

L'électricité renouvelable en complément de rémunération : un levier efficace et compétitif pour la transition énergétique de la France

France renouvelables a été auditionnée par MM. Lévy et Tuot dans le cadre d'une mission confiée par le Premier ministre Sébastien Lecornu. Cette audition est intervenue dans un contexte énergétique profondément renouvelé, marqué par le retour d'une production électrique abondante, décarbonée et compétitive, mais également par une tension accrue sur les finances publiques et la nécessité de renforcer l'acceptabilité sociale, économique et territoriale de la transition énergétique, et à la veille de la publication de la PPE3.

France renouvelables a partagé pleinement l'objectif de la mission : **évaluer et améliorer l'efficience de l'aide publique aux énergies renouvelables électriques**, non pas au regard des volumes installés, mais à l'aune du coût complet pour la collectivité du kWh accompagné par de l'investissement public.

Une telle analyse ne peut toutefois être conduite sans une vision systémique du fonctionnement du système électrique. **Le coût d'un dispositif de soutien ne se résume ni au montant budgétaire versé, ni au prix facial issu des appels d'offres**. Il doit être apprécié en intégrant :

- Les externalités macroéconomiques en matière de souveraineté énergétique, de dépendance et d'importation, de finances publiques et de décarbonation,
- Les effets sur les marchés de l'électricité,
- Les interactions avec les réseaux (coûts évités ou induits),
- La capacité des actifs soutenus à contribuer à l'équilibre du système.

Deux ans après la crise énergétique, la France se trouve dans une situation inédite : une production électrique excédentaire, des épisodes de prix négatifs plus fréquents et une demande qui tarde à repartir malgré les objectifs d'électrification. Cette situation, conjoncturelle par nature, montre que notre pays dispose d'une capacité réelle à déployer une puissante trajectoire d'électrification et ne saurait donc justifier une remise en cause des outils les plus efficaces du système de soutien. **Cette situation appelle au contraire à les faire évoluer pour en maximiser la valeur collective**.

La contribution s'inscrit ainsi dans une logique de réforme calibrée et à fort impact. Elle s'appuie sur une analyse d'optimisation des ressources publiques et des conditions de réussite de ces optimisations. Elle vise à **améliorer l'efficience économique et systémique des futurs dispositifs de soutien, sans remise en cause du stock existant**, et dans le strict respect du cadre juridique et constitutionnel.

Principales recommandations :

- La situation d'abondance électrique que la France rencontre aujourd'hui est un atout pour la décarbonation, la réindustrialisation et in fine le pouvoir d'achat des Français.
- Le paradoxe français qui favorise sans discontinuité les projets les moins pilotables et les moins compétitifs qui sont responsables de la très grande majorité du coût de la CSPE.
- Les trop nombreuses contraintes alourdissent le temps de développement des projets, la taille optimale de ces derniers et viennent réduire mécaniquement la compétitivité des tarifs.

1- La situation d'abondance de production électrique décarbonée est un atout pour la France

Les énergies renouvelables électriques représentent un investissement d'avenir, que ce soit en termes de résilience, de décarbonation, de souveraineté :

