



« AU FIL DE LA TRANSITION » - mai 2026

Revue de presse - Virage Energie Climat Pays de Loire –

Table des matières

GOUVERNANCE.....	3
La réforme de l'Ademe jugée « pas satisfaisante en termes de bonne administration » par le Conseil d'Etat ..	3
« Comment sortir l'environnement du piège partisan pour en faire un sujet de réconciliation ? ».....	4
Emmanuel Macron reçoit les acteurs de l'électrification à l'Élysée	4
Sortie des énergies fossiles : « Il est fondamental de dépasser la “gouvernance incantatoire” omniprésente depuis l'accord de Paris de 2015 »	5
Quelles priorités énergétiques pour les Français à un an de l'élection présidentielle ?	6
L'écopopulisme, la recette magique du parti des Verts britanniques et de son nouveau leader Zack Polanski	7
Financer la transition écologique juste : pourquoi un budget contraint ne justifie pas l'inaction	8
CLIMAT	9
« Cet épisode de chaleur est un événement sans précédent », prévient le climatologue Christophe Cassou .	9
« La lutte contre le changement climatique en Europe est un impératif égoïste »	10
Pourquoi l'abandon du scénario climatique le plus extrême ne remet pas en cause la gravité du réchauffement.....	11
ENERGIES RENOUVELABLES	12
Pour l'IRENA, les énergies renouvelables avec stockage surpassent déjà les combustibles fossiles en termes de coûts.....	13
Solaire et stockage pourraient réduire de moitié les coûts d'exploitation du système électrique européen d'ici 2030	14
Décollage du stockage électrique par batteries : le tournant pour les EnR intermittentes ?	16
Pourquoi la filière des éoliennes marines attend avec impatience son appel d'offres géant.....	18
Ce fabricant européen d'éoliennes engrange des bénéfiques records	19
Photovoltaïque : nouvelle baisse des soutiens en vue pour les petites installations sur bâtiment	20
Agrivoltaïsme : « Certaines promesses d'indemnisation font tourner les têtes »	21

Solaire photovoltaïque : Bruxelles ne veut plus subventionner des projets avec des onduleurs jugés risqués	22
Carbon renonce à son projet de gigafactory	23
Solaire : le fabricant de panneaux Dualsun relocalise en Europe.....	24
Pourquoi la géothermie, solution miracle à la crise énergétique, peine à décoller : l'explication en quatre graphiques	25
Production d'énergie renouvelable : une levée de fonds citoyenne lancée pour le site de la Beaujoire.....	26
Quatre éoliennes nouvelle génération remplaceront les huit anciennes entre Derval et Lusanger.....	27
Pourquoi Lhyfe, le pionnier nantais de l'hydrogène vert, a réduit ses effectifs et recentré ses investissements	28
ELECTRIFICATION	28
Cent territoires d'électrification : les collectivités ont jusqu'au 1er juin pour candidater	28
Système électrique : de nouvelles règles approuvées pour le réglage de tension.....	29
Tarifs réglementés : les propositions de la CRE pour flexibiliser la demande	30
« L'ampleur devient assez spectaculaire » : l'inquiétante spirale des prix négatifs de l'électricité	31
NUCLEAIRE	34
« Les guerres en Ukraine et en Iran ont transformé la relance du nucléaire en nécessité indiscutable »	34
Cigéo : l'enquête publique s'ouvre à Bure malgré l'opposition des ONG.....	35
Nucléaire : le généreux financement des réacteurs d'EDF par l'État suscite des doutes à Bruxelles.....	35
Nationalisation à 100% du groupe EDF : la Cour des comptes perplexe	38
Démantèlement et stockage de déchets : les deux sujets qui préoccupent l'ASNR.....	39
MATIERES PREMIERES , METAUX	40
Terres rares : un plan national pour accélérer sur la voie de la résilience.....	40
Dans le Finistère, le futur des aimants permanents s'écrit sans terres rares.....	41
« Nous ferons tout ce qu'il faut pour les faire annuler » : les grands projets miniers du gouvernement à l'épreuve du terrain	42
USAGES	44
Intelligence artificielle : l'Arcep s'inquiète de l'opacité qui entoure l'impact environnemental des requêtes. 44	44
Watt Watchers décrypte les consommations hivernales de 21 000 ménages français	45
Chauffage résidentiel : le SER plaide pour une complémentarité électricité-bois	46
Automobile : les ventes de voitures électriques poursuivent leur accélération en avril.....	47
Voiture électrique et logement : la transition écologique devient davantage accessible aux classes moyennes	47

GOUVERNANCE

La réforme de l'Ademe jugée « pas satisfaisante en termes de bonne administration » par le Conseil d'Etat

Le projet de loi visant à réformer l'Agence de la transition écologique a suscité plusieurs réserves juridiques de la part du Conseil d'Etat, dont l'avis a été rendu public jeudi.

https://www.lemonde.fr/planete/article/2026/05/21/la-reforme-de-l-ademe-jugee-pas-satisfaisante-en-termes-de-bonne-administration-par-le-conseil-d-etat_6691928_3244.html

(...)

L'article 7 du texte établit la mise à disposition d'office des personnels appartenant aux délégations régionales de l'Ademe au sein des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal). Les salariés concernés, environ un tiers des effectifs (soit 440 équivalents temps plein), seraient désormais placés sous l'autorité du préfet.

Un dispositif que le Conseil d'Etat estime « *sans précédent* » dans le paysage des établissements publics de l'Etat dotés d'un échelon territorial. Il soulève à ce titre une limite importante : cette disposition « *n'est pas accompagnée du transfert à l'Etat des missions assurées par l'établissement au niveau local et de ses personnels locaux, dont Ademe resterait juridiquement l'employeur* ». Par conséquent, l'organisation ne lui « *apparaît pas satisfaisante en termes de bonne administration* ».

(...)

Jeudi soir, plusieurs administrateurs de l'agence faisaient état de leur consternation, d'autant, que, selon eux, le ministre délégué à la transition écologique, Mathieu Lefèvre, leur avait assuré, mardi, que l'avis confortait le gouvernement. Dans un post publié mardi sur son profil LinkedIn, M. Lefèvre avait écrit qu'il s'agissait d'« *un plan d'action co-construit : le Conseil d'Etat confirme la solidité juridique du projet* ».

« *Il en a une lecture curieuse* », réagit l'un des administrateurs de l'agence, qui préfère rester anonyme. Il juge pour sa part qu'au contraire, « *cet avis fragilise pas mal le dispositif voulu* ». Pour lui, pas de doute, la réforme « *est une boîte à contentieux* ». « *On nous parle de simplification mais on complexifie à chaque étage, on crée du droit pour quelques centaines de salariés, se désolé aussi un administrateur salarié. Quand on propose un projet de loi, on essaye de faire quelque chose qui tienne la route.* »

Voir également :

Dans une tribune au « Monde », un collectif de climatologues, d'économistes et d'anciens ministres d'horizons politiques divers appellent les parlementaires à s'opposer au projet de loi sur la refonte de l'Ademe, qui reviendrait à avaliser sa dissolution progressive. Ils soulignent ses contributions en matière de protection de l'environnement mais aussi de pouvoir d'achat, de sécurité et de souveraineté.

https://www.lemonde.fr/idees/article/2026/05/13/menacee-de-demantelement-l-agence-de-la-transition-ecologique-fait-l-objet-d-attaques-fallacieuses-proches-de-la-desinformation_6688619_3232.html

« Comment sortir l'environnement du piège partisan pour en faire un sujet de réconciliation ? »

A un an de l'élection présidentielle, l'écologie pourrait cliver la société française. Elle devrait, au contraire, la rassembler autour d'efforts communs et concrets, comme le rappelle, dans une tribune au « Monde », un collectif de chefs d'entreprise, de responsables d'associations et d'institutions scientifiques.

https://www.lemonde.fr/idees/article/2026/05/14/comment-sortir-l-environnement-du-piege-partisan-pour-en-faire-un-sujet-de-reconciliation_6689065_3232.html

Résumé de cette tribune du Monde :

L'environnement ne doit pas être un simple sujet de clivage politique

Réduire l'environnement à un débat partisan affaiblit la capacité collective à agir efficacement.

La fragmentation du débat sur l'environnement est dangereuse face à l'urgence climatique.

Aborder l'environnement par ses impacts concrets sur la société

Il faut relier l'environnement à la santé, au logement, au pouvoir d'achat, à la justice sociale et à la résilience des territoires.

L'adaptation de la société aux conséquences déjà visibles de la dégradation environnementale doit être centrale.

Lutte environnementale comme enjeu social et économique

Le combat écologique doit être ancré dans le quotidien des citoyens, notamment les plus précaires .

Les actions comme la rénovation thermique des logements ou la transformation des villes ont des effets directs sur la santé et le pouvoir d'achat.

Réduire la dépendance aux énergies fossiles renforce la souveraineté énergétique et la résilience.

Renforcer la résilience des territoires

Cette approche favorise la coopération entre acteurs publics, économiques, associatifs et agricoles.

Elle valorise la prévention des risques et la stabilité des systèmes énergétiques.

Les associations environnementales voient leur rôle renforcé et leur contribution mieux reconnue.

Convergence des intérêts autour de l'adaptation

L'adaptation permet d'organiser la convergence des intérêts pour rendre la société plus résiliente face aux transformations climatiques déjà en cours.

Ce résumé met en avant l'importance d'une approche transversale et concrète de l'environnement, centrée sur l'adaptation, la justice sociale et la résilience collective.

Emmanuel Macron reçoit les acteurs de l'électrification à l'Élysée

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/emmanuel-macron-recoit-ce-mardi-les-acteurs-de-lelectrification-lelysee-260526>

BTP, industrie, transports, énergie : les responsables de grands secteurs de l'économie sont invités mardi à l'Elysée à s'engager pour faire avancer l'électrification du pays dans les années à venir, aussi bien pour des raisons climatiques que budgétaires afin de réduire la facture pétrolière.

Objectif 38 % d'électricité en 2035

Un mois après la publication d'un plan d'électrification des usages par le gouvernement, comportant 22 mesures destinées à doper la consommation d'électricité en France, Emmanuel Macron reçoit mardi l'ensemble des acteurs de la filière, du géant EDF aux plombiers-chauffagistes de quartier.

L'objectif est double : réduire les émissions de CO₂ de secteurs comme le transport routier, et rendre ménages et entreprises moins dépendants de carburants issus de pétrole importé, alors que la guerre au Moyen-Orient fait flamber les cours du brut.

Car les énergies fossiles représentent encore aujourd'hui 60 % de la consommation d'énergie de la France, une part que l'exécutif souhaite faire tomber en dessous de 50 % d'ici 2050, qu'elle soit d'origine nucléaire ou renouvelable, dans les transports, l'industrie et les bâtiments.

L'objectif du plan est de faire en sorte que l'électricité représente 34 % de la consommation finale d'énergie en 2030 et 38 % en 2035 dans le pays, contre 27 % en 2024, a détaillé auprès de l'AFP Michel Gioria, directeur général du Serce, le syndicat professionnel qui regroupe des entreprises comme Equans (Bouygues), Vinci Energie, Eiffage Energies, Spie ou des PME et TPE chargées d'intégrer l'électricité dans les infrastructures et les transports.

Le mouvement d'électrification passe par une myriade de mesures, à commencer par des engagements pris par le premier électricien du pays, EDF, qui fête ses 80 ans cette année. L'entreprise devrait confirmer qu'elle va y consacrer 240 millions d'euros, a-t-elle indiqué à l'AFP.

(...)

Sortie des énergies fossiles : « Il est fondamental de dépasser la “gouvernance incantatoire” omniprésente depuis l'accord de Paris de 2015 »

https://www.lemonde.fr/idees/article/2026/05/17/sortie-des-energies-fossiles-il-est-fondamental-de-depasser-la-gouvernance-incantatoire-omnipresente-depuis-l-accord-de-paris-de-2015_6690236_3232.html

Une conférence internationale à Santa Marta a tenté de promouvoir la sortie des énergies fossiles, sans résultats contraignants, mais avec des perspectives de futures actions.

Objectifs et contexte

- Organisée par la Colombie et les Pays-Bas, elle a réuni 57 pays représentant 30 % du PIB mondial et de la consommation fossile.
- L'objectif était d'ouvrir un cadre de discussion, sans engagements contraignants, pour préparer un sommet en 2027.
- La conférence a permis de créer trois groupes de travail : feuilles de route, réduction des dépendances et décarbonation du commerce international.

Défis et enjeux

- La rhétorique du tournant contraste avec l'absence d'effets concrets depuis 2015.
- La gouvernance incantatoire, basée sur des objectifs ambitieux et des instruments souples, limite l'action réelle.

- La mise en œuvre dépendra de l'engagement des coalitions concrètes, de l'utilisation de mesures incitatives et de la résistance à l'érosion politique.

Perspectives et risques

- La transformation financière et la réduction des dépendances nécessitent des réformes contraignantes.
- La crédibilité est fragilisée par le décalage entre promesses et fonds réellement alloués.
- La pérennité des engagements est incertaine face aux changements politiques et au scepticisme du Sud global.
-

Quelles priorités énergétiques pour les Français à un an de l'élection présidentielle ?

<https://www.lechodusolaire.fr/quelles-priorites-energetiques-pour-les-francais-a-un-an-de-lelection-presidentielle/>

Dans un contexte international marqué par la crise énergétique engendrée par les conflits en Ukraine et au Moyen-Orient, Ifop a interrogé pour Hellio un échantillon de 2004 Français sur leur regard sur les grands choix énergétiques. À un an de la présidentielle de 2027, l'enquête met en lumière un déplacement important de l'opinion : le nucléaire retrouve une place centrale, porté par une demande d'indépendance et de sécurité énergétique, tandis que **les renouvelables marquent le pas**, moins par rejet de la transition que par montée des interrogations à l'égard de leurs coûts, leur efficacité et leur adaptation aux réalités territoriales.

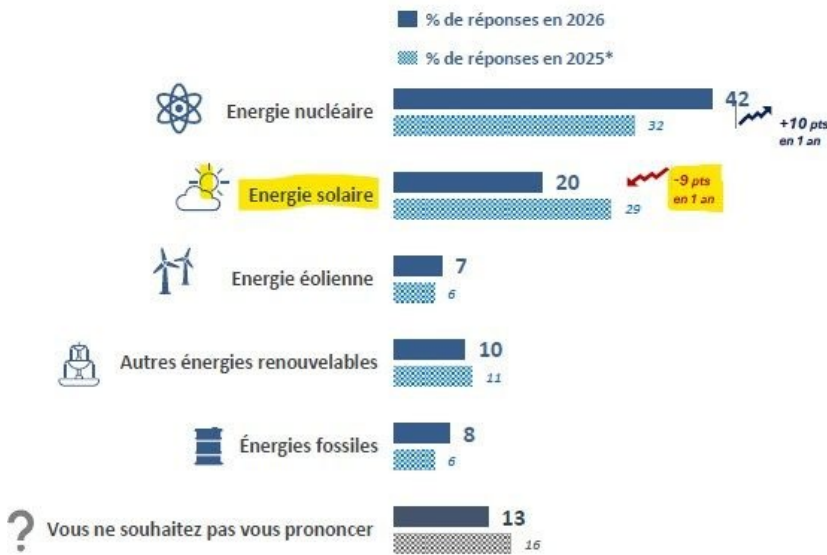
Le message qui s'en dégage est clair : les Français ne tournent pas le dos à l'écologie, mais ils l'évaluent désormais davantage à l'aune du pouvoir d'achat, de la souveraineté et de la justice sociale. Dans une campagne présidentielle qui s'annonce traversée par la question des dépenses contraintes, la transition énergétique devra donc sortir du seul registre environnemental pour devenir un projet crédible de protection du niveau de vie, d'indépendance énergétique et de cohésion sociale.

(...)

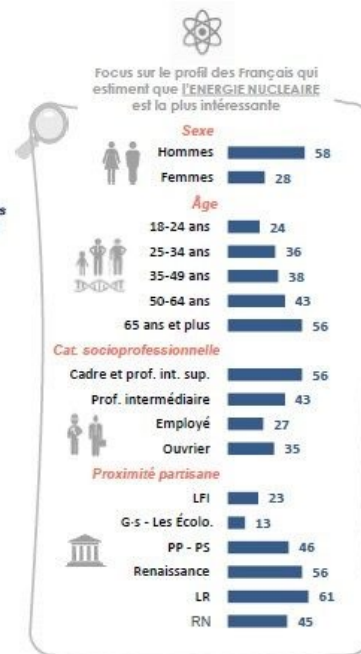
[Lire les résultats complets de l'étude](#)

1 Alors que la France cherche à renforcer sa souveraineté énergétique, l'atome s'impose de nouveau comme un pilier central du débat public, tandis que les renouvelables connaissent un net recul dans l'opinion

Question : Quel est, parmi les types d'énergie suivants, celui qui a le plus d'intérêt à l'avenir pour la France ?



* Etude Ifop pour Hexagone réalisée par questionnaire auto-administré en ligne du 25 au 30 janvier 2025 auprès d'un échantillon de 1 000 personnes représentatif de la population française âgée de 18 ans et plus.



Note de lecture : 56 % des personnes de 65 ans et plus pensent que le nucléaire est l'énergie plus intéressante pour l'avenir de la France

L'écopopulisme, la recette magique du parti des Verts britanniques et de son nouveau leader Zack Polanski

Sous l'impulsion de cet ancien acteur, le Green Party entend réconcilier les exigences des classes populaires et la lutte contre le réchauffement. Une approche efficace, à en croire sa poussée récente dans l'opinion.

https://www.lemonde.fr/idees/article/2026/05/06/l-ecopopulisme-recette-magique-du-parti-des-verts-britanniques_6685833_3232.html

Résumé de l'article du Monde :

L'écopopulisme, une stratégie du parti des Verts britanniques, vise à associer écologie et préoccupations des classes populaires pour renforcer leur influence politique.

Montée du Green Party

- Zack Polanski, ancien acteur, juif, gay, vegan, prend la tête en 2025.
- Adhérents passés de 68 000 à 220 000.
- Percée électorale : victoire dans une circonscription de Manchester, sondages proches des partis traditionnels, et succès aux élections locales.

Concept d'écopopulisme

- Met l'écologie au service des classes populaires, contre le populisme de droite.
- Vise à améliorer conditions matérielles et désigner les véritables responsables des crises : milliardaires, grandes entreprises.

- Se réclame d'une rupture avec le populisme traditionnel, en s'appuyant sur une cohérence doctrinale socialiste démocratique.

Origines et influences

- Inspiré par Dale Vince, Extinction Rebellion, mouvements américains pour la justice environnementale.
- Connecte enjeux environnementaux et radicalisation démocratique, comme l'Assemblée citoyenne globale.
- S'inscrit dans la lignée du Green New Deal et du populisme progressiste défendu par Nancy Fraser et Naomi Klein.

Perspectives et enjeux

- Redonne une identité au mouvement écologiste, mais reste encore brouillon.
- Influence croissante en Europe, notamment en France avec La France insoumise et Les Écologistes.

Financer la transition écologique juste : pourquoi un budget contraint ne justifie pas l'inaction

<https://reseauactionclimat.org/financer-la-transition-ecologique-juste/>

Le Réseau Action Climat publie un nouveau rapport qui démontre chiffres, propositions et méthodologie à l'appui que des solutions écologiquement efficaces, économiquement responsables et socialement justes existent pour financer la transition écologique.

La France accumule les retards dans la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (chiffres Citepa 2025). En conséquence, les événements climatiques extrêmes se multiplient, et 9 Français sur 10 se disent inquiets de leurs impacts sur leur vie. Alors qu'une réponse politique ferme et ambitieuse se fait attendre, une question semble empêcher l'action publique : avons-nous les moyens de financer la transition écologique ?

8%

C'est la part des dépenses de l'État qui sont strictement favorables au climat.

L'interrogation autour de la "contrainte budgétaire" masque le véritable enjeu : **celui des choix politiques et de l'allocation des ressources publiques**. La transition écologique reste une part limitée et trop faible face aux priorités de dépenses décidées par les gouvernements récents. Malheureusement les derniers budgets ne reflètent ni l'urgence d'agir ni l'intérêt profond des Françaises et des Français pour la question. Au contraire, de nombreuses recettes fiscales ne sont toujours pas perçues par l'Etat du fait d'une fiscalité avantageuse sur des activités ou des consommations néfastes pour le climat.

17 Mrds

C'est le montant de dépenses publiques néfastes pour le climat et la biodiversité en 2025.

