

Renouvelables : une transition énergétique heureuse est-elle possible ?

THIERRY PECH

JUIN 2026



Renouvelables : une transition énergétique heureuse est-elle possible ?

« Regarde, ami Sancho ; voilà devant nous au moins trente démesurés géants, auxquels je pense livrer bataille et ôter la vie à tous autant qu'ils sont. »

Cervantès, *Dom Quichotte*, Livre Premier, chapitre VIII

Synthèse

Thierry Pech,
*Directeur Général de
Terra Nova*

25 juin 2026

La transition énergétique rencontre parfois des obstacles lorsqu'elle affecte notre cadre de vie ou bouscule nos habitudes. Tel projet de parc éolien terrestre suscite des oppositions locales qui conduisent à un long contentieux administratif. Tel projet de méthaniseur fait redouter des nuisances olfactives et mobilise contre lui un collectif de riverains. Il faut cependant surmonter ces obstacles si nous voulons non seulement lutter contre le dérèglement climatique, mais aussi créer les conditions de notre indépendance énergétique et de notre résilience collective. Pour cela, il est utile de s'inspirer des projets qui « marchent », c'est-à-dire ceux qui n'ont suscité aucune forme de contestation. Ont-ils des points communs qui pourraient nous mettre sur la voie d'une meilleure acceptation sociale de la transition énergétique et des énergies renouvelables ? La réponse est oui : ces projets sont à la fois caractérisés par un sensible effort de concertation et par la maximisation des retombées économiques locales. Ce dernier point justifie que l'on envisage, au niveau national, la création d'un véritable « dividende territorial » pour les riverains.

I. Rappel des objectifs et justification de la transition énergétique

Le passage d'une économie largement fondée sur les énergies fossiles à une économie fondée sur des énergies bas carbone poursuit plusieurs objectifs :

- **Un objectif climatique** : la combustion de ressources fossiles est responsable d'une large partie de nos émissions de gaz à effet de serre et contribue au réchauffement global de l'atmosphère terrestre et des océans. Dans le seul secteur de la production et de la transformation de l'énergie, les efforts de décarbonation consentis depuis 1990 ont permis de réduire les émissions territoriales françaises de 79 à 37 Mt CO₂. Soit l'équivalent, en 40 ans, de ce qu'il faudrait encore faire dans les 25 ans qui viennent (en évitant les délocalisations d'émissions de CO₂...) pour atteindre la neutralité carbone, comme nous nous y sommes engagés avec nos partenaires européens dans le cadre du Green Deal. Le défi n'est pas mince, mais nous avons aujourd'hui des outils beaucoup plus puissants que ceux dont nous disposions il y a 30 ans. Naturellement, le mouvement de bascule implique non seulement la construction d'outils de production d'énergie bas carbone, mais aussi, simultanément, une transformation des usages qui permette à cette énergie bas carbone de trouver des consommateurs et, du même coup, un équilibre économique – on y reviendra plus loin.
- **Un objectif de souveraineté énergétique** : les énergies bas carbone (les renouvelables, les bioénergies, le nucléaire) sont pour l'essentiel des énergies qui exploitent des ressources domestiques (eau, vent, soleil, chaleur fatale, déchets agricoles), modulo les importations d'uranium, toutefois bien enrichi sur notre territoire, pour alimenter en combustible les unités de production nucléaire. Même en tenant compte des importations de matériel pour construire les capacités de production (panneaux photovoltaïques, batteries, etc.), le degré de dépendance extérieure impliqué par un mix énergétique décarboné est infiniment inférieur à celui d'un mix énergétique dominé par les fossiles, et surtout cette dépendance concerne principalement la construction des outils de production et pas leur exploitation ni leur usage. En 2022, l'expérience de la guerre en Ukraine, couplée à une crise de production électrique, qui a soudain fait flamber les prix du gaz et obligé les Européens à revoir leur stratégie d'approvisionnement a puissamment souligné le prix de cette dépendance aux fossiles. La guerre en Iran et le blocage du Détroit d'Ormuz en 2026 ont montré que nous sommes toujours exposés aujourd'hui, même si nous avons cette fois une production électrique au rendez-vous.

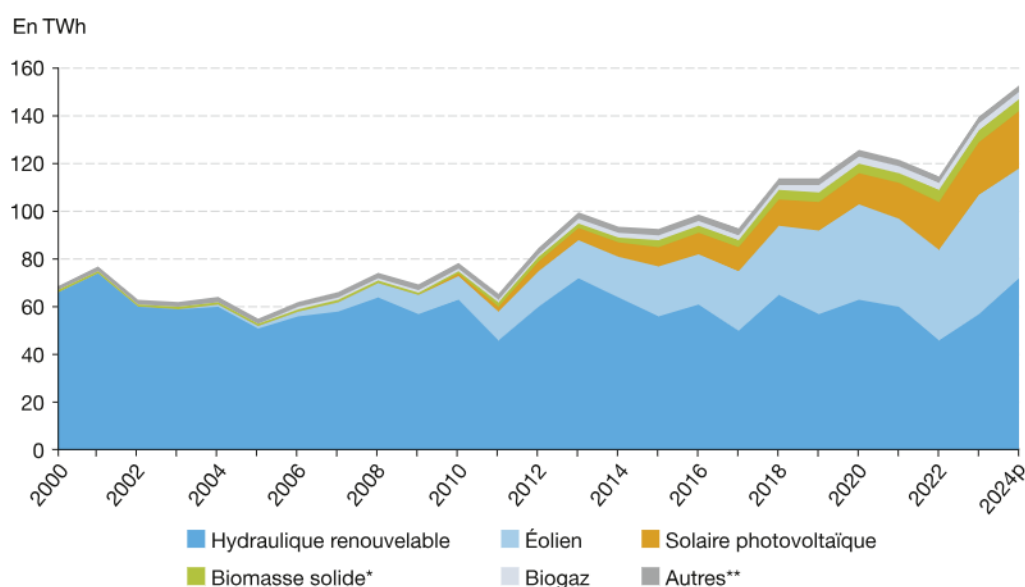
La bascule vers un mix décarboné se traduirait en outre mécaniquement, pour les mêmes raisons, par une nette amélioration de notre balance commerciale. En 2024, par exemple, notre facture d'importations de fossiles s'est élevée à 61 Mds€ pour un déficit global de 81 Mds€ la même année. Les sommes qui sont ainsi dépensées au profit d'acteurs étrangers pourraient s'investir dans l'économie domestique si nous avons un mix énergétique décarboné.

- **Un objectif de réindustrialisation de notre économie** : la transition écologique s'accompagne d'une transformation des modes de production et du déploiement de nouvelles technologies. Alors que les énergies fossiles représentent encore 58 % de la consommation finale d'énergie, [la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE 3\)](#) fixe l'objectif de ramener cette part à 40 % d'ici 2030. L'électrification de nombreux usages, qui doit encore s'accélérer, va entraîner un vaste processus de renouvellement de nos équipements, notamment dans la mobilité avec le développement des batteries et de la voiture électrique ou dans le chauffage des logements avec le déploiement des pompes à chaleur... Quelle part voulons-nous prendre à la production de ces équipements ?
- A ces trois objectifs, peut s'ajouter **un élément social et territorial** : les renouvelables relocalisent de la valeur au cœur des territoires, après des années de vagues de délocalisation et de désindustrialisation qui ont abîmé les équilibres territoriaux et appauvri des régions. Les territoires les plus ruraux ont d'ailleurs bien compris leur intérêt à produire ces énergies : lors d'un chantier éolien ou solaire, on y reviendra, 40% des dépenses d'investissements (Capex) dans les EnR reviennent à des entreprises implantées localement (terrassement, électro-mécanique, structures, etc.). Ces énergies favorisent en outre l'emploi local : 23 607 emplois directs et indirects dans l'éolien terrestre en 2023 (+11% en un an) ; 25 500 emplois directs dans le solaire (+ 39% en un an) ; et 180 000 emplois indirects pour l'ensemble des filières du secteur, selon le Syndicat des énergies renouvelables.

II. Où en est-on ?

Les efforts réalisés depuis plus de 20 ans en France en faveur de la transition énergétique se traduisent par une chute de la production d'électricité à partir des énergies fossiles (le charbon ne joue presque plus aucun rôle dans notre mix électrique et la part du gaz naturel y est elle-même en repli) et par une nette augmentation de la production brute d'électricité renouvelable : d'une soixantaine de TWh au début des années 2000 à plus de 150 TWh en 2024. Et l'essentiel de cette croissance a été tiré par l'éolien et le photovoltaïque, comme le montre le graphique ci-après.

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE PAR FILIÈRE

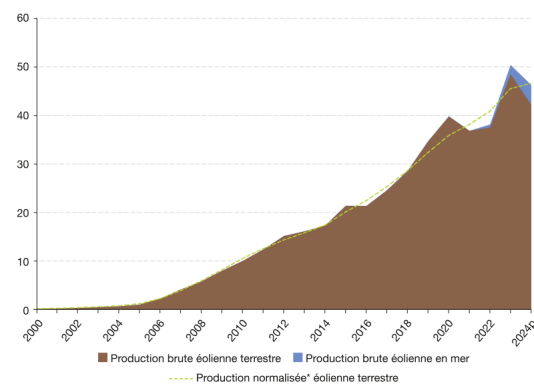


En 2024, le solaire photovoltaïque (16%) et l'éolien (30%) représentent à eux deux une part de la production d'électricité renouvelable équivalente à celle de l'hydraulique renouvelable (47%). La croissance de la production d'électricité éolienne a en effet été quasiment multipliée par 10, le photovoltaïque connaissant une croissance encore plus forte. Au total, la progression des énergies renouvelables en France est rapide : environ 6 GW de nouvelles capacités ont été raccordés en 2024, et plus de 7 GW installés en 2025.

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE

Total : 46,3 TWh en 2024

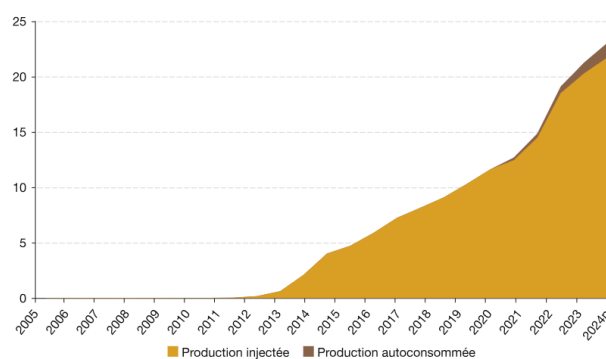
En TWh



ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

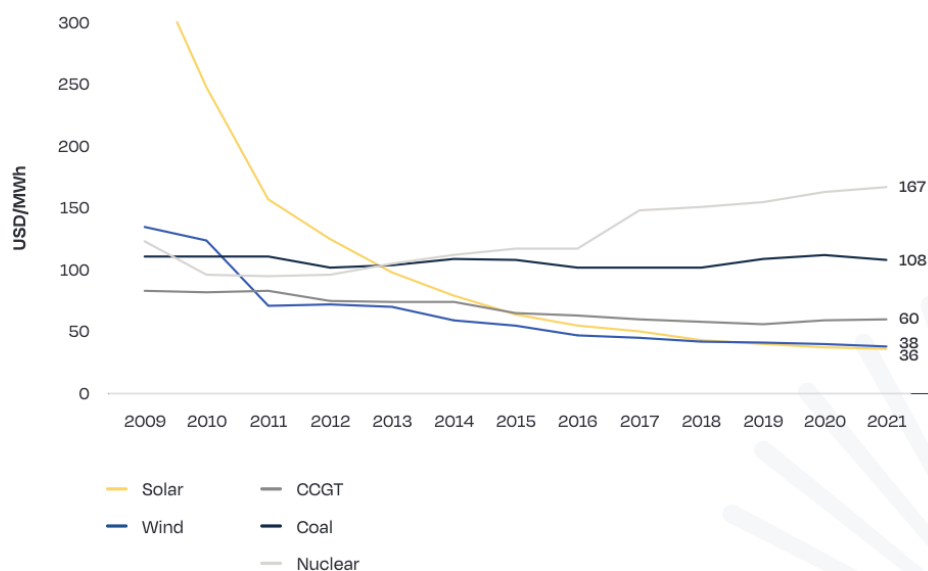
Total : 23,1 TWh en 2024

En TWh



Source : SDES

Il faut dire que, depuis une quinzaine d'années, le coût actualisé¹ de l'éolien terrestre et du photovoltaïque a considérablement baissé. Mesuré en USD/MWh, il était supérieur (et même très supérieur concernant le photovoltaïque) à celui du charbon, du gaz ou du nucléaire en 2010 ; 11 ans plus tard, en 2021, il était devenu inférieur aux trois autres.

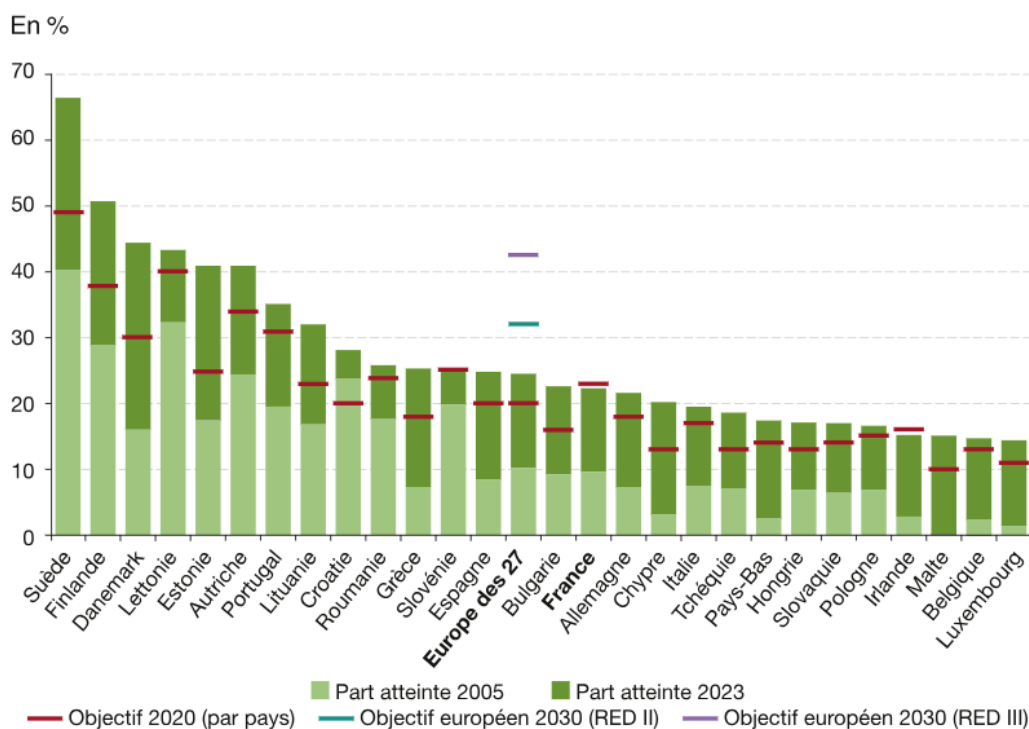


Evolution des coûts de production d'électricité (Source : SolarPower-Europe-Global-Market-Outlook-2022-2026)

¹ Le Coût actualisé de l'Énergie est le rapport du coût complet d'une énergie (incluant les coûts d'investissement, de fonctionnement et de fin de vie de l'équipement) sur l'énergie totale produite durant la période de vie de l'équipement.

Pourtant, la distance qui nous sépare de nos objectifs est encore importante. Les énergies fossiles représentent encore près de 60% de notre mix énergétique. Si l'on considère la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie, la France était, en 2023, avec l'Irlande et la Slovaquie, le seul pays d'Europe à ne pas avoir atteint l'objectif qu'elle s'était fixé pour 2020². Ces énergies qui représentaient un peu moins d'un quart de la consommation finale brute (23%) devraient grimper à un tiers en 2030 (33%), ce qui représente un défi très conséquent.

PART DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LA CONSOMMATION FINALE BRUTE D'ÉNERGIE EN 2005 ET 2023 ET OBJECTIFS 2020 ET 2030



Même constat quand on considère le projet de la SNBC 3 pour la production et la transformation d'énergie. Le secteur devrait passer de 37 MtCO₂eq en 2023 à 26 MtCO₂eq en 2030, soit une baisse de 30% en 5 ans. Or, selon cette trajectoire, les trois quarts de cette baisse sont attendus des efforts de décarbonation de la production d'électricité (hors nucléaire), donc des EnR. La décarbonation de la chaleur par les bioénergies occupe

² A la décharge de notre pays, il faut rappeler que beaucoup de nos voisins ont choisi des objectifs peu ambitieux et les ont d'autant plus facilement atteints.

également une place importante dans cette stratégie dans la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3).

Les réductions d'émissions de GES obtenues par leviers sont décrites dans la figure suivante.

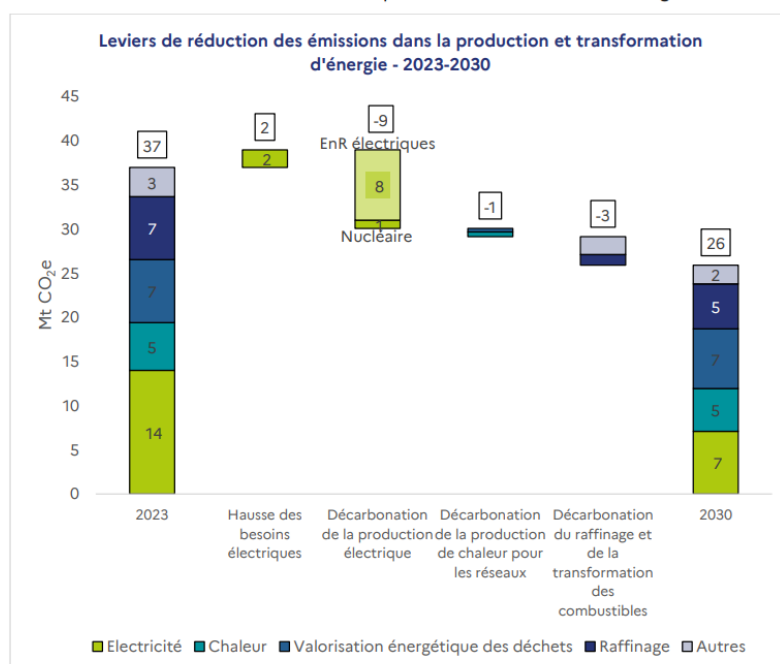


Figure 46 : Décomposition indicative par levier de la réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production et transformation d'énergie entre 2023 et 2030 sur la base des travaux de modélisation (Sources : modélisations DGEC)

Le bruit médiatique et la propension des réseaux d'information à mettre l'accent sur ce qui ne marche pas masquent donc un mouvement général de développement des EnR. Cependant cette croissance est encore insuffisante. Et la conjoncture risque de ne pas aider. Vue l'évolution de la consommation d'électricité et la courbe des prix, le coût des tarifs de rachat de l'électricité EnR serait trop élevé et, *in fine*, trop coûteux pour le contribuable. On serait arrivé à une situation de surcapacité et il faudrait à présent lever le pied sur les nouvelles installations.

Ce raisonnement s'appuie sur des données de consommation et de prix incontestables (la consommation d'électricité, en particulier, qui était attendue en hausse, stationne autour de 450 TWh en 2024-2025 après avoir culminé à 475 TWh en 2018). En revanche, il n'est pas cohérent avec la logique de transition industrielle à long terme. Remettre en cause cette stratégie pour des raisons d'ordre conjoncturel, c'est organiser le « *stop and go* », c'est-à-

dire l'exact contraire de ce dont ont besoin les industriels du secteur qui sont sur des cycles d'investissement longs.

Aujourd'hui, notre problème est beaucoup moins dans la puissance éolienne ou photovoltaïque installée que dans la lenteur de la bascule des usages, c'est-à-dire dans l'évolution de la demande d'électricité. Le problème n'est pas qu'il y ait trop de mâts d'éolienne en France mais qu'il n'y ait pas assez de véhicules électriques en circulation et d'électricité dans nos industries ! C'est sur la demande d'électricité qu'il faut donc agir aujourd'hui quitte, pour cela, à ouvrir notre marché automobile aux véhicules chinois moyennant quelques contreparties (production sur notre sol, transfert de technologie dans le cadre de *joint ventures*, etc.)³.

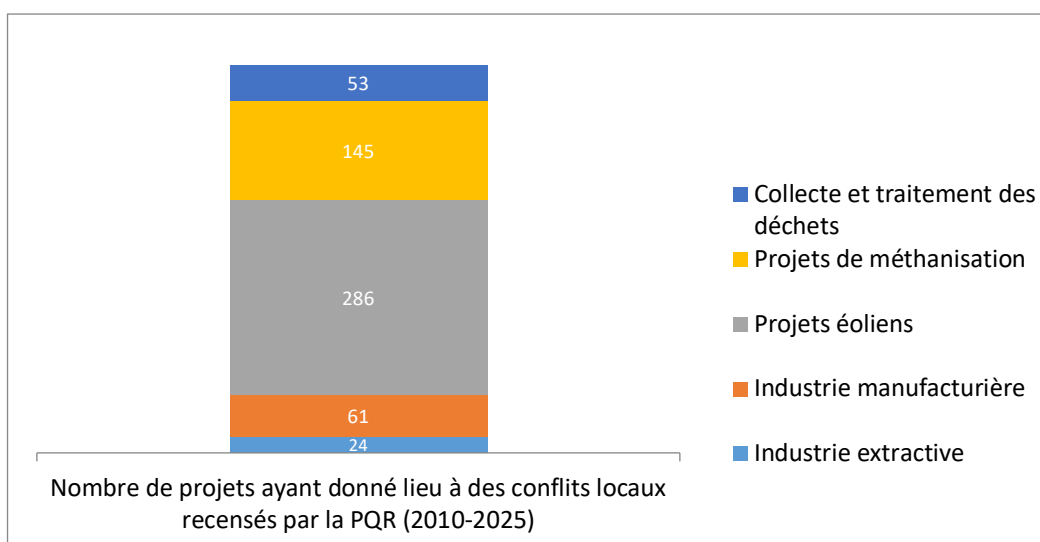
La demande d'électricité, aujourd'hui en situation de stagnation, pourrait repartir à la hausse dans les années qui viennent. RTE annonçait récemment que 170 projets industriels ont déposé des demandes de raccordement au réseau pour une puissance totale d'environ 30 GW, dont 14 pour des *data centers*, 9,5 pour de la production d'hydrogène et 6,5 pour l'électrification de sites industriels existants ou à venir. La moitié de ces projets envisagent un raccordement dans les quatre ans qui viennent. On sait que les industriels peuvent être portés à surestimer la puissance dont ils auront réellement besoin, mais on sait aussi qu'une électricité décarbonée, abondante et bon marché peut être un puissant facteur d'attractivité. Le moment est peut-être venu d'attirer en France les investissements dans les *data centers* comme l'avait tenté le Président de la République il y a quelques mois en détournant un slogan trumpiste (« *Plug, baby, plug* »)...⁴

³ Voir la note de Terra Nova « Face à la Chine, adapter l'industrie automobile, » 3 juin 2026

⁴ L'Irlande qui a réussi à attirer les centres de données de plusieurs géants de la tech sur son territoire a dû lever le pied tant l'emprise de ces infrastructures sur sa production d'électricité est rapidement devenue un problème pour l'opérateur du réseau et potentiellement handicapante pour les autres secteurs économiques : en 2024, les *data centers* absorbaient en effet 22% de l'électricité totale consommée. Il y a manifestement de la place pour d'autres offres...

III. Rejets et contentieux

Le secteur de la production des énergies renouvelables concentre aujourd'hui la grande majorité des conflits liés à l'industrie. C'est ce que montrait une récente étude de La Fabrique de l'industrie, [« Industrie et habitants, une équation insoluble ? »](#) (décembre 2025) : sur une base de 603 conflits recensés dans les articles de la presse quotidienne régionale de 2010 à 2025, 465 (77%) concernent le secteur de la production d'énergies renouvelables, dont 286 (47%) pour l'éolien et 145 (24%) pour la méthanisation⁵. Il ressort de ce travail que les EnR ont clairement pris la place qu'occupaient traditionnellement les activités extractives dans la génération de conflits locaux autour des projets industriels.



Pourquoi ? Parce que la transition énergétique remet sur le sol et à la vue de tous des ressources hier enfouies dans le sous-sol de pays lointains : la production d'énergie domestique renouvelable a en effet pour contrepartie une emprise conséquente dans notre environnement sensible, que n'ont ni le gaz ni le pétrole. Et aussi parce que, au fond, si l'on se plaint beaucoup de la désindustrialisation, on est devenu assez intolérant à la proximité des objets industriels comme à tout ce qui peut troubler notre cadre de vie.

Les motifs à s'opposer aux méthaniseurs devant les juridictions administratives invoquent principalement les risques pour l'eau et les sols, les nuisances olfactives, le trafic routier et les incompatibilités avec le plan local d'urbanisme (PLU). Quant aux éoliennes, elles questionnent la mise en danger de la faune locale (oiseaux et chauve-souris en particulier),

⁵ Caroline Granier (dir.), *Industrie et habitants : une équation insoluble ?*, Fabrique de l'Industrie, décembre, 2025.

les nuisances visuelles et/ou sonores, la dégradation des paysages, notamment dans les parages de monuments ou de bâtiments du patrimoine, ou encore l'atteinte aux valeurs immobilières dans la proximité des infrastructures de production. Ce sont là les principaux motifs allégués par les recours contentieux devant les juridictions administratives.

Des associations se sont fait une spécialité de ces attaques en justice, que ce soit sur les autorisations environnementales délivrées par les préfetures ou sur les permis de construire. L'association Vent de colère avec ses 450 associations locales membres (revendiquées) ou encore la Fédération Environnement Durable (FED) avec ses 1600 collectifs locaux (revendiqués) font partie de ces acteurs de la société civile constitués en lobby anti-éolien – il est d'ailleurs à noter qu'aucune information publique et transparente n'est disponible sur leur financement. Elles sont au croisement d'un écosystème de plus en plus structuré où l'on retrouve différents lobbies (par exemple, « La Demeure historique » pour les propriétaires de monuments historiques) et de nombreux élus (maires mais aussi parlementaires).

Sans qu'il soit possible de chiffrer précisément le contentieux à ces sujets, il a considérablement augmenté à la fin des années 2010 et au début des années 2020. Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) prétend que 70% des installations éoliennes feraient aujourd'hui l'objet de recours. On peut retenir ce chiffre comme un ordre de grandeur global tout en sachant que c'est sans doute un minorant sur la période la plus récente et dans certaines régions où les recours sont devenus quasi-systématiques. Certes, ils aboutissent assez rarement à l'annulation de projets EnR ou au retrait des autorisations préfectorales : des études locales ont montré que les décisions des Cours d'appel administratives sont très majoritairement favorables aux projets mis en cause (dans trois quarts des cas par exemple dans les décisions des Cours d'appel administrative de Lyon, Bordeaux ou Douai, comme le montre [une récente étude](#))⁶. Mais, même lorsque le recours n'aboutit pas à une annulation ou une suspension, il fait perdre du temps : les délais moyens de jugement, selon les ressorts juridictionnels, vont de 15 à 24 mois. En 2022, par exemple, 248 requêtes portant sur des projets éoliens ont été jugées devant les juridictions administratives, pour une durée moyenne de 1 an et 8 mois.

⁶ « Le contentieux des éoliennes », *Revue Alyoda*, Hors-série 3, 2024.

En somme, le recours contentieux est dans l'immense majorité des cas un simple ralentisseur qui s'ajoute à toute une série de contraintes réglementaires : au début des années 2020, il faut compter en moyenne 5 ans pour construire et mettre en service un parc solaire, 7 ans pour un parc éolien et 10 ans pour un parc éolien en mer, soit deux fois plus de temps que la moyenne des pays européens, précisait [le communiqué de presse](#) du gouvernement au moment de la présentation de la loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables adoptée par le Parlement le 7 février 2023⁷.

Au-delà des procédures contentieuses, la défiance à l'égard de ces instruments s'est beaucoup accrue. En témoignent, les consultations organisées à l'initiative de communes en rapport avec des projets de parcs éoliens terrestres qui ont souvent conduit à des rejets : entre 2014 et aujourd'hui, ce fut le cas à Nomeny (54), Fontenay-le-Marmion (14), Yèvres (28), Saint Pierre Aigle (02), Meuvaines, Bourseville (80), Cesancey (39), Lislet (02), Attilly (02), aux Plans (30), pour ne prendre qu'un échantillon. Bien sûr, les maires qui les ont organisées en ont souvent pris l'initiative pour s'opposer à un projet dont ils n'avaient pas la maîtrise et les taux de participation ont rarement été supérieurs à 50% des inscrits. Mais ces résultats soulignent a minima la fragilité de l'adhésion locale aux projets. Alors même qu'une fois installées, les infrastructures suscitent beaucoup moins de rejets.

Ces réticences sont désormais nourries par un grand nombre d'acteurs politiques. Les oppositions locales se doublent depuis quelques années d'expressions nationales de rejet, portées en particulier par les responsables conservateurs LR et surtout RN. Marine Le Pen proposait encore en 2022 de démanteler les éoliennes installées et Jordan Bardella a maintenu et confirmé l'idée d'un moratoire sur le sujet, comme le rappelait [ici Nicolas Goldberg](#).⁸

⁷ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

⁸ Nicolas Goldberg, « La nostalgie fossile de Jordan Bardella », *La Grande Conversation*, mai 2024.

IV. Comment ça marche quand ça marche ?

Certains projets rencontrent cependant moins d'oppositions que d'autres, voire trouvent l'adhésion des populations locales et de leurs représentants. Il existe ainsi, au-delà des initiatives mises en difficulté et largement relayées par les médias et les lobbies anti-EnR, des cas de transition énergétique « heureuse », c'est-à-dire des projets qui, non seulement aboutissent, mais sans susciter d'oppositions majeures ni aucun recours contentieux. Chacun de ces cas a sa part de singularité. Mais l'examen de ces réussites met en exergue quelques caractéristiques récurrentes d'où l'on pourrait inférer des conditions de succès à plus grande échelle. La principale de ces caractéristiques est qu'ils conjuguent un véritable effort de concertation avec les habitants, leurs élus et les associations locales, d'une part, et une attention aux retombées économiques pour le territoire, de l'autre⁹.

Concertation et participation

Un grand nombre de ces projets sont en effet adossés à d'ambitieux dispositifs de concertation. Ce qui distingue souvent ces dispositifs, c'est le temps qui leur est consacré : la concertation, c'est souvent un processus lent au départ mais qui permet de gagner du temps à l'arrivée (entre les premiers investissements et la mise en service). Ainsi, le parc éolien de Béganne (56) revendique 12 ans de structuration ! A Monterfil (35), les premiers échanges avec les élus locaux et les propriétaires fonciers ont eu lieu en 2014 alors que l'autorisation environnementale a été délivrée en 2020. Plus raisonnablement, à Longueil (76), le choix d'implantation des mâts d'éoliennes a fait l'objet de plus d'un an d'études et de concertations. Il n'y a en tout cas pas d'exemples de projets qui n'ajoutent rien aux procédures de concertation obligatoire.

Certains projets poussent la participation un cran plus loin en créant des instances de suivi ou de pilotage des toutes premières étapes de l'entreprise. Ces « comités de pilotage » ou « comités locaux de suivi » associent élus locaux, riverains, responsables associatifs,

⁹ Nous nous sommes basés sur l'examen de 15 sites ayant en commun de n'avoir suscité aucun recours contentieux : Longueil Energies (Longueil, St-Denis-d'Aclon – 76) ; Rose des Vents Energies (Fontaine-Couverte – 53) ; Andilly-les-Marais (17) ; Projet éolien des Rapailles (Craincourt – 57) ; Parc des Vents des Noës (Noës / Crozet – 42, Loire) ; Ablaincourt Energies (Santerre – 80) ; Hombleux (80) ; Amourès-Bouissac (Ceilhes-et-Rocozels – 34) ; Monterfil (35) ; Parc éolien du Télégraphe (Vermenton – 89) ; Eole Champagne Conlinoise (Conlie/Neuvillalais – 72) ; Parc éolien du Beaujolais Vert (Valsonne – 69) ; Bégawatts – parc de Béganne (Morbihan – 56) ; Sévérac-Guenrouët (44) ; Isac-Watts (Sévérac/Guenrouët – 44) ; Parc éolien des Coteaux (Feuges – 10).

propriétaires et exploitants aux initiatives : c'est le cas, par exemple, pour les parcs de Longueil (76), Fontaine-Couverte (53), Sévérac-Guenrouët (44) ou encore Béganne (56).

D'autres vont plus loin encore en ouvrant la gouvernance des sociétés de projet à des acteurs fortement enracinés dans le tissu de la société civile locale. A Andilly-les-Marais (17), l'opérateur Valorem a ainsi ouvert le capital de la société de projet à Coopec (Coopérative de production d'énergie citoyenne en Aunis Atlantique) à hauteur de 31%.

Ces opérations vont souvent de pair avec des dispositifs de financement ouverts aux acteurs locaux. La plupart de ces projets s'accompagnent ainsi d'un volet de « financement participatif » : c'est le cas par exemple à Fontaine-Couvert (53) où 475 personnes ont investi 660 000 €. C'est également le cas à Conlie (72) où un financement participatif a été mis en place à hauteur de 300 000 €, dont 150 000 € réservés aux habitants de Conlie et Neuvillalais, et 150 000 € pour les Fermiers de Loué (l'investissement était limité à 4 000 € par personne, sous forme d'obligations à 5 % d'intérêt annuel sur 5 ans : 198 riverains et éleveurs y ont participé).

Souvent limité à une part très modeste de l'investissement, le financement participatif prend une part prépondérante dans les projets étiquetés « citoyens ». C'est le cas à Béganne (56) où les citoyens détiennent la majorité des voix de la société de projet : plus de 1 000 personnes ont participé au financement pour 2,3 M€, des clubs d'investisseurs locaux (Cigales) ayant également participé. A Sévérac-Guenrouët (44), le projet a été financé à 100 % par des citoyens, des clubs d'investisseurs locaux (CIGALES) et une Société d'Économie Mixte (SEM Enée 44) : la gouvernance et l'exploitation sont assurées par des particuliers et des collectivités locales.

Ces divers canaux de participation financière sont à l'interface d'une forte implication du territoire et des retombées économiques dont il bénéficie. Il faut ici commencer par rappeler quelles sont les retombées économiques ordinaires des parcs éoliens pour les territoires qui les accueillent.

Les retombées locales ordinaires

Les retombées locales sont de diverses natures. Il s'agit d'abord des recettes fiscales et des revenus générés par la location ou la vente des terrains :

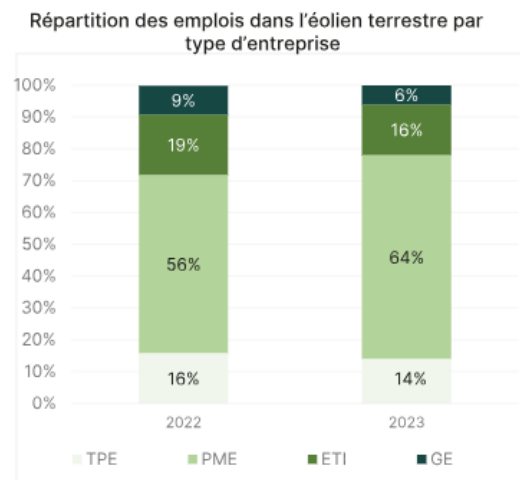
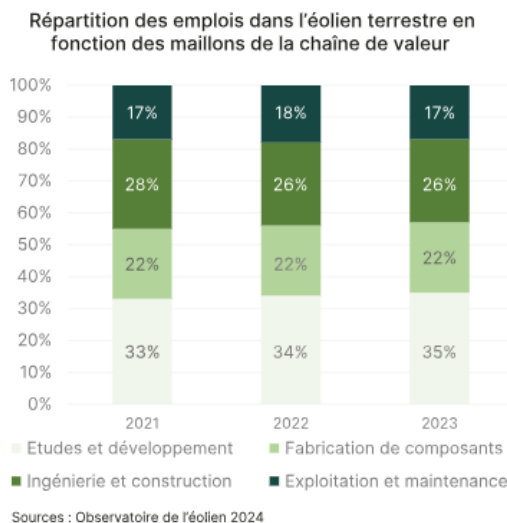
- Recettes fiscales : Les installations EnR rapportent d'abord des recettes fiscales aux collectivités. C'est le cas par exemple des parcs éoliens : Taxe foncière sur les propriétés bâties (en fonction de la valeur des immobilisations), Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER « éolien », tarif forfaitaire, voir encadré), Taxe d'aménagement (valeur forfaitaire de 3000 € au moment de l'installation si la hauteur de l'éolienne est supérieure à 12m), Cotisation foncière des entreprises (toujours sur les immobilisations). Ces recettes sont partagées entre les communes, les EPCI et les départements. Selon le [Ministère de l'écologie](#), ces revenus fiscaux sont de l'ordre de 10 à 15 k€ par MW installé et par an. Un parc composé de trois éoliennes de puissance moyenne peut donc rapporter 90 000 € de recettes fiscales par an. Selon l'étude réalisée par le Syndicat des Energies renouvelables (SER) et Columbus consulting sur les [retombées fiscales locales des EnR](#), en 2024, les installations EnR ont généré 2.17 Mds€ de recettes fiscales locales dont 1,27 Mds€ issus de la fiscalité directe (IFER, taxes foncières, CFE, redevances spécifiques...), 0,44 Md€ provenant de la fiscalité des entreprises de la chaîne de valeur (emplois, bases foncières, contribution économique locale), et 0,46 Md€ de fiscalité indirecte, essentiellement liée à la génération d'une part de TVA ensuite reversée aux collectivités, générée par l'installation et à la maintenance des équipements¹⁰. Selon la même source, 85 % des communes accueillant au moins un parc éolien comptent moins de 2 000 habitants. Et pour les communes de moins de 500 personnes qui disposent d'au moins un parc, les recettes EnR représentent près d'un quart des recettes fiscales totales.
- Revenus locatifs : la location du terrain par la commune ou le particulier qui la possède (souvent une exploitation agricole) est une source additionnelle de revenu local. Généralement fixé dans le cadre d'un bail emphytéotique de 15 à 30 ans, le coût de location du terrain par éolienne industrielle (en moyenne 2ha) est estimé en moyenne à 6.000 € par an, soit 90.000 € sur 15 ans (durée du contrat de rachat de l'électricité produite par EDF). Ces recettes peuvent constituer un complément de revenu [pour les agriculteurs bailleurs](#). Si le promoteur de l'éolienne désire acheter le terrain, il lui en coûte 30.000 € en moyenne, mais il faut tenir compte des coûts de démantèlement en fin de période qui, après mise en faillite de la société de projet, restent en principe à la charge du propriétaire. Afin de

¹⁰ Syndicat des énergies renouvelables et Columbus Consulting, « Evaluation des retombées locales en termes de fiscalité des EnR », février 2026.

sécuriser le bailleur, de nombreux opérateurs industriels, parties à la société de projet, s'engagent à prendre à leur charge les coûts de démantèlement.

A ces deux premiers postes de revenus locaux s'ajoutent les prestations demandées à des entreprises locales et les emplois créés sur le territoire :

- Prestations : le développement du projet s'accompagne de travaux d'études, de gestion administrative, de travaux de construction, etc. L'activité ainsi générée peut être prise en charge par le tissu productif local. Lors d'un chantier éolien ou solaire, 40% des dépenses d'investissement (Capex) reviennent à des entreprises à implantation régionale (études, terrassement, électro-mécanique, structures, construction, etc.). ENGIE, par exemple, a versé depuis 2020, 1 milliard d'€ aux entreprises locales sur tout le territoire français (via 4 500 fournisseurs). Rien que dans la région Grand-Est, l'entreprise a orienté 1 milliard d'€ à des sous-traitants locaux depuis le début des années 2000 dans l'éolien et le solaire. Les dépenses de fonctionnement (Opex) durant toute la durée de vie du parc, viennent compléter cet apport. Ils s'élèvent, selon la CRE, à 25 000€ par an pour une éolienne terrestre et à 10 000€ pour un champ solaire.
- En plus de ces retombées économiques, ces énergies vertes favorisent directement l'emploi local et souvent des emplois permanents (surveillance, technicien de maintenance, chargé de projet exploitation éolienne...). Les emplois directs sont au nombre de 23 600 dans l'éolien et de 25 500 dans le solaire. Les emplois indirects sont au nombre de 180 000 pour l'ensemble des filières du secteur, selon le Syndicat des énergies renouvelables.



Nota : Ces graphiques viennent de France Renouvelables

Retombées économiques additionnelles

L'ensemble des retombées économiques locales qui viennent d'être mentionnées sont pour l'essentiel liées à des obligations réglementaires ou aux nécessités pratiques de réalisation matérielle du projet. Les parcs éoliens qui ne rencontrent aucune opposition juridique ajoutent souvent d'autres bénéfices à ces premières retombées économiques : la clé de partage de la valeur y est ainsi plus favorable au territoire et à ses habitants.

C'est le cas partout où l'appel à l'investissement local au début du projet génère une distribution de bénéfices ou d'intérêts. Ainsi, à Longueil (76), les 110 prêteurs qui résident à moins de 6km du parc jouissent de prêts à taux bonifié. Mais ces retombées économiques sont également d'autres natures. A Andilly-les-Marais (17), les propriétaires des parcelles occupées (qui jouissent des loyers) rémunèrent leurs voisins qui avaient signé des promesses de bail au moment des premières études. A Hombleux (80), une partie des intérêts du financement participatif est reversée à l'association APREMIS, qui accompagne les ménages en situation de précarité énergétique.

A Allerey (21), RWE a établi, en partenariat avec Energie d'Ici, un dispositif d'offre d'électricité locale pour les habitants (foyers et entreprises) : en souscrivant un abonnement chez Energie d'Ici, ils économisent jusqu'à 300 €/an pendant 5 ans sur leur facture d'électricité. A Valsonne

(69), le projet a pris soin de mobiliser des entreprises locales (BML Béton à Tarare, Bissuel Cortey à Amplepuis, Recorbet à Ronno) et a permis de financer des projets structurants pour le territoire. Il s'inscrit dans la logique d'un territoire à énergie positive (TEPOS) et contribue à la transition énergétique locale. A Beganne (56), le projet a été conçu pour que les bénéfices du parc financent des actions d'économie d'énergie sur le territoire.

Les retombées économiques de la méthanisation

Les bénéfices dérivés des installations EnR peuvent prendre d'autres formes encore et s'avérer très conséquents. C'est par exemple le cas autour des projets de méthanisation qui embarquent, autour d'une infrastructure de production de biogaz (le digesteur) à la fois des collectivités locales, un opérateur industriel et des exploitations agricoles locales¹¹.

Le retour de valeur consiste ici dans le renforcement d'exploitations agricoles dont l'équilibre économique est précaire, voire déclinant en leur permettant de diversifier leurs revenus et de réduire leur dépendance aux engrais chimiques. Les exploitations qui contractent avec l'opérateur peuvent en effet fournir le substrat organique (effluents d'élevage, déchets végétaux, cultures intermédiaires...) en échange de digestat sous forme d'engrais liquide et solide. Les agriculteurs concernés réalisent ainsi des économies substantielles sur l'achat d'azote minéral ainsi que sur la collecte du substrat et l'épandage lui-même. Ces engrais naturels sont à la fois bons pour la fertilisation des sols, pour le bilan carbone de l'exploitation, pour son voisinage (du fait d'une forte réduction des nuisances olfactives par rapport au lisier et au fumier traditionnels) et enfin, *last but not least*, pour la résilience de notre économie face aux crises énergétiques¹². Le méthaniseur accueille également le substrat organique issu des déchets ménagers ou des boues d'épuration des collectivités locales, favorisant ainsi une économie circulaire.

¹¹ Le processus est le suivant : les matières organiques collectées alimentent le digesteur, une enceinte fermée sans oxygène. Chauffé et brassé pendant plusieurs jours, le mélange produit deux choses : 1) du biogaz (une énergie renouvelable principalement composée de méthane, de dioxyde de carbone, d'eau et d'autres traces de gaz, qui est ensuite épurée, odorisée et contrôlée avant d'être injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel), 2) le digestat qui est un engrais naturel aux qualités agronomiques reconnues qui permet de remplacer les engrais chimiques.

¹² La production des engrais azotés nécessitent beaucoup de gaz fossile. Raison pour laquelle les dernières grandes crises énergétiques (celle de 2022 du fait de l'agression russe en Ukraine ou, dans une moindre mesure, celle consécutive à la guerre israélo-américaine en Iran) s'accompagnent d'un renchérissement des engrais.

Ce modèle nécessite cependant une forte expertise biochimique pour garantir la qualité des sous-produits de la méthanisation... Il nécessite également l'identification d'un foncier disponible sur le territoire de la commune ou de l'intercommunalité, l'installation de méthanisation pouvant présenter des nuisances olfactives selon le type de déchets stockés. C'est souvent l'étape la plus délicate et la plus longue.

