

COMMISSION ÉNERGIE

RAPPORT ANNUEL

Les Dépendances

L'énergie française à l'heure de la
souveraineté



2025-2026



1ère édition

2025-2026



1ère édition

Remerciements

*“La **Commission énergie de Conversation Géo Eco** remercie chaleureusement Emmanuel Hache, Aurélie Orcibal et Arthur Daemers, ainsi que tous les professionnels et collègues interrogés tout au long de la rédaction du rapport pour leur confiance et leur temps.”*





HACHE EMMANUEL

IRIS X ECONOMIX
Directeur de recherche

Notre équipe



PENNÈS ZACHARY

PSIA SCIENCES PO PARIS
Président de Commission



PARIS SACLAY - IEP STGEL
Membre

DUPONT AMANDINE



BARFLEUR LÉA

ECPM STRASBOURG
Membre



ICAM - IFP SCHOOL
Membre

KOE MARVINE



TEMPELAERE OSTIANE

SCIENCES PO STRASBOURG
Membre

Contact :
zachary.pennes
@conversationg
eoeco.com



2025-2026



1ère édition

Table des matières

Introduction.....	2
I. Dépendances aux importations.....	11
A. Un mix énergétique traditionnel dépendant de matières premières fossiles importées	11
B. Vers un paysage énergétique décarboné	21
C. Vers de nouvelles dépendances physiques.....	26
II. Dépendances au Cadre Juridique de l'Union Européenne.....	33
A. Libéralisation énergétique française et régulation européenne : un compromis de souveraineté	33
B. Les enjeux contemporains de la régulation européenne	38
C. Les fonds européens comme instruments d'organisation des coopérations paneuropéennes	45
III. Dépendances des territoires français au système énergétique.....	53
A. La territorialisation de l'énergie en France hexagonale	53
B. La spécificité de la réalité énergétique des DROM	62
C. Les limites à la transition énergétique des DROM-COM.....	67
IV. Recommandations	74
Dépendance de la France aux importations de matières énergétiques.....	74
Dépendance de la France à l'Europe	76
Dépendance des territoires à l'organisation de l'État	77
Annexes.....	79
Glossaire.....	83

Introduction

« Reprendre le contrôle de notre destin énergétique, ce n'est pas seulement ne plus dépendre des importations d'énergies fossiles, c'est aussi maîtriser en France les savoir-faire indispensables et disposer des éléments critiques pour la production d'énergie nucléaire. C'est asseoir la souveraineté énergétique sur une souveraineté industrielle » a déclaré Emmanuel Macron en 2022 lorsqu'il détaille les orientations de la nouvelle politique énergétique de la France¹ dans le cadre du plan d'investissement France 2030².

Dans cette déclaration, le président souligne que la souveraineté énergétique ne se limite pas à la production d'énergie, mais implique aussi la **maîtrise des chaînes d'approvisionnement**, notamment dans le domaine nucléaire. Selon lui, la France doit contrôler les « éléments critiques » pour garantir son autonomie : il affirme ainsi que l'énergie doit redevenir un enjeu industriel et stratégique. Produire de l'électricité sur le sol national ne suffit pas si le pays dépend encore de l'étranger pour ses équipements, son combustible ou ses compétences techniques. Cette vision relie étroitement sécurité et souveraineté énergétique, mais également souveraineté industrielle, affirmant que l'une ne peut exister sans l'autre. Elle traduit une ambition de pouvoir, où la transition énergétique est un levier de sécurité, d'innovation et de reconquête industrielle.

Depuis quelques années, la souveraineté énergétique occupe une place croissante dans les débats à l'échelle mondiale. Cette dynamique se manifeste par l'adoption du plan REPowerEU³ en 2022 et du nouveau règlement du 26 janvier 2025, visant à interdire les importations de gaz russe par le Conseil de l'Union européenne. Elle s'illustre également par l'exploitation significative des hydrocarbures dits « non conventionnels⁴ » aux États-Unis, engagée dès le milieu des années 2000 et appuyée plus récemment par le décret *Unleashing American Energy*⁵ du 20 janvier 2025, ainsi que par l'intérêt stratégique porté à des territoires potentiellement riches en ressources, comme le Groenland ou le Vénézuéla. De son côté, la Chine a mis en place des stratégies d'électrification et de développement de technologies nationales bas-carbone afin de renforcer son indépendance vis-à-vis des hydrocarbures. Cette dynamique s'inscrit notamment dans le

¹ Emmanuel Macron. (2022). 'Reprendre en main notre destin énergétique !'. *Élysée*.

² [France 2030](#) est un plan d'investissement qui consiste à investir dans les technologies stratégiques pour assurer à long terme l'indépendance, la compétitivité et la stabilité énergétique de la France.

³ (2026). 'REPowerEU – phase out of Russian energy imports'. Commission européenne.

⁴ Gaz et pétrole de schiste.

⁵ (2025). 'Unleashing American Energy'. *Maison Blanche*.

cadre du plan « Made in China 2025 », lancé en 2015, dont l'objectif est de faire de la Chine une puissance industrielle et technologique de premier plan en réduisant sa dépendance aux importations étrangères dans des secteurs stratégiques tels que les énergies renouvelables (EnR), les batteries, les véhicules électriques et les réseaux électriques intelligents.

En France, la popularité croissante de ce concept s'explique principalement par la **prise de conscience** plus large provoquée par le conflit russo-ukrainien en 2022, qui a mis en lumière la forte dépendance énergétique de l'Europe et de la France au gaz russe⁶. Si la France produit principalement du nucléaire et des énergies renouvelables pour satisfaire sa demande électrique, sa consommation énergétique totale l'expose au marché européen et la réduction des livraisons russes a provoqué une forte hausse des prix de l'énergie. Ajouté à cela, les destructions des gazoducs Nord Stream 1 et 2 ont accentué les inquiétudes sur la sécurité des approvisionnements. Historiquement, les gazoducs européens transportent le gaz d'est en ouest. Ainsi, l'arrêt brutal d'approvisionnement en gaz russe, qui représentait près de 40 % de la consommation de l'Union européenne en 2021⁷, a placé la France et ses terminaux méthaniers de Dunkerque, Montoir-de-Bretagne, Fos-Tonkin et Fos-Cavaou comme porte d'entrée du gaz naturel liquéfié (GNL) en réponse au problème d'approvisionnement européen. Cette crise a ainsi souligné la nécessité de diversifier les sources d'énergie en développant le nucléaire et les EnR tout en réduisant la consommation à travers des politiques de sobriété et d'efficacité énergétique pour renforcer son indépendance.

Sous un autre angle, Cristian Timmermann et Eduardo Noboa⁸ invitent à lire l'émergence de la souveraineté énergétique dans les débats politiques comme **une offre politique sous forme d'un cadre fédérateur**. Puisque les questions d'autonomie et de sécurité relèvent de l'intérêt général, elles ont une capacité à unir des personnes aux intérêts et motivations très divers autour d'un même discours. Ainsi, ce concept se distingue par sa capacité à fédérer différents groupes autour d'un objectif commun, ce qui en fait un outil stratégique pour l'élaboration de politiques susceptibles de mobiliser un large soutien public et politique.

Leurs travaux soulignent également les fortes exigences de la souveraineté énergétique qui vont au-delà de la simple production d'énergie et de la

⁶ Grekou, C., Hache, E., Lantz, F., Massol, O., Mignon, V., Ragot, L. (2022). 'La dépendance de l'Europe au gaz russe : État des lieux et perspectives'. *Revue d'Economie Financière*, 147, pp. 227-242.

⁷ (2022). 'Réduire la dépendance de l'UE aux importations de combustibles fossiles'. *Commission européenne*.

⁸ Timmermann, C., Noboa E. (2022). 'Energy Sovereignty: A Values-Based Conceptual Analysis'. *Science and Engineering Ethics*.

souveraineté industrielle. Il s'agit d'assurer un accès universel à l'énergie, de renforcer l'autonomisation des individus et des communautés, de garantir la durabilité et la résilience des systèmes énergétiques, et de promouvoir la justice, la transparence et la participation démocratique. Ces exigences visent à **créer des systèmes décentralisés** qui permettent aux citoyens de contrôler leur énergie, tout en respectant l'environnement et en réduisant la dépendance aux acteurs externes, contribuant ainsi à une gouvernance énergétique plus équitable et durable. Le fait que la souveraineté énergétique repose sur cette accumulation d'objectifs ambitieux et variés la rend extrêmement difficile à réaliser concrètement. Ces exigences peuvent parfois entrer en tension les unes avec les autres. Par exemple, maximiser l'autosuffisance locale peut limiter l'efficacité économique ou la durabilité environnementale, et garantir un accès universel tout en respectant la justice de genre et la participation démocratique demande des ressources et une coordination considérable. Pour les auteurs, **cette convergence de valeurs idéales fait de la souveraineté énergétique un objectif presque utopique**, car peu de systèmes actuels peuvent simultanément satisfaire l'ensemble de ces critères de manière cohérente et durable.

C'est dans cette perspective qu'en 2020 Weinand et al., à travers l'analyse de 123 études académiques portant sur la modélisation des systèmes énergétiques décentralisés autonomes, mettent en évidence les limites de la conception de la souveraineté énergétique⁹. La majorité des travaux examinés **traitent cette souveraineté de manière implicite et essentiellement de manière technico-économique**, en se concentrant sur l'optimisation des coûts, des technologies et des performances énergétiques. Les dimensions politiques, sociales et institutionnelles, pourtant essentielles pour une définition complète de la souveraineté énergétique, incluant le pouvoir de décision, la gouvernance locale, les rapports de pouvoir et l'acceptabilité sociale, sont largement absentes des modèles étudiés. Les auteurs en concluent que, telle qu'elle est mobilisée dans la littérature actuelle, la souveraineté énergétique apparaît davantage comme un idéal théorique ou utopique que comme un concept opérationnel.

Pourtant, pour les pouvoirs publics, la souveraineté énergétique ne renvoie pas à un idéal irréaliste, mais à une **reformulation pragmatique de la notion de sécurité énergétique** dans un système mondialisé et interdépendant. Afin d'éviter toute confusion conceptuelle, il convient d'emblée de préciser que la sécurité énergétique constitue un cadre analytique large, défini, selon

⁹ Weinand, J. M., Scheller, F., & McKenna, R. (2020). 'Reviewing energy system modelling of decentralized energy autonomy'. *Working Paper Series in Production and Energy*, 41.

l'IRENA (2024), comme une approche multidimensionnelle fondée sur l'accès aux technologies, la protection des infrastructures, la cybersécurité, la sécurité humaine, la flexibilité des systèmes électriques à forte part d'énergies renouvelables, la gestion de la demande et les effets physiques du changement climatique¹⁰.

La sécurité d'approvisionnement en représente la déclinaison opérationnelle, directement mobilisable par l'action publique. C'est à partir de cette distinction que peut être comprise la manière dont les pouvoirs publics redéfinissent aujourd'hui la souveraineté énergétique, laquelle sera analysée dans la suite de cette contribution.

Comme le souligne Philippe Charlez (2024), l'indépendance énergétique au sens strict est aujourd'hui quasi inexistante pour la majorité des États européens¹¹. Cela conduit à déplacer le cœur de leur stratégie énergétique vers la capacité à sécuriser l'approvisionnement plutôt qu'à supprimer toute forme de dépendance. Cette approche s'inscrit dans une trajectoire historique. Alain Bertrand (1998)¹² montre que le modèle français est marqué dès la Première Guerre mondiale par la prise de conscience d'une faiblesse structurelle face aux approvisionnements en charbon et en pétrole. Puis, les crises successives, notamment la Deuxième Guerre mondiale et la crise de Suez en 1956 ont servi de catalyseurs. Face à une dépendance jugée 'insupportable', l'État a progressivement construit une politique marquée par un fort dirigisme étatique pour ne plus vivre sous la menace des volontés étrangères. Ce modèle s'est appuyé sur des structures de décision centralisées privilégiant des options stratégiques de long terme et des monopoles publics (EDF, GDF) plutôt que les seules opportunités du marché. Cette volonté de continuité, partagée par les gouvernements successifs, a abouti dans **le choix du nucléaire civil**, perçu dès les années 1970, au moment des chocs pétroliers, comme l'énergie capable de 'libérer' le pays de ses dépendances extérieures. Dans ce contexte, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) est créée en 1974 et **la sécurité énergétique est d'abord pensée à partir de la vulnérabilité des approvisionnements en hydrocarbures afin d'assurer un accès fiable, continu et à un coût raisonnable**¹³.

Initialement centré sur la disponibilité physique des ressources, la notion de sécurité énergétique s'est progressivement élargie pour intégrer des

¹⁰ IRENA. (2024). 'Geopolitics of the energy transition: Energy security'.

¹¹ Charlez, Philippe. (2024). 'Indépendance, Sécurité ou Souveraineté Énergétique : Trois Concepts Différents Qui Peuvent Se Rejoindre'. *Institut Sapiens*.

¹² Beltran, Alain. (1998). 'La politique énergétique de la France au XX^e siècle : une construction historique'. *Annales des Mines - Réalités industrielles*.

¹³ AIE. (2025). 'Energy Security - Reliable, Affordable Access to All Fuels and Energy Sources'.

dimensions géopolitiques, économiques et infrastructurelles. Pour Benjamin K. Sovacool et Ishani Mukherjee (2011), elle doit être appréhendée comme un « bien public » car elle est le prérequis de toutes les autres marchandises et activités¹⁴. Pour eux, la sécurité énergétique est un phénomène synergique où les réserves, la diversification, la stabilité des prix, l'équité sociale et le développement technologique forment un tout indissociable.

Toutefois, cette multidimensionnalité n'est pas sans risque conceptuel. Tout comme Cristian Timmermann et Eduardo Noboa¹⁵ pour le concept de la souveraineté énergétique, Christian Winzer (2012) constate que, bien que la sécurité énergétique soit un pilier des politiques, notamment au sein de l'UE, elle demeure un concept 'flou' ou 'glissant' pour lequel il n'existe aucune interprétation commune¹⁶. En l'absence de définition claire, le terme est souvent devenu **un terme parapluie invoqué pour justifier des politiques diverses sans fondement économique rigoureux**. Pour Winzer (2012), il est impératif de distinguer les sources de risques (techniques, humaines ou naturelles) de la mesure de leurs impacts. Afin d'éviter les chevauchements avec l'efficacité économique ou la durabilité environnementale, il propose de restreindre le concept à la « continuité de l'approvisionnement énergétique » relative à la demande. Cette clarification permet de se concentrer sur la capacité du système à absorber les chocs rapides plutôt que sur des raretés constantes.

La sécurité d'approvisionnement constitue désormais le pivot de l'action publique. Claudie Boiteau (2023) rappelle que le droit français en donne une définition précise à travers la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), qui la conçoit comme la capacité du système énergétique à satisfaire, de façon continue et à un coût raisonnable, la demande prévisible du marché¹⁷. Cette définition, similaire à celle donnée par l'AIE, traduit **une logique de gestion des risques plutôt qu'une quête d'indépendance absolue**. La dépendance devient dès lors problématique non pas en raison de l'importation elle-même, mais **lorsqu'elle réduit la marge de manœuvre de l'État** face à un fournisseur dominant, à des itinéraires d'acheminement contraints ou à une forte instabilité des prix. Dès lors, la souveraineté énergétique peut être appréhendée comme une capacité d'action débloquée par la maîtrise des conditions d'approvisionnement et l'autonomie de la décision publique, permettant à l'État d'orienter librement

¹⁴ Sovacool, Benjamin K., and Ishani Mukherjee. (2011). 'Conceptualizing and Measuring Energy Security: A Synthesized Approach'. *Energy*, vol. 36, no. 8.

¹⁵ *Op. Cit.* : 8.

¹⁶ Winzer, Christian. (2012). 'Conceptualizing Energy Security'. *Energy Policy*, vol. 46, pp. 36–48.

¹⁷ Boiteau, Claudie. (2023). 'La Souveraineté Énergétique : Le Retour de L'État ?'. *Dauphine-PSL Paris*.

son mix énergétique ainsi que sa trajectoire industrielle et climatique de long terme.

Enfin, cette redéfinition de la souveraineté énergétique s'inscrit dans une approche multiscalaire articulant l'échelon national et l'échelon européen. Claudie Boiteau montre que la souveraineté ne s'exerce plus en vase clos, mais dans une **logique de responsabilité partagée entre les États membres et l'UE**. À l'échelle européenne, la sécurité énergétique repose sur la solidarité, l'interconnexion des réseaux et le bon fonctionnement du marché intérieur. À l'échelle nationale, les États conservent la liberté de déterminer leur mix énergétique et les conditions d'exploitation de leurs ressources. La souveraineté énergétique contemporaine se comprend ainsi comme une « **indépendance dans l'interdépendance** », où **la capacité de choix nationale est rendue possible par la sécurité collective**, marquant le retour de l'État comme acteur stratégique central de la politique énergétique.

Si la souveraineté énergétique, telle que redéfinie par les pouvoirs publics, vise moins l'autosuffisance que la maîtrise des conditions de dépendance (autonomie stratégique), encore faut-il apprécier empiriquement dans quelle mesure la France dispose aujourd'hui de cette capacité. L'examen du paysage énergétique français permet ainsi d'évaluer les marges de souveraineté disponibles au sein d'un système énergétique profondément interdépendant. Afin d'évaluer concrètement sa dépendance énergétique, la France s'appuie sur son **mix énergétique**, défini par le Ministère de la Transition écologique comme l'utilisation de plusieurs sources d'énergie comme le nucléaire, le pétrole, les énergies renouvelables dont les proportions évoluent d'une année à l'autre afin de répondre aux besoins en électricité, en chaleur, dans les transports et dans l'industrie¹⁸. Les choix opérés par l'ensemble des parties prenantes pour la définir ne sont pas uniquement techniques et économiques : ils ont également une **dimension politique**, car ils influencent directement la dépendance vis-à-vis des importations, de la compétitivité économique et de l'empreinte carbone du territoire.

C'est précisément pour analyser le mix énergétique français que l'on s'appuie sur le **bilan énergétique annuel**¹⁹, qui offre une vision globale des flux d'énergie et retrace les échanges extérieurs, la production, la transformation, la consommation finale et les prix de l'énergie, montrant

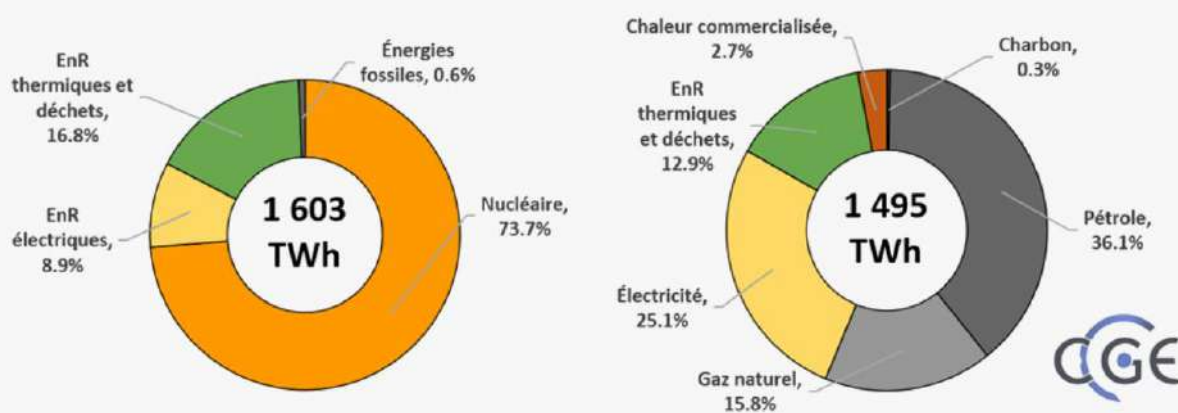
¹⁸ (2023). 'La transition énergétique en France'. *Ministères de la Transition Écologique, de l'Aménagement du Territoire, des Transports, et de la Ville et du Logement*.

¹⁹ (2025). 'Statistique publique de l'énergie, des transports, du logement et de l'environnement'. *République Française*.

qu'en l'état actuel des choses, la souveraineté et la sécurité énergétique de la France ne sont pas entièrement assurées (graphie 1 et 2). En 2024, la production primaire d'énergie de la France, c'est-à-dire sa production domestique, s'élève à **1 603 TWh**. Avec une consommation finale d'énergie de **1 495 TWh**, le mix énergétique français reste dominé par les hydrocarbures, le pétrole représente **36,1 %** de la consommation finale, le gaz naturel **15,8 %**, soit **52 % cumulés**.

GRAPHIQUE 1 ET 2

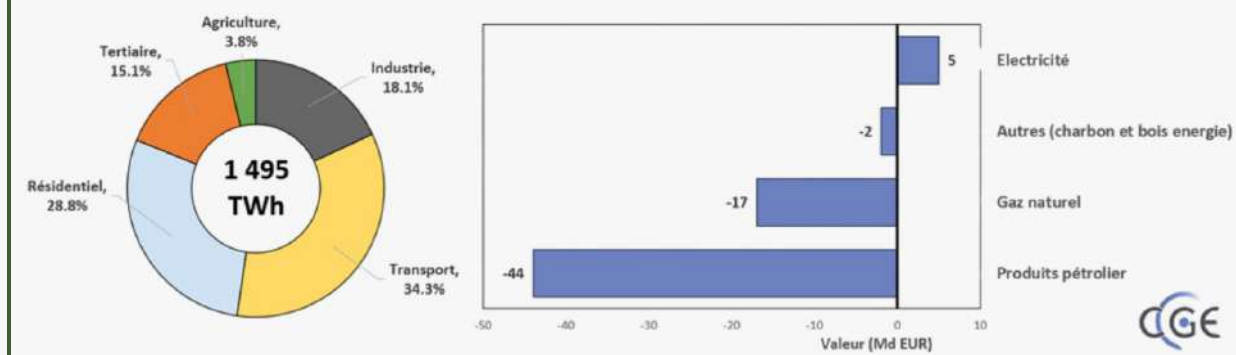
Production primaire d'énergie de la France en 2025 (gauche) ; Consommation finale à usage énergétique par énergie de la France en 2025 (droite)²⁰.



Les principaux pôles de consommation énergétique en France sont le transport, le résidentiel, l'industriel, le tertiaire et l'agriculture (graphique 3). Quant à la facture énergétique de cette consommation totale, elle s'élève à **57,8 Md€** en 2024. Bien que les énergies fossiles restent le principal poste de dépense à hauteur de **61,2 Md€**, les exportations d'électricité atteignant 5,2 Md€ ont permis de compenser et expliquer que la facture énergétique soit inférieure au coût du pétrole et du gaz (graphique 4).

²⁰ Ibid. : 19.

Consommation finale énergétique par secteur en 2025 (gauche) ; Facture énergétique de la France en 2024 (droite)²¹.



L'évolution de la facture énergétique sur l'économie française s'est améliorée (-21 % comparé à 2023), notamment grâce à la vente d'électricité, mais reste toutefois fragile et rappelle l'importance d'accélérer la transition énergétique, afin de réduire durablement cette facture, cette dépendance aux importations et renforcer la souveraineté énergétique du pays. Historiquement, une transition énergétique renvoie "au passage d'une ressource énergétique dominante, ou d'un ensemble de ressources, à une autre, en passant de sources d'énergie à faible efficacité vers des sources à plus haute efficacité"²². La phase actuelle de la transition énergétique est, quant à elle, marquée par un passage des énergies carbonées, principalement le charbon et le pétrole, vers des ressources énergétiques à plus faible teneur en carbone telles que le gaz, l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité. Elle implique ainsi une **transformation technologique, mais aussi des systèmes de production, de consommation et de gouvernance de l'énergie**.

La stratégie nationale de transition énergétique s'est principalement définie par de nombreux objectifs définis par l'Accord de Paris²³ de la COP21, le Green Deal²⁴ et le paquet législatif "Fit for 55"²⁵ à l'échelle européenne ou encore de la loi Énergie-Climat²⁶, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)²⁷

²¹ Ibid : 19.

²² Yang, Yu, et al. (2024). 'Energy Transition: Connotations, Mechanisms and Effects'. *Energy Strategy Reviews*, vol. 52.

²³ (2015). 'Accords de Paris'. *Nations Unies*.

²⁴ COM(2019) 640. *Commission européenne*.

²⁵ COM(2021) 550. *Commission européenne*.

²⁶ LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. *République française*.

²⁷ (2025). 'Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)'. *Ministères de la Transition Écologique, de l'Aménagement du Territoire, des Transports, et de la Ville et du Logement*.

et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)²⁸ au niveau national.

Ainsi, compte tenu du mix énergétique français, de la place croissante accordée à la souveraineté énergétique dans le débat public, des tensions géopolitiques persistantes et des objectifs de transition écologique, il convient de s'interroger sur **la manière dont la France s'inscrit aujourd'hui dans un régime mondial d'interdépendances énergétiques, et les opportunités qui s'offrent à elle dans la recomposition du système énergétique mondial.**

Notre étude se déploie selon une lecture géographique multiscalaire, structurée autour de trois niveaux d'analyse complémentaires. Cette démarche permet de passer progressivement de l'échelle la plus large à la plus fine, afin de saisir les dépendances énergétiques françaises dans toute leur complexité. Elle renouvelle la lecture stratégique en montrant que la souveraineté énergétique ne se joue pas uniquement à l'échelle de l'État, mais dans un système multi-niveaux où s'articulent contraintes supranationales et fragilités territoriales. Ainsi dans un premier temps, nous analyserons les dépendances énergétiques de la France à l'échelle globale. Dans un second temps, nous examinerons ses dépendances au sein même de l'Union européenne, avant de conclure par l'étude des dépendances des territoires d'outre-mer vis-à-vis de l'organisation politique métropolitaine. Enfin, nous proposerons une série de recommandations de politique publique visant à renforcer l'autonomie et la résilience énergétique de la France face aux enjeux internationaux actuels.

²⁸ (2026). Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE)¹. Ministères de la Transition Écologique, de l'Aménagement du Territoire, des Transports, et de la Ville et du Logement.

I. Dépendances aux importations

L'examen du mix énergétique français révèle un contraste saisissant : si la France produit la quasi-totalité de son électricité grâce à son parc nucléaire et aux énergies renouvelables, elle demeure structurellement dépendante des marchés extérieurs pour ses besoins en énergies fossiles. En 2024, malgré une électricité décarbonée et nationale, le pays importe encore 57 % de son énergie finale. Cette dépendance, loin de se limiter au pétrole et au gaz, s'étend jusqu'aux rouages de la filière nucléaire elle-même. Cette vulnérabilité soulève des enjeux de souveraineté que la transition énergétique, paradoxalement, ne résout pas toujours : **en cherchant à s'affranchir des combustibles fossiles, la France s'expose à de nouvelles formes de dépendance**. Nous analyserons d'abord la dépendance aux importations de pétrole, de gaz et d'uranium, avant d'examiner la stratégie de transition énergétique française et les nouvelles dépendances qu'elle entraîne.

A. Un mix énergétique traditionnel dépendant de matières premières fossiles importées

1. Les hydrocarbures (Pétrole & gaz naturel)

a. Mesure quantitative de la dépendance : volumes, mix et origine des importations

Malgré une part significative de l'électricité dans la consommation finale d'énergie, 26 %, majoritairement d'origine nucléaire, les hydrocarbures continuent de dominer le mix énergétique français. Ils représentent encore près de **57 % de la consommation finale**, couvrant des usages que l'électrification n'a pas encore conquis tels que le transport, industrie lourde etc. Concrètement, la France consomme chaque année environ **65 millions de tonnes**²⁹ de produits pétroliers, soit l'équivalent d'**1,5 million de barils par jour**, et **361 TWh de gaz naturel**³⁰ (environ 34 milliards de mètres cubes), répartis entre les différents secteurs économiques (graphique 5). Ces volumes en font le **2^e consommateur de pétrole en Europe**, juste derrière l'Allemagne, et le **14^e au niveau mondial**³¹. Or, cette consommation repose sur une dépendance quasi totale aux importations car la production

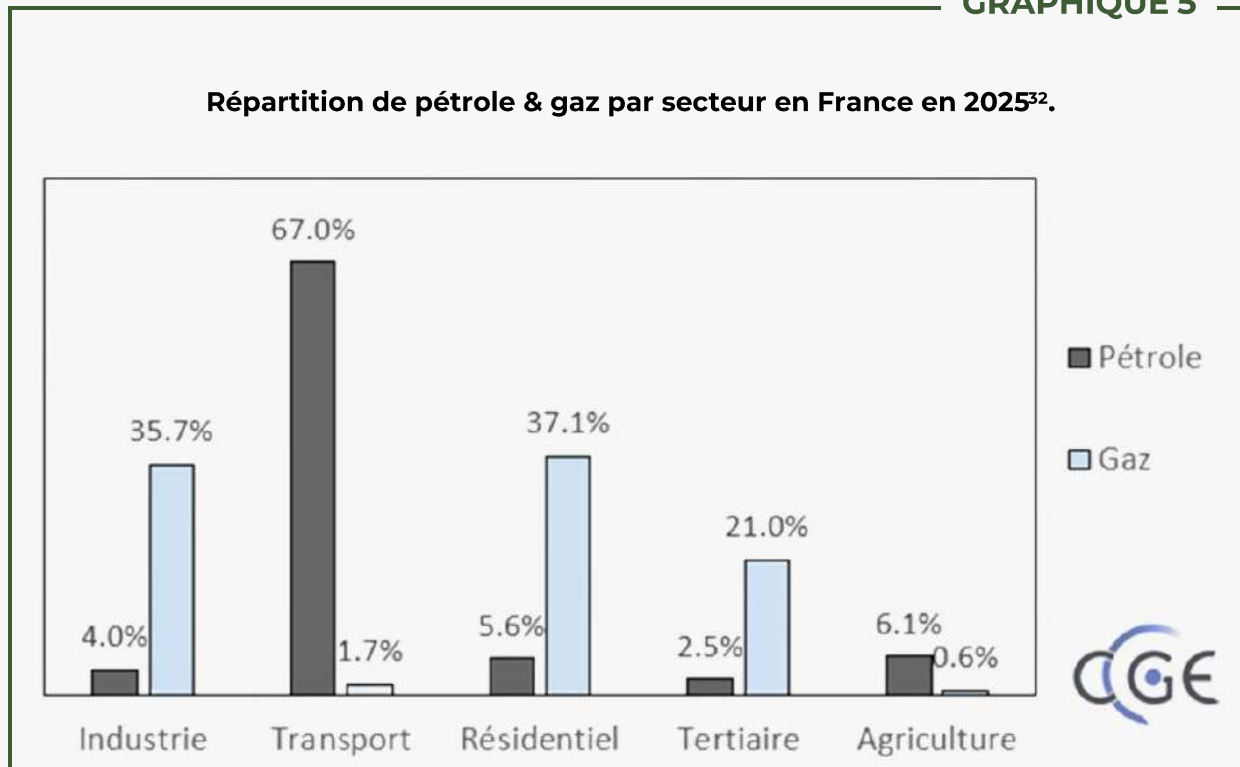
²⁹ (2025). 'Consommation de produits pétroliers'. Insee.