Les besoins sont pourtant connus et chiffrés par le Gouvernement lui-même : d'ici 2030, **66 milliards d'euros supplémentaires par an seront nécessaires pour tenir nos objectifs climatiques**, un effort à partager entre le privé et le public, avec plus de 10 milliards pour le budget de l'État.

Face à l'ampleur de la tâche, ce nouveau rapport propose un **cadre clair, innovant, analytique et opérationnel pour sortir du faux dilemme entre transition écologique et contrainte budgétaire**.

Les crises sociales récentes, notamment celle des Gilets jaunes, ont montré qu'une politique climatique ne peut être acceptée que si l'effort est perçu comme équitable. Pour évaluer les mécanismes de financement de la transition écologique, le Réseau Action Climat propose cinq critères pour servir de boussole :

Des pistes de financement juste et efficaces qui ne nécessitent pas d'augmenter les dépenses de l'État existent également : taxation des dividendes des grandes entreprises polluantes, ISF climatique ciblé sur l'empreinte carbone des hauts patrimoines, suppression des niches fiscales néfastes, conditionnement des aides publiques à des critères environnementaux...

Pour Emeline Notari, responsable Financements de la transition écologique au Réseau Action Climat :

“Les pouvoirs publics sont face à un choix crucial : continuer à entretenir le doute et les faux débats, ou regarder la réalité en face : les moyens sont là, et ne pas les mobiliser est déjà en train de nous coûter cher à la France, jusqu'à 10% de son PIB comme calculé par l'ADEME, si rien n'est fait.”

CLIMAT

« Cet épisode de chaleur est un événement sans précédent », prévient le climatologue Christophe Cassou

Le directeur de recherche du CNRS à l'École normale supérieure revient, dans un entretien au « Monde », sur les conditions climatiques qui permettent au pays de connaître des températures inédites pour la saison. Il rappelle la nécessité d'agir politiquement contre le réchauffement.

https://www.lemonde.fr/planete/article/2026/05/25/christophe-cassou-climatologue-cet-episode-de-chaleur-est-un-evenement-sans-precedent-il-a-de-l-ordre-d-une-chance-sur-1-000-de-survenir-dans-l-annee_6693675_3244.html

(...)

Comment caractérisez-vous cet épisode de chaleur ?

Cet épisode est frappant par son intensité, avec des températures supérieures à 35 °C, sa précocité, sa durée (une dizaine de jours) et son étendue régionale, puisqu'il touche toute l'Europe de l'Ouest, dont le Royaume-Uni et l'Irlande. Les valeurs atteintes sont supérieures aux normales de 10 °C à 15 °C et elles battent de précédents records de 2 °C ou 3 °C.

Il s'agit d'un événement sans précédent, millénaire, avec de l'ordre d'une chance sur 1 000 de survenir à cette période de l'année, par rapport au climat de 1979-2025. Et il est virtuellement impossible dans le climat de l'ère préindustrielle non réchauffé par les activités humaines. C'est l'équivalent du dôme de chaleur qui avait frappé le Canada en juin 2021, avec un record de 49,6 °C.

C'est ce que j'appelle un ovni climatique, ou un événement de type cygne noir : un épisode qui dépasse les statistiques classiques, qui nous surprend dans notre chair, dans notre perception. Ces ovnis apparaissent de plus en plus souvent, et à des endroits où on ne les attend pas. En France, l'épisode de chaleur n'est pas centré sur la région méditerranéenne, mais sur l'Ouest – entraînant, par exemple, une nuit tropicale à Rennes, en mai.

Comment expliquer un tel événement extrême ?

(...)

Le caractère exceptionnel de cet événement est-il le signe d'une accélération du réchauffement climatique ?

Il n'est pas besoin d'une accélération pour qu'un tel épisode survienne. Nos modèles climatiques montrent que cet événement, même en étant de très faible probabilité, est tout à fait possible au niveau de réchauffement actuel. Depuis des années, nous expliquons que le changement climatique entraîne des vagues de chaleur plus fréquentes, plus intenses et plus précoces. Aujourd'hui, il n'y a pas une vague de chaleur qui n'ait pas été favorisée ou amplifiée par le carbone qui s'accumule dans l'atmosphère. **La question n'est aussi plus de savoir si l'on va dépasser les 50 °C en France, mais quand.** C'est pourquoi dire que cet événement est inédit, ou que l'on entre en territoire inconnu, ne signifie pas que l'on soit surpris ou perdu.

(...)

Que faut-il faire pour limiter l'intensité et la fréquence de ces événements ?

Il n'y a pas d'autre choix que diminuer nos émissions de gaz à effet de serre pour stabiliser la quantité de carbone dans l'atmosphère qui est responsable de ces événements. Cela implique de la sobriété, de changer nos usages pour limiter l'utilisation d'énergie, d'eau, etc. Cela devrait être le premier réflexe. Ce n'est pas de l'austérité, comme la baisse d'usage des carburants depuis un mois, la sobriété impliquant un changement sur le long terme. Au-delà, les solutions sont connues : rénover les bâtiments, repenser l'aménagement urbain, aller vers un élevage plutôt extensif ou encore diminuer les intrants chimiques.

Mais il y a une dissonance cognitive entre ce qu'il faudrait faire et ce qui est fait. Le projet de loi d'urgence agricole favorise, par exemple, l'élevage intensif et veut garantir l'accès à l'eau pour une minorité d'exploitants en agriculture intensive. On s'aperçoit que l'Agence de la transition écologique, l'Ademe, une structure qui aide à être plus résilients et à limiter les émissions... **Je me sens en colère, démuni, et las, de répéter les mêmes faits scientifiques et de constater que les mesures qui nous protégeraient face à l'insécurité sanitaire, alimentaire et économique croissante induite par ces événements extrêmes, sont abandonnées ou emportées par des postures populistes.**

Comment évaluez-vous l'adaptation de la France à la crise climatique ?

L'adaptation est très en retard. Il y a un hiatus entre des plans plutôt clairs et une mise en œuvre défailante et irréaliste : les objectifs ne sont pas assortis de moyens financiers adéquats. L'adaptation n'est pas préventive, mais relève de la gestion de crise, comme le regrette le Haut Conseil pour le climat. Or, le gouvernement devrait se préparer aux ovnis climatiques. (...)

« La lutte contre le changement climatique en Europe est un impératif égoïste »

En Europe comme en France, nous avons une raison simple pour continuer à combattre le dérèglement du climat : nous sommes riches. Alain Grandjean et Simon Yaspo démontent l'argument du « dilemme du prisonnier » qui voudrait que personne n'ait intérêt à agir.

<https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/la-lutte-contre-le-changement-climatique-en-europe-est-un-imperatif-egoiste-2231882>

Par [Alain Grandjean](#) (associé chez Carbone 4, président de The other economy), [Simon Yaspo](#) (ingénieur du corps des Mines, secrétaire de The other economy)

Le changement climatique est en marche et s'adapter à ses effets, déjà en partie irréversibles, est évidemment indispensable. Mais cette adaptation ne doit pas se faire au détriment de la lutte, tout aussi nécessaire, contre le dérèglement climatique. Cette lutte est clairement dans l'intérêt de l'Europe qui doit, à l'évidence, réduire drastiquement sa dépendance aux fossiles pour des raisons macroéconomiques, de pouvoir d'achat et de souveraineté. Insistons ici sur un autre motif, assez méconnu jusqu'à aujourd'hui, directement lié au climat.

La lutte contre le dérèglement climatique s'est longtemps heurtée à l'argument massue du dilemme du prisonnier. Puisque les coûts de la décarbonation sont individuels et que les bénéfices sont collectifs, personne n'aurait intérêt à agir. Si d'autres pays continuent à forer du pétrole et extraire du gaz et du charbon, l'Europe serait alors très candide de faire sa part du colibri... Et pourtant, chaque année ce sont déjà plusieurs dizaines de milliards d'euros de coûts, [43 milliards d'euros rien que pour l'été 2025](#), que supporte l'Europe face aux inondations, sécheresses et vagues de chaleur qui frappent notre continent.

Destruction du stock de richesses

La France, l'Europe et plus généralement les grandes puissances [ont beaucoup à perdre](#) dans ce changement climatique pour une raison simple : nous sommes riches. Depuis des décennies, nous avons constitué un capital économique sans précédent : des infrastructures routières, ferroviaires, des bâtiments, des usines, des réseaux d'électricité, des conduites de gaz etc. Or, le changement climatique, s'il affecte bien la production nouvelle de richesses (par les vagues de chaleur qui diminuent sensiblement la productivité au travail par exemple), attaque surtout le stock de richesses existant, par définition beaucoup plus conséquent. **Il ne menace donc pas seulement nos revenus : il détruit aussi le patrimoine que nous avons mis des décennies à construire.**

80 % des leviers de décarbonation coûtent moins cher que les dommages qu'ils permettent d'éviter sur notre seul territoire.

Paradoxalement, cette mauvaise nouvelle apporte sa propre réponse. Les travaux récents, et notamment [ceux de l'économiste Adrien Bilal](#), montrent que ces dégâts sont suffisamment élevés pour nous obliger à agir seul. Lorsqu'une tonne de carbone est émise quelque part dans le monde, les dommages sont globaux, mais une part significative affecte directement l'Europe. Et ces dégâts dits « domestiques » sont tels qu'ils justifient la décarbonation de 80 % de notre économie : autrement dit, 80 % des leviers de décarbonation coûtent moins cher que les dommages qu'ils permettent d'éviter sur notre seul territoire.

Ces observations viennent ainsi contredire le raisonnement classique du dilemme du prisonnier : indépendamment de l'action des autres, les dégâts que nous nous infligeons à nous-mêmes que nous avons [intérêt à agir par pur égoïsme](#). (...)

***Alain Grandjean** est économiste et président de *The Other Economy*.*

***Simon Yaspo** est ingénieur du corps des Mines et secrétaire de *The Other Economy*.*

Pourquoi l'abandon du scénario climatique le plus extrême ne remet pas en cause la gravité du réchauffement

Une nouvelle génération de scénarios climatiques écarte le « RCP 8.5 », qui explorait un réchauffement de près de 5 °C en 2100. Donald Trump y voit la preuve d'un « alarmisme » des climatologues, mais les nouvelles projections restent cependant préoccupantes.

https://www.lemonde.fr/planete/article/2026/05/22/pourquoi-l-abandon-du-scenario-climatique-le-plus-extreme-ne-remet-pas-en-cause-la-gravite-du-rechauffement_6692265_3244.html

(...)

Au cœur de la polémique figure [une étude publiée le 7 avril dans la revue *Geoscientific Model Development*](#). Elle définit sept nouvelles trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre afin d'explorer – et non pas de prévoir – des futurs climatiques possibles. Sa quarantaine d'auteurs participe à un projet international pour élaborer des scénarios climatiques, sous l'égide du Programme mondial de recherche sur le climat – une agence de l'ONU distincte du GIEC.

Le monde s'éloigne du pire absolu

Pour le XXI^e siècle, ces scientifiques proposent de resserrer l'éventail des futurs envisagés. Les niveaux d'émissions du scénario le plus extrême ne sont plus jugés plausibles, tandis que les trajectoires les plus optimistes le sont moins également : un dépassement du seuil de 1,5 °C apparaît désormais inévitable. Autrement dit, le monde s'éloigne du pire absolu, mais aussi de l'objectif le plus ambitieux de l'accord de Paris.

(...)

Cette trajectoire pourrait conduire à un réchauffement proche de 3,5 °C en 2100 – une estimation indicative, réalisée à partir de modèles simplifiés. Cela représenterait 1 °C de moins que la précédente évaluation. Dans le dernier rapport du GIEC, le scénario extrême conduisait à un réchauffement médian de 4,4 °C à la fin du siècle (fourchette de 3,3 °C à 5,7 °C). « *Mais, d'ici à 2150, nous retrouverions des niveaux comparables à ceux de l'ancien RCP 8.5* », précise Detlef van Vuuren, auteur principal de l'étude et chercheur à l'agence néerlandaise d'évaluation environnementale PBL.

Cette révision ne signifie pas que les projections précédentes étaient fausses ni que le changement climatique a été exagéré. Elle traduit une évolution du monde réel : le coût des énergies renouvelables a chuté et de nombreux pays ont adopté des politiques de transition écologique.

(...)

De fait, jusqu'au début des années 2010, les émissions mondiales de gaz à effet de serre suivaient la trajectoire 8.5. Depuis, la hausse a fortement ralenti, et elles sont désormais plus proches d'un scénario médian. « *Malgré tout, le cumul des émissions depuis 2005 reste plus proche du niveau du 8.5, et c'est ça qui compte pour le réchauffement* », précise le climatologue Christophe Cassou, directeur de recherche à l'École normale supérieure.

Aprement débattu

(...)

La réévaluation du scénario le plus pessimiste est « *sans aucun doute une bonne nouvelle* », réagit le climatologue Michael Mann, de l'université de Pennsylvanie (Etats-Unis). « *Mais les implications sont tout le contraire de ce qu'affirment les climatosceptiques.* » Avec près de 3,5 °C de réchauffement en 2100, cette hypothèse provoquerait une « *dévastation mondiale presque inimaginable* », prévient-il. Le niveau de réchauffement actuel, proche de la limite de 1,5 °C, entraîne déjà vagues de chaleur, sécheresses, incendies et inondations sans précédent.

(...)

Enfin, tous les nouveaux scénarios prévoient un dépassement de la limite de 1,5 °C, contrairement aux précédents. Le plus optimiste conduit désormais à un réchauffement de 2 °C autour de 2050, avant un retour éventuel à 1,6 °C en 2100 grâce à des technologies de captage du CO₂ encore immatures. « *Nous sommes désormais dans une situation bien pire qu'il y a quinze ans en raison de l'importante quantité de gaz à effet de serre qui a été émise* », résume Detlef Van Vuuren. Dans la nouvelle étude, les trajectoires les plus plausibles conduisent encore vers environ 2,5 °C à 3 °C de réchauffement d'ici à la fin du siècle, un niveau jugé « *catastrophique* » par l'ONU.

(...)

ENERGIES RENOUVELABLES

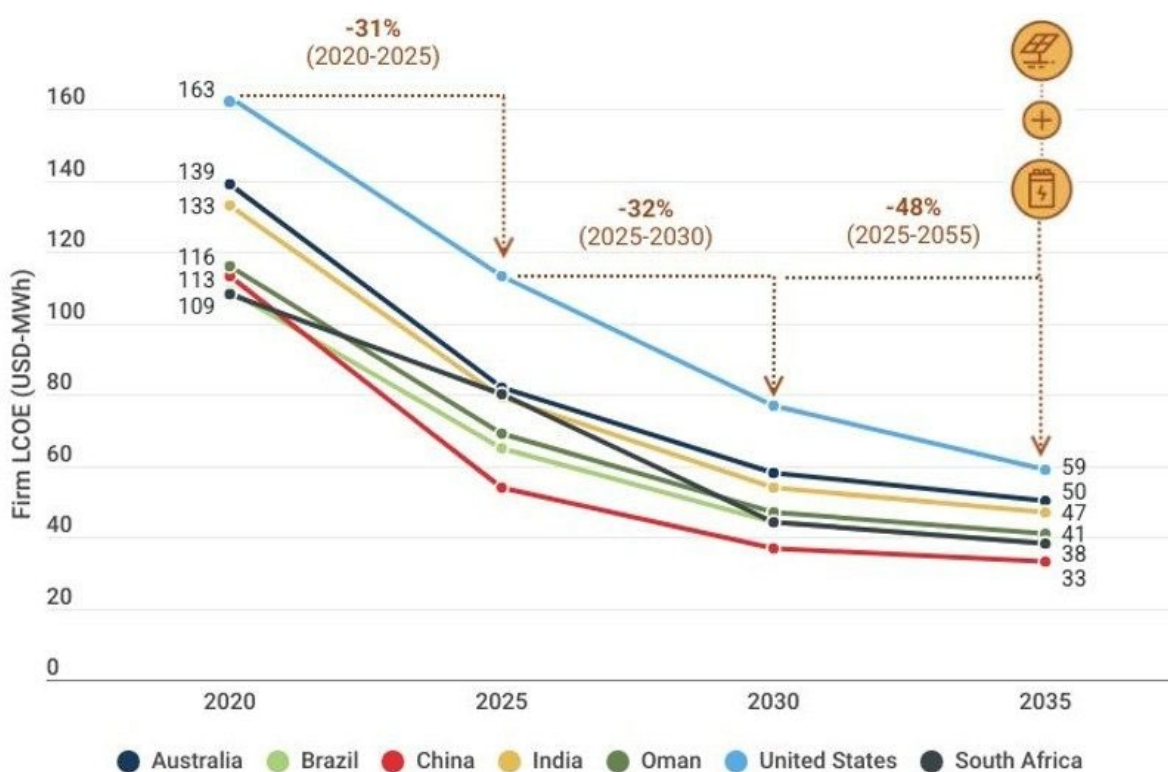
Pour l'IRENA, les énergies renouvelables avec stockage surpassent déjà les combustibles fossiles en termes de coûts

<https://www.lechodusolaire.fr/pour-lirena-les-energies-renouvelables-avec-stockage-surpassent-deja-les-combustibles-fossiles-en-termes-de-couts/>

L'énergie solaire et l'énergie éolienne associées au stockage par batteries permettent déjà aujourd'hui de fournir une électricité disponible 24h/24 à des coûts compétitifs, selon un nouveau rapport de l'Agence internationale de l'énergie renouvelable (IRENA).

Le rapport **24/7 renewables : The economics of firm solar and wind** confirme que, dans les régions bénéficiant de ressources solaires et éoliennes optimales, les solutions hybrides avec stockage permettent de produire de l'électricité en continu à un coût inférieur à celui des combustibles fossiles.

Les coûts actualisés de l'électricité pilotable (« LCOE ») pour le solaire associé au stockage varient entre 54 et 82 dollars par mégawattheure (MWh) dans les régions à fort potentiel, contre 70 à 85 dollars par MWh pour de nouvelles centrales au charbon en Chine, et plus de 100 dollars par MWh pour de nouvelles centrales à gaz à l'échelle mondiale.



Firm LCOE trajectory for solar PV and battery storage at 95% reliability, 2020-2035



L'analyse de l'IRENA montre que les coûts de l'électricité pilotable ont fortement diminué, sous l'effet de la baisse rapide des coûts du solaire photovoltaïque, de l'éolien et du stockage par batteries. Depuis 2010, les coûts totaux d'installation ont diminué de 87% pour le solaire photovoltaïque et de 55% pour l'éolien terrestre. Les coûts du stockage par batteries ont encore davantage chuté, diminuant de 93%.

Les délais de construction se réduisent également : dans certains pays, les projets sont généralement achevés en un à deux ans après obtention des autorisations et du raccordement au réseau, bien plus rapidement que les centrales à gaz dans la plupart des marchés.

Les progrès technologiques, l'industrialisation et l'intégration des chaînes d'approvisionnement devraient continuer à faire baisser les coûts pour ces trois technologies. Alors que les coûts diminuent simultanément pour le solaire, l'éolien et les batteries, leur effet combiné sur les systèmes hybrides est déjà significatif.

L'analyse de l'IRENA des configurations solaire + batteries dans plusieurs pays montre que les coûts de l'électricité pilotable ont fortement diminué, passant de plus de 100 dollars par MWh en 2020 à environ 54 à 82 dollars par MWh en 2025 dans les régions à fort ensoleillement et les corridors de vent favorables.

De nouvelles réductions de coûts d'environ 30% d'ici 2030 et d'environ 40% d'ici 2035 sont attendues, ce qui permettrait de faire passer les coûts de l'électricité pilotable sous les 50 dollars par MWh dans les sites les plus performants d'ici 2035. Le complexe d'Al Dhafra aux Émirats arabes unis, qui associe le solaire photovoltaïque au stockage par batteries, illustre déjà concrètement cette réalité : il fournit une capacité ferme de 1 gigawatt d'électricité propre à environ 70 dollars par MWh.

Les systèmes éoliens couplés au stockage deviennent également de plus en plus compétitifs. Selon les estimations de l'IRENA pour 2025, les coûts de l'éolien couplé au stockage (production pilotable) variaient d'environ 59 dollars par MWh en Mongolie intérieure à environ 88 à 94 dollars par MWh au Brésil, en Allemagne et en Australie. Ces coûts devraient diminuer pour atteindre environ 49 à 75 dollars par MWh sur ces marchés d'ici 2030.

Les coûts diminuent encore davantage lorsque l'éolien est combiné avec le solaire photovoltaïque, en tirant parti de profils de production complémentaires pour réduire les besoins de stockage et le coût global du système.

(...)

