 mars 2025 en MW



ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE PAR FILIÈRE



En matière d'impact sur les émissions de gaz à effet de serre, l'éolien et le solaire sont pourtant plus émetteurs que le nucléaire et l'hydraulique français : 6g de CO2 par kWh produit contre 15g pour l'éolien et 43g pour le photovoltaïque.

| |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|-----------------------------|---|---|---|---|---|--|---|---|---|
| | Eolien | Eolien en mer | Photovoltaïque | Hydraulique | Géothermie | Nucléaire | Charbon | Fioul | Gaz |
| Émissions de CO2 amont | 14,1 g | 15,6 g | 43 g | 6 g | 45 g | 6 g | 89 g | 102 g | 67 g |
| Émissions de CO2 combustion | 0 g | 0 g | 0 g | 0 g | 0 g | 0 g | 969 g | 628 g | 351 g |
| TOTAL | 14,1 g | 15,6 g | 43 g | 6 g | 45 g | 6 g | 1060 g | 730 g | 418 g |

ADEME, 2023

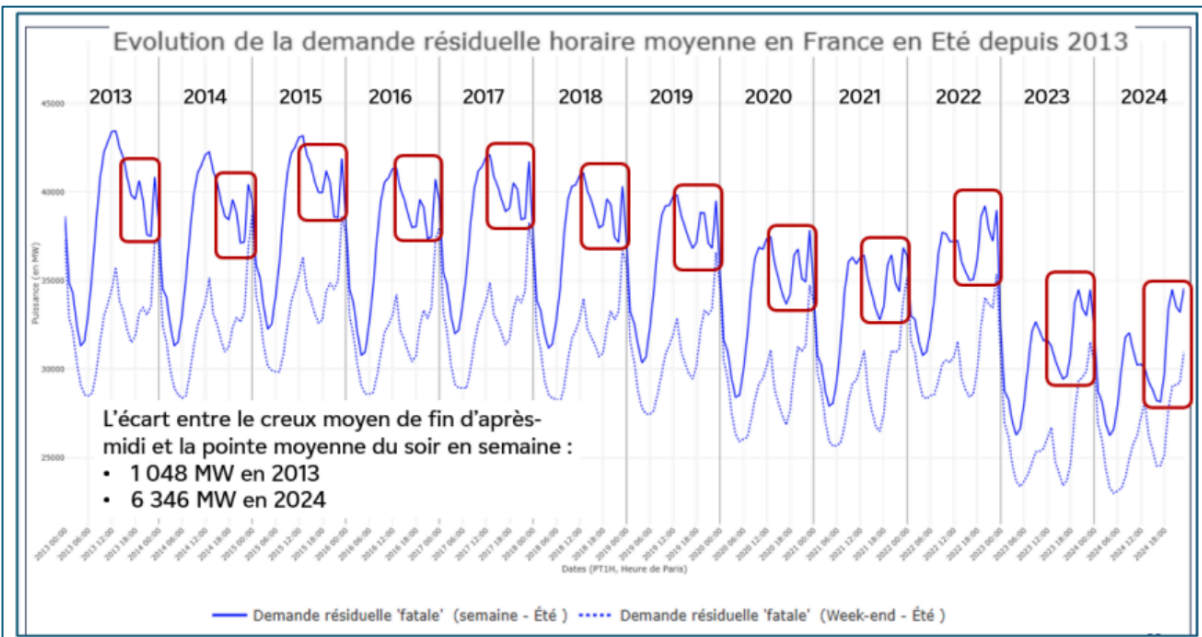
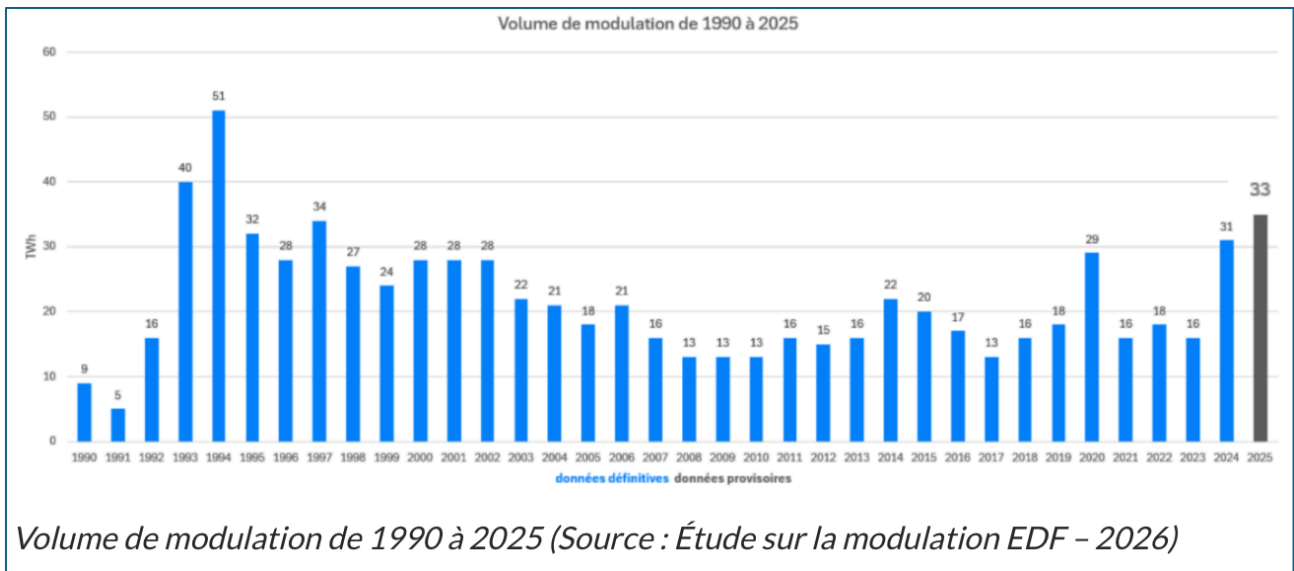
De plus, **une analyse comparée montre que, concernant les matériaux structurels tels que le béton, l'acier, l'aluminium, le cuivre, le verre..., le nucléaire se révèle 2 à 3 fois plus économique (ramené au kWh produit) que l'éolien ou le solaire.** Pour les autres matériaux dits critiques (étain, molybdène, nickel, argent, terres rares...), le nucléaire l'est de 10 à 100 fois plus que l'éolien et le solaire. Et, en termes d'occupation des sols, le nucléaire est 100 à 500 fois plus faible que l'éolien et le solaire PV (10 000 kWe/an/m2 vs 100-200 kWe/an/m2 et 8-20 kWe/an/m2). A titre d'exemple, si la consommation électrique française était satisfaite par l'éolien terrestre, les éoliennes occuperaient 5% de la surface nationale, soit l'équivalent des villes, routes et parkings. S'agissant du solaire, pour produire l'équivalent d'un réacteur nucléaire de 1 GW, la totalité de Paris devrait être couverte de panneaux solaires.

A la différence de l'Allemagne, précurseur comme le Danemark et l'Espagne, **il n'existe pas de filière industrielle en France de fabrication d'équipements dans l'éolien terrestre. S'agissant du photovoltaïque, 95% des panneaux installés en France proviennent de Chine.** De petits industriels spécialisés existent tel Photowatt dans le PV (en grande difficulté) ou Vergnet, seul fabriquant d'éoliennes spécialisé dans les territoires ultra-marins (éoliennes rétractables).

Dans l'éolien en mer, en lien avec l'obligation de localisation dans les appels d'offres lancés en 2017 et 2018, Alstom et Areva ont implanté des usines de fabrication d'équipements à St Nazaire et au Havre. Alstom Energie ayant été cédé en 2015 à General Electric (qui enchaîne les plans sociaux dans cette activité), et Areva ayant vendu ses actifs ENR à Gamesa qui s'est ensuite rapproché de Siemens, **il n'existe plus de centre de décision français dans l'éolien en mer.** S'agissant de l'hydrolien, General Electric a mis fin à l'aventure d'Alstom et Naval Group a arrêté son activité en 2018 suite au refus de l'État de lancer un appel d'offres de fermes commerciales. Il reste 2 projets de fermes pilotes (quelques unités) au Raz Blanchard près de Cherbourg : CMN (Constructions Mécaniques de Normandie) et Normandie Hydroliennes.

Par ailleurs, **la priorité donnée depuis 2010 à la production d'électricité éolienne et solaire, notamment en termes d'efforts financiers, a fait négliger par l'exécutif les secteurs fortement émetteurs de CO2 comme les transports et le tertiaire. Ainsi, les objectifs « climat » de baisse des GES à horizon 2030 et de neutralité carbone en 2050 semblent inatteignables.**

De plus, selon RTE, **la modulation du parc nucléaire s'est élevée à 33 TWh en 2025 (9% de la production nucléaire), le double par rapport à la moyenne des 10 dernières années du fait de la hausse des capacités éoliennes et solaires. Les prévisions portent sur 90 TWh à la fin de la décennie.** Ainsi, on assiste à une multiplication des variations de charge des réacteurs nucléaires et désormais des arrêts pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Historiquement, les baisses de puissance des réacteurs nucléaires intervenaient principalement la nuit et le week-end. Aujourd'hui, elles surviennent également au cours de la journée, lors des périodes de forte production solaire.



Evolution de la demande résiduelle horaire moyenne en France en été depuis 2013 (Source : Étude sur la modulation EDF - 2026)

Comme souligné dans un rapport d'EDF de février 2026, en plus de la désorganisation des équipes d'exploitation (planification de la maintenance courante et des essais), cette modulation accrue a un impact fort par les variations de réactivité, de température et de pression sur les matériaux et divers équipements accélérant de fait le vieillissement des centrales nucléaires.

En définitive, **en se substituant à une énergie déjà décarbonée, l'insertion toujours plus forte d'énergies intermittentes va augmenter le coût du système électrique en n'utilisant pas pleinement en base un moyen de production à coûts fixes qu'est le nucléaire de l'ordre de 4 Mds€ par an, et augmenter le coût de sa maintenance par le remplacement anticipé de composants (de l'ordre de 400 M€ par an) voire l'arrêt en anticipation vers 2040 de réacteurs nucléaires par l'atteinte de limites de conception prévues pour la modulation.**

2.2 / Un développement massif qui se poursuit malgré les mises en garde répétées des scientifiques, avec des conséquences sur les prix, la stabilité du réseau et la sûreté des installations nucléaires

Plusieurs voix s'élèvent dans les années 2010 contre ce recours massif aux énergies renouvelables intermittentes (ENRi). Au Parlement, le député Julien Aubert, par ailleurs président de l'Institut Valmy, martèle « la transition énergétique, oui ; la trahison énergétique, non ! » alors que Ségolène Royal entend fermer une partie du parc nucléaire et lui substituer massivement des ENR. Les textes se succèdent dans la décennie 2010-2020 sans que l'Exécutif ne change la politique initiée par François Hollande.

Dans un avis publié en début d'année 2025, le haut-commissaire à l'Énergie atomique alerte les autorités politiques sur la surestimation manifeste de la **trajectoire de consommation prévue dans la PPE3**, une accélération soudaine et rapide de l'électrification des usages apparaissant peu probable. Dans ce contexte, il met en garde sur les conséquences négatives d'une surproduction reposant sur le développement massif des énergies renouvelables intermittentes (ENRi) : « **l'augmentation importante de la capacité de production d'électricité que prévoit ce projet de PPE3 risque d'augmenter le déséquilibre offre-demande, entraînant notamment une multiplication des épisodes de prix spots négatifs ou nuls (...). Si cette surcapacité de production augmente encore, le coût pour le contribuable sera considérable pour une électricité qui ne sera ni produite, ni consommée, l'État indemnisant les producteurs d'électricité solaire et éolienne même lorsqu'ils ne produisent pas** » (...) en conséquence de quoi « **les objectifs, extrêmement ambitieux, de croissance des EnR intermittentes, spécialement le photovoltaïque, devraient être revus à la baisse dans la PPE** ». Il insiste également sur les **risques que ce développement comporte pour le parc nucléaire** : « **Une part croissante d'EnR programmée par la PPE3 imposera aux centrales nucléaires des variations de puissance plus importantes que celles que nous connaissons actuellement. En particulier, l'électricité d'origine solaire (...) imposera des modulations supplémentaires** ».

Dans son avis du 8 avril 2025, l'Académie des sciences alerte à son tour sur les risques financiers et techniques que font peser une surproduction d'ENRi : « **le projet de PPE 3 affiche pour 2035 des objectifs de production électrique (...) bien au-delà de la consommation actuelle et même supérieure à celle prévue pour 2035. Plus inquiétant encore, cette production repose principalement sur une augmentation massive des énergies solaire et éolienne intermittentes (...). Cette évolution entraînerait des surcapacités considérables, coûteuses et inutiles, générant un excédent d'offre par rapport à la demande dépassant les 100 TWh, et surtout un taux excessif de production d'électricité non pilotable proche de 40 % (...) cet excès de production intermittente non pilotable, qui bénéficie aujourd'hui d'une priorité sur le réseau, induira :**

- (i) *une volatilité accrue des prix de l'électricité, avec des périodes de plus en plus fréquentes de prix très élevés alternant avec des prix négatifs ;*
- (ii) *la nécessité, pour assurer l'équilibre offre-demande, d'une modulation excessive de la production nucléaire, entraînant des contraintes sur la gestion du parc électronucléaire et un sous-emploi de ce parc, sous-emploi coûteux économiquement et induisant des risques de dégradation des performances des réacteurs ;*
- (iii) *des tensions sur les réseaux électriques qu'il faut adapter à cette variabilité de la production, ajoutant des coûts supplémentaires considérables au fonctionnement du système énergétique ».*

Elle rappelle enfin que, du fait de la composition du mix électrique français, « **atteindre une production électrique totalement décarbonée ne requiert nullement une augmentation massive des énergies éolienne et solaire** ».

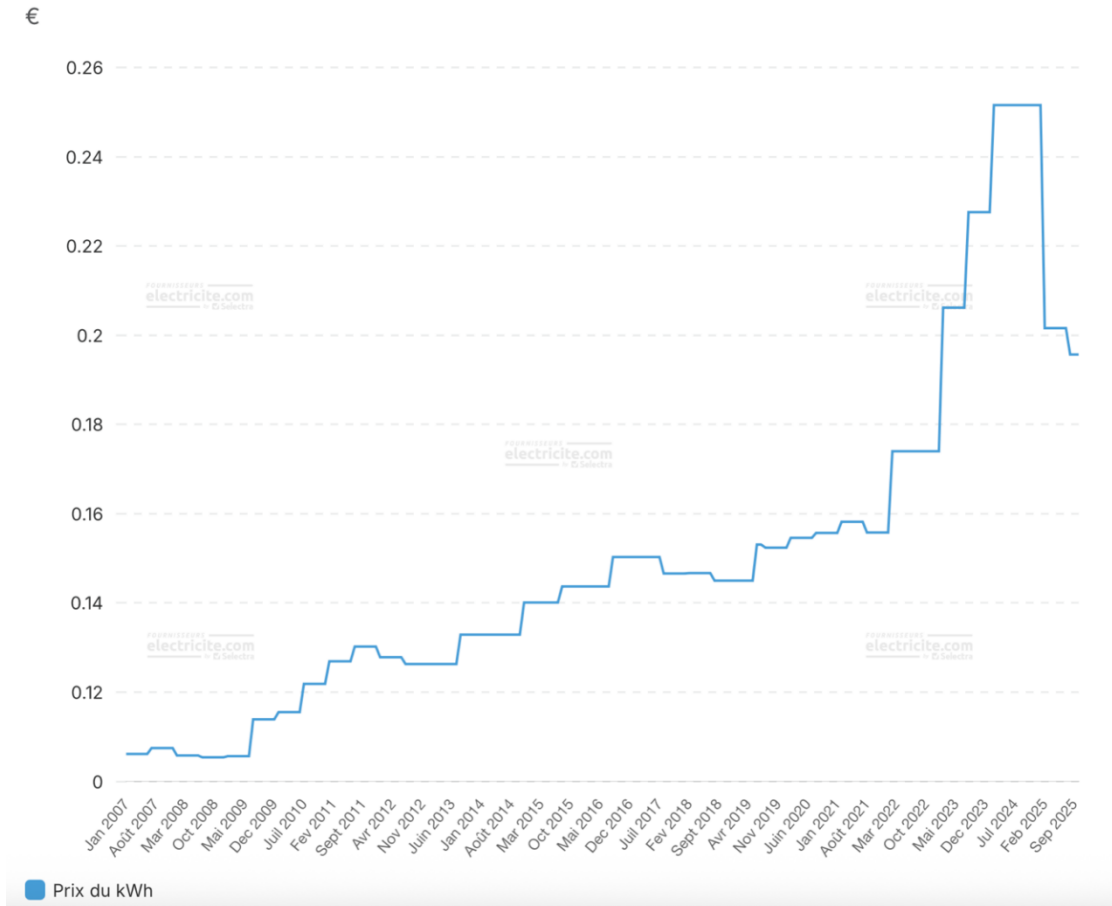
A l'été 2025¹⁹, le haut-commissaire à l'Énergie atomique renouvelle son appel à ralentir le rythme de développement de l'éolien et du solaire devant la surcapacité de production des ENRi. Face à une baisse de la demande et aux risques de la modulation de puissance pour le parc nucléaire, il indique que « **les moyens renouvelables actuellement mis en service et, pire, ceux programmés dans la prochaine décennie, seront très largement contraints de ne pas produire. Chaque actif nouvellement installé sera quasi échoué dès son inauguration. Cela se traduira par des surcoûts considérables pour le contribuable, pour une électricité qui ne sera pas produite** ».

¹⁹ Haut-Commissariat à l'énergie atomique, *Évolution du mix énergétique et impacts technologiques*, juillet 2025

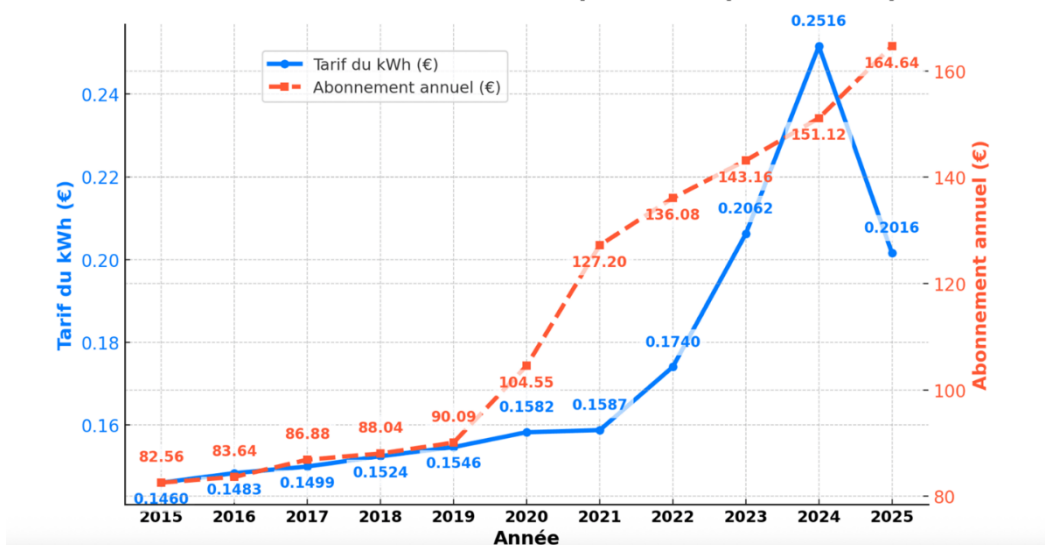
2.3 / Le consommateur d'électricité subit depuis une quinzaine d'années une forte hausse du prix facturé, ce qui impacte notablement la compétitivité de l'économie française et obère l'électrification des usages

Le consommateur français, ménage comme entreprise, voit depuis 2012 sa facture d'électricité s'envoler. **Le tarif réglementé de l'électricité a augmenté de 68 % entre 2012 et 2025 en euros courants** (et de 38 % en euros constants retraités de l'inflation), du fait notamment de la hausse des taxes et du tarif d'utilisation des réseaux sur le prix variable de l'électricité et le prix fixe de l'abonnement.

