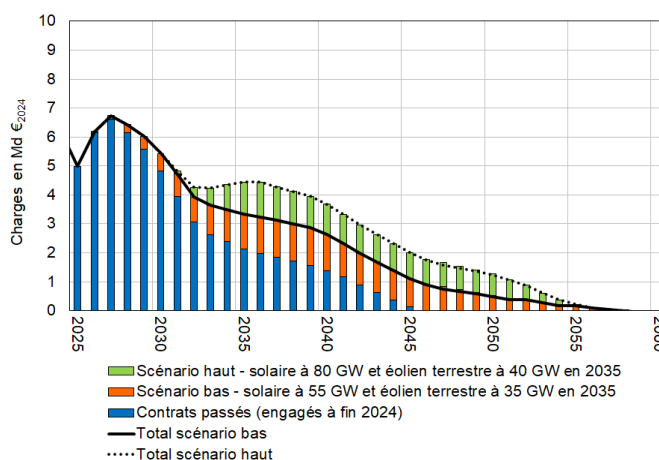


Les enjeux économiques du soutien aux énergies renouvelables électriques

Jules GRIMONT, Jacques DE SAINT PIERRE

- Les énergies renouvelables électriques (EnR), mobilisées en complément de l'énergie nucléaire, contribuent à l'atteinte des objectifs de transition énergétique. Celle-ci passe en effet par l'électrification massive des usages dans le transport, le bâtiment et l'industrie. Les EnR permettent également de réduire notre dépendance aux énergies fossiles, largement importées, et, partant, de renforcer notre souveraineté énergétique.
- La compétitivité des projets de développement des énergies renouvelables électriques dépend des filières (photovoltaïque, éolien terrestre, éolien en mer, ...) et du rapport entre leurs coûts et les prix de marché de l'électricité. En 2025, les prix de marché constatés en France sont plus faibles que dans la plupart des pays voisins. Si les coûts des énergies renouvelables électriques ont connu une forte baisse ces dernières années, ils n'ont pas encore atteint le niveau moyen des prix de marché actuels en France. Ainsi, le développement de ces filières nécessite encore du soutien public.
- Le soutien aux énergies renouvelables vise à améliorer la rentabilité des investissements. Son coût augmente (diminue) quand les prix de marché de l'électricité baissent (augmentent). L'augmentation du volume d'énergies renouvelables électriques soutenues exposera mécaniquement davantage les finances publiques aux variations des prix de marché. En conséquence, le soutien aux énergies renouvelables a été amené à évoluer, notamment en transférant davantage de risques portés par l'État vers les producteurs.
- Jusqu'à l'horizon 2035, le coût annuel du soutien aux énergies renouvelables électriques restera dominé par celui des contrats conclus avant fin 2024, (cf. Graphique). Grâce à la baisse des coûts de production des technologies renouvelables, le soutien unitaire pour les nouvelles installations sera plus faible que pour les installations existantes. Ainsi, en moyenne, pour les filières du solaire et de l'éolien, le coût complet de production des installations soutenues devrait être d'environ 80 €/MWh en 2035, contre 120 €/MWh aujourd'hui, ce qui se traduira par une baisse mécanique du coût du soutien public par MWh produit.

Coût annuel estimé du soutien aux énergies renouvelables électriques (solaire, éolien, ...)



Source : Calculs DG Trésor, données Commission de Régulation de l'Énergie.
 Note de lecture : Ces estimations correspondent à un scénario de prix médian, avec un prix de marché stable, de 70 €/MWh.
 En 2035, dans un scénario de prix médian, le coût annuel du soutien aux énergies renouvelables électriques devrait correspondre pour 2,1 Md€₂₀₂₄ aux contrats passés avant fin 2024, et pour 1,2 à 2,3 Md€₂₀₂₄ aux contrats relatifs aux scénarios de planification (solaire, éolien terrestre, ...).

1. Le soutien au déploiement des énergies renouvelables électriques est nécessaire pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques de la France et réduire la dépendance aux énergies fossiles importées

1.1 Les EnR jouent un rôle central pour l'atteinte des objectifs climatiques et de souveraineté énergétique

La France¹ et l'Union européenne² ont pris des engagements ambitieux de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre en vue de l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. En 2023, la combustion d'énergie – pour ses différents usages tels que le transport, l'industrie, le chauffage et la production d'électricité – représente 60 %³ des émissions de gaz à effet de serre de la France. En outre, près de 60 % de la consommation finale à usage énergétique française provient de matières fossiles importées. La sortie des énergies fossiles permettra de réduire la dépendance de l'économie française à ces importations. Celles-ci représentent un déficit commercial de 63 Md€ en 2024 après un pic à plus de 130 Md€ en 2022⁴.

Pour atteindre ces objectifs, la stratégie française repose notamment sur une électrification massive des usages dans les principaux secteurs : transport, bâtiments, industrie. L'électrification a en effet le double avantage de décarboner⁵ et de diminuer la consommation énergétique française grâce aux gains d'efficacité induits : par exemple, un moteur électrique a un rendement énergétique supérieur à un moteur thermique et consomme donc moins d'énergie pour une même quantité de mouvement fournie. L'électrification implique une hausse de la consommation électrique à moyen-long terme⁶. La production d'électricité française, déjà faible en carbone, doit ainsi croître afin de permettre la

décarbonation des autres secteurs via l'électrification, d'autant plus qu'une partie du parc énergétique actuel devra se renouveler à l'horizon 2050⁷.

La relance du nucléaire civil est une priorité de la politique énergétique française⁸, axée autour de la conservation d'un parc électrique décarboné et pilotable. Les nouveaux réacteurs prévus dans le cadre du programme de Nouveau Nucléaire Français, dont le nombre maximal de quatorze à horizon 2050 constitue la proposition la plus ambitieuse que puisse assurer la filière française à ce jour⁹, apporteront des capacités électriques pilotables significatives au système électrique français. Leur mise en service ne devrait cependant pas intervenir avant 2038^{10, 11}.

La hausse des capacités de production d'électricité bas-carbone devra donc nécessairement s'appuyer sur la complémentarité des énergies renouvelables et nucléaires (cf. Encadré 1). Les durées de développement des EnR électriques (entre 3 et 7 ans)¹², plus courtes que celles du nucléaire (plus de 10 ans), permettent de répondre à la hausse prévue de la consommation d'électricité au cours des dix prochaines années. Par ailleurs, l'incertitude sur la consommation d'électricité (fonction du rythme d'électrification des modes de chauffage, du parc automobile et des besoins industriels ainsi que du développement de la production d'hydrogène par électrolyse) est importante : de l'ordre de 20 % à l'horizon 2035¹³. Le rythme de développement des EnR pourra alors être ajusté pour s'adapter au niveau de demande, grâce à leur faible temps de déploiement.