« L'électricité renouvelable disponible 24h/24 et 7j/7 est désormais compétitive en termes de coûts par rapport aux énergies fossiles. L'argument selon lequel les énergies renouvelables manquent de fiabilité ne tient plus. Aujourd'hui, elles peuvent fournir une énergie fiable en continu. Alors que les marchés du pétrole et du gaz restent exposés aux chocs géopolitiques, y compris les perturbations en cours dans le détroit d'Ormuz, nous devons protéger nos économies grâce à des systèmes énergétiques renouvelables résilients. L'économie globale du système énergétique a changé : la révolution des batteries a fait baisser les coûts tout en accélérant les progrès du stockage. L'avantage des énergies renouvelables n'est pas seulement économique, mais aussi stratégique : il renforce la résilience, la stabilité et la sécurité énergétique en période de crise », a ajouté Francesco La Camera, directeur général de l'IRENA.

Retrouvez d'autres exemples par pays dans le rapport [24/7 renewables : The economics of firm solar and wind](#)

Solaire et stockage pourraient réduire de moitié les coûts d'exploitation du système électrique européen d'ici 2030

<https://www.lechodusolaire.fr/solaire-et-stockage-pourraient-reduire-de-moitie-les-couts-dexploitation-du-systeme-electrique-europeen-dici-2030/>

SolarPower Europe a présenté dernièrement son rapport Solar+ démontrant qu'un système électrique basé sur les énergies renouvelables et le stockage pourrait réduire de moitié les coûts d'exploitation du réseau électrique européen d'ici 2030. L'accélération du déploiement du solaire et du stockage permettrait au système électrique européen d'atteindre 68% d'électricité renouvelable, conformément aux objectifs climatiques et énergétiques de l'UE.

Par rapport à 2025, ce nouveau rapport constate que, dans le **scénario Solar+**, plus ambitieux, les coûts d'exploitation annuels du réseau électrique diminuent de 55 milliards d'euros (-49 %) d'ici 2030, grâce à la réduction de la consommation et des importations d'énergies fossiles. Mais même dans un scénario de statu quo reflétant le rythme actuel de déploiement de l'énergie solaire, les coûts d'exploitation baisseront tout de même de 33 milliards d'euros (-29 %) d'ici 2030.

« Un système électrique alimenté par les énergies renouvelables est fondamentalement plus rentable que de dépendre de la volatilité des prix et de la combustion des énergies fossiles. Investir dans les énergies renouvelables, le stockage et la flexibilité non fossile est rentable pour les années à venir, tandis que les investissements dans les énergies fossiles compromettent la stabilité et l'indépendance de l'Europe », martèle Walburga Hemetsberger, directrice générale de SolarPower Europe.

(...)

Les deux scénarios convoqués dans l'étude de SolarPower Europe démontrent le rôle du solaire, de l'électrification et du stockage dans la mise en place d'un système énergétique plus rentable. Le scénario Solar+ souligne le potentiel du solaire et du stockage pour un déploiement rapide et économique.

En explorant l'impact des énergies renouvelables sur les prix de l'énergie, le rapport modélise la part de ces énergies qui pourrait influencer le prix de l'électricité. Dans le scénario Solar+, les énergies renouvelables variables déterminent plus fréquemment les prix de l'électricité (19% des heures contre 14% dans le scénario de statu quo), réduisant ainsi la dépendance au gaz et aux autres sources d'énergie thermique pour fixer les prix.

(...)

L'analyse souligne que lorsque l'éolien et le solaire – qualifiés de sources d'énergie renouvelables variables (SERV) – influencent plus fréquemment le prix de l'électricité, ce dernier est nettement plus bas. En moyenne, le scénario Solar+ permettrait de réduire les prix de gros de l'électricité sur le marché de gros de l'UE pour le lendemain de 14% en 2030 par rapport à 2025. Cette baisse atteint 25% sur des marchés comme l'Allemagne, caractérisés par des prix de l'électricité plus élevés.

(...)

Par ailleurs, la flexibilité atténue les inconvénients liés à la variabilité. L'analyse met en évidence qu'un déploiement adéquat de la flexibilité peut limiter les écarts de prix journaliers (l'électricité pouvant être très bon marché pendant les heures de forte production d'énergies renouvelables, puis assez chère pendant les heures de pointe).

Maintenir le nombre d'heures de prix négatifs à moins de 500 heures par an

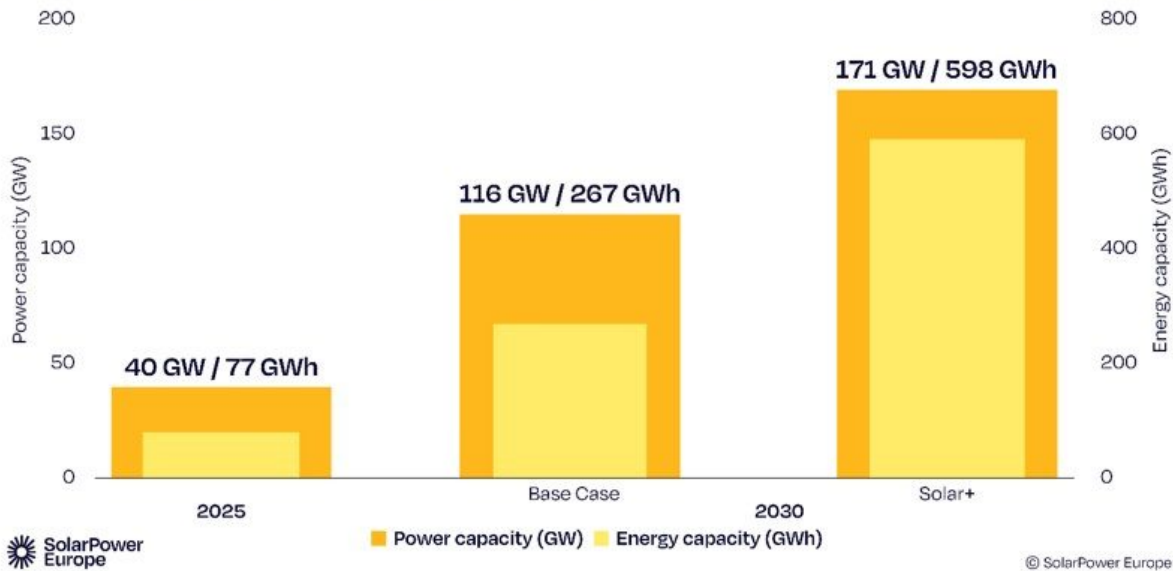
Surtout, le rapport identifie un point d'équilibre optimal où les consommateurs bénéficient de prix moyens plus bas, tout en préservant la rentabilité du solaire. Dans le scénario Solar+, le nombre d'heures de prix négatifs est maintenu stable de 2025 à 2030, restant inférieur à 500 heures par an, ce qui protège les investisseurs dans les énergies renouvelables. Simultanément, les prix de gros de l'électricité pour le lendemain baissent de plus de 10%, ce qui profite aux consommateurs.

(...)

Le stockage par batteries se développe rapidement dans les deux scénarios. La capacité totale de stockage par batteries en exploitation dans l'UE atteint 116 GW / 267 GWh d'ici 2030 dans le scénario de statu quo, et 171 GW / 598 GWh dans le scénario Solar+. De plus en plus de batteries offrent une durée de stockage plus longue, atteignant en moyenne 2,3 heures (scénario de base) et 3,5 heures (Solar+) d'ici 2030, contre 1,9 heure en 2025.

With more ambition, EU batteries reach 600 GWh by 2030, optimising a renewable-based power system

EU BESS installed power and energy capacity 2025 and 2030, Base Case and Solar+ scenarios



(...)

Décollage du stockage électrique par batteries : le tournant pour les EnR intermittentes ?

https://www.connaissancedesenergies.org/tribunes/decollage-du-stockage-%C3%A9lectrique-par-batteries?utm_source=newsletter&utm_medium=mardi-energie

Le prix des batteries au lithium mises sur le marché mondial par la Chine a été divisé par dix depuis 2010. Passé en dessous des 100 \$/kWh en 2020, ce prix atteint 60 à 65 \$/kWh actuellement sur le marché chinois, comme on le voit en allant sur Internet. Ceci réduit le coût à l'achat d'un pack individuel de 30 kWh, de la taille d'une machine à laver, à 1 800 - 2 000 \$ pour l'associer à une installation solaire de 10 kW⁽¹⁾.

En Californie, la baisse de coût de ces packs de batteries⁽²⁾ a accéléré le développement de l'autoconsommation d'électricité venant de panneaux photovoltaïques installés sur le toit des maisons. Elle ouvre surtout de larges perspectives au développement de grandes installations de stockage stationnaire en conteneurs capables d'offrir la flexibilité journalière et les services systèmes⁽³⁾ qui manquent aux systèmes de production électrique à dominante de renouvelables intermittents (ENRi par la suite). C'est ainsi qu'en Californie se développent aussi, à côté des batteries individuelles, de grandes installations de stockage pour gérer, au niveau du système, les modulations journalières des productions solaires.

Est-ce pour autant l'amorce d'une révolution énergétique qui pourrait bouleverser les mix électriques en transition à dominante ENRi, comme on nous l'annonce ? Est-ce qu'en particulier cette option est facilement applicable à tous les pays poursuivant une transition bas carbone ?

(...)

L'équation complexe de l'association stockage-ENR intermittentes

L'association entre le solaire PV et les batteries au niveau individuel, et surtout celle au niveau de l'ensemble d'un système électrique, est une option très performante pour la transition électrique menée en Californie, qui permet de profiter au mieux de ses ressources d'ensoleillement. Mais cette association ne saurait être vue comme la panacée pour résoudre tous les problèmes de maintien des équilibres du système à différentes

échelles de temps, que leur pose le développement de l'intermittence dans les systèmes électriques. D'abord, le problème se pose différemment selon les conditions météorologiques de chaque pays et la structure du mix électrique, c'est-à-dire selon les parts respectives des productions de solaire PV et des éoliennes à terre et en mer à côté des productions pilotables.

Ensuite le maintien des équilibres horaires, journaliers, saisonniers et annuels des systèmes à forte part d'ENRi est par nature complexe. Le développement à grande échelle des ENRi, du fait de leurs hausses et baisses rapides de production, entraîne des besoins croissants de réglages de tension et de fréquence. Ceci se fait par les services-système que peuvent offrir les équipements classiques de production et les stockages. Par ailleurs la variabilité des productions de chaque type d'ENRi aux échelles horaire, journalière, saisonnière et annuelle, qui est spécifique à chacune d'entre elles, nécessite des moyens de flexibilité adaptés à chaque échelle de temps pour assurer constamment l'égalité entre l'électricité produite et consommée. C'est ce que montrent les études réalisées sur le rôle de chacun de ces moyens sur la base de modèles très complexes, comme celles produites en France par RTE dans ses Bilans prévisionnels annuels et ses scénarios Futurs 2050.

Le stockage par batteries (comme celui par de petites installations de pompage hydraulique), qui a des temps de décharge de quelques heures, contribue à assurer l'équilibre à des échelles de temps courts. Il n'est donc pas adapté à la gestion des équilibres hebdomadaires et a fortiori des équilibres inter-saisonniers, qui est un des aspects spécifiques de la variabilité des productions des éoliennes à terre et en mer. De leur côté, [les grandes Stations de Transfert d'Énergie par Pompage ou STEP](#) sont plutôt adaptées à la gestion des équilibres sur plusieurs jours, tandis que l'hydraulique de lacs permet d'assurer les équilibres inter-saisonniers. Le stockage d'hydrogène « vert » produit par électrolyse, appelé ensuite à être brûlé dans une turbine à gaz, dont on fait très souvent état dans l'UE et en Allemagne pour le stockage saisonnier, est d'emblée disqualifié par ses surcoûts très élevés et ses rendements très bas, même pour exploiter les productions surabondantes temporaires durant les moments de prix bas, nuls ou négatifs⁽⁸⁾.

Les installations de stockage de grande taille par batteries, ne sont vraiment prometteuses que pour les systèmes à dominante de PV solaire développés dans les pays ensoleillés connaissant une faible différence d'ensoleillement entre les saisons, comme c'est le cas des pays de climat méditerranéen et les pays proches de l'équateur.(...)

Ceci dit, les installations de stockage par batteries en plus de leur contribution aux besoins de modulation journalière, seront aussi utiles pour les réglages de fréquence et de tension en offrant des services-systèmes aux réseaux électriques. De plus, dans les systèmes où les développements locaux et régionaux de fermes solaires et d'installations éoliennes créent, ou vont créer, des congestions en certains points du réseau, l'installation de tels stockages par le gestionnaire de réseau (GRT) (ou ses mandataires) permettra d'éviter d'investir dans le renforcement des lignes de transport. Il permettra aussi de limiter les « écrêtements » des productions d'installations solaires ou éoliennes concernées par ces congestions et dont les compensations qui leur sont attribuées par le GRT sont de plus en plus coûteuses. Ces différentes raisons devraient motiver les investissements dans le stockage d'électricité à condition de trouver leur business model (modèle d'affaires).

Des différences marquées dans les développements du stockage

(...)

Hors Chine, on observe encore peu de projets combinant fermes solaire et installations de stockage, alors que ce concept de couplage est a priori séduisant. En effet, un équipement hybride peut « piloter » les livraisons de MWh au réseau en fonction des prix de marché, en permettant de gérer aussi le risque-volume lié à la variabilité de la production de la ferme solaire. Certains pays préfèrent une autre voie de couplage plus flexible, celle des centrales électriques virtuelles (VPP). En Australie, Tesla, en collaboration avec le gouvernement de l'État de South Australia et le fournisseur d'électricité local, est à l'initiative d'une centrale virtuelle de 250 MW comprenant un réseau de 50 000 systèmes de panneaux PV (de 5 kW) et de stockage par batterie Tesla (5 kW/13,5 kWh), installés sur les toits d'immeubles.

Ceci dit, les installations commerciales de stockage stationnaire commencent à se développer dans les pays ensoleillés misant sur le solaire PV : l'Australie justement dans d'autres États avec 4,9 GW et un objectif de 15 à 20 GW en 2030, l'Espagne avec 1 GW installé et un objectif de 22,5 GW en 2030, et l'Italie avec 1,9 GW en cours d'installation et un objectif de 15 GW en 2030.

Du côté des pays plus septentrionaux qui misent principalement sur l'éolien à terre et en mer et un peu sur le solaire PV, on voit se développer de grandes installations commerciales de stockage par batteries dont le modèle d'affaires est basé sur les recettes des ventes de services systèmes et des contrats de capacité de long terme qui rémunèrent leur participation à la garantie de fourniture en toute situation. On n'est donc pas dans la logique d'exploiter la complémentarité solaire/batterie à l'échelle du système, comme on le fait dans les systèmes des pays ensoleillés. (...)

Quant à la France où l'urgence n'est pas la même, RTE annonce une capacité installée en batteries de 1,6 GW fin 2025, dont les deux tiers en installations individuelles⁽¹⁰⁾. Toutefois un opérateur privé en contrat avec RTE, le groupe NW, a installé 450 unités de stockage de 1 MW en différents points du réseau de RTE. Autres initiatives à noter : un opérateur britannique (Harmony) est en train d'investir dans une installation de stockage de 100 MW près de Nantes, tandis que [le groupe Neoen vient d'annoncer en avril l'installation de 54 conteneurs de batteries de 240 MW / 480 MWh sur le site de Vernou en Île-de-France](#). À suivre.

Pourquoi la filière des éoliennes marines attend avec impatience son appel d'offres géant

La France détient un tiers de la capacité de production d'éoliennes en mer d'Europe. Mais les à-coups dans leur essor ont pour la première fois fait reculer l'emploi dans ce secteur l'an dernier. Et l'appel d'offres géant, l'AO10, n'est toujours pas lancé.

<https://www.ouest-france.fr/economie/energie/energies-renouvelables/pourquoi-la-filiere-des-eoliennes-marines-attend-avec-impatience-son-appel-doffres-geant-e4757faa-538a-11f1-8e66-adc6a872a379>

L'essor des énergies marines est [une tendance lourde de la politique énergétique](#) de la France : la toute récente [programmation de l'énergie](#) a confirmé un objectif de 45 gigawatts (GW) installés en mer en 2050. L'équivalent de 18 réacteurs nucléaires.

Mais pour la première fois en 2025, les chiffres de cette jeune filière sont en baisse en France : 7 695 emplois, principalement dans les usines d'éoliennes de Saint-Nazaire, Cherbourg, Le Havre et aux Chantiers de l'Atlantique, c'est 559 de moins qu'en 2024. Même creux de vague pour les investissements (2,7 milliards, soit -11 %) et le chiffre d'affaires, (3,2 milliards, soit -20 %).

Paradoxal, puisque le champ de Yeu-Noirmoutier vient d'entrer en service, rejoignant ceux de Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Fécamp, tandis que les travaux battent leur plein en Manche pour que l'on raccorde au réseau ceux de Dieppe-Le Tréport cette année et de Courseulles-sur-Mer l'an prochain. De même, en Méditerranée, un champ pilote flottant, le premier du genre, a commencé à injecter ses électrons dans le réseau, et deux autres doivent suivre.

Au total, 2,6 millions de Français sont aujourd'hui alimentés par les éoliennes qui tournent au large de l'Hexagone.

Le trou dans les appels d'offres depuis 2014

Plusieurs autres projets de parc ont été attribués, en Manche et au large de Dunkerque. Mais la filière subit aujourd'hui les conséquences du trou dans les appels d'offres entre 2014 et 2023, relève l'Observatoire des énergies marines, qui a dévoilé ses chiffres le 19 mai, lors du salon Seanergy à Nantes.

Nous sommes à un moment charnière», estime Jules Nyssen, président du syndicat des énergies renouvelables (Ser). « La France a réussi l'exploit de concentrer un tiers de la capacité de production d'éoliennes marines de l'Europe. Pour préserver cet outil industriel, il faut absolument réussir l'appel d'offres 10 (AO10), alerte-t-il, en référence à [cet immense projet totalisant 10 GW](#), avec des parcs prévus en Manche, en Bretagne nord et sud, au large d'Oléron et en Méditerranée.

(...)

L'AO 10, c'est 30 milliards d'euros d'investissement. Il va falloir attirer les développeurs (de projets) », souligne Pierre Peysson, président de la commission éolien en mer au Ser. « Les projets français ne sont pas les seuls dans le monde...

Les ports dans les starting-blocs

Partout, les entreprises, les bureaux d'études et les ports sont dans les starting-blocks. [Pour les éoliennes flottantes appelées à se multiplier](#), il faudra des espaces portuaires adaptés à l'assemblage des immenses flotteurs. Ceux du parc de Provence Grand Large font 80 mètres de côté et 30 mètres de haut.

L'Ademe, agence de la transition écologique, doit subventionner une partie des travaux d'aménagement nécessaires. Selon un appel à projets sur le point d'être attribué, des enveloppes allant de 10 à 80 millions d'euros sont espérées par cinq ports, Cherbourg, Saint-Nazaire, Brest, Port-la-Nouvelle et Marseille-Fos-sur-Mer.

(...)

Ce fabricant européen d'éoliennes engrange des bénéfiques records

<https://www.revolution-energetique.com/actus/ce-fabricant-europeen-deoliennes-engrange-des-benefices-records/>

Pris en tenaille entre l'inflation et la raréfaction des appels d'offres, les constructeurs éoliens vivaient une période difficile, sous pression financière. Désormais le tableau est bien moins noir avec des résultats nets annoncés positifs.

Après deux années noires de projets retardés ou abandonnés et des marges au minimum, les industriels de l'éolien semblent enfin retrouver des couleurs. Le groupe danois Vestas a annoncé un premier trimestre 2026 en forte amélioration, avec un bénéfice net multiplié par 14 (70 millions d'euros) et un chiffre d'affaires jamais atteint. Son carnet de commandes atteint des sommets.

Un horizon plus clair

Ce retour au vert fait plaisir à voir. Car il intervient après une période particulièrement difficile pour l'ensemble de la filière. Entre 2022 et 2024, les fabricants d'éoliennes ont subi durement l'inflation des matières premières. Les taux d'intérêt sont remontés pour ne rien arranger, augmentant mécaniquement le coût des projets, et l'éolien, un secteur capitalistique et au temps long, brûlait à petit feu.

Les difficultés ont été particulièrement visibles dans l'éolien offshore. Plusieurs grands projets ont été reportés ou annulés, à l'image [du parc d'Oléron](#) n'ayant trouvé aucun développeur (le tarif cible jugé trop bas), RWE se retirait de Centre Manche 2.

Aujourd'hui, de nouveaux contrats sont signés par les industriels avec des prix plus élevés. Alors que le cahier des charges de l'AO10 vient d'être publié, la reprise du secteur sera intéressante à observer, après un an de disette.