Évolution du tarif réglementé de l'électricité en €/kWh sur 2007-2025 (part variable) – puissance 6kVA



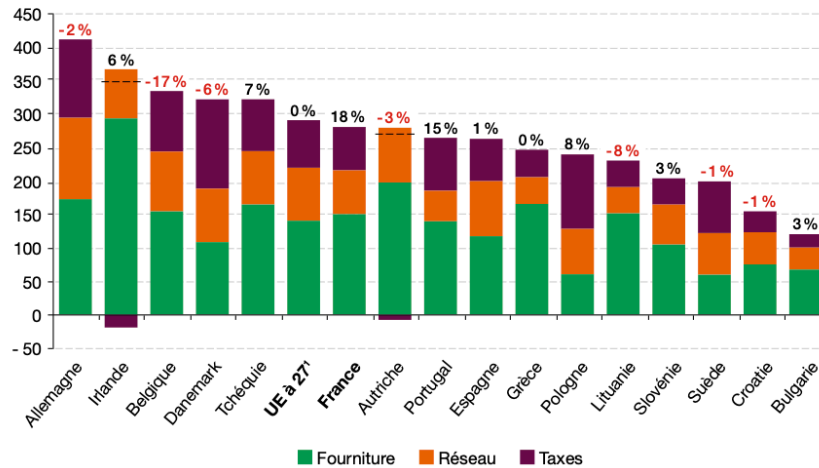
Évolution du Tarif Bleu EDF (2015-2025) - Option Base pour un compteur 6 kVA



Le prix de l'électricité en France se situe désormais aujourd'hui au niveau de la moyenne européenne alors qu'il en était en 2019 de 14 % inférieur et de 28 % inférieur en 2008. Ainsi, l'avantage de compétitivité qu'offrait notre mix électrique s'est progressivement estompé du fait des choix des politiques publiques ayant eu pour conséquence la hausse de la fiscalité et du coût d'acheminement par RTE et Enedis. Les pays européens les plus compétitifs disposent d'un mix électrique composé principalement de nucléaire ou/et d'hydroélectricité ou/et de charbon (Suède, Pologne, Bulgarie...). Le coût de production de ces moyens de production est en effet sensiblement plus faible que celui des centrales à gaz et des fermes éoliennes ou solaires. A l'inverse, les pays les moins compétitifs possèdent un mix fortement marqué par le gaz ou/et l'éolien / solaire (Allemagne, Belgique, Danemark...).

PRIX TTC DE L'ÉLECTRICITÉ À USAGE DOMESTIQUE DANS L'UNION EUROPÉENNE EN 2024

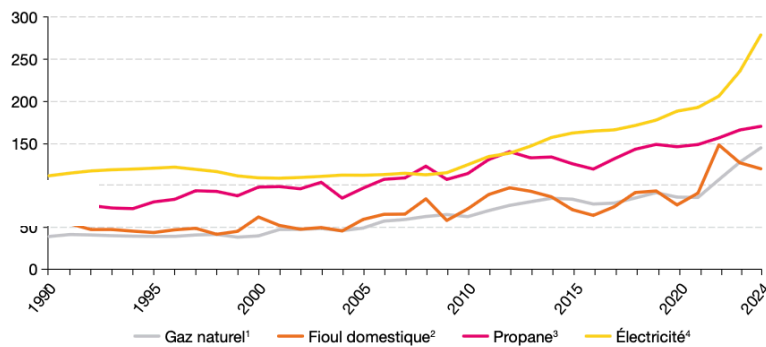
En euros par MWh



L'augmentation du prix de l'électricité depuis 2015 a été bien plus forte que celle du gaz ou celle du pétrole.

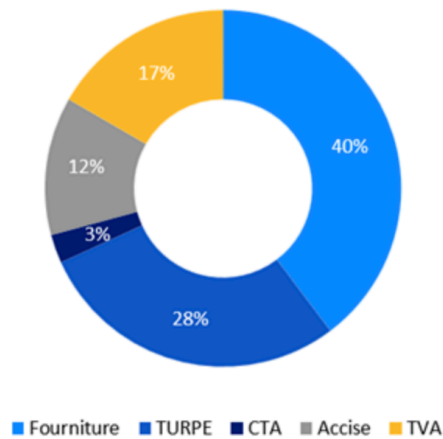
PRIX TTC DES ÉNERGIES À USAGE DOMESTIQUE POUR 1 MWh PCI*

En euros courants



La facture d'électricité se décompose en 3 parts équivalentes : (i) **40 % de fourniture d'électricité** pour rémunérer le producteur et le commercialisateur, (ii) **28 % d'acheminement pour rémunérer les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE (TURPE)** et (iii) **32 % de taxes.**

TRV août 2025 : ventilation de la facture moyenne Bleu résidentiel
TTC



2.4/ Les taxes se sont envolées en raison des subventions aux renouvelables.

Concernant les taxes, on trouve l'accise sur l'électricité qui représente 12 % de la facture d'électricité. Cette accise remplace la CSPE (Contribution au service public de l'électricité) et la TCFE (Taxe sur la consommation finale d'électricité). Elle finance les collectivités locales pour 3 Mds€ et le budget de l'Etat pour 6 Mds€ en lien avec les « subventions » aux énergies renouvelables électriques (solaire, éolien), la péréquation tarifaire et les tarifs sociaux de l'électricité. **Entre 2011 et 2025, l'accise sur l'électricité a été multipliée par deux en passant de 16,5 €/MWh à 30 €/MWh (hors TVA).**

Evolution 2011-2025 de la CSPE et TCFE puis de l'accise sur l'électricité

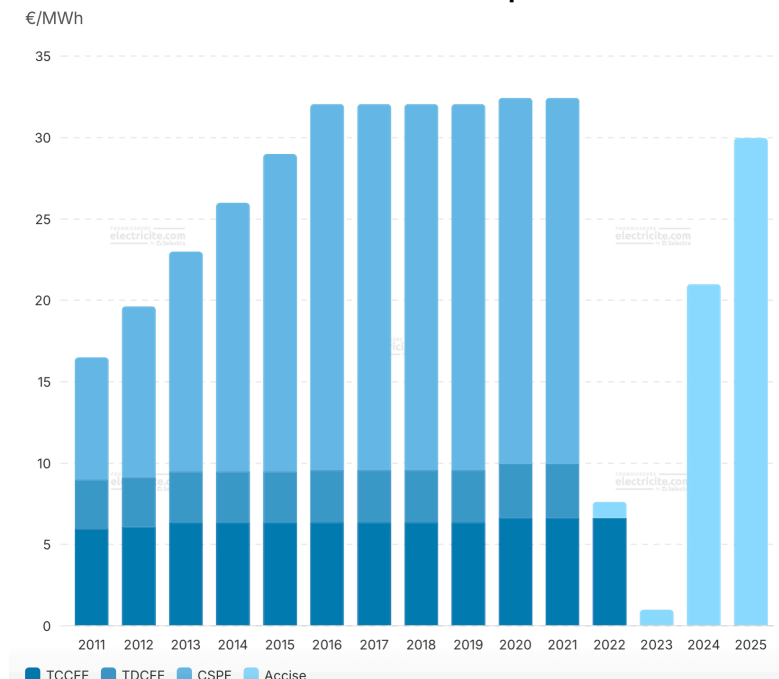


Figure également parmi les taxes la TVA, qui représente 17 % de la facture, après une **augmentation en août 2025 du taux de TVA sur l'abonnement (part fixe) de 5,5 % à 20 %**, soit une augmentation de 23 € par an pour un ménage selon la CRE. La part variable (consommation en kWh) est assujéti historiquement à un taux de TVA de 20 %. **La TVA s'applique également sur l'accise sur l'électricité (TVA sur une taxe).**

La CTA (Contribution tarifaire d'acheminement) représente 3 % de la facture et est stable depuis 2013. Elle permet de financer en partie le régime spécial de retraite des IEG (Industries électriques et gazières). A compter du 1^{er} février 2026, par un jeu d'écriture comptable reportant la charge sur le régime de retraite des

IEG, le Gouvernement a décidé de baisser la CTA de 5 % soit, en moyenne, une économie de 10 € par an pour les ménages bien inférieure à l'augmentation de la TVA sur l'abonnement décidée 6 mois plus tôt.

Le soutien budgétaire annuel de l'Etat aux ENR électriques a augmenté exponentiellement de 1,3 Mds€ en 2011 à 6,2 Mds€ en 2025, et 7,7 Mds€ sont prévus en 2026 selon la CRE: 4,4 Mds€ pour le photovoltaïque, 1,3 Mds€ pour l'éolien terrestre, 0,9 Mds€ pour l'éolien en mer.

L'augmentation de ces charges pour le budget de l'Etat est liée à une hausse marquée des nouveaux projets et un tarif de rachat très élevé comparativement au prix de marché de gros (en 2024, 97 €/MWh pour l'éolien terrestre, 178 €/MWh pour l'éolien en mer, 266 €/MWh pour le solaire vs prix de marché à 60 €/MWh). Le volume de nouveaux projets contractualisés avec l'Etat pour un tarif de rachat garanti ou « contract for difference » par rapport au prix de marché de gros (sur une durée de 20 ans) représente actuellement l'équivalent du volume des projets déjà en service. Selon le Ministère de l'Énergie, en cas de maintien du prix de marché actuel (ce qui est prévu pour des livraisons sur les trois prochaines années – scénario bas ci-dessous), **le montant total des engagements déjà pris par l'Etat sur la durée des contrats de rachat d'électricité des ENR électriques s'élève à plus de 100 Mds€**. De plus, **pour respecter les cibles de développement du solaire et de l'éolien inclus dans le projet de PPE3 (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie), selon le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, ce montant sera à doubler pour atteindre une charge totale de plus de 200 Mds€ pour le budget de l'Etat**.

A titre d'exemple, la Commission européenne a validé en août 2025 un plan d'aide de l'Etat français de 11 Mds€ pour le développement de l'éolien flottant. Ce plan consiste en un tarif de rachat durant 20 ans pour trois parcs éoliens flottants de 500 MW chacun, soit 1,5 GW au total.

Capacités photovoltaïques et éoliennes raccordées et en cours d'instruction
au 31 mars 2025 (en GW)

| | Photovoltaïque | Éolien terrestre | Éolien en mer | TOTAL |
|--|----------------|------------------|---------------|--------------|
| Parc raccordé <i>en service</i> | 26,8 | 23,4 | 1,5 | 51,7 |
| Projet en cours d'instruction <i>ou de réalisation</i> | 34,4 | 12,9 | 3,4 | 50,7 |
| <i>Dont convention de raccordement signée</i> | 8,6 | 1,9 | 1,5 | 12,0 |
| TOTAL | 61,2 | 36,3 | 4,9 | 102,4 |

Source : Tableaux de bord solaire photovoltaïques et éoliens, premier trimestre 2025 – Ministères de l'aménagement du territoire et de la transition écologique

Tableau n° 3 : tarif d'achat moyen des contrats en obligation d'achat par année et par filière (en €_{courant}/MWh)

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Hydraulique | 74,7 | 78,1 | 76,1 | 81,9 | 81,6 | 83,9 | 90,7 | 106,2 | 105,3 |
| Éolien terrestre | 88,3 | 88,2 | 88,6 | 89,6 | 90,4 | 90,6 | 92,7 | 96,8 | 97,5 |
| Éolien en mer | - | - | - | - | - | - | 169,5 | 183,8 | 178,2 |
| Biogaz | 139,2 | 147,1 | 153,6 | 162,2 | 167,7 | 170,9 | 185,8 | 210,2 | 211,5 |
| Biomasse | 138,1 | 138,3 | 138,0 | 144,1 | 148,4 | 148,1 | 157,0 | 177,6 | 176,9 |
| Photovoltaïque | 341,5 | 325,7 | 298,0 | 286,7 | 281,0 | 271,5 | 262,3 | 263,5 | 266,1 |
| Autres | 111,1 | 72,4 | 71,1 | 87,7 | 91,1 | 91,1 | 88,6 | 95,0 | 99,9 |
| Tarif d'achat moyen | 137,4 | 139,2 | 135,0 | 135,9 | 133,0 | 147,8 | 170,9 | 168,0 | 174,8 |

Source : Cour des comptes, d'après délibérations CRE, au périmètre d'EDF en France métropolitaine

Annexe 7 Historique des charges de service public de l'énergie

Le tableau 1 présente l'historique d'évolution des charges de service public de l'énergie constatées au titre des années 2003-2024 et prévisionnelles au titre des années 2025 et 2026. Le total comprend les charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs).

Tableau 1 : Historique d'évolution des charges de service public de l'énergie

| ME | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 prév juil 2024 | 2026 prév juil 2025 | | |
|--|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|------------------------|------------------------|-----------------|------------|
| 1. Soutien ENR électrique en métropole | 1. Eolien terrestre | 15,9 | 29,9 | 31,2 | 76,8 | 158,8 | 80,9 | 319,2 | 344,1 | 399,7 | 550,0 | 641,8 | 814,8 | 1 024,2 | 1 004,0 | 1 103,5 | 1 193,8 | 1 592,7 | 1 948,4 | 200,1 | -2 317,0 | -3 422,6 | -68,9 | 233,7 | 929,6 | 1 300,1 | |
| | 2. Eolien en mer | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15,2 | 36,4 | 227,7 | 595,9 | 586,5 | 921,7 |
| | 3. Photovoltaïque | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 1,1 | 7,8 | 54,3 | 208,9 | 794,9 | 1 683,2 | 1 919,9 | 2 202,5 | 2 378,0 | 2 444,9 | 2 525,1 | 2 460,3 | 2 746,6 | 2 892,2 | 2 275,7 | 1 104,3 | -156,1 | 2 408,5 | 2 853,4 | 3 755,6 | 4 388,6 | |
| | 4. Bio-énergies | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 523,4 | 574,2 | 641,4 | 503,4 | -118,8 | 0,8 | 394,0 | 570,6 | 754,1 | 848,6 |
| | 5. Autres énergies | 126,1 | 171,4 | 57,6 | 33,5 | 162,6 | -93,6 | 187,6 | 153,7 | 151,8 | 228,4 | 351,4 | 477,7 | 542,0 | 860,0 | 642,4 | 221,7 | 253,8 | 312,4 | -24,8 | -507,8 | -380,5 | -61,0 | 81,4 | 146,4 | 205,2 | |
| TOTAL | 142,0 | 201,3 | 89,1 | 110,7 | 322,5 | -4,9 | 561,1 | 706,7 | 1 946,4 | 2 461,6 | 2 913,1 | 3 495,0 | 3 944,1 | 4 109,0 | 4 271,1 | 4 399,3 | 5 167,3 | 5 794,3 | 2 954,4 | -1 654,6 | -3 994,9 | 2 900,3 | 4 335,0 | 6 202,3 | 7 664,2 | | |
| 2. Injection biométhane | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 1,0 | 2,7 | 7,1 | 18,6 | 32,8 | 54,6 | 107,7 | 200,5 | 221,9 | 78,7 | 787,6 | 1 029,3 | 1 182,4 | 1 128,9 | 1 326,3 | |
| 3. Soutien en ZNI | 1. Transition énergétique | | | | | | | | | | | | | | | | 383,4 | 500,5 | 506,9 | 566,2 | 547,9 | 846,4 | 1 211,9 | 1 433,4 | 1 666,5 | 1 805,0 | |
| | 2. Mécanismes de solidarité | 409,9 | 431,2 | 564,2 | 661,5 | 762,3 | 897,1 | 1 033,2 | 1 018,3 | 1 315,9 | 1 508,6 | 1 665,0 | 1 838,1 | 1 871,1 | 1 752,3 | 1 686,7 | 1 398,3 | 1 444,8 | 1 486,2 | 1 625,8 | 1 938,2 | 1 582,8 | 1 258,3 | 1 567,2 | 1 634,7 | 1 211,3 | |
| | TOTAL | | | | | | | | | | | | | | | | 1 781,7 | 1 945,3 | 1 993,1 | 2 192,0 | 2 486,0 | 2 429,2 | 2 470,2 | 3 000,6 | 3 301,2 | 3 016,2 | |
| 4. Cogénération et autres moyens thermiques | | 862,8 | 900,8 | 726,1 | 767,8 | 860,9 | 887,3 | 1 002,2 | 867,7 | 838,5 | 766,1 | 554,1 | 480,8 | 499,6 | 501,0 | 528,7 | 715,5 | 730,0 | 642,6 | 654,0 | 651,5 | -252,3 | 354,9 | 553,3 | 717,7 | 649,3 | |
| 5. Effacement | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,4 | 6,7 | 3,0 | 13,1 | 72,0 | 14,4 | 189,0 | 316,0 | 132,4 | 148,8 | |
| 6. Dispositifs sociaux | 1. Compensation FSU | | | | | | | | | | | | | | | | | 24,3 | 23,4 | 23,3 | 24,1 | 24,9 | 26,1 | 28,5 | 26,5 | 29,7 | 30,9 |
| | 2. Affichage déporté | 0,0 | 2,0 | 23,7 | 34,4 | 43,9 | 64,9 | 84,7 | 79,8 | 88,7 | 125,5 | 182,6 | 303,3 | 390,0 | 415,3 | 394,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 4,1 | 1,4 | 6,1 | 2,4 | 2,4 | |
| | 3. Autres | | | | | | | | | | | | | | | | 112,5 | 3,4 | 4,3 | 4,8 | 7,7 | 7,3 | 3,1 | 7,2 | 5,0 | 3,5 | |
| | TOTAL | | | | | | | | | | | | | | | | 136,8 | 26,8 | 27,6 | 29,0 | 34,4 | 37,5 | 33,0 | 39,7 | 37,0 | 36,8 | |
| 7. Frais divers | 1. Frais de gestion | | | | | | | | | | | | | | | 50,1 | 47,6 | 49,0 | 54,7 | 57,2 | 65,4 | 85,0 | 97,6 | 99,1 | 113,0 | 118,6 | |
| 8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs | 1. Electricité | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,0 | 825,9 | 20 162,0 | 149,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | 2. Gaz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 351,6 | 3 142,0 | 1 335,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | TOTAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 351,6 | 3 967,8 | 21 497,6 | 149,2 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | | 1 414,7 | 1 535,3 | 1 403,1 | 1 574,3 | 1 989,5 | 1 844,5 | 2 681,2 | 2 672,6 | 3 589,5 | 4 862,1 | 5 315,8 | 6 119,9 | 6 712,0 | 6 796,2 | 6 964,3 | 7 145,0 | 8 032,9 | 8 715,8 | 6 473,2 | 5 501,4 | 20 604,1 | 7 223,5 | 9 526,0 | 11 632,6 | 12 960,3 | |



Tableau 1 - Estimation du coût sur la période 2024-2060 des engagements supplémentaires pris entre 2025 et 2035 nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE3 en fonction des scénarios des prix de l'énergie

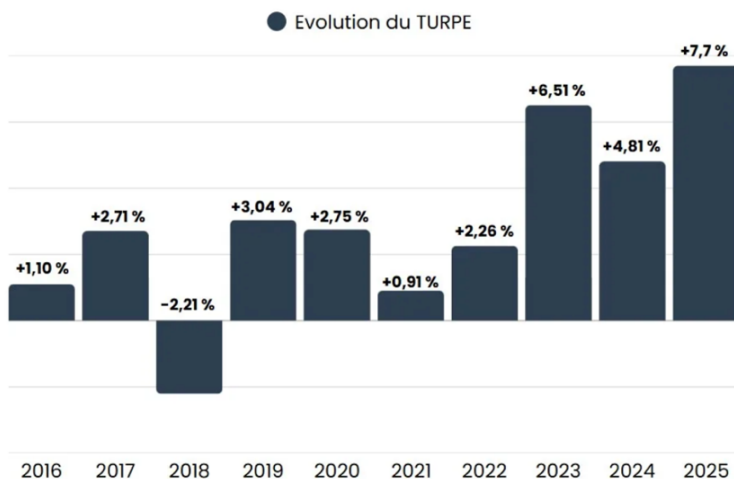
| Dépenses supplémentaires à engager pour atteindre les objectifs de la PPE3 (Md€ ₂₀₂₄) | Scénario « bas » des prix de l'énergie ³ | | Scénario « médian » des prix de l'énergie ⁴ | Scénario « haut » des prix de l'énergie ⁵ | |
|---|---|------------------------------|--|--|------------------------------|
| | Estimation du Comité | Estimation du projet de PPE3 | Estimation du Comité | Estimation du Comité | Estimation du projet de PPE3 |
| Solaire photovoltaïque | 47 à 76 | 60 à 73 | 34 à 57 | 19 à 32 | 5 à 6 |
| Eolien à terre | 22 à 28 | 16 à 22 | 6 à 8 | -16 à -12 | -20 à -15 |
| Eolien en mer | 25 | 7 | - 7 | - 47 | -39 |
| Biométhane injecté | 5 à 11 | 29 | 4 à 9 | 4 à 8 | 21 |
| Autres (dont hydroélectricité) | 5 | 3 | 3 | 0 | 1 |
| TOTAL | 103 à 145 | 114 à 133 | 40 à 69 | -36 à -23 | -32 à -28 |

Tableau 2 - Estimation du total des CSPE restant à payer sur la période 2024-2060 pour atteindre les objectifs du projet de PPE3 en fonction des scénarios des prix de l'énergie

| Dépenses à engager pour atteindre les objectifs de la PPE3 et assurer le financement des engagements précédents (Md€ ₂₀₂₄) | Scénario « bas » des prix de l'énergie | | Scénario « médian » des prix de l'énergie | Scénario « haut » des prix de l'énergie | |
|--|--|------------------------------|---|---|------------------------------|
| | Estimation du Comité | Estimation du projet de PPE3 | Estimation du Comité | Estimation du Comité | Estimation du projet de PPE3 |
| Engagements à fin 2024 | 114 | 106 | 89 | 59 | 37 |
| Nouveaux engagements | 103 à 145 | 114 à 133 | 40 à 69 | -36 à -23 | -32 à -28 |
| TOTAL | 216 à 258 | 220 à 239 | 130 à 159 | 23 à 37 | 5 à 9 |

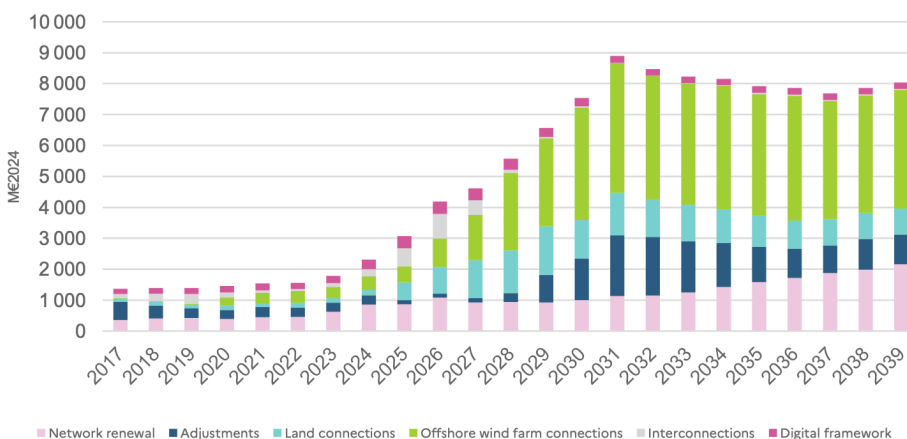
2.5/ Les coûts d'acheminement ont augmenté fortement en dix ans avec le raccordement des moyens de production éolienne et solaire aux réseaux, et la hausse de la gestion de l'intermittence. Une explosion est à venir dans les prochaines années du fait d'investissements de RTE et Enedis qui seront doublés à la fin de la décennie.