(1) Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

(2) Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021.

(3) Ministère de la Transition écologique (2024), « Chiffres clés du climat – Édition 2024 ».

(4) Ministère de la Transition écologique (2024), « Chiffres clés de l'énergie – Édition 2024 ».

(5) La production électrique française est largement décarbonée, avec une part de production bas-carbone de 95 % en 2024. Voir Réseau de Transport d'Électricité (2025), « Bilan électrique 2024 ».

(6) Direction générale du Trésor (2025), « Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone » ; Réseau de Transport d'Électricité (2024), « Bilan Prévisionnel 2023-2035 » ; International Energy Agency (2025), "Electricity 2025".

(7) Réseau de Transport d'Électricité (2021), « Futurs énergétiques 2050 ».

(8) Discours de Belfort (2022) et Loi sur l'accélération du nucléaire (2023), puis conseils de politique nucléaire de 2023 et 2025.

(9) Réseau de Transport d'Électricité (2021), *op. cit.*

(10) Conseil de Politique Nucléaire (2025), « Compte-rendu de la 4^{ème} réunion ».

(11) La relance du nucléaire en France est également fondée sur le développement de réacteurs de petite capacité dits « *small modular reactors* » ou SMR, qui devraient pouvoir fournir de l'électricité ou de la chaleur aux consommateurs français à partir de la décennie 2030.

(12) Cela peut être plus rapide pour le photovoltaïque sur bâtiment, de quelques mois jusqu'à 2 ans.

(13) Soit 110 TWh, Réseau de Transport d'Électricité (2024), « Bilan Prévisionnel 2023-2035 ».

Encadré 1 : La complémentarité du nucléaire et des énergies renouvelables

La production d'électricité renouvelable prend une place croissante dans le mix électrique avec 152 TWh de la production en 2024, soit 27 % de la production totale d'électricité, contre 94 TWh en 2014^a, soit 17 % de la production totale d'électricité. Au cours des vingt dernières années, le développement des EnR électriques a en partie compensé la baisse subie par la production nucléaire^b. L'interaction des EnR avec le parc nucléaire – première source d'électricité française depuis les années 1990 – présente des complémentarités.

D'après le gestionnaire de réseau électrique (RTE), un mix électrique français composé à la fois de nucléaire et d'énergies renouvelables est gage de performance économique à l'horizon 2050. Les EnR et le nucléaire offrent en effet des profils de production, des leviers de flexibilité, des chroniques d'investissement, ou encore des risques industriels différents et complémentaires. Par exemple, si les EnR, en particulier l'éolien^c, ont des coûts de production unitaires faibles, les mix électriques composés majoritairement d'EnR se traduisent par des coûts pour le système électrique plus importants : développement des flexibilités nécessaires au maintien de l'équilibre offre-demande (e.g. batteries pour absorber les excédents de production, centrales thermiques de pointe en cas de déficit de production) et adaptation du réseau notamment.

Le recours à un mix diversifié d'énergies renouvelables et nucléaire permet ainsi d'optimiser les coûts de réseau et d'équilibrage offre-demande. Leur développement conjoint offre davantage de résilience face aux incertitudes sur l'évolution de la demande et des coûts respectifs des technologies^d.

a. Ministère de la transition écologique (2025), « Chiffres clefs des énergies renouvelables – Édition 2025 ».

b. De -90 TWh, i.e. -20 % entre les années 2010 et les années 2020-2023, sous l'effet du relèvement des exigences de sécurité post-Fukushima, des travaux de prolongation la durée de vie des réacteurs, des conséquences de la crise sanitaire sur le planning de maintenance et de la découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte.

c. D'après RTE, un parc d'EnR composé majoritairement d'éolien par rapport au solaire serait optimal économiquement en 2050 compte tenu du fait que la production solaire abondante en été et en milieu de journée, intervient au moment de faible consommation et a donc moins de valeur que la production éolienne, plus importante en hiver qu'en été.

d. Direction générale du Trésor (2025), « Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone ».

1.2 La France bénéficie actuellement de prix de l'électricité plus faibles que la plupart des pays voisins

Depuis la fin de la crise énergétique, les prix de gros¹⁴ de l'électricité en France sont revenus à un niveau comparable à celui observé avant la crise de l'énergie, c'est-à-dire inférieur à celui de la plupart des pays voisins (cf. Graphique 1). Cet écart est lié à une production électrique de nouveau élevée en France du parc nucléaire existant et une demande relativement faible. De manière plus conjoncturelle, une production renouvelable importante combinée à une faible

consommation ont entraîné des prix de gros en France sensiblement plus faibles que chez ses voisins, avec -32 % par rapport à l'Allemagne ou -49 % par rapport à l'Italie en 2025¹⁵. Ce phénomène se traduit également dans les prix à terme¹⁶, la France disposant à fin septembre 2025 du prix des contrats *futures*¹⁷ le plus faible parmi ses voisins, y compris l'Espagne. Enfin, ces tendances se reflètent dans les prix finaux pour les ménages et les entreprises : au premier semestre 2025, les prix en France pour les ménages français étaient inférieurs à ceux des ménages allemands, italiens ou espagnols¹⁸.

(14) Prix des contrats (financiers ou physiques) de livraison d'électricité échangés sur les bourses.