Photovoltaïque : nouvelle baisse des soutiens en vue pour les petites installations sur bâtiment

Un projet d'arrêté prévoit de supprimer la prime à l'investissement et la fin de la vente en totalité pour les installations solaires de 0 à 100 kWc sur bâtiment. Cette révision du S21 s'accompagnerait d'une forte baisse du tarif pour le surplus injecté.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/tarif-achat-phovoltaïque-batiment-S21-baisse-aides-enr-48030.php4>

Un nouveau **coup dur** pour la filière solaire ? Un projet d'arrêté prévoit de réviser, pour la neuvième fois, le tarif d'achat S21 pour les installations photovoltaïques sur bâtiments de moins de 500 kilowatts crête (kWc). Il prévoit la suppression de la vente en totalité pour le segment 9-100 kWc (depuis [mars 2025](#), cette mesure est déjà appliquée au segment 0-9 kWc) et la fin des primes à l'investissement pour les segments 0-9 kWc et 9-100 kWc, pour ne financer que le surplus de production injecté sur le réseau. L'objectif est de privilégier [l'autoconsommation](#).

Un tarif unique de 11€ par mégawattheure (MWh) serait appliqué sur ces deux segments, contre 40 €/MWh et 47,3 €/MWh actuellement pour ces deux segments. Soit une division par quatre après une forte baisse des aides déjà menée en 2025. De plus, ce tarif ne serait versé que pendant les périodes de prix spot positif ou nul, prévoit le projet d'arrêté.

« Ce tarif d'achat du surplus représente une baisse importante des conditions de soutien, du fait de la suppression de la prime à l'investissement et de la diminution importante du tarif de rachat du surplus », indique la Commission de régulation de l'énergie (CRE), dans une délibération (1) du 29 avril. Ce niveau ne permet plus « en tout état de cause à des installations avec un très faible taux d'autoconsommation - et a fortiori en injection en totalité - de trouver une rentabilité ».

Cette baisse de soutien est justifiée par le [fort développement](#) de ces installations ces dernières années, ayant conduit au dépassement des cibles fixées dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2). Elle est approuvée par la CRE, s'inscrivant dans la lignée de la volonté de [baisser les coûts pour l'État](#), mais dénoncée par les représentants de la filière.

Prix négatifs : une mesure précoce, mais qui va dans le bon sens pour la CRE

En revanche, le régulateur s'interroge sur la bascule vers un financement du surplus uniquement lorsque les prix de marché sont positifs ou nuls, et notamment sur la faisabilité d'une telle mesure. (...)

La CRE recommande donc d'appliquer un tarif fixe quelle que soit la période. Elle estime néanmoins que la mise en place de signaux prix, pour inciter les plus petits producteurs à décaler leurs consommations lors des périodes de forte production, doit être recherchée à plus long terme, soit par cette approche en courbe de charge, soit par des mesures complémentaires visant à piloter les petites installations solaires.

Plus globalement, la CRE se dit « favorable à une adaptation progressive des mécanismes de soutien pour aller dans le sens d'un développement qui passerait davantage par des offres privées, afin notamment de favoriser la mise en place d'offres intégrées pour la production et la consommation d'électricité, éventuellement couplées à un dispositif de stockage ».

Enfin, la CRE recommande d'élargir l'arrêté, et donc les soutiens, aux installations participant à des opérations d'autoconsommation collective, en modifiant la définition de la vente de surplus.

1. Consulter la délibération de la CRE

https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2026/290426_2026-92_Avis_S21

Agrivoltaïsme : « Certaines promesses d'indemnisation font tourner les têtes »

Autorisées depuis avril 2024, les premières centrales solaires agricoles vont sortir de terre début 2027, encadrées par une charte de la Chambre régionale d'agriculture. Une charte dont Didier Bouttier, un agriculteur sarthois, est l'un des instigateurs.

<https://www.ouest-france.fr/economie/energie/energies-renouvelables/agrivoltaïsme-certaines-promesses-dindemnisation-font-tourner-les-tetes-7951b826-43e8-11f1-8492-0dabd481308d>

Dans son exploitation de Saint-Vincent-du-Lorouër, les panneaux photovoltaïques recouvrent les toits de ces bâtiments agricoles, en partie ceux de sa maison. Et il en prévoit d'autres sur un troisième bâtiment à venir. Mais ce n'est pas de l'agrivoltaïsme. Pas plus que les panneaux que l'on peut voir dans les champs sarthois. Explications avec Didier Bouttier, référent [agrivoltaïsme à la Chambre d'agriculture](#) de la Sarthe, et initiateur avec [Olivier Lebert](#) de la charte d'avril 2025 sur cette activité autorisée depuis avril 2024.

« Le Maine Libre » : Des panneaux photovoltaïques, on en voit dans les champs depuis longtemps...

Didier Bouttier. « Ceux que vous voyez dans les champs sont des trackers qui ont été installés pour de l'autoconsommation, souvent dans des élevages bovins laitiers où la demande d'énergie est importante à un moment de la journée. Cela permet d'alléger la facture d'électricité. »

Qu'entend-on alors par agrivoltaïsme ?

« Une production par un opérateur d'énergies renouvelables sur une partie d'une exploitation agricole. Depuis avril 2024, la loi l'autorise selon des critères bien précis. »

La Chambre d'agriculture des Pays de la Loire a, elle, défini [en avril 2025 une charte](#), en plus de la loi. Pourquoi ?

« Nous sommes face à une demande importante des opérateurs, avec des promesses d'indemnisation (la location des terres utilisées pour cette production solaire, ndlr) qui font tourner les têtes, on ne va pas se mentir. Les baux sont signés pour trente ans. Certaines promesses vont jusqu'à 4 000 € l'hectare par an, quand en cultures c'est 700 € à 1 000 €/ha/an et entre 1 000 € et 1 500 € ha/an en élevage. »

Du simple au triple...

« En promesse, dans le cas de panneaux posés à 1,20 m du sol, en rangs serrés. C'est adapté pour l'élevage ovin, pas pour les bovins. Là, il faut mettre les panneaux sur des supports pour les porter à au moins 2,50 mètres de haut (en bas de panneau, ndlr), et on demande qu'ils soient espacés de 10 mètres minimum pour le passage des engins agricoles. Forcément, ça fait moins de panneaux à l'hectare donc moins de rendement pour l'opérateur. Et la promesse tombe à 1 500 €/ha/an, répartie entre exploitant agricole et propriétaire. »

Il y a eu beaucoup de demandes d'opérateurs ?

« Oui, beaucoup pour s'installer sur des élevages ovins, alors qu'il n'y a que deux exploitations ovines à en vivre en Sarthe. Là, les dossiers se multipliaient. C'est pour cela qu'on s'est dit qu'il fallait une charte. »

Que prévoit-elle ?

« La production d'énergie doit être complémentaire à l'agriculture, et non pas la remplacer. Un projet agrivoltaïque est avant tout un projet agricole, lié à un agriculteur. L'élevage bovin est en déclin en Pays de la Loire : nous privilégions une majorité d'installations sur ces exploitations, sur les prairies, avec un maximum de 8 MWc de puissance, ce qui se traduit par des panneaux sur 15 à 20 hectares maximum par exploitation. Au-delà, nous estimons que la perte de productivité agricole est importante. »

Combien de dossiers sont en cours ?

« Un certain nombre (77, selon un opérateur) est déposé à la Commission départementale préservation des espaces naturels agricoles et forestiers (Cdpenaf) de la Sarthe, quinze sont en instruction et quatre de 4 à 5 MWc sont autorisés, dont deux seront pilotes pour le département. »

Peu finalement au regard du nombre d'exploitations sarthoises.

« Oui c'est epsilon mais le but est de corréliser l'énergie à l'agriculteur, et ne pas se transformer en producteur de solaire. Nous ne voulons pas reproduire la problématique de l'éolien. Depuis la charte, nous sommes beaucoup moins sollicités par les opérateurs... »

L'agrivoltaïque soulève néanmoins parfois des réticences.

« Il y a des craintes sur la santé. La problématique n'est pas les panneaux, mais le câblage souterrain qui transporte ces flux importants. En amont du dossier, nous demandons des études de bio-géologie afin d'éviter les problèmes de champs magnétiques. L'autre contrainte est qu'il faut être proche d'un poste source (relais d'injection dans le réseau électrique). Un kilomètre de câblage souterrain coûte environ 100 000 € à l'opérateur. Et un hectare d'installation, environ un million d'euros. Ce qui veut dire qu'une centrale de 8 MWc, c'est presque 10 millions d'euros d'investissement pour l'opérateur. Ça ne peut se faire n'importe où. »

Et pour l'élevage de volailles, important en Sarthe ?

« Ce sont plutôt des ombrières, plus petites, plus légères, qui sont envisagées, avec une puissance de 3 MWc. »

Par définition, le solaire fonctionne le jour. Les besoins, eux, sont parfois la nuit.

« C'est toute la question pour l'avenir du solaire : le stockage. Beaucoup d'opérateurs se lancent dans des stations de stockage. Là encore, nous ne sommes pas pour des installations démesurées. Cela s'envisage par rapport à un projet agricole mais aussi les besoins d'un territoire. Les quatre dossiers validés, sont en pays fléchois : là où il y a un poste source et un bassin d'industries. »

« On ne démarche pas les cultures »

Acteur parmi d'autres des énergies renouvelables en Sarthe, Énergie Team compte plusieurs parcs éoliens, et des projets agrivoltaïques. Nous avons six dossiers en cours en Sarthe, explique Emmanuel Duhamel, responsable régional de l'opérateur, dont quatre sur des exploitations d'élevage. Ces projets permettent de maintenir l'exploitation, d'en favoriser la transmission avec une partie de revenus assurés. Ce sont les seuls dossiers que nous défendons. Nous ne démarchons pas sur les exploitations de cultures.

En chiffres

- 77 projets agrivoltaïques déposés à la Cdpenaf de Sarthe
- 15 dossiers actuellement en instruction
- 4 dossiers validés
- La Sarthe comptait, en 2020, 4 260 exploitations agricoles
- Ronan Le Monnier

Solaire photovoltaïque : Bruxelles ne veut plus subventionner des projets avec des onduleurs jugés risqués

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/solaire-photovoltaïque-bruxelles-ne-veut-plus-subventionner-des-projets-avec-des-onduleurs-juges-risques-260504>

L'Union européenne a indiqué lundi qu'elle ne subventionnerait plus des projets énergétiques recourant à des technologies chinoises, susceptibles de présenter des risques pour le fonctionnement de son réseau électrique.

Des pays à « risques élevés »

La mesure vise les onduleurs, ces appareils électroniques utilisés notamment dans les installations photovoltaïques pour transformer le courant continu en courant alternatif.

Quand ils proviennent de pays à "risques élevés" - la Chine, la Russie, l'Iran et la Corée du Nord -, ces onduleurs peuvent constituer une "menace" selon Bruxelles, avec un risque "de perturbation des infrastructures critiques de l'UE par des acteurs étrangers", comme des pirates informatiques.

"Cela pourrait se traduire par un arrêt à distance des réseaux des États membres, entraînant des coupures d'électricité à l'échelle nationale", a affirmé une porte-parole de la Commission européenne, Siobhan McGarry.

Privilégier des onduleurs fabriqués en Europe

Face à ces risques, Bruxelles va dans un premier temps stopper ses subventions aux projets énergétiques utilisant des onduleurs des pays jugés risqués, notamment des groupes chinois Huawei et Sungrow.

Selon des responsables de la Commission, cette interdiction de financement est en vigueur depuis début avril et s'applique immédiatement aux nouveaux projets. Une période transitoire est toutefois prévue pour les projets déjà à un stade avancé. À plus long terme, une législation sur la cybersécurité offrira la possibilité d'interdire l'utilisation d'onduleurs provenant de fournisseurs à haut risque sur le marché de l'UE.

Bruxelles craint également que la domination chinoise du marché ne devienne, à long terme, une menace pour la sécurité d'approvisionnement. L'UE entend privilégier des onduleurs fabriqués en Europe ou, selon un responsable de la Commission, faire appel à des fournisseurs du Japon, de Corée du Sud, des États-Unis ou de Suisse.

Carbon renonce à son projet de gigafactory

<https://www.lechodusolaire.fr/carbon-renonce-a-son-projet-de-gigafactory/>

La start-up industrielle **Carbon** jette l'éponge. Dans un communiqué publié ce mardi 19 mai, elle renonce à son projet de gigafactory de panneaux solaires à Fos-sur-Mer et incrimine le manque de volonté de l'Europe à lutter efficacement contre la concurrence chinoise. Tous les espoirs reposent désormais sur les épaules d'Holosolis, l'autre grand projet de gigafactory de panneaux solaires en France.

On allait voir ce qu'on allait voir : initiative française à dimension européenne, réunissant entrepreneurs, industriels et experts de l'énergie solaire, Carbon avait l'ambition de participer à la réindustrialisation de la France et de l'Europe en structurant une filière industrielle compétitive. Concrètement, son projet était de construire une giga-usine pour produire plus de 10 millions de panneaux photovoltaïques par an, soit l'équivalent des besoins domestiques en électricité de plus d'un million de foyers français. Carbon comptait créer 3000 emplois directs et durables, ainsi qu'au moins 9000 emplois indirects pour l'écosystème régional et national ; et enfin, décarboner l'économie en évitant 4 millions de tonnes de CO2 émises chaque année. Las ! L'entreprise, qui devait mobiliser 1,7 milliard d'euros sur 4 ans, reconnaît ne plus avoir les moyens d'obtenir les ressources additionnelles requises pour la poursuite de son projet.

« Après plus de quatre années d'engagement au service d'un projet industriel d'envergure, au cœur des enjeux de transition énergétique et de réindustrialisation de la France, nous devons aujourd'hui annoncer une décision difficile : celle de mettre un terme au projet Carbon », annonce le communiqué de l'entreprise. Et de poursuivre :

« Carbon était né avec l'ambition de contribuer à l'émergence d'une filière photovoltaïque européenne durable, souveraine et compétitive. Cette volonté reposait sur la construction d'outils industriels de grande ampleur, dont

une giga usine, condition indispensable pour atteindre des niveaux de coûts compétitifs à l'échelle mondiale. Un projet d'une telle ampleur exigeait également, sur quelques années, l'existence d'un marché spécifiquement dédié aux acteurs européens et soutenu par les États membres, afin d'accompagner la montée en puissance industrielle et de compenser les surcoûts inhérents à cette phase d'apprentissage.

Malgré l'affirmation, dès 2023, d'une volonté politique de l'Union européenne et de ses États membres de réindustrialiser et de relocaliser la chaîne de valeur photovoltaïque, la concrétisation de ces ambitions progresse très lentement. L'objectif du NZIA (Net Zero Industry Act), adopté en juin 2024, s'est limité à diversifier les chaînes d'approvisionnement sans créer de préférence pour une production européenne. Parallèlement, en mars 2026, l'IAA (l'Industry Acceleration Act) élargit le périmètre du « Made in Europe » à l'ensemble des pays disposant d'un accord de libre-échange avec l'UE – incluant potentiellement la Turquie, le Vietnam ou encore l'Inde – et repousse l'introduction d'une préférence européenne à 2030.

Ces évolutions illustrent les divergences persistantes entre États membres quant à la création d'un marché photovoltaïque strictement européen. Le processus législatif se poursuit, mais aucune visibilité n'existe aujourd'hui sur l'émergence d'un tel marché: ni sur son calendrier, ni sur son périmètre, ni sur ses règles. Il faudra encore attendre au moins une année, sans garantie que la législation permette in fine la mise en place d'un marché véritablement souverain.

Dans ce contexte, malgré les nombreuses marques d'intérêt pour accompagner le projet et malgré tout ce que l'équipe de Carbon a accompli, le manque de visibilité sur le marché potentiel et les incertitudes quant à l'alignement de l'engagement européen et français ne permettent pas de réunir, dans des délais compatibles, les conditions nécessaires à la sécurisation des financements indispensables à sa poursuite.(...)

Solaire : le fabricant de panneaux Dualsun relocalise en Europe

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/dualsun-relocalisation-europe-panneaux-solaires-47969.php4>

Face aux ambitions européennes de relocalisation industrielle, portées notamment par le [projet de loi d'accélération industrielle \(IAA\)](#), et dans un marché toujours largement dominé par l'Asie, [Dualsun](#) amorce une production de panneau « made in Europe ». Le fabricant, très présent sur le segment résidentiel, procède par étapes. Il lance une nouvelle gamme, baptisée Azur, développée et assemblée en partenariat avec l'industriel autrichien Sonnenkraft. « *Ce choix d'échelle continentale permet d'une part de mutualiser une ligne de production face à des concurrents asiatiques dominant le marché à 80 %, et d'autre part de réaliser un lancement rapide de la nouvelle gamme éligible à la TVA à 5,5 %, plutôt que d'attendre des conditions parfaites pour une ligne française, ce qui aurait ralenti le projet* », explique l'entreprise.

En relocalisant une partie de sa production jusqu'ici assurée en Chine vers l'Europe — avant d'envisager, à terme, une implantation en France, où l'entreprise dispose déjà d'un site à [Jujurieux](#) (Ain) pour une autre gamme — Dualsun opte pour une stratégie progressive. Ce positionnement intervient dans un contexte réglementaire encore incertain. Les effets de la [TVA à 5,5 %](#) mise en place par l'État français à l'automne 2025, pour orienter la demande vers des équipements plus vertueux — et indirectement soutenir une filière européenne — produit en effet des résultats contrastés.

(...)

Pourquoi la géothermie, solution miracle à la crise énergétique, peine à décoller : l'explication en quatre graphiques

La consommation énergétique française est très dépendante des hydrocarbures qu'elle importe, comme le montrent les effets du blocage du détroit d'Ormuz. Pourtant, il existe dans notre sous-sol une source d'énergie décarbonée et peu exploitée : la géothermie.

https://www.lemonde.fr/les-decodeurs/article/2026/05/10/pourquoi-la-geothermie-solution-miracle-a-la-crise-energetique-peine-a-decoller-l-explication-en-quatre-graphiques_6687704_4355770.html

Avec la fermeture du détroit d'Ormuz, la crise pétrolière met en évidence la dépendance énergétique de la France : les énergies fossiles, qui sont importées, représentent la plus grande part de l'énergie consommée par les Français. Et notamment pour se chauffer. Un type d'énergie, pourtant disponible partout en France, est à ce jour largement inexploité : la géothermie.

[Un plan de développement annoncé par le gouvernement en 2023](#) suivi, en juillet 2025, d'une « *mission commando* », visait déjà à augmenter le nombre de projets de géothermie. Des objectifs accrus par la [programmation pluriannuelle de l'énergie](#) (PPE), publiée par le gouvernement en février : elle prévoit de multiplier par quatre la production de chaleur géothermique en France hexagonale d'ici à 2035. Quelle est cette énergie, qui semble providentielle mais peine pourtant à s'imposer dans les sous-sols français ?

Puiser la chaleur présente dans le sol

La planète produit naturellement de la chaleur. Son cœur avoisine les 6 000 °C, c'est à peu près la température de la surface du soleil. Cette chaleur, ainsi que celle générée par l'exposition du sol aux rayons du soleil, peut être captée et utilisée : c'est la géothermie, et elle est classée en deux grandes familles.

- La géothermie profonde va chercher la chaleur dans des nappes phréatiques situées entre 200 m et 5 km de profondeur. Elle est utilisée pour des usages de masse, comme l'alimentation de réseaux de chaleur urbains. Elle peut aussi être utilisée pour produire de l'électricité, comme à Bouillante, en Guadeloupe.
- La géothermie de surface fonctionne sur le même principe, mais puise l'eau de nappes moins chaudes et situées à quelques dizaines de mètres maximum. Son usage se situe plutôt à l'échelle du bâtiment. En l'absence de nappes, une sonde permet de capter la chaleur.

Et ça marche aussi pour la fraîcheur, car une pompe à chaleur peut capter les calories dans l'air d'une habitation et les transmettre à l'eau que l'on va injecter sous terre. Elle souffle ainsi un air plus froid.

Cette technologie cumule de nombreux avantages : c'est une énergie locale, renouvelable, qui ne produit pas de gaz à effet de serre, sa production est stable et prévisible, elle est disponible à peu près partout sur le territoire et son efficacité énergétique est particulièrement bonne.

(...)

De nombreux freins entravent son développement

Mais pourquoi ce mode de chauffage connu depuis longtemps et disponible n'est-il pas plus développé ? Dans [un rapport](#) remis en novembre 2025, la Cour des comptes souligne un obstacle de taille : son prix. Si la géothermie se caractérise par un coût de fonctionnement très faible, elle nécessite un investissement initial élevé.

