



« AU FIL DE LA TRANSITION » -

Décembre 2025

Revue de presse - Virage Energie Climat Pays de Loire

Table des matières

GOUVERNANCE	3
2025 : ce que les experts prévoyaient et ce que l'énergie nous a réellement réservé	3
La SNBC 3 veut faire rimer électrification et réindustrialisation.....	6
Voitures électriques, pompes à chaleur, agriculture... Ce que prévoit la nouvelle stratégie carbone de la France	8
Baisse d'émissions de CO2 : le nouveau plan très ambitieux de la France.....	9
Observatoire des conditions d'accès à la transition écologique pour les ménages, édition 2025	10
Union de l'énergie : la Commission désigne 235 projets d'intérêt commun ou mutuel.....	11
COP30 : « Derrière l'indignation, une bascule économique majeure est en cours ».....	12
PLF 2026 : le Sénat rogne les crédits des opérateurs de la transition écologique	13
La Commission européenne lance une nouvelle salve de simplifications de la législation environnementale	15
"Eau, sol, biomasse, énergies : Planifier la décarbonation par les ressources locales".	15
SYSTEME ELECTRIQUE.....	17
Électrification : à quand la grande « bascule » en France ?.....	17
Électricité : les renouvelables victimes de la surproduction	20
BP 2025 de RTE : vers un coup de frein absurde sur les énergies renouvelables ?	22
Après le black out espagnol d'avril, l'UE désigne « 8 autoroutes européennes de l'énergie ».....	22
Système électrique : la CRE valide plusieurs mesures visant à rendre la production plus flexible	23
ENERGIES RENOUVELABLES.....	24
Énergies renouvelables : le gouvernement lance une « mission » pour évaluer leur coût pour les finances publiques	24
Les énergies renouvelables locales : une source de revenus et d'emplois pour les communes et un enjeu pour la campagne des municipales	24
Un balisage « circonstancié » des éoliennes peut protéger les chauves-souris	26
Voici l'impact réel des éoliennes en mer sur les oiseaux et les chauves-souris	27
NUCLEAIRE.....	28

Mini-réacteur nucléaire en bord de Loire : le projet est-il « totalement irréaliste » comme l'affirment ses opposants ?	28
Déchets radioactifs : une « étape clé franchie » pour le projet Cigéo	28
Nucléaire : EDF revoit à nouveau à la hausse la facture des réacteurs EPR2	29
TRANSPORTS.....	31
Pourquoi le train est toujours plus cher que l'avion.....	31
Bruxelles enterre l'interdiction de vendre des voitures thermiques neuves en 2035	33
Automobile : pourquoi l'Europe mise sur les biocarburants	34
B100 et E85, des biocarburants défendus par les parlementaires au bilan environnemental contesté	35
Automobile : pour Verkor, qui inaugure sa gigafactory de batteries à Dunkerque, le plus dur commence.....	36
DIVERS	37
Captation et stockage de CO2 : où en est ce méga-projet qui fédère des industriels de l'Ouest ?	37
Projets miniers en Bretagne : malgré une forte opposition, l'État accorde les permis d'explorer le sous-sol	38
Intelligence artificielle : l'Autorité de la concurrence pointe les risques posés par son impact énergétique	39
Numérique et énergie décarbonée : le défi vital de l'industrie du cloud face à l'explosion des usages	40

GOUVERNANCE

2025 : ce que les experts prévoyaient et ce que l'énergie nous a réellement réservé

<https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/2025-ce-que-les-experts-prevoient-et-ce-que-lenergie-nous-reellement-reserve>

Alors que 2025 touche à sa fin, l'heure est venue de se retourner sur les nombreuses prédictions qui avaient accompagné le secteur de l'énergie à l'aube de l'année. Fin 2024, analystes et experts multipliaient les projections, dessinant les contours d'une année présentée comme charnière pour la transition énergétique.

(...)

2025, l'année que les experts annonçaient comme un point de bascule

Fin 2024, de nombreux analystes considéraient 2025 comme une année charnière pour l'énergie mondiale, un point de bascule où la transition vers les technologies bas carbone devait se confirmer. Les investissements record dans le solaire, l'éolien, le stockage et la mobilité électrique laissaient présager un tournant décisif. Pourtant, l'année écoulée a rappelé que la trajectoire énergétique est indissociable des choix politiques, économiques et géopolitiques, et que même les projections les mieux construites restent exposées aux aléas externes.

Aux États-Unis, la politique énergétique de l'administration Trump a continué d'influencer le marché mondial, avec un accent sur la production nationale de gaz et de pétrole, des mesures de soutien à l'industrie fossile et une approche moins contraignante des réglementations environnementales. (...)

Dans ce contexte, 2025 n'a pas été seulement une année de mesures climatiques et technologiques, mais aussi un moment où les choix politiques américains ont pesé sur les décisions d'investissement et les arbitrages internationaux. **La notion de bascule reste valide, mais elle s'est matérialisée de manière plus complexe : un mélange d'avancées technologiques, de contraintes opérationnelles et de tensions géopolitiques, dont l'administration américaine et ses orientations énergétiques ont été un facteur structurant.**

Réseaux électriques : de sujet technique à enjeu central

Fin 2024, les réseaux électriques étaient déjà identifiés comme un point critique dans la transition énergétique, mais souvent perçus comme un défi technique secondaire par rapport aux nouvelles capacités renouvelables. En 2025, cette perception a radicalement changé. **La combinaison d'une croissance record des énergies intermittentes — solaire et éolien — et de contraintes climatiques inédites a révélé que les réseaux constituent désormais un goulot d'étranglement stratégique.**

(...)

Le rôle du stockage stationnaire est devenu central en 2025. Les batteries à grande échelle, [les systèmes de pompage-turbinage](#) et les solutions hybrides ont permis d'atténuer les fluctuations instantanées de production et de consommation. Selon BloombergNEF, la capacité mondiale de stockage stationnaire a progressé de près de 40% en un an (...).

En 2025, **les réseaux ont également été confrontés à une pression climatique directe.** Les vagues de chaleur et les incendies ont entraîné des surtensions et des coupures localisées, obligeant les opérateurs à déployer des stratégies de flexibilité combinant stockage, délestage et gestion dynamique de la demande. Les think tanks et agences, tels que l'IRENA et le Rocky Mountain Institute, soulignaient déjà fin 2024 que l'intégration du stockage et des solutions flexibles deviendrait un critère clé pour évaluer la résilience des systèmes électriques.

Enfin, le stockage stationnaire et la digitalisation des réseaux ouvrent de nouvelles perspectives, mais posent aussi des défis réglementaires et financiers. La coordination entre acteurs, la tarification des services de flexibilité et l'intégration

des batteries industrielles et domestiques restent des points sensibles, qui conditionneront la capacité du réseau à soutenir la transition dans les prochaines années. **En 2025, les réseaux électriques se sont donc imposés comme l'épine dorsale de la transition énergétique, un enjeu opérationnel, économique et stratégique à l'échelle mondiale.**

Climat et énergie : la contrainte devenue opérationnelle

Si le changement climatique était déjà pris en compte dans la plupart des scénarios prospectifs fin 2024, il restait souvent traité comme une variable aggravante pour la fin de décennie ou au mieux comme un facteur de stress marginal sur le système énergétique. En 2025, cette vision a radicalement changé. **Les impacts climatiques se sont matérialisés de manière concrète et mesurable, transformant le climat en une contrainte opérationnelle immédiate pour les réseaux et la production.**

(...)

2025 a également été marquée par la prise de conscience que le climat influence directement la sécurité énergétique et les choix géopolitiques.

L'impact climatique ne s'est pas limité aux épisodes extrêmes de température. Les sécheresses ont fortement réduit la production hydroélectrique dans plusieurs bassins stratégiques, notamment au Brésil, au Chili et en Inde, là où l'hydro représente jusqu'à 50% du mix électrique. (...).

L'année 2025 confirme ainsi que **le changement climatique n'est plus seulement un sujet de prospective ou un objectif de régulation environnementale mais une variable opérationnelle majeure qui affecte tous les maillons du système énergétique : production, transport, distribution, stockage et même consommation.** Les opérateurs doivent désormais intégrer simultanément la prévision météorologique, l'adaptation des infrastructures, la flexibilité du réseau et la résilience des chaînes d'approvisionnement. L'interdépendance entre climat et énergie s'est imposée comme un facteur structurant, rappelant que toute stratégie énergétique mondiale doit désormais considérer la contrainte climatique comme un paramètre central et immédiat plutôt que comme un horizon lointain.

Gaz et GNL : pilier énergétique sous tension, au cœur des recompositions géopolitiques

À la fin de 2024, de nombreux experts annonçaient une stabilisation, voire un déclin progressif du gaz naturel dans le mix énergétique mondial à partir de 2025. Cette lecture reposait sur l'accélération attendue des renouvelables et sur la volonté affichée de plusieurs régions de réduire leur dépendance aux énergies fossiles. La réalité observée en 2025 a été plus contrastée. Le gaz, et en particulier [le gaz naturel liquéfié \(GNL\)](#), s'est imposé comme un élément central de l'équilibre énergétique mondial, non seulement pour des raisons techniques, mais aussi pour des motifs profondément politiques et géopolitiques.

(...)

En Europe, le GNL s'est imposé comme une solution de court et moyen terme, parfois en contradiction avec les trajectoires climatiques affichées. Les gouvernements ont dû composer avec une équation complexe : sécuriser l'approvisionnement, contenir les prix pour les consommateurs et maintenir une crédibilité climatique. En 2025, cette tension est restée palpable. Le gaz est apparu comme une énergie « inconfortable », indispensable à la stabilité du système mais politiquement difficile à assumer sur le long terme.

(...)

L'année 2025 montre ainsi que le gaz et le GNL ne peuvent plus être analysés uniquement comme des énergies de transition. Ils sont devenus des objets géopolitiques à part entière, au cœur des rapports de force internationaux. Les scénarios qui prévoyaient une marginalisation rapide du gaz se sont heurtés à la réalité d'un monde fragmenté, où la sécurité énergétique reste, pour de nombreux États, une priorité supérieure à la vitesse de décarbonation.

Hydrogène : de l'eldorado annoncé à l'épreuve de la réalité industrielle

À la fin de 2024, l'hydrogène occupait une place singulière dans les scénarios énergétiques mondiaux. Rarement une technologie aura suscité autant d'annonces, de stratégies nationales et de projections financières en si peu de temps. Selon l'Agence internationale de l'énergie, plus de 1 000 projets hydrogène étaient alors recensés dans le monde,

représentant un volume d'investissements théoriques supérieur à 500 milliards de dollars à horizon 2030. De nombreux experts présentaient 2025 comme une année charnière, celle où les promesses de la décennie précédente devaient enfin se traduire par des décisions industrielles massives.

La réalité observée en 2025 s'est révélée plus nuancée, voire plus sévère. Selon plusieurs analyses convergentes, notamment de l'IEA et de Rystad Energy, moins de 15 % des projets annoncés ont atteint une décision finale d'investissement, et souvent à des échelles plus modestes que prévu initialement. Le principal facteur explicatif reste économique. Malgré la baisse progressive du coût des électrolyseurs, l'hydrogène vert demeure largement plus cher que les alternatives fossiles ou bas carbone dans la plupart des usages, avec des coûts de production oscillant encore entre 4 et 6 €/kg dans de nombreuses régions. Les projections optimistes de parité rapide avec l'hydrogène gris se sont heurtées à la réalité des prix de l'électricité, des infrastructures et du financement.

En 2025, le discours des experts a clairement évolué. **Là où l'hydrogène était présenté comme une solution universelle (pour la mobilité, le chauffage, l'industrie et le stockage saisonnier), il est désormais abordé de manière beaucoup plus ciblée.** Les usages industriels difficiles à électrifier, comme la sidérurgie, la chimie ou certains procédés de raffinage, concentrent l'essentiel des projets réellement engagés. À l'inverse, les ambitions autour de l'hydrogène pour la mobilité légère ou le chauffage résidentiel ont largement reculé, faute de modèle économique crédible à court terme.

(...)

L'année 2025 marque ainsi une forme de sortie de l'euphorie hydrogène, sans pour autant signer son échec. Comme le soulignaient déjà certains économistes de l'énergie fin 2024, l'hydrogène n'est ni une baguette magique ni une impasse, mais une brique spécifique d'un système énergétique plus large. En ce sens, 2025 apparaît comme une année de maturité forcée : moins d'annonces spectaculaires, plus de sélectivité, et une prise de conscience collective que le véritable défi n'est pas tant technologique qu'économique et systémique.

Mobilité électrique : une révolution mondiale qui avance à des rythmes radicalement différents

À la fin de 2024, la plupart des experts s'accordaient pour faire de 2025 une nouvelle année de forte accélération pour la mobilité électrique, portée par la baisse des coûts des batteries, le durcissement des normes environnementales et la montée en puissance des acteurs chinois. (...) Cette projection s'est globalement vérifiée, mais la réalité de 2025 a surtout mis en lumière une fracture géographique et structurelle de plus en plus marquée.

La Chine a confirmé son rôle de locomotive mondiale, représentant à elle seule plus de la moitié des ventes, grâce à une intégration industrielle poussée, des coûts maîtrisés et une offre extrêmement diversifiée. À l'inverse, en Europe et en Amérique du Nord, la dynamique s'est révélée plus heurtée. (...)

Pour la mobilité lourde, souvent présentée fin 2024 comme le prochain grand relais de croissance, 2025 a confirmé une réalité plus modeste. Les poids lourds électriques ont surtout progressé sous forme de démonstrateurs et de flottes captives. Les contraintes sur les réseaux, la recharge rapide et les coûts totaux de possession ont limité le passage à l'échelle. **La mobilité électrique apparaît ainsi, à l'issue de 2025, comme un projet systémique, dépendant autant des infrastructures énergétiques que des politiques industrielles, des usages et de l'urbanisme.**

Nucléaire : un retour stratégique mondial, mais encore largement théorique

En 2024, de nombreux experts annonçaient le retour du nucléaire comme une conséquence directe de l'électrification massive des usages, de la montée en puissance des data centers et de la recherche de souveraineté énergétique. En 2025, cette tendance s'est confirmée dans les discours politiques et stratégiques. Selon l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE, plus de 30 pays évoquent désormais un rôle accru du nucléaire dans leurs stratégies à long terme, contre une vingtaine seulement quelques années plus tôt.

Cependant, **la réalité observée en 2025 rappelle le décalage structurel entre ambition et mise en œuvre.** Les annonces autour des [SMR et AMR](#) se sont multipliées - aux États-Unis, au Canada, en Europe de l'Est et en Asie - mais peu de projets ont franchi le stade de la décision finale d'investissement. Les experts de S&P Global soulignaient dès fin 2024 que les modèles économiques des petits réacteurs restaient à démontrer, notamment face à la concurrence des renouvelables couplées au stockage.

Dans les faits, **c'est surtout le parc nucléaire existant qui a joué un rôle clé en 2025**. Les prolongations de durée de vie, les optimisations de maintenance et les redémarrages de capacités ont contribué à la stabilité des réseaux dans plusieurs régions. Le nucléaire s'est imposé non comme une solution rapide aux tensions énergétiques, mais comme une assurance de long terme, offrant une production pilotable bas carbone dans un système de plus en plus dépendant de l'électricité. L'année 2025 a ainsi renforcé l'idée que le nucléaire relève moins de la réponse immédiate que du choix stratégique intergénérationnel.

Intelligence artificielle : le choc énergétique venu du numérique

Parmi toutes les prédictions formulées fin 2024, **peu anticipaient l'impact aussi rapide et structurant de l'intelligence artificielle sur les systèmes énergétiques**. Si certains cabinets, comme Gartner ou McKinsey, évoquaient une hausse progressive de la consommation des data centers, 2025 a marqué une accélération bien plus visible. Selon plusieurs estimations croisées, la demande électrique liée aux infrastructures numériques pourrait désormais atteindre 6 à 8% de la consommation mondiale d'électricité d'ici 2030, contre environ 3% aujourd'hui.

En 2025, cette pression s'est traduite concrètement dans plusieurs régions, notamment aux États-Unis, [en Irlande](#), aux Pays-Bas ou en Asie du Sud-Est, où les projets de data centers ont ravivé les tensions sur les réseaux locaux. Des opérateurs ont dû arbitrer entre raccordement industriel, usages résidentiels et objectifs climatiques. Pour la première fois, l'IA est devenue un facteur explicite dans les débats sur le nucléaire, le gaz et la flexibilité du système.

(...). L'IA, initialement perçue comme un outil d'optimisation énergétique, s'est révélée être aussi un puissant moteur de consommation. **L'année 2025 a ainsi rappelé que les grandes ruptures énergétiques peuvent venir de secteurs extérieurs à l'énergie elle-même, obligeant à repenser les scénarios de demande avec une approche beaucoup plus transversale.**

2025, une année de clarification plus que de rupture

Au terme de l'année 2025, il est clair que les prédictions de 2024 avaient correctement identifié les grandes tendances : croissance des renouvelables, rôle du GNL, difficultés de développement de l'hydrogène décarboné, retour stratégique du nucléaire et adoption progressive de la mobilité électrique.

Mais la réalité a montré les limites structurelles, les contraintes d'infrastructure et la lenteur des délais. 2025 n'a pas été un basculement soudain, mais une année de clarification, révélant que la transition énergétique dépend autant de la robustesse des réseaux, de la planification et des arbitrages économiques que des innovations technologiques.

La SNBC 3 veut faire rimer électrification et réindustrialisation

Le ministère de la Transition écologique vient de rendre sa copie sur la troisième version de sa Stratégie nationale bas-carbone en portant un message contrant le « backlash écologique » ambiant.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/presentation-strategie-nationale-bas-carbone-budget-emissions-47245.php4>

(...)

Cette SNBC 3 [\(2\)](#) est en effet bien plus complète que la version précédente de 2020 et ne se contente pas de fixer des budgets carbone par secteur. *« Ce n'est pas seulement une trajectoire, c'est un business plan, compatible avec le pouvoir d'achat des Français, notre capacité industrielle et la trajectoire de redressement des finances publiques »,* selon le ministère. *« Cette stratégie dessine un chemin concret vers une France qui aura réussi sa transition écologique en 2050 »,* a résumé Monique Barbut, ministre de la Transition écologique, en visite chez Verkor.