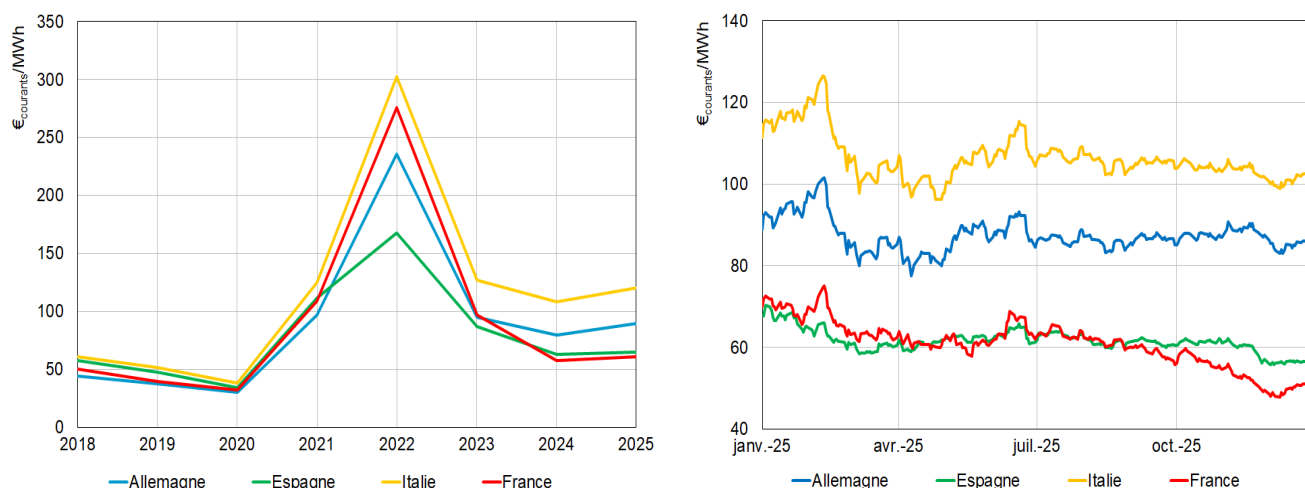
(15) Données correspondant aux prix journaliers (spot) en 2025, données LSEG.

(16) Prix auxquels sont échangés des contrats de livraison d'électricité pour des échéances plus lointaines que le jour suivant (e.g. semaine, weekend, mois, trimestre, année).

(17) Contrats à terme standardisés et cotés en continu sur des bourses et soumis à appels de marge réguliers.

(18) Eurostat (2025), prix de l'électricité pour les ménages, premier semestre 2025.

Graphique 1 : Prix spot moyen annuel (à gauche) et prix calendaire pour 2026 (à droite) en France et chez les principaux pays voisins



Source : Calculs DG Trésor, données LSEG.

Note de lecture : En 2025, le prix spot¹⁹ moyen en France est d'environ 61 €/MWh, contre 89 €/MWh en Allemagne. À fin décembre 2025, les prix « futures » calendaires²⁰ 2026 sont à 51 €/MWh en France, contre 57 €/MWh en Espagne, ou 85 €/MWh en Allemagne.

1.3 Les coûts complets de production des énergies renouvelables électriques ont fortement baissé ces dernières années, sans atteindre le faible niveau des prix de marché en France

Durant la dernière décennie, les EnR électriques ont enregistré des baisses de coûts significatives, en particulier le solaire photovoltaïque et l'éolien dont les coûts rapportés à l'énergie produite ont respectivement diminué de 85 et 70 % entre 2010 et 2024 (cf. Graphique 2). La réduction des coûts de production est liée à la structuration de la filière, avec d'importantes économies d'échelle, et aux gains apportés par le progrès technologique²¹, mais également au soutien public qui a facilité le financement de ces technologies, en diminuant le coût du capital²².

Cependant, l'évolution de cette trajectoire demeure incertaine. Si des baisses de coûts additionnelles sont anticipées dans la continuité de la trajectoire passée, plusieurs facteurs exogènes peuvent les ralentir. La hausse récente des taux d'intérêts a renchéri le coût des projets, très sensibles au coût du capital, en dépit du soutien public. Par ailleurs, les tensions sur les chaînes d'approvisionnement engendrent un renchérissement à court et moyen termes des prix des composants, qui dégrade la performance économique des projets²³. En outre, si d'importants progrès d'efficacité ont été réalisés par le passé, l'éolien et le solaire photovoltaïque pourraient se rapprocher de leurs limites maximales de conversion d'énergie²⁴. Enfin, les sites les plus favorables sont déjà exploités²⁵, laissant aux projets futurs des emplacements présentant un potentiel de ressource moindre²⁶.

(19) Aussi appelé prix *day-ahead* ou journalier, prix auquel le MWh d'électricité est négocié pour livraison le lendemain sur une heure donnée.

(20) Prix auquel le mégawattheure d'électricité est négocié pour une livraison tout au long d'une année déterminée.

(21) Direction Générale du Trésor (2025), « Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone ».

(22) La réduction du coût du capital est permise par la minimisation des incertitudes sur le prix. IRENA (2025), "Renewables power generation costs in 2024".

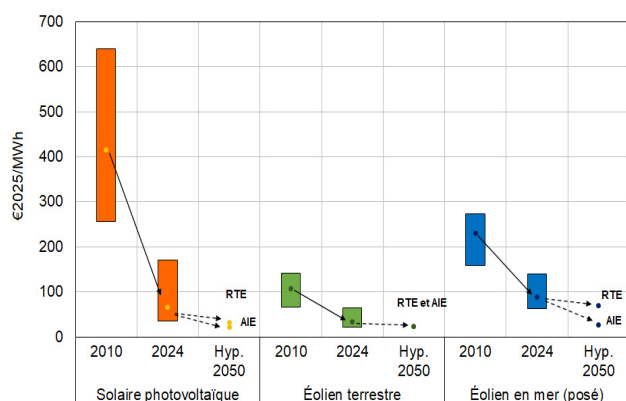
(23) La tension sur les chaînes d'approvisionnement est par exemple liée à leur concentration dans un contexte de hausse de la demande (IEA, 2025, *World Energy Investment 2025* et *Special Report on Solar PV Global Supply Chains*).

(24) Les technologies photovoltaïque et éolienne présentent des rendements théoriques maximums limités par leurs principes physiques respectifs de conversion de l'énergie solaire et cinétique en énergie électrique.

(25) Le cadre réglementaire peut restreindre le développement de projets : i.e. contraintes aéronautiques et militaires pour l'éolien terrestre.

(26) Devezeaux de Lavergne J. (2025), « Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux ».

Graphique 2 : Évolution des coûts complets de production du solaire et de l'éolien



Source : Calculs DG Trésor d'après International Renewable Energy Agency (IRENA), Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Agence internationale de l'énergie (AIE).

Note de lecture : Les bornes inférieures et supérieures représentent les 5^{ème} et 95^{ème} percentiles, à l'échelle mondiale. Pour le solaire et l'éolien terrestre, le point central représente le coût de production en France, alors qu'il correspond à l'Europe pour l'éolien en mer posé. Entre 2010 et 2024, selon l'IRENA, le coût complet de production (LCOE), représentant le coût actualisé moyen pour produire 1 MWh d'électricité sur la durée de vie du projet, a diminué de -85 % pour le solaire en France, passant de 415 €₂₀₂₅ en 2010 à 65 €₂₀₂₅ en 2024. Note de lecture 2 : Dans certains pays, les coûts de raccordement de l'éolien en mer peuvent être portés par les gestionnaires de réseau, comme c'est le cas en France. Ils ne peuvent donc pas être comparés directement avec le solaire et l'éolien terrestre.