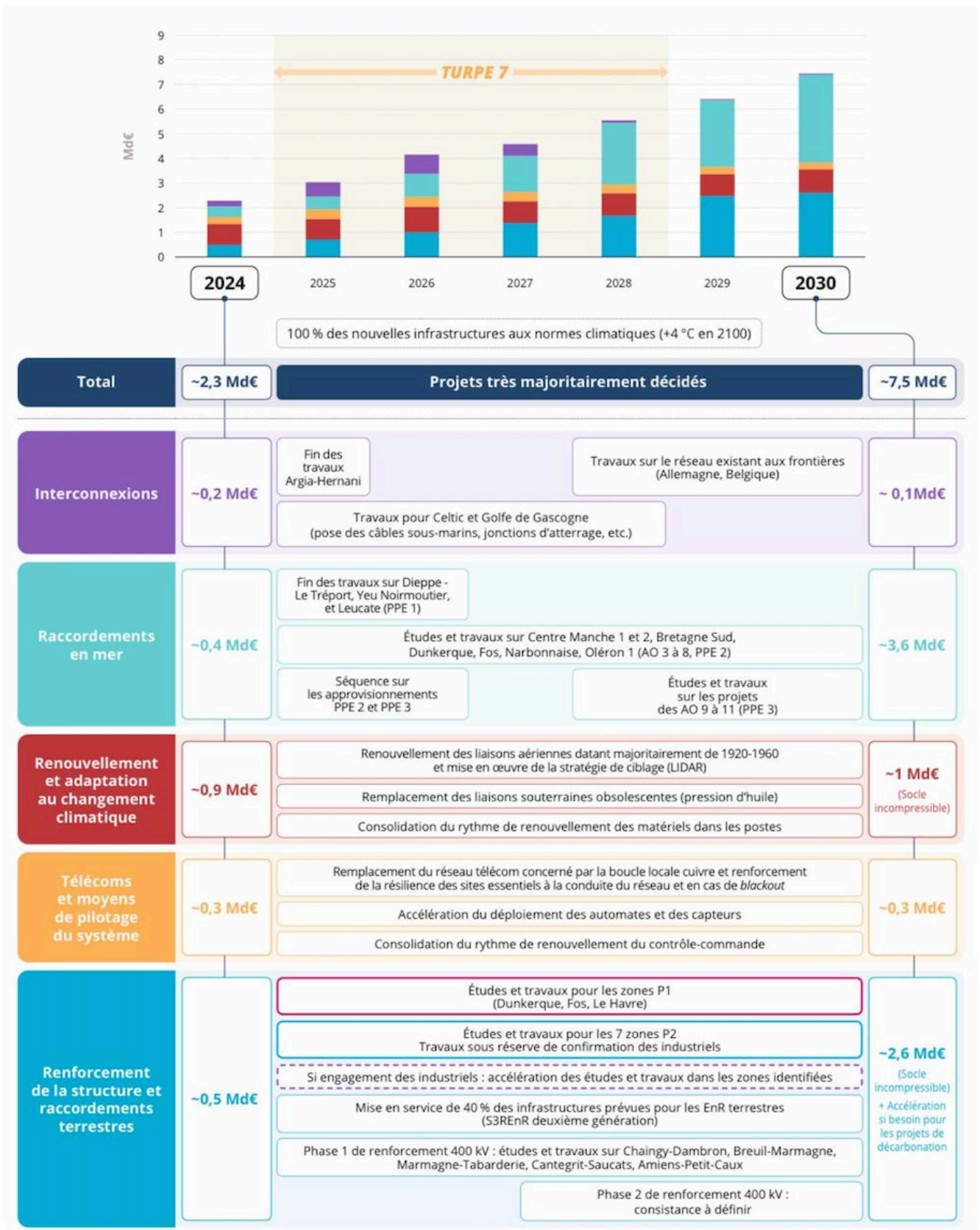
Concernant le TURPE (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) qui représente 28 % de la facture, il correspond au coût d'acheminement et finance RTE, en charge du transport d'électricité, et Enedis, en charge de la distribution d'électricité. **Le TURPE a augmenté de 55 % entre 2009 et 2025 du fait d'une augmentation exponentielle des investissements en grande partie pour le raccordement des ENR et la gestion de l'intermittence** (renouvellement des centres de dispatching et renforcement des postes électriques – la variation de tension y est multipliée par deux les jours de forte production photovoltaïque) et malgré un accroissement notable de l'endettement de RTE et d'Enedis. **Le montant total des investissements de RTE et Enedis est passé de 4,5 Mds€ par an en 2009 à 7,1 Mds€ en 2023, et 13,2 Mds€ sont prévus en 2028 soit une multiplication par trois en 20 ans.**



Le schéma de développement du réseau (SDDR) de RTE prévoit d'ici 2039 une **explosion des investissements de RTE, passant de 2,1 Mds€ par an sur la période 2021-2025 (1,2 Mds€ par an avant 2020) à 7,9 Mds€ par an sur la période 2025-2030** (cf graphes ci-dessous). Cette augmentation des investissements selon la CRE (rapport de septembre 2025) provient principalement de **la connexion des fermes éoliennes en mer**, de 0,4 Md€ par an sur 2021-2025 à 3,9 Mds€ par an sur 2035-2039 ; **le renouvellement du réseau**, de 0,7 Md€ par an sur 2021-2025 à 1,9 Mds€ par an sur 2035-2039 ; **l'adaptation du réseau aux fluctuations de l'équilibre offre / demande en lien avec le développement d'énergies intermittentes**, de 0,3 Md€ par an sur 2021-2025 à 1 Md€ par an sur 2035-2039. Du côté du gestionnaire du réseau basse tension, **Enedis, qui est le principal concerné pour le raccordement pour les fermes éoliennes terrestres et les fermes solaires, prévoit un plan d'investissement de 92 Mds€ d'ici 2040.**

Schéma de développement du Réseau (SDDR) de RTE sur 2024-2039





2.6/ Le coût de fourniture de l'électricité est impacté en France par l'équilibre offre-demande sur le marché européen et par le prix des énergies fossiles dont dépend le coût marginal du dernier moyen de production « appelé ».

La fourniture d'électricité représente 40 % de la facture. Ce prix, en cas d'offre de marché pour un consommateur, évolue d'un fournisseur à un autre et comprend les coûts d'approvisionnement (l'achat auprès du producteur), les coûts de vente et la marge du fournisseur. Pour le tarif régulé de l'électricité accessible aux ménages et aux seules TPE et vendu par EDF au titre de sa mission de service public, la CRE (Commission de Régulation de l'Électricité) le propose une à deux fois par an au Ministère de l'Énergie en s'appuyant sur le prix pratiqué sur le marché de gros car il détermine le coût d'approvisionnement des fournisseurs / commercialisateurs d'électricité. Le prix du marché de gros dépend de l'équilibre offre-demande sur la plaque ouest-européenne et du coût marginal du dernier moyen de production appelé : en France, c'est le cas des centrales à gaz à hauteur de 14% sur l'ensemble de l'année. **Bien que les centrales thermiques ne représentent que 4% de la production électrique en France, le prix du marché de gros français reste sensible au prix du gaz, de l'ordre de 1/3.** Outre notre composition du mix de production électrique, l'importance des exportations d'électricité françaises à savoir 20% de la production électrique française en 2025 impacte sensiblement le marché de l'électricité en France. Nos voisins, en particulier l'Allemagne, l'Italie, l'Angleterre et l'Espagne, disposent d'un mix électrique où la part des énergies fossiles est majeure (de 25% à 45%). Avec le développement des interconnexions, l'intégration du marché européen s'accélère et les prix s'alignent de plus en plus entre pays voisins dont la France qui est au centre de la plaque ouest-européenne.

Suite à la fin du dispositif ARENH (35% de la production nucléaire cédée à des fournisseurs alternatifs à un prix de 42€/MWh), l'Etat a mis **en place depuis le 1^{er} janvier 2026 le Versement Nucléaire Universel qui limitera mais ne supprimera pas cette corrélation pour les ménages et entreprises français du prix facturé de l'électricité avec le prix des hydrocarbures, sensible aux perturbations géopolitiques.** Au-dessus d'un premier seuil dit de taxation à 78 €/MWh, la moitié des revenus excédentaires de la vente de la production nucléaire sur le marché de gros sera prélevée par l'État et redistribuée aux consommateurs par une ligne dédiée sur la facture. Au-delà d'un second seuil dit d'écêtement fixé à 110 €/MWh, la part reversée à l'Etat sera de 90% des revenus excédentaires.

Avant la guerre eu Moyen-Orient, **pour une livraison en 2026, 2027 et 2028, le prix du marché de gros de l'électricité se situe autour de 60€/MWh. Actuellement, sur le marché spot (journalier), l'électricité est vendue à un prix supérieur à 100 €/MWh.** L'impact sur le marché à terme de l'électricité (vente pour livraison à un an ou plus) dépendra du maintien éventuel à un niveau élevé du prix du baril et du prix du gaz, en particulier le GNL.

En mai 2024, suite à la crise énergétique de 2021-2023 amplifiée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, l'Union européenne a adopté une **révision du marché européen de l'électricité** afin de renforcer la protection des consommateurs ainsi que la visibilité et la stabilité pour les producteurs. Outre le développement des énergies décarbonées, au travers de 4 mesures clefs, la stratégie porte sur l'amélioration du fonctionnement des marchés long terme de l'électricité :

- en cas de crise avérée, les États membres pourront désormais plus facilement prendre des mesures d'encadrement des prix ;
- l'Europe favorise désormais le recours au **PPA (Power Purchase Agreement)** à savoir des contrats d'achat long terme directement entre producteurs et consommateurs, sans passer par le marché ;
- les **CFD (Contracts For Difference)** sont encouragés pour soutenir le déploiement des énergies décarbonées ;
- pour protéger les utilisateurs finaux, les États membres peuvent désormais imposer des obligations prudentielles aux fournisseurs.

Contrats d'achat long terme ou PPA entre producteurs et commercialisateurs / consommateurs

Suite à cette réforme européenne, EDF a mis en place deux type de PPA désormais autorisés : des contrats classiques de moyen et long terme, portant sur l'ensemble de sa production électrique (nucléaire, hydraulique, thermique), et des contrats adossés à sa seule production nucléaire dit « Contrats d'allocation de production nucléaire » CAPN.

Les contrats à terme, décorrélés des prix de marché, portent sur des durées en moyenne de 10 ans, qui peuvent aller de 4 à 18 ans. Au total, **17 500 contrats de long terme entre EDF et des entreprises (ETI et grands groupes), couvrant 120 000 sites, ont été signés pour un total de 40 TWh par an, soit un peu moins de 10% de la consommation électrique annuelle française.** Parmi ces contrats à terme figure le consortium Exeltium de 24 entreprises électro-intensives représentant 12 secteurs (chimie, matériaux, agro-

alimentaire...). En janvier 2026, le volume porté par le contrat initial signé en 2006 a été complété de 30 TWh (sur 148 TWh pour la période 2006 - 2034).

Les CAPN permettent de faire bénéficier à un industriel, pas uniquement électro-intensif, et des fournisseurs alternatifs, une quote-part de la production effective du parc nucléaire historique moyennant un partage des coûts et des risques associés sur une durée minimale de 10 ans. Le prix du CAPN reflète le coût du parc nucléaire, estimé par la CRE en 2026 à 60,3 €/MWh. **Le volume global alloué par ces CAPN s'élève à 10 TWh sur une production annuelle nucléaire de 360 TWh.** 14 CAPN ont été signés à date, notamment avec TotalEnergies, Orano, Aluminium Dunkerque, Arkema, Kem One, ArcelorMittal, Safran, Data4 (centres de données).

A titre de comparaison, en Allemagne, suite à accord de la Commission européenne en avril 2026, l'industrie lourde (acier, chimie...) pourra bénéficier d'un tarif fixe subventionné de l'électricité de 50 €/MWh.

Contrats entre État et producteurs ou CfD (Contract for Difference)

Un Contrat pour Différence (CfD) concerne l'achat d'électricité décarbonée, qu'elle soit éolienne, solaire et désormais hydroélectrique ou nucléaire. Ce modèle permet une stabilité tarifaire grâce à sa garantie de prix pour le producteur sur une période de 20 ans. Les producteurs vendant toujours sur le marché le volume concerné par le CfD, la différence du tarif garanti avec le prix de marché correspond à une subvention de l'État en faveur des producteurs si le prix du marché est inférieur à celui du CfD, et à une compensation payée par les producteurs à l'État en cas de surplus sur le marché. L'État peut redistribuer ces excédents aux consommateurs sous forme d'aides. Ainsi, **les CfD permettent, au travers de l'Etat, visibilité et stabilité tant pour le producteur que pour le consommateur. Ce dispositif ne supprime par l'intermédiation par des commercialisateurs / fournisseurs alternatifs car les volumes d'électricité concernés sont toujours vendus sur le marché de gros.**

Comme expliqué préalablement, ce mécanisme a été mis en place en France pour les ENR intermittentes soit via un tarif fixé préalablement par l'administration, pour les installations de petite taille, soit au travers d'un Appel d'Offres mettant en concurrence plusieurs projets pour un volume donné par technologie (éolien terrestre, éolien en mer, solaire au sol...) – le tarif garanti est déterminé par le résultat de l'Appel d'Offres qui comporte un tarif plafond (de l'ordre de 100€/MWh pour l'éolien terrestre).

Désormais, comme le préconisait une Commission d'enquête du Sénat en 2024, **le dispositif de CfD est éligible pour toute installation nucléaire ou hydroélectrique, nouvelle ou existante.** Par exemple, la France a soumis à la Commission européenne un CfD pour la phase 1 de construction de 6 réacteurs EPR2. Il pourra en être de même pour les projets d'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires.

Spécifiquement sur l'hydroélectricité, en contrepartie de la fin du contentieux sur les concessions, l'État a négocié avec la Commission européenne qu'EDF vende aux enchères 40% de sa production hydroélectrique, à l'image du dispositif ARENH qui imposait jusqu'en 2025 une vente à perte par EDF de 35% sa production nucléaire à des fournisseurs alternatifs. Cette mise aux enchères peut aboutir à un prix de revente inférieur au coût complet du barrage comme à une sur-marge pour EDF. A contrario, un CfD dont le tarif serait fixé par la CRE selon les coûts réels de chaque ensemble hydroélectrique permettrait d'assurer une juste rémunération au producteur et un prix final compétitif pour le consommateur.

[2.7/ Via les obligations faites aux fournisseurs, les Certificats d'économie d'énergie représentent une taxe indirecte au sein du coût de fourniture qui ne cesse de croître pour les consommateurs.](#)

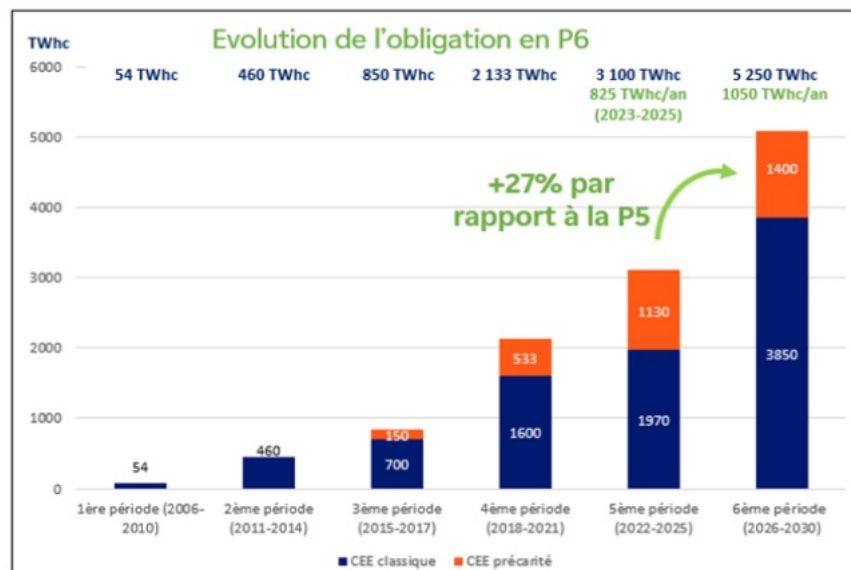
L'Etat impose à chaque fournisseur d'énergie (ou obligé) une obligation CEE à atteindre, fonction de ses ventes d'énergie, afin de les **contraindre à faire réaliser des travaux d'économies d'énergie aux consommateurs d'énergie via le versement de primes financières.** L'obligation CEE est double : une obligation CEE Précarité pour les ménages modestes et une obligation CEE Classique pour les autres consommateurs d'énergie. Après avoir incité les consommateurs d'énergie à réaliser des travaux d'économies d'énergie et en avoir apporté la preuve y compris en termes de conformité technique, les obligés se voient délivrer des volumes de CEE par le Pôle national CEE de la DGEC (PNCEE).

Les CEE comptabilisent pour une opération donnée les économies d'énergie en MWh cumulé et actualisé ou MWh cumac : plus l'économie d'énergie est forte et/ou plus elle dure dans le temps, plus le volume de CEE est important. En fin de période CEE, **si l'obligation n'est pas atteinte, le fournisseur d'énergie doit verser des pénalités dissuasives** (20 €/MWhc manquant en CEE Précarité et 15 €/MWhc en CEE Classique) car bien plus élevées que les prix de marché. En cas d'opérations de travaux contrôlées non conformes, l'obligé peut être sanctionné par une annulation de CEE délivrés, éventuellement complétée par

une sanction financière voire, une interdiction temporaire ou définitive de déposer des dossiers de demande de CEE.

Les Certificats d'économie d'énergie (CEE) qui sont intégrés dans les coûts de vente du fournisseur (obligation qui est refacturée au consommateur), représentent actuellement 3 % de la facture d'électricité et ne cessent d'augmenter du fait de l'accroissement exponentiel d'obligation imposé réglementairement aux fournisseurs : le niveau d'obligation a été multiplié par 3,5 depuis 2015 pour atteindre un montant annuel de 6 Mds€ en 2025 toutes énergies confondues, électricité, gaz et carburants (50 % du financement). Selon la Cour des Comptes, en 2022, les CEE s'élevaient pour un ménage à 42 € en moyenne par an sur la facture d'électricité, et en 2023 à 56 € en moyenne par an (toutes énergies confondues gaz et carburant en plus de l'électricité, le coût supporté par un ménage est passé de 120 € à 164 € en 2023).