L'électrification en première ligne dans le bâtiment et les transports

La SNBC 3 fixe des budgets carbone ambitieux par secteur d'ici à 2040. Les respecter signifiera baisser les émissions nationales de gaz à effet de serre de 5 % par an en moyenne sur chaque période, sans recourir aux crédits carbone internationaux, alors que le rythme actuel est bien inférieur (-1,8 % en 2024). Pour y arriver, la SNBC préconise

d'actionner les leviers les plus efficaces en tonnes de CO₂ évitées par euro investi. À ce jeu, les véhicules électriques et les pompes à chaleur sortent gagnantes. **La SNBC mise d'ici à 2030 sur une part de 66 % des véhicules électriques neuves dans les ventes et l'installation de 8,8 millions de pompes à chaleur (PAC) dans le résidentiel.**

« Ces technologies sont disponibles et rentables. On a choisi de maximiser les leviers avec des bénéfices à court terme. La SNBC est à 80 % une stratégie d'électrification », justifie le ministère de la Transition écologique. L'isolation des logements, et plus globalement les scénarios de sobriété sont prudents. **La SNBC ne va pas au-delà de l'objectif des 700 000 logements par an en moyenne, dont 250 000 rénovations d'ampleur, le maximum de ce qu'est capable d'absorber la filière.** Le ministère de la Transition écologique voit donc dans cette SNBC 3 une stratégie de réindustrialisation verte, en poussant par divers moyens la fabrication des PAC et des véhicules électriques en France, ou au moins en Europe. Un angle renforcé par une nouveauté : l'intégration de l'empreinte carbone.

L'empreinte carbone fait son apparition

Outre l'incorporation du principe de conditionner les subventions à l'achat d'équipements européens, **la SNBC 3 fixe pour la première fois des objectifs en empreinte carbone**, c'est-à-dire qu'elle intègre les émissions liées aux importations. En 2024, celle de la France était de 563 Mt CO₂, soit 8,2 tCO₂e par habitant. Elle devra être réduite de -38 % à -43 % en 2030 (soit entre 426 et 464 Mt) et de -71 % à -79 % en 2050 (soit entre 160 et 215 Mt) par rapport à 2010 (749 Mt).

(...)

Statu quo pour d'autres secteurs

Pour les secteurs de l'agriculture, de l'industrie et des déchets, la SNBC 3 ne change pas fondamentalement la donne. La filière des déchets devra réduire ses émissions de 28 % en 2030 (12 Mt) et de 55 % en 2050 (8 Mt) par rapport à leur niveau de 1990 (17 Mt). Les leviers à actionner restent les mêmes : réduire la production de déchets, diminuer l'enfouissement ou encore encourager la valorisation matière.

Les baisses d'émissions attendues dans l'industrie suivent le rythme des décennies précédentes, portées par les politiques de décarbonation enclenchées par les filières et les 50 sites les plus émetteurs.

Prochaines étapes

La présente version de la SNBC 3 est une version « projet », ayant pour but de servir de socle aux consultations des instances obligatoires (Conseil national de la transition écologique, Haut conseil pour le climat, Conseil national d'évaluation des normes, Collectivités d'Outre-mer et Corse, Autorité environnementale). Après la prise en compte des avis, **la SNBC 3 devra être soumise à une consultation du public par voie dématérialisée, avant son adoption par décret au printemps 2026.** La SNBC 3 évite le sujet sensible de la place de la viande dans l'alimentation, laissant le soin à la Stratégie nationale pour l'alimentation, la nutrition et le climat ([Snanc](#)) ou au Plan national nutrition santé d'évoquer le sujet. L'agriculture devra bien diminuer ses émissions de 28 % d'ici à 2030 (67 Mt) et de 54 % d'ici à 2050 (43 Mt) par rapport à 1990 (93 Mt). Mais la SNBC mise surtout sur la réduction de l'usage des engrais azotés, de l'importation de soja pour le bétail, du gaspillage alimentaire ou encore le développement de l'agriculture biologique. « L'agriculture a un statut particulier dans la SNBC car une partie de ses émissions sont incompressibles, car liées à la manière dont fonctionne le monde agricole et l'écosystème sol, justifie l'entourage de la ministre. Seule, elle ne peut pas atteindre le zéro émission. Le puits de carbone sera là pour capter les émissions résiduelles. »

À ce sujet, la SNBC 3 réajuste le rôle du puits de carbone des terres et des forêts, dont la capacité d'absorption est à la baisse depuis 2013. **La SNBC mise sur l'évolution des pratiques forestières pour stabiliser le puits à un niveau proche de -25 Mt, en 2030, et -24 Mt, en 2050, contre -37 Mt en 2023. Elle réduit également la sollicitation de la biomasse, car il n'y en aura pas suffisamment pour tous les usages (...)**

1. Télécharger le projet de SNBC 3

<https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-47245-projet-snbc-3-decembre-2025.pdf2>.

Consulter tous les documents composants le projet de SNBC 3

Voitures électriques, pompes à chaleur, agriculture... Ce que prévoit la nouvelle stratégie carbone de la France

Dix ans après la signature de l'Accord de Paris visant à limiter le réchauffement climatique à moins de 2°C, le gouvernement publie la troisième édition de sa stratégie bas carbone. Ce plan « d'actions ultraprécis » entend guider le pays vers la neutralité carbone en 2050.

<https://www.ouest-france.fr/environnement/rechauffement-climatique/voitures-electriques-pompes-a-chaleur-agriculture-ce-que-prevoit-la-nouvelle-strategie-carbone-de-la-france-c4d477c8-d75c-11f0-80ef-8245da08fa9b>

C'est un plan de relance économique et industrielle avant tout, résume [dans le journal Les Échos](#) la ministre de la Transition écologique, [Monique Barbut](#). Il s'agit d'une transformation comparable à la révolution industrielle des Trente glorieuses, ajoute son cabinet.

Dix ans, jour pour jour, après la signature de [l'Accord de Paris](#), pour limiter le réchauffement du climat à 2°C au maximum et à 1,5°C au mieux, la France publie la troisième version de sa stratégie nationale bas carbone (SNBC3). (...)

« Un chemin réaliste »

Transports, industrie, agriculture, énergie, déchets, puits de carbone... Ce plan d'action ultraprécis de 700 pages, trace un chemin réaliste selon le ministère qui a eu recours à 500 experts et consulté l'ensemble de la filière économique avant de rendre sa copie. Le document développe, secteur par secteur, la mise en œuvre de la transition écologique. Avec un objectif phare : réduire de moitié les émissions territoriales, hors puits de carbone, d'ici à 2030. **Le tout sans dicter des changements de mode de vie**. *(rires – note de la rédaction)*

(...)

L'ambition est tracée. Reste à grimper des marches de plus en plus hautes. Le pays doit baisser chaque année ses émissions de 5 % en moyenne, contre 3 % entre 2017 et 2023. Il prévoit de les faire passer de 545 mégatonnes équivalents CO₂ (MtCO₂) en 1990 à 265 MtCO₂ sur la période 2029-2033 puis 192 MtCO₂ entre 2034 et 2038. Cela représente un effort considérable, tous secteurs confondus, alors que les signaux sont loin d'être au vert.

Le rythme de décarbonation a ralenti en 2024, a récemment alerté le Haut conseil pour le climat. Et l'industrie française, troisième source d'émissions de CO₂, tarde à se décarboner, selon un rapport des ONG Réseau Action Climat et France Nature Environnement. (...)

Pour accélérer la cadence, le gouvernement entend maintenir la France au rang de « **champion européen de l'électrification** ». En misant en premier sur une électricité « **décarbonée, productive et compétitive** ». Pour en produire, le pays prévoit de ne plus brûler de charbon d'ici 2030, de pétrole à l'horizon 2040 ou de gaz en 2050. Le transport, secteur responsable de 35 % des émissions, est ciblé en premier, avec l'ambition d'atteindre 66 % de voitures électriques neuves, la moitié de poids lourds et l'intégralité des autobus neufs, en 2030. Grâce notamment à l'électrification des flottes d'entreprise et au leasing social. Ainsi qu'à la production de deux millions de voitures en France d'ici cinq ans, celles-ci étant à l'usage trois à cinq fois moins chères qu'une thermique. La stratégie planifie par ailleurs une croissance de 25 % des transports collectifs et du ferroviaire.

8,8 millions de pompes à chaleur

L'effort demandé au bâtiment suppose une réduction de 60 % des émissions en 2030. En accompagnant la rénovation de 700 000 logements et l'installation massive de pompes à chaleur pour atteindre un parc de 8,8 millions. Cela suppose le remplacement de 60 % de chaudières au fioul et de 20 % au gaz, pour l'habitat résidentiel. Nous avons jusqu'ici une certaine prudence, or, indique le ministère, les études prouvent l'efficacité des pompes à chaleur y compris dans des logements aux performances thermiques très mauvaises. Elles sont rentables à court terme.

Dans l'agriculture, secteur représentant 20 % des émissions brutes françaises mais facilement inflammable, les efforts ne touchent pas au régime alimentaire, pas plus qu'à la consommation de viande, dont la portion recommandée, pour la santé, est fixée à 500 g par semaine, hors volaille. La SNBC n'a pas une vocation prescriptive, rappelle le ministère qui met l'accent sur la réduction de moitié des importations de soja dans l'élevage, le déploiement de pratiques agroécologiques sur 36 % des surfaces en 2030 et la production de bioénergies.

En 2023, l'industrie a été la source de 18 % des émissions brutes du pays, l'accent est mis sur la relocalisation des filières clés de la décarbonation, sur le made in France et made in Europe, sur l'augmentation de l'électricité dans le mix énergétique, la production d'acier vert, le captage et le stockage du CO₂.

(...)

La ministre de la Transition écologique, Monique Barbut, appelle à changer de narratif sur l'environnement. La transition écologique n'est pas quelque chose qui serait réservé aux catégories les plus aisées et citadines. Cette orientation doit désormais s'accompagner de la publication rapide de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3), qui précisera les choix concrets de production et de consommation d'énergie pour les prochaines années, réagit le WWF, qui salue la reconnaissance de l'affaiblissement du puits de carbone forestier.

La crainte d'« ambitions de façade »

L'ONG alerte sur la place accordée aux technologies de capture et de stockage du carbone (CCS), qui consistent à récupérer le CO₂ émis par certaines industries pour le stocker sous terre. Présentées comme une solution d'ampleur, ces technologies reposent aujourd'hui sur des hypothèses très incertaines.

De son côté Greenpeace craint : « Des ambitions de façade. 70 % de la réduction provient de facteurs conjoncturels : douceur hivernale, diminution de l'élevage en France... et non de véritables mesures structurelles ».

Baisse d'émissions de CO₂ : le nouveau plan très ambitieux de la France

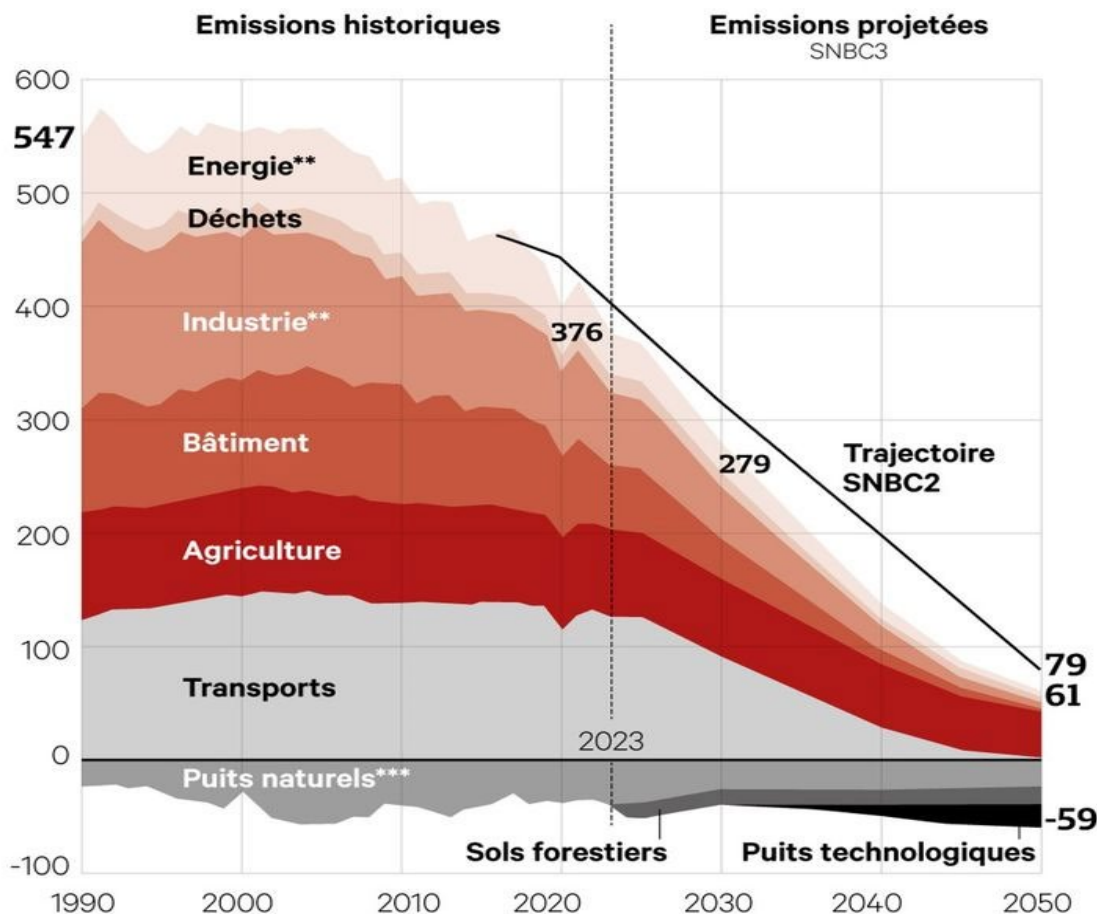
Le gouvernement publie, à l'occasion des dix ans de l'accord de Paris, la troisième édition de sa stratégie nationale bas carbone (la SNBC 3). Une feuille de route ambitieuse qui prévoit une baisse de moitié des émissions de CO₂ d'ici à 2030 par rapport à 1990.

<https://www.lesechos.fr/politique-societe/societe/baisse-demissions-de-co2-le-nouveau-plan-tres-ambitieux-de-la-france-2204382>

(...)

La baisse des émissions attendue avec la SNBC*

En millions de tonnes équivalent CO₂



*Stratégie nationale bas carbone. **Hors puits technologiques. ***Hors sols forestiers

« LES ECHOS » / SOURCE : GOUVERNEMENT

(...)

Observatoire des conditions d'accès à la transition écologique pour les ménages, édition 2025

<https://www.i4ce.org/publication/observatoire-conditions-acces-transition-ecologique-menages-edition-2025-climat/>

« La transition écologique est un luxe réservé aux riches », « elle n'est pas accessible à la majorité des Français ». Qui n'a pas pensé ou entendu cela lors d'une discussion sur le climat et les politiques climatiques ? Acheter un véhicule électrique ? C'est 10 000€ de plus qu'une voiture thermique. Remplacer son chauffage au gaz par une pompe à chaleur ? 15 000€. Rénover en profondeur son logement ? 50 000€ ... **Mais la transition écologique est-elle vraiment inaccessible ? Inabordable économiquement pour les classes moyennes ?**

Pour répondre à cette question, nous nous sommes ([à nouveau](#)) plongées dans les données, et nous avons défini des **indicateurs clefs**, qui nous permettent d'évaluer **la capacité des ménages à investir dans la transition écologique, pour le logement et la mobilité** : le **reste à charge**, c'est-à-dire le montant de l'investissement, une fois déduites les aides

publiques; la **capacité de financement** de ce reste à charge par les ménages, via leur épargne ou un emprunt; et **l'impact sur le budget des ménages**, afin d'évaluer si les économies d'énergie permettent de couvrir les mensualités dans le cas d'un prêt. Nous évaluons l'accessibilité d'investissements qui ne sont pas forcément rendus nécessaires par la vétusté ou l'inadéquation d'un équipement (chaudière, toiture, voiture), mais qui se justifient au global par l'atteinte des objectifs climat et par le fait de protéger les ménages de potentielles augmentations du prix des énergies fossiles. Pour la mobilité électrique, nous évaluons également la comparaison avec l'investissement dans une alternative thermique équivalente.

Dans l'édition de cette année, nous avons évalué ces indicateurs de manière rétrospective – sur dix ans dans le cas de la rénovation et cinq pour la mobilité électrique –, afin **d'identifier les facteurs qui ont amélioré – ou détérioré – l'accessibilité économique des solutions de transition sur les dernières années.**

Nous présentons ces indicateurs pour **deux ménages types** : la famille Deschamps et la famille Villeneuve, toutes deux dans les **classes moyennes, propriétaires de leur logement et dépendantes de la voiture au quotidien.** (...)

Nous nous concentrons ici sur **la capacité économique des ménages à réaliser les investissements nécessaires à la transition écologique.** L'accessibilité de la transition écologique pour les ménages est conditionnée au respect de nombreuses autres conditions – par exemple la disponibilité de bornes de recharge, celle d'artisans de la rénovation, etc. Nous analysons l'évolution de quelques-unes de ces autres conditions d'accès à la transition écologique via un tableau de bord d'indicateurs, sans aucune prétention d'exhaustivité. Cette analyse centrée sur les ménages pourrait donner l'impression que la réussite de la transition écologique est dans les mains des individus mais il est important de rappeler que la transition est avant tout une question de choix collectifs et de politiques publiques.

Union de l'énergie : la Commission désigne 235 projets d'intérêt commun ou mutuel

Une deuxième liste de projets énergétiques d'intérêt commun a été publiée par la Commission européenne. Ils visent à renforcer les liaisons électriques et à soutenir le développement des infrastructures d'hydrogène et de CO2.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/union-energie-europe-reseaux-interconnexions-electricite-hydrogene-CO2-stockage-transport-47166.php4>

Interconnexions électriques, raccordements de parcs éoliens en mer, infrastructures d'hydrogène ou encore transport et stockage de CO₂... La Commission européenne a annoncé, ce lundi 1^{er} décembre, accorder le statut de projet d'intérêt commun (PIC) ou d'intérêt mutuel (PIM, projets menés avec des pays hors UE) à 235 projets énergétiques transfrontaliers [\(1\)](#). (...)

« En permettant des interconnexions vitales dans l'ensemble de l'UE et avec les pays voisins, ces projets peuvent jouer un rôle stratégique dans le renforcement de la compétitivité de l'UE, la décarbonation et le renforcement de la sécurité et de l'indépendance énergétiques de l'Europe », souligne l'exécutif européen.

(...)