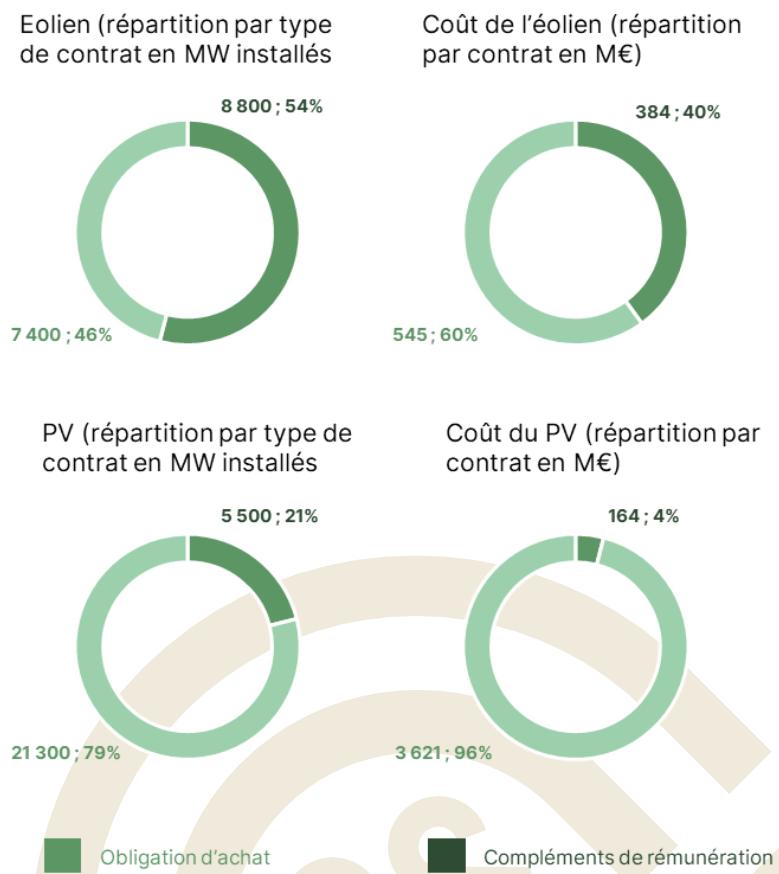
- **Un investissement de décarbonation pour accélérer notre sortie de dépendance aux énergies fossiles**, en établissant et en renforçant la compétitivité de l'électricité renouvelable ou décarbonée par rapport aux énergies fossiles, et ainsi stimuler l'électrification de nos usages, en particulier sur la mobilité. Certains fournisseurs proposent déjà des packs de recharge illimités des véhicules électriques à coût mensuel fixe, et des heures de consommation électrique gratuites, sur la période de la cloche solaire.
- **Un investissement de souveraineté et d'indépendance** : les EnR sont le pilier incontournable pour réduire la dépendance aux énergies fossiles importées dont le coût annuel s'élève à 68 Milliards d'euros et garantir la sécurité énergétique des 15 prochaines années dans un contexte géopolitique particulièrement instable. L'exportation de notre production électrique a rapporté 5 Milliards d'euros net (importation déduite) en 2024 et en 2025. Par ailleurs, investir dans les EnR électriques permet de relocaliser les actifs de production énergétique sur le territoire français et ainsi accroître notre résilience en s'appuyant sur ces ressources installées sur notre territoire et dont nous avons la maîtrise, plutôt que sur des énergies importées de puissances étrangères, parfois hostiles.
- **Un investissement de souveraineté industrielle, et de création d'emplois** : Au-delà de la souveraineté énergétique, le développement des EnR constitue un levier majeur de souveraineté industrielle en structurant des filières stratégiques sur le territoire national, des grands projets de production comme Carbon ou Holosolis, aux usines d'éoliennes en mer et au développement du terrestre, tout en renforçant la sécurisation des chaînes d'approvisionnement en matériaux critiques (terres rares, aimants), aujourd'hui fortement dépendantes de l'étranger. Le maillage territorial de l'emploi EnR offrent des emplois qualifiés, stables et non délocalisables dans les territoires représentant plus de 49 000 emplois pour le segment des EnR électriques industrielles (de puissance supérieure à 1MW).
- **Un ancrage territorial fort** : les retombées fiscales (IFER, partage de valeur) renforcent l'acceptabilité locale et soutiennent les projets de territoires. Notre segment d'EnR (éolien terrestre et en mer, solaire grande puissance) représente plus de 300 millions d'euros de retombées fiscales par an pour les territoires via l'IFER et la taxe éolienne en mer (TFP). Pour mémoire, les retombées fiscales importantes pour les collectivités territoriales, via l'IFER, varient selon les technologies : 3 500€/MW installés en PV et 8 300€/MW en éolien terrestre, et en éolien en mer la TFP à hauteur de 14 813 €/MW. Pour le monde agricole, le développement des énergies renouvelables électriques constitue également une opportunité de diversification et de sécurisation des revenus, tout en contribuant à la transition énergétique des territoires et au maintien d'activités agricoles économiquement viables
- **Un investissement qui garantit la protection des Français face aux prix élevés de l'électricité** : Le Complément de Rémunération agit, pour l'Etat, comme un bouclier contre les prix de marché trop élevés. Si les prix sur le marché sont supérieurs au tarif garanti au producteur, le producteur reverse le surplus à l'Etat. Ainsi, lors de la crise énergétique de 2022/2023, la filière EnR industrielle en complément de rémunération (éolien terrestre et PV) a reversé 6,1 Milliards d'euros au budget de l'Etat. Elle a, en deux ans, remboursé plus de 50% de ce qu'elle a touché ces 20 dernières années. La CRE le rappelait en 2024, les EnR ont financé plus de la moitié du coût du bouclier tarifaire. Sans les compléments de rémunération, l'Etat aurait dû le financer en intégralité. Toute évolution du cadre des CR devra donc préserver une capacité de protection au moins équivalente, faute de quoi les ménages seraient directement exposés lors d'une potentielle crise énergétique.