Avec le début au 1^{er} janvier 2026 de la sixième période (2026-2030), l'augmentation annoncée par décret du Ministère de l'Énergie du montant annuel de 6 Mds€ à 8 Mds€ entre 2025 et 2026 aura un impact supplémentaire moyen de 50 € sur la facture des ménages. Le décret CEE 6^{ème} période prévoit en effet une augmentation de 27 % de l'obligation annuelle pour passer de 825 à 1050 TWhc.



Malgré les alertes au Parlement, où certains partis appellent à une clarification du statut juridique de ce « quasi-impôt », **le système des CEE est jugé insatisfaisant par la Cour des Comptes et l'ADEME : seul 1/3 des économies d'énergie seraient effectives par rapport au volume des certificats délivrés.** En plus de problèmes de malfaçon et d'absence d'objectif de résultat réel des travaux menés, un niveau de fraude important est relevé régulièrement par les enquêtes de la DGCCRF et de Tracfin. Pionnier dans le domaine, le Royaume-Uni songe désormais à supprimer le dispositif des certificats d'énergie pour améliorer le pouvoir d'achat et favoriser l'électrification des usages par un prix d'électricité le plus faible possible.

En synthèse donc, dans un contexte de baisse de la consommation d'énergie depuis 2010, le bilan de l'arrivée massive des énergies renouvelables intermittentes au sein du système électrique français s'est révélé :

- (i) **parfaitement inutile du point de vue de la production, l'appareil de production dans les années 2000 étant capable de répondre à la demande (ce qui est encore le cas, avec la fermeture de Fessenheim compensée par l'ouverture de Flamanville) ;**
- (ii) **dépourvu de tout fondement scientifique quant à une production d'électricité supposément plus décarbonée et écologique que l'électricité d'origine nucléaire ;**
- (iii) **responsable d'une augmentation de 2/3 du prix de l'électricité en 15 ans, au détriment de la compétitivité de l'industrie française et du pouvoir d'achat des ménages ;**
- (iv) **responsable d'une déstabilisation du réseau (risque de black-out) et d'une dégradation des performances du parc nucléaire avec des effets en cascade sur son vieillissement, sa maintenance et son niveau de sûreté ;**

- (v) responsable, par la création d'un effet d'aubaine massif, de l'apparition de toute une série d'acteurs du secteur des ENRi, qui demandent aujourd'hui la poursuite de la politique de développement des ENRi entreprise depuis le début des années 2010.

Il s'agit sans doute de la politique la plus désastreuse de toute l'histoire énergétique française, sous-couvert de solidarité européenne et de renoncement national.

3/ Troisième facteur : la perte de repères scientifiques d'une classe politique française perméable aux idéologies et aux modes passagères, prélude à un laisser-aller stratégique depuis presque 30 ans

3.1/ Le sacrifice de la filière à neutrons rapides, sous influence d'une politique « écologiste »

Comme évoqué *supra*, le réacteur Superphénix, démonstrateur opérationnel à neutrons rapides, est définitivement arrêté le 2 février 1998 par décret ministériel, après que l'annonce en ait été faite au mois de juin 1997 par le Premier ministre Lionel Jospin, lors de sa déclaration de politique générale.

La raison principale est un accord électoraliste de circonstance : l'engagement avait été pris par Lionel Jospin lors de sa campagne législative de 1997 pour sceller l'alliance de la "Gauche plurielle" avec Les Verts, alors dirigés par Dominique Voynet, ministre de l'Environnement. **Les Verts, opposants historiques au nucléaire, exigeaient la fermeture de Superphénix comme gage politique de soutien au nouveau gouvernement, sans autre s'embarrasser des conséquences.** Le résultat de cet arrêt, injustifié du point de vue scientifique, de la sûreté ou des finances publiques est qualifié par le Sénat de « *décision grave, sans concertation, à fondement électoraliste* », honorant un accord sans étude préalable, au détriment de l'indépendance énergétique française.

Après cette erreur funeste, le programme ASTRID (pour *Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*), nouveau prototype à neutrons rapides de **4^{ème} génération est officiellement lancé en 2010, après une décision de réparation prise par Jacques Chirac**, lors de ses vœux du mois de janvier 2006. Il s'agit d'une reprise du programme, dans une version atténuée, après une pause de plus de 10 années, au cours desquels nos concurrents américains, chinois et russes ont pris de l'avance sur le sujet.

A nouveau, et alors que l'avant-projet était achevé en 2019, le programme est abandonné en 2019 sur décision unilatérale du Président de la République Emmanuel Macron, sans débat parlementaire ni consultation, ce que l'OPECST dénoncera en 2021 comme un abus de pouvoir, quelques mois avant la fermeture de Fessenheim par le gouvernement Philippe. Cette **nouvelle concession faite aux écologistes**, héritière de l'accord PS-Verts de 1997, amplifié par la loi de transition énergétique de 2015 sous François Hollande (alignement sur une PPE prévoyant la réduction du nucléaire à 50 % du mix électrique d'ici 2025 avec la fermeture anticipée de 14 réacteurs, décision repoussée ensuite par Emmanuel Macron à 2035 avant sa suppression lors de la PPE de février 2026), **visait à séduire les Verts (EELV) pour les élections européennes de 2019 et les présidentielles de 2022.**

L'OPECST et l'Académie des sciences qualifieront cette décision « d'ânerie historique » et de « faillite stratégique », sacrifiant la R&D française aux intérêts de la Chine, la Russie et l'Inde, pour des gains électoralistes court-termistes.

Face à une opposition massive (OPECST en 2021, Sénat en 2020, Académie des sciences et filière nucléaire), une opinion publique consensuelle sur le besoin de souveraineté énergétique, ravivée par la guerre en Ukraine, **le Conseil de politique nucléaire (CPN) de mars 2025 puis de mars 2026 acte la relance d'un nouveau programme industriel « pour les RNR de 4^{ème} génération et la fermeture du cycle »**. Le programme ASTRID est ressuscité, motivé cette fois par les réalités géopolitiques, climatiques et technologiques, mais limité à 4 ans d'études jusqu'en 2030 où il sera décidé d'une éventuelle construction d'un démonstrateur.

3.2/ Une disparition de la planification stratégique et une désorganisation interministérielle

Avec la libéralisation du marché de l'énergie depuis les années 2000, **la planification stratégique sérieuse et centralisée, qui avait prévalu à l'épopée nucléaire en France, laisse place à l'introduction de Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE)**, documents de programmations consultatifs et plus révisables que les anciens plans, qui intègrent les objectifs européens, font intervenir une multiplicité d'acteurs (RTE, CRE, ADEME, Bercy, DGEC, etc.) et font l'objet de débats publics, avant de déboucher éventuellement sur des lois (comme la loi de transition énergétique pour la croissance verte en 2015 puis loi Énergie-Climat en 2019).

Le Parlement vote des lois globales qui fixent des objectifs en pourcentage d'augmentation, sans que personne ne s'interroge sur la faisabilité des trajectoires, ni sur le financement, encouragé par les stratégies européennes très ambitieuses. Chaque niveau de collectivité entretient sa propre stratégie de soutien, sans

qu'il n'y ait de véritable contractualisation entre le national et le local. Enfin, le déploiement de certaines énergies est confié à des entreprises privées, provoquant un contentieux non négligeable (éolien terrestre).

Au fond, cette **décentralisation et cette fragmentation excessives de la planification stratégique a sans doute contribué à faire perdre, avec une logique de documents de programmation révisables, le sérieux qui prévalait aux plans pluriannuels glissants**, révisés tous les ans, établis par les scientifiques de l'ancien Haut-Commissariat au Plan.

Sur le volet réglementaire et sûreté, l'effet de l'inflation de normes depuis les années 2000 a certainement été amplifiée par l'évolution de l'autorité de sûreté nucléaire en autorité administrative indépendante, ne dépendant plus de la tutelle du ministère de l'énergie. Le discours écologiste, insistant sur le danger nucléaire – parfois confondu avec le risque – induit une course à l'échalote pour renforcer la sûreté des centrales, grevant au passage un peu plus sa rentabilité financière.

A tous les niveaux, qu'il s'agisse de l'exploitant, des opérateurs et de la centralité de la décision, c'est **toute l'organisation d'un système électrique autrefois centralisé et optimisé qui a été éclatée, par une gigantesque entreprise d'autosabotage inconscient, multipliant les objectifs contradictoires, les pertes de maîtrise et de cohérence, et en définitive, la perte de sens**. Le clou de cette débâcle collective réside sans doute dans la création en 2006 de l'office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), élément d'influence allemande qui sert à coordonner les échanges sur les énergies renouvelables et la transition énergétique entre les deux pays, et dont les bureaux sont installés au sein même de la DGEC.

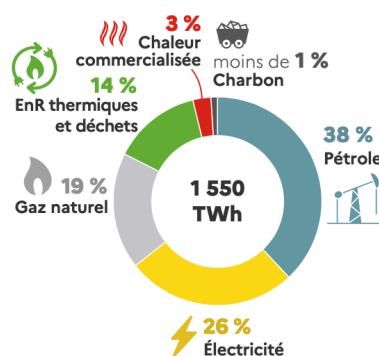
III/ Perspectives des besoins actuels (trajectoires de consommation sectorielles) et de mix énergétique.

1/ La consommation d'énergie finale en France baisse depuis les années 2000 et se concentre dans le résidentiel-tertiaire et les transports où la part de produits pétroliers reste prégnante. La consommation d'électricité, après avoir été stable depuis 2010, a subi une lourde baisse à partir de 2021 et devrait augmenter d'1 % par an d'ici 2035.

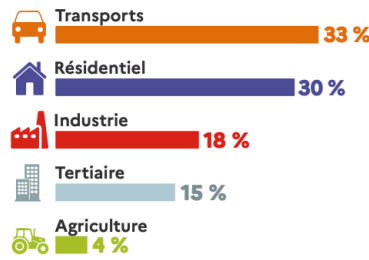
La consommation d'énergie primaire en France (1550 TWh en 2024) est en baisse régulière depuis les années 2000. Après une période de croissance entre 1990 et 2001, **la consommation finale diminue avec une baisse moyenne entre 2012 et 2024 de 0,7 % par an lié à la diminution de la consommation des énergies fossiles (-1,5% par an) et de l'électricité (-0,6 % par an)**. Les produits fossiles représentent 58 % de la consommation énergétique du pays.

De 1990 à 2024, la part du tertiaire dans la consommation a progressé de 13 % à 15 % alors que celle de l'industrie a diminué de 24 % à 18 % du fait de la désindustrialisation. La part des transports a sensiblement augmenté (de 30 à 33 %) et celle du résidentiel (30 %) est restée stable.

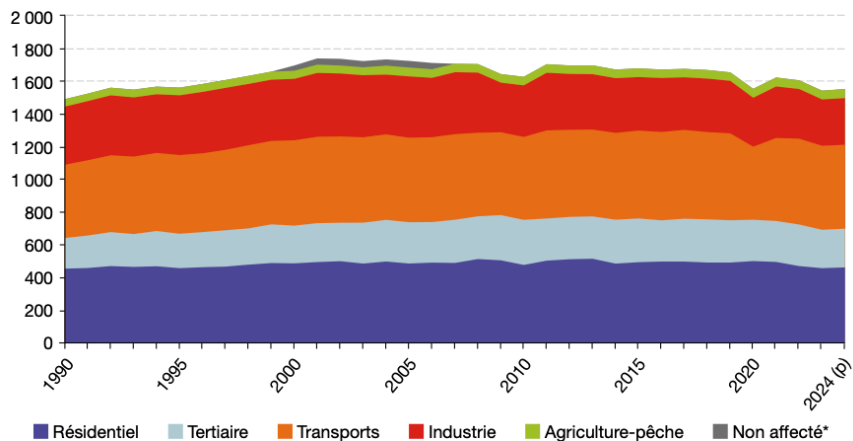
Consommation finale à usage énergétique par énergie en 2024



Consommation finale énergétique par secteur en 2024



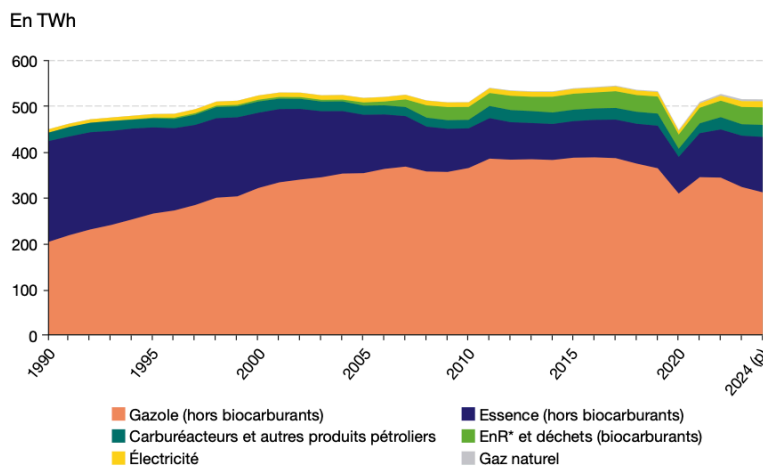
CONSOMMATION FINALE ÉNERGÉTIQUE PAR SECTEUR
TOTAL : 1 550 TWh en 2024 (donnée corrigée des variations climatiques)
 En TWh (données corrigées des variations climatiques)



(p) = provisoire.
 * La répartition de la chaleur par secteur consommateur n'est pas disponible entre 2000 et 2006.
 Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
 À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
 Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Pour le secteur des transports (513 TWh en 2024) : la consommation dans le secteur des transports avait crû régulièrement dans les années 1990 (+1,5 % en moyenne annuelle entre 1990 et 2001), avant de se stabiliser. **Les produits pétroliers (gazole, essence), principalement à destination des transports routiers, dominent largement le bouquet énergétique avec 89 % du total.** Ils sont complétés par 7,5 % de biocarburants incorporés, 2,6 % d'électricité qui alimente principalement le transport ferroviaire et 0,8 % de gaz naturel (bus, poids lourds, utilitaires).

TRANSPORTS : 513 TWh EN 2024

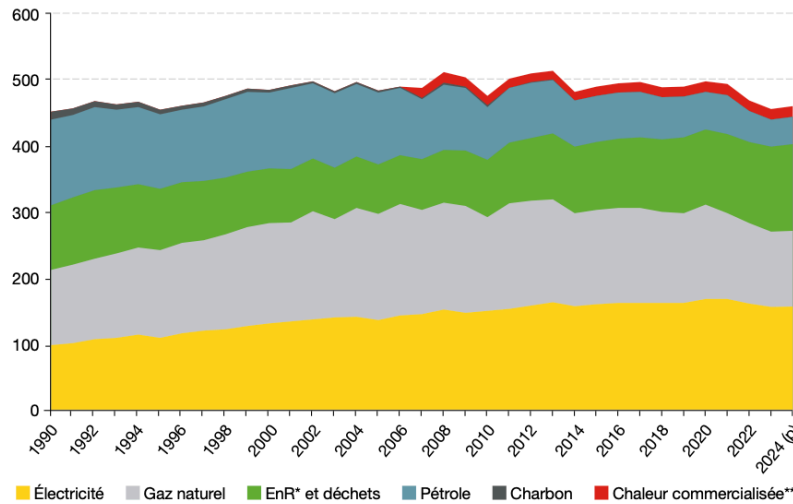


(p) = provisoire.
 * EnR = énergies renouvelables.
 Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
 À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
 Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Pour le secteur résidentiel (460 TWh en 2024) : après trois années de baisse dans un contexte de crise énergétique et de prix élevé de l'énergie, la consommation du secteur résidentiel a augmenté de 1% en 2024 par rapport à 2023. **L'électricité demeure l'énergie la plus consommée dans les logements, avec 34 % du total, devant les énergies renouvelables non électrique (29 %), principalement le bois-énergie, le gaz (25 %) et les produits pétroliers (9 %).** Par rapport à 2011, les parts du gaz et du pétrole diminuent chacune de 7 points au profit de l'électricité (+ 3 points) et des énergies renouvelables (+ 11 points) constituées principalement de bois et de la chaleur renouvelable des pompes à chaleur.

RÉSIDENTIEL : 460 TWh EN 2024 (DONNÉE CORRIGÉE DES VARIATIONS CLIMATIQUES)

En TWh (données corrigées des variations climatiques)

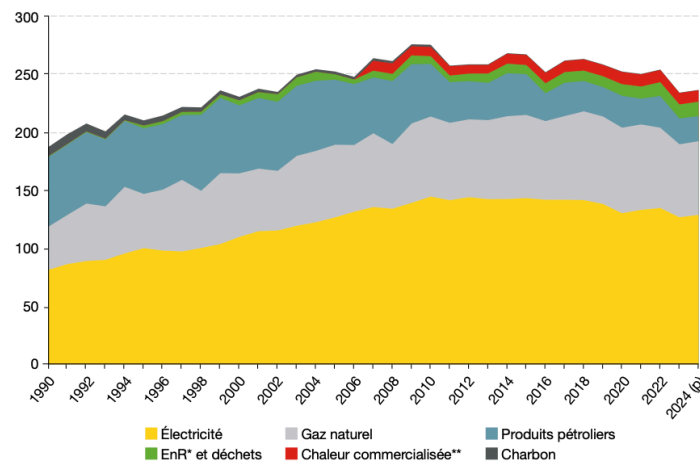


(p) = provisoire.
 * EnR = énergies renouvelables non électriques (bois principalement, solaire thermique...)
 ** Données disponibles à partir de 2007 uniquement.
 Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
 À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
 Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Pour le secteur tertiaire (237 TWh en 2024) : la consommation d'énergie du secteur tertiaire a augmenté de 1 % entre 2023 et 2024, mais reste 7 % en dessous de 2022. **Après une phase de croissance entre 1990 et 2010 (+ 2 % par an), elle est restée relativement stable entre 2011 et 2022 avant de baisser fortement en 2023 (- 8 % sur un an) sous l'effet des hausses du prix de l'énergie. L'électricité représente un peu plus de la moitié du bouquet énergétique du secteur tertiaire (54 %), le gaz naturel le quart (27 %) puis les produits pétroliers (9 %), les énergies renouvelables non électriques et déchets (5 %) et la chaleur distribuée par réseau (4 %).**

TERTIAIRE : 237 TWh EN 2024 (DONNÉE CORRIGÉE DES VARIATIONS CLIMATIQUES)

En TWh (données corrigées des variations climatiques)

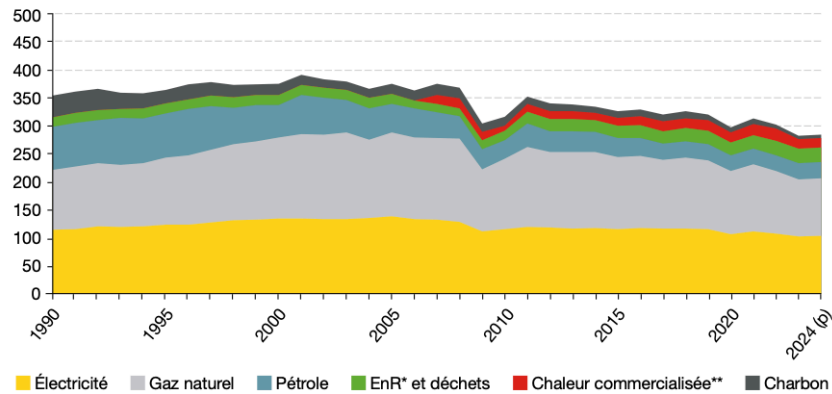


(p) = provisoire.
 * EnR = énergies renouvelables.
 ** Données disponibles à partir de 2007 uniquement.
 Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
 À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
 Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Pour le secteur industriel (285 TWh en 2024) : depuis 2011, la baisse annuelle moyenne toutes énergies confondues est de - 1,6 % pour la consommation dans le secteur industriel. La baisse est marquée pour le charbon (-5,8%), puis le pétrole (- 2,9 %) et le gaz naturel (- 2,5 %). L'électricité et le gaz naturel dominent le bouquet énergétique (36 % chacun en 2024), précédant les produits pétroliers (10 %), les énergies renouvelables non électriques (9 %), la chaleur commercialisée (6 %) et enfin le charbon (2 % contre 11 % en 1990).