³⁰ (2024). 'Bilan gaz 2024'. NaTran.

³¹ (2024). 'Consommation de pétrole par pays'. Worldometer.

naionale de pétrole est anecdotique, à peine **5,1 millions de barils par an**, soit ce que la France importe en **moins de 5 jours**. Sa production ne couvre qu'une partie infime de ses besoins ; par conséquent, elle l'achète auprès d'acteurs tiers.

GRAPHIQUE 5



Comme le montre le graphique, l'approvisionnement en pétrole brut de la France provient d'origines diverses (graphique 6). L'Afrique et l'Amérique du Nord constituent les deux premiers blocs fournisseurs, représentant à eux seuls les deux tiers des importations. Les autres volumes proviennent d'Europe orientale et d'Asie centrale, du Moyen-Orient et de la Mer du Nord. De plus, la France diversifie ses approvisionnements de manière qu'aucun fournisseur ne dépasse les **25 % de ses importations**. Cette dispersion géographique atténue la dépendance, mais ne l'élimine pas complètement.

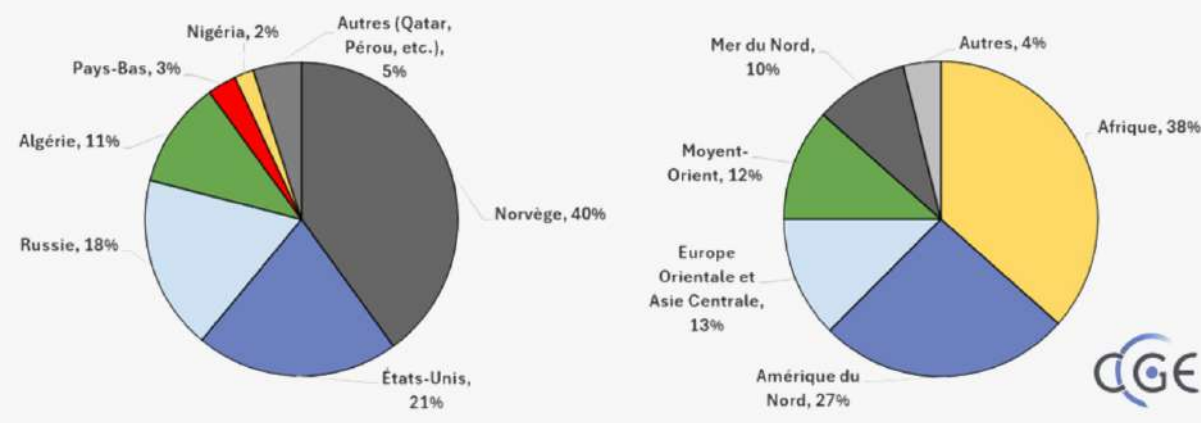
Le profil du gaz naturel est très différent (graphique 7). Les fournisseurs sont peu nombreux et les volumes très concentrés : quatre pays, la Norvège, les États-Unis, la Russie et l'Algérie couvrent à eux seuls près de 90 % des besoins français. Cette concentration rend la France bien plus vulnérable sur le gaz que sur le pétrole, notamment en cas de perturbation chez l'un de ces fournisseurs. D'autre part, une fraction résiduelle des importations correspond à des achats effectués sur les marchés internationaux, où

³² Op. Cit. : 19.

l'origine précise des molécules n'est pas pleinement traçable sur le marché mondial.

GRAPHIQUE 6 ET 7

Fournisseurs de gaz naturel (gauche) et de pétrole brut (droite) de la France en 2024³³.



b. Vulnérabilités liées aux origines des hydrocarbures

L'Afrique

La **Libye**, avec ses 48 milliards de barils de réserves prouvées, les plus importantes d'Afrique, représente **7,5 %** des importations pétrolières françaises. Mais depuis la guerre civile de février à octobre 2011, le pays n'a jamais recouvré sa stabilité politique et institutionnelle, exposant durablement ses partenaires à un risque d'approvisionnement majeur. Ce conflit a d'ailleurs constitué un choc sans précédent : la production s'est effondrée de 1,6 million à moins de 0,5 million de barils/jour (M b/j), le cours du baril de Brent se situait autour de 100 \$/baril. Avec l'escalade du conflit entre février et avril 2011, le Brent a régulièrement dépassé 110 \$ et a frôlé jusqu'à environ 125 \$ au pic des combats (février-avril 2011). En France, la répercussion a été immédiate : le SP95 passe de 1,35 €/L en 2010 à 1,50 €/L en moyenne annuelle 2011 et le gazole de 1,15 à 1,33 €/L. Des niveaux records qui ont durablement pesé sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des industries dépendantes du pétrole. Cette envolée illustre la sensibilité des cours à une interruption de production, même lorsqu'elle concerne environ 2 % de l'offre globale.

L'Algérie, deuxième fournisseur de pétrole de la France avec 9,4 % de ses importations, présente un profil de risque distinct. Son système militaro-civil³⁴ rend la prise de décision complexe : un contrat soutenu par une partie

³³ Op. Cit. : 19.

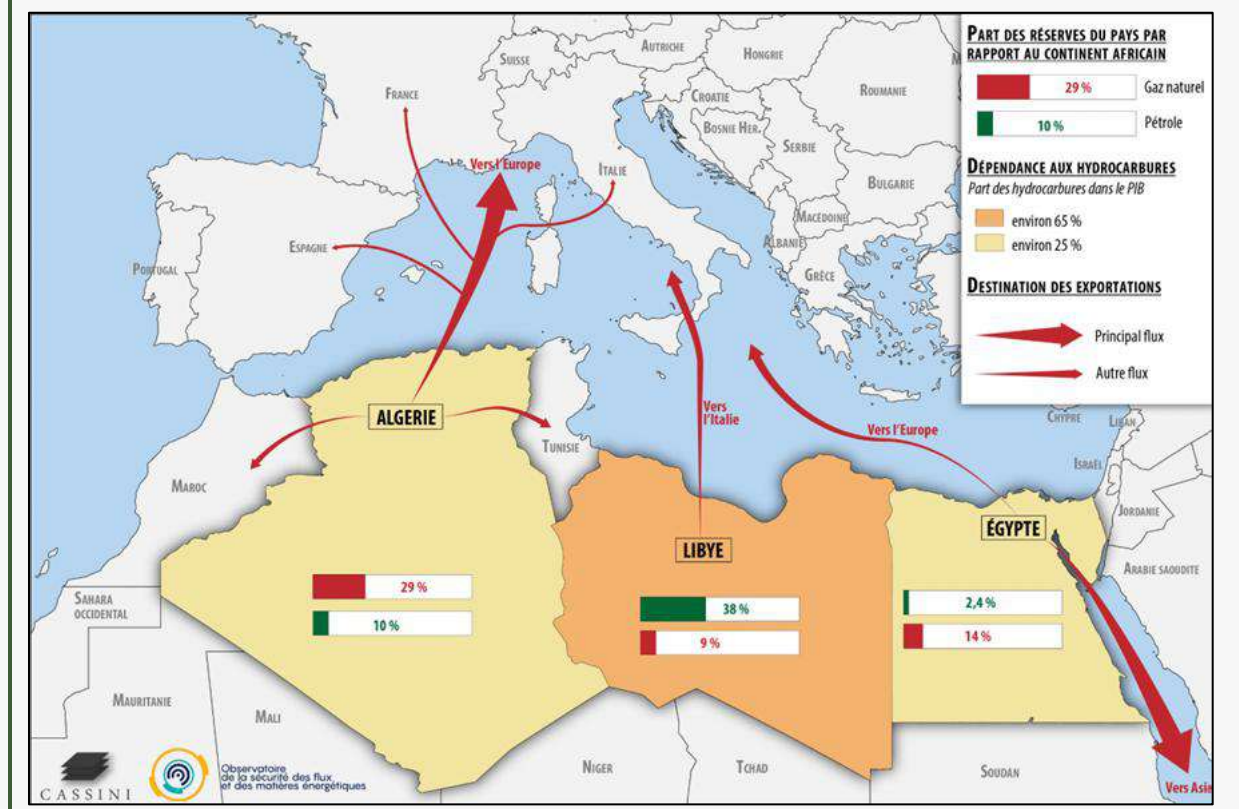
³⁴ Aliik, Anis. (2025). 'Le pouvoir algérien : un logiciel militaro-civil'. *Revue des deux mondes*.

du gouvernement civil ou militaire peut être gelé du jour au lendemain si celle-ci perd de l'influence. Cette instabilité institutionnelle est aggravée par une dépendance quasi-totale aux hydrocarbures, qui financent la paix sociale via un système massif de subventions.

Toute baisse durable des cours des hydrocarbures érode ses marges budgétaires et fait monter le risque de contestation populaire comme l'a illustré le Hirak³⁵, le grand mouvement de protestation qui a ébranlé le pays en 2019. À ce risque s'ajoute une menace de rupture physique due au sous-investissement chronique dans les infrastructures. La vétusté des équipements accroît le risque de rupture immédiate d'approvisionnement, mettant directement en péril la sécurité énergétique de Paris. Enfin, Alger utilise de plus en plus ses hydrocarbures comme une arme diplomatique, privilégiant ses positions idéologiques (notamment sur le Sahara occidental) à la stabilité de ses contrats. Le précédent de 2022 contre l'Espagne reste le signal le plus alarmant, après le soutien de Madrid au plan d'autonomie marocain, Alger n'a pas hésité à suspendre son traité d'amitié³⁶, à menacer de rompre les contrats gaziers et à imposer des hausses de prix punitives. Cette stratégie démontre que, malgré sa dépendance vitale aux revenus des hydrocarbures, le régime est prêt à bouleverser les équilibres financiers pour marquer ses lignes rouges diplomatiques. Cette logique frappe désormais la France car avec l'exclusion du blé français en octobre 2024 au profit du blé de Russie confirme ce basculement, illustrant que le gaz et le pétrole pourraient devenir les prochains leviers de pression.

³⁵ (2020). 'Hirak en Algérie. L'invention d'un soulèvement'. *Institut du Monde Arabe*.

³⁶ (2020). 'Suspension par Alger d'un traité avec Madrid : L'UE menace'. *La Quotidienne*.

Flux d'exportation des hydrocarbures d'Afrique du Nord vers l'Europe³⁷.

Le Golfe de Guinée s'impose comme un pôle majeur de l'approvisionnement pétrolier français, alors qu'un risque important plane sur la région : la piraterie. Cette menace permanente impose à la France une sécurisation militaire coûteuse de ses routes maritimes, intégrant de facto un coût de sécurité invisible dans le prix de l'énergie. Le **Nigeria** avec 11,9 % et l'**Angola** ses 5,2 % constituent les principaux fournisseurs. Le Nigeria présente une vulnérabilité structurelle liée au *bunkering* (vol à l'échelle industrielle) et aux sabotages dans le delta du Niger, ce qui rend les volumes de livraison imprévisibles malgré les contrats signés. L'Angola, bien que sortie de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) pour accroître sa liberté de production, fait face à un déclin de ses gisements faute d'investissements. Son économie hyper dépendante et le poids de la Chine, son principal créancier, font peser un risque de réorientation des flux vers l'Asie au détriment des acheteurs européens.

³⁷ IRIS. (2021). 'Les enjeux énergétiques en Afrique du Nord'.

L'Amérique du nord

Le retour de Donald Trump à la Maison-Blanche, porté par la stratégie d'**energy dominance**, inscrite dans la doctrine plus large *America First*, marque la volonté des États-Unis de transformer leur autonomie énergétique en levier de puissance sur les marchés mondiaux³⁸. Concrètement le pétrole et le gaz ne sont plus de simples marchandises, mais des leviers de négociation. L'administration Trump a ainsi transformé la dépendance européenne au GNL américain en levier de pression commerciale, conditionnant l'allègement des droits de douane à l'achat de 750 milliards de dollars de produits énergétiques américains sur trois ans et à investir 600 autres milliards sur le sol américain³⁹ entre 2026 et 2028⁴⁰. Pour la France, cela se traduit concrètement par la part des États-Unis dans ses importations gazières, passée de quasi nulle en 2021 à 21 % en 2024. De plus, la crise du Groenland de 2026 a constitué le signal d'alarme le plus brutal, en revendiquant agressivement les ressources stratégiques de ce territoire danois, Washington a démontré sa disposition à bafouer la souveraineté européenne pour défendre ses intérêts. Une prise de conscience que le commissaire européen à l'Énergie Dan Jorgensen a résumée en disant : **'L'UE a commis l'erreur de « remplacer une dépendance par une autre⁴¹ »**, troquant le joug russe contre une tutelle américaine

L'Europe orientale

L'approvisionnement en Europe orientale (12,9 %) subit une fragilité logistique où le pétrole devient **otage des infrastructures de transit russes**. Le Kazakhstan, qui assure 11,5 % des importations, dépend de l'oléoduc CPC⁴² (Caspian Pipeline Consortium) vers Novorossiysk, offrant à Moscou un levier de pression pour interrompre les flux à sa guise. Les itinéraires alternatifs du « Middle Corridor » restent quant à eux insuffisants, ce qui expose la sécurité énergétique française à un risque de blocus réel. Parallèlement, le maintien des importations de GNL russe via Novatek fait peser une épée de Damoclès sur la France, une rupture unilatérale provoquerait une envolée des prix et menacerait la compétitivité industrielle ainsi que le pouvoir d'achat.

³⁸ Geoffron, Patrice. (2026). 'Les failles de la stratégie américaine de « domination énergétique »'. *La Revue de l'Énergie*.

³⁹ Blot, Xavier. (2025). 'Que penser de l'accord de Turnberry entre l'UE et les États-Unis ?'. *Connaissance des Énergies*.

⁴⁰ D'Herbemont, Vincent, Roche, Candice, Malbec, Louis-Marie, Hache, Emmanuel. (2025). 'Green Deal, American Rules: The hidden costs of the U.S.-EU Energy Trade Deal of July 2025'. *SSRN*. <https://ssrn.com/abstract=6430182> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.6430182>

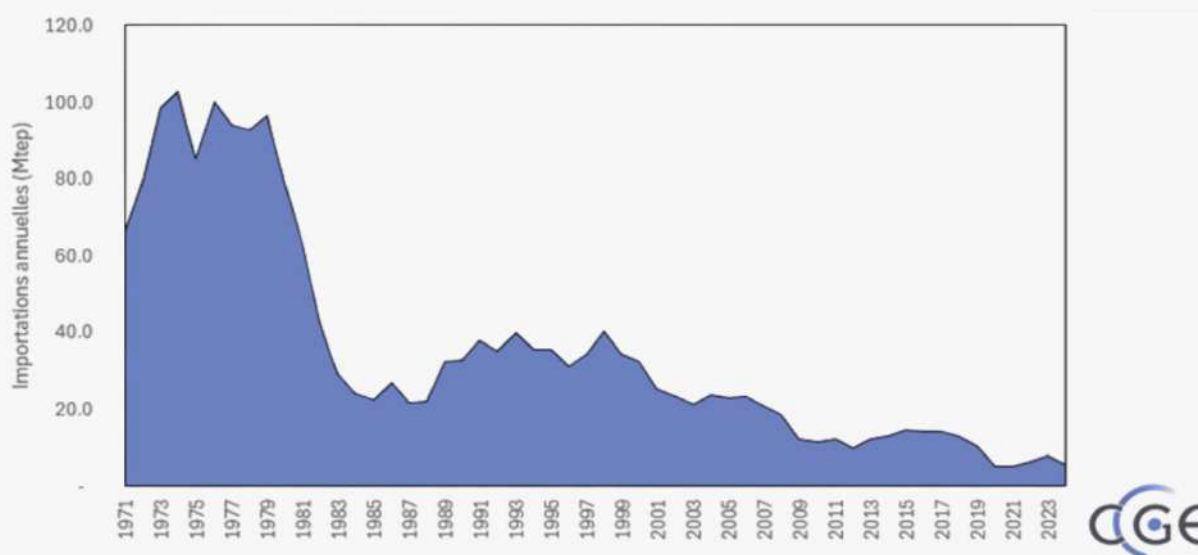
⁴¹ (2026). 'GNL américain : l'UE s'inquiète du « risque de remplacer une dépendance par une autre »'. *Connaissance des Énergies* et *AFP*.

⁴² (2025). 'Oléoduc frappé en Russie : quel impact sur le pétrole en provenance du Kazakhstan ?'. *Connaissance des Énergies* et *AFP*.

Le Moyen-Orient

La situation énergétique au Moyen-Orient en mars 2026 illustre de manière saisissante comment une crise régionale peut menacer l'ensemble de l'économie mondiale, y compris des pays qui, comme la France, pensaient s'en être largement affranchis. Depuis les chocs pétroliers, la France a en effet drastiquement réduit ses importations du Moyen-Orient pour passer de 60 % (66,4 TWh) en 1971 pour 11,9 % (5,4 TWh) en 2024 (graphique 7). Pour le gaz, seul le Qatar fournit du GNL à l'Hexagone, représentant moins de 1 % de ses importations en 2024. On pourrait donc conclure, à tort, que la France est à l'abri de ce conflit.

GRAPHIQUE 8 : Evolution des importations pétrolières de la France du moyen orient⁴³.



Du côté du pétrole, les marchés sont sous tension mais n'ont pas surréagi, car des marges de sécurité existent. La plupart des pays disposent de stocks suffisants pour tenir 90 jours. En outre, les industriels comme Saudi Aramco, par exemple, maintiennent des réserves logistiques bien remplies partout dans le monde, y compris en Asie. En cas de tensions prolongées, les pays consommateurs membres de l'AIE pourraient par ailleurs mobiliser leurs réserves stratégiques de manière coordonnée pour stabiliser le marché et contenir la hausse des prix. C'est au-delà de trois à quatre semaines de blocage que la situation commencerait véritablement à se dégrader. Pour le gaz naturel en revanche, le choc est déjà là. Les exportations qataries représentent **20 % du commerce international de GNL**. Toute perturbation de ces exportations a des répercussions immédiates et pouvant durer plusieurs mois sur l'approvisionnement mondial de gaz. La contrainte est

⁴³ Op. Cit. : 19.

avant tout logistique : là où la flotte pétrolière mondiale compte plusieurs milliers de navires, les méthaniers transportant du GNL ne se comptent qu'en quelques centaines. Les marges de manœuvre sont donc bien plus étroites. Et contrairement à l'Arabie saoudite ou aux Émirats, qui disposent d'oléoducs de contournement, le Qatar n'a aucune alternative au détroit d'Ormuz pour évacuer son gaz, ce qui l'a contraint à arrêter sa gigantesque usine de liquéfaction. Pour la France et l'Europe, le risque est celui de l'interconnexion des marchés mondiaux : privées de leurs approvisionnements habituels, les grandes puissances asiatiques (Chine, Japon, Inde, Corée du Sud) qui dépendent du Moyen-Orient pour 40 à 80 % de leurs besoins en énergie, se retourneront vers les mêmes fournisseurs alternatifs que les Européens, faisant mécaniquement monter les prix. Ce contexte est d'autant plus préoccupant que les stocks européens de gaz en sortie d'hiver affichent des niveaux bas, rendant la campagne de remplissage printanière un véritable défi.

La Mer du Nord

La Mer du Nord représente un pilier stratégique pour la sécurité énergétique de la France. Bien que les gisements britanniques, danois et hollandais baissent, la Norvège demeure le premier fournisseur de gaz de la France. Elle offre le profil géopolitique le plus rassurant des fournisseurs : **démocratie stable, membre de l'OTAN, institutions solides** et d'une économie non dépendante de la rente énergétique. Le risque de rupture d'approvisionnement est quasi inexistant, mais des vulnérabilités subsistent. D'abord, la vulnérabilité des infrastructures sous-marines. Le sabotage de Nord Stream en 2022 conduit Oslo à renforcer d'urgence la surveillance de ses pipelines. Ensuite, en juillet 2022, une grève offshore du syndicat Lederne a conduit à la fermeture de plusieurs champs de la mer du Nord dès le premier jour. En cas d'escalade, l'association norvégienne du pétrole et du gaz estimait qu'environ 13 % des exportations de gaz auraient pu être bloquées à court terme, et jusqu'à 57 % sur le long terme⁴⁴. Le gouvernement norvégien a dû intervenir en urgence pour imposer un arbitrage obligatoire, illustrant la vulnérabilité sociale de l'approvisionnement gazier européen. Enfin, à horizon 2030-2040, la Norvège s'est engagée à réduire progressivement sa production d'hydrocarbures pour des raisons climatiques. Cela ne crée pas de risque immédiat, mais soulève une question de disponibilité future.

⁴⁴ (2022). 'Une grève pourrait forcer la Norvège à devoir réduire sa production de gaz de 60 % dès samedi'. *Libre ECO*.

Ces fragilités géopolitiques et géographiques ne sont toutefois qu'une facette du problème : la dépendance de la France aux hydrocarbures importés s'enracine aussi, et peut-être plus profondément, dans la structure même de son économie

La dépendance structurelle : secteurs, technologies et usages

L'analyse des vulnérabilités de la France montre concrètement comment la question de la souveraineté énergétique est cruciale et loin d'être sous son contrôle. Cependant, on pourrait penser à tort que la solution pour être autonome serait de passer d'un fournisseur instable à un plus fiable. Une telle vision est erronée car, au-delà des volumes d'importations, la dépendance énergétique de l'Hexagone s'ancre dans une logique plus structurelle que dans l'instabilité d'un partenaire. Pour le comprendre, il faut se demander à quoi servent réellement ces importations. Le Service des données et études statistiques (SDES) montre que la consommation finale d'énergie se répartit en cinq grands secteurs (*voir graphique 2*), dont les transports et le résidentiel concentrent à eux seuls **63 % de la consommation finale** et sont précisément les plus dépendants des hydrocarbures. Cette répartition révèle que la dépendance n'est pas uniforme, mais profondément liée par des besoins sectoriels. Elle est en réalité **verrouillée par la technologie**. En effet, d'après le Ministère de la Transition Écologique, le parc automobile électrique ne représente qu'environ **2 % du parc total français**. De facto, 98 % des véhicules restent thermiques, et les infrastructures routières, logistiques et de raffinage sont intégralement conçues pour les carburants fossiles. Ainsi, quel que soit le fournisseur d'hydrocarbures, la France demeurera structurellement dépendante du pétrole pour assurer le déplacement des biens et des personnes. Il en va de même pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire, ainsi que pour les procédés industriels qui requièrent le gaz naturel pour fonctionner. Les risques géopolitiques d'approvisionnement d'hydrocarbures ne sont donc qu'une facette du problème car la France est **technologiquement captive** de cette ressource, indépendamment de son origine.

En somme, l'essence de la dépendance énergétique de la France n'est pas tant liée à l'origine de ses hydrocarbures qu'à la manière dont son modèle économique et social s'est construit sur les hydrocarbures.

2. L'uranium

Le nucléaire est perçu comme un levier majeur de l'indépendance énergétique française par la place qu'il occupe dans le mix énergétique national, mais il est également dépendant d'importations de matières premières. Si les mécanismes de sécurisation de l'approvisionnement sont fortement développés dans le nucléaire français, certaines dépendances aux marchés mondiaux pourraient peser sur l'approvisionnement de son parc électrique sur le long terme.

a. Une chaîne d'approvisionnement souveraine

EDF Groupe est l'opérateur unique des centrales nucléaires en France avec un portefeuille de 57 réacteurs nucléaires sur 18 sites. Afin d'assurer l'amont du cycle du combustible de ses centrales, le groupe repose sur des contrats d'approvisionnement de long terme couvrant l'extraction de l'uranium au Kazakhstan, en Namibie, au Niger et en Australie, sa conversion et son enrichissement auprès de contractants diversifiés comme Orano, CamECO, Converdyn ou Urenco^{45; 46}. Le combustible est enfin assemblé soit par Framatome - filiale d'EDF - soit par l'américain Westinghouse. Concernant l'aval du cycle, Orano traite les combustibles usés sur le territoire français, tandis que l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) s'occupe du stockage à long terme des déchets radioactifs ultimes.

Actuellement, dans la mesure où la France est souveraine du cycle du combustible de l'amont à l'aval, et dispose de stocks d'uranium aux différentes étapes de l'aval, son exposition aux chocs d'approvisionnement est faible. D'autant plus que le recyclage du combustible nucléaire sous forme de mélange d'oxydes (MOX) permet de réduire la demande de matière première de 10 % tandis que le retraitement de l'uranium pourrait permettre d'atteindre 25 % d'économies cumulées⁴⁷. Ainsi, la remise en question du contrôle des filiales nigériennes d'Orano depuis le coup d'État de 2023, poussant le groupe à compléter son approvisionnement minier en Ouzbékistan et en Mongolie, ne constitue pas une mise en danger de l'approvisionnement français^{48; 49}.

⁴⁵ (2026). 'D'où vient l'uranium naturel importé en France'. *Connaissance des Énergies*.

⁴⁶ EDF. (2024). 'Document d'enregistrement universel 2024'.

⁴⁷ Carré, Franck. (2025). 'The Nuclear Fuel Cycle'. Introduction to nuclear energy, Sciences Po Public School of International Affairs.

⁴⁸ Orano. (2026). 'Résultats 2025 au-dessus de l'attendu. Perspectives 2026 solides'.

⁴⁹ ESA. (2024). 'Euratom Supply Agency Annual Report 2024'.

b. Renaissance nucléaire et tensions de marché

Si le combustible ne contribue pas plus de 20 % au coût actualisé de l'électricité nucléaire - contre 70 % à 90 % pour le charbon et le gaz - la disponibilité de l'uranium pourrait affecter la capacité de la France à s'approvisionner à un prix abordable dans la durée⁵⁰. L'uranium naturel pourrait effectivement faire face à un appauvrissement des stocks disponibles du fait de la croissance nucléaire mondiale et de la rétention des stocks par des acteurs financiers⁵¹.

La *World Nuclear Association* projette le doublement voire le triplement de la demande mondiale d'uranium entre 2025 et 2040, tandis que l'AIE projette un doublement de la puissance installée entre 2025 et 2050 dans son scénario STEPS^{52; 53}. Cette hausse de la demande est majoritairement liée à la construction rapide de centrales nucléaires en Chine, à la relance des filières de pays comme le Japon ou la France et à l'émergence de nouveaux marchés intéressés par une production électrique abondante, stable, compétitive et décarbonée.

Dans ce contexte, le marché de l'uranium pourrait se resserrer, impliquant une hausse des coûts et une volatilité accrue. C'est cette volatilité qui attire les acteurs financiers, susceptibles de retenir des stocks physiques pour alimenter les variations de prix et maximiser leurs gains. **Il est donc d'intérêt pour le secteur nucléaire français de poursuivre sa politique de signature de contrats de long-terme, de diversification des importations et de recyclage du combustible.**

B. Vers un paysage énergétique décarboné

La souveraineté énergétique de la France repose sur la stabilité géopolitique de ses fournisseurs ainsi que sur un modèle socio-économique structuré autour des énergies fossiles. Afin d'atténuer sa dépendance aux importations d'hydrocarbures et de limiter ses émissions de gaz à effet de serre (GES), la France s'est donnée pour mission de s'affranchir progressivement du pétrole et du gaz au profit de l'électrification des usages, la sobriété et l'efficacité énergétique. Pour y arriver, elle s'est dotée d'un « phare stratégique », une loi-cadre reposant sur de solides fondations réglementaires.