Pour les particuliers, les syndicats ou les entreprises, il faut compter en moyenne entre 20 000 et 30 000 euros, parfois 40 000 euros pour une installation de surface. L'installation peut mettre des années à être rentabilisée, ce qui incite plutôt à l'achat de pompes à chaleur classiques.

(...)

Diverses aides, notamment via MaPrimRénov', sont proposées à ceux qui souhaitent remplacer leur chaudière thermique par une pompe à chaleur géothermique. Les travaux d'amélioration des performances énergétiques bénéficient, en outre, d'une TVA réduite à 5,5 %. Mais elles sont nombreuses et parfois non cumulables, avec des conditions d'accès diverses. Il peut être difficile de s'y retrouver.

Côté géothermie profonde, l'investissement nécessaire pour démarrer une exploitation se situe entre 11 et 16 millions d'euros, selon la Cour des comptes. Et parfois bien plus : la centrale géothermique et le réseau de chaleur des communes des Lilas, Romainville, Le Pré-Saint-Gervais et Pantin, en Seine-Saint-Denis (20 000 foyers concernés), qui viennent d'entrer en service, ont coûté 80 millions d'euros. Le projet a été subventionné à hauteur de 32 millions d'euros par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), la région Ile-de-France et la Métropole du Grand Paris.

L'Etat propose aussi aux collectivités [le Fonds chaleur](#), opéré par l'Ademe depuis 2009. Il a soutenu plus de 1 200 installations en 2025 vers les énergies renouvelables, et, depuis sa constitution, 11 200 projets, pour un total de 5,9 milliards d'euros distribués. Mais l'argent n'est pas le seul point de blocage.

Une mauvaise connaissance du sous-sol

Des dépenses de cette envergure supposent d'avoir de bonnes évaluations sur les performances attendues. Or, la connaissance de notre sous-sol est encore insuffisante, comme le relève le BRGM [dans un rapport](#). Des fonds de garantie existent pour permettre des indemnisations en cas d'insuffisance de la ressource, mais la moindre incertitude risque de décourager l'investissement.

D'autant plus que dans le domaine, un ratage peut tourner à la catastrophe industrielle, et, potentiellement, sismique. C'est ce qu'a démontré le fiasco du puits géothermique de l'entreprise Fonroche à Vendenheim, dans le Bas-Rhin : plusieurs séismes de magnitude 2,1 à 3,6 ont été ressentis dans la région entre 2019 et 2020.

[Un comité d'experts](#) a conclu qu'ils ont été provoqués par la mise sous pression d'un puits. Il a aussi souligné le manque de données solides avant la mise en service de la centrale. Le 17 janvier 2022, la préfecture a [ordonné l'arrêt définitif du site](#), qui représentait un investissement de 90 millions d'euros.

Des objectifs « irréalistes »

Quand la connaissance du sous-sol est établie et que l'investissement est disponible, il faut encore trouver les compétences pour réaliser le projet. Or, comme le note le Haut-Commissariat au plan, la France ne comptait qu'une centaine de foreurs en 2023, pour des besoins estimés à 2 000 sur quinze à vingt ans. Enfin, la lenteur et la complexité des procédures administratives, notamment pour procéder aux forages, sont aussi soulignées par la Cour des comptes, qui plaide pour une simplification. Des difficultés qui touchent aussi bien la géothermie de surface que celle de profondeur.

La Cour des comptes reconnaît bien dans son rapport les « *atouts indéniables* » de la géothermie, mais ils « *peinent à s'exprimer* ». En l'état actuel des choses, elle juge les objectifs de la PPE tout simplement « *irréalistes* ».

Production d'énergie renouvelable : une levée de fonds citoyenne lancée pour le site de la Beaujoire

Le collectif Cowatt a lancé la levée de fonds auprès des citoyens pour financer le développement des ombrières photovoltaïques au parc de la Beaujoire.

<https://www.ouest-france.fr/economie/energie/production-denergie-renouvelable-une-leeve-de-fonds-citoyenne-lancee-pour-le-site-de-la-beaujoire-062a1324-460a-11f1-8e6a-4938cf63b665>

Un beau projet de photovoltaïque citoyen s'apprête à sortir de terre cet été sur un lieu emblématique de Nantes : une partie des parkings du stade et du parc des expositions de la Beaujoire.

Le collectif y exploitera 1 680 panneaux pendant 30 ans, qui produiront 822 MWh par an

Pour atteindre 20 % de production d'énergies renouvelables locales en 2030, Nantes Métropole a créé en mars 2025 [une structure spécialisée pour porter des projets de production d'énergies renouvelables, la SAS Nantes Métropole Énergie](#). Cette société par actions simplifiée (SAS) est un outil d'investissement public qui va soutenir des projets de production d'énergies renouvelables sur le territoire de Nantes métropole.

Nantes Métropole a décidé d'équiper neuf parkings d'ombrières photovoltaïques. Elle a souhaité associer les citoyens à cette opération en confiant à CoWatt, assisté de trois collectifs de la métropole, Watt'Else, Sauterci et Voltface, le développement et l'exploitation d'une partie des ombrières des parkings du stade et du parc des expositions de la Beaujoire. CoWatt est l'outil mutualisé qui permet à des collectifs de citoyens de réunir leur épargne pour financer des centrales photovoltaïques et les exploiter en Loire-Atlantique, Vendée et Maine-et-Loire.

CoWatt a lancé la campagne de financement auprès des citoyens du projet Beaujoire MégaWatt. Le collectif y exploitera 1 680 panneaux, pendant 30 ans. Ils produiront chaque année 822 MWh, soit la consommation annuelle de 960 personnes, hors chauffage et eau chaude sanitaire. Les travaux sur le site sont prévus cet été. Pour investir dans ce projet, les citoyens achètent des actions CoWatt qui viennent soutenir le projet de leur choix.

(...)

D'autres projets

La Métropole projette de développer d'autres projets d'ombrières photovoltaïques (...)

Sur le parking de la Beaujoire, la production attendue par les ombrières photovoltaïques est estimée à 1 000 kWc, ce qui correspond à la consommation énergétique de 250 à 300 foyers.

Au total sur tout le territoire, pas loin de 16 000 m² de panneaux photovoltaïques seront déployés à partir de l'été 2026, pour une production annuelle estimée à 4 GWh par an.

Quatre éoliennes nouvelle génération remplaceront les huit anciennes entre Derval et Lusanger

Installées le long de la RD 775, entre Derval et Lusanger, les huit éoliennes, mises en service en 2007, vont être remplacées par quatre nouvelles, plus performantes.

<https://www.ouest-france.fr/pays-de-la-loire/derval-44590/quatre-eoliennes-nouvelle-generation-remplaceront-les-huit-anciennes-entre-derval-et-lusanger-c378bb88-505a-11f1-a26c-e3a6b5d66f0c>

De huit, le parc éolien va être réduit à quatre machines. « Tout en réduisant le nombre d'éoliennes, ce projet de renouvellement va augmenter sa puissance et sa production en favorisant la réduction des impacts grâce aux nouvelles technologies. Par exemple, les nouvelles éoliennes seront plus silencieuses », explique l'entreprise Statkraft sur son site.

Les machines prévues seront plus puissantes et plus grandes. D'une puissance unitaire de 5 MW, la tour mesurera jusqu'à 200 m de haut, pour un rotor de 150 m de diamètre. L'emplacement variera aussi, tout en restant dans la même zone du parc actuel.

Concernant le démantèlement des éoliennes actuelles, l'ensemble de leurs composants sera recyclé ou valorisé dans des filières spécifiques. (...)

Pourquoi Lhyfe, le pionnier nantais de l'hydrogène vert, a réduit ses effectifs et recentré ses investissements

Lhyfe a licencié une soixantaine de salariés, pour « s'ajuster » au retard pris par l'Europe sur le développement de cette énergie renouvelable. La croissance est là, comme en témoigne un nouveau contrat avec BMW, mais pas autant que prévu par la jeune entreprise.

<https://www.ouest-france.fr/economie/energie/energies-renouvelables/pourquoi-lhyfe-le-pionnier-nantais-de-lhydrogene-vert-a-reduit-ses-effectifs-et-recentre-ses-investissements-6c9fb8a2-4498-11f1-8492-0dabd481308d>

(...).

Et pourtant, quasiment dans le même temps, le fabricant d'hydrogène issu de l'électrolyse de l'eau a annoncé une multiplication par deux de son chiffre d'affaires, passé de 5 à 10 millions d'euros entre fin 2024 et fin 2025 (+ 50 % prévu en 2026). Et, ce jeudi 30 avril, la PME nantaise cotée en Bourse informe avoir décroché le marché d'approvisionnement du site autrichien Steir de BMW Group, là où la firme automobile allemande se prépare à la production en série de système de piles à combustible destinées au nouveau modèle X5 de BMW. La pile à combustible, c'est ce qui convertit l'hydrogène en énergie pour faire tourner le moteur, lequel ne recrache que de l'eau.

« Pour ce qui ne peut pas être électrifié »

Licenciements et croissance... Comment expliquer ce paradoxe ? Lhyfe s'adapte et s'ajuste en permanence, répond Maud Augeai, directrice commerciale. L'Union européenne avait fixé en 2020 un objectif de 40 GW d'électrolyse installés d'ici 2030 ; cinq ans plus tard, à mi-parcours, l'Europe n'est qu'à 1,5 % de l'objectif. Pour ne pas aller plus vite que la musique, Lhyfe réduit ses charges et priorise ses investissements sur les projets européens les plus matures et les mieux alignés avec les besoins actuels du marché.

[Le dernier baromètre de France Hydrogène](#) recense 2 146 véhicules hydrogène en circulation fin 2025, en France. Et 50 stations-service. La mobilité est-elle encore une priorité ? Elle reste l'un des piliers du développement de l'hydrogène vert, avec l'industrie, qui se développe de plus en plus. Cela permet de décarboner ce qui ne peut pas être électrifié, explique Maud Augeai. Cette énergie « confirme sa pertinence en complément des batteries électriques (comme pour la future BMW X5), notamment pour les usages intensifs, les véhicules nécessitant une forte autonomie et des temps de recharge rapides (taxis, chariots élévateurs, camions, etc.), ou dans des zones où le réseau ne peut supporter une électrification massive du parc ».

ELECTRIFICATION

Cent territoires d'électrification : les collectivités ont jusqu'au 1er juin pour candidater

Le Gouvernement veut faire émerger cent territoires d'électrification pour accélérer localement la sortie des énergies fossiles, avec à la clé un accompagnement renforcé pour les collectivités sélectionnées.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/ouverture-selection-collectivites-electrification-territoires-48013.php4>

(...)

L'objectif est d'accompagner des communes et des EPCI volontaires afin d'accélérer la sortie des énergies fossiles entre 2026 et 2030. Le programme vise notamment l'électrification des transports routiers ainsi que la suppression progressive du fioul et du gaz. Les préfets sont invités à identifier entre cinq et quinze communes ou EPCI d'ici le 1er juin prochain. « *Ces cent territoires d'électrification démontreront qu'une France sans énergies fossiles est possible et souhaitable* », peut-on lire dans l'instruction.

Des projets très concrets pour les collectivités

Installer des bornes publiques de recharge rapide, des pompes à chaleur (PAC), rénover le parc social ou encore électrifier l'industrie et l'artisanat : ces projets bénéficieront d'un accès prioritaire et facilité aux dispositifs de soutien. Ces aides ont été présentées dans le cadre du plan électrification et, pour la plupart, existent déjà : éco-prêt logement social de la Banque des territoires, [Fonds vert](#), [programme Edurenov](#) et bientôt [leasing social pour les PAC](#).

Les territoires sélectionnés bénéficieront d'un accompagnement de proximité coordonné par l'Ademe mais opéré par tous les services déconcentrés de l'État (Dreal, ANCT, Anah...). (...)

Quels territoires ont intérêt à se positionner ?

« *Les collectivités territoriales jouent un rôle majeur pour l'électrification, pour les usages dont elles sont responsables (bâtiments publics, transports en commun, réseaux de chaleur, etc.), et plus généralement pour animer leurs territoires et créer des dynamiques collectives* », estime le Gouvernement. Ce dernier cible en priorité des territoires où la dynamique d'électrification est déjà engagée, avec des exécutifs locaux jugés capables d'entraîner l'ensemble des acteurs du territoire et des projets déjà identifiés dans les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET), la mobilité ou la rénovation énergétique.

(...)

Les cent territoires retenus seront annoncés fin juin. Ils devront ensuite formaliser leurs engagements dans des feuilles de route pluriannuelles d'ici le 20 septembre. Pour les collectivités lauréates, l'été 2026 s'annonce donc particulièrement électrique.

Système électrique : de nouvelles règles approuvées pour le réglage de tension

Alors que les hausses de tension sont plus fréquentes et que cette tendance est appelée à s'accroître dans les années à venir, la CRE a validé de nouvelles règles pour la participation des producteurs au réglage de tension. Elles s'appliqueront en 2027.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/equilibre-reseau-electrique-reglage-tension-enr-remuneration-47989.php4>

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a approuvé (1) les nouvelles règles relatives aux services systèmes tension, proposées par le gestionnaire de réseau RTE. Elles entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2027.

« *Historiquement, le réglage de la tension sur le réseau de transport d'électricité est fourni par les installations de production synchrone raccordées au réseau de transport (les installations de production nucléaires, hydrauliques et thermiques). Toutefois, les évolutions en cours du système [électrique] font apparaître de nouvelles contraintes de tension et mettent en lumière le rôle essentiel de la gestion de la tension pour assurer la stabilité du système* », explique-t-elle.

Un enjeu croissant

Jusqu'à présent, les gestionnaires étaient plutôt amenés à gérer des phénomènes de baisse de tension, liés à un arrêt de production ou à un pic de consommation. Désormais, les hausses de tension constituent un véritable enjeu.

RTE a observé une hausse de leur fréquence ces dernières années et prévoit une aggravation sur la période 2025-2039.

La ou plutôt les raisons ? La mise en souterrain du réseau, l'évolution des usages, l'augmentation des périodes de faible consommation et/ou de forte production renouvelable. Ce sont d'ailleurs des oscillations de tension, des lacunes dans son contrôle et celui de la puissance réactive, des réductions rapides de production et des capacités de stabilisation inégales qui ont fini par entraîner des hausses de tension en Espagne, le 28 avril 2025. Ces hausses ont, à leur tour, engendré des déconnexions en cascade qui ont conduit à la [panne générale](#) touchant l'Espagne et le Portugal, selon les conclusions de l'Entso-e, le réseau des gestionnaires européens de réseaux de transport d'électricité.

Augmenter la participation et la fiabilité

Dans son schéma décennal de développement du réseau ([SDDR](#)), présenté en février 2025, RTE prévoit plusieurs évolutions pour gérer les hausses de tension : installer 210 selfs ([2](#)) additionnelles (ou bobinages) à l'horizon 2040, réduire les injections d'énergie réactive en provenance des réseaux de distribution et accroître la participation des moyens de [stockage](#) et de production, notamment renouvelable, au [réglage de tension](#). C'est sur ce dernier point que portent les règles approuvées par la CRE.

Pour les obligations de [participation au réglage de tension](#) déjà en place, RTE a proposé de revoir la rémunération afin qu'elle rende mieux compte de la disponibilité et de la participation effective des moyens de production. Ce à quoi n'étaient pas vraiment favorables les acteurs consultés. RTE prévoit la mise en place d'un groupe de travail annuel pour tirer les leçons du retour d'expérience. La CRE valide l'évolution des modalités de rémunération.

RTE propose également de renforcer les pénalités et sanctions en cas de défaillance de l'entité de réglage, notamment pour l'absorption de puissance réactive, ce à quoi est favorable la CRE.

Lorsqu'elles sont inactives, les installations de productions peuvent également fournir, de manière facultative, des compensations synchrones (centrales thermiques, nucléaire, hydroélectricité) ou statique (solaire et éolien). RTE propose une rémunération couvrant le coût de démarrage, de fonctionnement et de maintenance de ces installations en contrepartie de leur participation. « RTE estime que la fourniture de compensation statique par davantage d'installations, notamment éoliennes et solaires, est essentielle afin de disposer de moyens de réglages suffisants dans les années à venir », souligne la CRE, qui valide cette évolution.

1. Consulter la délibération de la CRE

https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2026/260409_2026-76_Regles_services_systeme_tension_RTE.pdf

2. Matériel électrique permettant notamment de diminuer le niveau de tension en cas de faible consommation sur le réseau électrique haute tension.

Tarifs réglementés : les propositions de la CRE pour flexibiliser la demande

La Commission de régulation de l'énergie a publié sa proposition pour expérimenter des tarifs réglementés d'électricité flexibles pour les petits consommateurs. Deux groupes testeront des tarifs différents selon les plages horaires, l'été et/ou l'hiver.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/flexibilite-consommation-electricite-tarifs-reglementes-heures-pleines-creuses-pointe-47980.php4>

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié sa proposition d'expérimentation pour flexibiliser les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE) applicables aux petits consommateurs (3 à 6 kVA). La mise en place de cette expérimentation a été autorisée par un décret du 30 avril 2026 ([1](#)). L'objectif : évaluer la capacité de ces consommateurs à [adapter leur demande d'électricité](#) et certains usages, en réponse à des signaux

tarifaires fixés en fonction des [besoins du système électrique](#) (forte production/faible demande, pointe de consommation...).

Des tarifs qui évoluent

Pour accentuer la flexibilité des consommateurs, plusieurs signaux ont déjà été mis en place ou sont en cours de l'être : réforme des heures pleines/creuses (HPHC) dans le Turpe 7 (progressivement mise en place jusqu'en 2027), renforcement de l'attractivité de l'option HPHC, suppression progressive de l'option base pour les clients résidentiels aux puissances élevées (18 à 36 kVA) et mise en extinction pour les puissances moyennes (9 à 15kVA).

« Ces consommateurs sont aujourd'hui majoritairement en option base, c'est-à-dire qu'ils disposent d'un même tarif toute l'année, quelle que soit l'heure de la journée. S'ils possèdent des usages moins flexibles individuellement, ils représentent un nombre conséquent de clients (13 millions au total, dont 7,5 millions aux TRVE) et donc un potentiel significatif de flexibilité », souligne la CRE.

Une enquête qualitative auprès des clients et une évaluation de l'évolution des comportements, menée par EDF, seront réalisés pour tirer le bilan de l'expérimentation, d'ici janvier 2028.

Trois groupes tests et des plages horaires différentes

L'expérimentation durera un an, du 1er octobre 2026 au 1er octobre 2027, pour tester toutes les saisons. Elle portera sur un nombre restreint de clients résidentiels : 6 600 tirés aléatoirement au sort parmi ceux étant au tarif base, quatre mois avant le début de l'expérimentation. Les clients retenus pourront refuser de ne pas participer ou choisir d'interrompre leur participation à tout moment.

(...)

« La structure des grilles tarifaires expérimentales repose sur une analyse historique des prix horaires sur le marché de l'électricité ainsi que des habitudes de consommation des clients dans la catégorie de l'option « Base » étudiée », explique la CRE. Les tarifs proposés aux deux premiers groupes permettent notamment d'expérimenter une seule pointe, ou deux en hiver et, pour l'un, l'adaptation des consommations en été pendant les [heures creuses](#).

Les clients participants recevront chaque mois un bilan des économies réalisées, sous forme de solde virtuel leur permettant de constater la différence de facture. À l'issue de l'expérimentation, ils retrouveront leur tarif base.

(...)

1. Consulter

le

décret

<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000054027020>

« L'ampleur devient assez spectaculaire » : l'inquiétante spirale des prix négatifs de l'électricité

Surabondance d'énergie solaire, maintien de réacteurs nucléaires pour stabiliser le réseau... de puissants facteurs se conjuguent et la France ne sort pas de la spirale des prix de marché négatifs. Au contraire. Et pourtant, des pare-feu sont mis en place.

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/lampleur-devient-assez-spectaculaire-linquietaute-spirale-des-prix-negatifs-de-lelectricite-2230454>

Le marché de l'électricité est-il devenu fou ? Alors que le baril de pétrole tutoie les sommets, le prix des électrons a touché un plus bas historique en France le 1^{er} mai à 13 h 30, à -498,65 euros le MWh. A ce moment-là, les

énergéticiens ont dû payer pour écouler leur production car l'électricité ne peut être stockée (ou seulement quelques heures) en attendant des jours meilleurs, contrairement aux hydrocarbures.

Dimanche 26 avril, les prix sur les marchés de gros avaient déjà plongé à -478,80 euros dans l'Hexagone. Le précédent record, de -200 euros le MWh à l'époque, remonte à juin 2013, indique Epex, la principale Bourse européenne de l'électricité.