INDUSTRIE : 285 TWh EN 2024 (DONNÉE CORRIGÉE DES VARIATIONS CLIMATIQUES)

En TWh (données corrigées des variations climatiques)

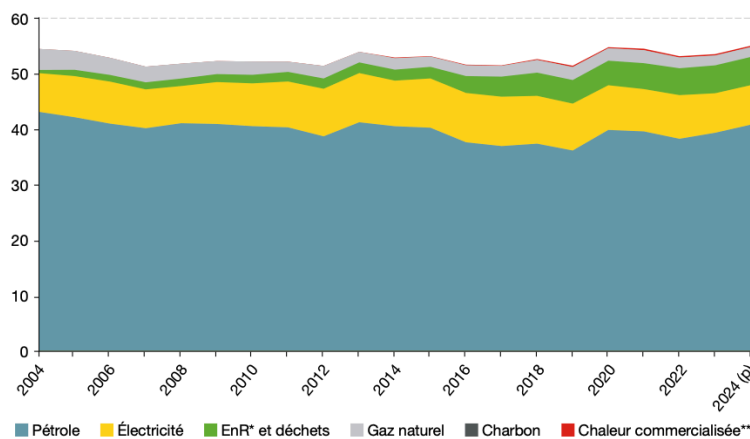


(p) = provisoire.
 * EnR : énergies renouvelables.
 ** Données disponibles à partir de 2007 uniquement.
 Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM. L'industrie inclut la construction. En revanche, les hauts-fourneaux sont exclus, étant considérés comme faisant partie de la branche énergie dans le bilan de l'énergie.
 Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Pour le secteur de l'agriculture-pêche (55 TWh en 2024) : **la consommation du secteur agriculture-pêche est dominée par les produits pétroliers (74 %)**, suivis par l'électricité (13 %), les énergies renouvelables non électriques et déchets (9 %, contre 3 % en 2011) et le gaz naturel (4 %). Dans l'agriculture, le gazole non routier (GNR) est le produit le plus consommé. Il est destiné aux tracteurs et engins mobiles non routiers. L'électricité, le gaz de pétrole liquéfié et le gaz naturel sont utilisés principalement pour les bâtiments d'élevage, les serres et l'irrigation. L'énergie consommée dans la pêche est essentiellement du carburant marin.

AGRICULTURE-PÊCHE : 55 TWh EN 2024

En TWh

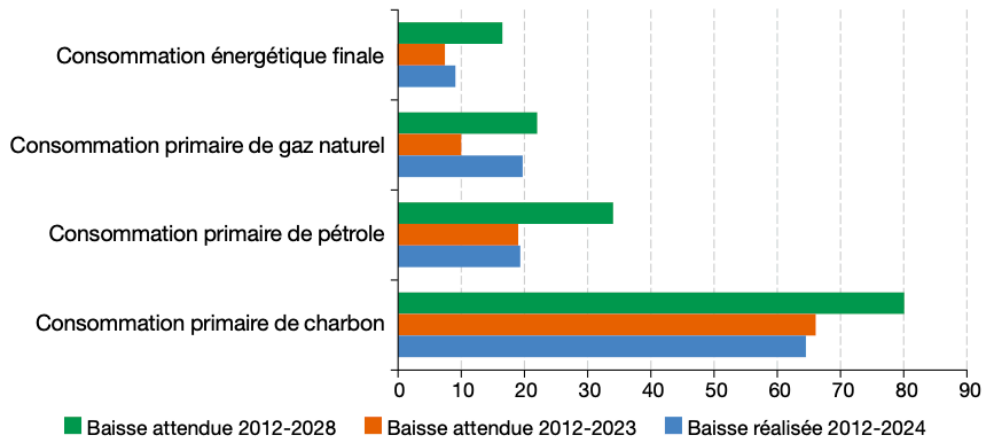


(p) = provisoire.
 * EnR = énergies renouvelables.
 ** Données disponibles à partir de 2007 uniquement.
 Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
 Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Tous secteurs confondus, les baisses de la consommation depuis 2012 pour le pétrole, le gaz naturel et le charbon correspondent aux objectifs fixés dans la PPE²⁰.

BAISSES DE CONSOMMATION RÉALISÉES ET ATTENDUES DANS LA PPE

En % (données corrigées des variations climatiques)



Note : la PPE est en cours de révision. Les objectifs présentés ici sont cohérents avec la loi énergie et climat de 2019. Champ : France continentale. La consommation d'énergie à usage non énergétique est exclue. Sources : SDES, Bilan énergétique de la France ; décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2)

S'agissant de la consommation finale d'électricité, après avoir cru de 1,7 % par an, entre 1990 et 2010, sous l'effet de la hausse de consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire, **la consommation d'électricité a connu une relative stabilité entre 2010 et 2021 du fait de l'efficacité énergétique couplée à la désindustrialisation du pays. Dans un contexte de crise énergétique amenant à une forte sobriété de la part des ménages et des entreprises, la consommation diminue à partir de 2022 et reste inférieure en 2024 de près de 6 % à son niveau de 2019 soit la consommation d'il y a 20 ans.** Le résidentiel représente 38 % de la consommation française d'électricité, devant le tertiaire (32 %) et l'industrie (25 %).

Consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires entre 2000 et 2024



Pour inverser la tendance, il faudrait un mouvement d'électrification de grande ampleur. RTE a publié en 2023 un bilan prévisionnel à horizon 2035 articulé autour de 3 scénarios :

- le premier scénario, très ambitieux, permet d'atteindre les objectifs de décarbonation accélérée (en lien avec les engagements européens Fit for 55 : 40 % de baisse pour la France des GES en 2030 par rapport à 1990) et de réindustrialisation en 2030 et 2035 (scénario A). Il s'appuie sur une électrification massive qui a pour conséquence une consommation d'électricité en nette augmentation. Elle pourrait ainsi atteindre entre 580 et 640 TWh/an en 2035 (contre 445 TWh en 2025), soit une

²⁰ La programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE) fixe les objectifs suivants de réduction de la consommation d'énergie par rapport à 2012 : consommation primaire de gaz naturel : -10 % en 2023 et -22 % en 2028 ; consommation primaire de pétrole : -19 % en 2023 et -34 % en 2028 ; consommation primaire de charbon : - 66 % en 2023 et - 80 % en 2028.

croissance annuelle entre 2 et 3 %. La hausse serait tirée notamment par la mobilité légère et lourde, l'industrie ou encore les data centers dans le tertiaire.

- le deuxième scénario, quant à lui, permet d'atteindre les objectifs climatiques et de réindustrialisation avec un retard de 3 à 5 ans, ce qui correspond à une consommation en 2035 entre 550 et 600 TWh, soit une croissance annuelle de l'ordre de 2 % ;
- le troisième scénario décrit un environnement dit de « mondialisation contrariée » ce qui se traduit par une consommation en 2035 entre 525 et 535 TWh, soit une croissance annuelle de l'ordre de 1 %.

Du fait d'une consommation atone ces dernières années, **RTE a révisé en décembre 2025 ses scénarios à horizon 2035 avec deux nouvelles trajectoires :**

- **scénario « décarbonation lente » avec 470 TWh en 2030 et 505 TWh en 2035 (vs 445 TWh en 2025 soit 50 TWh supplémentaires), qui ne permet pas l'atteinte des objectifs publics de baisse des émissions de GES ;**
- **scénario « décarbonation rapide » avec 510 TWh en 2030 et 580 TWh en 2035, qui permet l'atteinte des objectifs publics.**

2/ En 2025, nos options technologiques les plus pertinentes continuent de reposer sur un mix électrique d'origine nucléaire et hydraulique qu'il nous faut renouveler pleinement sur le long terme couplé à un développement des usages électriques dans la mobilité, le tertiaire et l'industrie, le développement des énergies renouvelables thermiques (bois-énergie, géothermie) pour la décarbonation de la chaleur et la poursuite de l'option hydrogène pour le transport lourd et certains usages industriels.

[2.1 Le parc nucléaire existant représente un actif majeur pour la compétitivité, la souveraineté et la décarbonation du système énergétique national dont la prolongation doit être assurée au maximum technique et appuyée par une réglementation au juste besoin.](#)

Le coût complet du parc nucléaire existant est la grandeur utilisée quand on évoque le coût du nucléaire. Le coût complet ou LCOE en anglais (Levelized Cost of Energy) correspond à l'ensemble des coûts actualisés d'investissement, d'exploitation et de post-exploitation :

- Les coûts de construction comprennent tant l'investissement initial que les intérêts liés au financement pendant la période de construction. Ces intérêts intercalaires sont importants dans le nucléaire et le niveau du taux d'actualisation retenu a de ce fait un impact significatif sur le coût complet.
- Les coûts d'exploitation des tranches nucléaires comprennent les dépenses d'investissement en période d'exploitation (remplacement de composants, réexamen de sûreté, modifications destinées à augmenter le niveau de sûreté ou la performance industrielle... - principalement le Grand Carénage), les charges d'exploitation (combustible y compris la gestion et le retraitement du combustible usé, achats externes, charges de personnel, maintenance courante, impôts et taxes...).
- Les coûts post-exploitation qui couvrent les phases de démantèlement des centrales et de gestion à long terme des déchets (dont stockage – ex projet Cigéo). La législation impose que ces charges soient couvertes à 100 % par des actifs financiers de l'exploitant consacrés à leur financement.

Les coûts de production de l'électricité nucléaire sont globalement stables et prévisibles. En effet, les coûts d'exploitation sont essentiellement fixes hors coût du combustible qui n'en représente que 15 %. Les coûts de démantèlement, déjà provisionnés, ont une variabilité liée à la précision de leur estimation à terminaison. Selon la Cour des Comptes, un doublement de ces coûts ne conduirait in fine qu'à une augmentation de 5 % du coût complet de production. Quant aux coûts de gestion à long terme des déchets, une hausse significative n'aurait qu'un impact limité (ex : un doublement du devis de Cigéo conduirait à une augmentation de 1 % du coût complet de production). Enfin pour ce qui est des coûts d'investissement, ils sont prévisibles grâce à la stabilité du Grand Carénage en termes de volumétrie de travaux nécessaires à la prolongation de la durée de vie selon le référentiel de sûreté défini par l'ASNR.

En France, selon le Code l'environnement, il n'y a pas de durée limite d'exploitation a priori mais il y a une **imposition à l'exploitant tous les dix ans d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables, d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente et de proposer des améliorations de sûreté qui en résultent.** Chaque centrale française reçoit ainsi au « démarrage » une autorisation de fonctionnement pour dix années seulement à l'issue desquelles une visite dite décennale est organisée. Dans ce cadre, des contrôles systématiques dans des conditions extrêmes des équipements principaux (enceinte de confinement, cuve du réacteur, circuit primaire) sont réalisés ainsi que

des modifications permettant d'améliorer le niveau de sûreté nucléaire pour se rapprocher de celui de l'EPR. La maintenance du parc existant représente un coût important pour EDF : entre 2014 et 2024, ce coût s'élevait à 6 Mds€ par an soit 28 % de plus qu'au cours de la décennie précédente. Cette inflation est due à davantage d'opérations à réaliser en lien avec le remplacement de certains composants, et également les **exigences de plus en plus renforcées de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASN)**. A titre d'exemple, les modifications en lien avec le retour d'expérience de l'accident de Fukushima au Japon se sont élevées à 9,4 Mds€. Cette approche est sensiblement différente des États-Unis ou du Royaume-Uni, où il n'est pas demandé hormis le retour d'expérience d'événements marquants d'améliorer régulièrement le niveau de sûreté par rapport aux requis du démarrage initial de la centrale.

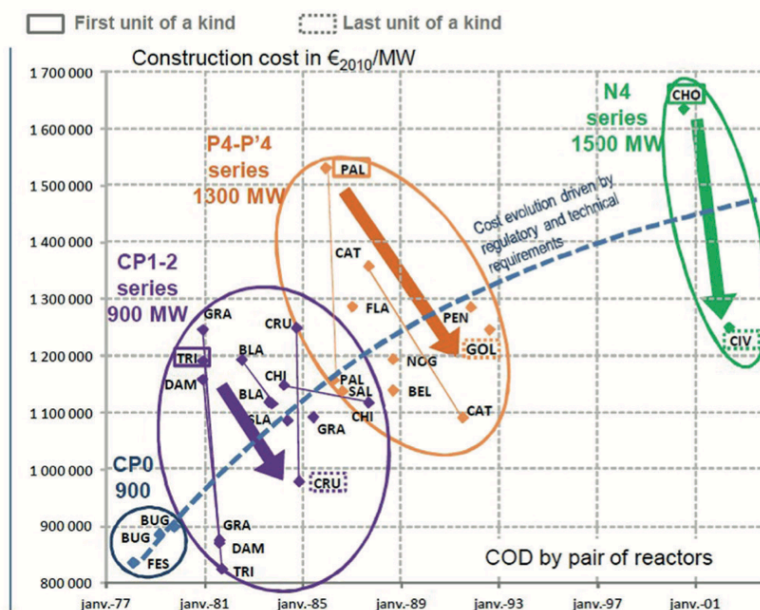
Selon un rapport de la CRE de septembre 2025, le coût complet du parc nucléaire existant s'élève à 60,7 €/MWh sur la période 2026-2030, 59,1 €/MWh sur 2031-2035 et 57,3 €/MWh sur 2036-2040. Ces valeurs sont exprimées en euros de l'année 2022. La CRE a intégré l'EPR de Flamanville 3 et a pris comme hypothèse un prolongement de la durée de vie du parc nucléaire historique à 60 ans. **S'agissant de la Cour des Comptes, en novembre 2025, il est estimé le coût de la prolongation à 60 ans du parc nucléaire existant à 51 €/MWh en valeur 2023.** Afin d'évaluer l'intérêt de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires, il convient de prendre en compte le coût de l'exploitation des années supplémentaires. Ainsi, **il n'y a pas plus rentable que de prolonger l'exploitation des réacteurs nucléaires existants.**

2.2 Le maintien sur le long terme de la compétitivité du nucléaire impose la construction en grande série de nouvelles centrales aux requis réglementaires ajustés et appuyés par un financement européen majeur.

S'agissant du coût complet des nouvelles centrales nucléaires, les effets d'apprentissage dans le nucléaire sont importants et conduisent à raisonner sur des séries de réalisation et à intégrer des baisses de coûts significatives par rapport à des têtes de série ou à des réacteurs uniques.

La maîtrise des coûts de construction du parc nucléaire français a notamment été permise par la standardisation, la mutualisation des coûts (construction par paire de tranches, 2 à 6 tranches par site) et la mobilisation sur la durée de la filière industrielle. L'effet de série, qui regroupe l'ensemble des effets liés à la mise en œuvre des grands programmes, a reposé en France sur la définition de paliers techniques mais également sur une organisation industrielle permettant des gains de productivité : les fournisseurs disposaient d'une visibilité à long terme sur le programme de charge et d'un niveau minimal effectif de commandes.

Le graphique ci-dessous (source : Cour des Comptes 2012) illustre l'importance de l'effet d'apprentissage, la première tranche d'une série étant plus chère et plus longue à construire, et de la taille d'une série, les coûts d'une petite série (N4 qui ne comprend que 4 tranches) étant plus élevés que ceux d'une série plus grande (le palier 1300 MW qui comprend 20 tranches).



De plus, selon un rapport de la Cour des Comptes de janvier 2025 sur la filière EPR, plusieurs demandes récentes de l'ASN dans le cadre de l'instruction en cours du DAC (Dossier d'autorisation de création) des six premiers EPR2 illustrent et posent la question de l'évolution permanente des référentiels techniques et réglementaires dont la stabilisation au minimum sur la période de conception et de réalisation conditionne dans une logique dite de palier le succès du programme EPR2 (cf. retours d'expérience de l'EPR de Flamanville et d'Hinkley Point C). **La proportionnalité aux enjeux de certaines nouvelles exigences se traduit par une complexification et un renchérissement du coût des installations, sans que ne soit réellement justifié un gain en termes de sûreté ou de performance notamment.**

Par ailleurs, du fait de la durée de construction et de la durée d'exploitation, le coût complet du nucléaire est très sensible au coût du capital. A titre d'exemple, le passage du taux d'intérêt de 3 % à 6 % fait augmenter le coût complet de 50 %. **Pour le programme de construction de 6 EPR2 (3 paires de tranches à Penly, Gravelines et au Bugey), l'État va accorder à EDF un prêt à taux zéro pour un montant portant jusqu'à 60% du coût de construction. Ainsi, le coût complet cible du programme EPR2 est de 100 €/MWh.** La procédure d'instruction de cette aide d'Etat a démarré formellement en décembre 2025.

Pour faciliter le soutien étatique, **le financement européen jouera un rôle clef pour l'avenir du nouveau nucléaire.** Plusieurs signaux positifs sont intervenus après un déblocage de la position allemande en lien avec la nouvelle coalition menée par la CDU/CSU, mais restent timides malgré les déclarations récentes, en forme de repentance, de la Présidente de la Commission européenne au Sommet mondial du nucléaire en mars 2026. L'inclusion par exemple du nucléaire dans la taxonomie européenne ne concerne que les petits réacteurs. La Commission a également adopté en juillet 2025 un acte délégué définissant l'hydrogène bas carbone qui intègre le nucléaire comme moyen de production, et a proposé d'ouvrir, mais de manière limitée, son mécanisme de financement de l'hydrogène bas carbone issu du nucléaire au nom de la neutralité technologique bas carbone. La BEI (Banque Européenne d'Investissement) n'exclut également désormais plus un soutien aux projets nucléaires. Le futur cadre financier pluriannuel 2028-2034 de l'Union européenne, en particulier le Fonds européen pour la compétitivité, devra inclure une part significative aux différents projets du nouveau nucléaire, acteurs historiques comme start-ups, afin de traduire dans les faits un véritable changement de paradigme à Bruxelles vis-à-vis de l'atome.

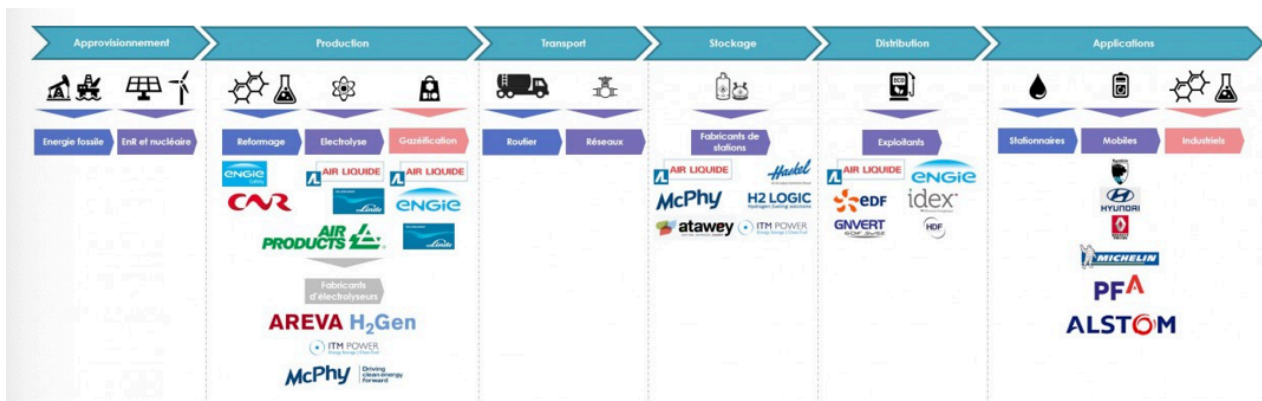
Cependant, tout en étant plus volontariste avec un programme incitatif nucléaire (Pinc) à 241 Mds€ à horizon 2050, **la Commission européenne s'affiche particulièrement favorable à l'importation de technologies américaines tant en termes de combustible nucléaire que de construction de nouvelles centrales.** Cette position proactive de mobilisation de fonds européens pour le développement de projets américains sur le sol européen s'inscrit dans l'accord commercial UE-USA qui intègre l'achat de près de 750 Mds€ de produits énergétiques d'ici 2028, dont 300 Mds€ dans le domaine nucléaire.

Même si la durée de vie des centrales existantes peut être prolongée à 60 voire 80 ans, la capacité de production nucléaire baissera à partir de 2040. **La construction de 6 EPR2 dont le premier réacteur doit entrer en exploitation à partir en 2038 représente un total de 10 GW, et avec le second volet de 8 EPR2, le nouveau nucléaire prévu par l'exécutif s'élèvera à 23 GW, loin de la capacité actuelle de 61 GW.** Ainsi, une production *a minima* constante en volume de la part du nucléaire nécessitera un programme bien plus ambitieux de construction de nouveaux réacteurs.

2.3 L'hydrogène pourrait représenter un vecteur d'avenir pour la décarbonation des transports lourds et de l'industrie mais, malgré d'importants soutiens publics au niveau national et européen, le passage à l'échelle tarde avec de nombreux projets stoppés.

