

Novembre 2025

Les impacts technologiques de l'évolution du mix énergétique et ses conséquences sur l'outil industriel et les réseaux



L'évolution rapide du mix énergétique de la France, motivée par la lutte contre le changement climatique, est un phénomène majeur de ce début de siècle. La montée en puissance des énergies renouvelables, la réaffirmation d'une stratégie nationale en matière nucléaire, l'électrification croissante des usages et la numérisation des systèmes énergétiques transforment en profondeur l'organisation et le fonctionnement des infrastructures. Elles bouleversent en fait l'ensemble de l'économie : compétitivité des entreprises, sécurité d'approvisionnement, continuité des services essentiels.

historiquement sobre en carbone, des filières industrielles d'excellence, une expertise reconnue sur plusieurs technologies clés. Mais ces forces ne suffisent plus. Adapter les réseaux de transport et de distribution électriques, repenser le réseau gazier, relancer la filière nucléaire, renforcer la résilience des infrastructures critiques, sécuriser l'accès aux matériaux stratégiques et faire émerger de nouvelles filières : tout doit être engagé en parallèle, dans un contexte géopolitique plus instable que jamais et sous une pression internationale croissante.

Le rapport de l'Office⁽¹⁾ formule neuf recommandations pour garantir, dans la durée, la résilience, la souveraineté et la compétitivité du modèle énergétique français.

Joël Bruneau, député

Patrick Chaize, sénateur

Des fondations historiques aux effets structurants du mix énergétique français

L'électricité émerge au XIX^e siècle comme nouveau vecteur énergétique grâce aux avancées scientifiques de l'époque. Elle se diffuse à grande échelle en France à partir des années 1880 avec la construction de centrales hydroélectriques et thermiques. Dès avant 1945, une géographie de la production électrique se dessine : hydraulique au Sud, thermique au Nord.

Après la Seconde Guerre mondiale, durant les Trente Glorieuses, la priorité est d'abord d'accroître rapidement l'offre. L'hydraulique domine encore mais dès les années 1950, le thermique à flamme devient majoritaire grâce à des coûts plus faibles et à la disponibilité du charbon, puis du pétrole, du gaz et du fioul. La dépendance croissante aux hydrocarbures importés conduit toutefois à une vulnérabilité stratégique, révélée par la crise de Suez (1956) puis le premier choc pétrolier (1973).

Le choc de 1973 déclenche un changement profond. La France engage une politique de sécurité d'approvisionnement, diversifie ses importations, limite l'exposition à un pays fournisseur unique, mais surtout accélère un programme nucléaire qui était déjà engagé. Le plan Messmer (1974) lance une industrialisation massive et standardisée des réacteurs, permettant au nucléaire de devenir la principale source d'électricité à partir des années 1980 et de porter au-delà de 50 % le taux d'indépendance énergétique. À partir des années 2000, les énergies renouvelables progressent (éolien, solaire, géothermie) mais leur part dans la production reste longtemps marginale.

Parallèlement, le réseau électrique se densifie et s'interconnecte aux réseaux européens ; le réseau gazier se structure plus tardivement autour du gaz naturel domestique puis importé.

Un profond mouvement d'électrification transforme aussi les usages : industries électro-intensives proches des barrages, automatisation industrielle, traction

(1) Rapport Assemblée nationale n° 2149 (17^{ème} législature) – Sénat n° 166 (2025-2026).

ferroviaire, puis essor du confort domestique et du chauffage électrique. Plus récemment, la demande résidentielle et les usages numériques modifient durablement la courbe de charge, posant des enjeux contemporains de flexibilité et d'équilibre du système électrique.

Maîtriser la transition : technologies et infrastructures au service d'un système énergétique résilient

Dans un contexte où l'électricité est devenue indispensable au fonctionnement des services vitaux (santé, communication, transport, eau, industrie), la continuité de l'alimentation apparaît plus critique que jamais. Les récents *black-out*, en Europe comme aux États-Unis, illustrent le caractère systémique du risque.