Les projets français sélectionnés

Dans la liste des PIC, 113 projets concernent des interconnexions électriques, des raccordements en mer et des réseaux intelligents, *« qui seront essentiels pour intégrer la part croissante des énergies renouvelables »*. Certains d'entre eux figuraient déjà dans la première liste établie en 2023. Plusieurs interconnexions entre la France et l'Espagne (Cubnezais-Gatika, les Landes-Navarre et Marsillon-Aragon), la France et l'Irlande (La Martyre-Knockraha), la France et la Belgique (Lonny-Gramme) ou encore entre la Corse et l'Italie sont listées, ainsi que la ligne électrique intérieure entre Bordeaux et Nantes. Les raccordements de Fécamp-Grand Large 1 et 2, des trois parcs flottants méditerranéens et de Bretagne-Sud, d'Oléron 1 et 2, du parc du golfe de Gascogne-Sud et de Bretagne-Nord-Ouest, ainsi que les sous-stations et raccordements de Centre-Manche 1 et 2 font partie des projets sélectionnés.

Cent projets concernent la production et les [infrastructures d'hydrogène](#). Parmi eux, les projets d'interconnexion entre la France et l'Espagne (BarMar), les réseaux frontaliers français (HyFen, Mosahyc) et allemand (H2Hercules, RHYn), le corridor franco-belge, les interconnexions France-Luxembourg-Belgique et France Luxembourg (Hy4link). Des projets intérieurs ont également été sélectionnés, à l'instar des projets MidHY, [HySoW](#) Mediterranean et HySoW Atlantic, mais également des projets de production français (GHYga, H2V) et de stockage (GeoH2). Le terminal de réception d'ammoniac de Dunkerque figure également dans la liste des projets.

Enfin, 17 projets d'[infrastructures pour le carbone](#) ont été sélectionnés. Parmi eux, côté méditerranéen, le projet Callisto, visant à développer des hubs multimodaux reliant la France aux sites de stockage italiens, et le projet Pycasso de transport et de stockage de CO₂ entre la France et l'Espagne. Au nord, figurent les projets Northern Lights et Nautilus CCS, visant à relier par bateau plusieurs sites de captage de CO₂ aux sites de stockage de [Norvège](#) et de mer du Nord.

1. Consulter la liste des projets

<https://energy.ec.europa.eu/document/download/f3358e26-6bec-444b-8024-05385c28d00c>

COP30 : « Derrière l'indignation, une bascule économique majeure est en cours »

Depuis la clôture de la COP de Belém il y a presque quinze jours, une vague d'indignation dénonce un accord en demi-teinte, déconnecté de la réalité du changement climatique. Mais cette lecture morale nous éloigne de nouveaux rapports de force économiques qui sont en train de se mettre en place, analyse Xavier Blot, professeur associé à emlyon business school.

<https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/cop30-derriere-lindignation-une-bascule-economique-majeure-est-en-cours-2202719>

Le scénario semble bien connu. Les grands pays producteurs de pétrole, Etats-Unis et Arabie saoudite en tête, maintiennent [un modèle géopolitique basé sur les énergies fossiles](#). Leur pouvoir est bâti sur leurs réserves, la rente financière qu'ils en tirent, mais aussi les alliances stratégiques qui leur permettent d'utiliser les marchés du pétrole et du gaz. Ce sont les Petrostates.

La dernière édition du « World Energy Outlook » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a remis sur le devant de la scène l'importance des fossiles. Mais elle ne cache pas les fragilités du secteur, qui est en cours de consolidation, et une demande de plus en plus incertaine. Il ne s'agit plus d'un système dominant et le monde bascule peu à peu vers un modèle qui dépend de la capacité industrielle dans les solutions bas carbone (renouvelables, batteries, minerais critiques). À ce jeu, [seule la Chine domine](#) comme Electrostade.

Cette redistribution du pouvoir ne transparaît pas dans l'accord de Belém, consensuel et creux : aucune cible pour les renouvelables, aucune mention des fossiles. En réalité, si les Petrostates conservent le *statu quo*, la Chine Electrostade avance sans avoir besoin de renverser la table. Par la même occasion, elle remet en cause le leadership climatique de l'Union européenne.

Chine vs Europe : deux visions du leadership climatique

L'approche européenne s'exprime avec un mélange d'ambitions et de contraintes. L'UE a ajouté 300 gigawatt (GW) de renouvelables depuis 2015, un triplement des capacités qui a tiré la croissance mondiale (hors Chine).

Juste avant la COP, les ministres de l'UE [ont relevé nos objectifs de décarbonation](#) (-90 % d'ici 2040). Pourtant nous peinons à faire émerger une nouvelle stratégie industrielle : exportations sous pression, dépendances énergétiques persistantes et complexification de notre cadre normatif.

À l'extérieur, nous sommes le premier bailleur de fonds pour la finance climatique (plus de 30 milliards d'euros l'an dernier). Mais nous appliquons la même approche d'ambition et de contrainte, exigeant des conditions de plus en plus mal perçues par les pays du Sud.

À l'inverse, la méthode chinoise se base sur un appareil industriel inédit par sa capacité, lui permettant de devenir fournisseur clé de la transition pour ces pays. Panneaux solaires, batteries, véhicules électriques : ces solutions sont bon marché, disponibles à grande échelle et offrent des opportunités concrètes permettant de sortir d'une relation « donateur - bénéficiaire » imposée par l'Europe. Pour la Chine, inutile de financer la transition des autres pays : elle étend son influence en conquérant ces nouveaux marchés.

Trois chantiers urgents pour l'Europe

Au-delà de la rhétorique, [la COP de Belém est un signal d'alarme](#) : l'Europe ne peut plus se contenter d'être moralisatrice, elle doit redevenir une puissance qui outille sa transition et celle des autres pays. Cela demande trois ruptures.

La transition actuelle est une course à la puissance industrielle, pas un concours d'ambition climatique. Chaque technologie chinoise est un instrument géopolitique. Il faut donc apprendre à s'associer avec les pays émergents non pas avec des promesses mais avec des volumes. Faute de quoi, ils choisiront naturellement l'offre chinoise.

Ensuite, nous devons reprendre l'initiative, et pas simplement rattraper la Chine. Cela implique de [financer massivement des filières et technologies clés](#) dans une logique de souveraineté. Elles sont encore nombreuses (batteries sodium, PV pérovskite, équipements réseaux et industriels, etc.). Cela suppose des coalitions d'importation et des accords industriels ciblés pour sécuriser nos chaînes de valeur. Sans cela, l'Europe restera spectatrice.

(...)

Notre leadership ne dépend plus d'une posture morale mais d'une capacité à produire vite, à prix compétitif et à l'échelle.

PLF 2026 : le Sénat rogne les crédits des opérateurs de la transition écologique

La Chambre haute a adopté, le 8 décembre, les crédits de la mission Écologie après avoir adopté plusieurs amendements qui ont réduit les crédits de l'Ademe et de l'OFB, et rogné le Fonds vert et le Fonds chaleur au profit de la création de nouveaux fonds.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/plf-2026-credits-missions-ecologie-senat-operateurs-transition-ecologique-47222.php4>

(...)

La Chambre haute a adopté les crédits de la mission [\(1\)](#), non sans adopter une série d'amendements qui rognent les crédits de certains opérateurs, dénudent certains fonds pour en créer d'autres, et opèrent des transferts d'un programme budgétaire à un autre afin de favoriser telle ou telle politique au détriment d'une autre.

Réduction des crédits alloués aux opérateurs

(...)

Ceux-ci ont en effet adopté deux amendements de Christine Lavarde (LR), rapporteure de la [commission d'enquête sur les missions des agences de l'État](#), qui impactent directement le budget de l'Office français de la biodiversité (OFB). Un premier procède à une ponction de trésorerie de 40 millions d'euros (M€), justifiée par des provisions trop importantes par rapport à ce que prévoit le contrat d'objectifs et de performance de l'établissement public. Un deuxième, porté par un amendement identique de Vincent Louault (Les Indépendants), réduit de 11 M€ en autorisations d'engagement et de 15 M€ en crédits de paiement les dépenses de communication et de sensibilisation de l'opérateur.

L'Agence de la transition énergétique (Ademe) passe aussi sous les fourches caudines du Palais du Luxembourg. Un autre amendement de Mme Lavarde réduit en effet de 16 M€ en autorisations d'engagement et de 15 M€ en crédits de paiement le budget de l'Agence. Sont concernés par ces coupes le soutien aux projets d'écoconception, de réemploi et de recyclage, qui « *peuvent être pris en charge par les éco-organismes* » dans le cadre des filières à responsabilité élargie du producteur (REP) ; les moyens relatifs à la recherche, à l'expertise et au traitement des données, qui peuvent

être « *rationnalisés et mis en commun* » avec les autres agences relevant du périmètre du ministère de la Transition écologique ; les programmes relatifs à l'Europe et à l'international, « *qui pourraient être assurés directement par l'administration centrale* ».

(...)

Baisse du Fonds vert et création des Fonds territorial climat et Érosion côtière

Concernant le Fonds vert, (...) le Gouvernement ne souhaite affecter que 650 M€ en 2026, contre 1,12 Md€ en 2025, fait l'objet de divers transferts après l'adoption d'une série d'amendements. Et ce, même si ces transferts sont motivés par l'obligation de compenser les charges créées plutôt que par une remise en cause de la pertinence du Fonds vert.

Cinq amendements identiques transfèrent ainsi 100 M€ du Fonds vert vers le [Fonds territorial climat](#). L'objectif est de rétablir les crédits de ce dernier, « *créé à l'initiative d'un amendement adopté à l'unanimité par le Sénat lors du budget 2024*, explique l'exposé d'un des amendements. *Doté théoriquement de 200 M€, ce fonds répondait à une exigence simple : donner aux collectivités les moyens d'engager leur transition écologique et énergétique, dans le prolongement des PCAET, des Sraddet et des politiques locales d'adaptation* ».

(...)

Baisse du Fonds chaleur et création du Fonds chaleur fatale

Pourtant, le Fonds chaleur, géré par l'Ademe, ne voit pas pour autant ses crédits augmenter. Un autre amendement de Christine Lavarde transfère en effet 50 M€ de ce fonds vers un nouveau fonds de garantie, le Fonds chaleur fatale. Ce nouveau fonds vise à couvrir la défaillance d'un acteur industriel qui conduirait à la remise en cause de l'utilisation de la chaleur fatale au sein d'un réseau de chaleur. Finalement, le Fonds chaleur accuse une baisse de 40 M€ en cumulant les deux amendements qui le visent.

(...)

Un autre amendement de Pascal Martin, au nom de la commission des finances, transfère, quant à lui, 10 M€ du programme Conduite et pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durables vers le programme Sécurité nucléaire et radioprotection, afin de donner les moyens à l'Autorité éponyme (ASNR) de continuer à faire face aux coûts de fusion de l'ASN et de l'IRSN sans mettre à mal les activités opérationnelles de l'autorité administrative indépendante.

Transferts au profit de la décarbonation du transport maritime, du réseau ferroviaire et du vélo

La Chambre haute a par ailleurs adopté un amendement du Gouvernement qui minore de 3,27 milliards d'euros (Md€) les dépenses de la mission Écologie de l'État à la suite du transfert de compétences (réseau routier national aux Départements) aux collectivités territoriales par la [loi 3DS](#).

(...)

Un amendement de Jean-Marc Delia (LR), au nom de la commission de l'aménagement du territoire, transfère, quant à lui, 100 M€ du programme Énergie, climat et après-mines vers le programme Infrastructures et services de transport en vue de financer la régénération du réseau ferroviaire. « *Des financements supplémentaires d'environ 1,5 milliard d'euros sont nécessaires pour inverser la spirale de dégradation du réseau, qui, en limitant les circulations de trains, pourrait amener une baisse des recettes du gestionnaire d'infrastructures. Ce risque de paupérisation du réseau, souligné par l'Autorité de régulation des transports, pourrait annihiler les efforts pour assurer la décarbonation des mobilités et le report modal* », explique l'exposé de l'amendement.

Un amendement d'Hervé Gillé (Soc.), au nom de la commission de l'aménagement du territoire, transfère également 50 M€ du programme Énergie, climat et après-mines vers le programme Infrastructures et services de transport afin de financer le [Plan vélo et marche 2023-2027](#). (...)

La Commission européenne lance une nouvelle salve de simplifications de la législation environnementale

L'omnibus de la simplification poursuit sa route. La Commission européenne en présente le huitième volet portant sur la législation environnementale. Au menu ? Évaluation environnementale, directive IED, substances dangereuses et REP.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/omnibus-legislation-environnementale-commission-europeenne-evaluation-environnementale-ied-substances-dangereuses-47229.php4>

Après la durabilité ([directives CRD et CS3D](#)), la [politique agricole commune](#) (PAC) ou encore les [produits chimiques](#), l'exécutif européen a présenté, ce mercredi 10 décembre, un huitième volet de son plan de simplification baptisé Omnibus, après une consultation [\(1\)](#) lancée en juillet dernier et qui a recueilli plus de 190 000 contributions. Ce volet porte de nouveau sur la législation environnementale et affiche pour objectif de faire économiser 1 milliard d'euros (Md€) par an aux entreprises, contribuant à l'objectif global de 37,5 Md€ d'économies annuelles de frais administratifs d'ici à la fin du mandat de l'actuelle Commission, en 2029.

Outre une facilitation d'accès aux données géospatiales au titre de la directive Inspire et une simplification des obligations des entreprises dans le cadre de la [responsabilité élargie des producteurs \(REP\)](#), ce train de mesures porte sur l'évaluation environnementale, les normes d'émissions industrielles, ou encore les substances dangereuses dans les produits. Il se compose de six propositions législatives, dont une proposition de règlement transversal [\(2\)](#) relatif à « la simplification de certaines exigences et la réduction de la charge administrative ».

(...)

« Auto-sabotage »

« Le train de mesures adopté aujourd'hui respecte nos normes environnementales, réduit la charge administrative et facilite la mise en œuvre. Cela nous aidera à atteindre nos objectifs environnementaux ambitieux et à assurer notre résilience à l'épreuve du temps », assure Jessika Roswall, commissaire à l'Environnement. Ce qui est loin d'être partagé par les associations de protection de l'environnement qui, à travers le Bureau européen de l'environnement (BNEE), dénoncent un affaiblissement des protections en faveur des populations et de la nature.

« La Commission viole ses propres règles pour démanteler les lois qui assurent notre sécurité. Il ne s'agit pas de simplification, mais d'auto-sabotage. Cela met en péril notre santé et notre environnement, affaiblit la compétitivité de l'Europe et crée le chaos pour les entreprises qui comptent sur la sécurité juridique. À qui cela profite-t-il exactement ? » interroge Faustine Bas-Defossez, directrice nature, santé et environnement au BEE. Contrairement au discours de la Commission, ajoute la fédération d'associations européennes, « les entreprises s'élèvent de plus en plus contre cette déréglementation massive, qui risque de miner la confiance des investisseurs et de retarder le renouvellement industriel ».

Ces propositions législatives de l'exécutif européen vont maintenant être soumises au Parlement et au Conseil de l'UE. Le BEE pointe toutefois les méthodes de déréglementation retenues par l'exécutif européen, qui ont fait l'objet d'un [carton rouge de la médiatrice européenne](#), en novembre dernier.

(...)

"Eau, sol, biomasse, énergies : Planifier la décarbonation par les ressources locales".

https://theshiftproject.org/app/uploads/2025/12/Planifier-la-decarbonation-par-les-ressources-locales_Rapport-final.pdf

Fruit d'un travail de 18 mois, ce nouveau rapport propose de concilier décarbonation et spécificités territoriales en adoptant le prisme des ressources locales dans l'exercice de la planification écologique. **Avec ce travail, le**

Shift Project a souhaité attirer l'attention sur un enjeu crucial : celui des risques de conflits d'usage locaux pour des ressources nécessaires à la transition.

Se passer des énergies fossiles tout en répondant aux besoins énergétiques de la France mobilisera de l'électricité, de la chaleur, des biocarburants, du biométhane ou encore des biocombustibles dont la production nécessite de grandes quantités d'eau, de sols, de bois et de biomasse agricole. **En plus d'être limitées, ces ressources sont inégalement réparties sur le territoire, souvent déjà allouées à d'autres usages non énergétiques et menacées par le changement climatique.**

Reprendre notre destin énergétique et climatique en main revient donc à relocaliser les risques peu maîtrisables d'un système fondé sur les énergies fossiles vers un système plus contraint mais plus maîtrisable fondé sur les ressources dont nous disposons. **Les territoires seront au premier plan de cette transition, avec d'un côté l'opportunité de contribuer, à leur mesure, à l'objectif commun de décarbonation, et de l'autre la responsabilité d'arbitrer sous contraintes physiques pour limiter les risques de tensions ou de conflit d'usage sur ces ressources.**

Risques de conflits d'usage

Les risques de conflits d'usage sur les ressources locales vont s'accroître entre secteurs, au sein d'un territoire ou entre territoires :

- **Sur l'électricité** : en combinant les effets de l'électrification (mobilité, fret, industrie) et ceux de la réindustrialisation, le cumul des nouveaux besoins en électricité pourraient atteindre jusqu'à 22,3 TWh en Seine Maritime, soit l'équivalent de la production de près de deux nouveaux EPR.
- **Sur le bois-énergie** : la hausse prévue des usages énergétiques du bois (+ 28 % dès 2030 par rapport à 2020) devrait accentuer la concurrence avec son usage industriel, et renforcer la dépendance de certains territoires à une ressource dont ils disposent relativement peu.
- **Sur la biomasse agricole** : produire localement la biomasse agricole nécessaire pour atteindre le plafond réglementaire d'incorporation de carburants conventionnels impliquerait de mobiliser l'équivalent de 7 % supplémentaire de la surface agricole utilisée (SAU) nationale, entrant de facto en concurrence avec la production alimentaire.

Quels leviers pour les réduire ?

Pour réduire ces conflits d'usages, deux choix sont possibles : augmenter la disponibilité ou contenir la hausse de la demande.

Le premier choix repose soit sur l'augmentation de la production, ce qui accroît dangereusement la pression sur les infrastructures notamment sur les réseaux électriques, **soit sur l'augmentation des importations**, ce qui maintient notre dépendance à des pays étrangers, nous exposant à des risques d'approvisionnement. **Le second choix repose sur l'application de leviers de sobriété et d'efficacité** qui apparaissent comme plus maîtrisables et/ou mobilisables à plus court terme.