⁵⁰ IRIS. (2025). 'L'approvisionnement en uranium naturel : enjeu de la relance nucléaire.

⁵¹ *Ibid* : 50.

⁵² WNA. (2025). 'World Nuclear Fuel Report: Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2025-2040'.

⁵³ AIE. (2025). 'The Path to a New Era for Nuclear Energy'.

1. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)

La pionnière dans cette approche réglementaire est la **Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)**, adoptée le 17 août 2015, qui constitue le texte fondateur et qui redéfinit la politique énergétique contemporaine de la France. Elle marque un tournant stratégique dans l'organisation du système énergétique national en proposant une approche intégrée conciliant lutte contre le dérèglement climatique, le renforcement de l'indépendance énergétique, tout en garantissant un accès à l'énergie à des coûts compétitifs⁵⁴. Elle plante le décor, le cadre juridique et légal pour encadrer les efforts qui sont mis en place pour sortir de la « Fossilomanie » et l'atteinte de l'objectif de la COP 21.

La LTECV fixe initialement des objectifs structurants visant à orienter la trajectoire climatique du pays qui prévoient notamment une réduction des émissions de gaz à effet de serre de **40 % d'ici 2030** par rapport à 1990, avec une division par quatre des émissions à l'horizon 2050. Elle fixe également une trajectoire de baisse de la consommation énergétique finale, avec un objectif de **- 50 % en 2050** par rapport au niveau de 2012, ainsi qu'une réduction de **30 % de la consommation d'énergies fossiles d'ici 2030**. Parallèlement, la loi vise à accroître la part des énergies renouvelables (EnR) dans la consommation finale d'énergie pour atteindre **32 % en 2030**, ce qui contribue à diversifier le mix énergétique et à renforcer l'indépendance énergétique du pays. Toutefois, l'évolution du cadre international et européen a conduit à un renforcement de ces ambitions. L'adoption de **l'Accord de Paris en 2015**, ainsi que la mise en œuvre du **Pacte Vert européen**, ont conduit l'Union européenne et ses États membres à rehausser leurs objectifs climatiques. Dans ce contexte, la France vise désormais une **réduction de 55 % des émissions de GES à l'horizon 2030**.

Parallèlement, la loi prévoit une transformation progressive du modèle énergétique national. Elle fixe le cap de la **réduction de 50 % de la consommation énergétique finale d'ici 2050**, tout en accélérant la sortie des énergies fossiles. Cette orientation se traduit par plusieurs mesures structurantes, comme **l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon en France** et **l'interdiction progressive de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur le territoire national**.

⁵⁴ (2022). 'Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TEPCV)'. *Ministères de la Transition Écologique, de l'Aménagement du Territoire, des Transports, et de la Ville et du Logement*.

2. La gouvernance de la transition : le rôle central de la SNBC et de la PPE

Au-delà de la définition d'objectifs climatiques, la LTECV met en place une architecture de gouvernance permettant de piloter la transition énergétique sur le long terme. Elle introduit notamment deux instruments structurants qui constituent aujourd'hui les piliers de la politique énergétique française.

Le premier pilier est la **Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)** qui constitue la feuille de route climatique de la France, donne des orientations pour mettre en œuvre dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de GES, c'est-à-dire passer de 521 mégatonnes de CO₂ jusqu'à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, tout en fixant des objectifs à court et moyen termes : les budgets carbone⁵⁵.

La SNBC fait l'objet d'une révision complète tous les 5 ans qui permet notamment l'adaptation du scénario de référence aux évolutions, notamment des connaissances techniques, économiques, sociales et géopolitiques.

Le second instrument est la **Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**. Contrairement à la SNBC, qui se concentre principalement sur les émissions de gaz à effet de serre, la PPE porte sur le pilotage concret du mix énergétique français. Elle définit les trajectoires de production et de consommation d'énergie sur deux périodes successives de cinq ans. La PPE ³⁵⁶ fixe plusieurs priorités :

- **Garantir la souveraineté de la France**, en assurant la disponibilité des ressources énergétiques nécessaires à son économie et ses ménages ;
- **Rendre l'énergie accessible**, pour ses concitoyens et ses entreprises, à des prix maîtrisés, compétitifs et abordables ;
- **Décarboner le mix énergétique**, pour lutter contre le changement climatique ; **permettre l'accès à des mobilités bas carbone**, pour les voyageurs et les marchandises, sur l'ensemble du territoire.

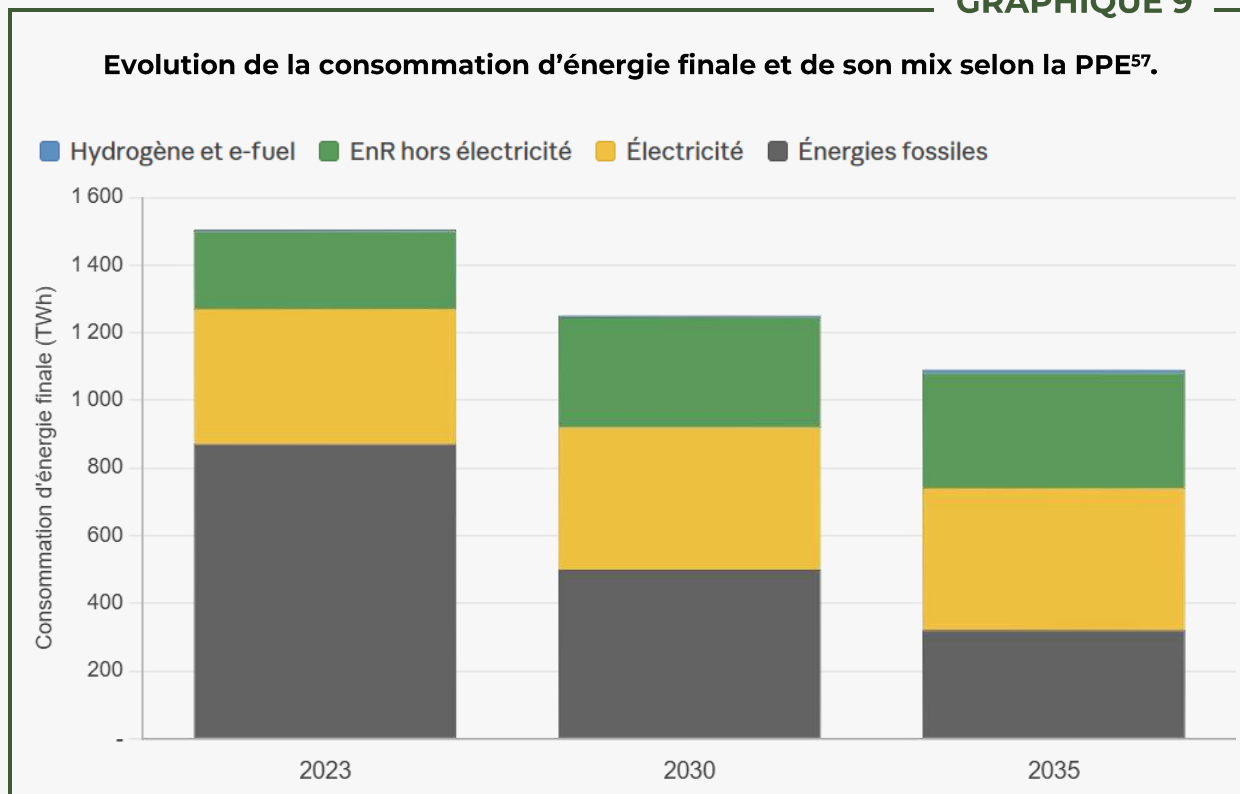
Pour atteindre ces objectifs, la PPE 3 répond à ces enjeux à travers deux piliers : la **réduction de la dépendance aux énergies fossiles** et **l'investissement pour mieux consommer l'énergie**. Le premier pilier

⁵⁵ Op. Cit. : 27.

⁵⁶ Op. Cit. : 28.

consiste à accroître les capacités du parc nucléaire, développer les énergies renouvelables, et réduire la consommation d'énergies fossiles importées. Le second pilier repose sur l'accélération de l'électrification des usages, ciblant prioritairement l'industrie, la mobilité et la production de chaleur. Cette dynamique s'accompagne d'un renforcement de la sobriété et de l'efficacité énergétique, visant une transformation sociale et technique profonde pour baisser la consommation d'énergie.

GRAPHIQUE 9



3. L'efficacité énergétique et la transformation du secteur du bâtiment

Le secteur du bâtiment (**Résidentiel 30 %** et **Tertiaire 15 %**) constitue l'un des principaux leviers de réduction de la consommation énergétique en France. Il représente la première source de consommation d'énergie finale et une part significative des émissions de gaz à effet de serre. La LTECV place donc la **rénovation énergétique du parc immobilier** au cœur de sa stratégie. L'un des objectifs majeurs de la loi est la réalisation d'environ **500 000 rénovations énergétiques par an**. Cette ambition vise à améliorer la performance énergétique des logements et à réduire durablement leurs besoins énergétiques. Cette dynamique a été renforcée par la **loi Climat et**

⁵⁷ Gouvernement français. (2026). 'PPE 3 : programmation pluriannuelle de l'énergie'.

Résilience de 2021, qui introduit une obligation progressive de sortie des logements les plus énergivores du marché locatif. Les logements classés **G**, puis **F et E** selon le diagnostic de performance énergétique (DPE) sont progressivement interdits à la location, afin d'inciter les propriétaires à engager des travaux de rénovation.

Par ailleurs, la transition énergétique soulève des enjeux sociaux importants. La lutte contre la précarité énergétique, qui touche plusieurs millions de ménages en France, constitue donc un objectif central des politiques publiques. Des dispositifs d'aide financière, tels que **MaPrimeRénov'**, ont ainsi été renforcés afin de faciliter l'accès des ménages aux travaux de rénovation énergétique.

4. La territorialisation de la transition énergétique

L'un des apports majeurs de la LTECV réside dans la territorialisation de la politique énergétique. La transition énergétique n'est plus envisagée uniquement comme une politique nationale pilotée par l'État, mais également comme une dynamique impliquant fortement les collectivités territoriales. Dans cette perspective, la loi rend obligatoire l'élaboration des **Plans Climat-Air-Énergie Territoriaux (PCAET)** pour les intercommunalités de plus de 20 000 habitants. Ces plans constituent des outils de planification locale permettant d'adapter les objectifs nationaux aux spécificités des territoires. Par ailleurs, la création du label **Territoires à énergie positive pour la croissance verte** (TEPCV) a permis de soutenir financièrement de nombreux projets locaux visant à améliorer l'efficacité énergétique ou à développer les énergies renouvelables. Ces projets peuvent concerner par exemple le déploiement de bornes de recharge pour véhicules électriques, la mise en place de réseaux de chaleur alimentés par la biomasse, ou encore la modernisation de l'éclairage public.

Si la LTECV demeure la **fondation législative** des objectifs climatiques de l'État, c'est aujourd'hui la **Stratégie Française Énergie-Climat (SFEC)** qui définit aujourd'hui les objectifs de transition. Elle en découle directement tout en l'actualisant pour répondre aux nouvelles ambitions.

En outre, l'augmentation des EnR dans le mix énergétique français ne se fait pas sans embûches. En effet, pour qu'elles voient le jour, il est nécessaire d'utiliser des matériaux critiques. L'acquisition de ces ressources fait ainsi émerger de nouveaux risques pour la souveraineté française ; des défis stratégiques qui méritent désormais une évaluation approfondie.

C. Vers de nouvelles dépendances physiques

La France et l'Union européenne (UE) misent ainsi sur plusieurs leviers pour réduire leurs dépendances aux importations de matières énergétiques : la sobriété, l'efficacité et la décarbonation. La décarbonation de la demande énergétique française, permise par **l'électrification** de la consommation et la **décarbonation de la production électrique**, implique cependant l'émergence de **nouvelles dépendances technologiques et minérales**⁵⁸.

Si les conséquences directes d'un choc de prix sur les matériaux critiques sont moindres comparées aux conséquences d'un choc pétrolier⁵⁹, le recours croissant aux éoliennes, aux panneaux photovoltaïques, aux pompes à chaleur et aux batteries lithium-ion entraîne la dépendance à des chaînes de valeur globales complexes dont la France et l'UE ne sont pas maîtresses. Selon l'AIE, les chaînes de valeur de chacune de ces technologies dépendront d'au moins un maillon concentré à plus de 75 % dans un seul pays entre 2025 et 2030⁶⁰.

La filière des batteries lithium-ion est un exemple particulièrement pertinent de ces nouvelles dépendances. D'abord, la filière des batteries, alimentant l'électrification du transport, serait le premier vecteur d'électrification dans l'UE à horizon 2030⁶¹. Ensuite, cette industrie est d'importance stratégique pour la France et l'UE dont les économies reposent en partie sur des groupes automobiles comme Stellantis ou Renault. Enfin, la technologie des batteries repose sur des chaînes de valeur mondialisées complexes affectées par une incertitude technologique forte.

Au vu des filières dominantes, six matériaux critiques⁶² sont identifiés : **le lithium, le nickel, le manganèse, le cobalt, le phosphore et le graphite**. Concernant l'incertitude des filières, plusieurs chimies de batteries entrent en concurrence, principalement les chimies Lithium-Fer-Phosphate (LFP) et Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC). Cette incertitude limite les politiques, investissements et stratégies de long terme⁶³.

À l'heure où les chaînes de valeur sont instrumentalisées à des fins géopolitiques⁶⁴, retraçons la chaîne d'approvisionnement des batteries

⁵⁸ Hache, Emmanuel et Louvet, Benjamin. (2023). 'Métaux, le nouvel or noir : Demain la pénurie ?'. *Éditions du Rocher*.

⁵⁹ Concorde, Adrien, Ho, Phuong et Knittel, Christopher R. (2026). 'The Differential Impacts of Critical Mineral Prices and Oil Prices on the Economy'. *National Bureau of Economic Research*.

⁶⁰ AIE. (2026). 'Energy Technology Perspectives 2026 webinar'.

⁶¹ AIE. (2026). 'Electricity 2026'.

⁶² Matériaux stratégiques dont l'approvisionnement est jugé critique par l'Union européenne dans le cadre du Critical Raw Materials Act de 2024.

⁶³ IRENA. (2024). 'Batteries for electric vehicles'.

⁶⁴ IFRI. (2026). 'Placing the EU on a Warfare Footing'.

avant d'analyser la difficulté pour la France et l'UE d'atténuer leurs dépendances.

1. Batteries lithium-ion : une chaîne de valeur globale complexe

La chaîne de valeur des batteries lithium-ion peut être divisée en quatre grandes étapes : **l'extraction des matières premières, leur raffinage, la transformation des produits raffinés en composants de batteries et l'assemblage des batteries**. Chacune de ces étapes correspond à une concentration géographique particulière dont dépendent la France et l'UE pour leur approvisionnement.

La géographie de l'extraction des matériaux critiques nécessaires à la production de batteries est fortement conditionnée par la géologie de chaque État. De ce fait, l'extraction du lithium est particulièrement concentrée en Australie et au Chili, celle du nickel en Indonésie, le manganèse provient majoritairement d'Afrique du Sud et du Gabon, le cobalt de République Démocratique du Congo (RDC), tandis que l'extraction de phosphore est dominée par la Chine (Carte 1). Contrairement aux autres matériaux, le graphite peut être synthétisé à partir de coke de charbon : 75 % du graphite est d'origine synthétique en 2024⁶⁵. L'extraction du graphite naturel et la production de graphite synthétique – favorisé dans les usages batteries – sont toutes deux concentrées en Chine.

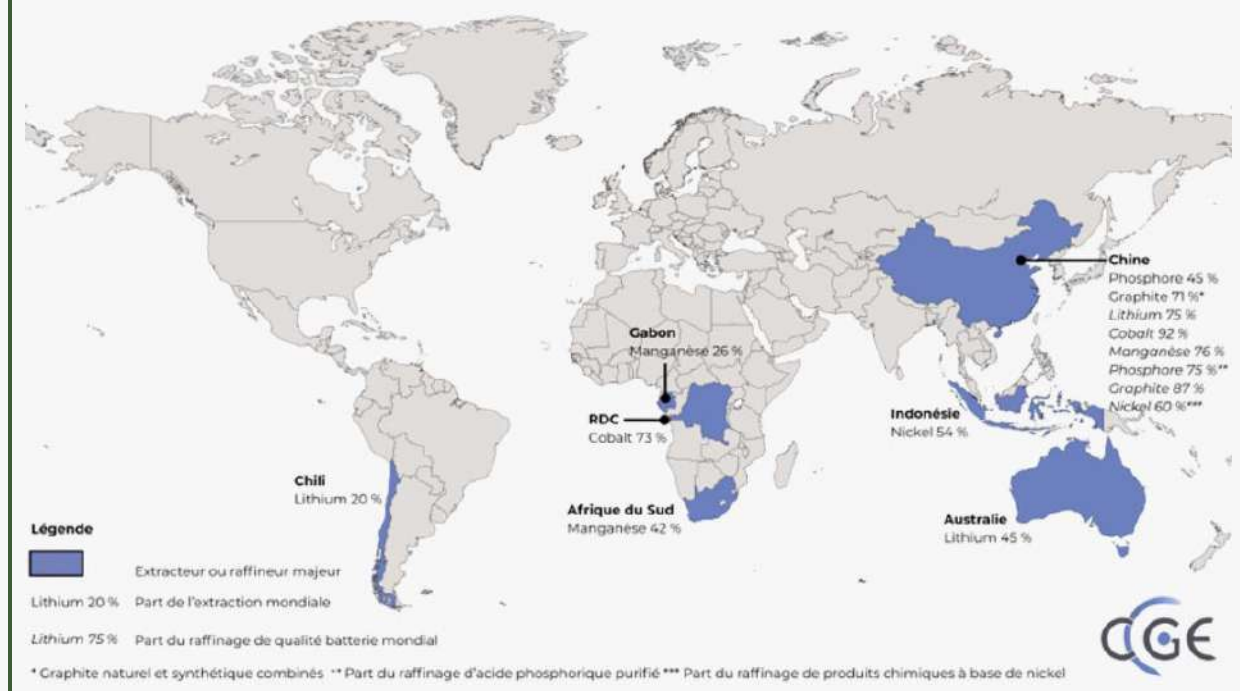
Pour être utilisés dans les batteries, ces matériaux doivent atteindre des niveaux de pureté élevés et répondre à des caractéristiques techniques précises. Les faibles marges dégagées par les raffineries entraînent une compétitivité accrue entre acteurs, ce qui conditionne principalement la géographie du raffinage des métaux au savoir-faire industriel, aux économies d'échelle et au prix de l'énergie⁶⁶. Le raffinage de qualité batterie des six matériaux étudiés est largement concentré en Chine (Carte 2). Cette concentration géographique relève du développement d'une stratégie chinoise d'approvisionnement en matériaux stratégiques dès le début des années 1980 et de l'internationalisation rapide des entreprises chinoises dans les années 2000⁶⁷.

⁶⁵ AIE. (2025). 'Global Critical Minerals Outlook 2025'.

⁶⁶ Malbec, Louis-Marie et Marie, Alice. (2025). 'Chaîne de valeur des métaux de la mobilité électrique', *Réalités Industrielles*.

⁶⁷ Capliez, R., Grekou, C., Hache, E., Mignon, V. (2025), 'Électrification des transports : les batteries lithium-ion au cœur d'enjeux géopolitiques majeurs', *La Revue de l'Énergie*, n°676.

Géographie des principaux extracteurs et raffineurs de matériaux critiques contenus dans les batteries lithium-ion⁶⁸.



La concentration géographique de la chaîne d'approvisionnement des batteries lithium-ion croît à nouveau lors de la fabrication des composants de batteries : au total, **la Chine concentre 70 % de la production des composants de batteries**⁶⁹. Le graphite raffiné est employé dans la production d'anodes, tandis que le lithium, le phosphore, le nickel, le manganèse et le cobalt raffinés sont dédiés à la production de précurseurs de cathodes et de cathodes de chimie LFP et NMC⁷⁰. Les composants de batteries comprennent également les électrolytes, les séparateurs et les collecteurs. Les capacités de **production des composants de batteries sont à ce jour limitées dans l'UE** dont les projets de production de précurseurs de cathodes et de cathodes restent embryonnaires⁷¹.

L'assemblage des batteries est enfin mené dans des *gigafactories* approvisionnées en composants. Deux chimies de batteries y sont principalement assemblées : les batteries NMC et les batteries LFP. Historiquement, la Chimie NMC, plus dense énergétiquement, domine le marché. Les gains d'efficacité de la chimie LFP, moins chère et plus sûre, lui permettent cependant de gagner du terrain⁷². En 2023, la chimie LFP

⁶⁸ Composition des auteurs à partir de données USGS, IEA, BRGM et JRC.

⁶⁹ Kergaravat, Olga. (2025). 'État des lieux du recyclage des métaux stratégiques et projets industriels français', *Réalités Industrielles*.

⁷⁰ Op. Cit. : 66.

⁷¹ Op. Cit. : 66.

⁷² AIE. (2025). 'Global EV Outlook 2025'.

représente un peu moins de 50 % du marché mondial contre un peu plus de 30 % pour les chimies NMC⁷³. **La Chine** est stratégiquement positionnée dans le scénario d'une domination croissante des marchés par la chimie LFP dans la mesure où elle **produit 98 % des cathodes LFP dans le monde en 2024**⁷⁴. En 2023, un peu plus de **la moitié des batteries utilisées dans l'UE sont assemblées sur son territoire**, tandis que 87 % de ses importations de batteries sont originaires de Chine⁷⁵.

2. Une atténuation complexe des dépendances

Conscientes de leurs dépendances, la France et l'UE mettent en place des stratégies d'atténuation. Cette volonté est historiquement visible à l'échelle européenne avec le *Triennial Criticality Assessment* de 2011⁷⁶, le *European Innovation Partnership on Raw Materials* de 2012⁷⁷, le Règlement européen sur les batteries de 2023⁷⁸, ainsi que le *Critical Raw Materials Act* et le *Net Zero Industry Act* de 2024⁷⁹. La France s'inscrit aussi dans cette lignée avec le Plan France 2030⁸⁰ et la Loi Industrie Verte de 2023⁸¹.

Ces textes visent à actionner plusieurs leviers afin de réduire la dépendance de la France et de l'UE aux chaînes d'approvisionnement des technologies de la transition : **l'identification des matériaux stratégiques et l'analyse des dépendances, la relance de l'industrie minière, l'augmentation des capacités de raffinage, le développement d'usines de fabrication de produits intermédiaires et le développement de capacités d'assemblage de produits finis**. L'*Industrial Accelerator Act*, proposé par la Commission européenne le 4 mars 2026, s'inscrit dans la continuité des objectifs de l'UE en intégrant des mécanismes de contrôle des investissements dans les secteurs stratégiques pour les investissements d'une valeur supérieure à 100 millions d'euros lorsque la part d'un acteur étranger dépasse 40 %⁸².

Ces leviers d'action se heurtent néanmoins à la réalité du marché mondial. En l'état des annonces concernant la chaîne d'approvisionnement des batteries à la mi-2025, la France ne peut prétendre à l'autosuffisance que pour son approvisionnement en lithium, et pour l'assemblage final de batteries de chimie NMC et d'automobiles à horizon 2030 (graphique 9). **De**

⁷³ Op. Cit. : 63.

⁷⁴ Op. Cit. : 65.

⁷⁵ Ministère de l'Économie. (2024). 'Deployment of electromobility: how to develop the European battery supply?'.
⁷⁶ COM(2011) 25. *Commission européenne*.

⁷⁷ Commission européenne. (2012). 'Innovation partnership to overcome Europe's raw materials shortages'.
⁷⁸ Règlement (UE) 2023/1542.

⁷⁹ (2020). 'Critical raw materials'. *Commission européenne*.

⁸⁰ Gouvernement français. (2025). 'France 2030 : Innover pour une France résiliente et souveraine'.

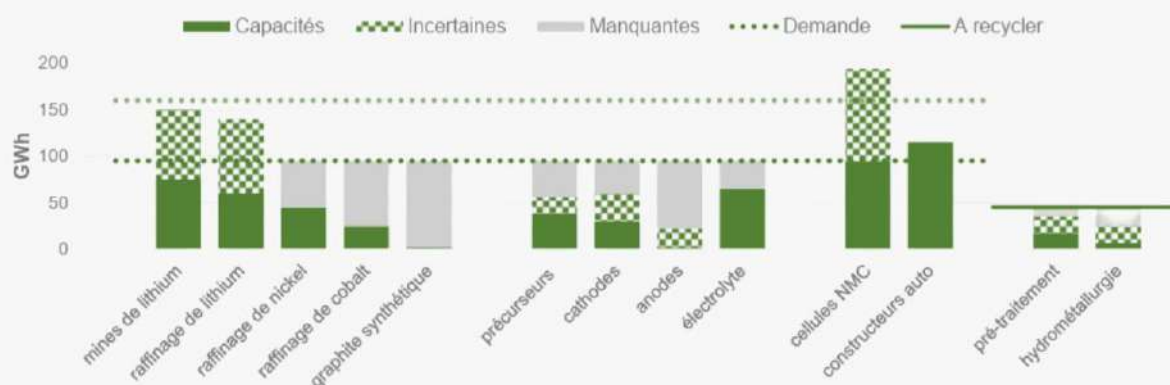
⁸¹ LOI n° 2023-973 du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte. *République française*.

⁸² COM(2026) 100. *Commission européenne*.

nombreuses failles restent à combler sur le plan de l'extraction minière, du raffinage et de la production de composants de batteries.

GRAPHIQUE 10

Capacités françaises à chaque étape de la chaîne de valeur des batteries à horizon 2030 en l'état des annonces mi-2025⁸³.



Sur le volet de l'approvisionnement en métaux critiques, l'UE et la France dépendent respectivement à 70 % et 100 % d'acteurs étrangers⁸⁴. Le lithium représente l'une des filières les plus prometteuses, mais même les scénarios d'extraction minière les plus ambitieux projettent que la France ne serait capable d'extraire que les trois quarts de la consommation nationale en 2030⁸⁵. D'autant plus que la réalisation des projets est conditionnée par la capacité des acteurs miniers à surmonter l'opposition environnementale et sociale qu'ils rencontrent, sous peine de voir leurs projets retardés ou annulés⁸⁶. Enfin, **il est crucial d'identifier et de combler les manques de nos chaînes d'approvisionnement** : si la France devient autosuffisante sur sa filière du lithium mais qu'elle ne peut assembler les cathodes sur son territoire et que son approvisionnement en nickel, manganèse, cobalt, graphite et phosphore n'est pas souverain, sa vulnérabilité à des ruptures d'approvisionnement reste inchangée.

Une **alternative à l'extraction minière est le recyclage** des batteries. Son potentiel est toutefois **limité par la disponibilité de matériaux** en fin de vie et **l'incertitude relative aux chimies de batteries** dominantes. La durée de vie moyenne des batteries est de 15 ans, alors que le rythme de déploiement de véhicules électriques sur les parcs européens et français ne devrait approcher de son pic qu'autour de 2035 avec l'entrée en vigueur de

⁸³ Op. Cit. : 66.

⁸⁴ Critiques de l'Industrie. (2025). 'Approvisionnement en Métaux Critiques'.

⁸⁵ Gallezot, Benjamin. (2025). 'La politique française en matière de minerais et métaux stratégiques'.

⁸⁶ Eerola, T., Komnitsas, K. (2025). 'Insights on Public Acceptance of Major European Lithium Mine Projects'. *Mining, Metallurgy & Exploration*, 42.

l'obligation pour les constructeurs automobiles de réduire de 90 % les émissions CO₂ de leurs ventes par rapport aux niveaux de 2021⁸⁷. La filière du recyclage n'atteindra donc son plein potentiel qu'après 2050⁸⁸.

Aussi, les recycleurs européens font face à la **compétitivité des marchés asiatique et américain**, qui captent des quantités croissantes de *black-mass*⁸⁹ par leur capacité de raffinage supérieures⁹⁰. Si l'UE catégorise la *black-mass* de déchets dangereux afin d'accroître le recyclage sur son propre sol en empêchant les exportations vers la Chine⁹¹, d'autres pays comme la Corée du Sud pourraient accentuer leurs importations⁹². De surcroît, la rentabilité du recyclage dépend du prix des métaux contenus dans les batteries : le recyclage de batteries NMC est plus rentable que le recyclage de batteries LFP⁹³. La croissance des parts de marché de la chimie LFP en Europe, passée de 3 % en 2022 à 10 % en 2024⁹⁴, génère une incertitude qui limite les investissements de long-terme.

Contrairement à la compétitivité des mines, conditionnée en priorité par la qualité des gisements, la compétitivité des étapes de raffinage, de transformation et d'assemblage dépend prioritairement de conditions industrielles. La filière européenne est donc inévitablement désavantagée face aux acteurs chinois établis. De plus, **les stratégies des pays extracteurs, à l'image de la stratégie indonésienne ou congolaise RDC, favorisent la domestication du raffinage des matériaux au détriment des ambitions européennes**^{95; 96}. Enfin, plus de la moitié de la production européenne de batteries dépend d'entreprises sud-coréennes ou chinoises comme Samsung SSI, LGES ou CATL⁹⁷, tandis que Renault et Stellantis signent des partenariats avec CATL afin de produire des batteries LFP en Hongrie⁹⁸.