Actuellement, l'hydrogène est quasi exclusivement produit à partir de ressources carbonées et son utilisation se limite en très large majorité à des applications industrielles. S'il repose tant d'espoir dans l'hydrogène, c'est parce qu'il est considéré comme une technologie clé pour la décarbonation, car il peut remplacer les combustibles fossiles comme vecteur énergétique dans des usages où il n'existe pas d'alternative évidente, comme pour les industries mobilisant de l'hydrogène dans leur processus (chimie, sidérurgie...) et les transports lourds (navires, avions, réseaux ferroviaires non électrifiés...).

Cette ressource fait l'objet depuis plusieurs années de nombreuses annonces de la part d'états qui rivalisent via des plans d'investissements massifs. Si la France a rapidement reconnu l'intérêt de cette ressource en annonçant un plan dès 2018, **elle est en retrait et en retard par rapport notamment à l'Allemagne et la Chine.** Un budget conséquent de 7.2 Md€ sur 2021-2030 a été annoncé en septembre 2020. La France bénéficie de **l'expertise de grands groupes industriels** (Air Liquide, Total, EDF, Engie, Alstom, Michelin, Renault, Stellantis...) ainsi que d'un **tissu de start-ups et de PMI** regroupés dans une association d'entreprises créée en 1998 Afhyac (Ataway, HySilabs, PowiDian, Lhyfe, Neptech, Hynamics, Haffner, Sylfen, McPhy, Symbio, Ergosup, Pragma, Helion...).



Les défis liés à l'hydrogène reposent sur la décarbonation de sa production, son stockage et une utilisation pratique, fiable et économique dans les différents domaines de consommation. **La principale piste pour faire de l'hydrogène un vecteur d'énergie propre est l'électrolyse de l'eau qui nécessite de l'électricité bas carbone abondante et peu chère.**

L'hydrogène est un vecteur énergétique présentant des caractéristiques intéressantes, mais est actuellement principalement produit à partir d'énergies fossiles.

Le dihydrogène (appelé abusivement hydrogène) provient principalement de l'eau et des hydrocarbures (gaz, pétrole, charbon). L'atome d'hydrogène qui le constitue est l'élément chimique le plus présent dans l'univers. Le contenu énergétique du H₂ est particulièrement intéressant : un kg d'hydrogène libère environ trois fois plus d'énergie qu'un kg d'essence. En revanche, sous forme gazeuse, il est très léger ce qui pose des problèmes pour son stockage et son transport. Bien qu'il ait été prouvé qu'il existe des gisements naturels (comme c'est le cas en Moselle, premier gisement mondial), **l'hydrogène est considéré comme un vecteur d'énergie et non comme une source énergétique. D'un point de vue physique, la chaîne hydrogène est inefficace.** L'électrolyse fait perdre 30 % de l'énergie électrique et la compression 15 %. Si l'hydrogène obtenu est ensuite utilisé dans une pile à combustible, 55 % de ce qui reste est perdu. Le bilan d'un cycle complet est alors de 20 à 30 % selon l'ADEME.

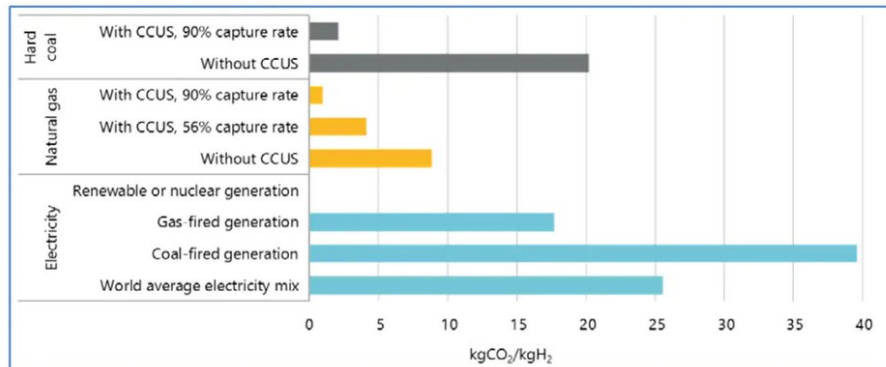
La production repose sur l'extraction de l'hydrogène de la ressource primaire. Près de **96 % de la production mondiale d'hydrogène est encore issue d'énergies fossiles.** Quatre modes de production coexistent²¹ :

²¹ Un code couleur permet de distinguer le type de production :

- Hydrogène blanc : gisement naturel
- Hydrogène vert : électrolyse de l'eau avec de l'électricité issue d'énergies renouvelables
- Hydrogène violet : électrolyse de l'eau avec de l'électricité issue du nucléaire

- **Reformage des combustibles fossiles à la vapeur d'eau (ou vaporeformage)**: c'est le procédé le plus répandu à partir de gaz naturel, le plus efficace (80 % de conversion énergétique) et le plus économique mais il est fortement émetteur de CO₂ – il pourrait être envisagé d'utiliser des processus déjà existants dans l'industrie de capture et de stockage du CO₂, mais leur coût reste prohibitif (70 projets ont été abandonnés à travers le monde depuis 30 ans, seuls vingt restent opérationnels, principalement aux États-Unis grâce à un soutien fiscal marqué et une réutilisation dans l'industrie pétrolière) ;
- **L'oxydation partielle d'hydrocarbures via leur gazéification** avec un rendement énergétique entre 53 et 67 % ;
- **L'électrolyse de l'eau (hydrogène vert)** : le procédé permet de produire un hydrogène propre à condition que l'électricité utilisée soit décarbonée. Cependant, il n'est aujourd'hui pas compétitif économiquement.

Le graphique ci-dessous illustre l'intensité CO₂ de la production d'hydrogène (Kg de CO₂ par Kg d'H₂) par type de production :



Source : Agence Internationale de l'énergie

Le coût de l'hydrogène produit par électrolyse dépend du prix de l'électricité ainsi que de la performance et de la durée d'utilisation des électrolyseurs. Sur le marché européen, la première enchère de la Banque européenne de l'hydrogène affiche des coûts de production d'H₂ électrolytique entre 5,8 et 13,5 €/kg contre 1 à 2€/kg pour l'H₂ gris. Quant à l'H₂ bleu, les projections affichent un coût de l'ordre de 2 à 5 €/kg tiré par un prix du gaz naturel faible et un coût modéré des dispositifs de capture et stockage du carbone bien que la technologie ne soit pas encore déployée à l'échelle.

Selon l'étude Hydrogen Economy Outlook publiée par BloombergNEF, **l'hydrogène vert pourrait être produit pour un coût compris entre 0,8 et 1,6 dollar le kilogramme d'ici à 2050, le rendant compétitif avec les prix du gaz naturel dans la plupart des pays du monde.**

Par ailleurs, sur le plan du transport, l'hydrogène liquide présente des propriétés physiques qui lui sont défavorables. Les contraintes thermodynamiques plus importantes que le GNL (-253°C) rendent le coût du transport prohibitif sous cette forme. Le transport sous forme d'ammoniac liquide (-33°C) apparaît moins contraignant. Si la synthèse et le transport d'ammoniac sont matures technologiquement et économiquement, la reconversion de l'ammoniac en H₂, le craquage, est une technologie peu mature et particulièrement énergivore. Dans ce cadre, **l'émergence d'un marché mondial de l'H₂ bas carbone est hypothétique.**

A date, l'hydrogène est principalement utilisé dans le secteur industriel, et pourrait s'étendre à de nouveaux secteurs d'application.

L'hydrogène est quasi-exclusivement utilisé aujourd'hui pour la **production d'ammoniac** et comme **réactif dans les procédés de raffinage** des bruts en produits pétroliers, carburants et biocarburants. Les usages de l'hydrogène en tant que combustible énergétique restent pour l'instant anecdotiques (sous forme liquide, c'est le carburant utilisé pour une partie de la propulsion des lanceurs spatiaux).

-
- Hydrogène bleu : vaporeformage du gaz et captage du CO₂
 - Hydrogène gris : vaporeformage du gaz sans captage du CO₂
 - Hydrogène brun : gazéification du lignite
 - Hydrogène noir : gazéification du charbon

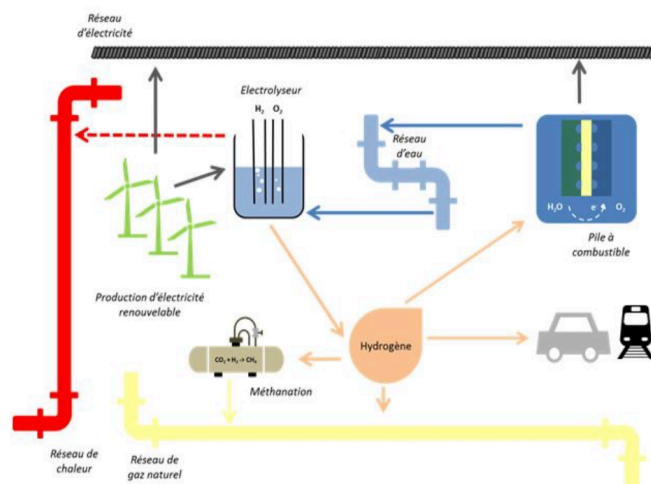
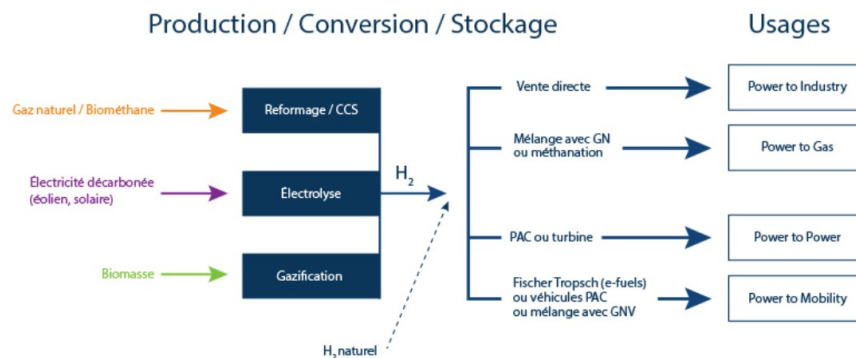
La consommation d'hydrogène en France s'élève à 900 000 tonnes par an essentiellement dans le secteur industriel, avec une quasi-totalité produit à partir de méthane générant 11,5 millions de tonnes de CO₂ soit 3 % du total des émissions françaises.

Bien qu'il existe des perspectives de développement de nouveaux usages de l'hydrogène, qui se traduisent dans différents scénarios européens ou régionaux, **la priorité consiste à décarboner la production de l'hydrogène pour ses applications industrielles actuelles** (raffinage, ammoniac, chimie) comme cela est préconisé dans la SNBC (Stratégie nationale bas carbone).

Dans un second temps, l'hydrogène peut être utilisé pour d'autres applications telles que :

- **Les transports : l'hydrogène est particulièrement adapté pour la mobilité lourde, se prêtant plus difficilement à l'électrification** : trains sur réseaux non électrifiés, navires maritimes et fluviaux, avions (les plans REFuelEU Aviation et FuelEU Maritime imposent une part croissante de carburants bas-carbone dans les secteurs aérien et maritime dont le non-respect impliquera de lourdes pénalités financières) ;
- **Gestion de l'intermittence de l'éolien et du solaire** : la production intermittente d'électricité des éoliennes ou panneaux PV peut être utilisée pour produire par électrolyse de l'hydrogène qui peut être stocké puis être de nouveau converti en électricité afin d'assurer une production pilotable (ce dispositif présente une efficacité énergétique globale très faible) ;
- **Des usages industriels** : l'hydrogène peut être utilisé dans des secteurs tels que la sidérurgie ou les cimenteries comme combustible ;
- **Les réseaux de gaz** : plusieurs solutions telles que le mélange d'une portion d'hydrogène au méthane dans les réseaux de gaz naturel sont envisagées afin de réduire les émissions de CO₂ du secteur du gaz ; des chaudières à hydrogène à usage domestique sont d'ores et déjà opérationnelles.

Ainsi, la chaîne de valeur de l'hydrogène se décompose de la façon suivante :



Source : CRE (commission régulation de l'énergie) et ajouts Syndex

Avant d'envisager une utilisation massive d'hydrogène vert, il est nécessaire de répondre à plusieurs enjeux :

- un **accès à une électricité bas carbone à prix compétitif** (envisageable par les centrales nucléaires lors de leur baisse de charge en cas de pic de production éolienne/solaire ou de baisse de la consommation d'électricité, le coût marginal de la production nucléaire étant quasi nul) ;
- un **prix du CO₂ relativement élevé** qui permet de réduire l'écart des coûts entre la production par électrolyse et par vaporeformage ;
- une **baisse des coûts de toute la chaîne** de valeur (électrolyseurs, piles à combustibles, stockage...) ;
- une **réglementation adaptée** (sécurité, normes de fabrication) : les installations d'hydrogène sont encadrées par des réglementations françaises et européennes portant sur sa production, son stockage, son transport et son utilisation comme matières dangereuses (risque d'explosion) ;
- le déploiement d'**infrastructures de distribution** pour les transports.

La France a engagé un plan hydrogène ambitieux mais fait face à de nombreux échecs et retraits de leaders industriels.

Après un premier plan annoncé en 2018, la France engage en 2020 un plan massif, notamment en réaction au plan allemand. La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France se fixe trois objectifs :

- Décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse : l'objectif est d'installer **4,5 GW d'électrolyseurs en 2030 et 8 GW en 2035** afin de remplacer l'hydrogène carboné utilisé actuellement par l'industrie. Cela représente une production de 600 000 tonnes par an et une consommation d'électricité de 50 TWh. Selon un rapport de la Cour des Comptes de juin 2025, seuls 0,5 GW sont pleinement sécurisés d'ici 2030 et avec des hypothèses optimistes 3,1 GW. En mars 2026, la Commission européenne a validé une aide d'État visant à construire 1 GW de capacité d'électrolyse (3 appels d'offres sont prévus dont le premier de 200 MW disposera d'un budget de 797 M€).
- **Développer les mobilités propres en particulier pour les véhicules lourds** : le but est de convertir les transports terrestres déjà présents comme les camions, les bus ou les trains à l'hydrogène et de mettre au point de nouvelles technologies afin de créer les véhicules maritimes, terrestres et aériens fonctionnant uniquement à l'hydrogène : d'ici 2028 entre 20 000 et 50 000 véhicules légers, 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations.
- **Construire en France une filière industrielle créatrice d'emplois et garante de notre maîtrise technologique dans toute la chaîne de valeur** : l'objectif est de soutenir la recherche, l'innovation et le développement des compétences dans le secteur.

Plusieurs décisions structurantes mettant fin à des projets industriels et activités d'innovation ont été prises par des industriels français durant l'année 2025, ce qui met à mal la décarbonation de l'industrie et des transports lourds :

- **Stellantis** : engagé depuis 2021 dans l'hydrogène, le groupe automobile a décidé en juillet 2025 pour cause d'absence de perspectives à moyen terme du marché de stopper la production en série de ses utilitaires sur les sites d'Hordain, dans les Hauts-de-France, et Gliwice, en Pologne, ainsi que son programme de développement de la technologie de pile à combustible. Une deuxième génération d'utilitaires devait entrer en production à l'été 2025 ;
- **Renault** : il a été fin mis sa coentreprise Hyvia, dédiée à la fabrication d'utilitaires à hydrogène, en liquidation judiciaire depuis février 2025 ;
- **Airbus** : le groupe aéronautique a annoncé en février 2025 différer sans donner de nouveau calendrier la mise en service de son avion à hydrogène, initialement prévu pour 2035 ;
- **McPhy** : le premier producteur d'électrolyseurs a été placé en redressement judiciaire en juin 2025, faute d'avoir trouvé suffisamment de clients ;
- **Arcelor Mittal** : le groupe sidérurgique a renoncé en juillet 2025 à son projet à Dunkerque de réduction du minerai de fer à partir d'hydrogène vert. Le coût du CO₂ et celui de l'hydrogène vert ne permet pas de rendre le projet économiquement viable. D'après le Directeur général d'Arcelor Mittal France, il faudrait que l'hydrogène vert soit proposé à 2 €/kg contre 7 €/kg actuellement (soit 25 €/MWh pour l'électricité utilisé dans un électrolyseur contre 60 € actuellement). Pour ce qui est de l'installation de fours électriques en remplacement des hauts-fourneaux, le modèle est viable à condition que des quotas d'importations drastiques soient mis en place notamment depuis la Chine et les États-Unis (contraire à l'accord commercial UE-USA) et à une taxe carbone aux frontières touchant aussi les produits semi-finis et finis comme les voitures (ce qui n'est pas le cas du MACF européen) ;

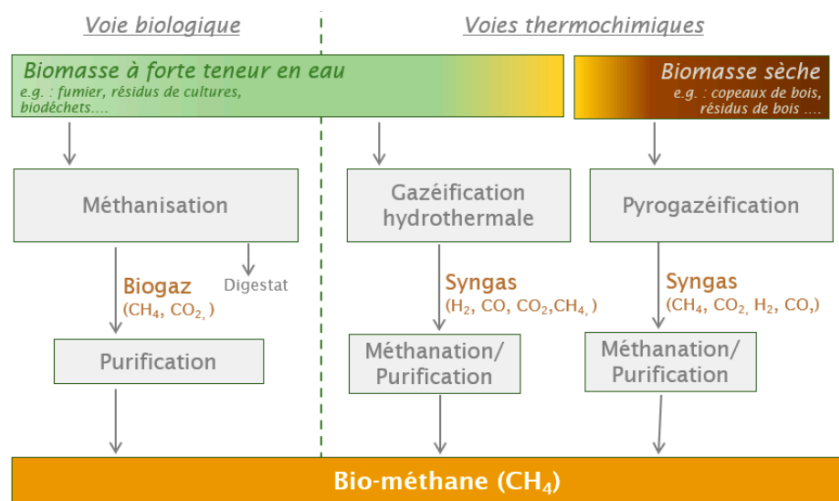
- **Alstom** : engagé depuis plusieurs années sur le train à hydrogène et pile à combustible pour remplacer les rames fonctionnant au diesel sur des réseaux électrifiés, et malgré des projets avec la SNCF et la Deutsche Bahn, il a été décidé en nombre 2025 de mettre fin à l'activité.

2.4 Le biométhane, du fait de son prix, de sa capacité de production et de son impact écologique, représente un potentiel de décarbonation qui doit être apprécié de manière réaliste et donner de la flexibilité au système énergétique français.

Une décroissance forte de la consommation de gaz fossile est nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone. La demande résiduelle de gaz devra être couverte par des gaz décarbonés, principalement du biométhane. Vecteur énergétique souverain et renouvelable, il est directement substituable au gaz fossile. Selon un rapport de la Cour des Comptes de mars 2025, **son potentiel serait cependant très limité, son prix facturé inflationniste et son empreinte carbone réelle fait débat.**

Il est important de ne pas reproduire sur le biogaz ce qui a pu être fait en matière d'énergies intermittentes, c'est-à-dire fonder une stratégie sur des hypothèses volontaristes sans regarder la complémentarité avec le reste du système. **Raisonnement correct** sur le biométhane impose de sortir de deux caricatures symétriques : (i) celle qui consisterait à en faire l'alpha et l'oméga de la transition en maintenant inchangées les consommations ; (ii) celle qui, à l'inverse, rigidifierait les projections, au risque de se priver d'une ressource complémentaire en cas de retard pris sur l'électrification. Il est donc nécessaire de **définir une trajectoire robuste** (réduire les besoins, exiger la durabilité, maîtriser les coûts, et piloter les réseaux au plus près des réalités territoriales) avec un horizon qui doit demeurer l'électrification maximisée des usages.

La production de biométhane s'est développée en France au travers de différentes technologies, la principale étant la méthanisation.

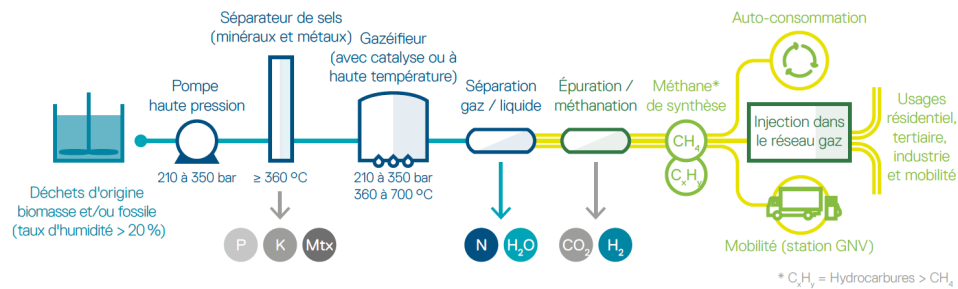


La méthanisation (fermentation en milieu anaérobique de matières organiques à forte teneur en eau) est la technologie la plus mature, les autres technologies (pyrogazéification, gazéification hydrothermale) étant au mieux à l'état de démonstrateur. La méthanisation permet d'obtenir du biogaz composé surtout de méthane, de dioxyde de carbone, de sulfure d'hydrogène et d'eau. Ce biogaz est ensuite utilisé localement (production de chaleur et/ou d'électricité) ou injecté, après épuration, sous forme de biométhane dans le réseau de gaz naturel. Un sous-produit de la méthanisation, le digestat, peut servir de fertilisant agricole réduisant ainsi le recours aux engrais chimiques carbonés.