Le potentiel de production renouvelable est diversifié en France, combinant de larges régions à fort ensoleillement et plusieurs régimes de vent^{27, 28}. En revanche, les coûts complets de production des EnR, qui représentent le coût moyen actualisé de production d'électricité sur la durée de vie des projets (LCOE – cf. Encadré 2), sont plus élevés que dans certains pays voisins, notamment l'Espagne. Cet écart s'explique notamment par des coûts d'installation moins importants dans ces pays, pouvant être associés à (i) un moindre coût du travail, (ii) davantage de facilité d'accès au foncier, ou encore (iii) des procédures d'autorisation plus souples²⁹. Cette situation française, combinée aux niveaux de prix de marché relativement bas, renforce la nécessité du soutien à la production renouvelable³⁰ car, en moyenne, les coûts de production des EnR restent encore supérieurs aux prix de marché et la volatilité de ces derniers désincite l'investissement.

Encadré 2 : Le coût complet annualisé de l'électricité (LCOE) est un indicateur du coût de production d'un actif énergétique rapporté à sa durée de vie, à manier avec précaution

Le coût complet annualisé de l'électricité (*Levelized Cost Of Electricity*, ou LCOE) correspond au coût moyen de production d'une unité d'électricité (en €/MWh) sur toute la durée de vie d'une installation. Il se calcule en rapportant la somme actualisée de tous les coûts (e.g. investissement initial, maintenance, combustible le cas échéant, démantèlement) à la somme actualisée (à un taux reflétant le coût du capital) des quantités totales d'électricité produites. Cette méthode de calcul permet ainsi de comparer de manière homogène le coût de production purement aux bornes de la centrale pour chaque technologie (EnR, nucléaire, fossiles).

Cet indicateur, utile pour comparer immédiatement la compétitivité de deux projets similaires, comporte toutefois plusieurs limites : il est très fortement influencé par les paramètres financiers (levier financier, coût des capitaux propres, taux d'intérêt) et ne tient pas compte des coûts ou bénéfices générés par l'actif en question pour le système électrique. En particulier, en raison du caractère variable de leur production et de leur répartition diffuse, les EnR électriques peuvent impliquer des coûts systèmes plus importants que le nucléaire, du fait des besoins supplémentaires générés pour l'accès au réseau (construction d'infrastructures) et le développement de flexibilités (e.g. batteries, effacements).

(27) Commission Européenne (2025), "Photovoltaic geographical information system".

(28) Commission Européenne, Joint Research Center (2018), "Wind potentials for EU and neighbouring countries".

(29) IRENA (2025), "Renewables power generation costs in 2024".

(30) Hahn R. W. et al. (2025), "A Welfare analysis of Policies impacting Climate Change", *NBER, Working paper* 32728.

La prise en compte des coûts systèmes peut par ailleurs être assortie de compléments afin de déterminer le mix électrique optimal pour la collectivité. En particulier, chaque technologie génère plusieurs externalités (e.g. impact sur les émissions de gaz à effet de serre ou sur le paysage) dont certaines sont difficilement monétisables^a. L'OCDE propose une méthodologie visant à inclure au maximum ces externalités pour établir le coût social complet d'une technologie^b.

a. IRENA (2025), *op. cit.*

b. OCDE & Nuclear Energy Agency (2024), "NEA system cost analysis for integrated low carbon electricity systems".

2. Les modalités de soutien aux énergies renouvelables électriques ont évolué pour accompagner leur développement

2.1 Le soutien aux énergies renouvelables électriques, historiquement fondé sur l'obligation d'achat, a évolué vers le complément de rémunération pour les exposer davantage au marché de l'électricité

La structure de coûts des projets EnR est dominée par les coûts fixes (composants, travaux, raccordement...), auxquels s'ajoutent des coûts financiers. Ensemble, ils représentent 85 % du coût complet pour le solaire et 70 % pour l'éolien³¹. L'incertitude sur les prix de marché de l'électricité, donc les revenus tirés de ces projets, constitue alors un risque financier important, de nature à peser sur les coûts de financement et la rentabilité anticipée de l'investissement. Assurer la stabilité des prix de vente sur la durée de vie du projet permet alors de réduire le coût complet et d'améliorer la compétitivité de la technologie, en contrepartie d'un transfert de risque vers l'entité qui assure la stabilité.

Historiquement, la volonté de faire émerger les filières EnR et le manque de liquidité sur le marché français de

l'électricité ont conduit à un soutien public fondé sur un système d'obligation d'achat, représentant aujourd'hui 71 % des volumes soutenus. Ce contrat garantit que l'électricité produite sera achetée par l'État à un prix fixe prédéterminé, généralement sur 20 ans.

Les contrats de soutien ont progressivement évolué de l'obligation d'achat vers le complément de rémunération afin de favoriser la participation des EnR aux marchés de l'électricité et le développement des agrégateurs³². Le complément de rémunération est un contrat pour différence (*CfD* ou *contract for difference* en anglais) selon lequel les producteurs vendent leur électricité au prix de marché et bénéficient en complément d'une prime, calculée comme la différence entre un tarif de référence fixe et un prix de marché moyen (cf. Encadré 3). Celui-ci se distingue de l'obligation d'achat car il introduit une incitation pour les producteurs à produire quand les prix de marché sont plus élevés, donc lorsque cela est plus pertinent pour le système électrique.

Encadré 3 : Fonctionnement du complément de rémunération

Le complément de rémunération s'appuie sur le principe d'une prime, prenant la forme d'un contrat pour différence (*CfD*)^a. L'installation vend sa production sur le marché et reçoit un complément de rémunération, calibré sur la base d'un écart entre un tarif cible de référence (fixe) et un indice de prix de marché moyen. À chaque pas de temps (e.g. 15 min depuis le 1^{er} octobre 2025), si la référence du prix de marché observée est inférieure au tarif de référence du contrat, l'État verse un complément de rémunération au producteur. Dans le cas contraire, le producteur reverse la différence à l'État, le contrat pour différence est alors dit « bidirectionnel ».