Ce tour d'horizon de la chaîne d'approvisionnement des batteries le démontre : **l'électrification des usages réduit les dépendances énergétiques sans pour autant les faire disparaître**. En pratique, seules la sobriété et l'efficacité suppriment les dépendances en diminuant la

⁸⁷ (2025). 'Automobile : l'UE renonce au tout-électrique pour 2035, et autorise une part limitée de voitures thermiques'. *Le Monde* et *AFP*.

⁸⁸ *Op. Cit.* : 66.

⁸⁹ Produit du déchiquetage des batteries lithium-ion.

⁹⁰ (2023). 'Eramet se penche sur l'avenir de la black mass'. *Eramet*.

⁹¹ Goldberg, Aaron, Hagen, Paul et Weiwei, Luo. (2025). 'China and Europe Diverge on Classification of Black Mass from Recycling of Lithium-Ion Batteries'. *Beveridge & Diamond*.

⁹² *Op. Cit.* : 64.

⁹³ ADEME. (2025). 'Le lithium : un défi écologique majeur pour une mobilité décarbonée'.

⁹⁴ La Fabrique de l'industrie. (2025). 'Approvisionnement en métaux critiques'.

⁹⁵ Khalil, Selma Benazir, Broughel, Anna. (2025). 'Stainless success, battery lag: Evaluation of Indonesia's resource nationalism in nickel'. *The Extractive Industries and Society*, 23.

⁹⁶ (2026). 'Congo creates strategic cobalt reserve to influence supply prices'. *Reuters*.

⁹⁷ *Op. Cit.* : 67.

⁹⁸ *Op. Cit.* : 92.

consommation. Si l'électrification participe d'une politique d'efficacité énergétique, elle est également un choix de transformer nos dépendances. Dans nos modes de vie actuels, **à défaut d'être supprimées, les dépendances peuvent être choisies, diversifiées et atténuées.**

À travers leurs politiques industrielles, la France et l'UE choisissent de transformer leur dépendance aux énergies fossiles en dépendance à certaines technologies et à leurs chaînes d'approvisionnement. Aussi, elles décident de ne pas dépendre que des importations de batteries ou de leurs composants : elles font le choix de se réindustrialiser afin de limiter leurs dépendances dans un contexte géopolitique instable. La réussite de ces politiques dépend toutefois de la volonté des États membres et des entreprises à **assumer les coûts de l'indépendance lorsqu'elle est possible, et à collaborer avec des partenaires fiables lorsqu'elle est inévitable.** Sans cela, la transition européenne restera vulnérable aux politiques de la Chine et des États extracteurs, et risque de substituer une dépendance nuisible par une autre en se tournant vers les États-Unis⁹⁹.

⁹⁹ IFRI. (2026). 'The US's Critical Mineral Offensive Strategy: How Can Europe Step Up?'.

Dépendances aux importations

- La souveraineté et la sécurité énergétiques de la France sont loin d'être garanties car elle importe presque tous ses hydrocarbures. Pour atténuer ce risque, elle repose sur la diversification de ses fournisseurs afin d'atténuer le risque d'une rupture d'approvisionnement. Pour le pétrole, elle s'assure qu'aucun fournisseur ne dépasse **25 % de sa fourniture en brut**, et pour le gaz naturel, 4 pays (Norvège, États-Unis, Russie, Algérie) représentent plus de **90 % de son approvisionnement**. Cependant, la diversification ne suffit pas à la protéger des tumultes du marché, ce que le **conflit iranien** illustre. La diversification des fournisseurs d'hydrocarbures n'est cependant que la partie émergée de la dépendance énergétique française : tant que l'économie française repose sur les hydrocarbures, elle sera vulnérable aux crises extérieures.
- La France s'est dotée d'un cadre ambitieux pour sortir des énergies fossiles, articulé autour de l'électrification, la sobriété et l'efficacité énergétique. Ce cadre prend corps dans la loi LTECV de 2015, qui fixe des objectifs qui fixe des objectifs clairs : **-55 % d'émissions d'ici 2030, division par deux de la consommation d'ici 2050 et neutralité carbone**. Pour piloter cette trajectoire, la France s'appuie sur deux instruments : la **SNBC** et la **PPE** pilotent cette trajectoire, en s'appuyant sur le nucléaire, les renouvelables et des mesures concrètes comme la rénovation thermique des logements et la fin progressive des passoires thermiques.
- **La décarbonation de la demande d'énergie est un choix qui diversifie et atténue les dépendances énergétiques plutôt que de les supprimer.** Les technologies de la transition reposent aujourd'hui sur des **chaînes de valeur complexes dont de nombreuses étapes sont fortement concentrées** : la production d'éoliennes, de panneaux photovoltaïques, de pompes à chaleur et de batteries lithium-ion dépend d'au moins un composant concentré à plus de 75 % dans un seul pays en 2025. L'analyse de **la chaîne de valeur des batteries lithium-ion souligne la vulnérabilité de l'approvisionnement européen** aux étapes de l'extraction, du raffinage, de la production de composants intermédiaires et de l'assemblage final. La volonté des États membres et des entreprises européennes à investir dans la sécurité de leur approvisionnement, et à poursuivre les efforts réglementaires sera centrale dans **la construction d'un approvisionnement sécurisé avec les pays européens et leurs alliés.**



II. Dépendances au Cadre Juridique de l'Union Européenne

La dépendance énergétique de la France ne peut se résumer à ses seules importations de matières énergétiques, de matériaux critiques et de technologies. Comme le laisse entendre la place importante des directives et règlements européens dans la stratégie française de souveraineté énergétique, les politiques énergétiques de la France et de l'Union européenne (UE) sont inévitablement intriquées.

En se focalisant sur les **dépendances de la politique énergétique française au cadre légal et financier de l'UE**, cette partie vise à comprendre comment le choix de **certaines dépendances peut être une force malgré les compromis qu'il implique**. L'analyse portera dans un premier temps, le rôle historique de l'énergie dans l'intégration européenne afin de comprendre la dynamique entre gain de capacité d'action et transfert de souveraineté. Seront ensuite abordés les enjeux législatifs énergétiques contemporains entre la France et l'UE. Enfin, les mécanismes d'allocation de financements par l'UE seront étudiés comme un élément déterminant pour les politiques énergétiques des États membres.

A. Libéralisation énergétique française et régulation européenne : un compromis de souveraineté

L'énergie est un puissant vecteur d'intégration européenne, et ce dès les prémices de l'UE¹⁰⁰. De la Communauté Économique du Charbon et de l'Acier (CECA) à REPowerEU et au CRM Act, l'intégration par l'énergie répond à un besoin des États membres de renforcer leur capacité à peser sur les marchés internationaux tout en tempérant leurs dépendances. Cette intégration par l'énergie implique néanmoins une **perte de souveraineté paradoxale** par le transfert de compétences de la France vers l'UE. Voyons donc comment cette dynamique mue par les impératifs sécuritaires et climatiques renforce l'UE avant d'en observer les contreparties pour la politique énergétique française.

¹⁰⁰ Engels, Florian. (2023). 'The french (non-)compliance with the european energy policy'. *Journal of Political Science*, 33.

1. Intégration énergétique européenne, de la sécurité au climat

L'intégration européenne par l'énergie émerge en réponse aux problématiques de **sécurité énergétique** dès **1951**^{101; 102}. Elle s'accompagne ensuite de l'**argument climatique** dont le rôle devient central à partir de **2009**.

La CECA, fondée par le traité de Paris du 23 juillet 1951, pose effectivement les premiers jalons de l'UE. Sa principale mission est d'assurer l'approvisionnement régulier de chacun de ses membres en charbon et en acier en vue d'éviter une asymétrie dans les capacités d'armement. La tendance fédératrice se poursuit avec la signature en 1957 à Rome des traités dont émergent la Communauté Économique Européenne et la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom). Par sa mission de promotion de la sûreté nucléaire, Euratom joue un rôle prépondérant dans l'expansion européenne vers l'Est, qui hérite du parc nucléaire soviétique ainsi que de ses problématiques de sécurité d'exploitation et protection des populations¹⁰³.

La crise pétrolière de 1973 accélère ensuite l'intégration énergétique européenne, entraînant des résolutions du Conseil Européen sur l'efficacité énergétique¹⁰⁴. Cette tendance à la promotion de la sécurité énergétique européenne est ensuite renforcée par la construction d'un marché unique au sein de l'UE dans les années 1990¹⁰⁵ et par l'inclusion de l'énergie dans les compétences partagées de l'UE en 2007. De plus, loin de se limiter à 2022, les tensions gazières autour de la frontière russo-ukrainiennes sont récurrentes : les crises de 2006 et 2009 avaient déjà perturbé l'approvisionnement gazier européen, justifiant l'européanisation progressive des stratégies d'approvisionnement gazières¹⁰⁶.

Parallèlement à l'impératif de sécurité énergétique, **l'émergence du sujet climatique à l'échelle européenne** avec le sommet de la terre de Rio en 1992 et le protocole de Kyoto de 1997¹⁰⁷ consolide l'intégration énergétique. Cette tendance se concrétise à partir de 2009 avec l'adoption du paquet énergie climat fixant des objectifs d'installation d'EnR, de consommation

¹⁰¹ Hafner, Manfred et Ramondi, Pier Paolo. (2020). 'Priorities and challenges of the EU energy transition: From the European Green Package to the new Green Deal'. *Russian Journal of Economics*, 6.

¹⁰² Maltby, Tomas. (2013). 'European Union energy policy integration: A case of European Commission policy entrepreneurship and increasing supranationalism'. *Energy Policy*, 55.

¹⁰³ (1957). 'Traité Euratom'. Parlement européen.

¹⁰⁴ Economidou, M., Todeschi, V., Bertoldi, P., D'Agostino, D., Zangheri, P. et Castellazzi, L. (2020). 'Review of 50 years of EU energy efficiency policies for buildings'. *Energy and Buildings*.

¹⁰⁵ *Op. Cit.* : 98.

¹⁰⁶ Winzer, Christian. (2012). 'Conceptualizing Energy Security'. *Energy Policy*, vol. 46.

¹⁰⁷ *Op. Cit.* : 99.

d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à horizon 2020¹⁰⁸.

Si ces textes visent prioritairement l'accomplissement d'objectifs climatiques, ils contribuent activement à façonner les politiques énergétiques des États membres dont les mix sont climatiquement contraints. Opère alors une superposition des compétences énergétiques et climatiques de l'UE. Émerge alors une **cohabitation des impératifs de sécurité énergétique et de protection du climat**, comme dans la stratégie de l'Union de l'énergie de 2015 qui promeut à la fois la réduction des dépendances aux importations énergétiques et la lutte contre le changement climatique¹⁰⁹.

Depuis la **combinaison des vecteurs sécuritaires et climatiques, l'intégration énergétique européenne suit une marche accélérée**. En témoignent les trois directives RED de 2009, 2018 et 2023 qui fixent les objectifs européens de consommation d'énergie renouvelable pour 2020 et 2030, et les divers textes du Green Deal. Cette accélération est d'autant plus perceptible que l'invasion de l'Ukraine par la Russie en 2022¹¹⁰, la popularisation du sujet de l'approvisionnement en matériaux critiques et la déstabilisation des relations avec l'allié américain¹¹¹ suscitent un **éveil stratégique européen** catalysant la volonté de se défaire de ses dépendances énergétiques, avec des textes comme REPowerEU¹¹² et le CRM Act¹¹³. La volonté d'indépendance énergétique s'étend aux ambitions de réindustrialisation européennes avec l'eupéanisation des chaînes d'approvisionnement stratégiques et la volonté d'une énergie moins chère - comme en témoigne le rapport Draghi¹¹⁴.

Néanmoins, si l'émergence d'une Union de l'énergie promeut la **sécurité énergétique** des États membres et permet des **politiques climatiques ambitieuses**, elle est une **contrainte supplémentaire** pour la politique nationale.

¹⁰⁸ Boiteau, Claudie. (2023). 'La souveraineté énergétique : le retour de l'État ?'. *La Jaune et la Rouge*.

¹⁰⁹ Conseil de l'Union européenne. (2026). 'Union de l'énergie'.

¹¹⁰ Lespesant Gilles. (2024). 'Entre défis de sécurité et ambitions climatiques, l'affirmation d'une Union européenne de l'énergie'. *L'Information géographique*, 88.

¹¹¹ Euractiv. (2022). 'What is REPowerEU?'. YouTube.

¹¹² COM(2022) 230. *Commission européenne*.

¹¹³ Règlement (UE) 2024/1252. *Commission européenne*.

¹¹⁴ Draghi, Mario. (2024). 'The Future of European Competitiveness'. *Commission européenne*.

2. Les compromis de souveraineté énergétique français à l'UE

Pour la France comme les autres États membres, l'intégration énergétique progressive de l'UE implique des **compromis de souveraineté**. En faisant partie d'un tout, l'Hexagone fait le choix d'accepter le compromis et d'étendre sa surface de vulnérabilité en se connectant aux réseaux voisins.

a. La contrainte de libéralisation

La logique de marché unique européen contraint la France à libéraliser son secteur énergétique. Le pays est effectivement longtemps considéré comme le mauvais élève de l'Union en raison de sa mise en œuvre tardive des premières directives de 1996, 1998 et 2003¹¹⁵.

Les réseaux gaziers et électriques français sont administrés en monopole d'État par EDF et GDF dès 1946, permettant le contrôle des prix de l'énergie. La réticence française à libéraliser ces monopoles provient principalement de la **dimension sociale du prix de l'énergie et de la particularité nucléaire française**.

D'une part, les prix bas de l'énergie française incitent une prudence moindre dans la consommation et donc une efficacité énergétique réduite, ce qui expose la population à une forte vulnérabilité à l'augmentation des prix de l'énergie¹¹⁶. D'autre part, si les secteurs du gaz et de l'électricité se conforment progressivement aux directives européennes entre 2000 et 2007 sous la surveillance de la CRE, si GDF sépare ses activités commerciales de la gestion des réseaux en 2008, et si EDF sépare ses activités de transmission et de distribution par ses filiales RTE et ENEDIS en 2004 et 2008¹¹⁷, l'électricité reste néanmoins au cœur des débats à cause de la particularité nucléaire française¹¹⁸. Le secteur est perçu comme un levier d'indépendance énergétique nationale (voir partie I) : il est la troisième filiale industrielle du pays, et son développement relève de considérations plus politiques qu'économiques. L'ouverture de l'électricité nucléaire à la compétition se fait donc artificiellement sous la loi NOME de 2010, contraignant EDF à vendre l'électricité nucléaire à des prix inférieurs aux prix de marché à ses concurrents¹¹⁹.

¹¹⁵ *Op. Cit.* : 98.

¹¹⁶ *Ibid.* : 113.

¹¹⁷ Behm, Patrick. (2020). 'Décryptage : libéralisation du marché de l'énergie'. *Le Labo de l'ESS*.

¹¹⁸ *Op. Cit.* : 98.

¹¹⁹ *Op. Cit.* : 115.

b. L'expansion de la surface de vulnérabilité

L'**interconnexion des réseaux gaziers et électriques** permet largement d'accroître la **résilience des systèmes** en contribuant à la stabilité des réseaux. Cette intégration des systèmes énergétiques à l'échelle européenne entraîne toutefois une nouvelle dépendance aux **contextes énergétiques voisins** et à une **expansion de la surface de vulnérabilité**.

L'interconnexion des réseaux électriques sur une grande aire géographique est un élément de réponse à la variabilité des EnR. Celle-ci permet également le partage des bénéfices économiques, climatiques et sécuritaires des parcs décarbonés tels que ceux de la France ou de l'Espagne¹²⁰. Le développement rapide des EnR en Europe de l'Ouest confronte néanmoins les États membres à la synchronicité des périodes de surproduction, conduisant à un nouveau besoin d'écêtement rapide de certaines capacités de production en cas de prix négatifs et de surtension des réseaux¹²¹. Ainsi, les avantages présentés par les politiques communes européennes impliquent aussi une **dépendance à l'équilibre du parc d'autres États membres**.

Ce phénomène de vases communicants se traduit en **expansion de la surface de vulnérabilité des réseaux** énergétiques européens face aux **opérations de déstabilisation et d'influence** par des puissances étrangères. Du point de vue de l'intégrité des réseaux gaziers et électriques, l'invasion de l'Ukraine par la Russie intensifie l'occurrence d'**attaques hybrides sur le territoire de l'UE**. 86 % des 219 attaques hybrides subies par l'Europe de 2014 à 2024 ont eu lieu depuis 2022 et 45 % ont eu lieu en 2024 seulement¹²². Entre 2022 et 2024, 16 % de ces attaques concernent des infrastructures énergétiques et de communication¹²³.

Eurelectric déplore par ailleurs le manque de préparation des réseaux énergétiques européens aux tactiques hybrides comme les cyberattaques ou l'endommagement de pipelines et de câbles (graphique 10). Aussi, dans l'UE, près de 50 % de capacités photovoltaïques sont connectées à des onduleurs¹²⁴ de fabrication chinoise, dont 84 % proviennent de deux constructeurs seulement^{125, 126}. Si la menace est largement relativisée, ces

¹²⁰ SFEN. (2026). 'La valeur du nucléaire français dans le système électrique européen : étude Aurora'.

¹²¹ RTE. (2025). 'Bilan prévisionnel 2025-2035'.

¹²² Eurelectric. (2026). 'Battle-Tested Power Systems'.

¹²³ IRIS. (2026). 'État des lieux des attaques hybrides russes en Europe'.

¹²⁴ Appareil convertissant le courant continu issu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif compatible avec le réseau de transport.

¹²⁵ *Op. Cit.* : 64.

¹²⁶ SolarPower Europe. (2026). 'New report: EU hits 2025 solar target but market contraction puts 2030 goal at risk'.

onduleurs pourraient hypothétiquement être désactivés depuis la Chine, entraînant des perturbations majeures sur le réseau européen.

GRAPHIQUE 10

Chronologie d'attaques hybrides sur le réseau énergétique européen depuis le 24 février 2022¹²⁷.



De surcroît, l'intégration des réseaux électriques accroît le potentiel d'une **dépendance technologique à des puissances étrangères**. Par exemple, la State Grid Corporation of China est le premier investisseur dans la R&D des réseaux électriques avec 2,8 milliards de dollars investis sur la période 2022-2024¹²⁸. Sans protection des filières européennes stratégiques sur ce secteur vital, certains pays pourraient faire le choix de favoriser des technologies étrangères, réduisant leur capacité à produire et stocker des pièces de rechange pour faire face à la multiplication des attaques hybrides.

B. Les enjeux contemporains de la régulation européenne

La prise de conscience de l'importance des dépendances énergétiques, liée à la dégradation rapide du contexte géopolitique depuis 2022, accélère la prise de décisions à l'échelle européenne (partie II-A). Ainsi, **plusieurs sujets centraux pour le futur de l'indépendance énergétique française et européenne** sont actuellement **débattus à Bruxelles**. Deux grands sujets semblent particulièrement déterminants pour l'avenir de ces stratégies énergétiques : la **baisse du prix de l'énergie** et la **définition de l'hydrogène bas-carbone**.

¹²⁷ Op. Cit. : 122.

¹²⁸ AIE. (2026). 'The State of Energy Innovation 2026'.

1. La baisse du prix de l'énergie

Face à la **désindustrialisation européenne** et à la **hausse des prix du gaz** de 2022, **le prix de l'énergie devient un sujet politique** de premier ordre dans l'UE. Cette priorisation est notamment portée par la publication du rapport Draghi de 2024 qui déplore les écarts de prix entre l'UE et les États-Unis pendant la crise énergétique de 2022, allant d'un rapport de deux à trois pour l'électricité et de quatre à cinq pour le gaz¹²⁹. Les débats européens autour de la baisse du prix de l'énergie se divisent principalement en deux grands sujets : la remise en cause du **système d'échange de quotas d'émissions européens (ETS)** et du **mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF)**, et les **réformes du marché de l'électricité**.

a. Contestation de l'ETS et du MACF

Le marché du carbone européen, établi en 2005, est un système d'échange de quotas d'émissions carbone avec un plafond. Fonctionnant comme une taxe carbone, son objectif est d'accompagner l'UE dans l'accomplissement de ses **ambitions climatiques** par la réduction graduelle du plafond d'émissions, **l'augmentation progressive du prix du carbone** et **l'investissement des recettes dans la transition**. En 2026, le prix du carbone européen gravite autour de 70 euros par tonne de CO₂¹³⁰. En 2024, L'ETS s'applique aux secteurs de l'électricité, de l'industrie, l'aviation et du transport maritime, et **couvre 40 % des émissions de CO₂ de l'UE**¹³¹.

Certains **États membres** comme l'Allemagne, l'Italie, la Pologne ou la République tchèque **exhortent l'UE à plafonner les prix du carbone européen**, à poursuivre la distribution de quotas gratuits pour l'industrie passé 2034 et à prolonger les mécanismes de compensation indirecte des coûts du carbone¹³² au nom de leur compétitivité^{133; 134}. L'ETS contribue effectivement au coût de l'énergie à hauteur de 11 %¹³⁵. Ainsi, les industriels européens déclarent être confrontés à des coûts supplémentaires qui nuiraient à leur compétitivité internationale.

C'est pourquoi le système d'ETS s'accompagne du MACF, en vigueur depuis 2026. Ce mécanisme vise à **rééquilibrer l'inégalité causée par l'ETS**

¹²⁹ *Op. Cit.* : 114.

¹³⁰ Trading Economics. (2026). 'Carbon Prices'.

¹³¹ ICAP. (2026). 'EU Emissions Trading System (EU ETS)'.

¹³² Mécanisme de compensation partielle du coût du carbone payé par les industriels dans le prix de l'électricité.

¹³³ Reuters. (2026). 'EU's von der Leyen defends carbon market after leaders' criticism'.

¹³⁴ (2026). 'Le marché du carbone au cœur d'un bras de fer en Europe'. *France 24*.

¹³⁵ (2026). 'EU Carbon Market Debate'. *Financial Times*.

européen en s'assurant que le prix des produits importés reflète un coût du carbone équivalent à celui de l'ETS pour les industries de l'acier, de l'aluminium, du ciment, des engrais, de l'électricité et de l'hydrogène. Ces industries sont ciblées à cause de leur intensité carbone, autant au niveau de leur consommation énergétique que de leurs procédés chimiques. Le MACF est néanmoins fortement critiqué à cause des **risques de contournement** qu'il présente : il repose sur la déclaration du contenu carbone des produits importés par les exportateurs, tandis que certains produits comme l'aluminium recyclé sont exclus du dispositif alors que la part d'aluminium recyclé dans les produits finis est en pratique invérifiable¹³⁶.

Ces contestations du prix du carbone ont lieu dans un contexte de primauté de la compétitivité industrielle dans le débat européen. En témoigne le débat effervescent autour de l'*Industrial Accelerator Act*¹³⁷. Alors que la Commission européenne se prépare à une révision à la marge du marché du carbone en 2026, les **pressions politiques** pourraient être déterminantes pour l'**avenir de l'industrie et les objectifs climatiques européens**.

Un recul majeur de l'ETS et du MACF semble néanmoins peu probable à ce jour : il représenterait une pénalisation grave des entreprises ayant engagé leur transition et marquerait un courant d'incertitude défavorable au milieu industriel. De plus, **la compétitivité des industries ne peut être résumée aux prix de l'énergie** : la promotion d'un cadre réglementaire stable, la disponibilité des terrains et la vitesse de raccordement des infrastructures aux réseaux peuvent être plus importantes encore.

b. Réduction des prix de l'électricité

Concernant les prix de l'électricité, la crise du gaz de 2022 est un choc pour les industriels et les consommateurs européens. Si **le gaz ne représente que 19 % de la production électrique européenne en 2022, il définit les prix de l'électricité 55 % du temps** par le mécanisme de *merit order*^{138; 139}. Réduire les prix de l'électricité européenne et protéger le marché de la volatilité des prix du gaz (partie I-A) revient donc à minimiser les heures durant lesquelles le gaz fixe le prix.

¹³⁶ Albert, Eric, Bonnefous, Bastien et Malingre, Virginie. (2025). 'La nouvelle taxe carbone aux frontières entre en vigueur en Europe sans rassurer les industriels'. *Le Monde*.

¹³⁷ (2026). 'Proposal Establishing Measures for Industrial Capacity and Decarbonisation in Strategic Sectors'. *Commission européenne*.

¹³⁸ Le *merit order* consiste à définir le prix de l'électricité en fonction du coût marginal le plus élevé en fonctionnement sur le marché. Les turbines à gaz sont souvent les centrales les plus coûteuses à opérer et tirent les prix de l'électricité vers le haut quand elles entrent en fonctionnement. Ce mécanisme expose donc les heures de production d'électricité au gaz à la volatilité du prix du combustible.

¹³⁹ JRC. (2022). 'The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets'.

C'est en ce sens que vont les réformes à venir du marché électrique européen avec **l'optimisation des mécanismes de flexibilité de la demande¹⁴⁰ et la promotion d'interconnexions transfrontalières¹⁴¹**. Ces deux réformes devraient permettre d'optimiser le fonctionnement du réseau électrique interconnecté et de maximiser les heures durant lesquelles des énergies comme les EnR ou le nucléaire fixent le prix de l'électricité.

L'exploitation des mécanismes de flexibilité de la demande vise à **augmenter la consommation électrique aux heures auxquelles l'électricité est la moins chère et est produite en excès**. Ces mécanismes maximisent la production électrique des EnR et du nucléaire, tout en minimisant le recours à la génération électrique au gaz. L'interconnexion des marchés permet quant à elle la **mise en commun de la surproduction et le débordement des bénéfices des parcs électriques nationaux**. Le parc nucléaire français bénéficie notamment à l'Allemagne¹⁴². Les EnR espagnoles et portugaises permettent des bénéfices similaires à ceux du nucléaire français.

Face à ces problématiques, remettre en cause le mécanisme de *merit order* peut sembler tentant. Toutefois, si son fonctionnement entraîne des pics de prix en temps de crise, il permet d'assurer l'équilibre essentiel entre l'offre et la demande en tout temps, ainsi que de retranscrire la vulnérabilité de la production électrique aux pics de prix, favorisant l'optimisation du système électrique.

2. La définition de l'hydrogène bas carbone

a. Le nucléaire : une énergie qui divise l'Europe

Le nucléaire civil constitue depuis plusieurs décennies un **facteur majeur de division politique et énergétique en Europe**, dont les origines s'inscrivent dans une évolution historique longue des perceptions sociales et des choix nationaux en matière de politique énergétique. Dans les années 1950, l'énergie nucléaire est d'abord perçue comme une technologie porteuse de progrès et d'indépendance énergétique. En Allemagne de l'Ouest, par exemple, le gouvernement du chancelier Konrad Adenauer développe activement la recherche nucléaire civile après la signature des accords de 1954 et la création d'un ministère fédéral des Affaires atomiques, tandis que la République fédérale participe au projet européen de

¹⁴⁰ ENTSO-E. (2024). 'Joint Network Code on Demand Response'.

¹⁴¹ ENTSO-E. (2024). 'European Grids Package'.

¹⁴² *Op. Cit.* : 120.

coopération nucléaire avec la création d'Euratom en 1957. À cette époque, l'énergie nucléaire est associée à un **idéal de modernisation économique et de prospérité technologique**. Toutefois, dès la Guerre froide, cette "euphorie atomique" s'accompagne d'une forte inquiétude liée au risque nucléaire militaire, comme l'illustre la Déclaration de Göttingen de 1957, dans laquelle plusieurs physiciens allemands dénoncent la militarisation de la technologie nucléaire et appellent à la non-prolifération.

À partir des années 1970, les premières centrales nucléaires construites en Europe suscitent une contestation croissante, notamment en Allemagne où des mouvements citoyens locaux s'opposent à la construction de nouveaux réacteurs. Des manifestations importantes ont lieu à Wyhl (1975), Brokdorf (1976) ou Kalkar (1977), marquant la transformation d'oppositions locales en un **mouvement antinucléaire national**. Ces mobilisations contribuent à structurer politiquement l'écologie politique et favorisent l'émergence du parti écologiste (Bündnis 90/Die Grünen), qui fait de la sortie du nucléaire un objectif central. La catastrophe de Tchernobyl en 1986 renforce encore la défiance de l'opinion publique et provoque une remise en cause profonde du consensus politique autour de l'énergie nucléaire en Allemagne, conduisant notamment le parti social-démocrate (SPD) à soutenir progressivement un abandon de cette technologie. Cette évolution aboutit à une décision majeure lorsque la coalition entre sociaux-démocrates et écologistes dirigée par Gerhard Schröder adopte en 2002 une loi organisant **la sortie progressive du nucléaire**¹⁴³. Cette politique est ensuite confirmée et **accélérée après la catastrophe de Fukushima** en 2011, lorsque l'Allemagne décide de fermer progressivement ses centrales, processus achevé en avril 2023 avec **l'arrêt des derniers réacteurs du pays**¹⁴⁴.