- **Un investissement pour la pilotabilité du système électrique :** Les installations EnR de tailles industrielles sont l'outil de pilotage du système électrique le plus performant. La capacité de flexibilité des parcs EnR n'est plus à démontrer techniquement puisqu'un parc EnR peut ajuster sa production en quelques minutes, et sa capacité à modular est parfaitement objectivé par le gestionnaire de réseau, là où d'autres installations peinent à apporter ce service au système. La majorité des EnR contribuent déjà à l'équilibre du réseau en arrêtant leur production lors d'épisodes de prix négatifs sur le marché et proposent des services d'équilibrage du réseau via leur participation au mécanisme d'ajustement. Ces installations sont pilotables à la baisse comme à la hausse avec des temps de réaction bien supérieurs aux centrales conventionnelles.

2- Favoriser les projets industriels d'énergie renouvelable électrique c'est favoriser la compétitivité des tarifs et la performance de la pilotabilité du système

Depuis 10 ans, les parcs de taille industrielle sont exclusivement soutenus via des compléments de rémunération pour un budget total, pour l'année 2025, de **384 millions d'euros en éolien terrestre et 164 millions d'euros en photovoltaïque**. Soit respectivement **6 % et 2,6 % des coûts de la brique « soutien EnR électriques » de la CSPE** et 3,3 % et 1,4 % du coût total de la CSPE.

Ainsi, les grandes installations industrielles en complément de rémunération ont coûté en 2025 **8,8 % du soutien aux EnR électriques pour 30 % des capacités installées (éolien et photovoltaïque)**. Ces chiffres illustrent l'efficacité économique des installations de grande puissance soutenues via le complément de rémunération qui concentrent une part importante des capacités pour un coût budgétaire limité.



Les effets d'économie d'échelle sont déterminants pour expliquer la compétitivité supérieure des projets de grande puissance, tant sur les coûts de production que sur les coûts de raccordement. A l'échelle projet,

les parcs de taille industrielle sont ainsi les plus compétitifs. En effet, on observe un différentiel de prix de soutien pouvant atteindre jusqu'à 47 €/MWh entre les projets photovoltaïques de faible puissance et la branche la plus compétitive des Appels d'Offres, le PV sol, dont le tarif s'établit actuellement à 79,28 €/MWh.

D'autre part, les parcs en OA bénéficient aujourd'hui d'une exonération partielle, appelée « réfaction », des coûts de raccordement (ouvrages propres) jusqu'à 60%, et de l'exonération de quote-part en basse tension. Ces actifs ne participent donc que très partiellement au financement des réseaux nécessaires à leur raccordement, faisant in fine porter la charge de ces coûts aux consommateurs, via le TURPE. Par ailleurs, ces parcs contribuent également à **l'allongement des délais de raccordement de l'ensemble des filières EnR pour une moindre pilotabilité, et une insertion sur le réseau plus conséquente (impossibilité de souscrire à des offres de raccordements flexibles, avantageuses pour le collectif, et diminuant les coûts de renforcement du réseau)**.

Pour l'éolien terrestre et en mer, dont les derniers coûts moyens des projets observés dans les AO sont respectivement de 86,6 €/MWh et 86,45 €/MWh, figure parmi les EnR les plus compétitives, y compris en intégrant les coûts système. Ces technologies s'imposent ainsi comme des technologies industrielles matures, compétitives et structurantes pour le système électrique.