S'agissant de la **gazéification hydrothermale**, cette technologie permet de traiter des déchets organiques humides, notamment industriels, à haute température, entre 360 et 700°C, et à très haute pression, entre 210 et 350 bars. Un AMI de GRTgaz en 2024 a permis de recenser 24 projets de gazéification hydrothermale en France.

LE PROCÉDÉ DE GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

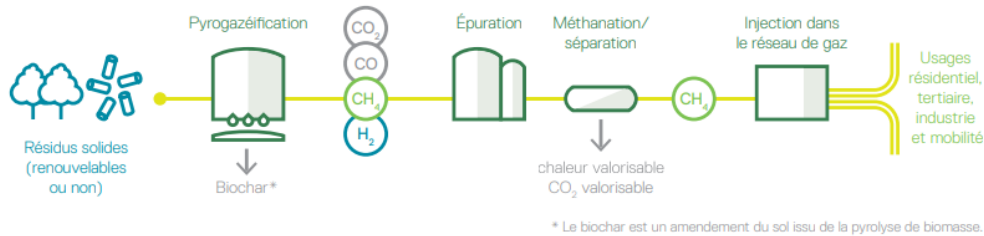
Source : GRTgaz/Cerema



Concernant la **pyrogazéification**, il s'agit du traitement thermique à plus de 1000 degrés en présence d'une faible quantité d'oxygène, de résidus solides (bois, plastiques non recyclables, CSR...). La décomposition des matériaux les transforme en biogaz, en liquides et déchets résiduels secs tels que le charbon. Un AMI de GRTgaz en 2022 a permis de recenser 49 projets de pyrogazéification.

LE PROCÉDÉ DE PYROGAZÉIFICATION

Source : GRTgaz



En place depuis bientôt 20 ans en France, quand le biogaz était négligeable dans le mix énergétique français, **les soutiens publics ont permis de faire émerger plus de 1800 installations de méthanisation à fin 2024. La plupart de ces installations transforment des déchets agricoles et sont de petite taille (<25 GWhpc/an1).** Près de 1100 unités fonctionnent en cogénération. Les tarifs d'achat dont elles bénéficient pour leur électricité sont en cours d'extinction, les pouvoirs publics privilégiant désormais l'utilisation du biométhane en injection dans les réseaux pour décarboner les usages du gaz. Les autres installations ont injecté en 2024 près de 11,6 TWhpc de biométhane dans les réseaux soit **3,2 % de la consommation nationale de gaz.**

Le biométhane est une des rares filières à avoir atteint les objectifs fixés par la PPE 2. Le projet de PPE 3 mis en consultation en avril dernier prévoit une cible 2030 de production de biogaz de 50 TWhpc dont 44 TWhpc de biométhane injecté dans les réseaux pour représenter **15 % de la consommation nationale de gaz prévue en 2030.** Pour 2035, l'objectif de production de biogaz serait compris entre 50 TWhpc et 85 TWhpc.

Le biométhane est directement substituable au méthane fossile dans la mesure où il s'agit de la même molécule : les utilisateurs de gaz fossile peuvent donc maintenir leurs usages à l'identique, la décarbonation se produisant sans efforts de leur part grâce à l'injection croissante de biométhane dans les réseaux.

C'est une énergie considérée comme bas carbone. Sa combustion émet autant de gaz à effet de serre que le gaz fossile mais ces émissions sont considérées nulles car elles sont issues d'une biosphère à cycle court (< 1 an). Sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, **l'ADEME retient qu'il émet en moyenne 42 gCO2/kWh** contre 227 gCO2/kWh pour le gaz fossile. Les distances d'approvisionnement des intrants ou d'épandage du digestat peuvent varier fortement et la multiplication de petites unités de production entraîne cependant un risque accru de fuites de méthane tout au long de la chaîne. L'ADEME vient de relancer des travaux pour actualiser les facteurs d'émission des usages des énergies mais ses conclusions ne seront publiées que d'ici plusieurs années.

Reste que le biogaz est une énergie durable, souveraine, locale et renouvelable produite à partir de déchets et d'intrants issus de l'activité agricole du pays et participant à la création d'emplois dans les territoires

ruraux. De plus, son développement apporte **un soutien aux revenus des agriculteurs**. Enfin, la production de biogaz est une production « souveraine » qui permet de diminuer notre dépendance énergétique.

La capacité du biométhane à décarboner massivement l'économie n'est pas démontrée.

Les objectifs de production de biométhane ont été revus à la baisse au fil des PPE mais restent ambitieux et dictés par la volonté de décarboner les réseaux de gaz. Ils supposent une utilisation croissante de la biomasse méthanisable alors qu'il s'agit d'une **ressource limitée convoitée par plusieurs filières en compétition** : l'alimentation humaine et animale, le maintien de la qualité des sols et d'un réservoir de puits carbone, les usages matière (bois notamment), la fabrication de matériaux biosourcés, de biocarburants ...

On ne peut étudier le potentiel de biomasse méthanisable indépendamment du traitement des conflits d'usage avec la priorisation du recours à la biomasse c'est-à-dire après avoir sanctuarisé les usages non énergétiques de la biomasse et avoir réservé une part suffisante aux usages sans autre alternative de décarbonation. La mobilisation de cultures principales est hautement encadrée par la loi²² ce qui garantit la priorité donnée l'alimentation humaine. Selon France Agri Mer, la réalité du recours annuel aux cultures principales est de l'ordre de 3 à 6%, alors que la loi permettrait jusqu'à 15% du tonnage brut des intrants.

L'évolution des volumes disponibles est incertaine à l'image de celle des pratiques agricoles soumises à la pression du dérèglement climatique et de la société. Par exemple, moins de consommation de viande ou plus d'élevage extensif en pâtures pour le bien-être animal impacteront à la baisse le volume d'effluents d'élevage. Sans oublier que la production de biogaz fluctue d'une année sur l'autre selon les rendements des cultures.

Tracer une trajectoire raisonnable de production est donc délicat et les projections des différentes analyses sont très éloignées les unes des autres. Elles dépendent des hypothèses prises, en particulier quant aux Cultures Intermédiaire à Vocation Énergétique (CIVE), au potentiel de valorisation des biodéchets ménagers ou au rendement retenu (cf les scénarios étudiés par la Cour des Comptes en 2025).

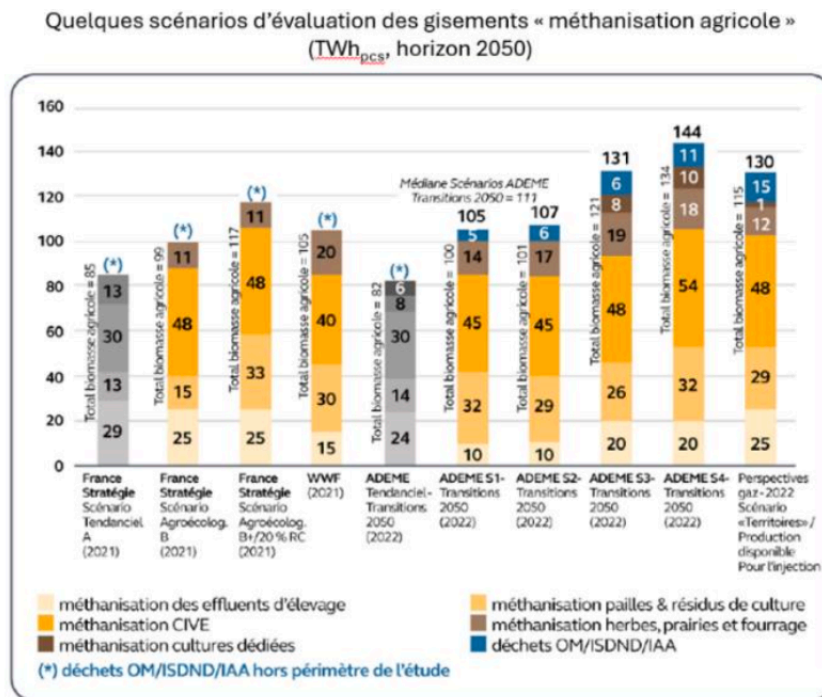


Fig. 2 : source : Rapport de la cour des comptes 2025 « le soutien au développement du biogaz »

La valorisation des déchets organiques, des effluents d'élevage et d'une partie des résidus de culture est un choix sans regret qui offre à horizon 2050 un gisement de 40 à 50 TWh_{PCS} de biométhane. Au-delà des 50 TWh_{PCS}, l'incertitude est grande.

Dans ce cadre, en octobre 2025, **une étude de l'IDDRI préconise de réduire les usages du gaz méthane dans les secteurs dotés d'alternatives décarbonées après avoir démontré la quasi-**

²² Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016, puis décret n°2022-1120 du 4 août 2022

impossibilité de réaliser la triple promesse de la méthanisation : augmenter fortement la production tout en réduisant les coûts et en garantissant des bénéfices agroenvironnementaux.

Compte-tenu du caractère non-mature des technologies alternatives à la méthanisation, les analyses de l’IDDRI ont cependant été contestées par la filière. Les estimations les plus volontaristes en matière de potentiel de biogaz (Solagro²³) aboutissent à **412 TWhpcs** dont 38% de méthanisation, 32% de gazéification hydrothermale et 30% de pyrogazéification, en sachant cependant qu’une partie de la matière sèche nécessaire à atteindre le maximum en gazéification hydrothermale serait à prélever sur le potentiel nécessaire à la méthanisation, La filière gaz table plutôt sur **230 à 270 TWhpcs**, dont près de 48-56% en méthanisation. 22 à 33% de purgazéification et environ 18-22% de gazéification hydrothermale.

La seule certitude est que le potentiel final de biogaz **restera effectivement inférieur à la consommation de gaz actuelle (350 TWh en 2025) mais qu’il sera peut-être supérieur à la consommation de gaz projetée du pays, tous usages confondus en 2050 (aux alentours de 200 TWh)**

Le biométhane est une énergie chère et largement subventionnée par la puissance publique

De multiples modalités de soutien au développement des projets de méthanisation ont été mises en œuvre : tarifs d’achat, subventions à l’investissement accordées par l’Etat et les collectivités locales, avantages fiscaux ciblés, prise en charge d’environ 60% des travaux de réseaux, prêt avantageux, accompagnement des porteurs de projet. **Ces dispositifs pèsent aujourd’hui environ 1 Md€/an sur les finances publiques. La Cour des Comptes, dans son rapport sur le soutien au développement du biogaz publié en mars 2025, note « qu’au 31 décembre 2022, les engagements des contrats signés restant à couvrir par l’État s’élevaient entre 12,7 Md€ et 16,2 Md€ pour le soutien à la filière biométhane injecté et entre 2,2 Md€ et 3,9 Md€ pour la production d’électricité à partir de biogaz. Rapporté au MWh d’énergie produite, le soutien apporté au biogaz s’inscrit parmi les plus onéreux ».**

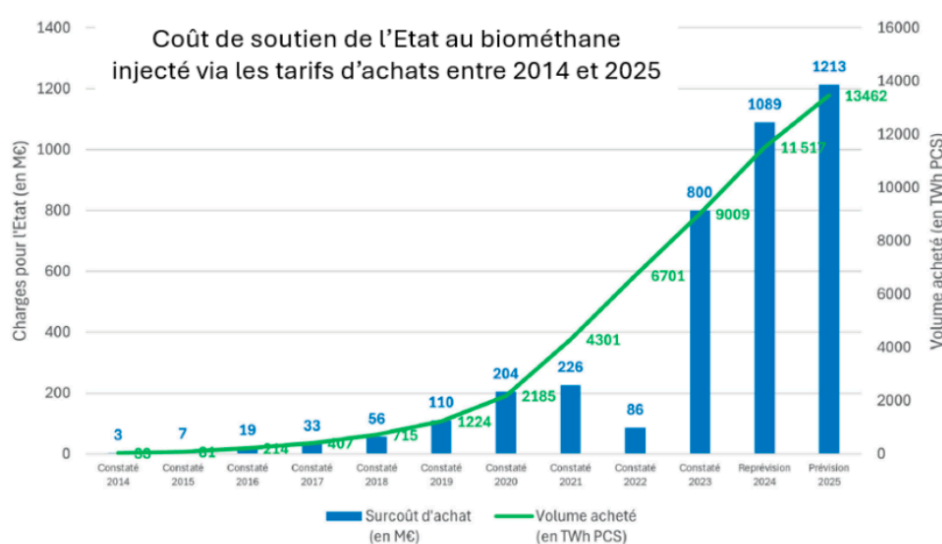


Fig. 3 : source : Rapport CRE de décembre 2024

Compte tenu de ces dispositifs de soutien, le secteur a rapidement accéléré mais sans que n’advienne la baisse attendue du coût de production. Alors que la PPE 2 prévoyait en 2020 un coût de production de 75 €/MWhpcs en 2023 et 60 €/MWhpcs en 2024, l’inflation de ces dernières années et la difficulté à mobiliser toujours plus de biomasse ont renchéri les coûts.

La CRE constate aujourd’hui un coût de production de biométhane se situant plutôt autour de 130 €/MWhpcs, variant selon la taille (115 €/MWh pour les gros sites) et selon les intrants (175 €/MWh pour les sites qui récoltent des déchets industriels ou urbains). **Les coûts de production sont 3 à 5 fois plus élevés que ceux du gaz fossile.** Ils le resteront hors période de crise car la technologie est mature donc sans perspective de bénéficier d’effets d’apprentissage supplémentaires. Quant au développement de méthaniseurs de très grande taille, qui seuls pourraient amener un effet d’échelle, il se heurte au refus des

²³ Quelles politiques pour le biométhane en France ? Comparaison d’approches entre Solagro et l’IDDRI et propositions, 28 Février 2026. Solagro est une entreprise associative française fondée en 1981, spécialisée dans les domaines de la transition énergétique, agroécologique, climatique et alimentaire. Elle a conduit des projets directement financés par GRDF.

populations riveraines et à la difficulté croissante à collecter les matières premières dans des rayons d'action plus larges, conduisant à une hausse des prix des intrants méthanogènes.

Aujourd'hui, cette politique est devenue insoutenable pour les finances publiques et c'est pourquoi **le Gouvernement met en place le dispositif des Certificats de production de biométhane (CPB)** afin d'accompagner la filière vers l'objectif de 44 TWh en 2030, sans impact sur le budget de l'Etat. Il s'agit en effet d'une obligation d'incorporation d'une part croissante au fil des ans de biométhane dans les offres de gaz des fournisseurs à leurs clients résidentiels et tertiaires (4,1 CPB/GWhpcs livré en 2026 ; 41,5 CPB/GWhpcs livré en 2028). Chaque CPB équivaut à 1 MWh de biométhane incorporé. Ces certificats seront mis en place en 2026, d'abord pour les fournisseurs livrant plus de 400 GWh de gaz par an. Ce seuil sera réduit chaque année de 100 GWh/an. Les obligés devront justifier de leurs CPB soit en produisant eux-mêmes du biométhane, soit en les achetant à un producteur (via une place de marché ou via des Biomethane Purchase Agreement par exemple), soit en s'acquittant d'une pénalité financière à hauteur de 100 € par CPB manquant.

Ce mécanisme extra budgétaire transfère donc le soutien au développement du biométhane du contribuable vers le consommateur de gaz qui verra mécaniquement sa facture augmenter. Dans sa délibération du 21 décembre 2023, la CRE estimait, pour 2028, **le surcoût annuel à 79 € TTC pour un ménage moyen se chauffant au gaz** (14 MWh/an) et même près de 100€/an dans le cas où son fournisseur devrait s'acquitter de ses CPB via les pénalités.

Les CPB posent un problème équivalent aux CEE en termes de transparence du financement, et compte-tenu de leur impact sur les ménages doivent être remis en cohérence avec la stratégie biogaz. On ne peut pas, d'un côté, internaliser un surcoût sur les factures des ménages et du tertiaire et, de l'autre, proclamer que ce vecteur décarboné leur serait interdit par construction. La cohérence commande donc d'articuler CPB, baisse des besoins, solutions performantes (y compris hybrides lorsque pertinentes, par opposition au « tout-pac ») et accès effectif au gaz décarboné dans une trajectoire pilotée.

[La décroissance des infrastructures gazières doit être planifiée de manière à contrôler le coût pour le consommateur final](#)

Tous les scénarios de décarbonation profonde et de souveraineté de l'économie concluent à la nécessité d'une forte réduction de la consommation de gaz, résultat des efforts combinés d'efficacité et de sobriété énergétique comme d'électrification des usages. **La décroissance des volumes de gaz qui circulent dans les infrastructures est d'ores et déjà amorcée** : 361 TWhpcs bruts en 2024 contre 466 TWhpcs en 2017.

La rémunération principale des gestionnaires du réseau de distribution de gaz provient de l'ATRD (Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution de gaz naturel) collecté par les fournisseurs dans la facture à leurs clients, à l'image du TURPE pour l'électricité. **Si les infrastructures de gaz sont maintenues à l'identique pour transporter et distribuer des volumes de plus en plus faibles, l'ATRD par unité énergétique sera inévitablement croissant, remettant en cause le consentement à payer par le consommateur.**

Ce renchérissement des coûts de réseaux dans les factures de gaz, corolaire inévitable du déclin de la consommation de gaz, est encore peu étudié par les pouvoirs publics en France contrairement à ce qui est fait chez nos voisins, par exemple en Allemagne, au Royaume-Uni ou aux Pays Bas. Là où les travaux sont les plus avancés, la conclusion est que **le décommissionnement planifié des réseaux de gaz est un choix pertinent économiquement**. A titre d'exemple, aux Pays-Bas, l'étude «The Energy System of the Future - Integral Infrastructure Outlook 2030-2050 » menée par Netbeheer Nederland en 2021 montre qu'atteindre **la neutralité carbone en 2050 s'accompagnera de la disparition de 30 % à 70 % du réseau de distribution de gaz**.

L'injection du biométhane produit dans des unités de méthanisation diffuses impose un accroissement des réseaux, à contre-courant de la nécessaire préparation du déclassement progressif d'une partie des infrastructures gazières. Néanmoins, une stratégie à la hache de suppression du réseau conduirait à une situation absurde où l'on maintiendrait de larges portions d'infrastructure — parce qu'elles restent nécessaires — tout en réduisant drastiquement la base de clients contributeurs, ce qui renchérirait le coût pour les clients restants, notamment industriels, avec un risque de perte de compétitivité. La planification doit donc être **territorialisée**, fondée sur des diagnostics locaux (densité, alternatives, coûts, gisements) et sur une trajectoire progressive.

2.5 La décarbonation de la chaleur pour les usages tertiaires et industrielles représente un enjeu majeur du fait de la prédominance des énergies fossiles. La mobilisation des filières souveraines des énergies renouvelables thermiques (biomasse, géothermie) et du nucléaire (via les petits réacteurs modulaires dits SMR) doit être davantage soutenue par la puissance publique, en particulier auprès des collectivités locales et des industriels.

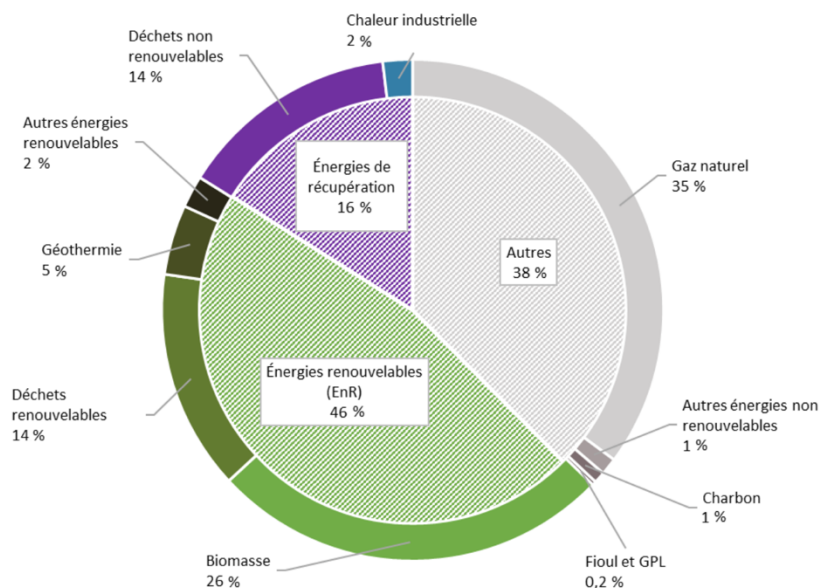
Aujourd’hui, **une large part de l’énergie finale (45 % en France) est dédiée à des besoins de chaleur pour des usages résidentiels, tertiaires, industriels et agricoles**, à des températures variées. **La chaleur consommée est encore majoritairement produite à partir de combustibles fossiles (60 % en France).**

La chaleur industrielle représente 180 TWh/an en France (hors chaleur de récupération interne à l’industrie). **La décarbonation de la chaleur industrielle mobilisera le levier de l’électrification (pompes à chaleur, compression mécanique de vapeur, fours et chaudières électriques...) et d’autres solutions énergétiques décarbonées** (dont la biomasse, la géothermie...), les choix dépendant de paramètres techniques (process, températures requises...) et économiques.