La référence du prix de marché utilisée, ou « M_0 », est définie généralement comme la moyenne mensuelle des prix de marché journaliers (*day-ahead*) captés^b par les installations de la filière (photovoltaïque, éolien ou petit

a. Hansen J., Janssens A., Percebois J. (2019), « Énergie ; Économie et politiques (3^{ème} édition) ».

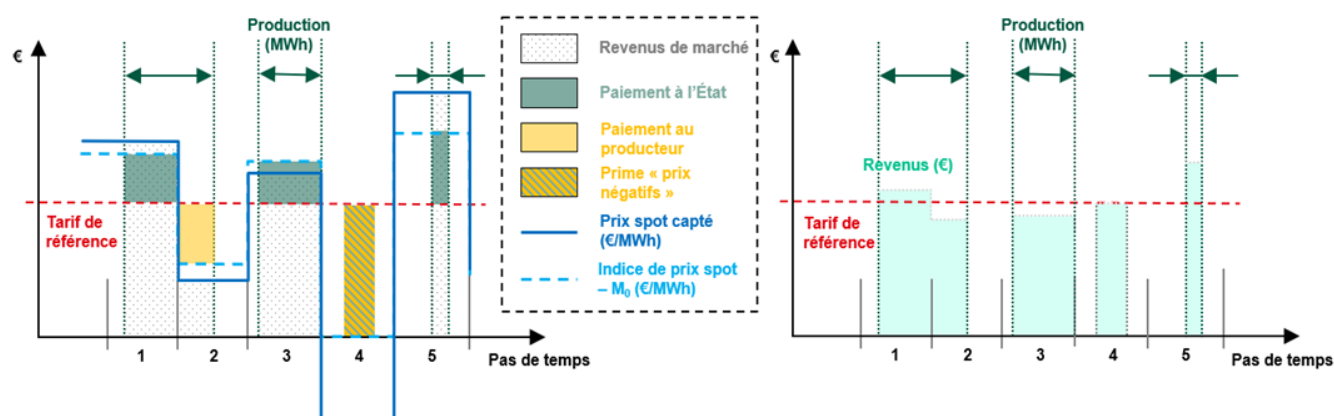
b. Le prix capté par une installation correspond au prix moyen de marché pondéré par sa production horaire, reflétant la valeur effective de l'électricité qu'elle injecte.

(31) IEA & Nuclear Energy Agency (2020), "Projected Costs of Generating Electricity".

(32) Un agrégateur est une entreprise qui contractualise avec les producteurs d'électricité pour gérer différentes opérations sur les marchés de l'électricité : vente de la production, équilibrage, flexibilité.

hydraulique). Ainsi, si l'installation a capté des prix supérieurs à M_0 , son revenu sera supérieur à celui qui résulterait de la vente de sa production au tarif cible. Dans le cas contraire, il sera inférieur. Autrement dit, chaque installation solaire ou éolienne soutenue est incitée à capter des prix plus élevés que la moyenne des installations similaires, par exemple en maximisant la disponibilité des installations sur les heures de prix élevés, répondant davantage aux besoins du système électrique. Le graphique ci-dessous illustre les revenus finaux du producteur sur une plage de quelques heures, une fois le complément de rémunération versé.

Graphique 3 : Illustration des flux financiers entre le producteur et l'État dans le cadre du complément de rémunération (à gauche) et revenus finaux pour le producteur (à droite)



Source : DG Trésor, et Schlecht I, Maurer C, Hirth L, ZBW (2023), *Financial Contracts for Differences*.

Note de lecture : Pour la deuxième heure représentée, le prix spot est en dessous du tarif de référence, et la référence de prix spot (M_0) est supérieure au prix capté par l'installation. L'installation perçoit le complément de rémunération mais elle réalise une perte correspondant à l'écart entre son prix capté et le prix capté par la moyenne des installations (M_0). Pour la quatrième heure représentée, une prime « prix négatifs » est délivrée à l'installation, qui n'a pas produit pendant cette heure, ce qui est préférable pour le système électrique.

2.2 Le complément de rémunération facilite la participation des énergies renouvelables électriques aux marchés de l'électricité

Les contrats pour différences tels que le complément de rémunération français sont des outils complets, permettant à la fois de réduire le coût privé de financement des projets, d'assurer la réalisation de projets nécessaires à la transition énergétique, et d'inciter les producteurs à participer au marché de manière efficace. En particulier, lors des périodes de prix négatifs, le complément de rémunération n'est pas versé et est substitué par une prime conditionnée à l'arrêt effectif de l'installation, ce qui limite la contribution de la production renouvelable à leur formation (cf. Encadré 4). Ces propriétés ont mené la Commission Européenne à encourager ce mode de soutien dans le règlement européen *Electricity Market Design* adopté en 2024³³.

Le complément de rémunération est de fait le dispositif privilégié par la France pour soutenir les nouvelles installations d'énergies renouvelables électriques. Il représente 70 % des contrats engagés sur la période 2023-2024³⁴. Le reste, en obligation d'achat, concerne surtout des petites installations (e.g. solaire sur la toiture de petits bâtiments) qui ne sont pas en capacité de participer directement au marché de l'électricité.

En 2025, le total des contrats en cours de validité soutenus par le complément de rémunération devrait représenter 24 TWh, soit 31 % de la production renouvelable soutenue en France, pour une dépense publique prévisionnelle de 654 M€³⁵, soit environ 11 % du coût prévisionnel du soutien public aux énergies renouvelables électriques, de 6,2 Md €. Ramené à l'énergie produite, le coût du soutien public délivré via le complément de rémunération est de 27 €/MWh, soit plus de quatre fois inférieur à celui délivré par l'obligation d'achat.

(33) Règlement 2024/1747 modifiant les règlements 2019/942 et 2019/943, adopté en mai 2024, dit *Electricity Market Design* ou EMD.

(34) Commission de Régulation de l'Énergie (2025), « Bilan du dispositif de complément de rémunération ».

(35) Commission de Régulation de l'Énergie (2025), « Délibération relative à l'évaluation des CSPE ».

Cette différence est liée au fait que (i) les contrats en obligation d'achat sont généralement plus anciens et ont été conclus à des tarifs plus élevés, à une période où les coûts de production étaient plus élevés, permettant ainsi l'émergence de la filière et (ii) les volumes soutenus via l'obligation d'achat comportent

proportionnellement plus de petites installations, comme le photovoltaïque sur toiture, dont les tarifs d'achat sont plus élevés que pour les grandes installations, notamment en raison de plus faibles économies d'échelles³⁶.