Le complément de rémunération a montré son intérêt lors de la crise énergétique de 2022/2023, par son mécanisme de versement au budget de l'Etat des revenus captés au-dessus du tarif gagné en appel d'offre. **Entre 2022 et 2024, l'éolien terrestre a ainsi rapporté 5,8 milliards d'euros au budget de l'État via le mécanisme de complément de rémunération. Le complément de rémunération a ainsi démontré sa capacité à concilier soutien aux filières industrielles, protection des consommateurs et retour sur investissement du budget de l'État.**

La flexibilité est également un axe important dans la maîtrise des coûts du système électrique. Les systèmes de stockage d'énergie, qu'il s'agisse de STEP, de batteries ou d'autres technologies, jouent un rôle central dans la maîtrise du coût de l'électricité en absorbant les surplus de production lors des périodes de surabondance et en restituant cette énergie lorsque la demande est élevée. En réduisant les déséquilibres entre offre et demande, le stockage limite le recours à des moyens de production coûteux et contribue à lisser les prix de marché. Combinés à des mécanismes de flexibilités locales, les actifs de stockage peuvent également permettre d'éviter ou de différer des investissements significatifs de renforcement des infrastructures, tout en optimisant la valeur de production des énergies renouvelables.

Malgré tous ces signaux économiques, la France **a continué en 2024 et en 2025 de raccorder trois fois plus de parcs d'électricité renouvelable de faible puissance en Obligation d'Achat que de parcs de taille industrielle en Complément de Rémunération**. Le système d'OA se présentant sous forme de guichet ouvert, l'Etat n'a aucun contrôle sur le volume de parcs demandant à bénéficier d'un tarif. A l'inverse, les parcs en Complément de Rémunération sont attribués sous forme d'appels d'offre dont le volume est limité annuellement.

Ces constats convergent vers la nécessité de concentrer le soutien public sur des technologies renouvelables industrielles, compétitives et pilotables, seules à même d'optimiser les coûts et la résilience du système électrique.

LES OBLIGATIONS D'ACHAT	LE COMPLÉMENT DE REMUNERATION
Utilisées pour les filières peu matures, afin de garantir un prix d'achat de l'électricité produite et en déléguant la commercialisation à un acheteur obligé (en France, EDF OA).	Procédures concurrentielles où le producteur doit se charger lui-même de la commercialisation de son électricité via un agrégateur. L'Etat ne fournit que le complément de ressources entre le prix de marché et le tarif obtenu par le producteur. Si le prix de marché dépasse le niveau de tarif, le producteur reverse les montants à l'Etat.

3- L'amélioration de l'efficience de l'aide publique aux énergies renouvelables électriques, avant même la question des mécanismes d'investissement public repose sur l'évolution sur la baisse des coûts en €/MWh produit à la maille projet.

L'empilement des très nombreuses contraintes réglementaires et administratives sur le développement éolien et solaires en France se répercute sur le coût final des tarifs en compléments de rémunération. L'Etat a la capacité d'agir sur le cadre réglementaire, administratif et économique pour permettre aux projets les plus performants et les plus compétitifs de se développer dans des conditions maîtrisées de coût et de risque. La compétitivité ne relève pas d'une promesse industrielle, mais des conditions fixées par l'État : autoriser l'optimisation des puissances et des hauteurs, maîtriser les délais d'instruction et sécuriser le raccordement constituent les déterminants premiers du coût final du MWh.

3.1 Les leviers de baisse des coûts communs à toutes les technologies

- **Simplifier l'octroi de permis**

Notre pays se singularise en Europe par la complexité et l'enchevêtrement de procédures (accumulation d'études d'impact et de consultations locales et de multiples autorisations administratives) pour l'octroi de permis, allongeant démesurément les délais de procédures multiples. A titre d'illustration, le délai moyen d'instruction d'un projet solaire en France est de quatre à six ans, contre deux à trois ans en Allemagne, en Espagne et en Italie. Cet allongement s'observe aussi pour l'éolien terrestre dont les délais de développement peuvent atteindre 8 à 10 ans.

- **Pilotabilité et flexibilité : une contrepartie désormais structurelle**

Les installations d'énergies renouvelables électriques de taille industrielle ont profondément évolué dans leur rôle au sein du système électrique. Les obligations renforcées d'arrêt lors des épisodes de prix négatifs des installations sous OA > 10 MW, la participation croissante aux mécanismes d'équilibrage et l'intégration des EnR aux signaux de marché via les compléments de rémunération en 2017 constituent aujourd'hui une **contrepartie explicite au soutien public**.

La pilotabilité des EnR permet de limiter les coûts d'équilibrage supportés par le système, de réduire la fréquence et l'ampleur des épisodes de prix négatifs, et de maximiser la valeur systémique de l'électricité produite.

L'efficience de l'aide publique repose donc sur la **poursuite de cette trajectoire de responsabilisation, sans prescrire de solutions technologiques**, mais en valorisant la capacité effective des actifs soutenus à rendre des services au système.

3.2 Les leviers de baisse des coûts de l'éolien terrestre

- **Augmenter le diamètre des rotors et la hauteur des éoliennes pour réduire le coût du productible.**

La France installe structurellement des turbines éoliennes terrestres de faibles puissances (3MW en France, contre 4,5MW en moyenne en Europe) et de petites tailles, les deux paramètres étant corrélés. Ces petites machines, obsolètes à l'échelle européenne et mondiale, ne permettent pas de bénéficier des meilleurs gisements de vents et des facteurs de charge élevés. Elles augmentent ainsi le coût du MWh produit, notamment du fait des refus d'autorisations émises par les services instructeurs. Par exemple une hauteur portée à 245 m au lieu de 150 m peut générer une hausse de la production de l'ordre de plus de 85 % et une baisse des tarifs des appels d'offres **pouvant atteindre jusqu'à 30 €/MWh**, selon les caractéristiques des projets (coûts de développement, gisement de vent, raccordement).

- **Repowering éolien terrestre : un levier d'efficience budgétaire et industrielle**

Le renouvellement des parcs éoliens existants constitue un levier majeur d'efficience de l'aide publique. À emprise foncière constante, le repowering permet :

- D'augmenter significativement la production d'électricité,
- De réduire le coût moyen de soutien par MWh,
- Et de limiter les impacts environnementaux et paysagers rapportés à l'énergie produite.

À cet égard, le relèvement du seuil de notabilité à 33 % pour l'ensemble des contraintes techniques s'appliquant au développement des parcs éoliens apparaît comme une condition de succès déterminante, à condition que d'autres contraintes techniques soient levées, en particulier les servitudes aéronautiques liées aux radars civils et militaires.

- **Radars de compensation : une condition d'accès au gisement le plus compétitif**

Les contraintes radar constituent aujourd'hui le principal verrou technique au développement de l'éolien terrestre, limitant en hauteur une part majoritaire du territoire national et gênant fortement l'accès aux gisements les plus performants. La mise en place de radars de compensation représente une condition structurante pour libérer des gisements éoliens à fort rendement, tant pour les nouveaux projets que pour le repowering, dont la performance économique dépend directement de l'optimisation des hauteurs et des technologies installées.

3.3 Les leviers de baisse des coûts du photovoltaïque

- **Permettre des économies d'échelle en augmentant la taille des parcs PV sol (pour les permis, comme pour les AO)**

En France, la taille des parcs PV pouvant candidater aux appels d'offres est limitée à 30 MWc, et la taille moyenne des parcs lauréats est de 5 MWc (soit environ 5 hectares), contre 40 MWc en moyenne en Allemagne, en Espagne et en Italie. Cette limite empêche les économies d'échelle de la filière photovoltaïque. Ces économies peuvent représenter, jusqu'à 10 €/MWh en moins pour 10 MWc installé.

- **Libérer des espaces pour l'installation de parcs photovoltaïques, hors agriPV**

La France subit une rareté des zones identifiées dans le document-cadre photovoltaïque (article L. 111-29 du Code de l'Urbanisme).

- **Pour les parcs agriPV, libérer les volumes des appels d'offres**

Avec un prix de 74€/MWh au dernier AO, il est le segment le plus compétitif des appels d'offres photovoltaïque. La limitation actuelle de ses volumes à 250 MWc par AO réduit mécaniquement la compétitivité des AO. France renouvelables soutient un relèvement progressif de ce seuil puis l'accès sans restriction au volume total des AO.