Concernant la chaleur résidentielle et tertiaire, les leviers de décarbonation se situent à l’échelle individuelle mais aussi collective au niveau des réseaux de chaleur urbains (RCU). En Europe ceux-ci fournissent actuellement de l’ordre de 10 % du chauffage résidentiel contre 5 % en France (soit 26 TWh), avec de fortes disparités nationales. Ils s’appuient sur des énergies fossiles à près de 33 % en France. Outre la décarbonation des réseaux existants, la France vise l’objectif de plus que tripler les quantités de chaleur livrées par les réseaux entre 2021 et 2035 pour atteindre jusqu’à 90 TWh dont 80 % de chaleur issue d’énergies renouvelables thermiques et de récupération (EnR&R).

Les réseaux de chaleur consistent en des unités centralisées de combustion (chaufferies au gaz naturel ou à partir de biomasse, incinérateurs de déchets, puits géothermiques) qui permettent de chauffer des habitations via un réseau d’eau chaude ou de vapeur. **Le réseau de chaleur est la solution la plus efficace pour décarboner les centres urbains en remplaçant les chaufferies fossiles par des énergies thermiques renouvelables, et en développant les réseaux de chaleur pour plus d’utilisateurs** (résidentiel et tertiaire). Les réseaux de chaleur disposent en 2024 d’une puissance thermique de 27,1 GW en France continentale, en hausse de 7 % par rapport à 2023. Ils sont principalement concentrés dans les grandes villes : les réseaux situés dans une unité urbaine de plus de 200 000 habitants représentent 32 % du nombre et 67 % de la puissance thermique de l’ensemble des 1 041 réseaux en 2024. Ces systèmes, souvent gérés par des collectivités locales pour chauffer des bâtiments via une chaufferie collective, sont particulièrement présents en Île-de-France (10,8 GW), en Auvergne-Rhône-Alpes (3,2 GW) et dans le Grand Est (2,8 GW).

Répartition par source d’énergie de la consommation d’énergie des réseaux de chaleur en 2024
En %



© SDES

Le fonds chaleur, géré par l’ADEME, est l’outil étatique pour développer ces réseaux de chaleur alimenté par des énergies renouvelables thermiques. Mesuré à la tonne de CO2 évité, il s’agit sans doute

du dispositif le plus efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre en France. Le montant alloué à ce fonds a fortement augmenté ces dernières années, passant de 350 M€ en 2020 à 820 M€ en 2024, mais il reste insuffisant pour soutenir ces projets fortement capitalistiques dont certains sont reportés faute de financements.

Aux côtés des solutions court terme d'électrification et d'énergies renouvelables thermiques, **la cogénération nucléaire (par soutirage de chaleur avant son utilisation pour produire de l'électricité) apparaît être un levier complémentaire pour décarboner la chaleur.** La cogénération nucléaire connaît une forte croissance dans le monde, portée en grande partie par la Chine. Passée de 17 TWh en 2020 à 21 TWh en 2024, la production de chaleur associée pourrait atteindre 60 TWh à horizon 2030 compte-tenu des projets chinois en cours. A noter que la Chine développe la cogénération nucléaire avec des nouveaux réacteurs mais aussi en adaptant des réacteurs déjà en exploitation (retrofit). Au niveau mondial le marché de la chaleur est particulièrement visé par les développeurs de SMR/AMR (petits réacteurs modulaires de 3e ou 4e génération), qui visent de s'implanter à proximité de besoins clients et leur dédier une part notable de leur puissance thermique. **Il est à noter que certains acteurs développent des modèles de SMR purement calogènes, c'est-à-dire dédiés uniquement à la production de chaleur sans production d'électricité.** C'est le cas des français soutenus par France 2030 Calogena, Jimmy Energy et Archeos, avec pour horizon de déploiement les décennies 2030 et 2040.

IV/ Par conséquent, la feuille de route énergétique proposée pour la France se fonde sur une souveraineté retrouvée

A la lumière des constats établis dans le présent rapport, il devient urgent que la politique énergétique française quitte le domaine de l'idéologie et de la technocratie pour revenir au réel, en renouant avec quatre objectifs essentiels :

- (i) la **sécurité d'approvisionnement et la souveraineté énergétique du pays ne peuvent pas relever de la logique de marché et ne se conçoivent qu'au plan national** : l'indépendance énergétique française n'est que de 60% rendant notre pays dépendant de pays exportateurs, souvent non européens, ce qui présente des fragilités géostratégiques structurantes, mais également vis-à-vis de formes d'énergie présentant à terme un risque de déclin de leur production ; il en va de même pour les technologies et équipements utilisés par les producteurs comme les consommateurs d'énergie (équipements industriels, éoliennes, panneaux photovoltaïques, voitures thermiques...)
- (ii) la **compétitivité de notre économie et le pouvoir d'achat** : notre stratégie énergétique doit permettre de bénéficier d'un coût de l'énergie juste et le plus bas possible pour les entreprises, en particulier dans le secteur industriel soumis à la concurrence internationale, et les ménages (10% du budget d'un ménage est alloué à l'énergie, pour son logement et les transports) ;
- (iii) la **baisse de nos émissions de CO₂ en hiérarchisant nos choix en fonction du coût de la tonne de CO₂ évitée** : le principal levier de décarbonation repose dans la substitution des énergies fossiles par des sources d'énergie décarbonées (électrification des usages, en particulier dans les transports, et énergies renouvelables thermiques comme le bois-énergie et la géothermie pour la chaleur), bien davantage que l'efficacité énergétique, qui ne fait pas de distinction entre énergies carbonées et non-carbonées ;
- (iv) **rétablir un service public de l'électricité avec un prix régulé de l'électricité pour les ménages comme les entreprises** : le mix électrique français étant composé à plus de 95% de sources de production à coûts fixes (nucléaire à 68%, hydroélectricité à 14%, éolien et solaire à 13%), le prix facturé à chaque ménage et à chaque entreprise se doit donc d'être stable et déterminé par le simple coût complet des moyens de production, c'est-à-dire non dépendant des fluctuations du prix mondial des énergies fossiles et de la superposition de marges d'intermédiaires variés.

Propositions conclusives du rapport

Axe I - Une stratégie énergétique avec des priorités claires : nucléaire et hydro-électrique, en faveur du service public de l'électricité et de la souveraineté

1/ Recentrer l'organisation interministérielle sur l'énergie pour mettre en œuvre la vision d'un État stratège

- **Confier la planification énergétique à des scientifiques, ingénieurs et techniciens au sein d'un Haut-commissariat à la transition énergétique rénové et protéger la politique énergétique nationale d'évolutions de court terme.** Ce n'est ni le rôle de RTE, ni celui d'EDF. Faire évaluer régulièrement les recommandations de ce Haut-Commissariat par l'Académie des Sciences, l'Académie des Technologies ou un Conseil scientifique de haut de niveau ;
- **Remettre l'ASNR (Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection) et la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) sous une pleine tutelle du Ministère de l'énergie pour la définition des règles et standards applicables en matière de sûreté et de fonctionnement du marché de l'énergie,** l'indépendance de l'ASNR et de la CRE s'exprimant dans le contrôle de la mise en œuvre de ces règles par les différents exploitants nucléaires (EDF, Orano, CEA...) et acteurs du secteur de l'énergie ;

2/ Prolonger au maximum, sans excès de sûreté, la durée de vie du parc nucléaire existant pour garantir un accès durable à un actif de production décarbonée compétitif, et construire de nouvelles centrales

- **Modifier le Code de l'environnement pour porter la durée d'exploitation initiale de tout nouveau réacteur à 80 ans** tout en maintenant les contrôles décennaux sur les équipements clefs de sûreté (cuve, circuit principal et enceinte du bâtiment réacteur) : l'OPESCT rassemblant députés et sénateurs (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques) sera en charge de l'équilibre technico-économique relatif à toute modification du design requise par l'ASN pour améliorer le niveau de sûreté initial (actuellement l'ASN impose tous les dix ans, contrairement au Royaume-Uni et aux États-Unis, des améliorations particulièrement chères aux centrales existantes afin de les rapprocher du niveau de sûreté de l'EPR) ;
- **Engager la construction compétitive de nouveaux réacteurs nucléaires à hauteur de 1 EPR2 par an** pour assurer le renouvellement complet du parc nucléaire existant soit une trentaine de réacteurs EPR2 mis en exploitation progressivement entre 2038, pour Penly 3, et 2070, pour le dernier - la moitié des réacteurs existants a plus de 40 ans et plusieurs d'entre eux ne devraient pas pouvoir techniquement être prolongés au-delà de 60 ans, soit à partir de 2040 ;
- **Un allègement de la réglementation française en matière de sûreté nucléaire et d'environnement est nécessaire** afin de s'aligner pleinement sur les requis de l'UE et de l'AIEA, et d'assurer la portée du référentiel de sûreté applicable à la première phase de 6 EPR2 (Penly, Gravelines, Bugey) à l'ensemble de toutes les nouvelles centrales. Comme ce fut le cas pour la construction du parc existant au travers du plan Messmer, la stabilité de la réglementation, la visibilité donnée à la filière industrielle nucléaire et le volume d'une dizaine de chantiers en parallèle doivent se donner, via la standardisation et l'industrialisation, un objectif de compétitivité à 70 €/MWh à partir de la phase 2 ;

3/ Exploiter pleinement le potentiel hydroélectrique national

- **Développer de nouvelles capacités de production hydroélectrique à hauteur de 4 GW**, en engageant un assouplissement de la loi sur l'eau de 2006 (potentiel identifié de +20%) et en accélérant les projets de STEP prioritaires (Redenat, Montézic) ;
- **Refuser le démantèlement de la gestion intégrée par vallée** : les barrages constituent une infrastructure stratégique nationale dont la cohérence opérationnelle ne saurait être soumise à une logique de mise en concurrence — le contentieux avec la Commission européenne doit être résolu sans sacrifier ce principe et sans mise en place d'un dispositif similaire à l'ARENH d'attribution de 40% de la production hydroélectrique à des fournisseurs alternatifs ;

4/ Assurer un tarif régulé compétitif de l'électricité pour tous les ménages et entreprises françaises (hors ETI et Grands Groupes) en s'appuyant sur le parc nucléaire et hydroélectrique, base d'actifs à coûts fixes

- **Saisir les opportunités offertes par la révision de la législation européenne sur le marché de l'électricité pour mettre en place un tarif garanti / contrat pour différence sur l'ensemble des centrales nucléaires et hydroélectriques actuelles et futures, à l'image des fermes éoliennes et solaires**, en contrepartie des investissements par EDF et la Compagnie Nationale du Rhône nécessaires à l'extension maximale de la durée de vie de toutes les centrales / barrages et à leur renouvellement – le coût complet est déterminé pour chaque actif de production par la CRE et contrôlé par la Cour des Comptes ;
- **Étendre le tarif régulé de l'électricité à l'ensemble des PME** (actuellement limité aux ménages et TPE) sur la base de la détermination annuelle par la CRE des coûts complets du système énergétique national – la commercialisation de ce tarif régulé sera étendue à tout fournisseur, y compris alternatif, et ne sera plus placé sous le monopole d'EDF ;
- **Poursuivre le développement de contrats d'achat long terme entre producteurs d'électricité et le secteur industriel (ETIs et Grands Groupes)** pour assurer visibilité et stabilité

Axe II : Une meilleure gestion des soutiens publics pour accompagner la transition énergétique, au service du pouvoir d'achat et de notre indépendance budgétaire

5/ Revoir les priorités dans les aides aux nouvelles énergies

- **Mettre fin aux subventions pour les nouveaux projets d'énergie renouvelable intermittente lorsqu'il s'agit d'énergies matures et compétitives (nommément, éolien fixe, éolien en mer, solaire) en fixant leur tarif garanti selon celui du nucléaire et de l'hydroélectricité, et faire porter aux porteurs de projet l'ensemble des coûts de raccordement au réseau** (pour éviter la hausse exponentielle de l'accise sur l'électricité et celle des investissements de RTE et d'Enedis financés par le TURPE) ;
- **Concentrer le soutien au biométhane sur la valorisation agricole, en plafonnant le coût budgétaire et en reconnaissant les limites structurelles du gisement mobilisable avant d'engager de nouveaux soutiens massifs** : maintenir le tarif d'achat garanti pour les installations de méthanisation agricole inférieures à 25 GWh/an, en tant qu'instrument de souveraineté alimentaire et de valorisation des effluents d'élevage, tout en révisant les paramètres d'indexation conformément aux recommandations de la CRE. Pour les grandes installations, le mécanisme des Certificats de Production de biométhane — obligation d'incorporation pesant sur les fournisseurs, sans coût direct pour l'État — constitue l'instrument adéquat et peut être maintenu, sans surcoût budgétaire ;
- **Étudier la technologie hydrogène décarboné en tant que vecteur pour la décarbonation des transports lourds (application aux flottes captives) et certaines applications industrielles** (tout en notant qu'à date, malgré d'importants soutiens publics au niveau national et européen, le passage à l'échelle tarde avec de nombreux projets stoppés) ;

6 / Renforcer l'appui à la décarbonation de la chaleur dans le secteur du logement et du tertiaire par l'électrification et le développement des énergies renouvelables thermiques (biomasse, géothermie)

- **Tripler les moyens du fonds chaleur de l'Ademe sur 2026-2030, fléchés vers les réseaux de chaleur urbains alimentés par la biomasse, les déchets et la récupération industrielle, et par la géothermie profonde** — dont le potentiel français demeure sous-exploité faute d'un mécanisme de garantie du risque géologique. Créer un mécanisme public de garantie des forages, sur le modèle allemand et suisse, pour débloquer l'investissement privé sur ce segment à coût marginal décroissant ;
- **Réorienter les taxes sur les énergies fossiles (gaz, carburant...) vers le développement des pompes à chaleur et le bois-énergie au sein du logement / tertiaire individuel et vers le développement des réseaux de chaleur** (géothermie et biomasse) pour le logement collectif ;
- **Engager une décentralisation départementale des mécanismes de soutien public de l'énergie**, en coordination avec le Haut-commissariat à la transition énergétique ;

7/ Quantifier les ressources d'hydrocarbures non-conventionnels (gaz et pétrole), sans pour autant procéder à leur extraction, afin d'évaluer le niveau des réserves stratégiques - inscrire dans la loi qu'en cas d'exploitation, les recettes issues de ces réserves seront réparties en trois parts égales : développement local, décarbonation de l'économie et fonds souverain affecté aux générations futures.

Axe III : Rendre la transition énergétique juste et acceptable

8/ Abandonner la logique coercitive lorsqu'elle n'est pas efficace

- **Créer un DPE réel territorialisé et utiliser cet indicateur comme instrument de ciblage territorial de la politique de rénovation** : fusionner les données de consommation électrique (Linky) et gaz (Gazpar) en énergie primaire par point de livraison, rapportées au nombre d'occupants déclaré et corrigées statistiquement par zone climatique, année de construction, altitude et type de logement. Confier à Enedis et GrDF la production automatique de cet indicateur, consolidé annuellement par l'ANAH à l'échelle de chaque commune. Les zones où la consommation réelle normalisée demeure structurellement élevée après correction révèlent un parc bâti dégradé que le DPE théorique ne détecte pas toujours. Y concentrer prioritairement les moyens de MaPrimeRénov', les opérations programmées d'amélioration de l'habitat (OPAH) et les interventions de l'ANAH. Rendre cet indicateur public à la maille communale, afin de responsabiliser les élus locaux sur la performance énergétique réelle de leur territoire et d'alimenter les plans locaux de l'habitat (PLH).
- **Supprimer les Zones à Faibles Émissions** sur l'ensemble du pays

9/ Améliorer la fiscalité de l'énergie

- **Mettre fin pour l'électricité au dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), équivalent à une taxe pesant sur la facture des ménages et aux effets limités** en matière de baisse des gaz à effet de serre :
- **Plafonner le montant des CEE en centimes/litre prélevés sur les carburants** de manière à ce qu'ils déterminent ensuite les montants disponibles pour la rénovation énergétique (et non pas l'inverse, qui conduit à une augmentation du prix du litre à la pompe) ; **en contrepartie, les CEE utilisés pour la rénovation énergétique seront centrés sur la rénovation complète des passoires thermiques** ;
- **A moyen-terme, revoir le système des CEE qui est très opaque et génère un « faux-marché » piloté par l'Etat, au profit d'une solution juridiquement plus claire, assimilable à un « mécénat » énergétique.** Les obligés seraient tenus de financer directement des programmes agréés par le PNCEE, pour un montant proportionnel à leur volume de ventes d'énergie, c'est-à-dire que les obligations actuelles seraient traduites en montants financiers et non plus exprimés en kwh cumac. **Cette dépense serait défiscalisable** à hauteur de 50% pour les obligés dont le mix est majoritairement fossile, et de 66% pour ceux dont le mix est majoritairement renouvelable ou bas-carbone, le taux étant proratisé annuellement pour les acteurs mixtes **afin de créer une incitation continue à verdir leur portefeuille.** L'obligation serait écrêtée à **0,5% du chiffre d'affaires.** Pour chaque euro investi en financement direct, **30 centimes devraient être versés à un fonds national destiné à financer les programmes délaissés par les obligés** et les ménages en grande précarité énergétique, afin d'éviter la concentration des financements sur les seuls gisements faciles. Le contrôle de ce dispositif serait confié au PNCEE et l'administration fiscale. L'agrément des programmes éligibles relèverait du PNCEE, qui établirait et réviserait régulièrement une liste de typologies d'opérations dont l'efficacité énergétique est documentée et robuste. Cette liste constituerait le véritable garant de l'obligation de résultat collective du dispositif : un programme qui sous-performerait serait retiré, ce qui serait plus efficace qu'une mesure individuelle ex post sur chaque opération. En aval, le PNCEE vérifierait la réalité et la conformité des opérations financées au regard des programmes agréés, tandis que la DGFIP contrôlerait la matérialité et la légalité de la dépense fiscale déclarée par l'obligé. Cette répartition s'inspire du modèle éprouvé du crédit impôt recherche, où la certification technique et le contrôle fiscal sont deux fonctions distinctes confiées à des administrations compétentes sur leur propre terrain.
- **Aligner les fiscalités de l'électricité et du gaz**, à savoir le même niveau d'accise par kWh, et ce sans impact sur les finances publiques ;

10/ Assumer une logique de transition différenciée suivant les territoires en matière de transport et de chauffage pour tendre vers plus de justice sociale

- **Concentrer les soutiens publics à l'achat de véhicules électriques respectant un critère d'empreinte carbone à la production, en rajoutant un bonus pour les véhicules produits sur le territoire national** ; Conditionner le bénéfice du bonus écologique à un score environnemental renforcé, en abaissant le seuil d'exclusion de 21 000 à 15 000 kg-eq CO2 ; Compléter ce resserrement par une prime additionnelle de 1 500 € conditionnée à une fabrication sur le territoire national, en s'adossant au mécanisme de prime complémentaire européenne introduit en octobre 2025 et en le déclinant à l'échelle française.

- **Soutenir l'électrification des usages dans la mobilité urbaine et péri-urbaine via le développement des véhicules électriques** en amplifiant le programme de déploiement de bornes publiques de recharge pour véhicules électriques via un renforcement du programme ADVENIR issu d'une réorientation des crédits du programme MaPrimeRénov' ;

- **Prendre en compte les impacts anti-sociaux de la transition énergétique** : maintenir le soutien aux carburants renouvelables (E85, bioGNV) comme solution de transition réaliste pour les espaces ruraux ; soutenir la transition du fioul vers le granulé bois ou le biogaz (solutions hybrides) dans les situations où la pompe à chaleur ou l'électrification ne sont économiquement pas viables ;