Si la dépendance aux énergies fossiles est commune à l'ensemble des territoires, elle se traduit néanmoins par d'importantes disparités en fonction des spécificités locales (topographie, démographie, spécialisation économique, etc.). **Les territoires n'ont donc pas les mêmes leviers pour se sevrer des fossiles. (...). Contenir les conflits d'usage locaux suppose donc l'application des leviers de façon différenciée en fonction des spécificités territoriales.**

Si l'activation des leviers de décarbonation ou de réduction des conflits d'usage relève de choix maîtrisables, les impacts du changement climatique, eux, ne le sont pas. Dans un monde désormais en dérive climatique, planifier exige d'intégrer des marges de sécurité et d'adapter en continu nos prévisions, nos infrastructures et nos stratégies d'action.

Nos recommandations

1. Fixer un cadre propice à une planification par les ressources locales (...)
2. Mettre en place une planification par les ressources locales, à toutes les échelles (...)
3. Mesurer pour anticiper, en s'appuyant sur davantage de données territoriales (...)
4. Ancrer la culture de la planification par les ressources locales (...)

SYSTEME ELECTRIQUE

Électrification : à quand la grande « bascule » en France ?

<https://www.connaissancedesenergies.org/electrification-quand-la-grande-bascule-en-france>

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE a présenté ce 9 décembre son *Bilan prévisionnel 2025*, dans lequel il actualise différentes trajectoires possibles d'évolution du système électrique d'ici à 2035.

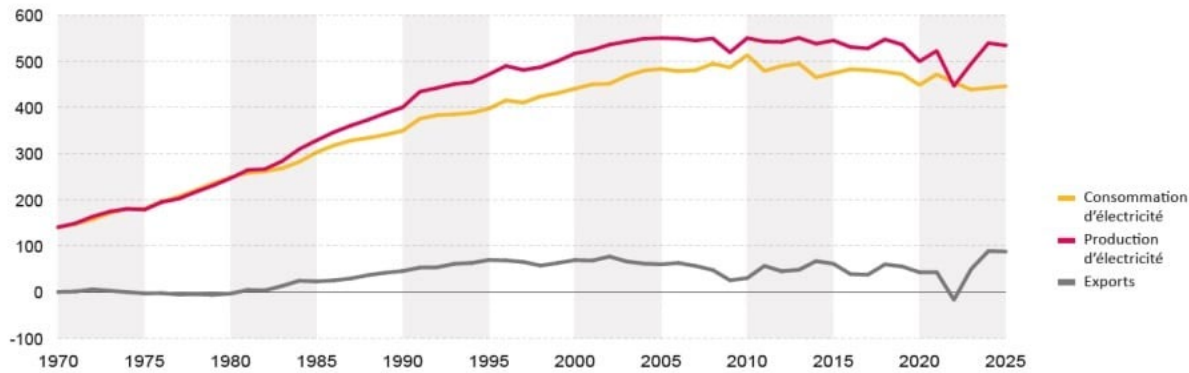
Offre et demande : des « rythmes » bien différents

La nouvelle publication de RTE « *s'inscrit dans un cycle de réactualisations* », rappelle RTE en préambule. Elle intègre des modifications significatives par rapport à la précédente version du *Bilan prévisionnel* publiée en 2023 (les [Futurs énergétiques 2050 de RTE](#) - qui étudient les stratégies permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 - seront par ailleurs révisés « *pour la fin de l'année 2026* »).

Et pour cause, les « *rythmes d'évolution de la consommation et de la production* » ont livré des conclusions bien différentes au cours des deux dernières années : la consommation d'électricité est « *demeurée atone* », restant toujours près de 6% inférieure au niveau de la demande pré-Covid (ce qui correspond au scénario « mondialisation contrariée » du *Bilan prévisionnel* 2023) tandis que la production d'électricité « *s'est rétablie suite aux crises sanitaire et énergétique* ». La production nucléaire s'est redressée, notamment après la crise des phénomènes de corrosion sous contrainte, tout comme la production hydroélectrique (qui avait chuté en 2022 à son plus bas niveau depuis 1976 en raison d'une sécheresse). Et RTE fait état d'un rythme de développement moyen de nouvelles productions renouvelables hors hydroélectricité de + 9 TWh/an sur la période 2021-2025 (contre + 3 TWh/an sur 2011- 2015).

Très prosaïquement, « *nous produisons plus d'électricité que nous n'en consommons* », souligne Thomas Veyrenc, directeur en charge de l'économie et de la stratégie au sein de RTE. La France est entrée dans une période de « surcapacité transitoire » et cette constatation devrait rester « *avérée pour 2 à 3 ans* », compte tenu de l'inertie du système électrique, souligne le gestionnaire de réseau.

Mais pour le gestionnaire, cette abondance est à ce stade plus une chance qu'un handicap. La France a de fait, avec [une production électrique à plus de 95% bas carbone](#), « *réussi un des deux aspects de la transition électrique* », constate Nicolas Goldberg, associé énergie chez Colombus Consulting. Et le solde net des exportations françaises d'électricité a atteint un record de + 89 TWh en 2024 (+ 82 TWh en 2025 à fin novembre).



Deux nouvelles trajectoires de décarbonation : une seule acceptable

Et maintenant ? Dans la stratégie de décarbonation française figurent entre autres l'accroissement de la production électrique bas carbone, le développement des réseaux, la poursuite des efforts d'efficacité, de sobriété et de flexibilité mais aussi une « *électrification rapide des usages, complétée d'une bascule vers d'autres vecteurs énergétiques* ». C'est là où le bât blesse encore.

Le gestionnaire de réseau rappelle qu'une décarbonation rapide du pays reposant sur l'électricité doit permettre de porter la part de l'électricité dans la consommation finale autour de 40 à 45% à cet horizon (contre 26% en 2024) et de réduire in fine la part des énergies fossiles dans la consommation totale d'énergie en France autour de 30 à 35% en 2035 (contre 60% aujourd'hui).

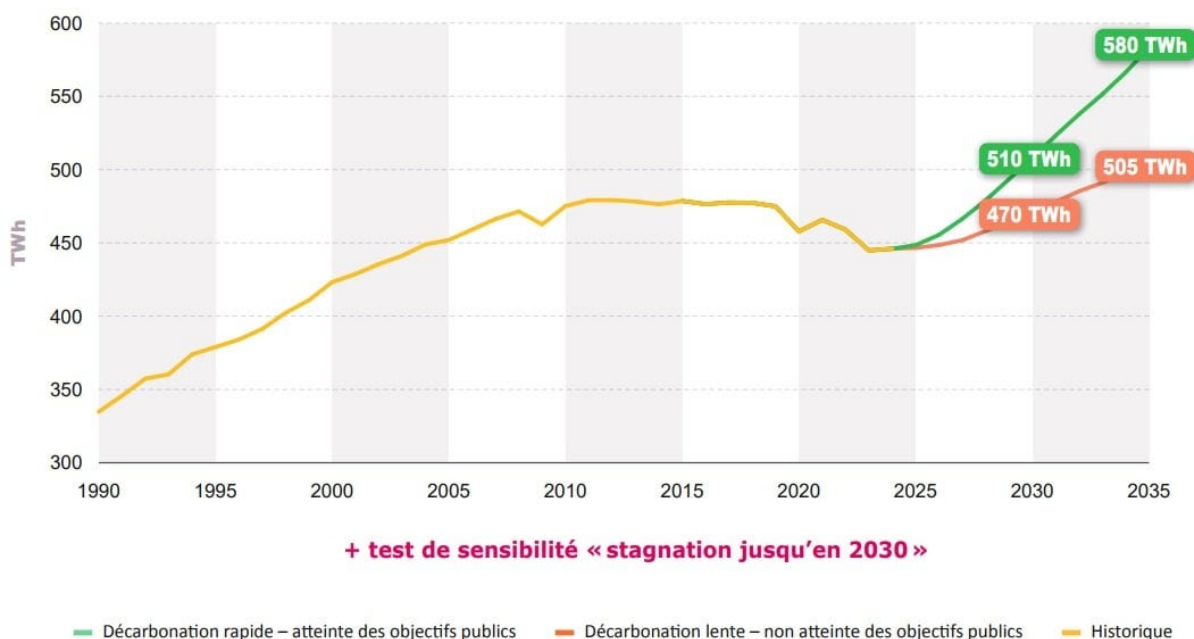
D'ici à 2035, RTE présente deux trajectoires de consommation : une dite de « décarbonation lente » (non compatible avec les objectifs climatiques, avec une consommation nationale avoisinant 470 TWh en 2030 et 505 TWh en 2035, contre environ 440 TWh en 2024) et une de « décarbonation rapide » (permettant d'atteindre les différents objectifs publics, avec une consommation de 510 TWh dès 2030 et de 580 TWh à l'horizon 2035).

Décarbonation lente non atteinte des objectifs publics

La consommation française suit une trajectoire non compatible avec les objectifs climatiques, dans un contexte économique dégradé (PIB +0,6%/an et baisse de la part de l'industrie)

Décarbonation rapide atteinte des objectifs publics

La France atteint les objectifs du Fit for 55 et réussit son redressement économique et industriel (PIB +1,1%/an et légère hausse de la part de l'industrie)



Interrogé sur le scénario le plus probable parmi les deux trajectoires, Thomas Veyrenc indique que le choix « *se jouera dans les prochains trimestres* ».

Nicolas Goldberg appelle quant à lui à ne surtout pas prendre la trajectoire de décarbonation lente comme un scénario de référence. Si la consommation française d'électricité « *ne se situe pas entre 540 TWh et 580 TWh en 2035, nous aurons totalement échoué* », face à la nécessaire émancipation des énergies fossiles. « *Donald Trump et Vladimir Poutine n'ont certainement pas envie* » que la France et l'Europe prennent cette direction et apprécient de fait cette dépendance aux importations de combustibles fossiles (selon RTE, une décarbonation rapide du pays pourrait permettre de réduire de 500 TWh les importations d'énergies fossiles en 2035 par rapport à 2024).

Que change ce *Bilan prévisionnel* et que faut-il faire ?

Fait nouveau d'importance : les deux trajectoires présentées par RTE « *ne relèvent plus de la prospective* » comme les précédentes mais « *s'appuient sur des projets existants qu'il convient désormais de concrétiser* » : le gestionnaire de réseau indique que plus de 30 GW de capacités d'accès à son réseau de transport ont déjà été réservées pour les prochaines années (près de 14 GW pour le numérique et les data centers, environ 10 GW pour l'hydrogène et ses dérivés et près de 7 GW pour l'industrie manufacturière).

Dans ses deux trajectoires, le gestionnaire de réseau estime le taux de concrétisation de ces projets, en retenant un taux faible dans le scénario de décarbonation lente et plus élevé dans le scénario de décarbonation rapide (avec par exemple, 60% de concrétisation des projets de data centers, avec un [facteur de charge](#) de 20% desdits projets). « *Ce qu'il faut, c'est que les pouvoirs publics prennent cette file d'attente de projets et voit comment sécuriser ceux qui nous émancipent des énergies fossiles : cela ne tient parfois pas à grand-chose* », souligne Nicolas Goldberg.

Côté offre, RTE présente dans son *Bilan prévisionnel* 4 rythmes de développement des capacités renouvelables hors hydroélectricité (allant de R1 à R4 par vitesse). Sachant que le rythme R1 est jugé insuffisant pour satisfaire les besoins électriques du scénario - souhaitable - de transition rapide et que le rythme R4 pourrait conduire à des questions de « suréquipement ». Certains dans le champ politique préconisent un ajustement du rythme de développement des renouvelables. RTE souligne pour sa part que, si cette option « *constitue un des leviers actionnables [...] cette régulation est moins efficace sur le plan économique que de réussir la transition vers une décarbonation rapide* ».

Le gestionnaire souligne par ailleurs qu'« à moyen et long terme, la poursuite d'une tendance d'électrification modérée conduirait à remettre en question également des projets éoliens en mer (notamment flottants) et les nouveaux réacteurs nucléaires ».

Le caractère interconnecté du réseau électrique « *conduit dans tous les cas à des évolutions majeures pour la gestion de l'équilibre offre-demande en France* ». Les pays voisins affichent en outre l'ambition d'un développement extrêmement élevé de leurs consommations d'électricité : + 45,8% entre 2024 et 2035 au Royaume-Uni, +44% en Espagne et + 76,5% en Allemagne (pour passer d'une consommation annuelle de 510 TWh à près de 900 TWh dans une décennie).

Notons enfin que cette nouvelle publication de RTE doit naturellement permettre d'affiner également les objectifs de la [PPE3](#) qui n'a toujours pas été publiée. [Le ministère de l'Économie a confirmé que cette publication allait ouvrir une séquence politique avec des annonces du gouvernement sur une « stratégie d'électrification complémentaire » à la future PPE](#), sur laquelle des décisions seront « *prises d'ici Noël* ».

[Consulter le Bilan prévisionnel de RTE \(Édition 2025\).](#)

Les réactions

Syndicat des énergies renouvelables (SER)

« *Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) salue les enseignements du rapport qui confirment que la situation actuelle d'abondance de la production d'électricité constitue une opportunité majeure pour accélérer la décarbonation et la réindustrialisation de notre pays. Utiliser cet atout pour décarboner rapidement notre consommation d'énergie constitue par ailleurs le scénario le plus efficace car présentant les « coûts systèmes » les plus bas. [...]*

Le bilan prévisionnel nous délivre un enseignement central : le scénario dit de « décarbonation rapide » consistant à accélérer la concrétisation des projets de décarbonation et d'électrification est bien plus efficace que celui visant à ralentir le développement des énergies renouvelables. Le coût complet du système énergétique serait en effet plus bas

de 7€/MWh (que dans le cas d'un scénario de décarbonation lente), alors qu'il ne baisserait que de 2€/MWh dans un scénario de ralentissement des EnR. De la même manière, les gains pour le parc nucléaire (via une moindre modulation) seraient bien supérieurs dans le scénario de « décarbonation rapide » et bien moindres dans un scénario de baisse des ambitions sur les renouvelables. »

Réseau Action Climat France

« Ce bilan nous montre que la France n'est pas sur la trajectoire d'une transition énergétique sérieuse, et qu'un sursaut rapide de l'action publique doit avoir lieu. Contrairement à ce que prévoyaient les trajectoires de la planification énergétique, la consommation d'électricité n'a pas augmenté ces dernières années. Cette stagnation ne résulte pas, hélas, d'investissements massifs dans les économies d'énergie, mais d'un soutien à l'élimination des énergies fossiles désordonné et volontairement sous-financé. [...] »

Par ailleurs, la situation actuelle sur la consommation d'électricité est récupérée par des discours opportunistes et défaitistes, qui soutiennent qu'il faudrait s'en satisfaire, et mettre à l'arrêt les filières d'électricité renouvelable. Or d'une part, les appels d'offres qui seront ouverts dans les prochains mois porteront sur des projets qui produiront autour de 2030. Arrêter le soutien aux énergies renouvelables aujourd'hui, c'est décréter que la production d'électricité n'augmentera pas dans 5 ans. Un tel choix obligerait à abandonner les objectifs d'électrification, donc de sortie des fossiles. »

(...)

France Renouvelables

« L'abondance actuelle d'électricité de notre pays constitue un atout stratégique. Au-delà des effets positifs sur notre balance commerciale (5 milliards d'euros de recettes en 2024), elle permet surtout à la France de déployer une réelle électrification tout en protégeant les consommateurs des risques de crise d'approvisionnement, qu'ils soient techniques ou géopolitiques.

RTE souligne qu'un scénario de sous-capacité entraînerait une hausse importante et durable des coûts (environ + 40 %), alors qu'une stratégie de puissance installée abondante limiterait l'impact tarifaire (+ 7 à + 10 %). Cette réalité éclaire directement les choix d'investissement et la trajectoire de la PPE.

L'analyse de RTE met clairement en évidence les bénéfices et le cercle vertueux d'une trajectoire d'électrification rapide, soutenue par un développement ambitieux des énergies renouvelables à l'horizon 2035. Les scénarios R4, pleinement alignés avec nos objectifs nationaux, et - dans une moindre mesure - R3, montrent que cette dynamique permettrait une baisse significative des coûts de production et des coûts liés au réseau. »

(...)

Électricité : les renouvelables victimes de la surproduction

Parce que la production d'électricité est en surcapacité durable, RTE, le gestionnaire du réseau d'électricité, propose de ralentir le rythme d'installation du solaire et de l'éolien terrestre. La France est pourtant en retard sur ses objectifs.

<https://www.mediapart.fr/journal/ecologie/091225/electricite-les-renouvelables-victimes-de-la-surproduction>

(...)

Une hypothèse « transitoire » et à manier « avec précaution » pour ne pas casser les filières industrielles, explique un cadre dirigeant de RTE. Mais considérée comme incontournable si l'électrification des usages n'augmente pas suffisamment en France dans les dix ans qui viennent.

C'est l'une des deux grandes hypothèses de son bilan prévisionnel 2025, un exercice d'actualisation de sa vision prospective des besoins et de l'offre d'électricité d'ici à 2035, qui est rendu public mardi 9 décembre. Ce document de référence, fondé sur une expertise technique sans équivalent, sert d'appui aux décisions de l'État.

Si l'abondance d'électricité est vue comme un facteur positif de sécurité d'approvisionnement et même de « résilience », éloignant le spectre de pénurie qui avait inquiété en 2022, il ne faudrait pas qu'elle dure trop longtemps

à un tel niveau. Au premier semestre 2025, la demande dépassait 230 térawattheures (TWh) en France, largement en dessous de l'offre, autour de 271 TWh. Une différence de 41 TWh, équivalent à la consommation d'environ 10 % des réacteurs nucléaires de l'Hexagone.

Or un réseau d'électricité doit en permanence être à l'équilibre entre le courant qui y entre et celui qui en sort, au risque sinon de connaître un déséquilibre techniquement ingérable. Par ailleurs, une production d'énergie qui ne trouve pas d'acheteur crée des difficultés économiques en cascade : investissements à perte, déperdition d'aides publiques, coûts injustifiés pour les contribuables - sans oublier les effets problématiques des dysfonctionnements du marché de l'électricité, comme l'explique [ici](#) ma collègue Martine Orange.

C'est pourquoi RTE propose deux leviers à actionner pour protéger le système électrique. Le premier envisage de basculer sur « *une trajectoire rapide de décarbonation* », qui passerait par une forte hausse des consommations d'électricité, selon RTE : doubler la vente de voitures électriques et atteindre plus d'un million de véhicules vendus chaque année, concrétiser 60 % des projets d'électrification, par le recours à l'hydrogène, des industries électro-intensives, et démarrer 60 % des projets de centres de données (*data centers*) aujourd'hui en demande de raccordement.