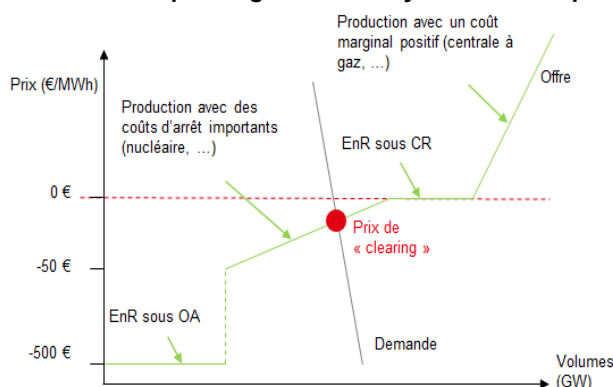
Encadré 4 : Formation des prix négatifs sur le marché de gros

Le système électrique repose sur un équilibre permanent entre l'offre et la demande. Sur le marché de gros journalier (*day-ahead*), le prix résulte de la rencontre entre la courbe de demande – qui agrège les ordres d'achat des fournisseurs – et la courbe d'offre – qui agrège les ordres de vente des producteurs. En théorie, cette courbe d'offre est constituée par l'empilement des ordres de vente des producteurs, chacun fixant son prix en fonction de son coût marginal de production. Les EnR, à coût marginal nul, devraient apparaître parmi les premières, suivies des moyens conventionnels par ordre croissant (nucléaire, hydroélectricité, gaz, charbon, *etc.*). Le prix ainsi déterminé, dit prix de *clearing*, correspond alors au coût marginal de la dernière unité de production nécessaire pour satisfaire la demande. L'ensemble des producteurs retenus sont rémunérés à ce prix, selon le mécanisme 'pay-as-clear' (cf. Graphique 4).

Les installations en obligation d'achat perçoivent leur rémunération au tarif garanti, indépendamment du signal de marché. Elles sont donc incitées à produire quel que soit le prix de marché, puisque le mécanisme de soutien leur assure de leur acheter leur production à prix fixe en toute circonstance^a. Les offres correspondantes sont donc décorrélées de leur coût marginal et sont fixées à –500 €/MWh – le minimum possible sur le marché spot –, leur assurant d'être retenues par le mécanisme de *clearing*. Les installations bénéficiant du complément de rémunération sont en revanche incitées à arrêter leur production en cas de prix négatifs puisqu'elles ne perçoivent une compensation de l'État qu'en cas de non production, et offrent donc leur production autour de 0 €/MWh.

Lors des périodes conjuguant une faible demande avec une forte production renouvelable (par exemple un week-end ensoleillé en milieu de journée), l'unité de production marginale retenue peut alors être une centrale (e.g. nucléaire) dont les contraintes imposent un fonctionnement minimal et qui est alors prête à payer, sur quelques heures, pour produire plutôt que de ne pas produire. Son coût marginal de production est alors négatif, et le prix de *clearing* devient négatif (cf. Graphique 4).

Graphique 4 : Représentation schématique de la formation des prix négatifs sur le système électrique^b



Source : Commission de Régulation de l'Énergie.

Note de lecture : Sur la courbe d'offre, les EnR sous OA (obligation d'achat) sont représentées avec une offre à –500 €/MWh, le minimum possible, afin de garantir la vente en toutes circonstances. En revanche, les EnR sous complément de rémunération sont incitées à arrêter leur production si le prix est négatif : elles sont représentées avec une offre à 0 €/MWh.

a. Office Franco-Allemand pour la Transition Énergétique (2025), « Prix négatifs aux bourses de l'électricité : rôle et implications du photovoltaïque et de l'éolien ».

b. Commission de Régulation de l'Énergie (2024), « Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs ».










(36) Commission de Régulation de l'Énergie (2025), « Bilan du dispositif de complément de rémunération ».

2.3 Parmi les pays européens, les politiques de soutien se distinguent selon les arbitrages choisis entre efficacité économique et exposition des finances publiques

Pour atteindre leurs objectifs de production renouvelable, les pays européens ont adopté des stratégies de soutien diverses. Certains pays ont choisi d'orienter le cadre global du soutien selon une logique de marché, quand d'autres pays comme la France axent plutôt leur stratégie sur une logique de

planification. Le cadre d'analyse (cf. Tableau 1) répartit les stratégies nationales de soutien selon trois objectifs économiques : (i) la réduction des risques pour les porteurs de projet et le déploiement des installations à moindre coût ; (ii) la limitation de l'exposition des finances publiques au coût du soutien ; (iii) la capacité du système de soutien à atteindre un mix électrique optimal pour la collectivité. Certains dispositifs poursuivent des objectifs complémentaires, comme le soutien à l'innovation technologique, mais qui ne sont pas développées ici.

Tableau 1 : Comparaison des stratégies de soutien aux énergies renouvelables, et capacité à atteindre certains objectifs

Cadre global du soutien	Stratégie de soutien	Exemples de pays de mise en œuvre	Objectifs recherchés		
			Réduction des risques pour les porteurs de projet et diminution du coût de production	Réduction de l'exposition des finances publiques au prix de marché	Capacité à atteindre un mix optimal pour la collectivité
Orienté par une logique de planification	Soutien public via appels d'offres et guichets ouverts, et attribution d'un contrat pour différence	  	+++	+	+++
Orienté par une logique de marché	Exposition complète au marché (éventuellement avec appels d'offres ou systèmes de guichets ouverts)	 	+	+++	++
	Certificats verts, volontaires ou avec mécanismes d'obligation	 	++	+++	+
	Développement des Power-Purchase Agreements (PPA)	 	++	+++	+

Source : DG Trésor (2024), Étude Comparative Internationale et Commission de Régulation de l'Énergie (juin 2025), Bilan du dispositif de complément de rémunération en France.
Note de lecture : Les mécanismes de type « certificats verts » ont été mis en œuvre au Danemark et en Belgique. Ils réduisent de manière modérée les risques pour les porteurs de projets, et ne garantissent pas d'atteindre le mix électrique optimal, mais ils permettent de supprimer l'exposition des finances publiques au prix de marché.