Le réseau électrique, historiquement conçu autour de moyens centralisés (hydrauliques, thermiques puis nucléaires), doit désormais intégrer une production plus décentralisée et intermittente : photovoltaïque, éolien terrestre et en mer. Les flux d'énergie se modifient sous l'effet des injections locales et les risques de surtension, de congestion et de déséquilibre s'accroissent.

La stabilité du système reposait jusqu'ici sur l'inertie procurée par les machines synchrones des centrales classiques. Or, les installations renouvelables, connectées via des onduleurs, n'apportent pas ce service. Des réponses partielles émergent (inertie synthétique, réponse rapide en fréquence, batteries, volants d'inertie, compensateurs synchrones), mais leur généralisation est coûteuse et les risques subsistent lorsque la part instantanée de renouvelables dans le mix électrique dépasse 60 à 80 %.

Par ailleurs, les usages électriques évoluent : recharge à haute puissance des véhicules électriques, pompes à chaleur, nouvelles industries électro-intensives comme les *data centers*, etc. Or, malgré cette diversification, la consommation stagne, ce qui accentue les épisodes de surproduction et de prix négatifs.

Dans ce système plus variable, la flexibilité devient cruciale. Elle doit mobiliser à la fois l'offre (pilotage de la production, stockage de l'énergie produite en excès) et la demande résidentielle, tertiaire et industrielle. Le potentiel du pilotage résidentiel, du tertiaire automatisé, des procédés industriels modulables et, à terme, du *vehicle-to-grid*, susceptible d'offrir une réserve distribuée de plusieurs GWh, reste encore peu exploité.

Dans la plupart des pays, où le nucléaire représente moins de 30 % de l'électricité, les réacteurs tournent à puissance stable, ce qui optimise les coûts, simplifie l'exploitation et limite les contraintes sur les matériaux. En France, la forte part du nucléaire a conduit, dès la fin des années 1970, à des développements permettant de moduler rapidement la production. Cette flexibilité est éprouvée, mais son intensification, liée à la montée des énergies intermittentes, suscite des interrogations. Les experts soulignent un risque de vieillissement accru, surtout sur le circuit secondaire, et des limites physiques empêchant la production nucléaire de descendre sous

20 GWe. L'essor massif du solaire photovoltaïque pourrait ainsi conduire à des effacements et provoquer des déséquilibres économiques et industriels.

Le réseau gazier est une autre infrastructure clef pour la transition. Bien que la France soit totalement dépendante des importations, il reste un outil de sécurité grâce aux interconnexions, aux terminaux méthaniers et aux capacités de stockage (130 TWh). La baisse structurelle de la consommation de gaz impose toutefois une adaptation économique et technique du réseau, appelé à transporter des volumes croissants de gaz non fossiles, notamment le biométhane et l'hydrogène.

Adaptation et contribution de l'outil industriel français à l'évolution du mix énergétique

La France a connu une désindustrialisation importante depuis les années 1980. L'industrie reste néanmoins un consommateur d'énergie majeur : elle représente près de 20 % de la consommation finale nationale et génère 18 % des émissions de gaz à effet de serre. Le secteur doit donc contribuer à la décarbonation prévue par la Stratégie nationale bas-carbone.

D'ores et déjà, le mix énergétique de l'industrie incorpore une part importante d'électricité. Certains procédés industriels, comme la production d'aluminium par électrolyse, en utilisent de grandes quantités. Les entreprises électro-intensives qui les mettent en œuvre sont très exposées à la concurrence internationale et aux fluctuations du prix de l'électricité. Leur solidité dépend aussi de la fiabilité de la fourniture d'électricité.

De nombreux procédés industriels requièrent un autre vecteur énergétique, la chaleur, dont près de 80% proviennent d'énergies fossiles, font intervenir des intrants carbonés ou mobilisent des processus émetteurs de CO₂. Pour eux, la transition implique une remise en cause technologique majeure.