Retard de la France sur les renouvelables

« *Si on n'y arrive pas, l'autre levier serait la baisse transitoire du rythme d'installation des renouvelables, sans casser la filière* », explique un cadre dirigeant de RTE. Le gestionnaire de réseaux envisage quatre scénarios pour le solaire et l'éolien terrestre – l'éolien en mer n'a pas été étudié – allant, au plus haut, de 5 à 7 gigawatts (GW) de solaire et 2 GW d'éolien terrestre supplémentaires chaque année, jusqu'à l'hypothèse la plus basse : seulement 2,5 GW en nouveau solaire et 0,7 de nouveaux parcs éoliens à partir de 2030.

L'option du plus fort ralentissement génère le plus d'économies en évitant des coûts fixes mais est insuffisante pour respecter les objectifs de décarbonation, commente un dirigeant de RTE. Elle créerait un risque de résilience. Mais la piste avec le plus de nouvelles capacités créerait des « *surcoûts significatifs* », car continuer de développer des renouvelables à haute dose dans une période où la consommation ne suit pas augmenterait les coûts complets pour la collectivité.

(...)

La loi relative à l'énergie et au climat de 2019 fixe pour la France [un objectif](#) de 33 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2030. Pour atteindre cet objectif, l'étape intermédiaire en 2024 était de 26,8 %. Or, la part de renouvelables dans la demande ne fut que de 23 %, selon [l'Observatoire Climat-Énergie](#) des expert·es du Réseau Action Climat (RAC), un ensemble d'ONG spécialisées. Ralentir l'installation de nouvelles sources solaires et éoliennes empêcherait de fait de respecter l'objectif global sur les renouvelables.

Une idée promue par le RN

Au-delà du ralentissement sur l'éolien et le solaire, l'hypothèse d'un moratoire complet sur ces énergies figure dans un autre document de RTE qu'a pu consulter Mediapart : le PowerPoint présenté en juillet 2025 en ouverture d'une concertation sur la réactualisation des scénarios pour 2050 – regroupés dans un document intitulé « Futurs énergétiques ».

Cinq trajectoires de production sont proposées : du 100 % énergies renouvelables à « *la relance forte du nucléaire et arrêt du développement du solaire et de l'éolien* ». Cette hypothèse est pourtant en dehors de tous les clous législatifs et réglementaires. Elle est défendue par le Rassemblement national (RN) qui a fait des renouvelables, et en particulier des éoliennes terrestres, [une cible](#).

À RTE, un cadre dirigeant explique que le gestionnaire de réseaux prend en compte toutes les propositions portées dans le champ politique, et que les étudier ne signifie pas les valider. Les grands critères cadrant cet exercice de prospective restent les accords internationaux, dont l'accord de Paris sur le climat, et la sécurité d'approvisionnement.

« On fait un scénario sans nucléaire, symétriquement, il est difficile d'écarter un scénario sans nouvelles renouvelables », explique un autre cadre, qui reconnaît que cette option a fait l'objet de discussions internes. « La difficulté, c'est la fenêtre d'Overton », ajoute-t-il, c'est-à-dire le panel des idées jugées acceptables par une société.

(...)

BP 2025 de RTE : vers un coup de frein absurde sur les énergies renouvelables ?

Le bilan prévisionnel 2025 présenté ce jour par [RTE Réseau de Transport d'Electricité](#) actualise les termes du débat sur l'électrification. Mais il risque de conduire à des conclusions politiques à contre-sens.

Sur le papier, l'équation est simple : l'électrification doit permettre de réduire la dépendance aux énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre de la France, qui dispose pour cela d'un socle important d'électricité décarbonée.

Dans la réalité, ça coince... Comme le dit RTE, nous sommes dans une décarbonation réussie côté offre, mais dans une décarbonation contrariée côté demande. Tout en soulignant que "la France est dans une situation très avantageuse pour nous électrifier", RTE peine à expliquer pourquoi cela ne fonctionne pas.

Plusieurs points peuvent être versés à l'analyse :

Avec l'[Association négaWatt](#), nous avons dès le BP2023 dénoncé le caractère "auto-non réalisateur" de sa projection en très forte hausse. Revoir la trajectoire à la baisse dans le BP2025 est tout sauf une surprise. Mais elle reste encore très volontariste au vu de l'historique et des scénarios à long terme.

RTE assimile électrification des usages et hausse de la demande électrique, générant beaucoup de confusion. La cible est la part d'électricité dans les usages finaux, et elle est d'autant mieux atteinte qu'elle s'accompagne d'efforts d'efficacité et de sobriété, qui maximisent la pénétration de l'électricité décarbonée disponible.

Sur le plan économique, le bon indicateur n'est pas le "coût complet du système rapporté à la consommation", choisi par RTE, mais plutôt le coût complet global. Plus les volumes en jeu sont élevés, faute de maîtrise plus active de la demande, plus les coûts et investissements, côté production comme électrification (véhicules électriques, process industriels...) sont lourds pour les ménages, les entreprises et la collectivité.

Enfin, faire du rythme de déploiement des renouvelables la seule variable d'ajustement est absurde. D'abord, l'optimisation doit interroger l'ensemble des composantes du système. Ensuite, rester en deçà d'un rythme atteignable sur les renouvelables est contre-productif vis-à-vis des objectifs climatiques et de compétitivité à moyen-long terme.

Malheureusement, les conclusions tirées par RTE pour résorber ce décalage à court terme risquent de pousser deux orientations absurdes :

- privilégier à tout prix l'électrification à la sobriété et à l'efficacité, quitte à développer surtout des data centers qui ne décarbonent rien,
- mettre un coup de frein sur les renouvelables, là où RTE souligne que la plupart de nos voisins en Europe accélèrent.

Attendons maintenant la publication de la Programmation pluriannuelle de l'énergie pour voir quelles conclusions le gouvernement en tire. Nous vous donnons en tous cas rendez-vous début janvier, avec l'[Association négaWatt](#), pour décrypter cela dans un webinaire.

Après le black out espagnol d'avril, l'UE désigne « 8 autoroutes européennes de l'énergie »

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/apres-le-black-out-espagnol-davril-lue-designe-8-autoroutes-europeennes-de-lenergie-251210>

Après la [panne d'électricité géante qui avait touché la péninsule ibérique fin avril](#), la Commission européenne a annoncé mercredi vouloir accélérer les projets d'interconnexions électriques entre la France et l'Espagne via les Pyrénées, que Madrid et Lisbonne accusent régulièrement la France de freiner.

2 nouvelles lignes souterraines à travers les Pyrénées

Une nouvelle liaison électrique sous-marine est en construction dans le Golfe de Gascogne, qui doit permettre de doubler la capacité d'échange d'électricité entre la France et la péninsule ibérique, en la portant à 5 gigawatts. Mais le Portugal et l'Espagne veulent aller plus loin et défendent depuis plusieurs années le développement d'autres lignes, pour renforcer leur approvisionnement en électricité.

Peu après la panne géante d'électricité qui avait touché les deux pays le 28 avril, illustrant, selon eux, la nécessité de renforcer les interconnexions, Madrid et Lisbonne avaient demandé en "urgence" à la Commission de leur apporter une "impulsion politique".

Une demande qui a été exaucée mercredi : la Commission a désigné huit "autoroutes européennes de l'énergie", des projets d'infrastructures d'électricité et d'hydrogène jugés cruciaux pour sécuriser les approvisionnements et réduire les factures pour les consommateurs, et qu'elle va chercher à accélérer.

En tête de ces projets : deux nouvelles lignes souterraines à travers les Pyrénées, dites "Pyrenean Crossing" 1 et 2. Un accord intergouvernemental signé en 2015, la "déclaration de Madrid", prévoyait de construire une liaison enterrée entre la Navarre ou le Pays basque espagnol et le département français des Landes, et une seconde entre l'Aragon et les Pyrénées-Atlantiques. Mais ces projets sont restés dans les cartons.

« Plus nous serons connectés, plus nous aurons de possibilités pour réagir »

"Tous les pays européens bénéficieront de plus de connexions" et "je pense n'offenser personne en disant que parfois, la France s'est montrée réticente à développer ses interconnexions", a plaidé lors d'une conférence de presse le commissaire européen à l'Énergie, Dan Jorgensen, rappelant que les liaisons avec les pays voisins permettaient à la France d'éviter "40 blackouts" par an. "Plus nous serons connectés, plus nous aurons de possibilités pour réagir" en cas de crises énergétiques, a renchéri Teresa Ribera, vice-présidente de la Commission.

(...)

Système électrique : la CRE valide plusieurs mesures visant à rendre la production plus flexible

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/reseau-ENR-eolien-photovoltaïque-mécanisme-ajustement-arret-prix-négatifs-previsions-47220.php4>

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) approuve la nouvelle version des règles de marché [\(1\)](#) du gestionnaire de réseau RTE visant à mieux [équilibrer le système électrique](#). Elle publie également un avis favorable à un projet d'arrêté relatif à la mise à l'arrêt des parcs renouvelables en période de prix négatifs et appelle à son adoption rapide.

Les nouvelles règles de RTE, applicables dès le 1^{er} janvier, prévoient notamment que les installations de production d'électricité de plus de 10 mégawatts (MW) participent au [mécanisme d'ajustement](#). « À ce jour, près de 5 GW de production d'énergies renouvelables (EnR) participent déjà au mécanisme d'ajustement de RTE, soit une hausse d'environ 4,5 GW en un an », se félicite la CRE. Plus de 20 GW de capacités seraient concernés par cette évolution. (...)

Par ailleurs, la CRE a publié un avis favorable [\(2\)](#) au projet d'arrêté fixant les modalités de mise en œuvre des [arrêts des parcs](#) sous obligation d'achat lors des périodes de [prix négatifs](#), un dispositif prévu par la loi de finances de 2025. Celui-ci prévoit que les acheteurs obligés pourront demander l'arrêt, en période de prix négatifs, des parcs éoliens de plus de 10 MW et des parcs photovoltaïques de plus de 12 MWc, contre compensation financière. La CRE est favorable à un abaissement du seuil pour le solaire à 10 MWc afin de « viser un volume le plus large possible de grandes installations ». Le seuil de 12 MWc toucherait une capacité de 450 MWc. L'abaisser à 10 MWc permettrait d'étendre le gisement solaire à 2,3 gigawatts-crête (GWc) en plus des 5,2 GWc d'éolien terrestre concernés, souligne la CRE.

(...)

ENERGIES RENOUVELABLES

Énergies renouvelables : le gouvernement lance une « mission » pour évaluer leur coût pour les finances publiques

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/energies-renouvelables-le-gouvernement-lance-une-mission-pour-evaluer-leur-cout-pour-les-finances-publiques-251203>

Le Premier ministre a annoncé mercredi le lancement d'une "mission" pour évaluer le coût des énergies renouvelables pour les finances publiques et leur impact sur le système électrique, à l'heure où [la future stratégie énergétique de la France](#) suscite des débats enflammés.

Des conclusions attendues d'ici 3 mois

Cette mission consacrée à "l'optimisation des soutiens publics aux énergies renouvelables électriques et au stockage d'électricité" a été confiée à Jean-Bernard Lévy, ancien PDG d'EDF (2014-2022), le géant tricolore du nucléaire (2014-2022), et au haut fonctionnaire Thierry Tuot, conseiller d'État et ancien directeur général de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), selon le communiqué de Matignon. Leurs conclusions sont attendues dans un délai de 3 mois.

(...)

« Une provocation » pour la filière ENR

Aujourd'hui, la plupart de ces projets bénéficient de contrats avec l'État garantissant un prix fixe au producteur indépendamment de l'état de la consommation et de la production électrique.

Or quand la demande est trop faible, les centrales éoliennes et solaires peuvent générer des surplus d'électricité, parfois accompagnés de [prix négatifs](#). Ce phénomène pèse sur les finances publiques car l'État doit alors payer au producteur la différence entre le prix sur le marché et le prix de référence.

Ces mécanismes de soutien représentent "aujourd'hui un engagement financier majeur pour la puissance publique", estimé à 8,2 milliards d'euros dans le projet de loi de finances 2026. "Après plusieurs années de montée en charge (...) il y a une volonté de remettre les choses à plat", résume-t-on à Matignon.

En réaction, les syndicats des renouvelables ont appelé à en faire de même avec le nucléaire. Le président du Syndicat des énergies renouvelables (SER) Jules Nyssen a évoqué une "provocation" sur son compte LinkedIn, ironisant sur le fait qu'"en matière de coûts", le chantier du réacteur EPR de Flamanville, "conduit en grande partie" lorsque M. Lévy "était PDG d'EDF, est un bon exemple". Daniel Bour, du syndicat Enerplan, a lui jugé "un peu bizarre que le nucléaire ne soit pas inclus dans cette étude globale".

Les énergies renouvelables locales : une source de revenus et d'emplois pour les communes et un enjeu pour la campagne des municipales

<https://cler.org/wp-content/uploads/2025/12/dossier-de-presse-alliance-pour-lenergie-locale-.pdf>

C'est pour montrer le formidable potentiel économique des 450 projets déjà existants d'énergies renouvelables locales portés par des municipalités et des citoyen•nes que vient de se créer [l'Alliance pour l'énergie locale](#). Lorsqu'elles sont portées localement les énergies renouvelables génèrent deux à trois fois plus de retombées économiques pour le territoire qu'un projet classique et peuvent assurer des revenus stables aux municipalités pour financer leurs services publics.

Sécurité, fiscalité locale, santé, propreté, transports, logement seront les préoccupations majeures des candidats et candidates, et des électeurs et électrices des prochaines élections municipales. Or faire rouler des bus, construire des

immeubles ou gérer les déchets nécessite de l'énergie, aujourd'hui rarement produite localement, qui coûte de plus en plus cher aux communes.

L'ensemble des scénarios de prospective en matière de transition énergétique (ADEME, RTE, négaWatt) s'accorde sur la nécessité d'accélérer le développement de toutes les énergies renouvelables. Basées sur des technologies matures, elles peuvent être déployées deux à trois fois plus rapidement que des centrales nucléaires, pour un coût en diminution constante. Pourtant, la France ne cesse de creuser son retard en la matière et des parcs éoliens ou photovoltaïques existants ou en projets font l'objet d'oppositions et de recours juridiques de la part de riverain·nes. Ces situations se produisent majoritairement lorsque les projets sont mis en œuvre par des compagnies privées sans qu'un lien soit réellement tissé avec les territoires. Ils en captent l'essentiel de la valeur économique au détriment de l'intérêt local du territoire concerné. C'est la raison pour laquelle, selon Auréline Doreau, responsable de projets énergies renouvelables au réseau Cler « afin de regagner la confiance des habitants et habitantes et de réussir la transition énergétique locale et nationale, il faut faciliter le développement des énergies renouvelables portées par des municipalités, des citoyen·nes, en partenariat avec des acteurs économiques. ».

Cet objectif explique la création de L'Alliance pour l'énergie locale, constituée de 12 organisations incontournables sur les questions écologiques, énergétiques et territoriales : le réseau Cler, Énergie partagée, le Réseau Action Climat, Enercoop, Energy Cities, France Nature Environnement, Greenpeace, le WWF, Le Labo de l'ESS, ESS France, la FNCCR, et AMORCE.

Il existe déjà 450 projets d'énergies renouvelables locales labellisés Énergie Partagée (label dans le secteur des énergies renouvelables) pour 70 millions d'euros investis au global par 30 000 citoyen·nes et 800 collectivités actionnaires. Le plus souvent ces parties prenantes sont intégrées à la gouvernance du projet dès sa genèse pour permettre au territoire de se réappropriier l'énergie et partager les richesses matérielles et immatérielles générées à chaque étape.

Pour Lionel Guy, chef de département adjoint pour l'énergie à la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) « les énergies renouvelables sont les seules à offrir des solutions s'adaptant à chaque territoire, génératrices de revenus et d'emplois locaux, pour un coût connu et maîtrisé, avec de faibles risques pour les personnes et l'environnement ». La présence au sein de l'Alliance pour l'énergie locale d'organisations telles que France Nature Environnement, Greenpeace, WWF rappelle la nécessité d'être vigilant sur l'emplacement des projets afin d'en minimiser les impacts sur l'environnement.

Un tiers des retombées économiques des projets d'énergie renouvelable portés localement proviennent des taxes et loyers issues de l'exploitation des installations d'énergies renouvelables et un autre tiers provient des revenus issus de l'investissement. Cela permet notamment à la collectivité de mieux maîtriser sa facture d'énergie en rénovant ses bâtiments communaux grâce à l'argent des énergies renouvelables et aux usagers de disposer de lieux plus accueillants. Le dernier tiers provient des emplois locaux et des prestations locales mobilisées à chaque étape du projet lorsqu'un lien est tissé avec le territoire.

Selon Aurore Médieu, responsable transition écologique chez ESS France, « ces projets permettent d'associer les habitants et habitantes dans un souci de transparence et de participation démocratique. Ils ne sont plus seulement consommateurs et consommatrices d'énergie, mais deviennent pleinement acteurs et actrices de la transition énergétique. Par ailleurs, les revenus générés peuvent permettre de financer des actions de lutte contre la précarité énergétique ».

La loi Climat et Résilience de 2021 et la loi d'accélération des énergies renouvelables de 2023 (loi APER) ont permis de renforcer le rôle de la commune et l'implication des citoyens et citoyennes, par l'intermédiaire de consultation locale. Mais les collectivités territoriales manquent de moyens humains et financiers pour s'emparer du sujet et mener des projets d'énergies renouvelables de qualité. Quant au décret d'application sur le partage de la valeur relatif à la loi APER, il n'a toujours pas été publié.

« L'Alliance pour l'énergie locale demande donc à l'État de publier sans délai le décret d'application de la loi APER afin de rendre effectif le fonds territorial de partage de la valeur des énergies renouvelables. Un cadre législatif et des moyens financiers et humains suffisants doivent être mis en place pour systématiser le partage des richesses matérielles et immatérielles dans les projets d'énergies renouvelables. » indique Florent Chardonnal, responsable énergie et durabilité au WWF

Un balisage « circonstancié » des éoliennes peut protéger les chauves-souris

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/un-balisage-circonstancie-des-eoliennes-peut-protoger-les-chauves-souris-251210>

Les éoliennes représentent [un danger mortel pour les chauves-souris](#) mais une étude indique qu'une utilisation ciblée du balisage aéronautique signalant ces sources d'énergies renouvelables assurerait dans le même temps sérénité à ces mammifères et sécurité aux aéronefs.