Certains pays européens comme l'Espagne misent massivement sur les contrats bilatéraux de long terme (*Power Purchase Agreement* ou PPA)³⁷, qui permettent de transférer le risque des projets à des contreparties privées, neutralisant l'impact sur les finances publiques. Ces contrats sont minoritaires en France : ils représentent dans l'ensemble 5 à 10 % du total de la production éolienne et solaire annuelle³⁸, et leur

dynamique s'est ralentie en 2024, concomitamment à la baisse des prix de gros de l'électricité³⁹. Cette part devrait demeurer faible à moyen terme car (i) les coûts complets de production des EnR devraient rester supérieurs aux prix de marché⁴⁰, et (ii) peu d'acteurs peuvent s'engager sur des consommations à long terme⁴¹. Par ailleurs, dans les pays où la production d'électricité est fortement carbonée, la fourniture

(37) Les PPA sont des contrats à long terme par lesquels le producteur s'engage à vendre sa production à un acheteur, qui s'engage en retour à acheter cette production à un prix et sur une durée prédéterminés.
(38) Les contrats signés depuis 2019 représentent un total d'environ 5,4 TWh/an, à comparer avec une production annuelle éolienne et solaire de 70 TWh en 2024. Capgemini Invent (2025), « Baromètre des achats d'énergie verte en France » et SDES (2025), « Chiffres-clés de l'Énergie ».
(39) Commission de Régulation de l'Énergie (2025), « Observatoire de la CRE relatif aux " PPA " ».
(40) Baringa (2022), Commercial Power Purchase Agreements.
(41) Milli S., Côté E. (2025), "Green on demand? Offtaker preferences for corporate power purchase agreements", *Energy Policy*.

d'électricité verte associée aux PPA peut constituer un argument déterminant pour la signature de ce type de contrat, (iii) cette incitation est réduite en France, en raison du caractère très majoritairement décarboné de sa production d'électricité.

Les dispositifs tels que les garanties d'origines ou les certificats verts permettent de tracer l'origine renouvelable de l'électricité, en valorisant la production verte auprès des consommateurs ou sur les marchés⁴². De nature plus réglementaire, ils ne pèsent pas directement sur le budget de l'État mais ne permettent pas de développer un mix optimal pour la collectivité. En théorie, ces mécanismes peuvent – spontanément lorsque le mix est carboné, ou via une obligation – permettre le développement des EnR selon une

logique de marché. S'ils représentent un coût quasi-nul pour les finances publiques car ils reposent sur les consommateurs, ils présentent plusieurs limites. Ils (i) ne garantissent pas le même niveau de visibilité pour les acteurs que le complément de rémunération car le prix des certificats peut évoluer selon les conditions de marché (e.g. modulation du niveau d'obligation par les pouvoirs publics), et (ii) ne garantissent pas spontanément – sans un volume d'obligation piloté par les pouvoirs publics – l'investissement dans de nouvelles capacités. Enfin, ce type de mécanisme limite le pilotage des différentes filières à développer en favorisant les capacités les moins chères à la production, sans prise en compte des externalités pour le système électrique (e.g. coûts de développement de réseau, acceptabilité sociale).

3. Le coût unitaire du soutien anticipé des énergies renouvelables devrait être inférieur à celui des contrats passés

3.1 Des dispositions ont été mises en œuvre pour améliorer l'efficacité du soutien et réduire son coût pour les finances publiques

À court terme, le système électrique est caractérisé par un excédent de production, après un épisode de sous-capacité durant la crise 2022-2023⁴³. Cet excédent contribue à la diminution des prix de gros en France, renforce la compétitivité pour les consommateurs français (cf. Graphique 1) et s'exporte dans les pays voisins. Ceci constitue un signal-prix favorable à l'électrification en réduisant le ratio de prix entre l'électricité et les alternatives fossiles, et en améliorant ainsi la rentabilité des investissements bas-carbone pour les ménages : pompes à chaleur, véhicules électriques⁴⁴. À titre illustratif, une baisse de tarif réglementé de vente (TRV) d'un ordre de grandeur similaire à la baisse observée en février 2025 (–15 %, soit 43 €/MWh TTC) diminue toutes choses égales par ailleurs le coût complet d'acquisition d'une pompe à chaleur d'environ 6 %, soit 1 800 €⁴⁵.

Cependant, les prix de marché bas se traduisent par un coût important pour les finances publiques du soutien aux énergies renouvelables. En effet, ce coût du soutien dépend de la différence entre les prix des tarifs de référence et les prix de marché. Ce coût évolue de façon contracyclique aux prix de marché : i.e. le coût du soutien augmente (diminue) quand les prix de marché de l'électricité baissent (augmentent).

La diminution du coût de financement permise par les contrats de soutien public (obligation d'achat ou complément de rémunération) est effective au niveau microéconomique. Du point de vue macroéconomique, ces dispositifs induisent un transfert du risque-prix de l'investisseur vers la collectivité.

Pour limiter l'exposition des finances publiques et améliorer la participation des EnR aux marchés de l'électricité, diverses évolutions ont récemment été mises en œuvre pour maîtriser les coûts. Par exemple, une partie du mécanisme de soutien au photovoltaïque en guichet ouvert, dont les volumes étaient supérieurs aux objectifs de la planification, a été convertie en appels d'offres à volume pilotable par l'État⁴⁶. Des dispositions ont également été introduites pour limiter

(42) Un prix est alors fixé, selon les conditions de marché, pour chaque certificat vert délivré.

(43) La production d'électricité bas-carbone était baissière durant la crise énergétique (380 TWh en 2022) à cause de (i) l'arrêt de centrales liées au phénomène de corrosion sous contrainte et (ii) d'une sécheresse longue qui a réduit la production hydraulique à son plus bas niveau depuis 1976. En 2024, la production nucléaire a achevé de se redresser après la crise de 2022/2023 et la production hydraulique renouvelable a atteint un niveau inédit (70 TWh), d'après le bilan électrique 2024 de RTE.

(44) Direction générale du Trésor (2025), « Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone ».

(45) Hypothèses de calcul : coût d'achat de 15 k€, coût complet d'acquisition sur 20 ans actualisé à 7 %.

(46) Arrêté du 26 mars 2025 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations solaires sur bâtiment de puissance inférieure à 500 kW – Légifrance.