La chaleur intervient pour déclencher ou accélérer des réactions chimiques, ou provoquer des changements de phase. Les besoins thermiques varient considérablement selon les filières : quelques dizaines de degrés pour le séchage dans l'agroalimentaire ou le textile, mais jusqu'à plus de 1000 °C pour la métallurgie, le verre ou les céramiques. L'électrification des processus est parfois possible sur un plan technique, mais doit se calquer sur le rythme de remplacement d'un outil industriel coûteux. C'est le cas des fours verriers, dont la durée de vie est une quinzaine d'années. Le biogaz pourrait être substitué au gaz naturel, mais la faible disponibilité des gisements organiques et un coût encore excessif rendent sa généralisation peu pertinente. Les innovations portées par les petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) ouvrent une piste nouvelle, à moyen terme, pour la décarbonation de la chaleur industrielle, mais l'écosystème français des SMR fait face à des difficultés financières, notamment sur les projets destinés à des usages industriels, car la stagnation de la consommation électrique dans l'industrie et la désindustrialisation freinent les investissements.

Les molécules carbonées sont au cœur de nombreux procédés industriels et le CO₂ y est souvent un produit fatal, comme dans la décarbonatation du calcaire, la synthèse de l'ammoniac ou le craquage du naphta. Pour décarboner ces industries, il faut revoir le procédé en tant que tel. Par exemple, pour produire de l'ammoniac bas-carbone, il faudrait pouvoir se passer du reformage du gaz naturel et produire un hydrogène bas-carbone grâce à l'électrolyse de l'eau ou la pyrolyse du méthane, en utilisant de l'électricité elle-même décarbonée.

Lorsque le procédé utilise des molécules carbonées à la fois comme source de chaleur et comme réactif, la démarche de décarbonation devient particulièrement complexe. Pour la sidérurgie, la transformation en fer pur de l'oxyde de fer contenu dans le minerai passe le plus souvent par l'utilisation du coke, un dérivé du charbon, dont la combustion fournit la chaleur nécessaire et qui agit par ailleurs comme réducteur chimique. La transition vers une production de fer bas-carbone passe par l'électrification – mais celle-ci a ses propres contraintes – ou par la mise au point de réacteurs dits « à réduction directe », dont la mise en œuvre requiert cependant de l'hydrogène « vert ». Plus globalement, la généralisation de l'électricité bas-carbone et de l'hydrogène vert, appuyée par la mise au point de nouveaux catalyseurs performants permettrait de découpler la production de chaleur et la chimie du carbone, en dissociant les fonctions énergétiques des fonctions moléculaires dans la conception des procédés industriels. L'électrification s'accompagnerait alors d'une amélioration importante de l'efficacité énergétique de l'industrie, d'une modularisation des procédés, d'une réduction des pertes thermiques et d'une meilleure intégration entre filières. À terme, la dissociation essentielle du couple « chaleur-molécule » pourrait transformer en profondeur l'industrie lourde.

Pour réussir cette transformation énergétique, les industries doivent donc pouvoir bénéficier sur le long terme d'un approvisionnement électrique abondant et à coût maîtrisé.

Les trajectoires technologiques contrastées des mix énergétiques européens

L'Union européenne fixe un cadre ambitieux de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre

en 2030 et de neutralité carbone en 2050, qui oriente les stratégies nationales vers un déploiement massif des énergies renouvelables. La plupart des États membres ont fortement accru leurs capacités solaires et éoliennes et l'« électricité verte » a représenté 54 % de la production totale au premier semestre 2025.

Dans certains pays, comme le Danemark, l'Allemagne, l'Espagne, la Lituanie ou les Pays-Bas, plus de 40 % de l'électricité est issue de sources intermittentes. L'étude de ces pays montre que l'intégration massive d'énergies renouvelables est possible, qu'elle peut reposer sur des choix diversifiés, mais qu'elle n'est pas sans contraintes. Elle nécessite d'adapter les réseaux, par exemple en Allemagne pour réduire l'asymétrie Nord-Sud ; elle oblige à des investissements de flexibilité substantiels, dont l'impact sur le coût final de l'énergie délivrée au client peut être important ; elle continue parfois de reposer sur le recours aux énergies fossiles pour assurer la stabilité de l'offre ; elle expose à des prix négatifs de l'électricité ou à des coûts d'effacement qui peuvent avoir un impact sur les finances publiques ou celles des opérateurs ; elle nécessite une planification rigoureuse, qui réserve une place aux interconnexions, lesquelles deviennent une sorte d'« assureur » final de l'approvisionnement électrique. Enfin, l'acceptabilité des installations d'énergie éolienne et solaire n'est pas toujours durablement acquise.