Contagion européenne

Le phénomène inédit des derniers jours est le résultat d'un cocktail détonant, entre une consommation atone dans l'Hexagone et une production toujours plus abondante en raison [du développement des énergies renouvelables](#) et du rétablissement du parc nucléaire d'EDF. « Un week-end prolongé accentue l'écart entre offre et demande pour peu qu'il soit ensoleillé et venté, ce qui dope la production photovoltaïque et éolienne », explique Mathieu Pierzo, directeur des marchés chez RTE, le gestionnaire des lignes à haute tension.

La situation de l'Hexagone n'est pas un cas isolé. En Allemagne, le plancher technique de -500 euros le MWh a été frôlé le 1^{er} mai, à -499,99 euros le MWh. Tout comme en Belgique et aux Pays-Bas. En conséquence, Epex a annoncé mardi que la cotation minimale « day ahead » (la référence du marché, dont les prix sont fixés la veille de la cotation) sera mécaniquement abaissée à -600 euros à partir du 28 mai. De quoi augurer de nouveaux records à la baisse.

« L'ampleur des prix négatifs devient assez spectaculaire, estime Xavier Barbaro, président du producteur d'énergie renouvelable Neoen. On est en train de redéfinir le paysage européen de l'électricité, il faut utiliser de nouvelles lunettes pour lire la situation. »

(...)

19 % de temps négatif en avril

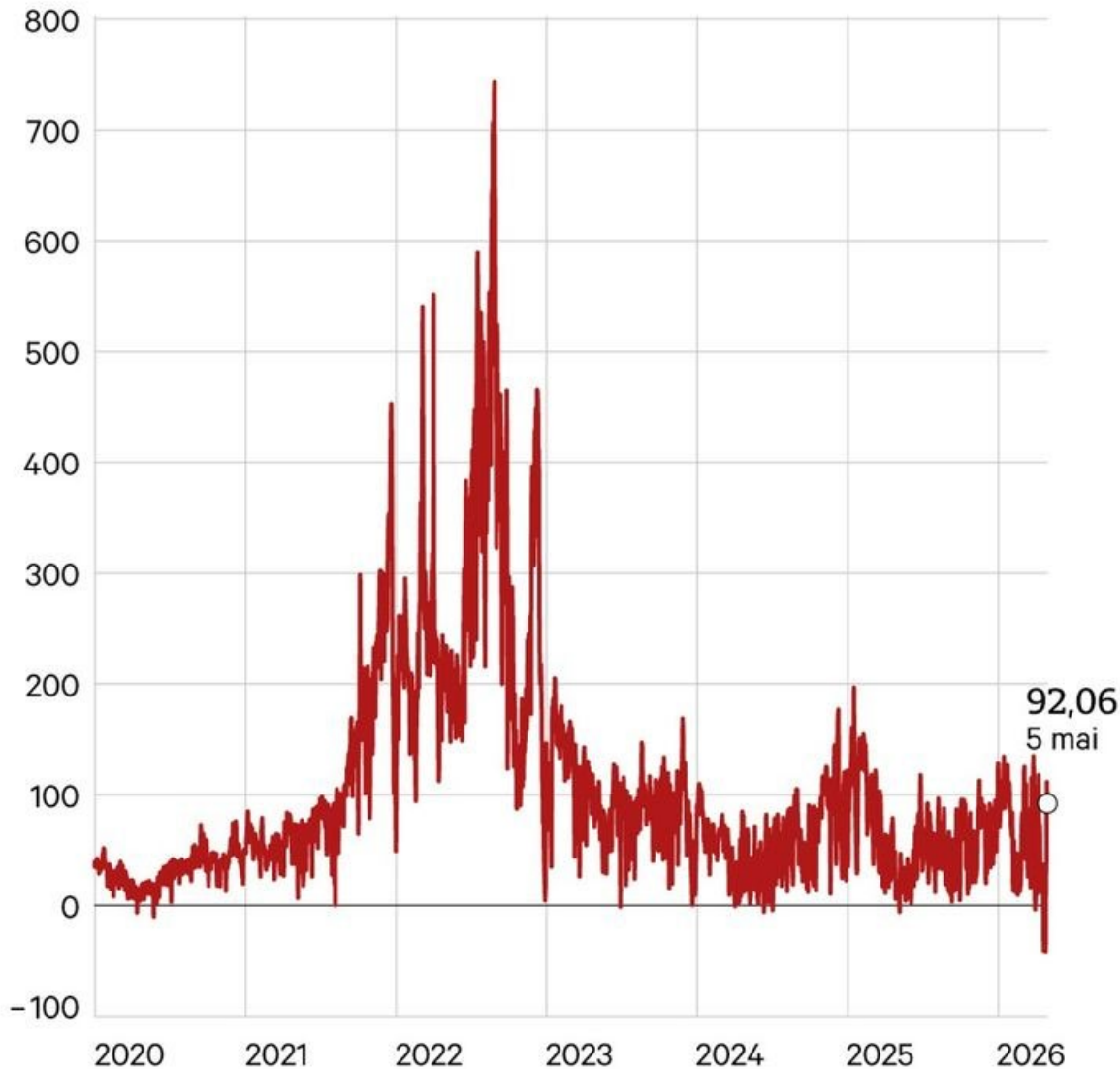
(...)

La situation du 1^{er} mai n'est pas isolée. Sur les quatre premiers mois de l'année, Epex a relevé 209 heures à prix négatif en France en « day ahead » (prix pour le lendemain), deux fois plus qu'en 2025 et 2024 à la même période. Avec, pour la première fois, des cotations inférieures à zéro dès le mois de février, lorsque la météo a été très clémente. En avril, les prix ont même été dans le rouge 19 % du temps, selon RTE. Autre nouveauté : des journées entières où le prix moyen est inférieur à 0 euro...

La volatilité va elle aussi croissant, avec des écarts de prix pouvant atteindre plusieurs centaines d'euros dans une même journée. « En avril, le spread journalier a grimpé à 143 euros le MWh en moyenne, pointe [Jean-Yves Stephan](#), cofondateur de Storio Energy. L'amplitude journalière atteignait seulement 25 euros en moyenne sur l'année 2019 et 90 euros en 2025. » Sur le marché plus confidentiel des cotations en continu (intraday), elle peut même atteindre plusieurs milliers d'euros.

Marché de l'électricité : une volatilité qui s'installe au-delà de la crise énergétique de 2022

Prix moyens en euros par mégawattheure (pour livraison le lendemain), en France



« LES ECHOS » / SOURCE : EPEX

(...)

Une partie des vieux parcs solaires et éoliens, dont l'Etat achète toute la production quels que soient les prix de marché, doit désormais s'arrêter quand ils passent en territoire négatif. Au total, « des progrès considérables ont été réalisés en un an, avec 18 GW de renouvelables en plus qui contribuent à l'équilibrage du système en temps réel », précise sur LinkedIn Thomas Veyrenc, directeur général économie, stratégie et finances de RTE.

Plus de nucléaire pour équilibrer la tension

Côté consommation, la réforme des heures pleines-heures creuses, qui vise à déplacer une partie des heures à bas prix de la nuit à l'après-midi, entre en vigueur progressivement. Mais les changements ne sont visiblement pas assez rapides. « Le phénomène des prix négatifs est encore plus important qu'il y a un an, alors qu'on pensait

qu'on s'en sortirait mieux grâce à un meilleur pilotage des arrêts des centrales éoliennes et solaires », relève Clément Métayer, directeur des marchés de l'énergie chez Alterna et Sorégies.

Par ailleurs, pour prévenir les variations locales de tension liées à l'intermittence des énergies renouvelables, et donc une éventuelle réplique du black-out espagnol de l'an dernier, RTE peut imposer à EDF de maintenir en production certains réacteurs nucléaires. Ce service rémunéré d'imposition de puissance, qui peut empêcher EDF [de moduler à la baisse](#) en cas de prix négatifs, fait l'objet d'un accord-cadre validé fin mars par la CRE.

« Ces dernières semaines, les 6 à 7 GW de nucléaire mobilisables par RTE ont accentué le phénomène de prix négatifs », avance Clément Métayer. Sept réacteurs sont concernés, dont cinq dans le Sud-Ouest (à Blayais, Civaux et Golfech), où le réseau est plus fragile. EDF ne fait pas de commentaires.

« Les contrats que passe RTE pour gérer la tension avec les producteurs, dont EDF, ne visent pas à modifier l'équilibre offre-demande mais à répartir différemment la production sur le territoire, explique de son côté Mathieu Pierzo. Ce qui pèse le plus aujourd'hui dans la formation des prix, c'est la faible consommation électrique, stable depuis le début de l'année. » D'où [le plan d'électrification](#) annoncé par le gouvernement Lecornu, pour utiliser les surplus en accélérant les ventes de voitures électriques et pompes à chaleur.

NUCLEAIRE

« Les guerres en Ukraine et en Iran ont transformé la relance du nucléaire en nécessité indiscutable »

La concrétisation des projets de relance de l'atome ne doit pas faire oublier que le nucléaire n'est pas une énergie « comme les autres », notamment à l'heure où les conflits montrent crûment que ces infrastructures critiques peuvent devenir des cibles militaires.

https://www.lemonde.fr/idees/article/2026/05/03/les-guerres-en-ukraine-et-en-iran-ont-transforme-la-relance-du-nucleaire-en-necessite-indiscutable_6684999_3232.html

Résumé de cet article du Monde :

La relance du nucléaire, accentuée par les conflits en Ukraine et en Iran, soulève des enjeux de sécurité, de dépendance et de vulnérabilité.

Contexte historique et politique

- Quarante ans après Tchernobyl, la relance nucléaire mondiale s'accélère, notamment en France, en Allemagne et en Belgique.
- La guerre et la crise énergétique renforcent la nécessité perçue du nucléaire, malgré son passé catastrophique.
- La France poursuit ses projets, comme le réacteur EPR de Penly, avec peu de protestations publiques.

Risques et vulnérabilités

- Les infrastructures nucléaires peuvent devenir cibles militaires, comme l'attaque de drones sur Tchernobyl en 2025.
- La sécurisation des petits réacteurs modulaires et des réacteurs à neutrons rapides pose des défis techniques et sécuritaires.

- Ces réacteurs, plus complexes, présentent des risques accrus en cas d'accident grave, notamment avec le sodium liquide.

Perspectives et enjeux

- La dépendance aux combustibles fossiles et la menace de conflits renforcent l'intérêt pour le nucléaire.
- La versatilité politique complique la sécurité, avec des projets comme Astrid abandonnés en 2019.
- La situation géopolitique et économique pousse à une relance, tout en soulignant les risques liés à la militarisation et à la sécurité des infrastructures nucléaires.

Cigéo : l'enquête publique s'ouvre à Bure malgré l'opposition des ONG

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/cigeo-enquete-publique-48018.php4>

Ce lundi 18 mai 2026, a débuté l'enquête publique préalable (1) relative à la création du centre de stockage de déchets radioactifs à Bure (Haute-Marne). Ce projet, [déclaré d'utilité publique](#), est destiné à [stocker](#) quelque 83 000 m3 de déchets radioactifs, dont 73 000 m3 de déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) et 10 000 m3 de haute activité à vie longue (HA-VL)

En mars dernier, la préfète de la Haute-Marne [avait annoncé l'avancement de l'enquête publique](#), initialement prévue à la fin de l'année 2026, au mois de mai. L'arrêté interpréfectoral du 09 avril 2026 (2) avait consolidé cette annonce, et fixé à 45 jours sa durée, soit jusqu'au 2 juillet 2026.

Neuf ONG (3) [avaient dénoncé cette accélération](#) du calendrier destinée, selon elles, à signer le décret d'autorisation avant l'élection présidentielle. (...)

« *Nous ne nous arrêtons pas là* » a déclaré la Coordination Stop Cigéo. Cette dernière a d'ores et déjà annoncé interpellé la nouvelle préfète de la Meuse pour renouveler leurs demandes.

Nucléaire : le généreux financement des réacteurs d'EDF par l'État suscite des doutes à Bruxelles

La Commission européenne émet des doutes sur le généreux financement imaginé par le gouvernement français propose les futurs réacteurs nucléaires d'EDF. On découvre au passage que le dispositif, avantageux pour EDF, est potentiellement coûteux pour les finances publiques.

<https://www.ouest-france.fr/environnement/nucleaire/nucleaire-le-generoux-financement-des-reacteurs-dedf-par-letat-suscite-des-doutes-a-bruxelles-284339ee-4d4a-11f1-aaad-3dc0b7ad690d>

(...)

Un prêt bonifié, à quel coût pour l'État ?

On savait déjà que l'État accorderait un prêt couvrant 60 % du montant prévu. Selon le devis présenté par EDF, celui-ci est de 72,8 milliards d'euros valeur 2020, soit 85,1 milliards d'euros valeur 2026 (du fait de l'inflation). Ceci, sans prendre en compte le coût des intérêts et à condition qu'il n'y ait pas de retard. Le prêt couvrirait 51 milliards en valeur 2026, sur une durée de 35 ans.

Le taux auquel l'État prêterait à EDF est de 3 %. Ceci via la Caisse des Dépôts. Nul ne sait quelles seront les conditions du marché lorsque les fonds devront être levés. Mais aux conditions actuelles, un taux de 3 % est en dessous des taux qu'EDF obtient actuellement (plus de 6 % pour ses dernières obligations à 30 et 40 ans, 4,5 % pour celles à 20 ans).

C'est même en dessous du taux auquel l'État français emprunte lui-même (plus de 4 % pour ses dernières obligations à 20, 30 et 40 ans). Si, au moment de commencer le financement des EPR2, un tel écart existait encore, c'est donc bien l'État qui paierait cet avantage financier.

D'autres coups de pouce sont prévus : EDF ne commencerait à rembourser l'État que quatre ans après que les réacteurs commenceront à produire de l'électricité, sans avoir à rembourser d'intérêts du tout durant toute la phase de construction.

C'est également l'État qui prendrait en charge un dépassement du coût, s'il devait s'emballer.

Cela n'a rien de théorique. Tous les EPR construits ces dernières années - en Finlande, en France, au Royaume-Uni et même en Chine - ont coûté plus cher que prévu, [comme l'a relevé la Cour des comptes](#).

Ainsi, jusqu'à 15 milliards d'euros de dépassement, c'est EDF qui financera, mais si le devis dérape davantage, de 15 à 30 milliards, c'est l'État qui financera.

Un prix garanti, à quel coût pour l'État ?

Il y a, enfin, les conditions de vente de l'électricité produite. Une précision est apportée au type de contrat - dit contrat pour la différence (CFD) - par lequel l'État prévoit de garantir à EDF une fourchette de prix de vente de son électricité, en le subventionnant si le prix du marché est en dessous de la limite basse, et en récupérant les profits s'il se situe au-dessus de la limite haute. Le seuil bas est de 90 € et le seuil haut de 120 €, ce qui est nettement au-dessus du prix « cible » régulièrement évoqué, de 100 €. Il est précisé qu'il s'agit de seuils indicatifs, qui seront revus au moment de la livraison du premier réacteur.

À ce stade, on peut relever que cette fourchette de prix se situe au-dessus du [prix de gros moyen de l'électricité sur le marché français en 2024 et 2025](#), où il a été de 58 et 61 € le mégawattheure (MWh).

(...)

Peut-être l'électrification des voitures, du chauffage, de l'artisanat, de l'industrie, encouragée par le gouvernement au travers d'[un plan récemment publié](#), poussera-t-elle la consommation - et donc les prix - vers le haut ? Mais à cette heure, ce n'est pas la tendance. Se pose donc la question du coût, pour les finances publiques, d'un contrat signé pour 40 ans garantissant à EDF un niveau de prix minimum - 90 € - plus élevé que les prix du marché - une soixantaine d'euros.

Un prix de revient encore inconnu

De leur côté, les autorités françaises plaident auprès de Bruxelles le fait que la consommation électrique va croître de presque moitié d'ici à 2050. Dans la même période, nombre des réacteurs actuels atteindront ou dépasseront les soixante ans d'activité et pourraient être arrêtés.

Mais quel serait le prix de revient du mégawattheure produit par les EPR2 ? Les paramètres arrêtés par l'État français et EDF - modalités de financement, montant du devis - étant connus, il devrait pouvoir être calculé à titre d'hypothèse. Interrogé, EDF ne fournit pas de valeur actualisée et rappelle que le Conseil de politique nucléaire a confirmé un objectif de contrat pour différence de 100 €/MWh (en euros 2024) pour le programme EPR2.

Il ne s'agit ni d'un prix de vente garanti pour les consommateurs, ni un tarif administré, mais un prix de référence destiné à sécuriser les revenus du programme et à maîtriser, sur le long terme, le coût global pour la collectivité. Ce prix sera formalisé à l'issue du processus d'examen et de validation par la Commission européenne, précise EDF.

On relève que cette valeur de 100 € le mégawattheure est nettement supérieure aux 64 € de la production du parc existant d'EDF, amortis depuis longtemps. Et qu'il est aussi supérieur de dix euros à la dernière estimation connue pour les EPR2, fournie par EDF à la direction interministérielle du nouveau nucléaire, fin 2023, qui était de 79,90 € en valeur 2020, soit 91,70 € en valeur 2024.

Dans le domaine des énergies renouvelables, [le très grand appel d'offres](#) que l'État s'apprête à lancer pour 10 gigawatts d'éoliennes offshore - soit l'équivalent de 4 réacteurs nucléaires EPR 2, en tenant compte de l'intermittence du vent - le gouvernement souhaitera un prix de vente inférieur à 100 € alors qu'une grande partie des parcs devra comporter des éoliennes flottantes, les plus coûteuses.

Une assurance tous risques, également aux frais de l'État

Enfin, en plus du prêt et de la garantie du prix de vente, l'État prévoit un troisième volet : un partage des risques. Selon un calcul qui n'est pas précisé, l'État couvrira les pertes générées par certains motifs légitimes. Une super assurance dont rêverait tout industriel.

On retrouve parmi ces « motifs légitimes » les attentats terroristes, les risques géopolitiques, les catastrophes naturelles. Plus étonnant, la liste comprend aussi les problèmes liés au réseau électrique, aux procédures administratives ou judiciaires, aux nouvelles réglementations - le sujet n'a rien de théorique, car la catastrophe de Fukushima a généré une coûteuse mise aux normes de tous les réacteurs français - aux attaques cyber et même aux événements climatiques.

Chez Greenpeace, on fait remarquer à ce propos que déjà, le réchauffement des cours d'eau amène de plus en plus souvent à stopper les réacteurs et que cela ira croissant au cours des 70 à 100 ans à venir au cours desquels ces réacteurs doivent fonctionner.

Sécuriser les investisseurs privés ?

L'ensemble de ces conditions très protectrices a-t-il été élaboré seulement pour garantir la viabilité financière d'EDF ? Pour l'aider à emprunter les 40 % du coût des EPR2 qui lui incombent ? Ou aussi pour séduire des investisseurs privés qui, à défaut d'entrer au capital de la filiale d'EDF qui possédera les EPR2 - puisque son ouverture à d'autres actionnaires n'est pas envisagée - pourraient signer les nouveaux contrats dits CAPN ? Avec ces contrats d'allocation de production nucléaire, les grands industriels bénéficient d'un prix bas sur une longue durée en échange d'un partage des risques et du versement d'une avance à EDF.

Quoi qu'il en soit, l'État français souligne le fait qu'en raison des particularités de l'industrie nucléaire - risques, coût et durée du projet - un investisseur privé ne lancerait pas un tel investissement dans les conditions normales du marché. L'État français indique même que sans les aides, le taux de rentabilité ne serait que de 1 à 3 %. Très en dessous du taux de rentabilité interne moyen recherché par les investisseurs ([autour de 10 %](#)). Pour le gouvernement français, un tel taux serait insuffisant pour justifier une décision d'investissement de la part d'EDF.

Quelle réaction de Bruxelles ?

(...)

La question qui se pose est de savoir si la Commission européenne va accepter en l'état le dispositif élaboré par le gouvernement, d'une importance capitale pour EDF.

L'État français plaide pour sa part l'utilité d'une électricité abondante, fiable et décarbonée. Il rappelle également que le mode de financement est inspiré de ce qui a été validé par Bruxelles pour une centrale en République tchèque.

La Commission conteste de longue date à l'hégémonie dont bénéficie le groupe public dans l'Hexagone - elle a engagé deux contentieux à propos du traitement de faveur dont bénéficient les barrages d'EDF - alors que le géant public tricolore est conquérant à l'export. EDF s'est implanté en Italie et au Royaume-Uni, alors que ce dernier pays faisait encore partie de l'Union. (...)