Perturbation de l'habitat

Chaque année en Allemagne, "200 000 chauves-souris sont tuées à cause des éoliennes", rappelle à l'AFP Fabien Verniest, chercheur post-doctorant au Muséum national d'Histoire naturelle et co-auteur principal d'une étude sur les chauves-souris et les éoliennes, publiée mercredi dans la revue Journal of Applied Ecology.

"Les éoliennes sont une menace de deux manières. La première, la plus connue du grand public et la plus étudiée à travers la littérature scientifique, c'est le risque de collision", détaille M. Verniest. "Ce risque concerne plus particulièrement les espèces de haut vol, comme les noctules, qui évoluent à hauteur de rotor".

(...)

Balisage circonstancié, une obligation en Allemagne

(...)

Le balisage circonstancié est un balisage aéronautique lumineux qui, au lieu d'être activé en permanence sur l'ensemble de la nuit, est seulement activé lorsqu'un aéronef s'approche. "Ce sont des feux qui émettent des flashes lumineux rouges de forte intensité dans toutes les directions et qui sont disposés en haut des nacelles. On les voit sur plusieurs kilomètres, nous aussi quand on roule sur l'autoroute", explique le chercheur.

Depuis, le balisage circonstancié est devenu obligatoire en Allemagne. En France, c'est le balisage continu qui est le seul autorisé. (...°

Transpondeurs

Les chercheurs ont établi que l'activité à proximité des éoliennes avec balisage circonstancié "était inférieure à celle mesurée au niveau des éoliennes avec un balisage en continu et similaire à celle des sites témoins sans éoliennes".

Cela signifie que le balisage en continu contribue à l'attraction des chauves-souris. "Le balisage circonstancié permet de limiter ce comportement, et donc potentiellement de limiter les risques de collision", conclut le chercheur.

En France, pour changer de réglementation et autoriser un balisage circonstancié, il faudrait obtenir l'aval du ministère des Armées.

"Pour détecter les aéronefs qui approchent les parcs éoliens, la plupart de ces balisages circonstanciés utilisent des transpondeurs qui équipent l'ensemble des aéronefs. Et pour des raisons de sécurité évidentes, le ministère des Armées ne souhaite pas équiper ses appareils de transpondeurs", note Fabien Verniest.

Voici l'impact réel des éoliennes en mer sur les oiseaux et les chauves-souris

<https://www.revolution-energetique.com/actus/voici-limpact-reel-des-eoliennes-en-mer-sur-les-oiseaux-et-les-chauves-souris/>

Les éoliennes terrestres sont souvent critiquées pour leur impact négatif sur la faune volante. Mais qu'en est-il pour les éoliennes en mer ? Pour caractériser cet impact et ainsi imaginer des solutions, un projet d'étude français a été mené autour de l'éolienne FloatGen, située au large du Croisic. Les résultats sont plutôt rassurants.

Dans la liste des reproches qui sont faits aux éoliennes, leur potentiel impact sur les oiseaux et les chauves-souris revient souvent. Il est vrai que des cadavres [sont régulièrement retrouvés](#) au pied d'éoliennes terrestres. En revanche, en mer, l'impact des éoliennes sur la faune volante est encore méconnu.

C'est justement pour en savoir plus à ce sujet qu'a été lancée l'étude Piaff & Co en 2022. Celle-ci a été menée par la fondation Open-C autour de Floatgen, première éolienne offshore de France, installée au large du Croisic (Loire-Atlantique). Cette étude réunit des partenaires comme Centrale Nantes, le Muséum national d'histoire naturelle, BW Ideol ou encore le parc éolien de Saint-Nazaire avec comme mission d'étudier les habitudes des oiseaux dans un rayon de 50 km autour de l'éolienne et de comprendre l'impact de cette dernière. Pour y parvenir, trois points de mesure acoustique et autant de capteurs vidéo ont été installés sur l'éolienne et son flotteur. En parallèle, quatre outils d'intelligence artificielle ont été déployés pour étudier les données récoltées.

Jusqu'à 60 oiseaux tués chaque année sur une éolienne

Sur 2 ans, les deux années de relevés, ce sont près de 12 500 vidéos de trajectoire d'oiseaux qui ont été enregistrées, dont 15 % ont pu être analysées. Sur ce total, les scientifiques ont remarqué que dans 80 % des cas, il n'y avait aucune interaction entre l'éolienne et l'oiseau. Dans 20 % des cas, ils ont constaté des micro-évitements (esquives), voire des méso-évitements ([changements de direction](#)). Au total, seulement deux cas ont montré une collision avec des goélands.

En réalité, le constat est plus important. Sur le flotteur de type Damping Pool, entre 2018 et 2025, 77 cadavres appartenant à 15 espèces différentes ont été recueillis. Ces cadavres ont permis d'établir la mortalité du site à environ 60 individus par an. **Au total, cela reste toutefois bien en deçà de la mortalité aviaire causée par les chats domestiques, estimée à 75 millions d'animaux chaque année en France.**

Quelles solutions pour limiter cet impact ?

Pour l'heure, les porteurs du projet ne veulent pas faire de généralisation à partir des données obtenues. Selon eux, ce premier bilan comporte encore des limites importantes. Néanmoins, c'est un premier pas vers des solutions pour limiter l'impact des éoliennes sur les oiseaux. Ils ont notamment pu constater le rôle important de perchoir et de dortoir du flotteur pour les oiseaux. Les études devraient continuer en 2027 sur le même site du Croisic, avec le déploiement d'Eolink.

Actuellement de nombreuses mesures sont déjà prises pour limiter l'impact négatif des turbines sur les oiseaux. La vitesse de démarrage des éoliennes peut être relevée la nuit ou en période de migration. Parfois, des arrêts ciblés sont même programmés. Certains systèmes de dissuasion ont également montré leur efficacité, comme [la peinture des pales](#), ou encore des éclairages, sons et ultrasons ciblés.

La suite de votre contenu après cette annonce

NUCLEAIRE

Mini-réacteur nucléaire en bord de Loire : le projet est-il « totalement irréaliste » comme l'affirment ses opposants ?

La startup Newcleo prévoit de mettre en service un nouveau réacteur nucléaire de petite taille, près de la centrale électrique de Chinon (Indre-et-Loire), dès 2031. « Totalement irréaliste », selon les opposants au projet qui ont organisé une réunion publique.

<https://www.ouest-france.fr/environnement/nucleaire/mini-reacteur-nucleaire-en-bord-de-loire-le-projet-est-il-totalement-irrealiste-comme-laffirment-ses-opposants-e2799040-cc5a-11f0-9f92-1f1697d8d1ab>

Plus de 60 ans après la mise en service de la [première centrale](#) nucléaire française à produire de l'électricité, le secteur de Chinon pourrait accueillir un nouveau type d'installation, en plus [de deux réacteurs de type EPR 2](#).

Une société privée, [Newcleo](#), lauréate d'un [appel à projets](#) du gouvernement, envisage de faire fonctionner un « mini » réacteur dit de « 4e génération », dès 2031.

« On s'interroge beaucoup sur la faisabilité »

Un collectif, « Stop-Newcleo Chinonais », s'oppose déjà à ce projet. Lors d'une [réunion publique](#), vendredi 28 novembre, à Beaumont-en-Véron (Indre-et-Loire), il avait invité un scientifique, Michel Labrousse, à s'exprimer devant une centaine de personnes. « On s'interroge beaucoup sur la faisabilité, sur la crédibilité de ce type de projet », a-t-il confié au *Courier de l'Ouest*, avant sa conférence.

Cet ancien membre du [Commissariat à l'Énergie Atomique](#), portant « un regard critique sur le nucléaire », collabore désormais avec [Global Chance](#). En juillet 2025, l'association a produit [une note](#) sur le projet de Newcleo, questionnant notamment une technologie « de rupture » : un réacteur à « neutrons rapides ».

(...)

Combustible radioactif : c'est quoi le « Mox » ?

Au cœur du réacteur : du « Mox », un mélange, très radioactif, d'oxyde d'uranium et de plutonium, « fabriqué à partir d'un mix de matières issues de l'industrie nucléaire française, et plus particulièrement de stocks de matière issue du combustible usé d'EDF et de stocks provenant de nos installations françaises d'enrichissement », indique Newcleo.

Comme dans une centrale classique, l'énergie récupérée produira de la vapeur, actionnant une turbine et un alternateur.

1,2 milliard d'euros à investir

L'entreprise a déjà choisi son futur site d'implantation : à moins de 3 km au sud de la Loire, sur une parcelle d'une dizaine d'hectares, dans le parc d'activités du Véron entre les communes de Beaumont et Savigny-en-Véron. L'investissement est estimé à 1,2 milliard d'euros pour 300 emplois, et 1 000 emplois durant le chantier.

Ce réacteur devrait produire 30 MWe (mégawatt électrique), soit bien moins qu'une centrale (900 MWe en moyenne). D'autres, plus puissants, de 200 MWe, doivent ensuite être construits.

« On va passer de l'effet d'échelle à l'effet de série », explique Michel Labrousse. « Plus on en construit, moins le coût est élevé par élément. »

Déchets radioactifs : une « étape clé franchie » pour le projet Cigéo

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/dechets-radioactifs-une-etape-cle-franchie-pour-le-projet-cigeo-251204>

Le projet de Cigéo à Bure (Meuse), où doivent être enfouis à partir de 2050 les déchets nucléaires les plus dangereux, a franchi jeudi une étape clé avec la présentation de l'avis technique du gendarme du nucléaire, qui juge ses conditions de sûreté "satisfaisantes" en l'état.

« Pas la fin de l'histoire »

Avec cet avis, fruit de 30 mois de travaux d'expertise et d'instruction, ce projet peut désormais être soumis aux consultations obligatoires de l'enquête publique dans le courant du second semestre 2026. Il reviendra ensuite au gouvernement de délivrer ou non l'autorisation de création du site à travers un décret pris en Conseil d'État, une décision attendue au mieux en 2028.

(...)

"Sur de nombreux points", l'évaluation préliminaire de sûreté présentée par l'Andra dans son dossier est "satisfaisante", a déclaré Pierre Bois, devant les parlementaires de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

L'ASNR précise toutefois que "d'autres compléments" devront ensuite être apportés par l'Andra à l'occasion des grands jalons du projet, dont la mise en service progressive est prévue "à l'horizon 2050" avec les premières descentes de colis radioactifs dans les alvéoles, a ajouté Olivier Dubois, commissaire de l'autorité.

Des « lacunes » pointées du doigt

Parmi les sujets de vigilance identifiés, certains portent sur la performance des ouvrages de scellement bouchant les galeries souterraines, la vitesse de corrosion des conteneurs métalliques contenant les déchets "haute activité", la maîtrise du risque d'explosion dans les alvéoles et la maîtrise du risque d'incendie en cas de stockage de colis de déchets bitumés, des boues radioactives conditionnées dans du bitume et qui présentent un risque d'échauffement.

"Malgré toutes ces lacunes, vous donnez un avis favorable et vous demandez à l'Andra de faire cette démonstration (de sûreté) plus tard", y compris quand le projet sera autorisé, s'est étonné le député LFI Maxime Laisney, membre de l'Opecst, en évoquant une situation qui "renforce le sentiment du fait accompli".

En cas de feu vert, l'autorisation d'exploitation débutera par une phase pilote "permettant de conforter le caractère réversible et la démonstration de sûreté de l'installation, notamment par un programme d'essais", précise la loi.

Les nombreux jalons qui restent à passer "seront autant d'occasions de vérifier un certain nombre de points techniques et de revenir vers la société civile en l'informant et la consultant le cas échéant", a expliqué Pierre Bois à l'AFP.

Le site a été pensé pour accueillir les déchets existants et futurs des installations nucléaires déjà autorisées à fin 2016, ce qui comprend notamment les réacteurs actuels d'EDF dont l'EPR de Flamanville, les sites d'Orano (cycle du combustible) et du CEA (recherche), mais pas les déchets des six nouveaux réacteurs dont le gouvernement soutient la construction. Ainsi, toute éventuelle extension de capacité devra faire l'objet d'une nouvelle autorisation.

La France a fait le choix d'un stockage dans une couche géologique argileuse profonde, âgée de 160 millions d'années, censée garantir la sûreté du stockage, tandis que la Suède et la Finlande ont opté pour un terrain granitique.

Nucléaire : EDF revoit à nouveau à la hausse la facture des réacteurs EPR2

Le coût prévisionnel des six futurs réacteurs français enflé de près de 5 milliards d'euros par rapport à la précédente estimation. Ce nouveau chiffrage, en euros de 2020, sera audité par l'Etat, soucieux comme EDF de ne pas répéter les erreurs de l'EPR de Flamanville.

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/nucleaire-edf-revise-a-la-hausse-le-devis-des-reacteurs-epr2-a-pres-de-73-milliards-deuros-2205582>

Reculer pour mieux sauter. Après avoir renoncé, [fin 2024](#), à rendre un nouveau devis pour ses futurs réacteurs nucléaires de grande puissance, sur fond de bras de fer avec l'Etat sur le partage du financement, EDF a finalisé sa

copie, validée ce jeudi par son conseil d'administration. **L'électricien public estime désormais le coût des six réacteurs EPR2 à 72,8 milliards d'euros, en euros de 2020, selon des sources concordantes. EDF a confirmé ce montant, qui correspond à environ 83 milliards, en euros 2025.**

La facture prévisionnelle, hors coûts de financement (charges d'intérêts...), de ce projet colossal augmente de 8 % par rapport au dernier chiffrage, remis il y a deux ans par EDF. L'électricien public visait alors 67,4 milliards d'euros, en euros de 2020. **Ce montant était lui-même 30 % plus élevé, à conditions économiques inchangées et hors inflation, que les 51,7 milliards d'euros annoncés par EDF en 2021,** dans la première estimation rendue publique.

Accélérer la cadence

Pour autant, EDF parle désormais d'un montant « maximum » de 72,8 milliards, grâce à des efforts de « simplification » qui associent toute la filière de l'atome. (...)

La Cour des comptes évoquait, en début d'année, « l'objectif managérial » de la précédente direction de contenir le coût sous les 67 milliards d'euros de 2020, [dans un rapport sévère](#) sur les EPR. Son président, Pierre Moscovici, estimait alors la facture totale à plus de « 100 milliards d'euros », frais de financement inclus. Un ordre de grandeur confirmé par EDF.

(...)

Le nouveau devis est, quant à lui, une étape importante en vue d'une décision finale d'investissement espérée au second semestre 2026. Juste avant l'élection présidentielle et vingt ans après celle de l'EPR de Flamanville, le dernier réacteur construit dans l'Hexagone. En amont du feu vert au financement des EPR2, EDF a déjà commencé les travaux préparatoires à la centrale de Penly (Seine-Maritime) qui doit accueillir la première paire d'EPR2, d'une puissance de 1.670 MW chacun. Suivront les sites de Gravelines (Nord) et du Bugey (Ain).

Malgré ce départ lancé, la mise en service des premiers réacteurs a déjà été décalée de deux ans. Elle est désormais attendue en 2038. Soit seize ans après le discours de Belfort du président Emmanuel Macron, qui a scellé la relance de l'atome en France, en 2022. Les projets nucléaires sont des chantiers de temps long, où la maîtrise des coûts est étroitement corrélée à celle des délais, pour ne pas faire exploser la facture. En misant sur un effet de série, comme dans le plan Messmer des années 1970, EDF maintient l'objectif de l'ancien PDG Luc Rémont d'un temps de construction de soixante-dix mois, à terme.

C'est « ce que l'on observe chez les constructeurs chinois, qui sont la référence mondiale incontournable », pointe Thierry Le Mouroux, directeur exécutif projets et construction, dont une partie des équipes sont parties se former à « l'industrialisation » à la chinoise. (...)

Du sommet d'EDF aux équipes de terrain, comme du côté des services de l'Etat, le traumatisme de Flamanville est encore dans tous les esprits. Le premier EPR français, qui restera unique en son genre, a été livré en 2024 avec douze années de retard, au terme d'un chantier calvaire de dix-sept années. Son coût a explosé, passant de 3,3 milliards à 23,7 milliards d'euros.

Après ce camouflet et le dérapage du chantier à 50 milliards d'euros des deux EPR en construction [à Hinkley Point](#), au Royaume-Uni, la prudence est de mise pour les EPR2. Surtout au vu de l'état des finances publiques et de celles d'EDF, handicapé par [une dette de 50 milliards d'euros](#).

Dès lors, peut-on se fier au dernier devis ? « C'est du papier tout ça », relativise une source interne, dubitative. Difficile de prévoir l'inflation des coûts et d'éventuelles mauvaises surprises. **Quant au design des futurs réacteurs, il n'est pas encore finalisé.** « Il nous reste encore plusieurs années de conception détaillée », un processus « normal », indique Xavier Gruz, qui rappelle le rôle des provisions pour « absorber les écarts de coûts ». Il évoque aussi « un effort sur les frais généraux ».

(...)

En parallèle, la France va poursuivre avec la Commission européenne les discussions sur les aides d'Etat dont bénéficiera le programme. Paris a officiellement notifié le dossier à Bruxelles [il y a un mois](#). En jeu : une dérogation aux règles européennes de la concurrence.

L'accord de principe trouvé [avant l'été](#) entre EDF et l'Etat prévoit un prêt public bonifié (via la Caisse des dépôts notamment), assorti d'un taux zéro durant la phase de construction et couvrant jusqu'à 60 % du devis des six EPR2. Ce schéma est un quasi copié-collé du dispositif de soutien aux réacteurs tchèques [de Dukovany](#), déjà avalisé par Bruxelles. Avec tout de même des différences de taille : la quote-part du prêt apportée par la puissance publique (98 % en République tchèque) et le prix de l'électricité produite.

Rester compétitif

Pour les EPR2, le prix cible est fixé à 100 euros le mégawattheure pendant quarante ans, soit deux fois les cours actuels sur les marchés de gros. « Il faut l'abaisser drastiquement pour rester compétitif face aux 80 euros par mégawattheure, prix cible des réacteurs sud-coréens en cours de construction en République tchèque », estime Olivier Lluansi, professeur au Conservatoire national des arts et métiers, [dans une chronique](#) pour « Les Echos ».

(...)

TRANSPORTS

Pourquoi le train est toujours plus cher que l'avion

https://www.lemonde.fr/les-decodeurs/article/2025/11/30/pourquoi-le-train-est-toujours-plus-cher-que-l-avion_6655422_4355770.html

Décryptage : Si voyager sur rails se révèle être structurellement plus cher que par les airs, c'est notamment parce que l'aérien bénéficie d'un coût artificiellement bas grâce à des exonérations fiscales.

Au moment de préparer un départ en vacances à l'étranger, le constat est souvent le même : [l'avion coûte \(beaucoup\) moins cher que le train](#). Si le rail parvient à attirer [toujours davantage de passagers](#), ce n'est donc pas grâce à ses tarifs. Sur les six liaisons les plus empruntées entre la France et l'Europe, la version ferroviaire est systématiquement entre 2,3 et 3 fois plus chère, selon [les calculs récents de Réseau Action Climat \(RAC\)](#), qui dénonce une « situation ubuesque ».

Dans certaines configurations de date ou d'horaire, un Barcelone-Londres peut même coûter [26 fois plus cher](#) en train qu'en avion (389 euros contre 14,99 euros), alors que le trajet émet 57 fois moins de carbone. Idem pour un Paris-Copenhague, qui peut coûter 14,99 euros en avion contre 326 euros en train. De quoi décourager les adeptes du rail, même dotés de la meilleure volonté écologique.

Ces écarts tarifaires extrêmes suscitent souvent une grande incompréhension auprès des voyageurs. Mais à quoi sont-ils dus ? Pour le savoir, décortiquons les coûts comparés par passager d'un Paris-Barcelone, grâce aux [calculs du cabinet Carbone 4](#). Deuxième liaison aérienne la plus empruntée en Europe (2,58 millions de passagers en 2024), ce trajet peut se parcourir aisément avec les deux modes de transport.

Selon Carbone 4, la facture du train y est en moyenne 20 % supérieure à celle de l'avion classique, et même 86 % supérieure à celles des compagnies low cost. Une différence qui s'explique à la fois par les politiques tarifaires des opérateurs, qui réalisent plus ou moins de bénéfices, mais surtout par les coûts inhérents à ces deux modes de transport. Aux importants coûts structurels du rail s'ajoute l'effet des choix politiques qui renforcent l'attrait financier de l'aérien.

Les redevances

Dans les deux cas, un poste de coût écrase tous les autres : les redevances et taxes d'aéroport représentent trois quarts des coûts dans l'aérien, quand les frais de circulation pèsent pour 97 % dans le ferroviaire.

Pour l'avion, cela représente un peu plus de 40 euros par passager ; pour le train, près de 60 euros. La SNCF doit verser une redevance aux gestionnaires des réseaux ferrés français et espagnols pour pouvoir emprunter les 1 050 kilomètres de voies qui séparent Paris et Barcelone, afin de financer leur entretien. Le coût est renchéri par l'onéreux « péage » du tunnel du Perthus – 6,10 euros par passager pour seulement 8 171 mètres de trajet sous les Pyrénées. Cela explique en partie pourquoi il faut déboursier en moyenne 186 euros pour rejoindre Barcelone, alors que le Paris-Perpignan, qui parcourt seulement 200 kilomètres de moins, ne coûte que 84 euros.

Le coût de l'énergie

Ce périmètre de dépenses est le plus réduit : kérosène d'un côté et électricité de l'autre. Sur notre Paris-Barcelone, Air France dépense en kérosène plus du double de la SNCF en électricité. Cela s'explique par la nature consommatrice du transport aérien, qui doit lutter contre la gravité, mais aussi par l'efficacité énergétique du train, pour lequel les frottements sur les rails sont faibles.

(...)

Les taxes qui reflètent des choix politiques

A côté de ces différents coûts incompressibles, le prix des billets de train et d'avion est aussi influencé par la fiscalité, qui s'applique différemment aux deux types de transport, qui traduisent des choix politiques.

Deux niches fiscales favorisent ainsi depuis des années le kérosène, le carburant des avions : il est exonéré de la TVA (la taxe, normalement fixée à 20 %, qui frappe tous les biens de consommation) et de TICPE (la taxe française sur les produits pétroliers). Selon RAC et Greenpeace, cela représente un « cadeau fiscal » de 30 à 40 euros par passager sur un vol entre Paris et Barcelone. Au total, ces exonérations ont [fait perdre 4,7 milliards d'euros de rentrées fiscales à la France en 2022](#), selon les calculs de l'ONG Transport & Environnement.

(...)

Si l'idée de taxer davantage le kérosène a rassemblé de nombreux soutiens, des « gilets jaunes » à la convention citoyenne sur le climat, en passant par les ONG spécialisées, elle se heurte à la convention de Chicago (1944), qui proscriit toute taxation du kérosène à l'international – même si rien n'interdit d'introduire une taxe pour les seuls trajets intérieurs.

Les [tentatives de révision des accords internationaux sur l'exonération de taxes de l'aérien se heurtent](#) au « lobbying du secteur », analyse Aurélien Bigo, chercheur associé de la chaire énergie et prospérité à l'Institut Louis Bachelier, et auteur d'une [thèse sur la décarbonation des transports d'ici à 2050](#). Mais aussi à ce qu'il reconnaît comme étant « une volonté de ne pas brider certaines mobilités, ne pas en renchéir le coût », en particulier quand il s'agit de l'avion, « un mode de transport qui est plus utilisé par les ménages les plus aisés ». La Commission européenne a, elle aussi, cherché à plusieurs reprises (en 2015 et 2023) à instaurer une taxe intérieure, sans succès.

Même sans agir directement sur la fiscalité du kérosène, la France disposerait d'un outil propre pour « compenser », [selon Réseau Action Climat](#) : la taxe de solidarité sur les billets d'avion (TSBA), une contribution instaurée en 2006. Pensée initialement pour soutenir l'aide au développement des pays pauvres, la taxe contribue également depuis 2020 au financement des projets ferroviaires.

(...)

Et le coût écologique ?

Un dernier coût n'est pas pris en compte dans notre comparatif : le coût écologique. Et pour cause : aucun mécanisme financier ne permet actuellement de moduler le prix d'un billet d'avion ou de train en fonction de son empreinte environnementale.

Si l'on commence [seulement à comprendre les conséquences des traînées de condensation](#) ou [des autres émissions](#), la science connaît très bien celles des émissions de CO₂ sur le dérèglement du climat. En gardant l'exemple du Paris-Barcelone, [chaque passager aérien émet environ 187 kg de CO₂](#), soit près de 60 fois plus que les voyageurs qui choisissent le train (3,23 kg).

Certes le secteur aérien est parvenu à diviser sa consommation de carburant par deux depuis 1990, mais [le trafic a été multiplié par 4,6 sur la même période](#) dans le monde. Les émissions totales ont donc plus que doublé, faisant de l'aviation la responsable de 2,6 % des émissions globales – [et plus de 5 % du réchauffement climatique](#) – alors même que 80 % de la population mondiale n'est jamais montée dans un avion. Avec près de 1 milliard de tonnes de CO₂ émises en 2023, l'aviation mondiale émet autant qu'un pays comme le Japon ou l'Arabie saoudite.

Pour compenser le coût écologique, des économistes proposent d'augmenter de manière spectaculaire le coût de l'émission de gaz à effet de serre : cela pourrait par exemple consister à imposer un prix du carbone dix fois plus élevé pour les jets privés que pour l'automobile, [comme le proposait en 2023 l'économiste Christian Gollier](#) dans Le Monde.

(...)

Bruxelles enterre l'interdiction de vendre des voitures thermiques neuves en 2035

La Commission européenne a assoupli, ce mardi, son objectif de décarbonation pour 2035. L'interdiction des moteurs thermiques pour les voitures neuves devient une réduction de 90 % des émissions.

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/automobile/bruxelles-enterre-linterdiction-de-vendre-des-voitures-thermiques-neuves-en-2035-2205123>

Quelques mois de lobbying intense auront suffi pour fissurer l'un des piliers du Pacte vert européen. Mardi, la Commission européenne a dévoilé à Strasbourg un paquet de mesures qui enterre, de fait, l'interdiction de vendre des voitures thermiques neuves en 2035.

Exit l'objectif de 100 % de décarbonation à cette date pour les constructeurs automobiles. Place à une cible de -90 % de leurs émissions de CO₂, ouvrant la porte aux hybrides rechargeables, aux voitures essence ou diesel, et aux véhicules électriques équipés de prolongateurs d'autonomie.

(...)

Concrètement, les constructeurs pourront vendre du non-électrique après 2035 en « compensant » via des crédits carbone : jusqu'à 3 % de réduction pour l'usage de carburants durables (e-fuels, biocarburants avancés) et 7 % pour de l'acier bas carbone européen. De quoi assurer la survie des hybrides et des thermiques aux carburants de synthèse au-delà de 2035.

(...)

Surtout, Paris posait comme condition que toute flexibilité devait s'accompagner de « mécanismes clairs d'incitations réglementaires à la production en Europe », avec un seuil de 75 % - comme le souhaitent les équipementiers et les sous-traitants français, mais pas les constructeurs.

Message entendu... à moitié. Car si Bruxelles introduit bien sur le papier une « préférence européenne » dans plusieurs mesures, notamment dans les standards CO₂ avec la valorisation de l'acier bas carbone européen et les super-crédits pour les petites voitures électriques produites dans l'UE, les propositions a priori chiffrées portant sur cette préférence ainsi que sa définition, sujet crucial, sont reportées à fin janvier.

Au-delà du feuilleton 2035, la Commission s'attaque aux flottes professionnelles, qui pèsent 60 % des immatriculations neuves. Mais face aux divisions, les mesures restent timides : seules les grandes entreprises (plus de 250 salariés et 50 millions d'euros de chiffre d'affaires) et les loueurs auront des objectifs contraignants pour 2030 et 2035, modulés selon le PIB de chaque pays.

Petites voitures abordables

Sur les petites voitures électriques, Bruxelles crée une catégorie pour les modèles de moins de 4,20 mètres made in Europe, qui bénéficieront d'un « super-bonus » dans le calcul des émissions CO₂ et la Commission recommande aux Etats membres de leur accorder des avantages (bonus, stationnement gratuit, péages réduits). L'objectif : barrer la route à la Chine sur ce segment.

Reste que cet assouplissement ne résoudra pas toute l'équation des constructeurs automobiles. « Ceux qui prétendent que la législation climatique serait la seule, ou même la principale, cause des difficultés actuelles ignorent la réalité industrielle », a estimé Stéphane Séjourné, pointant « une crise de la demande, un retard technologique et une concurrence internationale parfois déloyale ».

En mars, le même déclarait l'industrie automobile [« en danger de mort »](#). Sept mois plus tard, Bruxelles propose donc de la sauver en autorisant... ce qu'elle cherchait justement à interdire.

La bataille est loin d'être finie : le texte doit encore être validé par les Etats membres et le Parlement européen, où PPE et extrême droite pourraient s'allier pour l'affaiblir davantage. Pendant ce temps, les ventes d'électriques dans l'UE ont bondi de 26 % entre janvier et octobre 2025. Parfois, le marché avance plus vite que les politiques qui croient le guider...

Automobile : pourquoi l'Europe mise sur les biocarburants

Pour compenser la fin de l'interdiction des ventes de véhicules à moteur thermique après 2035, la Commission européenne a imaginé recourir à l'acier vert et aux biocarburants. Mais les mécanismes restent pour l'instant modestes et le secteur souffre des incertitudes.

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/automobile-pourquoi-leurope-mise-sur-les-biocarburants-2206381>

C'était l'une des solutions poussées par l'Allemagne pour prolonger la durée de vie des véhicules à moteur thermique. Et la Commission européenne l'a évoquée comme un moyen de compenser les [flexibilités apportées la semaine dernière à l'interdiction](#) de vendre des voitures neuves à moteur thermique à partir de 2035. Le ralentissement de la pénétration des véhicules électriques actée, les biocarburants et les carburants synthétiques - qui ne nécessitent pas d'adaptation particulière des véhicules s'ils sont « coupés » avec des carburants traditionnels - pourraient connaître un regain d'intérêt.

Au niveau mondial, ces [carburants routiers alternatifs](#) (E10, E85, B30...) représentent aujourd'hui une part de marché d'environ 5 %. Une part de marché légèrement supérieure en Europe, mais plafonnée à 7 % par la directive RED III pour éviter une concurrence avec l'alimentation humaine et animale. **L'écrasante majorité de la consommation est en effet encore constituée de biocarburants de première génération, issus de plantes riches en sucre, en amidon ou en huile, comme la betterave, le blé, le maïs ou le colza.**

Une nouvelle réglementation l'an prochain ?

Ce principe de non-concurrence avec l'alimentation demeure dans les nouveaux projets de Bruxelles. Les constructeurs automobiles devront réduire les émissions de CO2 de leurs modèles de 90 % à partir de 2035, contre 100 % auparavant. Les 10 % d'émissions restantes « devront être compensées par l'utilisation d'acier à faible teneur en carbone produit dans l'Union, ou par l'utilisation de carburants électriques et de biocarburants », a indiqué la Commission européenne, à hauteur de 7 % pour l'acier vert et 3 % pour les biocarburants.

Le recours aux carburants renouvelables est donc limité. D'autant plus que la Commission a proposé de le restreindre aux seuls [carburants de synthèse](#) (produits à partir d'hydrogène et de CO2) et aux biocarburants de deuxième et troisième générations, issus de déchets et de résidus, comme définis dans l'annexe IX de la directive RED III. L'objectif est, une fois encore, de ne pas diriger la production de cultures alimentaires vers ce débouché.

(...)

Une production adaptable

Quoi qu'il arrive, une autre directive devrait être discutée l'an prochain au niveau européen, fixant des objectifs au-delà de 2030. « Cela devra faire partie des discussions dans les prochains mois. Si l'on veut déployer des projets à l'échelle, il est indispensable de donner des perspectives aux industriels, souligne Jean-Philippe Héraud, responsable

du programme biocarburants et e-fuel à l'IFP Energies nouvelles. Ces projets mettent en général cinq à dix ans pour se concrétiser. »

Les opposants aux biocarburants mettent en avant la lourdeur des investissements, alors que l'électricité finira tôt ou tard par s'imposer, et remettent en cause leur impact réel. Mais ces investissements pourraient être un premier pas et servir à décarboner d'autres secteurs(...)

Les usines de production de biocarburants peuvent en effet s'adapter et basculer vers la production de [carburants d'aviation durables](#) ou de méthanol, et ainsi réaliser des économies d'échelle. Dans ces autres secteurs, en effet, l'électricité n'est pas une solution envisagée dans l'immédiat...

B100 et E85, des biocarburants défendus par les parlementaires au bilan environnemental contesté

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/b100-et-e85-des-biocarburants-defendus-par-les-parlementaires-au-bilan-environnemental-conteste-251130>

Le projet de loi de finances (PLF) pour 2026 rouvre le débat sur les biocarburants B100 et E85, longtemps soutenus par une niche fiscale pour encourager leur production dans le cadre de la transition écologique. Plusieurs rapports et études scientifiques remettent en question leur efficacité réelle pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, relançant les discussions sur l'opportunité de maintenir cet avantage fiscal.

L'Assemblée nationale et le Sénat ont néanmoins rejeté la proposition gouvernementale visant à supprimer les avantages fiscaux accordés à ces deux biocarburants.

B100 et E85, de quoi parle-t-on ?

Le B100 et l'E85 appartiennent à la catégorie de biocarburants dits de "première génération", c'est-à-dire produits à partir de cultures alimentaires comme le colza, le maïs, la betterave ou le blé.

Le B100 est composé à 100% de biodiesel obtenu par un procédé chimique de transestérification d'huile végétale. En France, 77% de la production de biodiesels provient de l'huile de colza, selon FranceAgriMer.

D'après une note du Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) consultée par l'AFP, environ 20 000 camions roulent au B100 en France, pour une consommation de 360 000 m³ en 2024.

[Le superéthanol E85, quant à lui, est un carburant essence contenant entre 65 et 85% d'éthanol selon la saison.](#) Produit à partir de betterave, de maïs et de blé, il résulte de la fermentation du sucre avant d'être mélangé à l'essence.

Quel niveau de production en France ?

La France est le premier producteur européen de bioéthanol et le deuxième de biodiesel. Six groupes industriels concentrent l'essentiel de la production : Saipol (groupe Avril, dirigé par Arnaud Rousseau, le président de la FNSEA) détient 70% du marché du biodiesel, tandis que Cristal Union, Tereos et Vestex Bioénergie assurent 80% de la production de bioéthanol.

Cette filière mobilise d'importantes surfaces agricoles. L'incitation européenne à développer les biocarburants au début des années 2000 a entraîné une extension des cultures de colza en France.

Près de 3% de la surface agricole utile nationale est consacrée aux biocarburants, soit un million d'hectares, dont plus de 80% dédiés au biodiesel. Selon la note du SGPE, il faut entre 20 et 30 hectares de cultures pour alimenter un seul poids lourd roulant au B100.

Un rapport de la Cour des comptes publié en 2021 relevait que la production de biodiesel mobilise plus des trois-quarts de la production nationale de colza, au risque d'entrer en concurrence avec les usages alimentaires.

Pour contenir cette pression, l'Union européenne a plafonné en 2015 à 7% la part des biocarburants de première génération dans la consommation énergétique.

L'objectif : limiter les "changements indirects d'affectation des sols" (CIAS), c'est-à-dire l'extension de l'agriculture sur de nouvelles terres au détriment de forêts ou de zones naturelles, entraînant la libération du CO2 stocké dans les sols.

Un intérêt environnemental relatif ?

A leur lancement, les biocarburants de première génération étaient présentés comme capables de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 50 à 70% par rapport aux carburants fossiles selon une analyse commandée en 2010 par le ministère de l'Ecologie.

Dans sa note consultée par l'AFP, le SGPE déclare que le B100 "ne présente aucun gain d'émission en termes de polluants de l'air" par rapport au diesel.

En 2023, la Cour des comptes européenne a reconnu que l'usage des biocarburants "ne permet pas nécessairement de réduire les émissions de GES" et que ces réductions "sont souvent surestimées", faute d'intégrer des changements d'affectation des sols.

(...)

Entre 2010 et 2020, la France a réduit de 4,6% les émissions de GES liées aux carburants routiers, mais ces gains tombent à 1,6% en tenant compte des CIAS, selon l'Agence européenne de l'environnement.

Pour limiter la pression sur les terres, l'Union européenne promeut désormais les biocarburants de "deuxième génération", issus de résidus agricoles ou de déchets alimentaires et forestiers, capables de réduire de 80 à 90% les émissions selon l'institut de recherche IFPEN.

En France, ils représentent déjà 22% des biodiesels et 31% des bioessences consommés en 2024, mais leur production reste encore trop limitée pour remplacer les filières conventionnelles.

Une "troisième génération", produite à partir de micro-organismes est également en phase de développement.

Automobile : pour Verkor, qui inaugure sa gigafactory de batteries à Dunkerque, le plus dur commence

La jeune pousse tricolore doit désormais monter en puissance en brûlant le moins de cash possible. Renault, son client, a limité les risques en prévoyant un plan B.

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/automobile/automobile-pour-verkor-qui-inaugure-sa-gigafactory-de-batteries-a-dunkerque-le-plus-dur-commence-2204116>

En France, les jeunes pousses industrielles qui sont passées en cinq ans d'une poignée de cofondateurs à une usine forte de 500 salariés se comptent sur les doigts d'une main. À cette aune, l'inauguration à Dunkerque, ce jeudi, de la gigafactory de batteries de [Verkor](#) est déjà à saluer, même si la production n'a pas encore démarré.

Sur le papier, l'affaire semble d'autant mieux engagée que l'entreprise a déjà un client majeur : Renault, qui a pris très tôt 20 % du capital, a fait savoir en avril 2023 qu'il réservait les trois quarts du potentiel de l'usine pour équiper ses voitures. Pourtant, la période qui s'ouvre est probablement la plus périlleuse pour Verkor.

Une précision à quelques microns près

(...)

Les entreprises européennes qui se lancent dans cette activité dominée [par les Chinois](#) et les Coréens sont donc confrontées à un double défi. D'abord, lancer un processus ultra-sophistiqué, avec des machines importées d'Asie. Ensuite et surtout, assurer la montée en puissance en limitant le taux de rebut, que les meilleurs contiennent sous les 5 %. Tant que cet horizon n'est pas atteint, l'entreprise brûle du cash, au risque d'épuiser ses réserves financières.

Dans le jargon du secteur, cette phase est baptisée « la vallée de la mort ». [Le suédois Northvolt](#), qui avait joué les pionniers en Europe après avoir levé des milliards d'euros, n'y a pas survécu. Quant à ACC, la [coentreprise montée par Stellantis, TotalEnergies et Mercedes](#), sa gigafactory de Douvrin produit des batteries mais n'a toujours pas atteint le rendement souhaité, vingt mois après l'inauguration.

La direction de Verkor est consciente de la hauteur de l'obstacle. « Les plus experts du secteur mettent de nombreux mois à réussir la montée en puissance, et nous avons moins d'expérience que ces gens-là », convient Philippe Chain, l'un des six cofondateurs.

(...)

Verkor, prudent, n'avance aucun calendrier. L'entreprise se lance dans l'aventure avec du retard. Initialement, la gigafactory devait être opérationnelle cette année. La jeune pousse confirme des « ajustements de planning », sans plus de précision.

Renault est évidemment très attentif. [L'A390 d'Alpine](#), le premier modèle du groupe à disposer de batteries Verkor, va arriver très prochainement dans les concessions. (...)

Le plan B de Renault

Le groupe français a toutefois pris ses précautions. Selon deux sources au fait du dossier, il s'est adressé à LG, son fournisseur historique, pour s'assurer un approvisionnement complémentaire le temps que Verkor monte en puissance. Le groupe coréen devrait fournir les batteries de la version GT de l'A390, pendant que Verkor équipera la version haut de gamme, la GTS.

(...)

DIVERS

Captation et stockage de CO2 : où en est ce méga-projet qui fédère des industriels de l'Ouest ?

Des industriels, dont la cimenterie d'Airvault (Deux-Sèvres), sont partenaires d'un projet destiné à éviter le rejet de plus de 2 millions de tonnes de CO2 par an. Une première phase de concertation vient d'aboutir.

<https://www.ouest-france.fr/environnement/captation-et-stockage-de-co2-ou-en-est-ce-mega-projet-qui-federe-des-industriels-de-louest-b9353336-db20-11f0-9747-9a2b95e61f84>

Un investissement de 2,5 milliards d'euros, un nouveau réseau de canalisations de 375 kilomètres : ces seules données illustrent l'ampleur du projet GOCO2. Lancé en 2021, il vise à tendre vers une décarbonation de producteurs de ciment et de chaux implantés dans le Grand Ouest. [Trois des cinquante plus gros émetteurs de CO2 de France](#) sont partenaires : Lafarge ciments à Saint-Pierre-la-Cour en Mayenne (6^e), la cimenterie Heidelberg Materials (ex-Calcia) à Airvault (13^e) et l'usine de production et de vente de chaux Lhoist de Neau, également en Mayenne (47^e).

L'enjeu est d'éviter, à partir de 2031, l'émission de 2,2 millions de tonnes de CO2 par an, soit l'équivalent des émissions de la métropole de Nantes, décrivent les porteurs de projet. Pour ce faire, la nouvelle toile souterraine traverserait cinq départements (Deux-Sèvres, Ille-et-Vilaine, Loire-Atlantique, Maine-et-Loire, Mayenne) pour converger au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. L'issue est un stockage géologique en mer du Nord. Une concertation préalable, engagée le 29 septembre, prendra fin ce vendredi 19 décembre. Elle est placée sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP).

35 rencontres, 60 contributions

Les premières conclusions ont été présentées ce mardi 16 décembre 2025, à Saint-Nazaire (Loire-Atlantique). 35 rencontres ont été organisées, réunissant près de 1 500 participants, précise un communiqué diffusé par les partenaires. Réunions publiques, ateliers, rencontres sur les marchés et webinaires ont été mis en place. Le site

internet dédié (<https://concertation.goco2.fr>) a par ailleurs permis de réunir 60 contributions et 15 cahiers d'acteurs émanant de collectivités, de chambres consulaires, d'acteurs économiques, d'associations, etc. Ces échanges et contributions ont permis aux maîtres d'ouvrage d'appréhender tous les enjeux locaux pour éclairer les prochaines étapes de développement du projet, est-il indiqué.

(...)

Dans le cadre de cette consultation, Virage Energie Climat a rédigé un [cahier d'acteurs](#) dont les principales conclusions sont les suivantes:

- le modèle de production sous-jacent au projet GOCO2 est profondément incompatible avec une prise en compte sérieuse des problématiques de sobriété dans le secteur du BTP, qui serait une voie aboutissant aux mêmes résultats en terme d'émissions de CO2 que le scénario prôné par le projet... avec beaucoup moins de risques*
- les risques financiers sont en effet énormes, la rentabilité du projet ne pouvant être assurée qu'avec une participation massive de l'Etat, et à terme pouvant être menacée par la baisse de la demande et l'évolution des technologies. Les investissements considérables ne risquent-ils pas de rejoindre la masse des « actifs échoués » générés par la transition ?*
- le stockage en mer du Nord mérite un examen très poussé des volumes réellement stockables et des conditions de sécurité à long terme*

En résumé, à la question « le projet GOCO2 relève-t'il de la catégorie des GPI grands projets inutiles ? », notre réponse en l'état actuel du dossier est « oui ».

Projets miniers en Bretagne : malgré une forte opposition, l'État accorde les permis d'explorer le sous-sol

Le ministre de l'Industrie, chargé des projets miniers, vient d'accorder les trois permis exclusifs de recherches minières que sollicitait la start-up bretonne Breizh Ressources. Un projet qui connaît une forte opposition dans les départements concernés (Ille-et-Vilaine, Maine-et-Loire, Morbihan et Loire-Atlantique).

<https://www.ouest-france.fr/environnement/projets-miniers-en-bretagne-malgre-une-forte-opposition-letat-accorde-les-permis-dexplorer-le-sous-sol-eba197cc-d5cd-11f0-b394-5c54c9d4355d>

(...)

Que vient chercher Breizh Ressources dans le massif armoricain ? La société dit vouloir réaliser un inventaire du sous-sol pour évaluer la présence de vingt métaux stratégiques et rares : antimoine, argent, or, cuivre, étain, plomb, zinc... dont certains sont indispensables aux technologies du quotidien et aux équipements de la transition énergétique ».

Des minerais sur lesquels l'État aimerait bien mettre la main, puisqu'il a lancé en 2023 un fonds de 500 millions d'euros pour sécuriser leur approvisionnement via des recherches en France, alors qu'ils sont largement importés aujourd'hui.

« Des sornettes »

Mais pour [les nombreux opposants au projet](#), c'est bien de l'or que cherche en priorité Breizh Ressources. Derrière la start-up, se cache un personnage intrigant : Keith Barron. Un géologue canadien, qui a fait fortune en découvrant une mine d'or en Équateur, et qui vante régulièrement le potentiel aurifère du sous-sol armoricain.

L'histoire d'aider à l'indépendance de la France et d'apprendre ce qu'il y a dans notre sous-sol, ce sont des sornettes, juge Jean Barranger, membre du collectif d'habitants Stop Taranis. Il n'y a pas de mine de terres rares sans un autre

métal rentable en tête de gondole. Celui qu'ils pistent en Bretagne c'est l'or. Et on sait que les mines d'or sont les plus catastrophiques pour l'environnement.

(...)

Face à la contestation, l'État rappelle « qu'au niveau mondial, environ 5 % des recherches débouchent sur une demande d'autorisation d'exploiter. Les opposants ne veulent pas prendre ce risque. Les trois députés ont déjà prévenu qu'ils engageraient des recours judiciaires. C'est aussi ce qu'envisagent des associations environnementales et des habitants. La tension devrait continuer à monter, alors que certains laissent aussi planer la menace [d'un « Notre-Dame-des-Landes bis »](#).

Intelligence artificielle : l'Autorité de la concurrence pointe les risques posés par son impact énergétique

Et si la consommation énergétique des modèles d'IA devenait un problème de concurrence ? L'Autorité de la concurrence estime possible que certains acteurs s'emparent des questions énergétiques pour protéger leurs parts de marché.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/autorite-concurrence-enjeu-impact-energetique-intelligence-artificielle-47267.php4>

(...)

Intitulée « Étude sur les questions concurrentielles relatives à l'impact énergétique et environnemental de l'intelligence artificielle », l'analyse constitue une première internationale, explique Benoît Cœuré, le président de l'Autorité de la concurrence, précisant qu'elle va être traduite en anglais pour alimenter les réflexions de ses homologues.

L'énergie, un enjeu clé pour l'IA

Pourquoi l'Autorité s'est-elle penchée sur ce sujet ? D'abord, parce que les questions environnementales figurent parmi ses priorités de travail, puisqu'elles peuvent être utilisées pour limiter la concurrence. Ensuite, parce que l'IA s'annonce comme un enjeu clé des années à venir. Et, en la matière, l'étude est une étape de plus dans une réflexion plus globale.

10 TWh

ont été consommés en 2020 par les centres de données en France. Surtout, le sujet est réel. L'Autorité rappelle que l'impact énergétique de l'IA ne peut plus être ignoré. Les centres de données consomment environ 1,5 % de [l'électricité mondiale](#). Une proportion qui devrait doubler d'ici à 2030 sous l'effet de l'IA. En France, ces installations consommaient 10 térawattheures (TWh) en 2020. Ils devraient avaler entre 12 et 20 TWh, en 2030, et entre 19 et 28 TWh, en 2035, (soit, près de 4 % de la consommation nationale anticipée).

Et aux États-Unis, constate l'Autorité, de grands acteurs de l'IA sécurisent déjà des partenariats d'approvisionnement en énergie décarbonée.

L'accès à l'énergie comme barrière à l'entrée

Plus concrètement, l'Autorité identifie d'abord un enjeu autour de l'accès à l'énergie. Dans les grandes lignes, les acteurs les plus importants pourraient profiter de leur taille pour accéder à de l'énergie décarbonée et empêcher leurs concurrents d'entrer sur le marché de l'IA. Le risque de saturation du réseau et la longueur des procédures de raccordement au réseau renforce ce risque. L'Autorité considère aussi que les plus gros acteurs pourraient préempter [le foncier le plus attractif](#) (les parcelles proches du réseau), quitte à ne pas finaliser tous les projets. Ce dernier risque constitue même un de ses principaux points de vigilance.

Le prix de l'énergie est aussi un enjeu, puisque la facture d'électricité représente entre 30 et 50 % des charges d'exploitation d'un data center. (...).

Et si les géants de l'IA devenaient des énergéticiens ?

En résumé, trois risques sont identifiés. D'abord, les plus gros acteurs pourraient évincer leurs concurrents en sécurisant des approvisionnements en électricité dans des conditions avantageuses. Ensuite, le marché du nucléaire étant « verrouillé », certains intermédiaires pourraient refuser la vente à des acteurs de l'IA ou proposer des conditions désavantageuses. Comme pour l'accès au foncier, l'Autorité sera particulièrement vigilante pour que l'électricité nucléaire « ne soit pas de facto réservée aux seuls grands acteurs ».

Enfin, l'Autorité envisage que certains acteurs de l'IA construisent de petits réacteurs modulaires (PRM ou SMR, pour *small modular reactor*) pour alimenter leurs centres de données. Ils pourraient alors vendre leur surplus d'électricité et ainsi profiter de leurs avantages acquis grâce à leur activité dans l'IA pour entrer sur le marché de l'énergie. Ils feraient alors une concurrence déloyale aux énergéticiens qui ne disposent pas de ces avantages. « Ce n'est pas de la science-fiction », estime Benoît Cœuré. En l'occurrence, Google a passé des accords avec Kairos Power, Elementl Power et NextEra Energy pour développer des réacteurs nucléaires (ou en relancer certains).

La frugalité sera un enjeu important

Si l'accès à l'énergie décarbonée devient compliqué, alors les plus sobres pourraient tirer leur épingle du jeu. Oui, mais à condition que [la frugalité](#) soit effectivement un paramètre de la concurrence.

Aujourd'hui, il ne fait guère de doute que le sujet animera le marché de l'IA, compte tenu du coût de l'énergie, des effets d'échelles permis par [la sobriété](#), ou encore de l'enjeu en termes d'innovation. Des modèles économes en énergie pourraient donc rebattre les cartes en concurrençant ceux établis, plus énergivores.

Mais pour cela, plusieurs écueils sont à éviter. D'abord, la communication devra être de qualité. L'Autorité craint ici l'écoblanchiment si la méthode de calcul de l'empreinte environnementale n'est pas fiable. Elle redoute aussi que certains acteurs trouvent des stratégies pour limiter l'innovation et freiner leurs concurrents.

Un dernier risque est le refus de communiquer sur le sujet, et cela alors que le marché réclame des informations.

(...)

[1. Télécharger l'étude de l'Autorité de la concurrence](#)

<https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-47267-etude-ia-energie-autorite-co>

Numérique et énergie décarbonée : le défi vital de l'industrie du cloud face à l'explosion des usages

L'essor du cloud et de l'intelligence artificielle fait exploser la demande d'électricité. La responsabilisation du secteur numérique passera autant par un approvisionnement en énergie bas carbone cohérent que par l'efficacité énergétique.

<https://www.actu-environnement.com/tribunes/gregory-lebourg/497/numerique-energie-decarbonee-defi-vital-industrie-cloud-face-explosion-usages-755.html>

(...)

L'essor fulgurant de l'intelligence artificielle, des objets connectés et du cloud transforme le numérique en vecteur central de la transition économique, mais aussi en acteur majeur du système énergétique. Chaque requête, chaque algorithme d'apprentissage automatique, chaque transfert de données sollicite ces infrastructures qui sous-tendent l'ensemble des usages numériques. Ces usines du numérique nécessitent des alimentations électriques continues, fiables et, désormais, décarbonées.

L'Europe, et plus particulièrement la France, ont ici une carte à jouer : celle d'un numérique souverain et bas carbone, rendu possible par un mix énergétique historiquement vertueux et par une politique industrielle cohérente.

Décrypter l'empreinte carbone du cloud

Chez un acteur comme OVHcloud, l'électricité – les émissions dites de *scope 2* – représente 49% du bilan carbone total. Cette réalité impose à l'ensemble de la filière la responsabilité d'adopter des trajectoires de décarbonation crédibles. OVHcloud en a fait un impératif industriel, en activant deux leviers prioritaires et complémentaires : pousser l'efficacité énergétique au plus haut niveau et décarboner en profondeur le mix électrique qui alimente ses infrastructures.

Le Groupe a développé son propre système de refroidissement à eau en circuit fermé (*watercooling*), qui permet de supprimer la climatisation dans les salles de serveurs, de limiter la consommation d'eau et de dissiper efficacement la chaleur des composants. Résultat : un PUE (*Power Usage Effectiveness*) inférieur à 1,24, parmi les meilleurs du secteur et un WUE (*Water Usage Effectiveness*) de 0.34 qui témoigne de l'efficacité hydrique d'OVHcloud. OVHcloud continue à innover au quotidien pour gagner en performance et en efficacité. Ainsi, en octobre 2025, le Groupe a annoncé déployer une nouvelle génération de baies et le pilotage par l'IA des consommations d'électricité et d'eau, afin de rendre ses centres de données plus sobres, réactifs et intelligents face à leur environnement immédiat.

Mais l'efficacité ne suffit plus : il faut aussi décarboner le mix électrique. L'entreprise a progressivement porté à 100 % la couverture de ses besoins par des sources renouvelables sur l'ensemble de ses data centers en propre. Ces progrès ne doivent rien au hasard : ils résultent d'une stratégie d'approvisionnement pensée comme un levier industriel, pas comme une simple vitrine environnementale.

Les Corporate PPA : levier de décarbonation et outil industriel

Pour garantir un approvisionnement prévisible et bas carbone, OVHcloud s'est engagé dans la voie des Corporate Power Purchase Agreements (PPA) - des contrats d'achat direct d'électricité renouvelable à long terme.

Le Groupe a déjà mis en place trois contrats d'énergie verte : en France, un contrat de CCPA a été signé avec EDF Renouvelables, mais aussi avec Sunnic Lighthouse GmbH en Allemagne, ou encore avec PGE en Pologne. Ces contrats sécurisent une part croissante de la consommation électrique du groupe, tout en soutenant la production locale.

(...)

De la chaleur fatale à la sobriété intégrée

Décarboner, c'est aussi valoriser ce que le numérique produit sans le vouloir : la chaleur. Chaque serveur dégage une énergie thermique considérable, encore trop peu exploitée. La réglementation européenne – en particulier la *Directive Efficacité Énergétique* – impose désormais les opérateurs de centres de données à progresser sur ce volet. OVHcloud intègre cette exigence à sa stratégie de sobriété en valorisant, lorsque cela est possible, sa chaleur fatale : à Strasbourg et Roubaix notamment, le Groupe travaille pour réinjecter cette chaleur dans les réseaux urbains.

Cette approche traduit une conviction : le data center doit être un maillon de la planification énergétique locale. Il peut contribuer à alimenter des bâtiments, chauffer des piscines, ou stabiliser des micro-réseaux. Autrement dit, le numérique doit s'inscrire dans une écologie industrielle territoriale, où les flux énergétiques se croisent et se valorisent.