D'autres pays, comme la Suède, la Norvège et la France s'appuient sur des mix pilotables bas carbone bien dotés en machines synchrones, offrant stabilité, inertie et prix relativement compétitifs. La sécurité d'approvisionnement y est élevée. L'enjeu est ici double : il faut maintenir et moderniser un parc hydraulique ou nucléaire parfois ancien, en améliorant son niveau de sûreté ; il faut également engager les importants investissements destinés à approfondir la décarbonation de l'économie et l'électrification des usages. Pour les installations d'envergure (centrale nucléaire, STEP ou barrage), le coût de l'investissement initial est un frein ; pour les installations éoliennes ou solaires, le facteur à prendre en compte est plus celui des infrastructures « annexes » ayant vocation à préserver la stabilité du réseau et l'équilibre offre-demande, comme dans le groupe de pays précédent.

Recommendations

1. Donner la priorité à l'électrification de la demande.

L'électrification des usages est aujourd'hui indispensable pour lutter contre le réchauffement climatique et diminuer la dépendance aux hydrocarbures importés, mais aussi pour assurer la cohérence de la trajectoire énergétique nationale. Alors que la consommation finale d'électricité stagne, l'offre devient excédentaire du fait des investissements déjà engagés dans les moyens de production bas-carbone. Sans un développement suffisamment rapide de l'électrification des usages, il existe un risque réel que des actifs de production soient sous-utilisés, voire échoués. L'Office

appelle donc le Gouvernement à orienter prioritairement la politique énergétique vers l'électrification de la demande.

2. Accélérer le déploiement de nouvelles capacités de stockage électrique, avec une priorité aux STEP.

À la suite de l'accord avec la Commission européenne sur le régime des concessions hydroélectriques, les projets de STEP, essentiels pour renforcer la flexibilité du système électrique devront être mis en œuvre. En parallèle, le déploiement des systèmes de stockage par batteries pour les besoins de court terme devra être facilité, notamment

pour réduire la modulation du parc nucléaire. L'Office estime que le Gouvernement et la CRE doivent étudier les mécanismes de marché permettant la montée en puissance des capacités de stockage nécessaires à l'équilibre du système électrique.

3. Étudier la possibilité de faire contribuer les producteurs d'électricité non pilotables à l'équilibrage du réseau.

La montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes nécessite de répartir équitablement les contraintes visant à préserver la stabilité du système électrique. La participation des producteurs aux mécanismes d'équilibrage, via la flexibilité, le stockage ou l'effacement, permettrait d'améliorer la stabilité du réseau, de réduire la pression sur les moyens pilotables et de moderniser le cadre de marché. L'Office estime que RTE, sur un plan technique, la CRE et le Gouvernement, dans le cadre plus global de la politique énergétique, devraient étudier la possibilité de faire contribuer les producteurs d'électricité non pilotables à l'équilibrage du réseau.

4. Tirer tous les enseignements du black-out ibérique.

La compréhension précise des causes du black-out ibérique constitue une exigence de sûreté pour l'ensemble du réseau européen interconnecté. Les résultats de l'analyse actuellement menée par ENTSO-e et attendus pour le premier trimestre 2026 devront permettre à RTE, gestionnaire du réseau métropolitain de transport, d'identifier les vulnérabilités, de renforcer les protocoles d'exploitation, et d'améliorer la résilience du système électrique français. L'Office invite donc RTE et le Gouvernement à tirer tous les enseignements du black-out ibérique et à en tenir compte dans la définition de la stratégie du gestionnaire de réseau et dans celle de la politique énergétique nationale.