Bruxelles doit donc vérifier que les aides sonnantes et trébuchantes que l'État français entend apporter à son champion national ne faussent pas la concurrence, valeur cardinale de la construction européenne. A ce stade, en dépit des nombreux échanges avec Paris, elle multiplie les sujets de doutes sur les modalités accordées par l'État français à son énergéticien public.

Un procédé « pas très démocratique »

Du côté des promoteurs des énergies vertes, on regrette d'en découvrir les contours petit à petit et de manière pas très démocratique, indique Jules Nyssen, président du syndicat des énergies renouvelables. Cela fait, selon lui, beaucoup d'argent public engagé dans une filière à capitaux 100 % publics, depuis la production du combustible jusqu'à son traitement. Il évoque une prise de risque économique pour le contribuable. Et dénonce donc la tromperie intellectuelle de ceux qui veulent arrêter la mise en place de nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables au motif de leur coût budgétaire. Il ne remet pas en cause le nucléaire, mais estime que le mix énergétique est décidé sans transparence sur les coûts.

Nationalisation à 100% du groupe EDF : la Cour des comptes perplexe

<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/nationalisation-100-du-groupe-edf-la-cour-des-comptes-perplexe-260528>

Une opération "coûteuse", à la nécessité "pas démontrée": la nationalisation à 100% d'EDF décidée en 2022 par le gouvernement dans un contexte de crise énergétique et de relance du nucléaire, laisse perplexe la Cour des comptes.

Près de 9,7 milliards d'euros

La montée de l'État de 84% à 100% du capital du géant de l'énergie a coûté près de 9,7 milliards d'euros, selon un rapport de l'institution publié jeudi, qui ajoute que la "nécessité" de l'opération "n'est pas démontrée à ce stade".

(...)

Mais, selon la Cour des comptes, avant la mise en oeuvre de cette prise de contrôle totale actée en 2023, "les pouvoirs publics exerçaient déjà un fort niveau de contrôle" sur EDF, grâce à une détention "largement majoritaire de son capital" (environ 84%), d'une part, ainsi que via les décisions de politique énergétique et la régulation du marché de l'énergie, d'autre part.

« Avantages difficilement identifiables »

A l'époque, EDF fait face à de nombreuses difficultés: une dette importante, des déboires dans la construction de l'EPR de Flamanville et un problème de corrosion affectant le parc des réacteurs nucléaires à un moment où l'assèchement des livraisons de gaz russe, lié à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, menaçait l'Europe de pénuries d'énergie.

La prise de contrôle totale d'EDF par l'Etat devait donc non seulement permettre aux deux acteurs d'agir plus vite face à la crise énergétique, mais également de "mener dans les meilleurs délais" la relance du nucléaire engagée en 2022 par Emmanuel Macron, tout en donnant de meilleures "marges financières" à l'entreprise publique, selon les mots de la Première ministre de l'époque, Elisabeth Borne.

Or quatre ans plus tard, les "avantages réels retirés par l'Etat de la prise de contrôle à 100% sont difficilement identifiables, malgré l'ampleur des moyens mobilisés", écrivent les Sages de la rue Cambon. L'"effort" budgétaire requis pour l'opération a été "d'autant plus important" qu'il est intervenu dans un contexte de "dégradation des finances publiques", note l'institution.

Mais aurait-il pu être inférieur? La Cour des comptes s'interroge. Selon elle, le prix retenu pour l'offre de l'Etat, soit 12 euros par action, était significativement supérieur au coût moyen de l'action observé en Bourse sur le semestre précédent (8,27 euros, dit la Cour). La prime aurait pu être "plus faible", estime la Cour.

(...)

Démantèlement et stockage de déchets : les deux sujets qui préoccupent l'ASNR

Si la sûreté du parc nucléaire français reste jugée satisfaisante, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection alerte sur les retards de démantèlement et l'enlisement des décisions sur les déchets radioactifs.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/rapport-annuel-surete-nucleaire-asnr-48063.php4>

(...)

Démantèlement : un enjeu massif pour le CEA

En 2025, l'ASNR constate que « *la qualité de conduite du parc nucléaire s'est améliorée* », selon son président Pierre-Marie Abadie. Les inspections réalisées sur les 57 réacteurs en fonctionnement révèlent « *un niveau de sûreté maintenu à un bon niveau* ». EDF a, semble-t-il, amélioré la gestion des arrêts de maintenance et le sujet de la corrosion sous contrainte est « *sous contrôle* », selon le commissaire Olivier Dubois. 2025 a été marqué par le démarrage et la montée en puissance de l'EPR de Flamanville avec de nombreux événements liés à la transition entre la phase chantier et l'exploitation du réacteur « *sans impact majeur sur la sûreté nucléaire* ». L'ASNR a également poursuivi, en 2025, les préparatifs pour l'allongement de la durée de vie des réacteurs.

Ce qui l'inquiète le plus est plutôt à trouver du côté des anciens réacteurs et des nombreux sites nucléaires en démantèlement. À l'heure de la relance du nucléaire, l'ASNR alerte sur la tentation de détourner l'attention et les moyens des installations plus anciennes. La commissaire Stéphanie Guenot Bresson constate déjà une sorte de « *concurrence avec les chantiers de constructions* » pour la disponibilité de moyens lourds d'intervention communs aux deux activités. « *Malgré des efforts de hiérarchisation et de priorisation de la part des exploitants concernés, l'ASNR constate que, faute de ressources suffisantes, de nombreux démantèlements sont retardés, ce qui augmente la charge patrimoniale associée, mais aussi les risques pour l'environnement et les personnes, y compris celles en charge de surveiller ces installations arrêtées.* »

(...)

Déchets nucléaires : l'ASNR s'impatiente

En 2025, l'ASNR a achevé l'instruction technique du [projet Cigéo](#) et le dialogue avec les parties prenantes. Elle a rendu un avis en fin d'année dans lequel elle estime que « *la démonstration de sûreté a atteint un niveau de maturité suffisant à ce stade* ». L'inventaire des déchets proposé par l'Andra est jugé « *solide* » pour encadrer le stockage. Enfin, le calendrier global du projet est considéré comme « *réaliste* », malgré des compléments attendus et une forte attente du public. « *Sur les déchets, la seule décision prise est celle de Cigeo, constate la commissaire Stéphanie Guenot Bresson. Pour les autres, de nombreuses études ont été menées mais les décisions ne sont pas prises* ».

L'ASNR misait pourtant sur le cinquième PNGMDR pour encourager l'État à aller plus vite. Alors qu'il arrive à sa fin, l'Autorité n'a plus qu'à espérer que le sixième plan « *priorise les sujets opérationnels et anticipe les politiques énergétiques et de soin* ». L'incertitude pèse encore sur la gestion des déchets de très faible activité (TFA) et notamment la valorisation potentielle des bétons et gravats issus du démantèlement. Pour les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL), une décision d'implantation d'une installation de stockage sur le territoire de la commune de Vendeuve-Soulaines doit être actée. L(...)

1. Consulter le rapport ASNR sur l'année 2025

<https://www.asnr.fr/sites/asnr/files/2026-05/Rapport-ASNR-sur-l-etat-de-la-surete-nucleai>

MATIERES PREMIERES , METAUX

Terres rares : un plan national pour accélérer sur la voie de la résilience

Les ministres de l'Économie et de l'Industrie ont présenté un plan sur les terres rares et les aimants permanents visant à sécuriser les approvisionnements, soutenir les projets locaux de raffinage et de transformation, en s'assurant que la demande suive.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/terres-rares-minerais-strategiques-extraction-transformation-recyclage-47959.php4>

À l'occasion d'un déplacement à Lacq (Pyrénées-Atlantiques), sur le site de de la future usine Caremag, les ministres Roland Lescure et Sébastien Martin ont annoncé, ce mardi 5 mai, un plan national sur les terres rares et les aimants permanents. Ce plan, qui porte à la fois sur le développement de l'offre et la stimulation de la demande, vise à accroître la résilience de l'économie française, dans un contexte de [tensions croissantes](#) sur les approvisionnements en minerais stratégiques.

(...)

Au-delà de la diversification et la sécurisation des approvisionnements, sur lesquels la France travaille depuis plusieurs mois, le plan vise à soutenir la production, le traitement, le raffinage, la transformation et le [recyclage](#), notamment sur le territoire national. Le deuxième levier de ce soutien porte sur la stimulation de la demande, en conditionnant les aides publiques à des objectifs de diversification des approvisionnements, dans le secteur automobile et l'éolien en mer.

En parallèle, le ministre va porter ces questions de souveraineté lors d'un G7 dédié aux minerais critiques, jeudi 7 mai.

Créer les maillons manquants sur le territoire national

« La France est précurseur. Nous produirons à l'horizon 2030, des oxydes de terres rares pour satisfaire 10 % de la demande mondiale en terres rares lourdes, soit 100 % des besoins européens, et 25 % des besoins européens en terres rares légères ; des alliages de terres rares permettant de répondre à environ 10 % des besoins de l'industrie européenne et des aimants NdFeB (1) [néodyme-fer-bore] 100 % recyclés notamment pour l'éolien en mer », se félicite le ministère de l'Économie. Cette production sera réalisée à [Lacq](#), La Rochelle et [Grenoble](#).

Mais « le chemin ne s'arrête pas là : il faut amplifier l'effort dès 2026 », indique Bercy. D'où la présentation de ce plan, contenant plusieurs mesures.

Pour soutenir les approvisionnements, la garantie des projets stratégiques, opérée par BPI France, va être assouplie pour les [projets d'extraction](#) à l'étranger. Le Gouvernement se dit également prêt à échanger avec des traders sur la mobilisation de ces garanties pour sécuriser les approvisionnements en minéraux stratégiques.

Les projets français

L'Europe ne dispose pas aujourd'hui, ou très peu, de capacités de raffinage et de production d'alliages opérationnelles. Les usines de Lacq et de La Rochelle (soutenues par Industrie verte et France 2030) devraient produire, en 2030, 3 800 tonnes d'oxydes de terres rares légères et 800 tonnes de terres rares lourdes, qui devraient s'ajouter aux 3 000 tonnes de terres rares légères produites par la future usine Neon en Estonie.

A La Rochelle, le projet porté par Solvay vise à moderniser et étendre le site pour en faire « l'une des rares installations hors de Chine capables de traiter l'ensemble des terres rares ». Il visera à séparer les oxydes de terres rares (néodymes, préséodymes, samarium, yttrium et gadolinium) en s'appuyant sur des approvisionnements primaires et sur le recyclage des matériaux.

A Lacq, la future usine Caremag, lancée par l'entreprise Carester pour une mise en service fin 2026, portera sur la séparation et le recyclage. Elle devrait produire dysprosium, terbium, néodyme et praséodyme. Le projet doit

également être soutenu par le Japon (110 M€ et un contrat d'achat long terme), le fond Infravia et une société américaine, USA Rare Earth.

Cette dernière est actionnaire de Less Common Metals, qui a annoncé sa volonté d'investir à Lacq dans une usine de métallisation des terres rares pour traiter les oxydes provenant des usines de Lacq et de La Rochelle.

(...)

Conditionner les aides à des approvisionnements locaux

Face à ces mesures visant à soutenir et structurer la chaîne en amont, le Gouvernement veut s'assurer que les acheteurs de terres rares jouent le jeu du « *made in France* ».

Le futur appel d'offres portant sur 10 GW d'éolien en mer, l'AO10, comportera un critère de résilience en cours de définition et de discussion avec la Commission européenne. L'objectif est d'assurer que moins de 50 % des aimants proviennent de Chine. Le Gouvernement encouragera les développeurs à tendre vers 25 % d'aimants permanents européens.

Autre secteur ciblé : les véhicules électriques. « *La France demandera la prise en compte de l'origine géographique des aimants permanents dans les composants d'un moteur électrique qualifié de made in Europe dans l'Industrial accelerator act et REsourceEU* », (...)

1. Les besoins de l'industrie européenne en aimants NdFeb sont estimés, selon le ministère, entre 36 000 et 45 000 tonnes en 2030, dont 15 à 26 000 tonnes pour l'automobile et 11 000 tonnes pour l'éolien.

Dans le Finistère, le futur des aimants permanents s'écrit sans terres rares

Changer complètement de paradigme sur le marché des aimants permanents : telle est la modeste ambition de Hit Mag, jeune pousse bretonne qui entend remplacer les terres rares de ces aimants par des ferrites revisitées et des nitrures de fer.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/dans-le-finistere-le-futur-des-aimants-permanents-s-ecrit-sans-terres-rares-47977.php4>

(...)

Plus d'un million d'euros levés

(...) »La promesse est particulièrement excitante dans le contexte que l'on sait de [dépendance](#) où se trouvent la France et l'Europe vis-à-vis de la Chine, alors que la demande en aimants ne cesse de progresser. « *Le marché croît de 8 à 10 % par an*, rappelle le patron de Hit Mag, *et double tous les dix ans en volume et en valeur.* » En cause notamment, l'électrification des usages (véhicules électriques, éoliennes), ou encore le développement des robots : « *Dès que vous avez une articulation, vous avez souvent un moteur*, explicite Arnault Trac. *Or qui dit moteur, dit aimant.* » Des aimants, il y en a donc partout : dans la mobilité, les télécoms, l'électroménager, l'industrie spatiale, etc. « *Et à plus de 90 %, tous ces aimants sont produits en Chine, avec des terres rares* », souligne l'entrepreneur.

Les hexaferrites pour les petites et moyennes puissances

Les aimants les plus puissants à ce jour sont des alliages de néodyme-fer-bore (NdFeB). Inventés par les Japonais à la fin des années 80, et au début des années 90, ils constituent la dernière génération d'aimants. « *Ils sont absolument partout* », constate Antoine Hoëz, directeur R&D de Hit Mag. Autrement dit : ils sont présents dans des applications qui ne requièrent pas nécessairement une telle puissance. Au point que l'on fait aujourd'hui rimer « aimants » avec « néodyme-fer-bore ». À tort, selon le chercheur : « *De nombreuses entreprises ou start-ups utilisent les aimants NdFeB non pas parce qu'elles ont besoin de la puissance qu'ils délivrent, mais*

parce qu'elles n'en connaissent pas d'autres. Or, dans un grand nombre de cas, ces aimants peuvent être remplacés par des hexaferrites de strontium. »

(...)

« La particularité de nos ferrites, qui sont des matériaux connus depuis les années 1950, c'est qu'elles sont sans terres rares. Pour cette raison, elles sont non conductrices et, en ce sens, elles peuvent s'utiliser dans des applications en hyperfréquence, indique Arnault Trac. Nous sommes les seuls à proposer ça dans le monde. » Les hexaferrites de Hit Mag viennent répondre à des besoins identifiés dans les télécoms et l'industrie spatiale – comme la possibilité de customiser les aimants en fonction de l'interaction souhaitée avec les ondes utilisées. Là où, jusqu'à présent, il fallait combiner un aimant dur (pour générer le champ magnétique) et un aimant doux de type oxyde (pour assurer l'interaction avec l'onde), la jeune pousse brestoise propose, avec ses hexaferrites, deux aimants en un seul : *« On gagne en poids, en volume et en compacité »,* résume Antoine Hoëz.

Au-delà de leur usage possible dans tous les petits moteurs auxiliaires (dans les voitures pour actionner les balais d'essuie-glace et les vitres, ou régler les sièges, mais aussi dans tous les produits électroménagers), ces hexaferrites répondent à des besoins qui existaient dans les télécoms et l'industrie spatiale, et rendent possibles de nouvelles applications.

Les nitrures de fer pour les grosses puissances

(...)

Côté performances, les aimants au nitrure de fer promettent une puissance deux fois supérieure à celle des meilleurs néodyme-fer-bore. Sans compter qu'à puissance égale, les premiers seraient, dans le procédé développé par Hit Mag, plus faciles à produire que les seconds. *« Côté empreinte carbone, précise Arnault Trac, nos simulations indiquent que la production d'une tonne de néodyme génère douze tonnes de CO₂. Celle d'une tonne de nitrure de fer, six fois moins. »* *« Dans le nitrure de fer, ajoute Antoine Hoëz, peu importe d'où vient le fer. On peut imaginer qu'il provienne de ferrailles. Il faudrait adapter le procédé, mais en soi, tout est possible ! »*

Quid du recyclage ? *« Le fer et l'azote, ce ne sont pas les éléments les plus compliqués à recycler »,* répond le directeur R&D. *« A priori, ça se fond, ajoute le CEO de la start-up. Vous pourrez toujours en refaire de la tôle pour fabriquer une voiture ! »*

Quelles sont les prochaines échéances ? *« Nous visons une industrialisation à assez court terme, répond Arnault Trac. C'est-à-dire dans deux ans. Aussi bien pour les ferrites que pour les nitrures de fer. »* Ce qui nécessitera a priori encore un peu de travail de R&D, qu'une levée de fonds de plus d'un million d'euros devrait financer en grande partie.

1. Le Laboratoire des Sciences et technologies de l'information, de la communication et de la connaissance (Lab-STICC), CNRS UMR 6285, est le laboratoire structurant la recherche des capteurs à la connaissance en Bretagne océane.

« Nous ferons tout ce qu'il faut pour les faire annuler » : les grands projets miniers du gouvernement à l'épreuve du terrain

Alors que l'Etat entend relancer l'extraction minière tricolore, les oppositions se multiplient dans les territoires concernés. Le passif de cette industrie attise la crainte des militants environnementaux.

<https://www.lesechos.fr/pme-regions/actualite-pme/nous-ferons-tout-ce-qu'il-faut-pour-les-faire-annuler-les-grands-projets-miniers-du-gouvernement-a-lepreuve-du-terrain-2230065>

Passer 150 projets industriels en [mode « Notre-Dame »](#). La formule, lancée le 22 avril dernier par Emmanuel Macron lors de son déplacement sur la mine de lithium d'Imerys dans l'Allier, fait mouche. Sur le papier, l'objectif de rompre avec la passion française pour la complexité administrative afin d'accélérer des projets stratégiques

ne peut que susciter le consensus. En particulier pour ceux liés à la souveraineté des approvisionnements en minerais, indispensables à toutes les industries de pointe - les télécoms, les mobilités électriques, la défense - dont les besoins sont criants dans le contexte géopolitique actuel.

« Nous sommes une [grande terre d'extraction](#) et de transformation, et aux meilleurs critères internationaux », a insisté le président de la République, rappelant que « 86 % de la production mondiale de métaux critiques sont réalisés par trois pays », dont la Chine, qui assure « 60 % de l'extraction des terres rares ».

Démarche « autoritaire »

Sur le terrain, ce plaidoyer en faveur d'une relance des [industries d'extraction](#) risque de laisser indifférente, à ce stade, une partie de la population des territoires concernés, les premiers coups de pioche n'étant prévus qu'à l'horizon de plusieurs dizaines d'années. Elle risque surtout de susciter une réaction épidermique des militants environnementaux, minoritaires mais particulièrement actifs sur le terrain juridique. En témoignent, dans d'autres domaines, les feuillets de [l'A69 entre Toulouse et Castres](#) et celui de la ZAD de [Notre-Dame-des-Landes](#), près de Nantes.

De l'Alsace à la Corse et de la Bretagne à la Guyane, à peine les projets évoqués, les opposants s'organisent. Dans l'Allier, par exemple, la mine d'Imerys, « cathédrale de l'indépendance française » selon Emmanuel Macron, a déjà provoqué une levée de boucliers de la part des associations environnementales. « Tout dans ce dossier nous inquiète », cingle Jacques Morisot, membre de l'Association la Forêt des Colettes.

Parmi ses arguments, le militant liste les quantités massives d'eau indispensables à l'extraction du métal, la [radioactivité](#) de certaines opérations de production, l'impact de l'activité sur la faune et la flore... Pour lui, les 2 milliards d'euros d'investissement programmés pour produire, à partir de 2030, les volumes de lithium suffisants à la fabrication de 700.000 batteries pour [véhicules électriques](#) ne pèsent pas lourd face aux enjeux environnementaux.

D'autant qu'en la matière, l'Etat a promis de simplifier les choses. « Le président de la République vient ici moins de cinq jours avant l'ouverture de l'enquête publique, pour dire que le projet va s'accélérer. La démarche est autoritaire », s'enflamme Jacques Morisot. Avec d'autres organisations, France Nature Environnement notamment, il entend profiter de l'enquête publique, qui s'achève le 26 mai, pour reposer les questions qui fâchent. Tout en préparant, déjà, le prochain coup. En cas de signature des autorisations, les associations engageront une guérilla juridique en « faisant tout ce qu'il faut pour les faire annuler ».

Guérilla juridique

(...)