Cette trajectoire allemande contraste fortement avec celle d'autres États européens, en particulier France, où l'énergie nucléaire constitue depuis les années 1970 un pilier central du système électrique national. À la suite du plan Messmer de 1974¹⁴⁵, la France a construit un vaste parc de centrales qui produit encore aujourd'hui la majorité de son électricité, et qu'elle considère comme un outil essentiel pour **garantir son indépendance énergétique et atteindre ses objectifs climatiques**. Plusieurs États d'Europe centrale et orientale, comme la République tchèque, la Hongrie ou la Pologne, partagent cette vision et voient dans le nucléaire une source d'énergie stable et bas-carbone susceptible de réduire leur dépendance aux combustibles fossiles. À l'inverse, des pays comme l'Autriche, le Luxembourg

¹⁴³ (2022). 'Les Allemands et l'énergie nucléaire : de la croyance à la défiance'. *Cairn.info*.

¹⁴⁴ (2022). 'Historique de la sortie du nucléaire'. *Allemagne Energies*.

¹⁴⁵ (2023). "'Done deal': German government rejects calls to delay shutdown of final three nuclear reactors'. *Euronews*.

ou l'Allemagne s'y opposent pour des raisons liées aux risques d'accident, au coût élevé des infrastructures et aux incertitudes concernant la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces divergences se sont particulièrement cristallisées lors des débats autour de la Taxonomie verte de l'UE, un cadre réglementaire adopté par l'Union européenne afin de définir quelles activités économiques peuvent être considérées comme durables et ainsi orienter les investissements vers la transition écologique¹⁴⁶. Lorsque la Commission européenne a proposé d'inclure certaines activités nucléaires dans cette classification en 2022¹⁴⁷, un profond clivage est apparu entre États membres. La France et plusieurs pays favorables au nucléaire ont soutenu son inclusion en raison de ses **faibles émissions de carbone** et de son rôle potentiel dans la décarbonation du système énergétique européen. À l'inverse, l'Allemagne et ses alliés ont contesté cette décision, estimant que les **risques associés** à cette technologie et la question non résolue des **déchets nucléaires** étaient incompatibles avec les critères de durabilité de la taxonomie. **L'inclusion finale du nucléaire sous conditions strictes** constitue ainsi un compromis politique illustrant les tensions persistantes entre différentes conceptions de la transition énergétique en Europe¹⁴⁸. Toutefois, les évolutions récentes, notamment en 2026, témoignent d'un infléchissement de cette position, la Commission européenne reconnaissant désormais plus explicitement le caractère stratégique du nucléaire, ce qui suggère un rééquilibrage du compromis initial au profit des États membres qui en défendent le rôle dans la transition énergétique¹⁴⁹.

b. Le bras de fer franco-allemand sur la définition de l'hydrogène bas carbone

Ces divergences structurelles entre États membres sur la place du nucléaire dans la transition énergétique européenne ne se cantonnent pas à la seule production d'électricité : elles se prolongent dans **les débats réglementaires sur les nouvelles filières énergétiques** comme l'hydrogène décarboné. Du fait de son mix électrique dominé par le nucléaire, la France a un intérêt stratégique majeur à ce que l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'électricité nucléaire soit reconnu comme "bas-carbone" au même titre que l'hydrogène renouvelable. Cette qualification permet aux projets d'avoir accès aux mécanismes de soutien

¹⁴⁶ INA. (1974). 'Pierre Messmer lance le premier grand plan nucléaire civil français'.

¹⁴⁷ (2022). 'Taxonomie verte : mode d'emploi !'. *Représentation de l'UE en France*.

¹⁴⁸ Tidey, Alice. (2022). 'Why move to label nuclear and gas as "green" is so controversial'. *Euronews*.

¹⁴⁹ (2022). 'Taxonomie : le PE ne s'oppose pas à l'inclusion du gaz et du nucléaire'. *Parlement européen*.

européens¹⁵⁰. La France a ainsi pu obtenir des avancées ponctuelles, notamment des exceptions dans le cadre de la révision de la directive REDIII sur les énergies renouvelables ainsi que dans l'acte délégué sur les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBOs¹⁵¹)¹⁵². Toutefois, ces avancées se sont heurtées à l'opposition frontale d'un bloc d'États membres mené par l'Allemagne.

Dans une lettre adressée à la Commission européenne datée du 16 mars 2023, cosignée par l'Autriche, le Danemark, l'Allemagne, l'Irlande, le Luxembourg, le Portugal et l'Espagne, ces sept pays ont réitéré leur **opposition à l'inclusion de l'énergie nucléaire** dans le calcul des objectifs en matière de carburants verts pour les transports, au motif que comptabiliser l'énergie à faible teneur en carbone dans les objectifs renouvelables *“réduirait leurs efforts en matière de climat et ralentirait les investissements dans les capacités renouvelables supplémentaires”*¹⁵³. Ce clivage reproduit ainsi, sur le terrain réglementaire de l'hydrogène, les **mêmes lignes de fracture** que celles observées lors des débats sur la taxonomie verte : d'un côté une coalition pronucléaire emmenée par Paris, de l'autre un bloc anti-nucléaire conduit par Berlin.

Face à ce blocage, la France a recouru à une stratégie de contrainte institutionnelle. Dans ce contexte de flou réglementaire, la Commission européenne accusant alors un retard significatif dans la définition des critères de production de l'hydrogène bas-carbone, Paris a fait de la reconnaissance de l'hydrogène issu du nucléaire **une condition non négociable** à son accord sur plusieurs textes législatifs européens. Cette politique s'est **doublée d'un levier géopolitique** puisque la France disposait d'un pouvoir de blocage sur le projet H2Med¹⁵⁴, corridor d'hydrogène sud-ouest reliant la péninsule ibérique à l'Allemagne, dont Berlin et Madrid avaient précisément besoin pour acheminer leur hydrogène renouvelable¹⁵⁵. La dépendance réciproque des deux pays rendait ainsi toute **obstruction durable mutuellement coûteuse**. Un compromis s'est progressivement construit autour du principe de **“neutralité technologique”**, selon lequel la

¹⁵⁰ Ensemble de programmes et de financements mis en œuvre par l'Union européenne pour soutenir divers projets et initiatives dans l'UE. Ces programmes couvrent des domaines variés tels que la recherche et l'innovation, la culture, l'éducation, la santé, l'environnement, et plus encore. Chaque programme a ses propres critères d'éligibilité et des délais spécifiques pour la candidature. Les fonds européens sont accessibles à tous types d'acteurs, y compris les entreprises, les associations, les collectivités et les centres de recherche.

¹⁵¹ Les [Renewable Fuels of Non-Biological Origin \(RFNBO\)](#) désignent, dans le cadre de la directive européenne sur les énergies renouvelables, des carburants liquides ou gazeux produits à partir d'électricité renouvelable (principalement via l'hydrogène) et non issus de la biomasse. Ils incluent notamment les e-carburants (e-hydrogène, e-méthane, e-kérosène) et visent à décarboner les secteurs difficiles à électrifier, sous réserve de critères stricts de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

¹⁵² IFRI. (2026). 'France-Allemagne : un sursaut dans l'énergie est indispensable'.

¹⁵³ Frédéric Simon. (2026). 'Sept États membres écartent l'hydrogène d'origine nucléaire du texte européen sur les renouvelables'. *Euractiv*.

¹⁵⁴ (2026). 'Europe's first major green hydrogen corridor'. *H2med*.

¹⁵⁵ La carte du projet est disponible en annexe.

législation européenne ne devrait pas discriminer entre les sources d'énergie bas-carbone mais se concentrer sur la réduction effective des émissions.

Dans cette optique, Marc-Antoine Eyl-Mazzega, directeur du Centre énergie et climat de l'IFRI, préconisait en janvier 2025 que l'acte délégué sur l'hydrogène bas-carbone reconnaisse pleinement les PPAs nucléaires¹⁵⁶ comme équivalents aux règles sur les RFNBOs, condition qu'il jugeait indispensable à une véritable relance de la coopération franco-allemande sur l'énergie¹⁵⁷. Ce principe a finalement trouvé une traduction diplomatique lors du 25e Conseil des ministres franco-allemand d'août 2025 à Toulon, où les deux pays ont conjointement affirmé que l'acte délégué pour l'hydrogène bas-carbone et le RFNBO devraient faciliter une montée en puissance pragmatique et économiquement efficace de ces types d'hydrogène¹⁵⁸, actant ainsi une convergence de principe sur la reconnaissance de l'hydrogène issu du nucléaire.

Ces exemples illustrent combien la France, malgré la singularité de son parc nucléaire, demeure **tributaire des arbitrages collectifs européens** pour définir et valoriser ses propres choix énergétiques nationaux, **une dépendance réglementaire** qui constitue l'une des formes les moins visibles, mais non des moins contraignantes, de la dépendance énergétique française.

C. Les fonds européens comme instruments d'organisation des coopérations paneuropéennes

1. Les mécanismes de soutien

En dehors de la régulation, l'UE joue également un rôle complémentaire en accompagnant et en soutenant financièrement le marché européen. Pour cela, elle a mis en place différents mécanismes tels que des subventions, des aides directes aux producteurs et des fonds structurels visant à réduire les inégalités régionales et à renforcer la compétitivité européenne. L'Union dispose de plusieurs instruments

¹⁵⁶ Les contrats d'achat d'électricité nucléaire (PPA, Power Purchase Agreements) sont des accords de long terme par lesquels une entreprise s'engage à acheter à un producteur nucléaire une quantité d'électricité à un prix fixé à l'avance. Ils servent surtout à stabiliser les coûts pour l'acheteur et à sécuriser les revenus du producteur, même si l'électricité est physiquement injectée dans le réseau et non livrée directement. Dans le cas du nucléaire, ces contrats peuvent inclure des mécanismes spécifiques (indexation, partage de risque, garanties d'origine) liés aux coûts élevés et à la production continue de cette énergie.

¹⁵⁷ *Op. Cit.* : 153.

¹⁵⁸ (2025). "Vers une fin de la division franco-allemande sur le nucléaire ?". *SFEN*.

majeurs destinés à soutenir le développement économique, l'innovation et la cohésion entre les États membres, parmi lesquels figurent le *Fonds européen de développement régional (FEDER)*, *Horizon Europe*, *l'Innovation Fund*, le *Modernisation Fund* ou encore le *Social Climate Fund*.

Afin de favoriser le développement d'infrastructures énergétiques stratégiques, elle a également créé des dispositifs visant à **améliorer l'interconnexion des réseaux et le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie**. Dans ce cadre, deux instruments centraux méritent une attention particulière : le label des *Project of Common Interest* et *Project of Mutual Interest*, abrégé PCI/PMI, ainsi que le fonds européen *Connecting Europe Facility Energy*, ou CEF-E, traduit en français par Mécanisme pour l'interconnexion en Europe.

Les labels PCI et PMI sont des statuts officiels créés par l'UE pour identifier et soutenir les infrastructures énergétiques considérées comme stratégiques, soit à l'échelle européenne, soit entre l'Europe et ses pays partenaires. Le principe fondamental de ces labels est de reconnaître que certaines infrastructures, comme des lignes électriques transfrontalières, des réseaux d'hydrogène, des installations de stockage ou des pipelines, **sont d'intérêt collectif et permettent de renforcer la sécurité d'approvisionnement, de faciliter les échanges d'énergie, d'intégrer davantage d'énergies renouvelables et de rendre le système énergétique plus flexible, résilient et décarboné.**

La distinction entre PCI et PMI repose principalement sur leur **périmètre géographique**. Le label PCI concerne des projets situés sur le territoire de l'Union européenne et impliquant au moins deux États membres ou ayant un impact significatif sur plusieurs pays de l'Union. Le label PMI s'applique quant à lui à des projets reliant l'UE à des pays tiers stratégiques, apportant une valeur ajoutée à l'Union européenne en renforçant la coopération énergétique internationale et en sécurisant les flux d'énergie. L'obtention de ces labels repose sur un processus de sélection rigoureux coordonné par la Commission européenne et fondé sur plusieurs critères exigeants tel que :

- Appartenir à des catégories d'infrastructures admissibles (réseaux d'électricité, gaz, hydrogène, stockage CO₂, infrastructures critiques renouvelables, etc.) ;
- Démontrer un intérêt significatif tangible pour au moins deux pays (effet catalyseur) ;

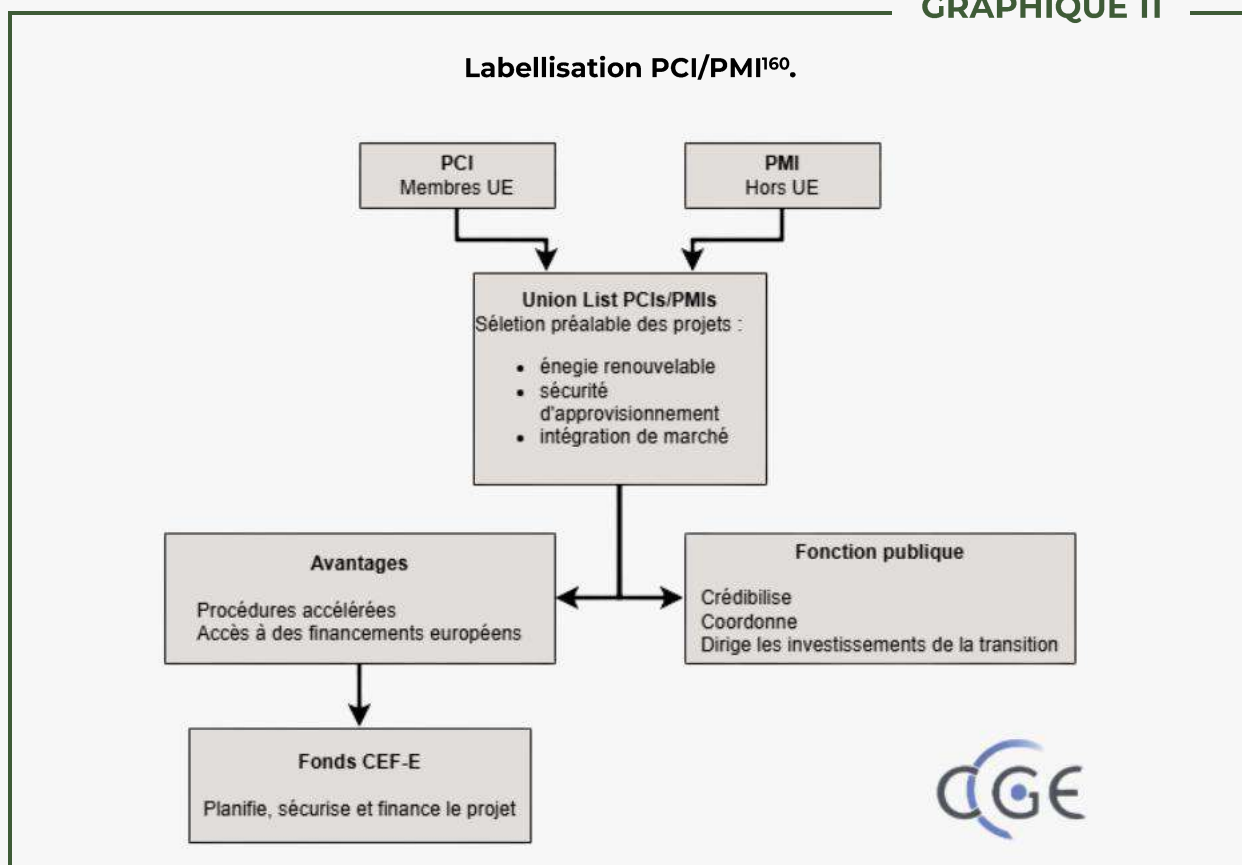
- Contribuer à la sécurité d'approvisionnement, à l'intégration du marché et à la transition bas carbone ;
- Présenter un bilan coûts-bénéfices positif à l'échelle européenne.

Une fois sélectionnés, les projets sont inscrits dans la liste PCIs/PMIs¹⁵⁹, adoptée périodiquement par la Commission européenne. Cette liste constitue une étape déterminante, car elle établit la **reconnaissance officielle du caractère stratégique** des projets pour le système énergétique européen.

Elle agit comme un **mécanisme de présélection** des infrastructures prioritaires, conditionnant l'accès à **plusieurs avantages**, notamment des procédures d'autorisation simplifiées et accélérées, un cadre réglementaire harmonisé, ainsi que l'éligibilité à des financements européens. Ainsi les labels PCI et PMI constituent des instruments stratégiques de la politique énergétique européenne qui dépassent largement le cadre administratif pour devenir de véritables leviers de transformation.

Au-delà de ces bénéfices opérationnels, ils remplissent **une fonction politique** en renforçant la crédibilité des projets auprès des investisseurs et autorités nationales, en leur conférant une priorité qui structure la coordination entre États membres, et en orientant les investissements vers les infrastructures critiques de la transition énergétique (réseaux d'hydrogène, interconnexions électriques renouvelables, installations de capture et transport de CO₂). Cette approche intégrée permet d'harmoniser l'efficacité opérationnelle avec la gouvernance politique et les ambitions climatiques, préparant ainsi le système énergétique européen aux défis futurs tout en consolidant sa dimension transfrontalière et sa résilience collective.

¹⁵⁹ (2024). 'First PCIs/PMIs list data available on Transparency Platform managed by CINEA'. *European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*.



2. Le fonds *Connecting Europe Facility*

L'accès privilégié aux financements européens rendu possible par la labellisation, permet de souligner le rôle central que jouent les instruments financiers européens dans la concrétisation des investissements énergétiques transfrontaliers mais aussi la construction de nouvelles dépendances. Pour comprendre comment les futures dépendances sont construites nous allons analyser les lauréats du fonds CEF-E des années 2024¹⁶¹ et 2025¹⁶².

Le **Connecting Europe Facility (CEF)**¹⁶³ est un instrument financier majeur de l'Union européenne destiné à soutenir le développement d'infrastructures stratégiques à l'échelle européenne, notamment dans les secteurs du transport, de l'énergie et du numérique. Dans sa composante énergétique, le **CEF Energy (CEF-E) vise à financer et à faciliter la**

¹⁶⁰ Composition des auteurs.

¹⁶¹ (2025). 'EU invests over €1.2 billion in cross-border infrastructure contributing to build our Energy Union and to boost competitiveness'. *Union européenne*.

¹⁶² (2026). 'CEF Energy: €650 million allocated to 14 cross-border energy infrastructure projects'. *European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*.

¹⁶³ (2026). 'Connecting Europe Facility'. *Union européenne*.

réalisation d'infrastructures énergétiques transfrontalières permettant de renforcer l'interconnexion des réseaux, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de soutenir la transition vers un système énergétique bas carbone.

Il a été mis en place pour répondre aux insuffisances structurelles du marché, en particulier le manque d'investissements dans des projets transfrontaliers complexes, coûteux ou présentant un niveau de risque élevé, mais essentiels au fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et à l'atteinte des objectifs climatiques européens. Un des critères d'éligibilité du fonds CEF-E est la labellisation du projet en tant que PCI/PMI, qui constitue une forme de présélection attestant de sa valeur ajoutée européenne. Le CEF-E permet ainsi d'accorder des subventions pour les études d'un projet et/ou pour sa construction, **réduisant les risques financiers et facilitant la concrétisation de projets** essentiels mais difficilement finançables uniquement par des acteurs privés. En soutenant ces infrastructures, le CEF-E joue un rôle central dans la construction d'un réseau énergétique européen plus intégré, résilient et durable, capable de répondre aux enjeux de sécurité énergétique, de compétitivité et de transition climatique.

Le critère d'éligibilité de la labellisation PCI/PMI des projets permet **d'encourager la collaboration** entre les États membres de l'UE autour de réseaux intégrés, cependant, il soulève aussi des dépendances entre les États. Cet enjeu est d'autant plus important pour les projets labellisés avec des États tiers à l'UE puisqu'ils seront financés par l'UE. En effet, en analysant les lauréats du fonds CEF des années 2024 et 2025 nous remarquons que **3 pays hors UE ont été financés** pour des études de projets (tableau 1).

TABLEAU 1

Projet ¹⁶⁴	Catégorie	Pays	Montant CEF-E	Description
GREGY Interconnector	Electricité	Egypte Grèce	2025 : 9,5M€	Une interconnexion électrique sous-marine de 950 km entre l’Egypte et la Grèce capable d’acheminer jusqu’à 3 000 MW d’électricité renouvelable produite en Égypte vers l’Europe afin de renforcer la sécurité énergétique, réduire la dépendance aux énergies fossiles et les émissions de CO ₂ , tout en soutenant l’hydrogène vert et en positionnant la Grèce comme hub énergétique.
Central European Hydrogen Corridor (CEHC)	Hydrogène	Ukraine Slovaquie République Tchèque Allemagne	2025 : 2,5M€	Projet visant à transporter d’importants volumes d’hydrogène renouvelable d’Ukraine vers l’Allemagne via la Slovaquie et la République tchèque en ré-utilisant des infrastructures gazières existantes.
EU2NSEA	CO ₂	Norvège Allemagne Belgique Luxembourg France	2024 : 13,8M€ pour la partie qui relie la Belgique à la frontière norvégienne en Mer du Nord 2,8M€ pour les installations en Allemagne 7,6M€ pour les installations autour du port de Dunkerque (FR)	Consiste en la construction d’une grande infrastructure transfrontalière de transport et de stockage de CO ₂ coordonnée par l’entreprise norvégienne Equinor et plusieurs partenaires européens, visant à développer un réseau de pipelines à grande échelle pour acheminer le CO ₂ capté auprès d’émetteurs industriels en Europe du Nord-Ouest vers des sites de stockage géologique permanents sous le fond marin de la mer du Nord.

La labellisation PCI/PMI et l’obtention de financements européens pour ces projets attestent de leur valeur à l’échelle de l’Union européenne. Toutefois, ce principe mérite un regard critique.

La France est particulièrement concernée par le projet EU2NSEA. Une analyse plus précise montre qu’une de ses composantes est portée par la société française NaTran anciennement GRTgaz. Le projet DKHARBO¹⁶⁵ s’inscrit dans le programme CO₂ Highway Europe¹⁶⁶, lui-même intégré au programme EU2NSEA¹⁶⁷, qui vise à développer un réseau européen de transport et de stockage du CO₂ reliant les zones industrielles d’Europe du Nord-Ouest aux sites de stockage en mer du Nord. Cette sous-division, DKHARBO, a pour objectif de capter le CO₂ généré par les industries de Dunkerque et de le transporter vers des sites de stockage sécurisés en mer du Nord pour un enfouissement permanent. Le projet combine le développement d’infrastructures de transport et de stockage avec l’objectif

¹⁶⁴ Les tracés des projets ainsi que les fiches techniques sont disponibles en annexe.
¹⁶⁵ Natran. (2026). ‘DKHARBO’.
¹⁶⁶ (2025). ‘CO₂ Highway Europe’. Equinor.
¹⁶⁷ (2025). ‘EU2NSEA: A major European cross-border CO₂ pipeline with storage in the North Sea’. Equinor.

de soutenir la décarbonation industrielle, tout en favorisant l'innovation et la transition énergétique de la région.

La labellisation en 2024 et l'obtention du fonds CEF-E en 2025 pour le projet DKHARBO est à **mettre en perspective avec les orientations politiques** décidées à la même période. En effet, en juillet 2024 est publié un *état des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France*¹⁶⁸ qui a mis en évidence les contraintes françaises en matière de stockage géologique. L'état des lieux montre que les émissions industrielles difficiles à décarboner dépassent plusieurs dizaines de millions de tonnes de CO₂ par an et que les capacités nationales sont insuffisantes pour absorber ces volumes. Il souligne ainsi la nécessité de recourir à des infrastructures de stockage hors du territoire, en particulier dans les réservoirs norvégiens de la mer du Nord. Ces constats ont permis aux décideurs français de planifier des initiatives de captage et de transport de CO₂ en sachant que des solutions fiables existeraient grâce au réseau européen.

En février 2026, un *communiqué de presse est publié sur l'avancement de la stratégie nationale CCUS*¹⁶⁹ et **confirme cette orientation**. Il souligne que la France peut accélérer le déploiement de la filière industrielle parce qu'elle s'appuie sur l'existence de soutiens européens qui réduisent les incertitudes financières et techniques. Cela est illustré concrètement par "*la ratification en juin 2025 du protocole de Londres autorisant le transport transfrontalier de CO₂ à des fins de stockage en mer, et signé un accord bilatéral avec la Norvège*"¹⁷⁰. Ainsi les financements garantissent non seulement la **construction d'infrastructures transfrontalières**, mais assurent également la **crédibilité du projet**, permettant à l'État de fixer des objectifs ambitieux pour la décarbonation industrielle.

La chronologie de ces publications et de l'obtention de financements révèle une dynamique claire. La labellisation PCI/PMI en 2022 a envoyé un signal de viabilité aux acteurs nationaux. Le rapport de 2024 a précisé l'ampleur des besoins industriels et les limites nationales de stockage. Le financement CEF-E en 2025 a sécurisé les investissements nécessaires pour construire les infrastructures de transport et l'accès aux sites de stockage nord-européens. L'analyse croisée de ces éléments révèle **l'influence des mécanismes de soutien européens** dans le développement des projets mais aussi de la stratégie nationale française en faveur du CCUS.

¹⁶⁸ Gouvernement Français. (2024). 'État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France'.

¹⁶⁹ (2026). 'Stratégie nationale CCUS : l'État accélère la décarbonation industrielle'. *Gouvernement français*.

¹⁷⁰ *Ibid.* : 169.

Ainsi les mécanismes européens de soutien constituent bien plus que de simples instruments financiers ou administratifs. Ils **structurent** en profondeur les choix stratégiques des États membres en **orientant les investissements** vers des infrastructures transfrontalières jugées prioritaires à l'échelle continentale. L'exemple du projet DKHARBO illustre parfaitement cette dynamique : la labellisation PCI/PMI a d'abord envoyé un signal de viabilité aux acteurs nationaux, permettant aux décideurs français d'élaborer une stratégie nationale CCUS ambitieuse en s'appuyant sur la certitude que des solutions de stockage transfrontalières seraient disponibles. Le financement CEF-E a ensuite sécurisé les investissements nécessaires, conférant à cette stratégie une crédibilité suffisante pour fixer des objectifs industriels concrets. Ainsi, les instruments européens ne se contentent pas d'accompagner des projets déjà définis au niveau national : ils **conditionnent l'émergence de projets et orientent les politiques publiques des États membres et génèrent de nouvelles formes d'interdépendance** dont la gestion constitue un enjeu majeur pour la souveraineté énergétique européenne.

Dépendances au Cadre Juridique de l'Union Européenne

- **L'intégration énergétique européenne**, en marche depuis la fondation de la Communauté Économique du Charbon et de l'Acier en 1951, **est construite autour d'arguments sécuritaires d'abord et climatiques ensuite**. Si cette intégration **promeut la sécurité énergétique des États membres et permet des politiques climatiques ambitieuses**, elle implique un **compromis de souveraineté**. D'une part, la France est **contrainte de se conformer à des règles de marchés** en démantelant ses monopoles d'État EDF et GDF. D'autre part, **l'interconnexion des réseaux électriques et gaziers implique l'expansion de la surface de vulnérabilité**. Ce second aspect se traduit dans la dépendance à la **gestion des réseaux par les autres États membres, dans l'accroissement de la vulnérabilité aux attaques hybrides** et dans le risque de **dépendances technologiques issues d'autres États membres**.
- Plusieurs textes débattus à Bruxelles auront une incidence majeure sur le futur de la politique énergétique européenne et française. C'est notamment le cas pour **la réduction des prix de l'énergie et le développement d'une filière d'hydrogène bas-carbone en France**. Les prix de l'énergie, l'un des facteurs de la compétitivité industrielle, seront impactés par **de possibles concessions concernant l'ETS, l'optimisation de la flexibilité de la demande et le développement d'interconnexions transfrontalières**. La définition de l'hydrogène bas carbone en Europe révèle un profond clivage politique autour du nucléaire, opposant une coalition pro-nucléaire menée par la France à un bloc anti-nucléaire conduit par l'Allemagne, et illustrant comment **les arbitrages européens conditionnent directement les stratégies énergétiques nationales et créent une dépendance réglementaire**.
- Les fonds européens, via des mécanismes comme les labels PCI/PMI et le CEF, ne se contentent pas de financer des infrastructures énergétiques transfrontalières, mais structurent et orientent en profondeur les coopérations et les stratégies nationales, **en créant des interdépendances assumées au service de la transition énergétique européenne**.



III. Dépendances des territoires français au système énergétique

Si la France dépend d'acteurs extérieurs pour son approvisionnement énergétique, il en est de même d'un point de vue interne. En effet, l'État français est fracturé en plusieurs territoires selon des caractéristiques propres qui révèlent des dépendances aux politiques publiques décidées à l'échelle nationale ainsi qu'aux réalités géographiques et historiques. Ce troisième jalon des dépendances énergétiques a pour but d'observer l'organisation interne de la France par le prisme des politiques publiques qui façonnent le paysage énergétique. Cette territorialisation énergétique montre que la souveraineté énergétique française reste hétérogène à cause de contraintes géographiques, des capacités institutionnelles différenciées et des dépendances spécifiques des territoires. Nous verrons comment la territorialisation de l'énergie en Hexagone s'organise avant d'étudier les particularités énergétiques de certains territoires d'outre-mer puis analyser les limites économiques et structurelles de leur transition énergétique.

A. La territorialisation de l'énergie en France hexagonale

Le paysage de la production et de la consommation énergétique hexagonal dépend d'un **cadre législatif historique** mais aussi des **spécificités géographiques**. Dans le cadre de la production électrique, l'implantation du nucléaire et du photovoltaïque revêt des dimensions aussi bien géographiques que politiques. La production et la consommation d'énergie nucléaire et renouvelable dans le cadre du mix électrique seront analysées plus spécifiquement dans cette partie.

1. Cadre réglementaire et législatif organisant la territorialisation de l'énergie en Hexagone

La gouvernance énergétique en France peut être considérée comme technocratique et centralisée, bien que la tendance actuelle soit à la décentralisation des prérogatives énergétiques.

Après la Première Guerre mondiale, dans un souci de compenser les effets de la crise économique et de répondre aux exigences européennes, l'État prend la responsabilité de déterminer les tarifs de l'énergie. La nationalisation de l'énergie vient ensuite, après la Seconde Guerre mondiale, par la création d'EDF, de GDF (actuellement ENGIE) et de Charbonnages de France¹⁶⁶. Ces entités sont gouvernées par une élite technocratique ayant

une vision centralisée de l'énergie et perpétuant la tradition de planification française¹⁷¹. Malgré les lois de décentralisation (1982-1984), le secteur de l'énergie reste l'un des seuls domaines d'activités à demeurer une prérogative de l'État, et ce jusque dans les années 2000.

La création des **Plans Action Climat** en 2004¹⁷², invitant les autorités locales à établir et proposer des actions claires et simples de participation citoyenne, est l'un des points de départ de l'investissement croissant des acteurs locaux dans la transition énergétique. Les lois Grenelle I et II datant de 2009 et 2010, viennent confirmer cet investissement. Dès lors, les Régions ainsi que les grandes métropoles sont tenues de publier des Plans Climat Air Énergie Territorial qui ont pour vocation d'améliorer la qualité de l'air, de réduire la consommation énergétique et de limiter les émissions de gaz à effet de serre. De plus, les Régions publient les premiers Schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui définissent notamment les objectifs régionaux en matière de développement de filières d'énergies renouvelables et d'adaptation au changement climatique.

La **LTECV** de 2015 marque **le tournant décisif de la délégation stratégique des prérogatives énergétiques aux Régions**. En effet, ces dernières deviennent planificatrices et peuvent contribuer au financement de projets locaux ainsi que faciliter leur mise en place. Elles peuvent fixer leur stratégie en termes de développement énergétique et sont aussi gestionnaires des financements attribués par l'État et l'Union européenne¹⁷³. Dans le cadre de la planification des politiques énergétiques régionales, des documents tels que le **SRADDET** (schéma régional d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires) ainsi que les PCET (plans climat) **annoncent les grands axes de la stratégie de chaque région dans le cadre de la planification Climat-Air-Energie**.

Le développement local des énergies renouvelables est encore renforcé par la loi APER qui permet au niveau communal de déterminer les zones d'accélération où elles souhaitent prioritairement voir des projets d'énergies renouvelables s'implanter, et ce après concertation avec les administrés¹⁷⁴.

Le cadre national (PPE 3, SNBC) **reste cependant prédominant**. Toute modification stratégique nationale entraînerait des modifications en cascade. Le schéma précédent illustre bien la mainmise de l'État en termes d'énergie ainsi que l'approche descendante décrite précédemment. Les plans régionaux doivent obligatoirement prendre en compte les directives

¹⁷¹ Knodt, M. et Kemmerzell, J. (2022). 'Handbook of Energy Governance in Europe'.

¹⁷² Ministère de l'Écologie et du développement durable. (2004). 'Plan Climat'.

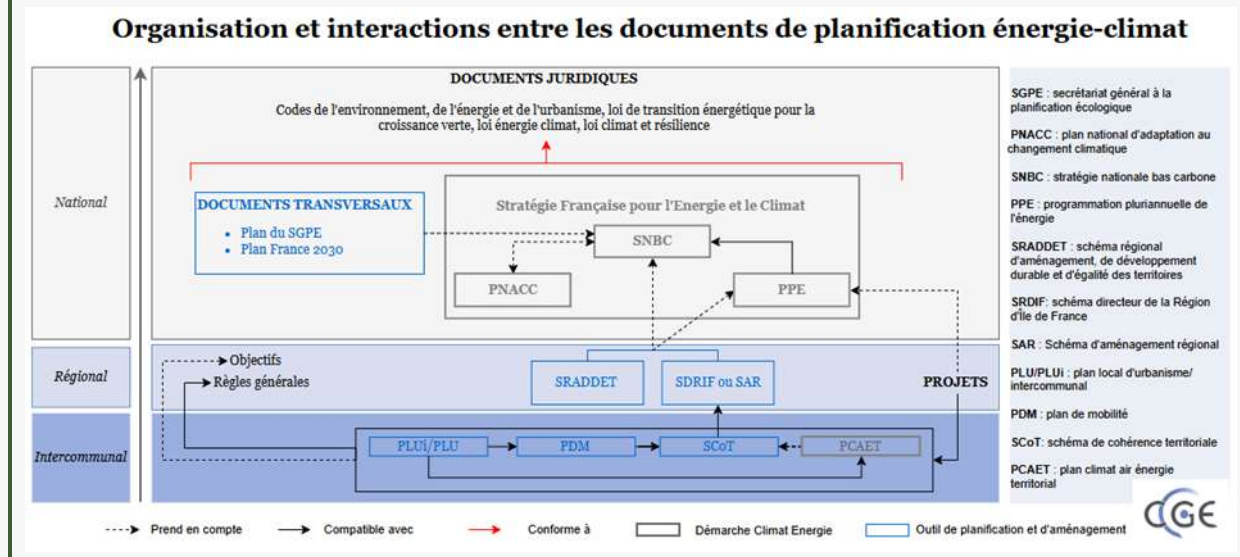
¹⁷³ Réseau Action Climat. (2021). 'Ma région en action - Les leviers pour une transition écologique et juste'.

¹⁷⁴ DREAL Auvergne-Rhône-Alpes. (2023). 'Portrait Régional Développement des Énergies renouvelables en Auvergne-Rhône-Alpes'.

de la stratégie nationale pour l'énergie et le climat tout comme les projets qui s'appuient sur les objectifs de la PPE et doivent rester compatibles avec les plans intercommunaux. Les Régions ne sont maîtresses de leur transition que si elles s'inscrivent dans les plans nationaux. Un projet ne peut donc être porté par une Région que si le cadre national le permet.

GRAPHIQUE 12

Organisation et interactions entre les documents de planification énergie-climat¹⁷⁵.



La décentralisation permet certes un investissement des Régions et plus largement des acteurs locaux sur les questions de transition énergétique, mais assure également le contrôle des politiques énergétiques par l'État. La décentralisation promise par les réformes du système énergétique peut donc être questionnée. Ce fonctionnement pose la question de son impact sur la réalité de la transition énergétique dans les territoires.

2. Territorialisation de l'énergie en France

L'échelle régionale, du fait de la compétence planificatrice énergétique des Régions, permet d'obtenir une vision territorialisée mais globale de la transition énergétique française et de son organisation. C'est donc cette échelle que nous allons utiliser dans la suite de cette analyse.

a. Un parc électronucléaire historiquement hétérogène

Historiquement et en raison de leurs géographies différentes, **les 12 Régions hexagonales** (hors Corse) **ont des parcs électriques très différents**. La production nucléaire est prépondérante dans certaines

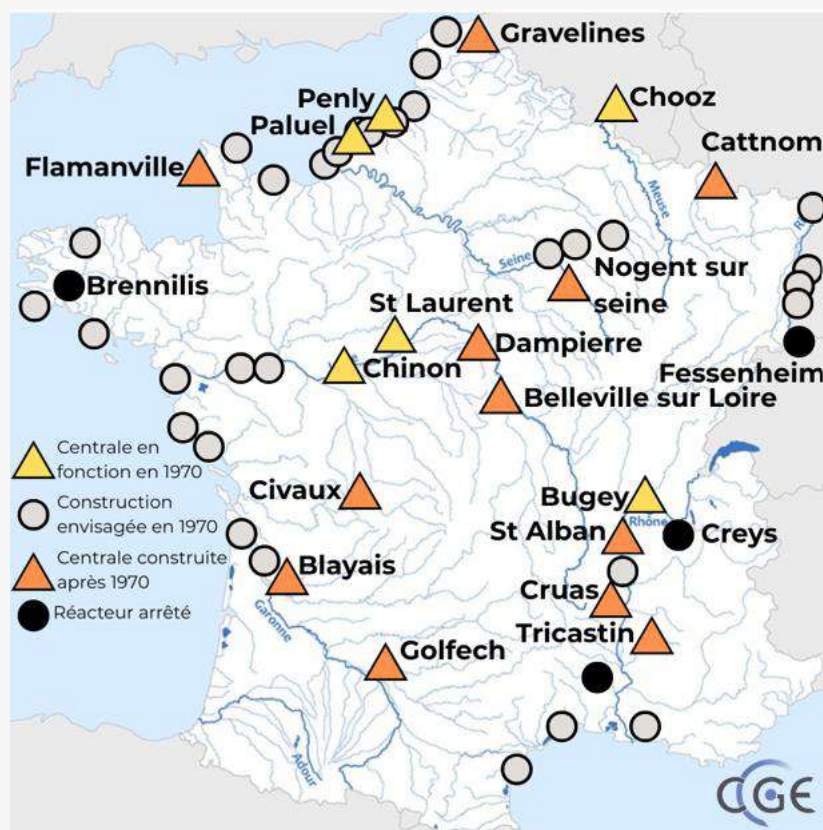
¹⁷⁵ DGEC.

régions, tandis que d'autres développent principalement des énergies fossiles ou renouvelables. Cette hétérogénéité des ressources découle d'aspects géographiques et d'un historique toujours ancré dans les politiques de développement du nucléaire en France.

En 1970, le développement massif du nucléaire civil dans le cadre du deuxième volet du plan Messmer, pousse l'État et EDF à prospecter l'ensemble du territoire afin d'y implanter des centrales (carte 3)¹⁷⁶. Ce plan a pour objectif de **construire treize réacteurs nucléaires d'ici à 1980**¹⁷⁷.

CARTE 3

Maillage du parc nucléaire français en 1970 et en 2025¹⁷⁸.



Bien que le découpage régional soit alors différent, les pistes de développement du nucléaire se font principalement en Auvergne-Rhône-Alpes, dans les Hauts-de-France, en Normandie, en Centre-Val de Loire et dans le Grand Est.

¹⁷⁶ Meyer, Téva. (2024). 'Les systèmes géopolitiques locaux du nouveau programme nucléaire français', *Hérodote*.

¹⁷⁷ *Op. Cit.* : 172.

¹⁷⁸ Composition des auteurs à partir de *Op. Cit.* : 176.

Cette répartition du nucléaire en Hexagone s'explique par la géographie des milieux considérés. La mise en œuvre est contrainte par la **nécessité de cours d'eau permettant un refroidissement rapide des centrales**. Le débit doit être suffisant, ainsi des rivières telles que le Rhône sont plébiscitées pour la construction de réacteurs. Il reste aussi nécessaire que les sols soient adéquats (pas d'enfoncement ou de risque sismique) et qu'une **zone foncière importante** soit disponible pour la construction de réacteurs¹⁷⁹. L'implantation des centrales nucléaires dans ces zones est donc certes due à des prédispositions géographiques mais revêt aussi des dispositions sociales et politiques importantes.

L'**acceptation de la population** reste effectivement primordiale pour la construction de sites bien que les concertations publiques en amont de grands projets ne soient mises en place qu'à partir de 1995. Le type d'informations transférées aux administrés peut faire basculer l'opinion publique. Les maires jouent ainsi un rôle crucial de politique de proximité. Les directions d'affaires publiques des entreprises peuvent aussi faire entendre leur voix lors des concertations publiques dès 1995. Les arguments sont multiples. D'une part, l'installation d'un parc nucléaire peut s'apparenter à une **croissance démographique, économique et sociale** autour de la centrale. Des régions fortement rurales peuvent ainsi bénéficier de cette construction et de ses externalités positives. Des projets d'infrastructure sont aussi souvent construits afin de favoriser l'acceptabilité locale. D'autre part, la **pression environnementale** reste aussi cruciale et des voix se font notamment entendre quant à la dangerosité écologique des déchets nucléaires. Ce dernier aspect reste l'une des principales raisons pour lesquelles les littoraux breton et méditerranéen n'abritent pas de centrales de par une opposition forte des conseils municipaux ainsi que de la population à l'époque¹⁸⁰. Le soutien des mairies et de la population est donc crucial.

Dans le cadre récent de la relance du nucléaire, déjà annoncée en 2022 par Emmanuel Macron, la PPE 3 se donne pour objectif le lancement d'un programme de construction de six nouveaux réacteurs (EPR2) et de redressement de la disponibilité du parc existant. **Le choix des sites pour l'installation de nouveaux réacteurs est une prérogative d'EDF** qui a pris la décision de **les implanter sur des parcs déjà existants** et cela **en dépit de l'annonce en 2023 du déploiement de petits réacteurs modulaires sur l'ensemble du territoire**. La disponibilité du foncier, la préexistence de lignes à très hautes tension ainsi que l'acceptabilité locale déjà acquise ont

¹⁷⁹ Op. Cit. : 176.

¹⁸⁰ Op. Cit. : 176.

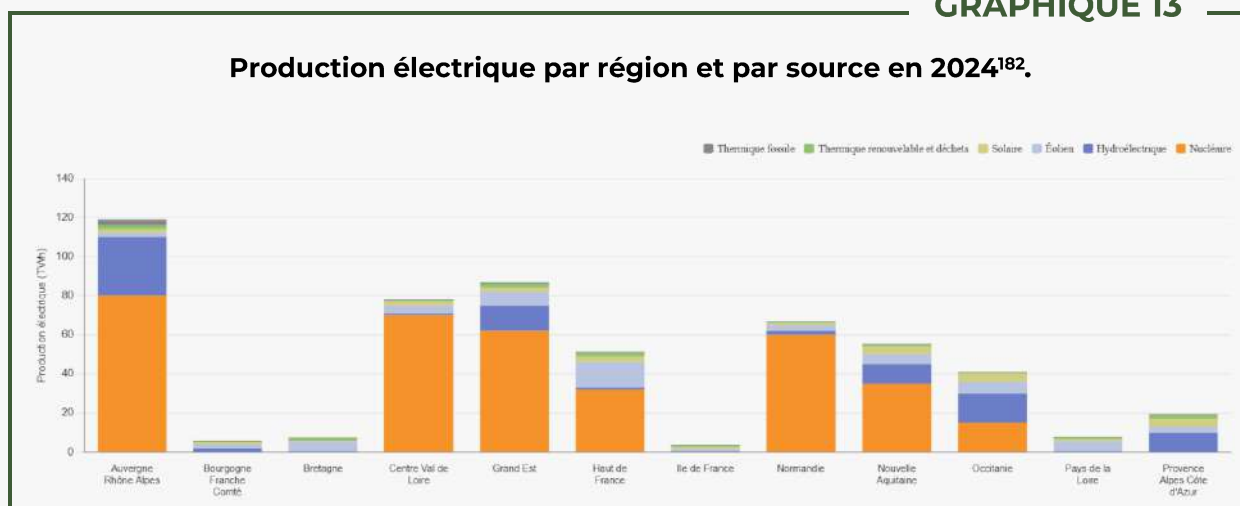
motivé ces choix¹⁸¹. Cela limite donc le développement du nucléaire dans d'autres territoires n'ayant pas déjà fait ce choix, il y a plus de 30 ans. **La relance du nucléaire reste confinée à des Régions spécifiques** privant non seulement certains territoires d'une augmentation forte de leur production électrique mais également des retombées économiques de telles installations.

Plus encore, ce système d'**ascendance nationale** met en compétition les territoires déjà nucléarisés. Les élus se mobilisent à tous les niveaux afin de se faire allouer les projets.

Les candidatures s'appuient sur l'influence de certains représentants ayant des contacts dans les hautes institutions (EDF, Bercy) à l'image de Laurent Wauquiez président de la région Auvergne-Rhône-Alpes pour le Tricastin, Jean-Michel Baylet ancien ministre et président de l'intercommunalité où se trouve la centrale de Golfech ou encore François Baroin pour le site de Nogent-Sur-Seine. Cela pose ainsi la question d'égalité entre territoires ne bénéficiant pas de la même représentation politique et médiatique. Le **développement du nucléaire** n'est donc **pas seulement géodépendant mais politique**, ce qui en fait un enjeu de taille pour les représentants locaux et régionaux.

3. Le mix électrique des Régions

GRAPHIQUE 13



Le développement d'ENR reste, contrairement à celui du nucléaire, qui revêt une dimension historique et politique forte, **principalement conditionné par la géographie des territoires considérés**. Il est par exemple possible d'observer que l'Auvergne-Rhône-Alpes produit plus d'énergie non carbonée que ses pairs, et ce, de par son parc naturel

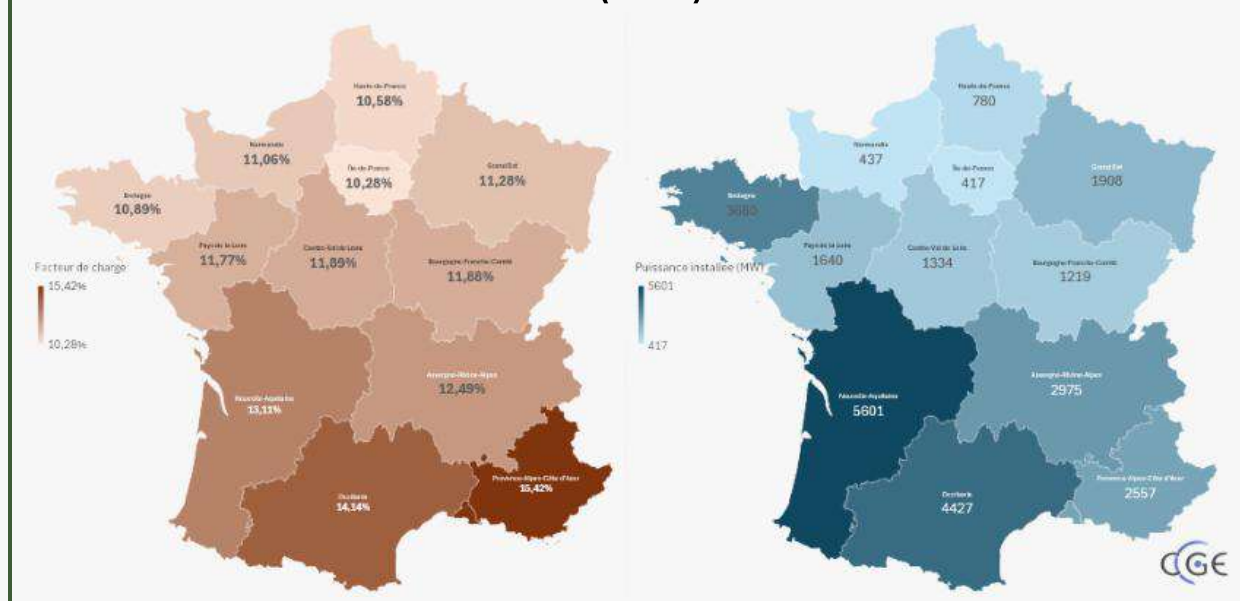
¹⁸¹ Op. Cit. : 176.

¹⁸² (2024). 'Bilans électriques nationaux et régionaux'. RTE.

hydraulique, qui représente 44 % de la production hydroélectrique nationale. L'utilisation des ressources hydrauliques s'élève à près de 89 %¹⁸³ de la capacité totale de la région et ce, de par l'historique industriel autour du Rhône. Les aménagements hydroélectriques autour de cette ressource débutent dès la loi d'aménagement du Rhône datant de 1921 ainsi que la création de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), fonctionnant grâce à des fonds publics et privés, à qui est concédée l'aménagement du Rhône sur une période de 99 ans¹⁸⁴. Les aménagements actuels sont ainsi le fruit d'une longue culture hydroélectrique dans la Région.

CARTE 4

Facteur de charge photovoltaïque en % (gauche) et puissance parc solaire installé en TWh (droite)¹⁸⁵.



Dans le cas de l'**énergie photovoltaïque**, la géographie joue aussi un rôle prépondérant notamment pour les régions disposant d'un ensoleillement important à l'année. La production est contrainte par le **facteur de charge**¹⁸⁶ dépendant des **conditions d'ensoleillement**¹⁸⁷.

Il est observable que des Régions telles que l'Occitanie, PACA, l'Auvergne-Rhône-Alpes et la Nouvelle-Aquitaine disposent de meilleures conditions climatiques et géographiques quant à l'installation d'un parc solaire. Ce sont aussi les 4 régions avec le plus large parc solaire installé et la plus grande production photovoltaïque. Cette puissance installée est donc aussi

¹⁸³ (2019). 'Les régions en France les plus impliquées dans la production d'énergies renouvelables'. *Engie*.

¹⁸⁴ Rocher, Nicolas. (2010). 'L'exploitation du Rhône'. *Lumières sur Rhône-Alpes*.

¹⁸⁵ Composition des auteurs à partir de (2024). 'Panorama de l'électricité renouvelable'. *RTE*.

¹⁸⁶ Évaluation en pourcentage de la production d'énergie réelle d'une installation comparée à la production maximale théorique à puissance maximale et à 100 % du temps.

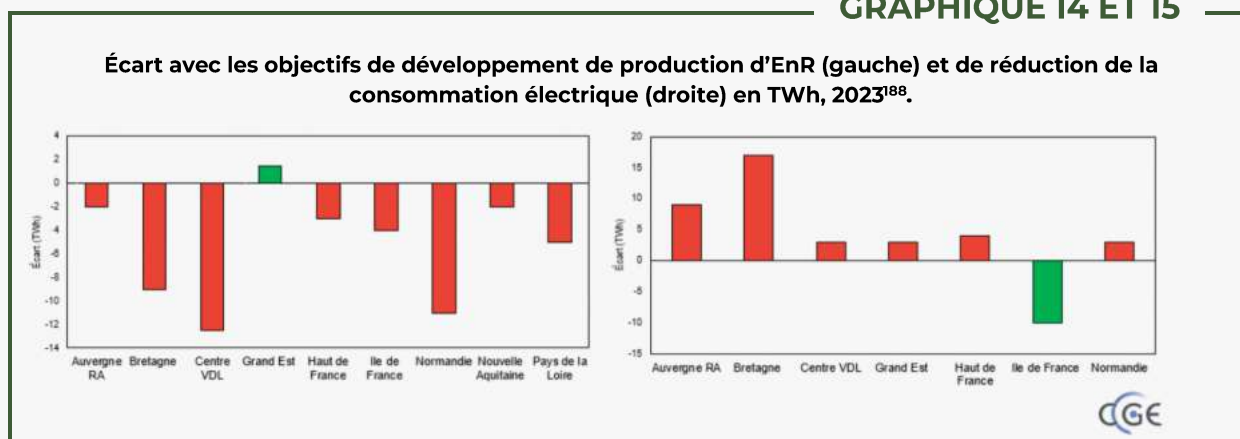
¹⁸⁷ (2025). 'Facteurs de charge et taux de couverture régionaux annuels des énergies renouvelables (2014 à 2025)'. *République française*.

contrainte géographiquement. Les productions solaires découlent donc de spécificités géographiques mais il reste possible pour des régions au climat moins favorable de développer ces technologies à l'image des régions du Nord qui développent, bien que dans une moindre mesure, cette énergie.

4. Une transition énergétique en marche mais contrainte

Les Régions font face à des problématiques énergétiques propres. **Les objectifs des Régions sont explicités dans leurs SRADDET** (schéma régional d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires). Ces objectifs sont suivis par le Réseau Action Climat à l'aide de l'observatoire des objectifs régionaux climat énergie. Cet outil permet d'observer les trajectoires de chaque Région ainsi que la trajectoire à suivre afin d'atteindre ses objectifs d'ici 2050.

GRAPHIQUE 14 ET 15



La tendance pour la totalité des Régions est que **les objectifs des SRADDET restent non atteints** (graphique 14 et 15). Il demeure cependant important de noter que certaines Régions sont en meilleure position afin d'atteindre les objectifs régionaux et nationaux tandis que d'autres accusent un retard flagrant. L'Île-de-France est par exemple la seule région à avoir réussi à diminuer sa consommation selon ses objectifs en 2023. La mise en place d'une Feuille de route pour la transition énergétique en Île-de-France depuis 2021 peut expliquer ces avancées. Cette feuille de route est mise en place par différents services de l'État (DRIEAT¹⁸⁹, ADEME et préfecture entre autres) autour des trois grandes priorités franciliennes pour la transition énergétique : la rénovation des bâtiments, le développement des énergies renouvelables et le passage à une mobilité propre¹⁹⁰. En 2023, 81 % des actions prévues par ce plan ont été réalisées, notamment en termes de rénovation énergétique des bâtiments. L'organisation et la planification

¹⁸⁸ (2025). 'Où en sont les régions de la transition ?'. *Observatoire des objectifs régionaux climat énergie*.

¹⁸⁹ Directions régionales et interdépartementales de l'environnement, de l'aménagement et des transports.

¹⁹⁰ Services de l'État – ADEME. (2024). 'Feuille de route pour la transition énergétique en Île-de-France'.

régionale de plans locaux aboutis permettent ainsi d'atteindre des objectifs ambitieux.

En termes de développement des EnR, la Bretagne et le Centre-Val de Loire accusent des écarts supérieurs à 10 TWh. Cependant, ces régions ont aussi vu un essor de près de 30 % en termes d'éolien et solaire en 2024 par rapport à l'année précédente pour la première et de 33 % en solaire en Centre-Val de Loire. La Bourgogne-Franche-Comté est aussi une région où le parc solaire a plus que doublé entre 2023 et 2024 (+63 %). Bien que ces avancées restent insuffisantes quant aux objectifs portés par les plans régionaux, il reste important de noter que **les mises en place de parcs photovoltaïques dépendent d'un processus administratif complexe**. La quantité de documents de planification ainsi que la multiplicité des autorisations à fournir ralentissent considérablement les évolutions des parcs photovoltaïques. En France, leur développement dure **en moyenne quatre ans contre un en Allemagne** par exemple¹⁹¹. Ces temps d'instructions rallongés ainsi que la pluralité des acteurs avec des compétences mal définies ne permettent pas un développement rapide de parcs photovoltaïques bien que les sols, le foncier et les volontés locales s'y prêtent. Une **simplification de la procédure** est plébiscitée notamment par France Territoire Solaire, think tank ayant pour objectif le développement de l'énergie solaire en France¹⁹².

Par ailleurs, le manque de **méthodologie commune** des Régions afin d'élaborer les plans locaux ainsi que l'hétérogénéité en termes de temporalité des objectifs demeure critiquable¹⁹³. Les SRADDET regroupent des thématiques transversales. Les données disponibles par région sont imprécises et hétérogènes. Une analyse coordonnée de la transition des Régions est donc difficile à mettre en place à l'échelle nationale. La transition nationale passe par des choix de stratégie régionale, qui affectent le réseau ainsi que l'approvisionnement énergétique interrégional. Une homogénéisation serait donc souhaitable afin de pouvoir comparer les évolutions régionales et par conséquent analyser la transition énergétique française à cette échelle.

Certaines Régions appellent aussi à obtenir une **PPE régionalisée** qui prendrait en compte les planifications régionales ainsi qu'une simplification des procédures de révision¹⁹⁴.

¹⁹¹ France Territoire Solaire. (2021). 'Le parcours du combattant – Développer un projet solaire au sol en France'.

¹⁹² *Ibid.* : 191.

¹⁹³ Négawatt. (2020). 'Analyse et concaténisation du volet énergie des SRADDET'.

¹⁹⁴ Lenormand, Anne. (2026). 'Transition énergétique : les régions demandent plus d'autonomie'. *Banque des territoires*.

De plus, elles font remarquer l'**incohérence de l'éventuelle modification de la PPE en 2027** alors que les plans énergétiques ont déjà été engagés. Cela fragiliserait d'autant plus ces stratégies locales. La **méthodologie descendante** de l'administration française montre donc ses limites en termes de politique énergétique.

Les politiques énergétiques françaises aux échelles régionales restent ainsi complexes et chronophages. Les productions ainsi que le mix énergétique français dépendent d'un historique fort mais aussi de la capacité d'exploitation des ressources de chaque région. Cette problématique reste vraie pour les territoires d'outre-mer. À cela s'ajoutent des problématiques énergétiques spécifiques comme conséquences de leur insularité.

B. La spécificité de la réalité énergétique des DROM

Par leur situation géographique, les Départements et Régions d'Outre-Mer (DROM) font face à des réalités énergétiques différentes de l'Hexagone. Les territoires d'outre-mer sont des **zones non interconnectées** (ZNI) au réseau électrique continental et bénéficiant d'un système à part entière de financement et de mise en place de projets énergétiques. Cette appellation concerne les DROM mais aussi quatre petites îles de Bretagne, Wallis et Futuna, Saint-Martin, St-Barthélemy, et la Corse. Cette dernière, partiellement reliée au réseau continental ne sera pas intégrée dans notre étude. Mayotte est dénuée d'observatoire de l'énergie, ce qui compromet l'accessibilité à des données analysables sur le territoire. L'étude se limitera donc à quatre départements d'outre-mer : la **Guadeloupe**, la **Martinique**, la **Réunion** et la **Guyane** dont la transition énergétique est organisée et documentée.

Dans un souci de souveraineté énergétique et décisionnelle de ces territoires par rapport à l'État, la LTECV établit des **PPE spécifiques à chaque territoire**. Ces programmes ont été co-élaborés par le gouvernement, les autorités locales, la CRE, EDF SEI (systèmes énergétiques insulaires) et la consultation du grand public. Cette partie détaillera les réalités énergétiques de ces territoires ainsi que les objectifs de leurs PPE. Pour tous les DROM, **l'objectif est d'atteindre l'autonomie énergétique en 2030** d'après la LTECV. Cette notion reste cependant peu définie dans ce texte. Elle est difficilement atteignable car la dépendance à des technologies et des approvisionnements extérieurs bien que renouvelables (panneaux photovoltaïques, éoliennes, pellets de bois pour la bioénergie) reste

prédominante. **L'autonomie énergétique promue est plutôt une indépendance face aux importations d'hydrocarbures.**

1. Les Antilles (Guadeloupe, Martinique)

L'archipel guadeloupéen, composé de cinq îles, est niché au cœur de l'arc des petites Antilles, tout comme la Martinique. Les territoires disposent d'un taux d'ensoleillement bien supérieur à la moyenne de l'Hexagone (2600 heures¹⁹⁵ contre 1800 en moyenne en Hexagone¹⁹⁶), ce qui leur confère une **prédisposition au développement d'énergie solaire**. De plus, elles disposent de la possibilité de recourir à l'énergie éolienne, à l'hydraulique en mer ainsi qu'à la **géothermie pour la Guadeloupe**. Malgré cette accessibilité aux énergies renouvelables, ces territoires restent parmi les plus dépendants énergétiquement : près de 86,4 % de l'énergie consommée est importée en 2024, dont environ **94 % d'énergies fossiles** en Guadeloupe¹⁹⁷. En Martinique, une part de 82,4 % de l'énergie dépend de dérivés de pétrole importés et **la dépendance totale aux importations énergétiques monte à 91,6 %**¹⁹⁸.

Ces hydrocarbures sont distribués par la Société Anonyme de Raffinerie des Antilles (SARA), unique raffinerie de la zone Antilles-Guyane qui s'approvisionne quasi exclusivement de brut foré en mer de Norvège (Oseberg)¹⁹⁹. Ces hydrocarbures sont **majoritairement destinés à la mobilité**. Le domaine du transport représente à lui seul près de **la moitié de la demande d'énergie des territoires** de par un parc automobile important et un sous-développement des transports en commun. L'**électrification du transport** est donc un enjeu clef de la transition énergétique de ces territoires. Le deuxième pôle de consommation d'énergie est la **production d'électricité pour le résidentiel et le tertiaire**. Ces consommations sont d'autant plus importantes en périodes chaudes car les bâtiments et résidences ont un recours important à la climatisation.

¹⁹⁵ (2024). 'Bulletin Climatique Annuel de la Martinique – 2024'. *Météo France*.

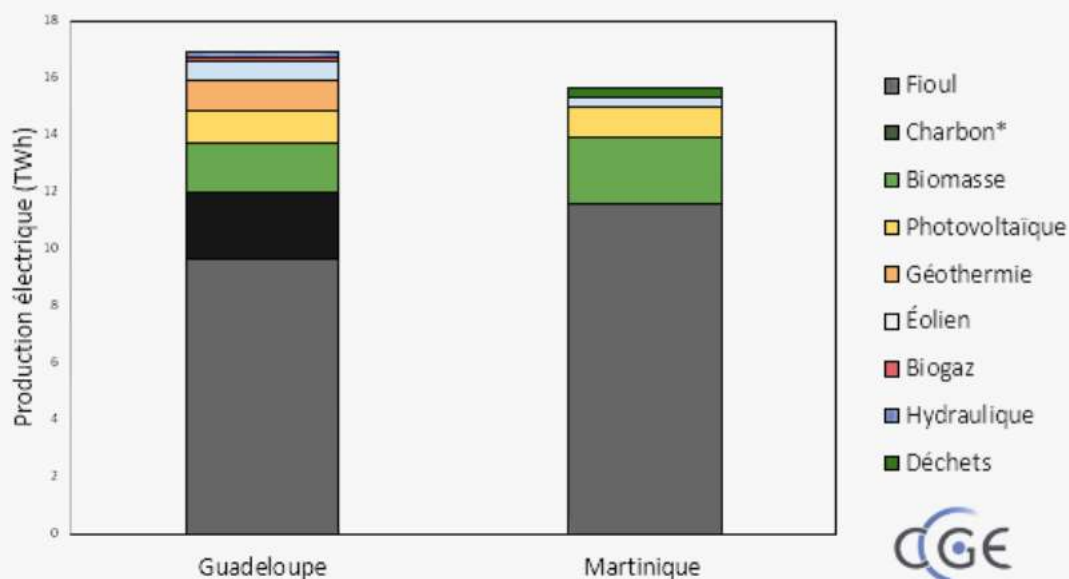
¹⁹⁶ (2026). 'Le taux d'ensoleillement par région en France : quel impact pour vos panneaux photovoltaïques ?'. *Free Energies*.

¹⁹⁷ République Française et Région Guadeloupe. (2020). 'Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) 2019-2023/2024-2028 de la Guadeloupe'.

¹⁹⁸ IEDOM. (2024). 'Rapport annuel économique 2024'.

¹⁹⁹ (2018). 'Oseberg en Norvège : le pétrole brut des Antilles-Guyane vient du froid'. *France Info*.

GRAPHIQUE 16

Distribution de la production d'électricité en Guadeloupe et en Martinique, 2024²⁰⁰.

Dans la PPE 2023-2028 de la Guadeloupe, la **substitution des transports thermiques routiers** ainsi que la **réduction de la consommation** sont des piliers fondamentaux de la transition énergétique de l'archipel. La part d'énergies renouvelables devrait être multipliée par 5 si cette programmation est effectivement suivie. Comparé aux autres ZNI, la particularité de la PPE de l'archipel guadeloupéen est l'expansion du développement de la ressource géothermique qui est déjà exploitée via la centrale géothermique de Bouillante. Ce projet d'expansion s'illustre notamment par l'obtention d'un permis exclusif de recherche de gîtes géothermiques par Albioma en 2025²⁰¹.

En Martinique, seule l'intention de révision de la PPE 2 est disponible d'accès. Elle prévoit entre autres un renforcement des mesures d'efficacité énergétique, une augmentation de la part des énergies renouvelables ainsi que le déploiement de 241 bornes de recharge électrique. La Martinique dispose par ailleurs d'une unité de traitement de déchets qui permet leur valorisation en chaleur afin de produire de l'électricité²⁰². L'usine de Morne Dillon permet de répondre, bien que dans une limite de 2 % de la production électrique, à deux problématiques : la production locale de chaleur et les

²⁰⁰ Graphique établi à partir des PPE régionales.

²⁰¹ (2025). 'Demande de permis exclusif de recherches de gîtes géothermiques, dit « Permis de Sud-Soufrière » (Guadeloupe), au profit de la société ALBIOMA SAS'. *Gouvernement français*.

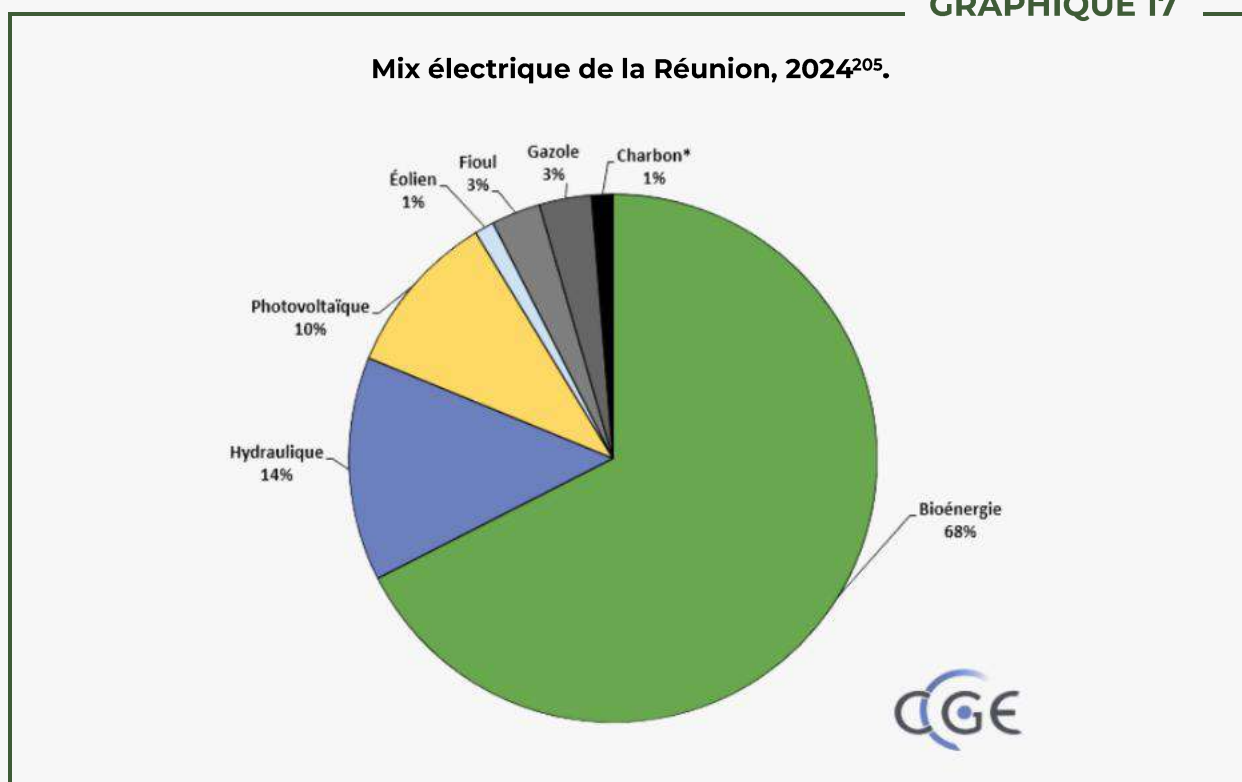
²⁰² (2026). 'Unité de Traitement et de Valorisation des Déchets (UTVD) de morne Dillon'. *SMTVD*.

limites à l'enfouissement. La superficie limitée des territoires martiniquais et guadeloupéen ne permettent effectivement pas d'avoir recours à l'enfouissement sur le long terme, faisant de la revalorisation des déchets une réponse adaptée.

2. La Réunion

L'île de la Réunion est un département français situé dans l'Océan Indien et est le département d'outre-mer le plus peuplé. Tout comme les autres ZNI, **la Réunion est énergétiquement dépendante et importe 89 % de son énergie en 2024**²⁰³. Lorsque nous nous intéressons à la production électrique sur le territoire, la part d'énergies renouvelables est de **92,4 %** ce qui est bien au-dessus de la moyenne nationale et des chiffres des autres ZNI. Cependant, **la dépendance n'en est pas moins marquée**. Et pour cause, 61,2 % des énergies renouvelables sont issues de l'importation. En effet, l'île de la Réunion est dotée d'une **usine à biomasse** gérée par l'entreprise Albioma qui fournit **40 % de l'électricité** de l'île et qui fonctionne aujourd'hui entièrement à l'aide de biomasse. Celle-ci est constituée en majorité de **pellets de bois importés** d'Australie et partiellement de bagasse locale lors des périodes sucrières²⁰⁴.

GRAPHIQUE 17



²⁰³ Observatoire Énergie Réunion. (2025). 'Bilan énergétique chiffres clés 2024, Édition 2025, Île de la Réunion'.

²⁰⁴ (2026). 'Notre présence à La Réunion'. Albioma.

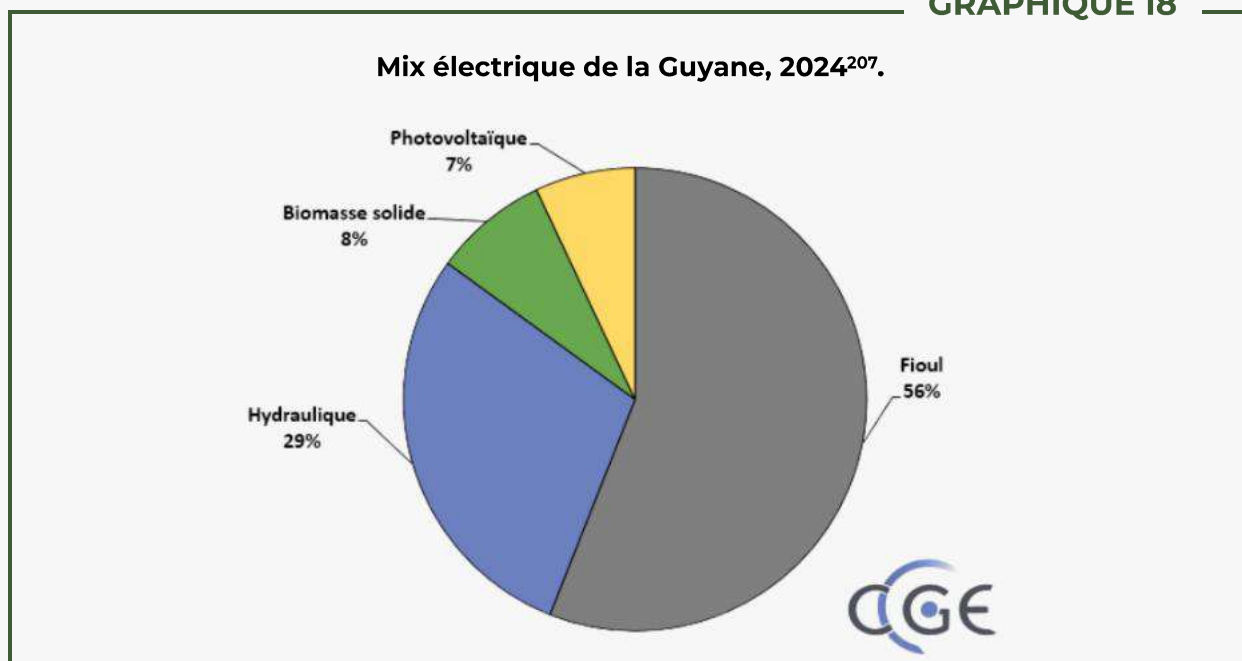
²⁰⁵ (2024). 'La transition énergétique à la Réunion'. EDF.

La PPE 2023-2028 de la Réunion s'articule en cinq axes : la réduction de la consommation de 8 %, le développement d'une mobilité durable par l'électrification des transports, l'amélioration de la flexibilité du réseau, la sécurité de l'approvisionnement et le développement des ENR. En plus de l'éolien et du photovoltaïque, les combustibles solides de récupération²⁰⁶ pourraient représenter 7 % de la production d'électricité d'ici 2028.

3. La Guyane

La Guyane se situe au nord-est du continent sud-américain et est le plus vaste des départements français d'outre-mer (16 % du territoire de l'Hexagone). Le territoire est lui aussi très dépendant des approvisionnements extérieurs en 2021 (**90 %**). La Guyane importe notamment du **carburant automobile** et du **fioul** pour ses centrales électriques thermiques par l'intermédiaire de la SARA.

GRAPHIQUE 18



Cela fait monter la **part d'énergie renouvelable à 44 % de la consommation en électricité**. Ce chiffre devrait être revu à la hausse avec la transformation de la centrale du Larivot en centrale à biomasse d'ici la fin 2026.

²⁰⁶ Produits à partir de déchets valorisés.

²⁰⁷ (2024). 'La transition énergétique en Guyane'. EDF.

La particularité de la Guyane est que son **réseau électrique est presque exclusivement concentré sur son littoral**. Les communes dites “de l’intérieur” disposent d’un accès limité à l’électricité du réseau et doivent développer leurs propres moyens de production²⁰⁸. Des systèmes électriques isolés tels que des groupes électrogènes au diesel sont exploités par EDF. Ces systèmes sont donc dépendants de ressources fossiles coûteuses.

En termes de PPE, le rapport de 2018-2023 tablait prioritairement sur les enjeux d’électricité.

Le principal objectif est d’assurer un approvisionnement stable en électricité tandis que le développement des ENR est annoncé. La transformation des transports n’est pas évoquée mais fait l’objet d’une consultation dans le cadre de la révision de cette PPE dont l’intention a été déclarée en 2021. Les leviers les plus mis en avant sont une **adaptation des modes de transport** par la promotion du covoiturage, de la marche, de la pirogue et du vélo, déjà majoritairement utilisés dans la région.

Les DROM restent des territoires dépendants énergétiquement. Cependant, leurs PPE régionalisés permettent de planifier spécifiquement leur transition et de s’adapter aux besoins locaux. Cependant la transition énergétique dans ces territoires reste contrainte par de nombreux facteurs.

C. Les limites à la transition énergétique des DROM-COM

Le prisme économique se superpose au prisme énergétique car les systèmes énergétiques des DROM dépendent des finances de l’État central. De plus, les objectifs ambitieux des PPE régionales se heurtent à la réalité territoriale. L’autonomie énergétique, terme énoncé dans la LTECV, reste flou et difficilement atteignable à court terme de par les choix de ces PPE.

1. Les mécanismes de financement et d’approvisionnement énergétique dans les DOM

a. La péréquation tarifaire

Les zones non interconnectées (ZNI) doivent produire localement l’énergie nécessaire à leur fonctionnement. En France, tous les consommateurs doivent bénéficier des mêmes tarifs quelle que soit leur localité. Ce principe de péréquation tarifaire était financé jusqu’en 2015 via la

²⁰⁸ EDF. (2024). ‘Bilan Prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité des communes de l’intérieur de la Guyane horizon 2024-2040’.

Contribution au Service Public de l'électricité (CSPE), une taxe fiscale pour les consommateurs mise en place au début des années 2000. Elle permet de **dédommager les opérateurs des surcoûts de la production imposés par l'État** dans le cas du principe de péréquation. Ces dépenses sont actuellement compensées au titre de charges de service public de l'énergie (SPE) dont le financement repose sur la Caisse des Dépôts et s'élève à **4,2 milliards d'euros en 2024**²⁰⁹. En 2025, les charges brutes liées aux ZNI représentent près d'un quart du total des charges de service public de l'électricité.

Selon l'institut Terram²¹⁰, le **coût de production** dans les DROM peut atteindre dix fois le prix de celui en Hexagone et reste en moyenne de **trois à cinq fois plus cher qu'en Hexagone**²¹¹. Les raisons sont principalement techniques de par le faible dimensionnement des moyens de production et des réseaux électriques qui ne permet pas de réaliser les économies d'échelle atteignables dans les systèmes électriques de grande taille comme en Hexagone. Le prix de l'électricité dépend aussi du coût du pétrole instable, mais qui reste nécessaire au fonctionnement énergétique de ces territoires. Il est donc important de limiter la dépendance aux importations d'hydrocarbures dans les DROM, afin de s'assurer de l'autonomie des territoires d'une part et afin de limiter les dépenses de l'État liées à la SPE d'autre part. L'enjeu est donc double.

Par ailleurs, **les PPE ne sont pas tenues de favoriser une énergie compétitive**. Cela entraîne des choix de développement énergétique coûteux qui sont masqués par la solidarité nationale et ne poussent pas à une réflexion sur la sobriété énergétique.

Une amélioration et stabilisation du réseau sont aussi souhaitables afin d'éviter des pertes trop importantes. Afin d'illustrer ce propos, en octobre 2024, la CRE a adopté une délibération sur les plans de stockage d'énergie dans les ZNI. Ce plan a pour objectif de renforcer le réseau électrique. Dans le cas de la Guadeloupe, la décision prise en janvier 2026 attribue des autorisations à cinq projets pour une capacité totale de 32 MW²¹² (10 % de la capacité de production de l'île). L'objectif est de choisir des projets qui limitent les dépenses de la SPE en termes d'énergie dans les DOM. Ils devraient permettre une économie de charges de SPE de 1 347 millions d'euros sur 15 ans.

²⁰⁹ Lenormand, Anne. (2024). 'Charges de service public de l'énergie : la CRE anticipe un retour au niveau d'avant-crise en 2025'. *Banque des Territoires*.

²¹⁰ Lova Rinel. (2025) 'Énergie en Outre-mer : enjeux d'un service public sous contrainte'. *Institut Terram*.

²¹¹ Entretien avec Jérôme QUENU, Responsable Achat EDF SEI.

²¹² Délibérations N° : 2026-20. *CRE*.

b. L'approvisionnement en électricité et la mise en place de projets dans les DROM

En termes d'approvisionnement sur les territoires, **la mission de service public d'énergie est assurée par EDF SEI** (Systèmes énergétiques insulaires) qui assure l'achat de l'ensemble de l'électricité produite, le transport, la distribution et la vente de l'électricité aux tarifs réglementés. Le rachat de l'énergie reste ainsi une prérogative réservée exclusivement à EDF SEI. Cependant d'autres acteurs de production peuvent posséder et exploiter des installations. En 2023, ils représentent 69 % de la production en ZNI²¹³. Le rachat de l'électricité se fait selon deux mécanismes : les **obligations d'achat** qui regroupent les arrêtés tarifaires et les appels d'offre pour les petits projets énergétiques (20 % du volume produit) et les **contrats de gré à gré** qui concernent les gros producteurs tels que Albioma et EDF PEI (producteur d'énergie insulaire) et qui représentent la quasi-majorité de la production électrique sur ces territoires.

La rémunération de gros projets de production électrique sont négociés avec les producteurs et la CRE délibère quant au coût normal et complet du projet. Dès lors, EDF SEI peut s'engager dans la signature d'un contrat de rachat.

La particularité de ce processus est le **rôle de la PPE régionale** dans le processus de décision. La CRE doit s'assurer que le projet s'inscrit effectivement dans les objectifs de développement de la PPE afin de le valider. Le projet MAYA en Guyane illustre ce poids décisionnel des régions. Ce projet de centrale photovoltaïque de 20 MW porté par Total depuis 2019 a dû être abandonné en 2025 car aucun projet de production de puissance pilotable autour de Cayenne, situé à l'est, n'est inscrit dans la PPE 2023-2028²¹⁴. Les décideurs politiques se sont orientés vers la sécurisation du réseau et le développement énergétique à l'ouest. Selon la collectivité territoriale de Guyane, *"Compte tenu de la structure du réseau de transport alimentant l'agglomération de Cayenne, (...), les 20 MW de garantie ne sont pas nécessaires"*. Cela montre donc que *"le poids le plus fort dans la décision reste la Région"* selon Jérôme QUENU, responsable Achat chez EDF SEI. Cependant, bien que les Régions soient en totale maîtrise du processus juridique d'élaboration des PPE, elles **manquent de contre-expertise technique et administrative pour la prise de décisions de développement énergétique** selon Dominique VIENNE, président du CESER de la Réunion et acteur local en expertise énergétique sur ce territoire. Cette compétence hautement technique est assurée par EDF SEI,

²¹³ (2023). 'Transition énergétique dans les ZNI'. CRE.

²¹⁴ Reuge, Guillaume. (2025). 'Abandon d'un grand projet photovoltaïque en Guyane'. *Maireinfo*.

qui participe aussi à l'élaboration des PPE. Cela pose donc la question d'un **rapport déséquilibré entre les acteurs publics et les opérateurs privés**. Selon Dominique VIENNE, les Régions, par manque d'ingénieurs énergéticiens sur les territoires, *“ne sont pas à même de jouer à jeu égal face à EDF SEI”*.

Dans le cas de petits projets, comme les panneaux photovoltaïques de toitures, la tendance est à la souscription insuffisante des appels à projets. Les volontés régionales sont présentes mais la disponibilité du foncier est limitée par la présence de parcs nationaux protégés et des lois littorales limitant l'artificialisation de la quasi-totalité des terres en Guadeloupe, en Martinique et à la Réunion²¹⁵. Plus encore, ces territoires sont sous une forte pression foncière à quoi s'ajoute une quantité grandissante de terrains en indivision²¹⁶ ce qui ralentit considérablement l'accessibilité au foncier pour des projets au sol.

c. Un système fiscal différent dans les DROM

Les régions d'outre-mer et particulièrement dans les Antilles, fonctionnent selon un système économique différent de celui des régions hexagonales. De par la forte dépendance aux exportations dans tous les domaines, une taxe spécifique nommée **octroi de mer** a été mise en place afin de protéger les productions locales de la concurrence. Cette taxe sur l'importation, qui s'élève jusqu'à **40 % sur le prix total des produits**, permet en particulier de **financer les Régions** qui distribuent les montants aux communes. En plus de l'octroi de mer externe et régional, appliqué lors de la mise à la consommation, viennent s'ajouter la taxe spéciale de consommation (TSC) et la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). Les recettes sur les produits énergétiques (hors gaz naturel et le charbon) en Outre-mer, qui reviennent directement aux collectivités, sont d'environ **500 millions d'euros** par an sur l'ensemble des territoires²¹⁷. Ce système interroge dans l'intérêt des Régions à réduire leurs importations de produits pétroliers étant donné l'intérêt économique que représentent ces importations.

Cependant, selon Raphaël Lapin, avocat guadeloupéen engagé, un juste milieu doit être trouvé. **Les régions se financent certes en partie par le biais des taxes, mais cette “perte” de recettes régionales sur les énergies fossiles ne serait pas une raison de limiter les investissements sur les énergies renouvelables.** Des secteurs tels que l'automobile ou encore le

²¹⁵ (2024). 'Carte interactive des communes soumises à la loi littoral'. *République française*.

²¹⁶ Les biens de la succession appartiennent indistinctement à tous les héritiers sans que leurs parts respectives ne soient matériellement individualisées.

²¹⁷ CESE. (2024). 'Quelles transitions énergétiques pour les Outre-mer ?'.

bâtiment restent de façon inhérente dépendants d'importations extérieures et assurent un revenu fixé. La limite de développement la plus importante reste que ces régions sont économiquement plus fragiles que les régions d'Hexagone car elles souffrent d'un taux de chômage important (17 % en Guadeloupe, en Guyane et à la Réunion, 12 % en Martinique, 36 % à Mayotte contre 7 % en moyenne en Hexagone²¹⁸) et abritent peu d'industries. L'octroi de mer se place plutôt comme garant de revenus pour les Régions pouvant ensuite investir dans des projets d'aide à la transition énergétique.

2. Une autonomie énergétique difficilement atteignable

Comme indiqué précédemment, les départements d'outre-mer disposent d'une variété de sources d'énergie propres à leur situation géographique. Les limites des projets portés par les PPE seront discutées ci-après.

a. Électrification : une réelle opportunité d'autonomie énergétique ?

En Guadeloupe, **la filière des transports consomme près de la moitié de l'énergie produite sur le territoire**. C'est aussi le cas en Martinique, en Guyane et à la Réunion. Comme discuté précédemment, cette dépendance aux hydrocarbures n'est pas inhérente aux DROM et se répercute sur la totalité du territoire français dans la mesure où l'énergie motrice des transports est encore aujourd'hui issue majoritairement de ressources pétrolières. Bien que la transition vers un parc automobile électrique soit en cours sur l'Hexagone, cela reste peu le cas dans les DROM. Et pour cause, **la filière pétrole reste largement majoritaire en termes d'approvisionnement** et une électrification du réseau impliquerait la mise en place de bornes de recharge.

À la Réunion, l'objectif annoncé est d'installer 1 700 bornes en 2028, pour accompagner le déploiement d'environ 34 000 véhicules. Le projet ADVENIR, lancé en 2016 et financé par EDF, a pour objectif de déployer des bornes de recharge. Le label vise le déploiement de bornes qui s'adaptent aux heures de creux pour maximiser la consommation pendant les heures solaires sur une base de *smart charging*.

En Guyane, selon Algoé Consultants, la tendance à l'électrification, bien que marginale, existe²¹⁹. Dans un territoire où la marche représente un quart des moyens de mobilité et la voiture individuelle seulement 41 % pour des raisons économiques, l'investissement dans l'électrification peut sembler presque futile. Le véritable enjeu reste **la réduction de la consommation de**

²¹⁸ (2024). 'Chômage 2024'. INSEE. (Données de 2023 pour Mayotte).