5. Soutenir l'innovation pour la décarbonation de l'industrie et garantir un accès à une électricité compétitive, notamment via des contrats de long terme.

L'industrie française, fortement exposée à la concurrence internationale, doit pouvoir engager sa transition énergétique sans perte de compétitivité. Cela passe à la fois par un soutien public aux technologies bas-carbone et par la sécurisation d'un approvisionnement électrique stable et à un prix compétitif. L'Office invite donc le Gouvernement et EDF à élaborer un cadre contractuel général, au moins pour les filières électro-intensives, permettant de renforcer l'attractivité du territoire et de favoriser l'investissement industriel dans des procédés décarbonés.

6. Intégrer le potentiel des SMR et des AMR pour la production de chaleur dans la programmation énergétique et continuer à accompagner les plus prometteurs.

Les petits réacteurs modulaires et les réacteurs avancés présentent un potentiel significatif pour la fourniture de chaleur, notamment dans les filières difficiles à décarboner.

Pour consulter le rapport :

<https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/17/organes/delegations-comites-offices/opecst>

<https://www.senat.fr/opecst>

Compte X : [@OPECST](#)

Assemblée nationale - 126 rue de l'Université - 75355 Paris 07 SP – Tél : 01 40 63 26 81 – Mél : secretariat-opecst@assemblee-nationale.fr
Sénat - 15 rue de Vaugirard - 75291 Paris Cedex 06 – Tél : 01 42 34 27 20 – Mél : opecst-secretariat@senat.fr

Leur contribution à la satisfaction des besoins en chaleur est cependant mal évaluée. Même si les incertitudes sur l'aboutissement des projets et leurs perspectives de déploiement restent importantes, l'Office recommande au Gouvernement de prendre en compte dans la programmation énergétique le potentiel des SMR et des AMR pour la production de chaleur et, en parallèle, d'identifier et d'accompagner les projets les plus prometteurs, notamment en facilitant leur financement et en donnant une mission claire d'appui au CEA.

7. Garantir une autonomie stratégique dans la production et l'accès aux équipements critiques du système énergétique.

La transition énergétique accroît la dépendance à des équipements technologiques sensibles, par exemple aux onduleurs d'origine chinoise. Renforcer l'autonomie industrielle, nationale ou européenne, sur ces maillons critiques, y compris pour l'accès aux matières premières, est indispensable pour protéger le système énergétique des tensions géopolitiques, des ruptures de chaînes d'approvisionnement et des hausses de coûts. L'Office estime que le Gouvernement doit promouvoir, en lien avec les acteurs industriels la maîtrise, au niveau national comme européen, des approvisionnements critiques pour le système énergétique.

8. Incrire l'exploitation du parc nucléaire dans une perspective de long terme structurée par périodes de vingt années pour la définition de la politique énergétique.

La politique énergétique nationale et la filière nucléaire ont besoin d'inscrire l'évolution du parc actuel dans une perspective plus lointaine que celle du prochain réexamen décennal de sûreté. Ceci permettra en effet d'optimiser les investissements à répartir entre la prolongation du parc actuel et la mise en place d'autres moyens de production décarbonés et d'assurer une stabilité de production compatible avec les objectifs climatiques et industriels de la France. L'Office estime donc qu'EDF et le Gouvernement doivent présenter une stratégie d'exploitation et de prolongation du parc fondée sur une durée de vie des centrales structurée par tranches de vingt années, sans préjudice des compétences dévolues par la loi à l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

9. Prévoir un débat annuel au Parlement sur la politique énergétique.

La rapidité des évolutions géopolitiques et technologiques impose une réévaluation plus régulière des trajectoires énergétiques et de décarbonation. Un rendez-vous parlementaire annuel est la seule façon de garantir un réel contrôle démocratique de ce sujet stratégique et une meilleure cohérence entre le contexte général de la politique énergétique, les objectifs nationaux fixés par la programmation pluriannuelle énergétique et les instruments budgétaires, financiers et réglementaires mis en œuvre pour les atteindre.