- **Limiter la hausse des tarifs en encadrant les loyers fonciers des parcs**

La faible disponibilité des espaces compatibles avec des parcs PV entraîne une pression accrue sur les zones disponibles et une surenchère des loyers fonciers proposés et peuvent représenter jusqu'à 40% du coût final du projet.

3.4 Stockage par batteries : une condition clé de réduction des coûts complets du système et de l'amélioration du prix capté par le PV.

Le développement du stockage par batteries constitue l'un des principaux leviers non comportementaux de flexibilité et d'optimisation du système électrique dans un contexte à la fois de forte pénétration des EnR et d'augmentation de la volatilité de la consommation du fait du développement de nouveaux usages électriques. En permettant de stocker l'électricité lors des périodes d'abondance et de la restituer lors des pointes de consommation, le stockage contribue directement :

- À la réduction de la volatilité des prix de marché et à la réduction des occurrences d'épisodes de prix SPOT négatifs,
- À la baisse du coût complet du kWh soutenu,
- Et à la limitation des investissements de renforcement des réseaux, que RTE estime dans son schéma décennal de développement du réseau (SDDR) à 500 millions d'euros d'économie pour 6 GW de batteries).

À ce titre, le stockage ne doit pas être analysé comme un coût additionnel, mais comme une **contrepartie systémique** permettant de réduire, à moyen terme, les besoins de soutien public et les charges collectives associées au fonctionnement du système électrique.

Par ailleurs, afin d'accélérer le développement de projets hybrides, France renouvelables préconise de clarifier et de simplifier le cahier des charges pour les installations PV existantes et futures : certifier un schéma de comptabilité double, rendre robuste le cadre de la perte électrique et la gestion des épisodes de prix négatifs, déduire la puissance de stockage de l'installation ENR pour être au plus proche du réel.

Enfin, avec pour objectif d'améliorer le prix capté par le PV et à condition de réduire les dépenses de CSPE en comparaison à un AO PV Sol, France renouvelables préconise d'étudier, dans un AO Innovation "PV+ Stockage" indépendant du volume des AO PV Sol, la pertinence de nouvelles références de prix qu'une l'installation hybride aurait. Les attentes de revenus sur les marchés de flexibilités seraient donc intégrées dans les business plans des candidats, en déduction du tarif demandé à l'AO.

Le dimensionnement de cet AO Innovation « PV + Stockage » devra impérativement permettre une pleine utilisation du potentiel de la batterie, afin d'atteindre l'objectif de réduction de la CSPE. **Cette mesure ne pourra être efficace qu'avec la levée des contraintes réglementaires au développement des actifs de stockage par batteries.**

3.5 Eolien offshore : réduire le montant des Garanties financières, en adéquation avec les standards européen, pour remettre de l'attractivité dans les Appels d'Offres

Les montants et calendriers de constitution des garanties financières exigées dans les appels d'offres éolien en mer, **jusqu'à 3 fois supérieurs aux standards européens**, doivent être analysés au regard de leur impact sur la concurrence, la diversité des acteurs, et le coût final des offres pour l'État.

Des exigences de garanties excessives ou trop précoces peuvent conduire à **la réduction du nombre de candidats, une hausse mécanique des tarifs proposés, et une concentration du marché, sans gain réel** en matière de sécurité de réalisation des projets.

Une approche plus proportionnée et progressive des garanties financières constitue ainsi une contrepartie implicite essentielle à l'efficience de l'aide publique, en renforçant la concurrence et en limitant les coûts pour la collectivité.

4-Conclusion

Les conditions de succès des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques reposent sur une logique claire : chaque euro de soutien public **doit maximiser la valeur collective du kWh produit, en intégrant les dimensions de flexibilité, de compétitivité industrielle, de sobriété foncière et de réduction des coûts système**. Les évolutions proposées ne constituent pas une remise en cause des mécanismes existants, mais un renforcement des contreparties systémiques attendues des projets soutenus, dans l'intérêt de la collectivité et des finances publiques.

Dans ce sens, France renouvelables appelle à engager dès aujourd’hui, un dialogue profond et exigeant pour remettre en cohérence modalités de développement et la compétitivité du MWh renouvelable produit en France.