Le projet Mahé Bioénergie (Boutigny, Seine-et-Marne) s'alimente ainsi du fumier, des résidus de culture et des cultures intermédiaires d'un élevage laitier. Il permet de valoriser 10 000 t/an d'intrants et de produire 13 GWh/an d'énergie (l'équivalent de la consommation annuelle de 2200 foyers neufs).

A Pressins en Isère, le méthaniseur a été entièrement réalisé avec des entreprises installées dans un rayon de 15 km. Il a permis d'augmenter les revenus agricoles : les quatre exploitations associées au projet ont vu leurs revenus augmenter grâce au prix garanti d'achat du biogaz par GRDF, certains agriculteurs estimant pouvoir « doubler leur revenu » grâce à cette activité. Le digestat produit (10 500 tonnes/an) réduit, voire supprime, l'usage d'engrais chimiques (une économie d'environ 10 000 € par an et par exploitation).

Selon les auditions que nous avons conduites, les retombées locales sont d'autant plus nombreuses que le territoire et ses habitants sont plus impliqués dans le projet. Selon les statistiques produites par [« Energie partagée »](#), chaque projet impliquant des collectifs de citoyens génère en moyenne 1 million d'euros de retombées locales : 24% de recettes fiscales, 11% de loyers, 34% d'emplois et de prestations diverses et 31% de revenus de l'investissement initial.

Proposition : Le dividende territorial

En vue de faciliter l'acceptation locale des projets EnR de type éolien et méthaniseur, il pourrait être envisagé de systématiser un partage de la valeur plus favorable au territoire. Pour cela, nous recommandons de reprendre l'idée d'un « dividende territorial » tel qu'il figurait dans le texte initial du « projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables » (2022). Son article 18 proposait en effet d'instituer un régime de partage

territorial de la valeur des EnR avec les riverains des installations¹³. Les promoteurs de cette proposition constataient que : 1) « la problématique d'attractivité des énergies renouvelables constitue la cause racine de la lenteur de leur déploiement en France », 2) une « des clés de l'adhésion repose sur la démonstration d'une utilité concrète et directe pour les riverains ».

En ce sens, le projet de loi proposait que les fournisseurs d'électricité accordent un rabais annuel sur leur facture d'électricité aux clients ayant leur résidence principale à proximité des installations concernées, ainsi qu'aux communes concernées. Cette remise devait être :

- 1) forfaitaire (indépendante du niveau de la consommation des ménages) ;
- 2) plafonnée (afin d'éviter qu'elle ne conduise à des factures d'électricité nulles, ce qui annulerait l'incitation à réaliser des économies d'énergie) ;
- 3) éventuellement proportionnelle à la puissance installée ;
- 4) et compensée par l'Etat au titre des charges du service public de l'électricité.

Devaient ensuite être fixés par voie réglementaire : le critère de proximité (« moins de x km de l'installation renouvelable »), la nature des installations renouvelables concernées, et bien sûr le montant de la remise. Un dispositif devait enfin permettre aux fournisseurs de savoir à quels clients ils doivent accorder la remise. Pour cela, l'État devait mettre en place un site Internet, accessible aux clients et aux fournisseurs, permettant de connaître son éligibilité au dispositif en entrant son adresse.

Un dispositif similaire a été mis en place en Irlande : les lauréats des appels d'offres éoliens irlandais doivent payer 1000 €/an à tous les ménages vivant à moins de 1 km de leurs éoliennes. L'inconvénient du système irlandais est que seuls les nouveaux parcs sont en mesure d'offrir ce financement aux ménages (les parcs existants n'ayant pas intégré cette dépense lors de leurs prévisions de revenus).

Quel coût aurait le déploiement du « dividende territorial » pour les finances publiques ? L'étude d'impact de 2022 donnait des indications convaincantes à ce sujet (nous laissons ici de côté la part qui concernait les communes dans la proposition initiale puisqu'elle a été conservée et adoptée par le Parlement). En modélisant le coût à partir d'une remise annuelle de 20 €/MW/an/ménage, un ménage habitant à proximité d'un parc éolien de 12 MW

¹³ La version initiale de cet article a été rejetée à l'époque pour lui préférer un partage de la valeur avec les collectivités locales concernées, plutôt qu'avec la population des riverains.

(moyenne des parcs français) bénéficierait d'un rabais de 240 €/an. En fixant à un rayon de 3 km maximum la proximité avec l'infrastructure, le coût global pour l'Etat (qui doit compenser le rabais accordé aux ménages par les fournisseurs d'électricité) serait de 136 millions € ; et avec un rayon porté à 5 km, le coût monterait 380 millions €. Compte tenu des bénéfices qu'il produit en termes de décarbonation, d'allègement de la facture d'hydrocarbures et de gains de résilience face aux chocs énergétiques futurs, un tel coût reste très raisonnable. 136 à 380 millions d'euros, ce sont 5 à 15 km de tramway dans une ville moyenne, ou encore 1 à 3 jours de consommation de pétrole en France (à 75 USD le baril...).

Du point de vue social, 240 euros de rabais annuel représentent une aide significative pour les ménages du monde rural – car c'est dans le monde rural que sont installées l'immense majorité des infrastructures de production. C'est environ 13% du niveau de vie mensuel médian de la population habitant les couronnes rurales des aires de moins de 50 000 habitants¹⁴. Et c'est près du quart du niveau de vie mensuel des populations du premier décile dans les communes échappant à l'attraction des pôles urbains.

Les modalités de mise en œuvre restent à déterminer. Elles pourraient différer entre les parcs existants et ceux à construire (charge prise en compte par l'Etat pour le stock d'actifs, charge éventuellement intégrée dans le plan d'affaires des futurs parcs), et entre les parcs éoliens et solaires (à due proportion de cette charge fixe sur le chiffre d'affaires des actifs). Les modalités relatives à la « compensation » des fournisseurs pour le versement de ce dividende devront également être discutées pour limiter autant que possible les lourdeurs administratives et les charges économiques. Mais quels que soient les arbitrages sur ces différents points, l'objectif doit rester le même : donner une traduction concrète à l'idée que le territoire est pour partie l'actif de ceux qui y résident, et qu'il est à ce titre légitime qu'ils soient intéressés à sa valorisation. Le « dividende territorial » n'est pas une indemnisation : c'est le revenu tiré du lieu de vie qui est bien souvent le seul actif de ceux qui n'en ont pas.

¹⁴ <https://www.insee.fr/fr/statistiques/7941413?sommaire=7941491>