²¹⁹ Algoé et TransMobilités. (2024). 'Étude mobilité durable en Guyane'.

carburants et l'adaptation des moyens de transport. Les DROM restent des zones où les **transports en communs sont très peu développés** (1 % des déplacements en Guyane, 7 % en Guadeloupe, 7 % à la Réunion et 8,2 % en Martinique, contre 15,2 % en moyenne dans l'Hexagone²²⁰). La PPE de la Réunion prévoit une augmentation à 14 % de la part modale des transports en commun. En Guyane, ce développement paraît compromis dans le cas où 7 communes sur 22 ne sont pas reliées par des axes routiers. De plus, comme indiqué précédemment, le coût de production de l'énergie électrique dans les DROM est plus élevé qu'en Hexagone, ce qui supposerait un investissement plus important de la SPE dans la péréquation tarifaire. Il faudrait par ailleurs s'assurer que l'électricité produite soit effectivement issue d'une production renouvelable et locale, ce qui implique déjà au préalable un investissement dans les infrastructures dédiées. **L'électrification automobile représente ainsi un levier d'indépendance énergétique à condition que l'énergie produite provienne de ressources disponibles sur le territoire** (photovoltaïque, éolien, etc.).

b. La conversion à la biomasse : une fausse bonne idée ?

Dans le cadre des objectifs de développement des ENR inscrites dans les PPE des DROM, une tendance a été observée dans la conversion de centrales au charbon en centrales à biomasse. Cette prouesse technique est réalisée par l'entreprise Albioma dans ses usines à la Réunion, en Guadeloupe et en Martinique.

Dans le cas de la Réunion, la conversion vers un parc 100 % renouvelable est passée par la conversion de la centrale de Port Est qui fournit 40 % de l'électricité locale. **Cette conversion**, bien que marquant la fin des importations de charbon, **n'en diminue pas la dépendance aux importations**. Le CESE dans son rapport de mars 2024, met notamment en garde quant à l'approvisionnement en biomasse et l'essor de la bioénergie comme solution de transition.

Dans une émission diffusée par RFI²²¹, le directeur de l'usine de Port-Est reconnaît que la dépendance en matière première est simplement reportée sur les exportations de pellet de bois et d'huile de colza. En période sucrière, la bagasse produite localement ne suffirait pas à faire fonctionner la centrale. **La conversion à la bioénergie ne représente donc pas un levier d'indépendance**. Ce cas soulève la difficulté d'autonomiser le territoire énergétiquement malgré un essor conséquent des renouvelables. La dépendance ne disparaît pas, elle est transférée à d'autres acteurs étrangers.

²²⁰ Op. Cit. : 19.

²²¹ Bras, Anne-Cécile. (2025). 'La Réunion et la fausse bonne idée de la bioénergie pour sa transition...'. Rfi.

Selon Jérôme QUENU, seule la Guyane aurait les ressources nécessaires couplées à une consommation énergétique assez faible afin d'être autonome électriquement au travers de la bioénergie et l'hydroélectricité. Cette autonomie ne serait cependant pas souhaitable car elle imposerait l'exploitation des forêts guyanaises qui représentent un patrimoine environnemental inestimable. Dans le rapport du CESER de la Réunion²²², la conversion des centrales pour l'utilisation du pellet de bois est aussi vivement critiquée de par le faible rendement énergétique du bois (30 %) et le coût de la conversion qui représente 1,6 milliard d'euros de CSPE sur 10 ans. Cela pose donc la question de la **pertinence des objectifs de 2030** qui poussent les collectivités à se pencher sur des **solutions rapides** et non sur des **solutions de souveraineté à long terme**.

En conclusion, les objectifs annoncés en 2015 d'une autonomie énergétique seraient difficilement atteignables. La souveraineté réelle reste difficile à atteindre en raison des difficultés techniques du 100 % ENR et par le choix des collectivités de se tourner vers l'énergie issue de biomasse importée. Dans le cadre actuel des PPE dans les DROM, la souveraineté est un objectif annexe, la décarbonation des systèmes reste l'objectif principal. Selon Dominique VIENNE, l'objectif doit être d'**atteindre une autonomie énergétique régénératrice** en s'appuyant sur des indicateurs précis : baisse de l'intensité énergétique, autoconsommation et diminution des pertes énergétiques. Cette vision de l'autonomie énergétique permettrait aux régions ultramarines de prendre la main sur leur développement énergétique.

Il reste important de souligner que les objectifs étant plus ambitieux qu'en Hexagone, le défi de l'autonomie ne reste pas seulement bénéfique pour les DROM mais aussi pour l'Hexagone. La France peut ainsi expérimenter des politiques énergétiques novatrices afin de renforcer ses connaissances et sa transition énergétique. **La transition dans les DROM devient ainsi un enjeu pour tous.**

²²² CESER île de La Réunion. (2022). 'Avis sur la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie et le schéma régional biomasse 2019-2028'.

Dépendances des territoires français au système énergétique

- La décentralisation des prérogatives énergétiques en France s'opère depuis la **loi de transition énergétique pour la croissance verte** en 2015. Les **Régions deviennent planificatrices énergétiques**. Cependant, le **cadre national reste prédominant** ce qui questionne l'efficacité de ce système à décentraliser et à s'adapter aux réalités régionales. Le **parc électrique** des Régions reste très **hétérogène** ce qui découle, dans le cas du nucléaire et du photovoltaïque, d'un historique géodépendant mais aussi politique. Les capacités des Régions à atteindre leurs objectifs, déclinés dans leurs SRADDET, sont aussi différenciées. A l'heure actuelle, **les objectifs de réduction de la consommation et de développement d'ENR restent non atteints** ce qui questionne la capacité du système actuel à atteindre les objectifs nationaux.
- La LTECV a rendu obligatoire l'élaboration de PPE régionalisées pour les **Zones Non Interconnectées** ne bénéficiant pas du réseau énergétique national comme les DROM, territoires insulaires. L'objectif est d'atteindre une **autonomie énergétique d'ici 2030**. Cependant les DROM sont particulièrement **dépendants d'importations fossiles (plus de 80%)** qui se répartissent dans deux secteurs de consommation principaux : **le transport et le résidentiel**. La Réunion reste une exception de par sa transition vers de l'électricité entièrement renouvelable. Cependant, cette conversion à la biomasse implique que sa dépendance aux importations reste tout aussi marquée que dans les autres DROM. **L'électrification du transport ainsi que le développement d'ENR** sont les objectifs clés énoncés par ces documents. En Guyane, l'accent est plutôt mis sur l'adaptation des modes de transport (vélo, covoiturage).
- Les systèmes énergétiques insulaires dépendent de **mécanismes financiers s'appuyant sur la solidarité nationale de par la CSPE** car les coûts de production sont bien plus importants qu'en Hexagone. La mise en place de projets énergétiques est certes **contrôlée administrativement par les Régions** à travers les PPE, la **position hégémonique d'EDF** en termes de connaissances techniques pose la question de la réelle autonomie de ces territoires. Les choix de transition énergétique - électrification des transports et conversion des usines à la biomasse - **ne permettent pas d'atteindre une autonomie énergétique** telle que vaguement décrite dans la LTECV. Cependant, une voie de transition vers l'indépendance énergétique serait non seulement **la production locale d'énergie via les ENR mais aussi la maîtrise des demandes et des pertes énergétiques sur ces territoires**.



IV. Recommandations

La réflexion menée tout au long de ce rapport nous permet de mieux comprendre la multiplicité des formes de la dépendance énergétique, ses défis et les opportunités qu'elle offre. Plutôt que de chercher à s'en défaire en évoluant vers un système autarcique utopique, il convient d'en développer une connaissance fine permettant des décisions stratégiques éclairées. La dépendance en elle-même n'est ni bonne, ni mauvaise : elle résulte d'un choix auquel est imputé un coût, des bénéfices et un risque. Penser la transition énergétique française et européenne souveraine implique souvent un rapport coût-bénéfice moins intéressant dans l'immédiat, mais permet une réduction drastique du facteur de risque lié aux dépendances. Nous formulons donc les recommandations suivantes dans la perspective d'offrir une vision équilibrée du rapport coût-bénéfice-risque :

Dépendance de la France aux importations de matières énergétiques

- **Créer un consortium européen des grands acheteurs de gaz.** Nous recommandons la création d'un consortium regroupant les principaux acheteurs européens de gaz naturel et certains partenaires internationaux comme le Japon. Ce consortium négocierait les contrats d'approvisionnement avec les principaux fournisseurs (Qatar, Norvège, Algérie, exportateurs américains de GNL) de manière centralisée. Cette mesure permettrait d'éviter aux acheteurs de se concurrencer et de tirer les prix vers le haut.
- **Accélérer l'électrification des usages et maintenir le cap de la transition énergétique.** L'électrification des usages et les efforts d'efficacité énergétique constituent le levier le plus structurant pour réduire la dépendance énergétique. Il faut donc continuer de faciliter la bascule vers les véhicules électriques, de soutenir l'électrification des procédés industriels et de pérenniser les aides à l'électrification du chauffage, et la rénovation thermique des ménages et du secteur tertiaire.
- **Développer le biométhane à grande échelle en France.** La France dispose d'un potentiel de production de biométhane estimé à 140 TWh PCS, soit près de 30 % de sa consommation de gaz actuelle. Son principal frein reste son coût : entre 80 et 130 €/MWh, contre 35 à 45 €/MWh pour le gaz naturel importé. La France pourrait alors s'inspirer du modèle danois des années 1980, consistant à établir des

subventions à l'investissement, des garanties de prêt et des bureaux d'ingénierie publics permettant à de petites exploitations agricoles, sans capital ni expertise technique, de se regrouper pour construire des unités de méthanisation à grande échelle. En construisant une unité de grande taille, les coûts s'abaissent à 54-66 €/MWh, et les apports mutualisés garantissent que l'unité tourne à pleine capacité. Chaque exploitant est rémunéré proportionnellement à ses apports et récupère le digestat comme engrais naturel, réduisant également sa dépendance aux intrants importés.

- **Soutenir l'exploration et le développement de l'hydrogène naturel.**

Créer un cadre favorable au développement de la filière hydrogène naturel en France et en Europe passe d'abord par des incitations à l'exploration et à la simplification des procédures d'obtention de permis. Il convient également d'assurer le soutien public et privé à la recherche et au développement des équipements d'extraction, afin de disposer à terme de technologies matures capables d'exploiter l'hydrogène piégé en profondeur à coût compétitif.

- **Soutenir le développement de la géothermie profonde (5-20 km de profondeur).**

Les roches à très hautes températures (SHR) correspondent à des zones très profondes où la roche atteint 400–500 °C. C'est une source d'énergie pilotable et décarbonée qui peut contribuer à l'équilibre du mix électrique décarboné français. Face à un potentiel estimé à 120 GW pour la France, il est recommandé de développer un cadre réglementaire et financier favorable à l'émergence de la filière de la géothermie profonde. Cela passe par l'incitation à travers des subventions directes à l'investissement, des crédits d'impôt pour la recherche et la délivrance de permis de forage géothermique profond en Alsace, dans le Massif central et les Pyrénées. Il convient également de soutenir le déploiement de technologies permettant de lever le risque sismique induit par les forages profonds et le coût prohibitif du forage profond. Soutenir ces innovations dès aujourd'hui, à l'image de ce que les États-Unis ont engagé via le programme FORGE du Department of Energy, constitue un levier stratégique pour structurer une filière souveraine.

Dépendance de la France aux importations de matériaux critiques

- **Favoriser la centralisation des connaissances des chaînes de valeur et des stocks de matériaux critiques par le Centre européen des matières premières critiques.** Le programme de recherche pourrait bénéficier de financements et de transferts de connaissances provenant des industries européennes.
- Une fois constitué, les missions du Centre pourraient être étendues à **l'information des politiques de l'Union européenne, des États membres et des industries relatives aux matériaux.** Un tel dispositif permettrait de minimiser la dépendance de l'Union européenne aux importations lorsqu'elle le peut, et de coordonner la construction de partenariats avec des États alliés comme le Japon, l'Australie, l'Inde, l'Ukraine ou les États-Unis lorsqu'elle ne peut produire localement pour des raisons économiques ou technologiques. Cette fonction permettrait également de coordonner et d'accélérer les réponses des États membres de l'UE en cas de crise d'approvisionnement.
- **La France et l'Union européenne doivent profiter de la présidence française du G7 pour s'imposer dans les politiques internationales de *friend-shoring*.** En l'état, l'Union risque de construire une dépendance aux États-Unis qui avancent agressivement leur stratégie internationale à travers le projet Vault et la menace de coercion commerciale voire militaire dans les négociations.

Dépendance de la France à l'Europe

- Approfondir les mécanismes d'intégration énergétique de l'UE en poursuivant l'approche de **neutralité technologique** afin de diminuer les coûts de l'énergie **sans concession sur les ambitions environnementales** de l'Union, essentielles à la souveraineté énergétique.
- Agir plus en amont dans la fabrication des règles (directives, actes délégués), en mobilisant expertise, diplomatie et leviers industriels pour ne pas subir les arbitrages européens. Cela permettrait d'éviter les blocages tardifs et de sécuriser plus rapidement l'accès aux mécanismes de soutien pour ses filières, comme l'hydrogène bas-carbone.
- Intégrer stratégiquement les financements européens dans la planification nationale : les mécanismes de soutien européens constituent de véritables catalyseurs de projets, capables d'orienter les

politiques publiques. Il est donc recommandé que la France adopte une approche macroéconomique des projets dans l'élaboration de ses stratégies nationales. Une telle démarche permettrait de renforcer la crédibilité et la viabilité financière de projets dépassant les seules capacités nationales, tout en optimisant les coûts.

- Si les projets labellisés PCI/PMI et les financements associés renforcent la coopération, ils génèrent aussi des dépendances vis-à-vis d'autres États (y compris hors UE, comme la Norvège ou l'Ukraine). Il est donc recommandé de développer une approche de gestion des risques (diversification des partenaires, sécurisation des accords, gouvernance claire) afin que ces interdépendances restent maîtrisées et compatibles avec la souveraineté énergétique nationale.

Dépendance des territoires à l'organisation de l'État

- À l'heure actuelle, la lourdeur administrative du développement de projets photovoltaïques allonge les délais et implique aussi des coûts supplémentaires pour les acteurs privés. **Alléger les procédures de déploiement du photovoltaïque en réduisant les délais d'instruction des dossiers (4 ans en moyenne)** est primordial. Il est donc recommandé de clarifier les différentes autorisations requises (Permis de Construire, Loi sur l'Eau, Autorisation de défrichement, dérogation de destruction d'espèce protégée, etc.), et de mieux coordonner leurs procédures d'instruction afin de simplifier les procédures et d'identifier clairement les instances de validation de projets
- **Adopter une démarche énergétique plus ascendante et régionalisée** afin que les enjeux et spécificités énergétiques de chaque région soient mieux pris en compte. Il est recommandé que les projets de développement énergétique ne dépendent pas d'une PPE nationale mais de PPE régionales comme cela est le cas pour les PPE des DROM. Cela laisserait plus d'opportunités aux Régions de prendre en main leur transition énergétique et décentraliserait réellement la gouvernance énergétique. Des instances comme la CRE et EDF pourraient apporter leur expertise lors de l'élaboration de ces plans afin de maintenir la cohérence énergétique nationale.
- Dans les DROM, le choix du développement de l'électricité issue de la biomasse ne diminue pas les dépendances de ces territoires. Il est recommandé de **faire du développement des ENR hors biomasse et des capacités de stockage une priorité dans les PPE régionales des**

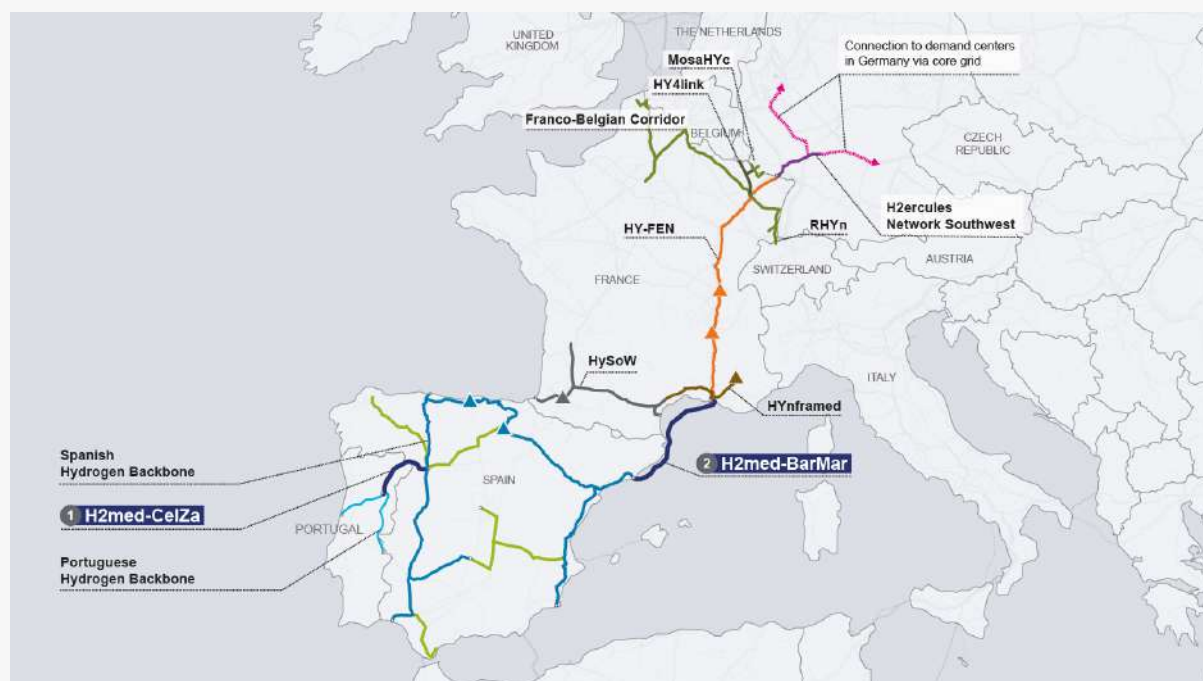
DROM. Cela permettrait à ces territoires de diminuer leurs intrants énergétiques.

- Les DROM souffrent d'une pénurie de cabinet d'ingénierie énergétique afin de proposer une contre-expertise lors de l'élaboration des PPE face à des acteurs tels qu'EDF SEI. Il est donc recommandé de **développer des pôles d'ingénierie énergétique au sein des conseils régionaux dans les DROM.** Ces professionnels permettraient aux Régions de faire des choix de politique énergétique éclairés.
- Le transport étant l'un des pôles majeurs d'importations énergétiques dans les DROM, il est recommandé de **déployer massivement des réseaux de transports en commun dans les DROM afin de limiter les consommations fossiles.** Cela passe par la création de syndicats de transport uniques à l'échelle régionale mais aussi par un aménagement des axes routiers favorisant la circulation des bus.

Annexes

Annexe 1

Carte du tracé de H2med²²³.

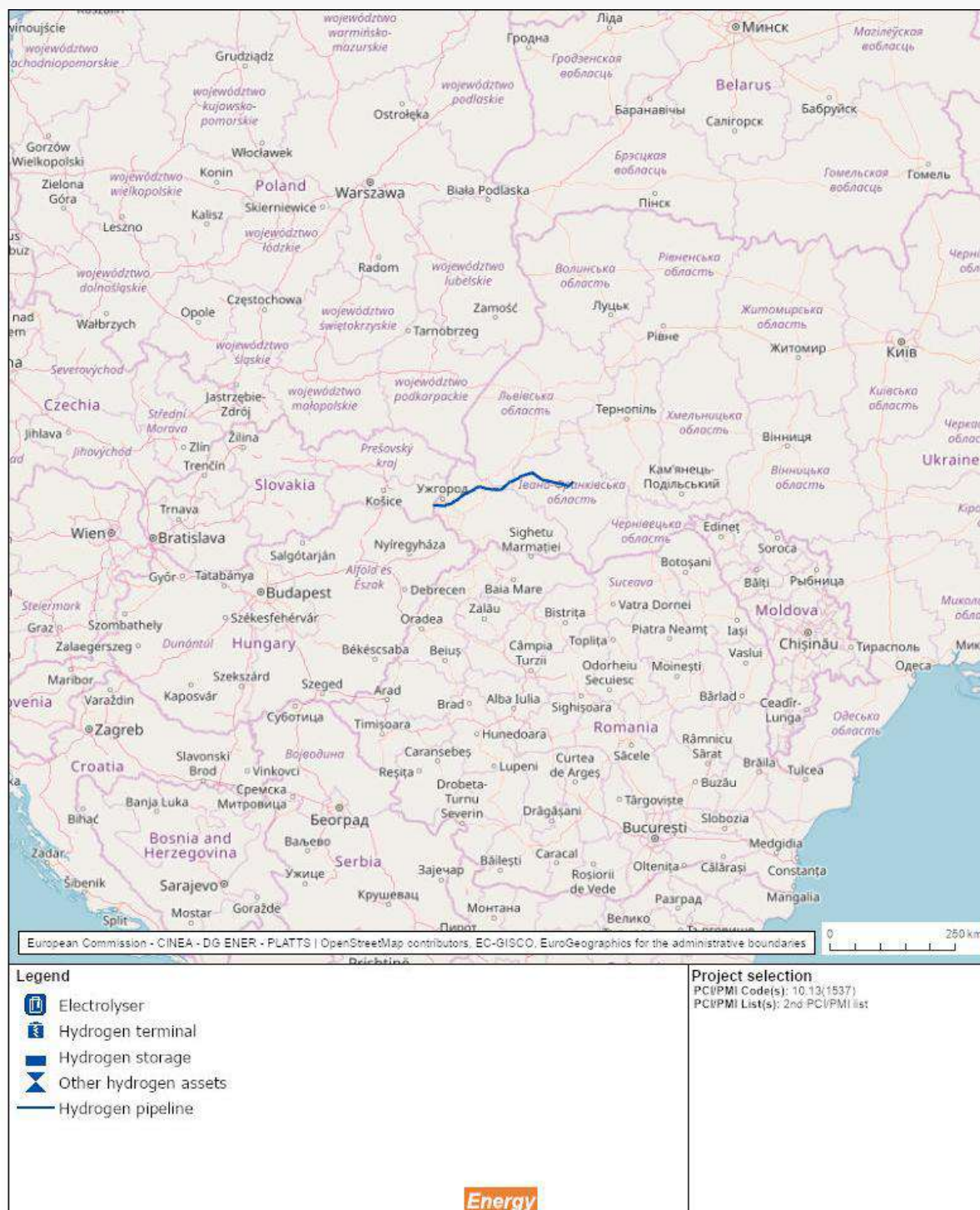


²²³ Op. Cit. : 154.

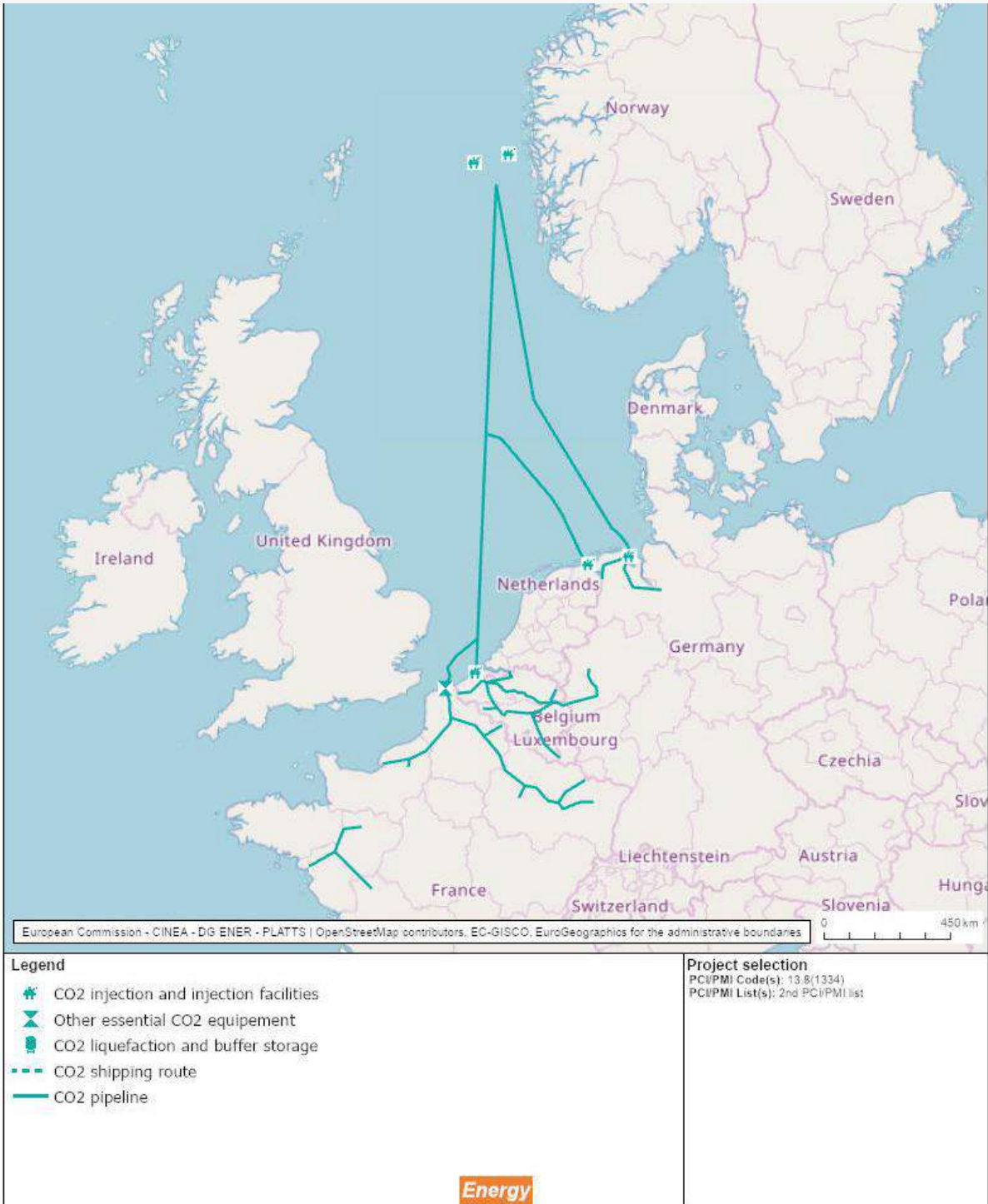
Carte du tracé de GREGY Interconnector²²⁴.



²²⁴ (2026). 'Transparency Platform'. UE.

Carte du tracé de CEHC²²⁵.²²⁵ Ibid. : 224.

Carte du tracé de EU2NSEA²²⁶.



²²⁶ Ibid. : 224.

Glossaire

CECA : Communauté économique du charbon et de l'acier.

CEF-E : Connecting Europe Facility Energy (Mécanisme pour l'interconnexion en Europe — volet énergie).

CESER : Conseil économique, social et environnemental régional.

CNR : Compagnie nationale du Rhône.

COP : Conférence des parties.

CPC : Caspian Pipeline Consortium.

CRE : Commission de régulation de l'énergie.

CSPE : Contribution au service public de l'électricité.

DPE : Diagnostic de performance énergétique.

DRIEAT : Direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports.

DROM : Départements et régions d'outre-mer.

EnR : Énergies renouvelables.

ETS : Emission Trading System (système d'échange de quotas d'émissions).

Euratom : Communauté européenne de l'énergie atomique.

GES : Gaz à effet de serre.

GNL : Gaz naturel liquéfié.

LFP : Lithium-Fer-Phosphate.

LTECV : Loi de transition énergétique pour la croissance verte.

MACF : Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières.

MOX : Mélange d'oxydes (combustible nucléaire).

NMC : Nickel-Manganèse-Cobalt.

PCAET : Plan climat-air-énergie territorial.

PCI/PMI : Projects of Common Interest / Projects of Mutual Interest.

PEI : Producteur d'énergie insulaire.

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie.

PPA : Power Purchase Agreement (contrat d'achat d'électricité).

RDC : République démocratique du Congo.

RFNBO : Renewable Fuels of Non-Biological Origin (carburants renouvelables d'origine non biologique).

SARA : Société anonyme de raffinerie des Antilles.

SDES : Service des données et études statistiques.

SEI : Systèmes énergétiques insulaires.

SFEC : Stratégie française énergie-climat.

SNBC : Stratégie nationale bas-carbone.

SPE : Service public de l'énergie.

SRADDET : Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires.

SRCAE : Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie.

TEPCV : Territoires à énergie positive pour la croissance verte.

TICPE : Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques.

TSC : Taxe spéciale de consommation.

ZNI : Zone non interconnectée.

2025-2026



1ère édition

RAPPORT ANNUEL

Les Dépendances

L'énergie française à l'heure de la souveraineté

À l'heure de la **crise climatique** et de l'**instabilité géopolitique**, la question de la **souveraineté énergétique** occupe une place croissante dans le débat public. Des puissances comme les États-Unis ou la Chine s'équipent de stratégies dédiées, respectivement à travers l'autosuffisance en énergies fossiles, et par l'électrification du système énergétique. **L'Union européenne (UE) et la France prennent conscience de cet enjeu** à l'occasion de la crise des prix du gaz conséquente à **l'invasion de l'Ukraine par la Russie en 2022**.



Alors que l'autarcie énergétique ne semble ni désirable ni réaliste, ce rapport s'interroge sur **la manière dont la France s'inscrit aujourd'hui dans un régime mondial d'interdépendances énergétiques**. Par une **lecture géographique multiscalaire**, cette analyse entend explorer la diversité et la complexité des dépendances énergétiques françaises.

PHOTO ©/CHRISTOPHE ARCHAMBAULT / AFP

2025-2026



1ère édition