Les richesses du sous-sol français, pour lesquelles le gouvernement a relancé un inventaire national dans le cadre du plan France 2030, ont de quoi susciter une véritable fièvre. En Dordogne et dans le Limousin, les prospecteurs cherchent de nouveaux filons de métaux précieux dans un secteur notoirement aurifère.

Idem en Bretagne, où la société [Breizh Ressources](#), filiale du canadien Aurania, a obtenu en décembre dernier les permis exclusifs de recherche (PER) pour explorer une vaste zone de 800 km², à cheval entre le Morbihan, l'Ille-et-Vilaine, le [Maine-et-Loire](#) et la Loire-Atlantique. Dans son radar : de l'antimoine, de l'argent, du cuivre, du zinc et même de l'or, soit une vingtaine de métaux rares. Un simple inventaire pour l'heure, suffisant toutefois pour déclencher une vague de réactions dans la population.

(...)

Traces du passé

(...)

Pas facile pour l'Etat de faire oublier les traces laissées par l'industrie extractive sur les paysages et la mémoire collective du pays. Trente ans après la fermeture du dernier puits de charbon, le Nord-Pas-de-Calais se débat

encore avec les conséquences de cette industrie. Dans l'Aude, la zone autour de la mine d'or de Salsigne, exploitée depuis le XIX^e siècle, est définitivement polluée à l'arsenic ou au cyanure.

Plus récemment, en Alsace, les opérations menées par GeoRhin (ex-Fonroche Géothermie) ont entraîné des épisodes sismiques, enregistrés en 2019 et 2020, dans la région de Vendenheim (Bas-Rhin), près de Strasbourg. Dans le nord de la région, la centrale de Rittershoffen exploitée depuis 2016 par l'énergéticien local (et filiale d'EDF) ES Géothermie a été arrêtée en décembre 2025 à cause de secousses de plus en plus marquées. En Bretagne, une enquête judiciaire a été ouverte récemment par le parquet de Saint-Brieuc pour des [soupçons de « déversement dans l'eau »](#) de produits chimiques dans la mine d'andalousite de Glomel, dans les Côtes-d'Armor, propriété d'Imerys.

De quoi apporter un peu plus d'eau au moulin des opposants et des élus locaux, peu confiants dans la capacité de l'Etat, comme des industriels, de garantir des exploitations de mines « propres », pourtant indispensables à l'acceptation sociale de ces projets stratégiques. Aujourd'hui, l'Europe consomme 20 % des métaux critiques du monde mais elle n'en produit que 3 %. C'est presque 0 en France.

USAGES

Intelligence artificielle : l'Arcep s'inquiète de l'opacité qui entoure l'impact environnemental des requêtes

Les impacts environnementaux de l'entraînement des IA commencent à être documentés. Ce n'est pas le cas de ceux liés à leur utilisation, déplore l'Arcep qui pointe là une faille au moment où le nombre de prompts progresse de façon vertigineuse.

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/arcep-impact-environnemental-requetes-intelligence-artificielle-48045.php4>

(...)

Ce rapport est publié dans un contexte d'« *adoption fulgurante* » de l'IA par le grand public et les entreprises : 48 % des Français l'utilisaient déjà en 2025, soit une progression de 28 points en deux ans, selon le dernier Baromètre du numérique publié en février dernier par l'Arcep.

Des services peu transparents

Comment évaluer l'impact environnemental, et en particulier la consommation énergétique, associé à l'utilisation des modèles génératifs ? Pas en se fiant aux données fournies par les acteurs « *en raison [de leur] manque de transparence* », déplore le régulateur des infrastructures numériques, qui constate que « *84 % des modèles d'IA ne font l'objet d'aucune information environnementale* ». Et cela, alors qu'il existe pourtant des méthodes d'estimation reconnues.

Pour y remédier, l'Arcep a donc demandé au Pôle d'expertise de la régulation numérique (Peren) – un service interministériel – de réaliser des tests « *inédits* » d'évaluation de la consommation énergétique de la génération de texte (les autres services, comme la génération d'une image ou d'un résumé, n'ont pas été étudiés).

L'objectif étant d'évaluer quels modèles optimisent le rapport entre la performance et le coût énergétique. Les tests ont porté sur des modèles publiés entre juin 2024 et septembre 2025 de petite (moins de 20 milliards de paramètres), moyenne (entre 20 et 66 milliards) et grande tailles (entre 66 et 125 milliards, les tests ne pouvant être réalisés au-delà).

La consommation de centres de données progresse encore

« *Malgré une amélioration de leur efficacité, la consommation d'électricité et les émissions de gaz à effet de serre des centres de données continuent de progresser* », constate l'Arcep qui publie la cinquième édition de son étude annuelle « Pour un numérique soutenable ». En trois ans, la progression d'établit à 38 %.

Cette hausse est liée à la progression vertigineuse des capacités informatiques des nouveaux centres. « *Alors que les centres ouverts en 2023 présentaient déjà une capacité informatique moyenne de 9 MW par centre, contre 3 MW pour les centres déjà installés, ceux mis en service en 2024 atteignent désormais 20 MW en moyenne* », explique l'Arcep. Limiter la consommation énergétique paraît possible

(...)

Fixer des critères d'écoconception

Ces résultats conduisent l'Arcep à formuler neuf recommandations pour « rendre le développement de l'IA compatible avec les limites planétaires », réparties en quatre axes. Le premier de ces axes est l'amélioration de la mesure de l'impact environnemental. Cela passe par une collecte des données environnementales, par des autorités publiques, et leur mise à disposition. Et pour cela, l'Autorité recommande d'utiliser des méthodologies internationalement standardisées d'évaluation pour permettre les comparaisons.

L'Arcep recommande ensuite de faire de [l'écoconception des IA](#) un « levier stratégique de la compétitivité européenne ». Et cela passe d'abord par son intégration dans la régulation européenne des fournisseurs d'IA. Le régulateur propose aussi de renforcer les critères d'écoconditionnalité dans les modalités de soutien à l'innovation et la commande publique.

Permettre à l'utilisateur de choisir les services

Le troisième axe de travail proposé est la mise en place d'une régulation européenne qui permette aux utilisateurs de choisir leurs services d'IA générative en fonction de leur impact environnemental. Pour cela, il faut d'abord imposer une plus grande transparence environnementale aux fabricants de puces et aux grands fournisseurs de modèles et de services d'IA. Il faut ensuite « garantir l'ouverture des services d'IA », c'est-à-dire limiter l'intégration entre les services d'IA et d'autres services (moteurs de recherche, systèmes d'exploitation et navigateurs, notamment) afin que les utilisateurs puissent [choisir librement d'associer les différents services](#) selon des critères environnementaux.

Enfin, l'Arcep propose des mesures d'ordre industriel afin de développer des centres de données en Europe. Pour cela, il faut encourager leur implantation en Europe grâce à « la régulation par la donnée », c'est-à-dire permettre des prises de décisions publiques basées sur des informations fiables et transparentes. L'Arcep recommande aussi de coordonner les [politiques européennes numérique, énergétique et d'infrastructure](#). Enfin, elle préconise d'encourager « une implantation territoriale concertée » de ces centres de données.

1. Télécharger le rapport de l'Arcep

<https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-48045-rapport-arcep-ia-environnement.pdf2>. Télécharger les résultats du PEReN

<https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-48045-etude-ia-environnement-PE>

Watt Watchers décrypte les consommations hivernales de 21 000 ménages français

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/programme-cee-watt-watchers-donnees-compteurs-communicants-consommations-energie-chauffage-47993.php4>

Lancé en 2024, le [programme Watt Watchers](#), financé par les certificats d'économies d'énergie (CEE), a analysé les gestes de sobriété énergétique engagés par 21 000 foyers, durant l'hiver 2025-2026. Sa nouvelle étude est basée sur l'analyse de 158 millions de données issues des compteurs communicants (Linky pour l'électricité, Gazpar pour le gaz). Résultats : le chauffage est le principal poste de consommation d'énergie des logements, représentant jusqu'à 64 % de l'énergie totale des foyers étudiés. L'étude souligne la qualité du bâti : « *à surface et localisation comparables* », les foyers résidant dans des logements classés A à C du diagnostic de performance énergétique (DPE), consomment en moyenne 39 % à 52 % de moins pour se chauffer, que ceux situés en classes F et G considérés comme des [passoires thermiques](#).

Les [comportements individuels](#) déterminent également « *les écarts observés à court terme* », explique Laurent Fournié, porte-parole du programme Watt Watchers. Ainsi, pour deux logements avec un DPE comparable, l'écart de consommation atteindrait « *jusqu'à 90 % sur la même période* », en fonction notamment de la température moyenne de chauffage (écart observé jusqu'à 10°C entre foyers), de la durée quotidienne de chauffe et de l'utilisation des équipements d'appoint.

Sur l'ensemble des foyers étudiés, Watt Watchers observe aussi une mise en œuvre d'environ 11 000 écogestes, ayant permis une réduction de 6 % de la consommation sur la période hivernale. Parmi les gestes « *les plus efficaces* », baisser la température du chauffage de 1°C permettrait d'économiser jusqu'à 7 % sur la facture, soit 70 euros sur la saison hivernale. Et ajuster des plages de chauffe (par pièce et par moment de la journée) permettrait un gain de 12 % d'économie d'énergie.

Par ailleurs, Watt Watchers a lancé son application éponyme qui permet aux utilisateurs de connecter leurs compteurs communicants et de recevoir un diagnostic énergétique personnalisé. Dans les foyers analysés, les utilisateurs réguliers de cette application auraient réalisé 13 % d'économies en moyenne. « *L'enjeu n'est pas uniquement d'inciter à agir, mais d'aider les foyers à identifier, prioriser et maintenir les actions les plus efficaces dans le temps* », souligne Laurent Fournié.

Chauffage résidentiel : le SER plaide pour une complémentarité électricité-bois

<https://www.actu-environnement.com/ae/news/chaleur-renouvelable-bois-residentiel-complementarite-electricite-PAC-47955.php4>

De nombreuses [filières](#) craignent que le [plan d'électrification](#) ne remette en cause les alternatives à l'électricité renouvelable. Lors d'une conférence de presse, le syndicat des énergies renouvelables (SER) a tenu à souligner la complémentarité du bois avec les solutions électriques, notamment dans le résidentiel.

Rappelant que 8 millions de foyers sont aujourd'hui équipés de solutions de chauffage au bois, le syndicat souligne l'intérêt de ces équipements en complément des [pompes à chaleur](#) (PAC), notamment pour lisser les pointes de consommation hivernales, le matin et le soir.

(...)

Un scénario propose donc de tendre vers 10 millions d'appareils au bois en 2035, soit 32 % de plus qu'en 2023, en supprimant les foyers ouverts (ce qui est déjà le cas dans certaines zones) et en remplaçant les appareils les plus anciens et polluants par les nouvelles générations, moins émettrices ([poêles à granulés](#), Flamme verte 7). La sensibilisation des usagers aux bonnes pratiques (entretien, combustible de qualité...) est également nécessaire, souligne le Ser. Ainsi, grâce aux gains de performance, 10 millions de logements équipés en 2035 consommeraient 60 térawattheures (TWh) contre 73 TWh pour 8 millions de logements équipés en 2023.

Enfin, alors que le contexte actuel remet au cœur des débats les enjeux de souveraineté énergétique, le SER rappelle que 95 % de la production d'équipements bois est nationale ou européenne, générant plus de 75 000 [emplois](#) directs et indirects et 128 M€ de retombées fiscales pour les territoires.

Automobile : les ventes de voitures électriques poursuivent leur accélération en avril

Les immatriculations de voitures neuves électriques ont progressé de 48 % en France depuis janvier, a annoncé vendredi la Plateforme automobile (PFA), qui regroupe la filière. Le marché global accuse, lui, un recul de 2 % sur les quatre premiers mois de l'année.

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/automobile/automobile-les-ventes-de-voitures-electriques-poursuivent-leur-acceleration-en-avril-2229607>

L'intérêt croissant des automobilistes français pour les véhicules électriques et hybrides se confirme en avril, chez toutes les clientèles. Selon les chiffres publiés ce vendredi par la Plateforme automobile (PFA), les ventes de voitures électriques neuves ont bondi de 48 % au cours des quatre premiers mois de l'année en France, à 148.302 unités. Chez les particuliers, la progression atteint même 75 % à 16 731 unités.

Les voitures neuves électriques représentent 26 % du marché, en progression de 42 % sur un an. Chez les particuliers, les voitures hybrides (HEV) avec 26 % de part de marché, talonnent l'électrique (28 %).

Un succès qui tient en partie, selon l'organisation professionnelle, à la progression de l'offre électrique proposée aux automobilistes français : « avec 181 modèles électriques disponibles en mars 2026 contre 114 en mars 2024, et plusieurs citadines désormais positionnées sous la barre des 20 000 euros ».

Recul des motorisations thermiques

(...)

Ce dynamisme contraste avec la morosité du marché automobile global. En avril, les ventes de voitures neuves toutes motorisations affichent un recul de 1,6 % par rapport aux quatre premiers mois de 2025 et une chute de 27,19 % par rapport à la période comparable de 2019 avant la crise sanitaire, a indiqué la PFA.

Les motorisations thermiques accusent les baisses les plus marquées : les voitures essence reculent de 24 % (21 963 unités, 16 % de part de marché) et les voitures gazole de 43 % (3 834 unités, 3 %).

Aides publiques renforcées

La dynamique de l'électrique se confirme également [pour les véhicules d'occasion](#) : sur un marché global en repli de 5 % depuis le début de l'année, les voitures d'occasion électriques progressent de 63 % (à 26 % de part de marché), avec un délai moyen de revente à 151 jours au premier trimestre 2026, contre 161 jours au quatrième trimestre 2025.

Selon la PFA, le cadre d'aides stabilisé en 2026 (« coup de pouce véhicules particuliers électriques » jusqu'à 5 700 euros pour les ménages et surbonus « prime batterie européenne » de 1.000 à 2 000 euros), complété par le leasing social élargi à 100.000 voitures à partir de juin, « devrait prolonger cette dynamique dans les prochains mois ».

Voiture électrique et logement : la transition écologique devient davantage accessible aux classes moyennes

La hausse du prix des énergies fossiles et la diminution du prix des voitures électriques d'occasion rendent plus intéressant le passage à des solutions décarbonées dans les secteurs du logement et de la mobilité, souligne l'Institut de l'économie pour le climat dans une note publiée jeudi 7 mai.

https://www.lemonde.fr/planete/article/2026/05/07/voiture-electrique-et-logement-la-transition-ecologique-devient-davantage-accessible-aux-classes-moyennes_6686489_3244.html

La transition écologique est-elle un luxe ? Pour des millions de ménages, elle implique des investissements coûteux : changer de voiture, rénover son logement. Autant de dépenses nécessaires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, mais aussi pour accroître la souveraineté du pays dans le contexte de multiplication des conflits. Le gouvernement a réitéré la nécessité de changer d'échelle. Son plan d'électrification des usages, [présenté fin avril](#), prévoit par exemple de multiplier par six l'installation de pompes à chaleur et la poursuite du verdissement du parc automobile.

Or, l'idée d'une écologie « punitive » qui serait réservée aux plus aisés s'est installée dans le débat public, portée notamment par la droite et l'extrême droite. L'argument est-il fondé ? Dans une note publiée jeudi 7 mai, l'Institut de l'économie pour le climat (I4CE) apporte de nouveaux éléments de réponse, en soulignant les économies pour les ménages.

Le think tank actualise une partie des résultats de son Observatoire des conditions d'accès à la transition écologique, qui analyse l'intérêt économique des solutions décarbonées dans les secteurs du logement et de la mobilité. Il étudie deux foyers types avec deux enfants, propriétaires de leur logement et dépendants de leur voiture : une famille rurale de la classe moyenne inférieure (3 900 euros de revenu disponible par mois) et une autre de la classe moyenne supérieure (4 700 euros de revenus par mois), habitant un quartier pavillonnaire.

« L'accès à la transition écologique s'est globalement amélioré depuis dix ans pour les ménages de la classe moyenne, résume Sirine Ousaci, coautrice de la note. Cela s'explique en grande partie par les aides, et grâce à l'évolution récente d'autres facteurs comme la hausse du prix des énergies fossiles. » Avec l'envolée du prix à la pompe ces derniers mois, il est ainsi plus rentable pour le ménage modeste étudié par l'I4CE d'acheter un véhicule à batterie d'occasion que de continuer à rouler avec sa voiture thermique.

Leasing social

En 2025, il n'était pas intéressant pour cette famille, qui parcourt 16 000 kilomètres par an, de passer à l'électrique : cela lui aurait coûté 56 euros de plus par mois. En revendant sa vieille voiture thermique pour une Peugeot E-208, achetée d'occasion 13 000 euros à crédit, elle réaliserait aujourd'hui une dizaine d'euros d'économies par mois. Pour parvenir à ce résultat, l'I4CE s'est basé sur un prix de l'essence à 2 euros le litre.

Le gain serait légèrement supérieur si ce ménage accède au leasing social permettant à des foyers modestes de s'équiper d'une voiture électrique neuve sans apport, et pris en charge par l'Etat – qui a annoncé 50 000 nouveaux véhicules concernés en 2026. (...)

« Les évolutions récentes sur le marché changent vraiment la donne pour ce ménage », note Sirine Ousaci, qui l'explique par l'augmentation des économies liées à la forte hausse du prix à la pompe, à la baisse du prix de l'électricité depuis un an, mais aussi à la récente diminution du prix des voitures électriques d'occasion. Pour elle, *« le principal enjeu pour réussir à faire la transition, c'est l'arrivée de voitures d'occasion abordables sur le marché »*. En 2025, selon l'I4CE, le ménage de la classe moyenne supérieure avait déjà tout intérêt à passer à l'électrique.

(...)

Pour l'I4CE, la rénovation des logements est également plus accessible aux foyers des classes moyennes qu'en 2015, date de référence pour la précédente étude. En 2026, la famille rurale modeste dispose des capacités financières pour rénover globalement sa maison chauffée au fioul, une passoire thermique qui a un diagnostic de performance énergétique classé G. Après travaux, elle est même gagnante : elle réalise des économies nettes de 120 euros par mois. Sa facture d'énergie s'élève aujourd'hui à 67 euros et ses mensualités de prêt à 176 euros, contre 363 euros de fioul auparavant.

« Difficulté d'accès au crédit »

Pourtant, les aides de l'Etat ont été considérablement réduites pour ce ménage, à raison de 19 000 euros en moins entre 2025 et 2026. L'Agence nationale de l'habitat a en effet abaissé le plafond de travaux qu'elle peut couvrir et supprimé le bonus de sortie de passoire énergétique, faisant passer le reste à charge du foyer de près de 22 000 euros en 2025 à 41 000 euros en 2026 – soit quasiment un an de revenus. « *Cette baisse annule dix ans de progrès* », regrette M^{me} Ousaci, alors que le ménage devait mettre 36 000 euros de sa poche en 2015. Malgré tout, cette famille reste gagnante en raison de la flambée des prix du fioul depuis le début de l'année. Contrairement à il y a dix ans, les économies d'énergie lui permettent de rembourser son prêt et de dégager une marge.

Pour combien de temps ? L'évolution des prix de l'énergie est incertaine. La diminution des aides ainsi que le stop and go du dispositif MaPrimeRénov' « *envoient un signal négatif* » à ce ménage, ajoute Sirine Ousaci. (...) D'autres freins limitent les rénovations, comme le fait de devoir avancer l'argent des travaux ou de trouver un artisan certifié. Le projet de stratégie nationale bas carbone, en consultation, prévoit 250 000 rénovations d'ampleur de logements par an d'ici à 2030 (contre 120 000 l'an dernier). Actuellement, si les dispositifs de l'Agence nationale de l'habitat aident les ménages modestes à rénover entièrement leur logement, ils restent insuffisants pour les classes intermédiaires.

En revanche, la famille à revenus moyens étudiée par l'I4CE a largement les moyens de financer l'installation d'une pompe à chaleur performante, d'un coût de 17 500 euros. (...). Le gouvernement vise l'installation de 1 million de pompes à chaleur par an d'ici à 2030.

« *Que ce soit pour une rénovation ou l'achat d'un véhicule électrique, la difficulté reste l'accès au crédit, rappelle toutefois Anne Bringault, directrice des programmes du Réseau Action Climat. Pour certains ménages modestes, c'est impossible, aucune banque n'acceptera de leur prêter l'argent.* » Pour cette dernière, « *il est évident qu'il faut des moyens supplémentaires [et que] dans le cadre d'un budget contraint, il faut encore plus flécher les financements publics vers ceux qui en ont vraiment besoin car, comme le montre l'I4CE, ces investissements sont rentables* ».