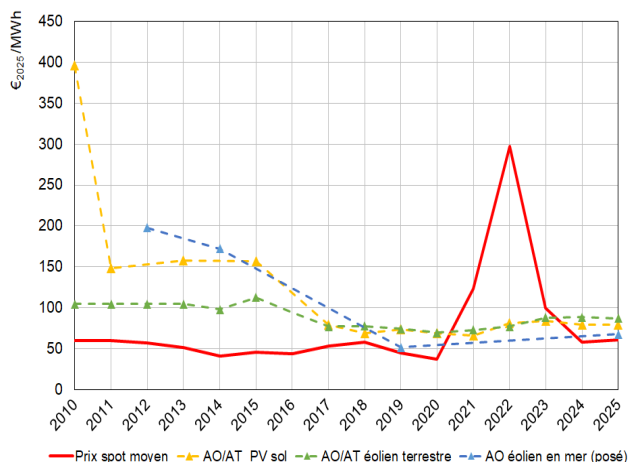
la contribution des énergies renouvelables en obligation d'achat à l'intensité des épisodes de prix négatifs⁴⁷, limitant le coût budgétaire du soutien. Par ailleurs, des réflexions sont en cours pour renforcer l'efficacité des dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable (obligation d'achat et complément de rémunération)⁴⁸.

3.2 Les énergies renouvelables électriques installées aujourd'hui sont moins coûteuses : jusqu'à l'horizon 2035, le coût annuel du soutien restera dominé par le coût des contrats passés avant 2024

Si la saturation des meilleurs sites ou l'augmentation des coûts des composants⁴⁹ peuvent influencer à la hausse sur les coûts de production, les réductions de coûts intrinsèques liées aux améliorations technologiques devraient dominer et permettre une poursuite de la baisse du coût réel de production. Pour les filières du photovoltaïque au sol et de l'éolien, le prix moyen retenu pour les appels d'offres ou les arrêtés tarifaires les plus compétitifs, représentatif du coût réel des installations⁵⁰, a fortement diminué depuis 2010, en se rapprochant du prix *spot* moyen (hors période de crise 2021-2023, cf. Graphique 5).

En 2025, plus de la moitié du coût du soutien correspond à des installations dont la mise en service est antérieure à 2015, alors que ces installations représentent seulement un quart de la production soutenue. Certains contrats anciens ont conduit à une rémunération excessive des producteurs. Le projet de loi de finances pour 2026 prévoit à ce titre leur révision de façon rétroactive pour retrouver une rentabilité raisonnable⁵¹.

Graphique 5 : Comparaison du prix journalier (*spot*) historique et de la moyenne des tarifs garantis par les mécanismes de soutien



Source : Calculs DG Trésor selon données Commission de Régulation de l'Énergie & LSEG. Pour l'éolien en mer, données Jansen M. (2022), "Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally".

Note de lecture : En 2011, le prix moyen proposé par l'État pour une installation solaire au sol était de 150 €/MWh. Le prix affiché pour les appels d'offres éolien en mer est hors coûts de raccordement. N.B. : Les sigles AO/AT signifient que les indices de prix retenus correspondent à des arrêtés tarifaires en guichet ouvert avant 2017, et à des appels d'offres après 2017.

Dans les années à venir, le coût annuel du soutien restera dominé par le coût des engagements passés (cf. Graphique de couverture). Les évaluations économiques associées aux mises en services prévisionnelles d'installations renouvelables à l'horizon 2035 montrent que dans un scénario de prix médian⁵², les installations futures auront un coût unitaire de soutien plus faible que les installations soutenues par le passé⁵³. Ces coûts sont très sensibles aux scénarios de prix dans la mesure où la variation du coût du soutien reste au premier ordre expliquée par la variation des prix de gros. Pour le cas de l'éolien en mer, le coût unitaire⁵⁴ du soutien devrait se réduire

(47) Amendement n° II-4003 du 12/11/2024 au PLF 2025, adopté dans la version finale (Article 175).

(48) Commission de Régulation de l'Énergie (2025), « Bilan de la CRE sur le complément de rémunération et recommandations pour l'avenir ».

(49) Gerarden T., Reguant M. et Yi Xu D. (2025), "The Role of Industrial Policy in the renewables sector", *NBER*.

(50) Les résultats des appels d'offres ou des arrêtés tarifaires représentés correspondent à une borne inférieure (certaines technologies comme le photovoltaïque sur toiture présentent des coûts intrinsèques plus élevés).

(51) Gouvernement (2025), « Projet de loi de finances pour 2026 ». Article 69, adopté par un vote conforme des deux assemblées (hors 49.3).

(52) 70 €/MWh. Hypothèses du Comité de Gestion des Charges de Service Public de l'Énergie (CGCSPE).

(53) Comité de Gestion des Charges de Services Publics de l'Énergie (2024), « Avis du CGCSPE sur l'étude d'impact de la PPE3 ».

(54) Le coût unitaire du soutien correspond au montant moyen versé par l'État pour la production de 1 MWh de cette filière, selon la chronique de prix observée ou anticipée.

significativement, passant de 37 €/MWh pour les contrats existants à -4 €/MWh pour les nouveaux contrats, dans le même scénario de prix. Ce montant négatif signifie que les coûts attendus devraient être inférieurs aux prix de marché moyens, et que la filière devrait donc rapporter de l'argent à l'État. La propension de la filière à accepter cette situation

s'explique par la stabilité des revenus qu'apporte le complément de rémunération, qui constitue une forme d'assurance contre la volatilité des prix et possède, à ce titre, une valeur propre pour l'investisseur. Il restera toutefois nécessaire de confirmer ces tendances, notamment en fonction de l'évolution des coûts complets de production des installations.

Éditeur :

Ministère de l'Économie,
des Finances et de la
Souveraineté industrielle,
énergétique et numérique
Direction générale du Trésor
139, rue de Bercy
75575 Paris CEDEX 12

Directeur de la Publication :

Dorothee Rouzet
tresor-eco@dgtresor.gouv.fr

Mise en page :

Maryse Dos Santos
ISSN 1777-8050
eISSN 2417-9620

Derniers numéros parus

Février 2026

N° 381 Quelle politique de concurrence pour favoriser la croissance en France et en Europe ?

Jean-Baptiste Auger, Eloïse Villani

N° 380 Pollution de l'air : au-delà des effets sanitaires, des répercussions économiques importantes

Laure Baratgin, Agathe Eupherte, Nicolas Taconet

Janvier 2026

N° 379 L'îlot de cherté suisse

Martin Albouy, Gilles Bordes

<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/tags/Tresor-Eco>



Direction générale du Trésor



@DGTresor

Pour s'abonner à Trésor-Éco : bit.ly/Trésor-Eco

Pour toute demande presse, merci de vous adresser à presse@dgtresor.gouv.fr (01 44 87 73 24)

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de la direction générale du Trésor et ne reflète pas nécessairement la position du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique.