



RAPPORT

Evaluation du régime d'appels d'offres dit « PPE2 » à destination de la Commission Européenne (aide d'Etat SA.50272)

Janvier 2026

En accord avec les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE), le gouvernement a lancé, par plusieurs avis publiés au Journal officiel de l'Union européenne (« JOUE ») le 30 juillet 2021, une série de sept appels d'offres (AO), dits « PPE2 », à destination de différentes technologies de production d'électricité renouvelable en France métropolitaine continentale, sur la période 2021-2026¹. Ces appels d'offres donnent aux lauréats la possibilité de signer un contrat de complément de rémunération (CR) sur une durée de vingt ans avec l'Etat².

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) :

- rend des avis sur les projets de cahiers des charges des appels d'offres ;
- instruit les dossiers de candidature des porteurs de projets candidats à ces appels d'offres et propose des listes de lauréats au ministre chargé de l'énergie ;
- évalue par la suite les charges de service public de l'énergie engendrées par les contrats de soutien octroyés aux lauréats.

Dans sa décision SA.50272 du 27 juillet 2021, la Commission Européenne (CE) a indiqué qu'« en raison de l'importance du montant de l'aide [...] et de l'effet potentiel sur le marché de l'énergie », ces appels d'offres devaient faire l'objet d'une évaluation *ex-post*³. La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a sollicité la CRE en 2025 afin de produire une telle évaluation.

Le présent rapport vise ainsi à appliquer le plan d'évaluation du régime d'appel d'offres PPE2 tel que notifié par la France auprès de la CE⁴. Ce plan d'évaluation contient 30 questions accompagnées d'indicateurs de résultats, qui sont traitées dans le corps du présent rapport (certaines questions ont été regroupées lorsque cela était pertinent).

Le rapport porte plus précisément sur les périodes des appels d'offres PPE2 s'étant tenues à partir du mois d'octobre 2021 et jusqu'au 30 juin 2025, date à laquelle les résultats des dernières périodes ont pu être consolidés par la CRE. Les périodes instruites par la CRE entre cette date et la publication du présent rapport (10^e période de l'appel d'offres Eolien à terre, 11^e période de l'appel d'offres PV Bâtiment et 4^e période de l'appel d'offres Neutre) ne sont pas prises en compte, sauf mention contraire.

Un précédent rapport d'évaluation des appels d'offres instruits entre 2016 et 2020 (dits « CRE4 ») avait été publié par Artelys en juin 2020 ; si la grille d'évaluation a depuis légèrement évolué, certaines questions sont identiques.

Les analyses sont réalisées principalement sur la base des données récoltées auprès des candidats dans le cadre des appels d'offres.

¹ L'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent implantées à terre, dit « PPE2 Eolien terrestre » (avis JOUE n°386083-2021), l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol », dit « PPE2 PV Sol » (avis JOUE n°386062-2021), l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres agrivoltaïques, ombrières et Ombrières agrivoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc », dit « PPE2 PV Bâtiment » (avis JOUE n°385911-2021), l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire sans dispositifs de stockage, dit « PPE2 PV Innovant » (avis JOUE n°386063-2021), Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale, dit « PPE2 Autoconsommation » (avis JOUE n°386067-2021), l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques - Développement de la petite hydroélectricité, dit « PPE2 Petite hydroélectricité » (avis JOUE n°386079-2021) et l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale, dit « PPE2 Neutre » (avis JOUE n°386079-2021).

² A l'exception des lauréats de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation, qui perçoivent un complément de rémunération pour l'énergie injectée sur le réseau pendant 10 ans. Aucune période de cet appel d'offres ne s'est cependant tenue depuis l'automne 2023.

³ Point 235 de la décision SA.50272 - https://www.europe-en-france.gouv.fr/sites/default/files/sa.50272_-_appels_doffres_pour_les_renouvelables_2021-2026.pdf

⁴ Point 240 de la décision SA.50272 - https://www.europe-en-france.gouv.fr/sites/default/files/sa.50272_-_appels_doffres_pour_les_renouvelables_2021-2026.pdf

Précisions sur le périmètre des analyses

Deux périodes de l'appel d'offres PPE2 Petite Hydroélectricité ont été instruites à ce jour : seuls trois projets ont été désignés lauréats à l'issue de la 1^{ère} période⁵ et la 2^{nde}⁶ a été déclarée infructueuse. Par ailleurs, aucun dossier relatif à une installation de la filière de la petite hydroélectricité n'a été déposé lors des trois périodes instruites au 30 juin 2025 de l'appel d'offres PPE2 Neutre. Enfin, le rapport de la CRE dressant un bilan à mi-parcours des appels d'offres PPE2 publié en 2024 ne prenait pas en compte la technologie hydroélectricité, en raison du faible nombre de projets concernés. Ainsi, **le présent rapport ne porte également que sur les technologies de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque.**

Le présent rapport porte uniquement sur les appels d'offres lancés dans le cadre du régime d'aide PPE 2 notifiés en 2021 à la Commission Européenne. **L'appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques dans les zones non interconnectées (« AO 2023 PV ZNI ») et l'appel d'offres portant sur les bâtiments et ombrières de puissance supérieure à 100 kWc et inférieure à 500 kWc (« AO Petit PV Bâtiment » ou « AO Simplifié ») ne sont donc pas pris en compte dans le cadre de ce rapport.**

Enfin, les analyses du présent rapport portent, suivant ce qui est pertinent, sur l'ensemble des dossiers déposés ou sur les dossiers dits « retenus ». Ces derniers ne concernent que les dossiers que la CRE a proposé aux ministres chargés de l'énergie de retenir à la suite de ses instructions (et non les dossiers que le ministre a choisi de retenir en définitive, le cas échéant à la suite de la proposition d'une liste complémentaire de lauréats par la CRE).

⁵ Dépôt des candidatures du 5 février au 4 mars 2024.

⁶ Dépôt des candidatures du 18 novembre 2024 au 6 janvier 2025.

Sommaire

1. Contexte du développement des filières renouvelables en France et présentation générale des appels d'offres PPE2	7
1.1. Développement de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque en France.....	7
1.2. Cadre du soutien aux énergies renouvelables électriques.....	8
1.3. Périmètre des appels d'offres PPE2	9
1.4. Etat d'avancement des appels d'offres PPE2 (hors AO PPE2 Petite Hydroélectricité).....	11
1.5. Objectifs et méthodologie de l'analyse menée par la CRE	13
2. Description générale de l'aide octroyée.....	15
2.1. Quel est le montant des aides octroyées ?	15
2.1.1. Présentation détaillée des contrats de soutien octroyés dans le cadre des appels d'offres PPE2.....	15
2.1.2. Méthode d'analyse utilisée	16
2.1.3. Montant des aides octroyées	22
2.2. Combien d'entreprises ont bénéficié du régime d'aide ?	27
2.3. Combien de nouvelles installations ont bénéficié du régime d'aide ?	29
2.4. Quelle capacité a bénéficié du régime d'aide et pour quelle quantité d'énergie produite ?	31
2.5. Quels ont été les principaux types de projets candidats (retenus et non retenus) ?	34
2.5.1. Technologies utilisées par les projets.....	34
2.5.2. Répartition des installations par puissance installée des projets.....	34
2.5.3. Répartition géographique des projets.....	38
2.5.4. Caractéristiques techniques spécifiques aux projets éoliens à terre	40
2.5.5. Caractéristiques techniques spécifiques aux projets photovoltaïques au sol	44
2.5.6. Caractéristiques techniques spécifiques aux projets photovoltaïques sur bâtiment (incluant également les projets sur ombrières ainsi que les serres agrivoltaïques).....	49
2.6. Quels ont été les principaux types de candidats (retenus et non retenus) ?	52
3. Effets globaux de l'aide octroyée : le régime d'aide a-t-il permis le développement de nouvelles capacités et l'accroissement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par rapport à l'absence d'aide ?	53

4. Effets directs de l'aide octroyée spécifiques à certaines catégories ou certains critères 55

4.1. Quelle est la proportion (en nombre et capacité) des projets participatifs (projets ayant bénéficié du critère Financement Collectif ou Gouvernance Partagée) dans les appels d'offres en termes d'offres reçues, retenues et éliminées ?	55
4.2. Quels ont été les principaux types de projets bénéficiaires ?.....	59
4.2.1. Technologies	59
4.2.2. Localisation géographique.....	60
4.2.3. Caractéristiques techniques	61
4.3. Les critères « participatifs » ont-ils permis d'accroître le nombre de projets participatifs par rapport à l'absence d'aide ? Quels ont été leur impact sur les autres critères de sélection ?	63
4.4. Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur le taux de chute des projets ?.....	65
4.5. Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur l'acceptabilité des projets ?	66
4.6. Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur le délai de mise en service ?.....	66
4.7. Quels ont été les impacts des critères « environnementaux » (notation carbone, pertinence environnementale, qualité environnementale) sur le coût du soutien et sur les objectifs recherchés ?	68
4.7.1. Notation carbone	68
4.7.2. Pertinence environnementale	71
4.7.3. Qualité environnementale	72
4.8. Synthèse des effets directs de l'aide octroyée spécifiques à certaines catégories ou certains critères	73
4.8.1. Critères participatifs	73
4.8.2. Critères environnementaux.....	73

5. Effets indirects de l'aide octroyée 73

5.1. Quel est l'impact attendu du régime sur les niveaux et les coûts de réduction des émissions de CO ₂ par les bénéficiaires ?	73
5.1.1. Effet du régime de soutien PPE2 sur le mix de production électrique.....	73
5.1.2. Approche utilisée – scénario contrefactuel	74
5.1.3. Résultats – Impact sur le mix de production	74
5.1.4. Résultats – Impact sur les émissions de CO ₂	75
5.1.5. Coût des émissions de CO ₂ évitées.....	77
5.2. Le régime a-t-il accru la concurrence sur le marché de la production d'électricité ?	77
5.3. Le régime a-t-il eu un impact sur la position des grands bénéficiaires sur le marché ?	78

5.4.	Y a-t-il eu des effets négatifs sur les prix de l'électricité ?	78
5.5.	Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	80
5.6.	Synthèse des effets indirects de l'aide octroyée	81
6.	Proportionnalité de l'aide octroyée	82
6.1.	Le niveau des aides octroyées a-t-il été proportionné ?	82
6.1.1.	Analyse des niveaux de TRI projet anticipés des candidats aux appels d'offres PPE2	82
6.1.2.	Analyse des niveaux de TRI projet théoriques des candidats aux appels d'offres PPE2 dans le cas où ils ne bénéficieraient pas d'un tarif de soutien	86
6.2.	La clause de sous-souscription a-t-elle contribué à la proportionnalité de l'aide ?	87
6.3.	Les prix plafonds ont-ils contribué à la proportionnalité de l'aide ?	90
Annexe 1 : Liste originale des questions de la Commission européenne et emplacement de la réponse dans le rapport.....		92
Annexe 2 : Méthodologie de la modélisation des émissions de CO₂ évitées utilisée en partie 5.1 du rapport.....		94
Annexe 3 : Analyse détaillée de l'évolution des prix, des CAPEX et des OPEX des projets.....		97

1. Contexte du développement des filières renouvelables en France et présentation générale des appels d'offres PPE2

1.1. Développement de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque en France

L'Union européenne a accru ces dernières années ses ambitions en matière de développement des énergies renouvelables. Depuis sa révision en octobre 2023⁷, la directive sur les énergies renouvelables⁸ exige 42,5 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie de l'Union d'ici 2030 et encourage les États membres à porter l'effort jusqu'à 45 %.

Le 23 avril 2020, le gouvernement français a publié deux textes de référence pour l'atteinte des objectifs de la Stratégie française pour l'énergie et le climat : la mise à jour de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC2)⁹ et de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE2). La PPE2 détermine les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de neutralité carbone en 2050, en cohérence avec la SNBC2. Elle fixe ainsi des objectifs pour le développement des filières de production d'énergies renouvelables et de récupération pour toutes les filières à horizon 2023 et 2028. Les objectifs de développement à horizon 2028 de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque sont fixés respectivement à 33,2-34,7 GW et 35,1-44,0 GW.

Les filières de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque en France ont connu une croissance de + 48,6 GWe¹⁰ de capacité installée entre 2008 et le 1^{er} semestre 2025¹¹. Au 30 juin 2025, le parc éolien terrestre raccordé a atteint une puissance cumulée de 23,6 GWe et le parc photovoltaïque une puissance cumulée de 27,5 GWe. En particulier, sur l'année 2024, 1,1 GWe d'éolien terrestre et 5,0 GWe de photovoltaïque ont été raccordés. Cela s'inscrit dans un contexte général d'accélération de la croissance la filière du solaire photovoltaïque ces quatre dernières années et de relative stabilité voire baisse s'agissant de la filière de l'éolien terrestre.

⁷ Révision du 18 octobre 2023 de la directive sur les énergies renouvelable.

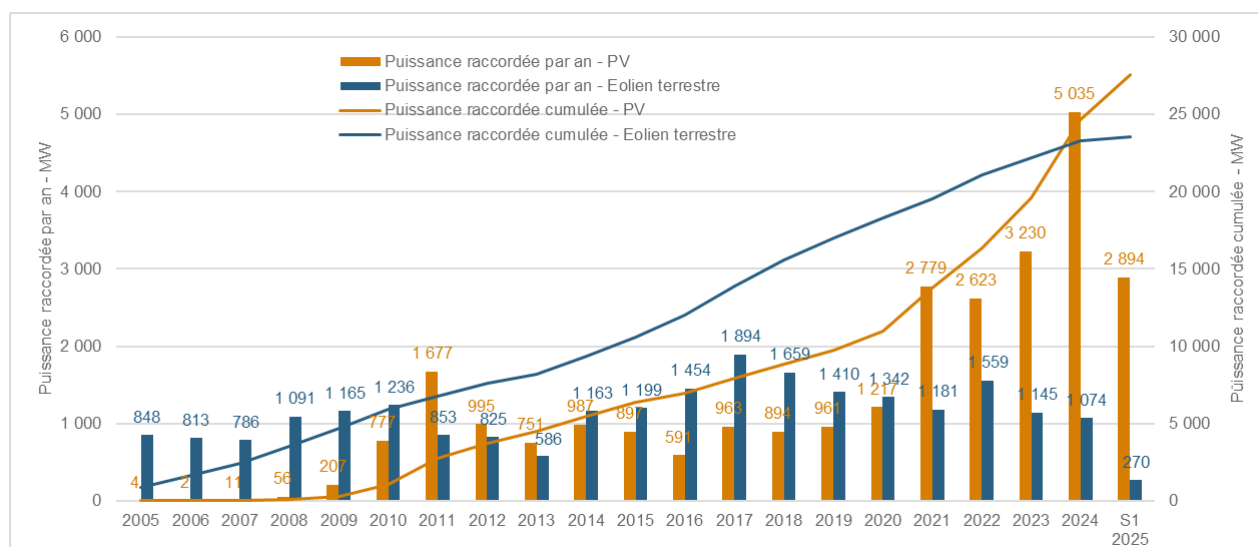
⁸ [Vision consolidée de la directive sur les énergies renouvelables.](#)

⁹ Un projet de 3^e version, permettant notamment d'ajuster les budgets carbone jusqu'en 2033 et de fixer le budget pour la période 2034-2038, a été publié en décembre 2025.

¹⁰ Si les mises en service sont présentées en GW électriques, les puissances appelées par les appels d'offres PPE2 sont exprimées en GW crêtes s'agissant des volumes photovoltaïques.

¹¹ *Chiffres clés des énergies renouvelables, Edition 2025*, Statistique publique de l'énergie des transports du logement et de l'environnement.

Figure 1 : Evolution de la puissance raccordée annuellement pour le parc éolien terrestre et photovoltaïque en métropole continentale et en Corse¹² (source : Chiffres clés des énergies renouvelables, Edition 2025, Statistique publique de l'énergie des transports du logement et de l'environnement)



1.2. Cadre du soutien aux énergies renouvelables électriques

Pour atteindre les objectifs fixés, des outils de soutien public peuvent être nécessaires afin de lever des verrous technologiques ou économiques. Les appels d'offres PPE2 ont été dimensionnés afin d'atteindre l'accroissement fixé par la PPE2¹³.

Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques ont évolué au fil des années, notamment dans l'objectif de mieux sensibiliser les filières renouvelables aux signaux de marché et afin de se conformer au cadre européen, notamment les lignes directrices encadrant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie adoptées par la Commission européenne le 28 juin 2014 et remplacées début 2022 par de nouvelles lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie. En 2025, la Commission européenne a adopté le *Clean Industrial Deal State Aid Framework* (CISAF), qui encadre le régime des aides d'Etat retenu dans le cadre du pacte pour une industrie propre jusqu'à fin 2030.

En France, deux modes d'allocation de contrats de soutien au développement des énergies renouvelables électriques et à la cogénération à partir de gaz naturel existent :

- le **guichet ouvert**, qui ouvre, pour toute installation éligible, un droit à bénéficier d'un soutien ;
- les **procédures concurrentielles**, qui peuvent prendre la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels, et où le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures.

¹² Le rapport porte sur les résultats des appels d'offres PPE2 en métropole continentale ; ainsi la Corse ne fait pas partie du périmètre des analyses dans la suite du document.

¹³ Les volumes appelés sont assortis d'une double incertitude : le niveau de souscription des différentes périodes pour ces appels d'offres d'une part et, d'autre part, le taux de chute des lauréats (abandons de projet, retraits d'autorisation, etc.).

Au sein de ces dispositifs de soutien, les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes différentes : **l'obligation d'achat** ou le **complément de rémunération** :

- l'obligation d'achat est un contrat physique relatif à la vente d'une production d'énergie entre un producteur et un acheteur opérant pour le compte de l'Etat. Dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat, chaque unité d'énergie produite par l'installation soutenue est rémunérée à un tarif fixe en €/MWh, pendant toute la durée du contrat (le tarif pouvant éventuellement être indexé). Le producteur est ainsi entièrement insensibilisé aux signaux de marché¹⁴. Le dispositif d'obligation d'achat est particulièrement sécurisant pour les producteurs et leurs financeurs et est aujourd'hui limité aux installations de faible puissance installée. En métropole continentale, il concerne les installations de moins de 100 kWc pour les installations solaires sur bâtiment. Les installations de la filière éolienne n'y sont plus éligibles.
- le complément de rémunération a été introduit en France par la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), adoptée le 17 août 2015. Dans ce mécanisme, les producteurs commercialisent leur énergie directement sur les marchés et une prime vient compenser l'écart entre les revenus tirés de cette vente et un niveau de rémunération de référence (« tarif de référence »). Un contrat de complément de rémunération est donc un contrat financier, adossé à la production d'un actif, entre un producteur d'énergie et la puissance publique. Les flux financiers issus de ce contrat sont complémentaires des revenus relatifs à la commercialisation par le producteur de l'énergie issue de son installation sur les marchés de gros. Contrairement à l'obligation d'achat, le complément de rémunération vise une meilleure intégration de l'actif de production au système électrique, en restituant au producteur la charge de la commercialisation de son énergie ainsi que des garanties de capacité associées à son installation.

Les surcoûts résultant de ces deux dispositifs de soutien sont supportés par les opérateurs qui assurent les missions de service public d'achat de l'énergie¹⁵ ou de versement du complément de rémunération. Ce surcoût est compensé chaque année par l'État au titre des charges de service public de l'énergie (« CSPE »), dont la CRE a la charge du contrôle et du calcul.

1.3. Périmètre des appels d'offres PPE2

Les articles L. 311-10, R. 311-13 et suivants du code de l'énergie encadrent les procédures de mise en concurrence pour l'attribution d'un contrat de soutien à des installations de production d'électricité.

L'article L. 331-10 prévoit notamment que « *lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, l'autorité administrative peut recourir à une procédure de mise en concurrence* ».

En application des dispositions précitées, la ministre chargée de l'énergie a lancé en 2021 sept appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, par plusieurs avis publiés au Journal officiel de l'Union européenne (JOUE) le 30 juillet 2021¹⁶. Les sept appels d'offres succèdent à ceux arrivés à terme début 2021 (dits « CRE4 ») et s'inscrivent dans le cadre des objectifs de la PPE2 couvrant la période 2019-2028. Les principales caractéristiques de ces appels d'offres sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

¹⁴ La loi de finances pour 2025 permet aux acheteurs obligés de demander aux plus grandes installations de s'arrêter lors des périodes de prix négatifs. Le producteur est alors compensé pour la production non injectée.

¹⁵ EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés conformément à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie.

¹⁶ Cf. page 2 du présent rapport.

Tableau 1 : Présentation des principales caractéristiques des appels d'offres PPE2 notifiés en 2021

Appel d'offres	Périmètre	Puissances installées éligibles	Volumes totaux appelés sur la période 2021-2026 (MW)	Nombre total de périodes prévues
PPE2 PV Bâtiment	Centrales photovoltaïques sur bâtiments, serres agrivoltaïques, ombrières et ombrières agrivoltaïques	P > 500 kWc	5 600 ¹⁷	14
PPE2 PV Sol	Centrales photovoltaïques au sol	<u>Hors terrains dégradés</u> : 500 kWc – 30 MWc <u>Terrains dégradés</u> : > 500 kWc	9 375 ¹⁸	10
PPE2 PV Innovant	Centrales photovoltaïques innovantes au sol, sur bâtiments, hangars, serres agricoles, ombrières et installations agrivoltaïques	<u>PV Sol (famille 1)</u> : 500 kWc – 3 MWc <u>PV Bâtiment (famille 2)</u> : 100 kWc – 3 MWc	700	5
PPE2 Neutre	Centrales photovoltaïques au sol et sur bâtiment, installations éoliennes à terre et hydroélectriques	<u>PV Bâtiment et sol sur terrains dégradés</u> : P > 500 kWc <u>PV Sol hors terrains dégradés</u> : 500 kWc – 30 MWc <u>Eolien terrestre</u> : toutes les installations non éligibles à l'arrêté tarifaire en vigueur <u>Hydroélectricité</u> : 1 MW – 4,5 MW	2 500	5
PPE2 Autoconsommation	Centrales photovoltaïques au sol et sur bâtiment, installations éoliennes à terre	<u>Hors autoconsommation collective étendue</u> : 500 kWc – 10 MWc <u>Autoconsommation collective étendue</u> ¹⁹ : 500 kWc – 3 MWc	700	14
PPE2 Eolien terrestre	Installations éoliennes à terre	Toutes les installations non éligibles à l'arrêté tarifaire en vigueur	9 950 ²⁰	11
PPE2 Petite Hydroélectricité	Centrales hydroélectriques	1 MW – 4,5 MW	105	3

Les projets lauréats de ces procédures de mises en concurrence bénéficient d'un contrat de complément de rémunération sur vingt ans²¹.

Deux périodes de l'appel d'offres PPE2 Petite Hydroélectricité ont été instruites à ce jour : la 1^{ère} période n'a retenu que trois projets lauréats et la 2^{nde} a été déclarée infructueuse. Par ailleurs, aucun dossier relatif à une installation de la filière de la petite hydroélectricité n'a été déposé lors des quatre périodes déjà instruites de l'appel d'offres PPE2 technologiquement Neutre. Le présent rapport se concentre donc sur les technologies de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque, tout comme le Rapport AO PPE2 2024.

1.4. Etat d'avancement des appels d'offres PPE2 (hors AO PPE2 Petite Hydroélectricité)

Le tableau ci-dessous présente l'état d'avancement des appels d'offres PPE2, via une comparaison :

- du nombre de périodes de candidature révolues à fin 2025 par rapport au nombre de périodes total prévues sur la période 2021-2026 ;
- des volumes retenus pour les périodes qui se sont tenues jusqu'à fin 2025 et de ceux appelés pour chaque appel d'offres pour la période 2021-2026.

¹⁷ 5 100 MW appelés initialement dans la première version du cahier des charges de l'appel d'offres publiée sur le site de la CRE.

¹⁸ 9 025 MW appelés initialement dans la première version du cahier des charges de l'appel d'offres publiée sur le site de la CRE.

¹⁹ Au sens de l'article L. 315-2 du code de l'énergie.

²⁰ 9 025 MW appelés initialement dans la première version du cahier des charges de l'appel d'offres publiée sur le site de la CRE.

²¹ A l'exception des lauréats de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation qui perçoivent un complément de rémunération pour l'énergie injectée sur le réseau pendant 10 ans.

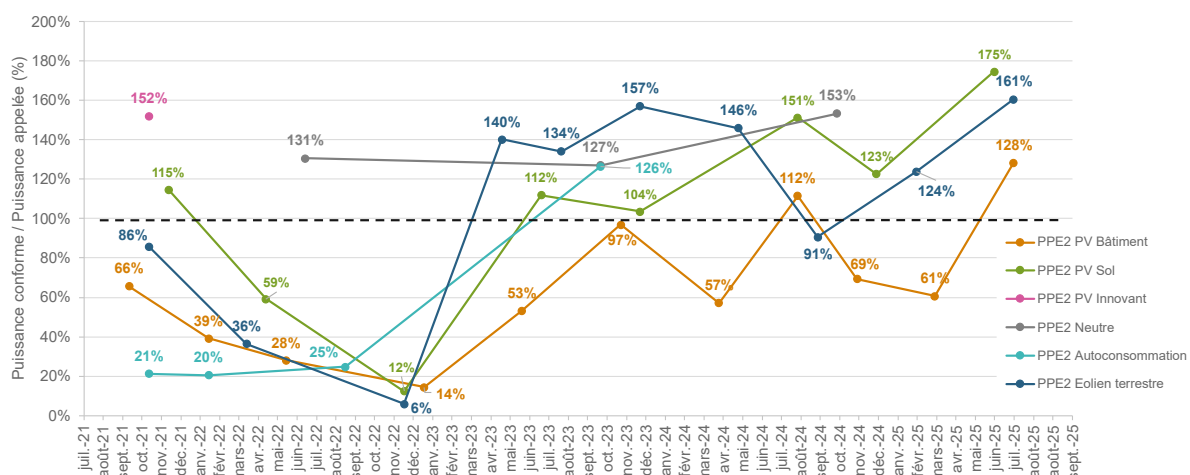
Tableau 2 : Etat d'avancement des appels d'offres PPE2 à fin 2025

Appel d'offres	Nombre de périodes instruites à fin 2025/ Nombre total de périodes prévues	Volumes appelés à fin 2025 / Volumes appelés au total (MW)	Volumes retenus à fin 2025 / Volumes appelés à fin 2025 (MW)	Volumes retenus à fin 2025 / Volumes appelés au total (MW)
PPE2 PV Bâtiment	11/14	4 500/5 600	2 280/4 500	2 280/5 600
	79 %	80 %	51 %	41 %
PPE2 PV Sol	8/10	7 525/9 375	6 396/7 525	6 396/9 375
	80 %	80 %	85 %	68 %
PPE2 PV Innovant	1/5	140/700	140/140	140/700
	20 %	20 %	100 %	20 %
PPE2 Neutre	4/5	2 000/2 500	2 022/2 000	2 022/2 500
	80 %	80 %	101 %	81 %
PPE Autoconsommation	4/14	200/700	76/200	76/700
	29 %	29 %	38 %	11 %
PPE2 Eolien terrestre	10/11	9 025/9 950	7 260/9 025	7 260/9 950
	91 %	91 %	80 %	73 %
Total	38 / 59	23 390 / 28 825	18 175 / 23 390	18 175 / 28 825
	64,4 %	81,1 %	77,7 %	63,1 %

A la fin de l'année 2025, la puissance cumulée retenue dans le cadre des appels d'offres PPE2 représente 63,1 % de l'objectif de volume appelé sur la période 2021 – 2026 et 77,7 % des volumes appelés à date. Le retard de volume retenu constaté dans le cadre du précédent rapport (seuls 68 % des volumes appelés à fin 2023 avaient été retenus) s'améliore donc.

L'évolution du nombre de dossiers en fonction des périodes dépend avant tout de la puissance appelée à une période donnée (elle peut varier d'une période à l'autre pour un appel d'offres donné). Il est donc plus pertinent d'analyser l'évolution du taux de souscription de chacune des périodes, présentée dans la Figure 2 ci-dessous s'agissant des périodes qui se sont tenues jusqu'à début juillet 2025.

Figure 2 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2, défini comme le ratio entre la puissance cumulée des dossiers conformes par la puissance appelée



Le niveau de souscription des appels d'offres PPE2 a connu une forte diminution jusqu'à fin 2022 limitant la pression concurrentielle. A partir de 2023 (mesures prises en réaction à la crise et à l'inflation) pour les appels d'offres Eolien à terre et PV Sol et de mi-2025 pour l'appel d'offres PV Bâtiment, la souscription des appels d'offres a atteint en général des niveaux davantage satisfaisants

Enfin, à la suite d'une modification du cahier des charges de l'appel d'offres Neutre valable à partir de la 4^e période (dépôt des candidatures entre fin septembre et début octobre 2025), la vérification de la conformité n'est plus effectuée sur l'ensemble des dossiers déposés au cours de l'instruction, mais uniquement sur l'ensemble des dossiers les mieux notés nécessaires pour atteindre le volume appelé. En l'absence de données comparables, pour cette dernière période, avec les données présentées dans le graphique ci-dessus, le niveau de souscription peut être approché par le rapport entre la puissance cumulée des dossiers déposés et la puissance appelée, qui atteint un niveau particulièrement élevé de 473 %. Il convient de noter que, historiquement, l'appel d'offres Neutre présentait déjà les niveaux de souscription au global satisfaisants, du fait i) d'une concurrence entre différentes filières de production et ii) d'une période de candidature annuelle unique, pour un volume appelé relativement limité (500 MW).

1.5. Objectifs et méthodologie de l'analyse menée par la CRE

Le présent rapport présente les résultats des appels d'offres PPE2 en France métropolitaine continentale, depuis leur lancement au second semestre 2021, pour les filières de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque. La partie 1 concerne les périodes de candidatures s'étant tenues jusqu'à fin 2025. Les parties suivantes se concentrent sur les périodes de candidatures s'étant tenues jusqu'au 30 juin 2025.

Pour candidater à un appel d'offres, le porteur de projet dépose, sur un site sécurisé mis en place par la CRE, un dossier comprenant un ensemble de pièces définies dans les cahiers des charges des différents appels d'offres, dont un formulaire de candidature et un plan d'affaires prévisionnel simplifié. La présence de ces pièces et leur validité sont vérifiées par la CRE dans le cadre de son instruction.

Il est important de noter que les données déclarées dans les plans d'affaires correspondent à la vision des coûts par les porteurs de projets au stade de la candidature : il s'agit ainsi principalement de montants prévisionnels et non réellement dépensés.

L'analyse statistique présentée porte sur les dossiers que la CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie de retenir à la suite de ses instructions. Ils sont indiqués comme « *retenus* » dans la suite du rapport. Cependant, conformément à l'article R. 311-33 du code de l'énergie, la liste des candidats retenus *in fine* par le ministre chargé de l'énergie peut différer de la proposition de la CRE²².

Par ailleurs, environ 7 % des dossiers retenus au 30 juin 2025 dans le cadre des appels d'offres PPE2 ont fait l'objet d'une procédure d'abandon de leur statut de lauréat auprès du Ministère, qui leur a été accordée²³.

Tableau 3 : Abandons accordés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre des appels d'offres CRE4 et PPE2

Appels d'offres	Abandons accordés ²⁴	
	Nombre de projets	Puissance cumulée (GW)
CRE4 et assimilés	464	1,66
PPE2	128 ²⁵	1,37

Les données utilisées concernent les projets retenus à des périodes de candidature qui se sont tenues entre mi-2021 et mi-2025 et dont les mises en service devraient donc théoriquement s'étaler entre 2022 et mi 2029²⁶.

Dans la suite du rapport, la CRE déroule le plan d'évaluation du régime d'appel d'offres PPE2 tel que notifié par la France auprès de la Commission européenne²⁷. Ce plan d'évaluation contient 30 questions avec des indicateurs de résultats correspondants.

Certaines questions ont été regroupées lorsque cela était pertinent (une description complète du regroupement des questions est disponible en annexe 1, chapitre 0). En particulier, pour chaque partie, il est demandé comment les variables analysées évoluent entre les différentes technologies et périodes d'appels d'offres. Cette description a été incluse dans chacune des questions lorsque cela était pertinent, plutôt que de les traiter en fin de partie (comme proposé dans le plan d'évaluation).

De plus, dans la suite du rapport :

- les statistiques présentées ne prennent pas en compte les résultats des périodes instruites après le 30 juin 2025 (période 10 de l'appel d'offres Eolien terrestre, période 11 de l'appel d'offres PV Bâtiment et période 4 de l'appel d'offres Neutre), sauf mention contraire ;
- les résultats s'agissant des dossiers retenus ne sont pas retraités des abandons : les données présentées peuvent donc comporter certains « doublons » en cas de recandidatures ultérieures.

²² Dans ce cas, il est prévu que le ministre recueille l'avis de la CRE sur le choix qu'il envisage.

²³ A noter qu'au 31 décembre 2025, environ 6 % des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 ont fait l'objet d'une procédure d'abandon de leur statut de lauréat auprès du ministère, qui leur a été accordée.

²⁴ Sur la base des données de la plateforme Potentiel du Ministère chargé de l'énergie qui connecte les acteurs du parcours administratif des projets d'installations de production d'électricité renouvelable soumis à appel d'offres en France. Données recueillies au 30 juin 2025.

²⁵ Au 31 décembre 2025, 129 dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 ont fait l'objet d'une procédure d'abandon de leur statut de lauréat auprès du Ministère, qui leur a été accordée.

²⁶ Les délais maximaux de mise en service imposés par les cahiers des charges correspondent à la date la plus tardive entre 1) 30 mois à partir de la désignation en tant que lauréat pour le solaire photovoltaïque et 36 mois pour l'éolien terrestre et 2) 2 mois à compter de la fin des travaux de raccordement, sous réserve que le producteur ait mis en œuvre toutes les démarches dans le respect des exigences du gestionnaire de réseau pour que les travaux de raccordement soient réalisés dans les délais.

²⁷ Point 240 de la décision SA.50272 - https://www.europe-en-france.gouv.fr/sites/default/files/sa.50272_-_appels_doffres_pour_les_renouvelables_2021-2026.pdf

2. Description générale de l'aide octroyée

Dans tout le présent chapitre, les résultats présentés ne tiennent pas en compte les abandons de projets constatés ou prévisionnels et portent donc sur le périmètre des projets retenus. Des sensibilités peuvent également être présentées afin de considérer un taux de chute prévisionnel des projets.

En effet, au 1^{er} octobre 2025, 128 dossiers désignés lauréats d'un appel d'offres PPE2, pour les périodes qui se sont tenues jusqu'au 30 juin 2025, ont réalisé une demande d'abandon auprès du ministère. Cependant, il est encore trop tôt pour estimer la part finale de projets lauréats des AO PPE2 qui ne se mettront pas en service, du fait des délais d'achèvement. Les résultats présentés correspondent donc aux volumes que la CRE a proposé aux ministres de retenir (sauf mention contraire pour les résultats portant sur l'ensemble des projets déposés).

2.1. Quel est le montant des aides octroyées ?

2.1.1. Présentation détaillée des contrats de soutien octroyés dans le cadre des appels d'offres PPE2

Le soutien aux installations lauréates des appels d'offres PPE2 prend la forme d'un complément de rémunération symétrique. Ses caractéristiques ont évolué à la marge depuis les 1^{ères} périodes et la version en vigueur pour les périodes les plus récentes est décrite en détail dans les cahiers des charges de chacun des appels d'offres (Eolien terrestre²⁸, PV Bâtiment²⁹, PV Sol³⁰, Neutre³¹, Autoconsommation³², PV Innovant³³).

Pour tous les appels d'offres excepté l'appel d'offres Autoconsommation, le complément de rémunération est alloué via un contrat de 20 ans, qui rémunère les candidats au tarif de référence T proposé dans leurs offres. Il est calculé de la manière suivante :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \times (T - M_{0i})$$

Formule dans laquelle :

- **CR** est le montant du complément de rémunération en € ;
- l'indice **i** représente un mois donné ;
- **E_i** est la somme sur les heures³⁴ pour lesquelles le prix Spot³⁵ était positif ou nul des volumes d'électricité que l'installation a produits pendant le mois **i**. Elle est plafonnée³⁶ pour les installations utilisant des panneaux photovoltaïques ;
- **T** est le tarif de référence en €/MWh. Après la mise en service de l'installation, le tarif T est indexé annuellement par un coefficient L (visant à refléter l'évolution des OPEX) ;
- **M_{0i}** est le prix de marché de référence en €/MWh sur le mois **i**, défini comme la moyenne sur le mois **i** des prix Spot positifs et nuls pondérée par la production de l'ensemble des installations utilisant la même technologie de production d'électricité en métropole.

²⁸ [Cahier des charges applicable à la 9^e période de l'appel d'offres Eolien à terre.](#)

²⁹ [Cahier des charges applicable à la 10^e période de l'appel d'offres PV Bâtiment.](#)

³⁰ [Cahier des charges applicable à la 8^e période de l'appel d'offres PV Sol.](#)

³¹ [Cahier des charges applicable à la 3^e période de l'appel d'offres Neutre.](#)

³² [Cahier des charges applicable à la 4^e période de l'appel d'offres Autoconsommation.](#)

³³ [Cahier des charges applicable à la 1^{ère} période de l'appel d'offres PV Innovant.](#)

³⁴ Des adaptations des contrats déjà engagés et des cahiers des charges des futures périodes sont en cours afin de prendre en compte le passage du marché spot au pas de temps de 15 minutes.

³⁵ Le prix Spot est le prix de l'électricité pour livraison le lendemain.

³⁶ Plafond de 2 200 heures de production annuelle pour le photovoltaïque avec dispositif de suivi de la course du soleil et 1 600 heures sans.

A partir de fin 2022, une indexation des prix proposés par les lauréats avant la prise d'effet du contrat a été introduite (coefficient « K ») pour prendre en compte l'évolution des coûts des installations et des taux d'intérêt entre la date de dépôt des candidatures et environ un an avant la mise en service des installations, afin de maintenir le développement des projets malgré la hausse des prix pendant la crise. Elle ne s'applique donc qu'aux périodes présentées dans le Tableau 4 suivant.

Tableau 4 : Périodes avec une indexation par le coefficient K pour chaque appel d'offres

Appel d'offres	Périodes avec une indexation par le coefficient K (pré-mise en service)
Eolien terrestre	Périodes 3 à 9
PV Sol	Périodes 3 à 8
PV Bâtiment	Périodes 4 à 10
Neutre	Périodes 2 et 3
Autoconsommation	Pas d'indexation
PV Innovant	Pas d'indexation

Les incitations à l'arrêt en période de prix de négatifs sont doubles :

- le soutien n'est versé que sur les heures à prix Spot positifs ;
- une prime est versée sur ces périodes, moyennant une certaine franchise, sous condition d'arrêt effectif des installations.

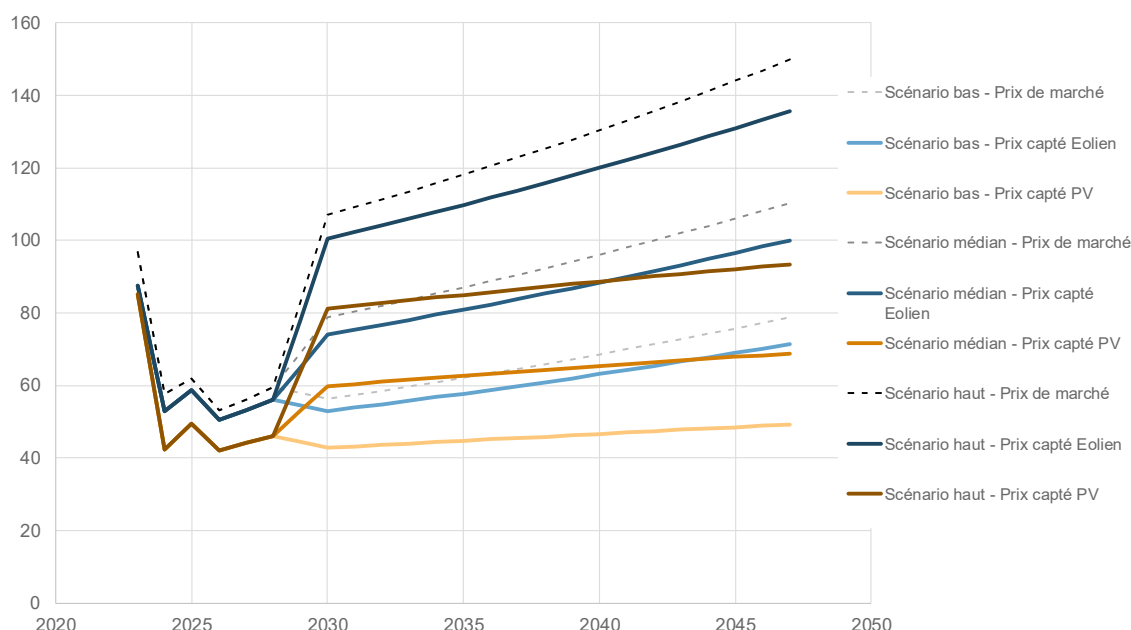
Le mode de soutien de l'appel d'offres Autoconsommation fait exception : sur une durée de 10 ans, les installations reçoivent un complément de rémunération à un tarif d'achat normatif, non indexé, de 50 €/MWh pour l'énergie injectée sur le réseau d'une part, et une prime d'autoconsommation sur l'énergie autoconsommée d'autre part, cette dernière étant proposée par les projets dans le cadre de la mise en concurrence. Il convient de noter qu'aucune nouvelle période de cet appel d'offres ne s'est tenue depuis l'automne 2023.

2.1.2. Méthode d'analyse utilisée

Afin d'estimer le montant des aides octroyées dans le cadre des appels d'offres PPE2, la CRE a considéré trois scénarios de prix captés par les filières de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque sur la période entre 2023 (date moyenne de mise en service³⁷ des projets retenus à la 1^{ère} période de l'appel d'offres Autoconsommation, qui est la 1^{ère} période des appels d'offres PPE2 faisant l'objet de mises en service) et 2047 (date moyenne de fin des contrats de soutien des projets retenus à la 9^e période de l'appel d'offres Eolien terrestre, qui devrait en théorie porter les dernières mises en service des appels d'offres menés jusqu'à mi-2025). Ces scénarios sont décrits en détail ci-dessous et représentés sur la Figure 3.

³⁷ Selon les données déclarées par les candidats dans leurs dossiers présentés aux appels d'offres).

Figure 3 : Scénarios de prix utilisés pour estimer les montants des aides octroyées dans le cadre des appels d'offres PPE2. Scénarios bas (clair), médian (normal), et haut (foncé) pour les prix de marché (gris) et les prix captés Eolien terrestre (bleu) et PV (orange).



Jusqu'en 2028, ces trois scénarios sont identiques :

- pour les années 2023 et 2024, les prix captés constatés pour chaque filière ont été utilisés (prix de marché de référence « M₀ » publiés mensuellement par la CRE) ;
- pour l'année 2025, le prix de marché annuel a été calculé à partir des prix de marché mensuels constatés jusqu'en octobre et des prix à terme des produits M11 2025 et M12 2025³⁸, puis des décotes, présentées dans le Tableau 5, ont été appliquées afin de refléter le prix capté par chaque filière ;
- pour les années 2026, 2027 et 2028, les prix de marché annuels ont été calculés à partir des prix à terme des produits Calendaire Base 2026, 2027 et 2028³⁹, puis les décotes susmentionnées ont été appliquées afin de refléter le prix capté par chaque filière.

Pour les années 2030 et suivantes, les prix de marchés captés annuels correspondent aux trois scénarios de prix (bas, médian et haut), en considérant que ces trajectoires de prix évoluent en fonction d'un niveau d'inflation normatif de 2 % par an (avec un prix de l'électricité respectivement de 50, 70 et 95 €/MWh en 2030) et en prenant en compte un profilage lié à la filière. Pour l'année 2029, une extrapolation linéaire est effectuée entre les prix captés de 2028 et ceux de 2030.

³⁸ [Sur le site d'EEX](#). Observés sur la période du 20 octobre 2025 au 31 octobre 2025.

³⁹ [Sur le site d'EEX](#). Observés sur la période du 5 novembre 2025 au 18 novembre 2025

Tableau 5 : Décotes appliquées afin de simuler les prix captés par les filières solaire et éolienne à terre

	Solaire	Eolien
2025	20,0%	5,0%
2026	20,8%	5,2%
2027	21,6%	5,4%
2028	22,4%	5,6%
2029	23,2%	5,8%
2030	24,0%	6,0%
2031	24,8%	6,2%
2032	25,6%	6,4%
2033	26,4%	6,6%
2034	27,2%	6,8%
2035	28,0%	7,0%
2036	28,8%	7,2%
2037	29,6%	7,4%
2038	30,4%	7,6%
2039	31,2%	7,8%
2040	32,0%	8,0%
2041	32,8%	8,2%
2042	33,6%	8,4%
2043	34,4%	8,6%
2044	35,2%	8,8%
2045	36,0%	9,0%
2046	36,8%	9,2%
2047	37,6%	9,4%
2048	38,4%	9,6%
2049	39,2%	9,8%
2050	40,0%	10,0%

Les montants d'aides octroyées sont estimés par période, en considérant les variables ci-dessous :

Tableau 6 : Méthodes de calcul des variables nécessaires au calcul des montants d'aide par période d'appel d'offres

Variable pour la période	Méthode retenue
Production annuelle	Produit de la puissance totale retenue et du productible moyen déclaré à chaque période ⁴⁰
Tarif de référence	Moyenne des prix proposés par les candidats pondérée par la puissance des installations
Date de mise en service	Moyenne des dates de mise en service des installations pondérée par la puissance des installations
Mois de fin d'indexation au coefficient K ⁴¹	1 ^{er} jour du mois, un an avant la date de mise en service moyenne prévisionnelle des candidats retenus de la période
Indexation K	Pour la plupart des périodes, l'indice K constaté est utilisé, car disponible (la date de mise en service moyenne de la période était située moins d'un an après la publication du présent rapport). Pour les périodes les plus récentes, une indexation K normative de 2 % par an (égale à l'inflation prévisionnelle) est appliquée.

Pour chaque variable listée dans le Tableau 6 ci-dessus, et pour chaque période d'appel d'offres, les valeurs ainsi obtenues sont présentées dans le Tableau 7

⁴⁰ Pour la première année post-mise en service, afin de refléter le fait que les installations de la période ne produisent pas sur l'année entière, un taux de disponibilité est appliqué, égal au pourcentage de l'année restant à la date de mise en service de la période. Pour la dernière année de production, l'inverse de ce taux est appliqué.

⁴¹ Le coefficient d'indexation K est appliqué entre la date limite de dépôt des offres de la période concernée et un an avant la date de mise en service de l'installation.

Tableau 7 : Valeurs de la production annuelle, du tarif de référence moyen pondéré retenu et de la date moyenne de mise en service utilisées pour chaque période des appels d'offres sans prise en compte d'un taux de chute

Appel d'offres	Période	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PPE2 PV Bâtiment	Phase de candidature	oct.-21	févr.-22	juin-22	janv.-23	juin-23	nov.-23	avr.-24	août-24	nov.-24	mars-25
	Production annuelle (GWh)	188,47	144,62	105,47	72,71	417,42	434,94	220,8	307,42	258,7	225,89
	Tarif moyen pondéré retenu (€/MWh)	83,12	85,27	90,91	104,79	101,24	102,1	100,74	99,95	98,2	97,53
	Date moyenne de mise en service théorique	05/10/2023	03/01/2024	09/07/2024	10/10/2024	20/05/2025	28/10/2025	27/12/2026	15/06/2026	17/12/2026	04/01/2027
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%	100,00%	100,00%	99,40%	95,40%	97,90%	103,50%	101,10%	102,30%	101,70%
PPE2 PV Sol	Phase de candidature	déc.-21	mai-22	déc.-22	juil.-23	déc.-23	août-24	déc.-24	juin-25		
	Production annuelle (GWh)	863,79	396,99	142,72	1 809,75	1 081,06	1 157,78	1 070,64	1 185,55		
	Tarif moyen pondéré retenu (€/MWh)	58,84	68,51	82,23	82,42	81,9	79,28	79,09	79,48		
	Date moyenne de mise en service théorique	23/03/2024	15/09/2024	03/05/2025	08/09/2025	14/12/2025	29/06/2027	20/02/2027	13/10/2027		
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%	100,00%	100,10%	94,70%	98,40%	103,90%	102,50%	102,70%		
PPE2 PV Innovant	Phase de candidature	nov.-21									
	Production annuelle (GWh)	182,64									
	Tarif moyen pondéré retenu (€/MWh)	83,05									
	Date moyenne de mise en service théorique	28/02/2024									
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%									
PPE2 Neutre - PV	Phase de candidature	juil.-22	oct.-23	oct.-24							

	Production annuelle (GWh)	212,23	525,48	561,99							
	Tarif moyen pondéré retenu (€/MWh)	73,5	84,84	80,31							
	Date moyenne de mise en service théorique	22/04/2025	22/04/2026	26/09/2027							
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%	98,10%	104,00%							
PPE2 Neutre - Eolien	Phase de candidature	juil.-22	oct.-23	oct.-24							
	Production annuelle (GWh)	699,45	188,95	79,95							
	Tarif moyen pondéré retenu (€/MWh)	78,8	87,18	84,16							
	Date moyenne de mise en service théorique	22/06/2024	01/01/2026	31/12/2027							
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%	97,20%	104,60%							
PPE2 Autoconsommation	Phase de candidature	nov.-21	févr.-22	sept.-22	oct.-23						
	Production annuelle (GWh)	8,57	8,31	10,46	55,97						
	Prime d'autoconsommation moyenne pondérée retenu (€/MWh)	12,85	10,8	10,7	8,31						
	Date moyenne de mise en service théorique	10/01/2023	22/03/2023	17/07/2023	02/11/2024						
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%						
PPE2 Eolien terrestre	Phase de candidature	nov.-21	avr.-22	déc.-22	mai-23	août-23	déc.-23	mai-24	sept.-24	févr.-25	
	Production annuelle (GWh)	1 253,05	689,69	131,65	2 258,07	2 187,47	2 365,72	2 366,64	1 739,32	2 174,96	
	Tarif moyen pondéré retenu (€/MWh)	64,52	67,33	76,41	83,91	86,94	87,23	87,63	87,92	87,61	
	Date moyenne de mise en service théorique	07/09/2024	31/05/2025	05/02/2025	24/04/2025	23/09/2025	06/02/2026	04/08/2026	25/01/2027	23/05/2027	
	Indice K appliqué à la mise en service	100,00%	100,00%	100,60%	95,70%	93,10%	98,30%	101,30%	102,80%	102,60%	

Enfin, les hypothèses normatives suivantes sont considérées pour chaque filière (une inflation normative de 2 % par an est prise pour hypothèse dans l'ensemble du modèle) :

Tableau 8 : Hypothèses normatives retenues par filière, pour la perte annuelle de rendement et le coefficient d'indexation L

Filière	Perte annuelle de rendement	Part fixe du coefficient d'indexation L ⁴²	Coefficient d'indexation L appliqué chaque année
PV	- 0,5 % par an	0,8	+ 0,4 % par an
Eolien terrestre	0 % par an	0,7	+ 0,6 % par an

2.1.3. Montant des aides octroyées

Sur l'ensemble des appels d'offres PPE2, le montant des aides octroyées est estimé à 7,1 Mds€₂₀₂₅ pour l'ensemble des dossiers retenus à mi-2025, dans le scénario de prix médian et sans considération d'un taux de chute des projets retenus (que la CRE estime généralement dans ses évaluations prospectives à un niveau de 20 %). En prenant en compte ce taux de chute, le montant des aides octroyées dans le scénario médian s'élèverait à 5,7 Mds€₂₀₂₅.

Cette estimation est fortement dépendante des hypothèses de prix de marché futurs. En effet, dans un scénario de prix de marché bas, l'écart entre les prix de marchés captés et le tarif de référence augmente ; le montant versé aux installations est donc doublé, pour atteindre un niveau de 14,8 Mds€₂₀₂₅ (11,8 Mds€₂₀₂₅ en tenant compte d'un taux de chute de 20 %). Au contraire, dans un scénario de prix de marché hauts, la situation s'inverse : les prix captés sont en moyenne supérieurs aux tarifs de référence des installations. Or, les compléments de rémunération étant symétriques, les appels d'offres PPE2 deviennent donc une source de recettes pour l'Etat, d'un montant de 2,5 Mds€₂₀₂₅ (2,0 Mds€₂₀₂₅ en tenant compte d'un taux de chute de 20 %).

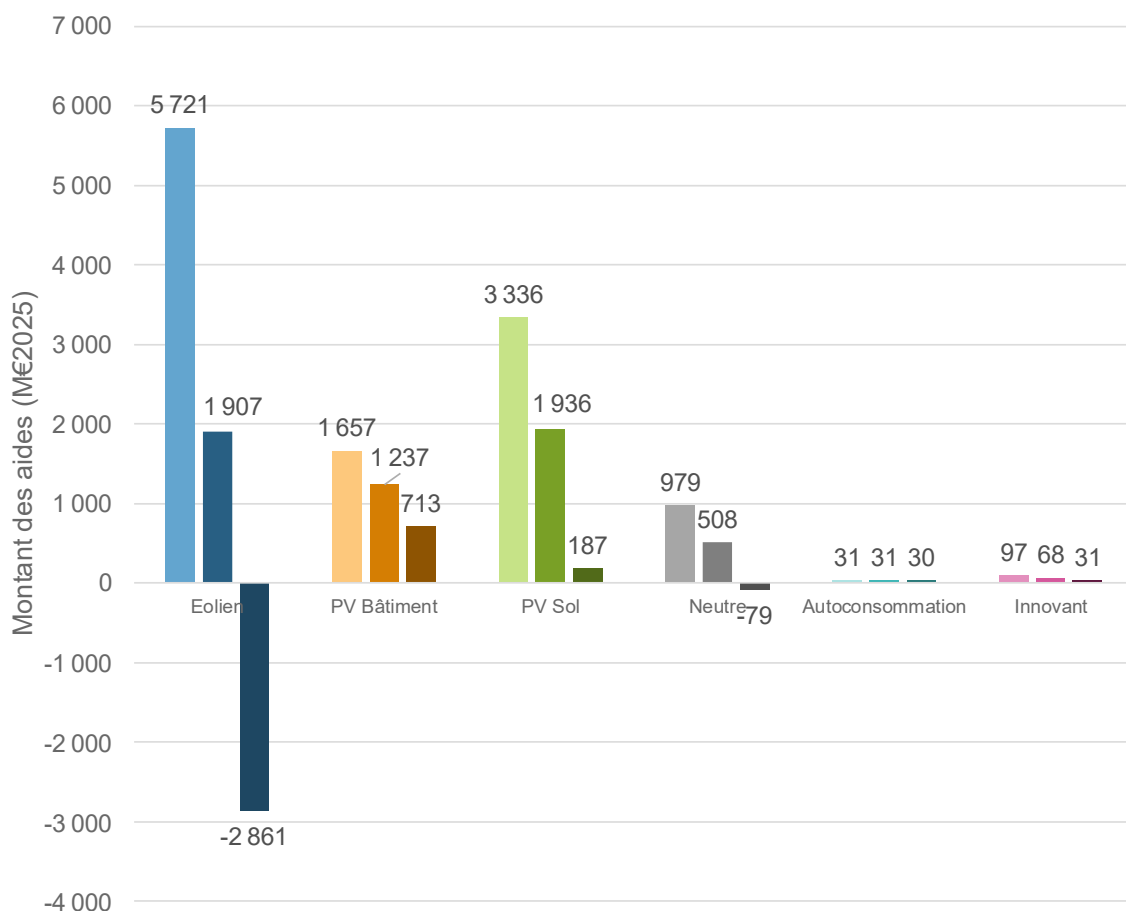
Les montants en € (sans être rapportés à la production soutenue donc) les plus importants concernent l'appel d'offres Eolien terrestre et, dans une moindre mesure, l'appel d'offres PV Sol (cf. Figure 4). Les montants les moins importants concernent les appels d'offres Autoconsommation et PV Innovant, dont les périodes de candidatures ne se tiennent plus depuis plusieurs années malgré le calendrier annoncé. Cela est dû, au premier ordre, au fait que les deux premiers appels d'offres représentent les plus grandes quantités d'énergie soutenue (respectivement 303 TWh et 147 TWh, sans considération d'un taux de chute) et les deux derniers les plus petites quantités d'énergie soutenue (respectivement 0.9 TWh et 3,5 TWh, sans considération d'un taux de chute).

Il convient également de noter que seuls les appels d'offres Eolien terrestre et Neutre représentent des recettes pour l'Etat (les montants des aides versées sont négatifs) dans le scénario de prix hauts⁴³. En effet, dans les scénarios de prix considérés, les prix captés par la filière éolienne sont meilleurs que ceux captés par la filière photovoltaïque (décote de – 6 % par rapport aux prix de marché en 2030 pour l'éolien terrestre, contre – 24 % pour le photovoltaïque). Ainsi, bien que les tarifs de référence proposés dans l'appel d'offres PV Sol soient plus bas que ceux de l'appel d'offres Eolien terrestre, le premier demeure un poste de dépense pour l'Etat tandis que le second représente un poste de recette pour ce dernier, même dans le scénario de prix hauts.

⁴² Le coefficient d'indexation L est composé d'une part variable et d'une part fixe (dont la somme vaut 1). La part variable est ensuite indexée selon une inflation normative de 2 % par an.

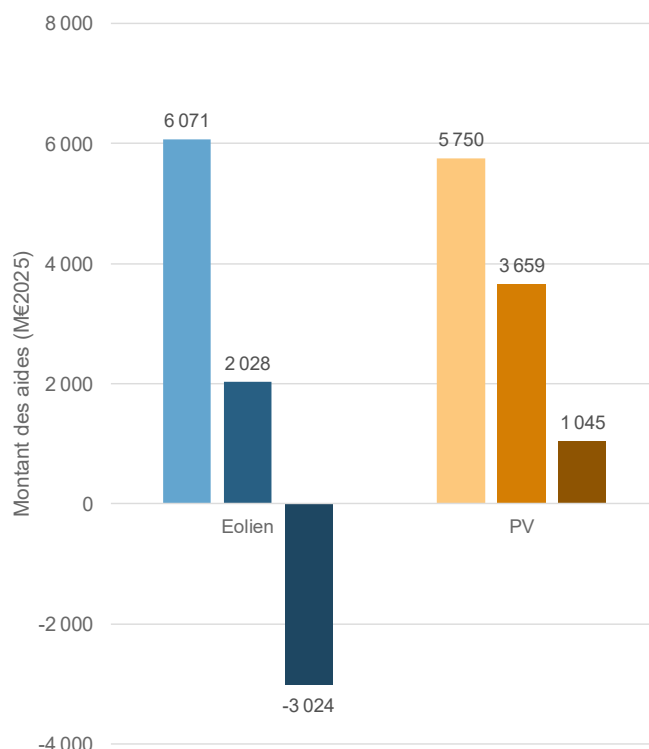
⁴³ Correspondant à un prix de l'électricité de 95€₂₀₂₄/MWh en 2030.

Figure 4 : Montant prévisionnel total des aides accordées dans le cadre des appels d'offres PPE2 (en millions d'euros constants 2025), par appels d'offres, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 % (gauche, clair : scénario de prix bas ; centre : scénario de prix médian ; droite, foncé ; scénario de prix haut)



La Figure 5 permet de visualiser de manière plus condensée les montants versés aux installations en fonction de la technologie qu'elles utilisent.

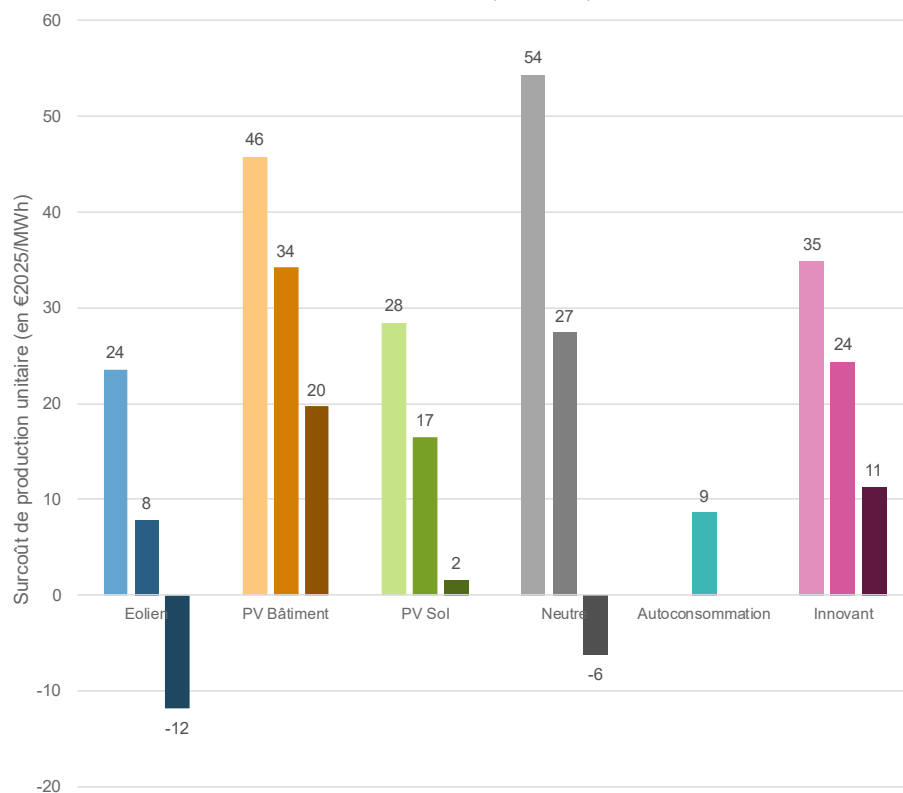
Figure 5 : Montant prévisionnel total des aides accordées sur toute la durée des contrats dans le cadre des appels d'offres PPE2 (millions d'euros constants 2025), par technologie, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 % (gauche, clair : scénario de prix bas ; centre : scénario de prix médian ; droite, foncé ; scénario de prix haut)



La figure ci-dessous présente le surcoût de production unitaire pour chaque appel d'offres, c'est-à-dire le montant versé par l'Etat pour chaque mégawattheure de production (schématiquement, le tarif de soutien auquel on soustrait une référence de prix de marché capté par la filière moyenne). Il est calculé en prenant le rapport du montant total des aides accordées sur toute la durée des contrats pour un appel d'offres dans un scénario de prix donné (cf. Figure 4) par l'énergie totale soutenue dans le cadre de cet appel d'offres. Le surcoût unitaire pour la filière solaire est plus important que pour la filière éolienne, car les prix de marché anticipés captés par la filière solaire sont moins élevés que ceux captés par la filière éolienne.

Pour l'appel d'offres Autoconsommation, le surcoût de production unitaire est présenté pour la production autoconsommée uniquement, et ne dépend donc pas des prix de marché.

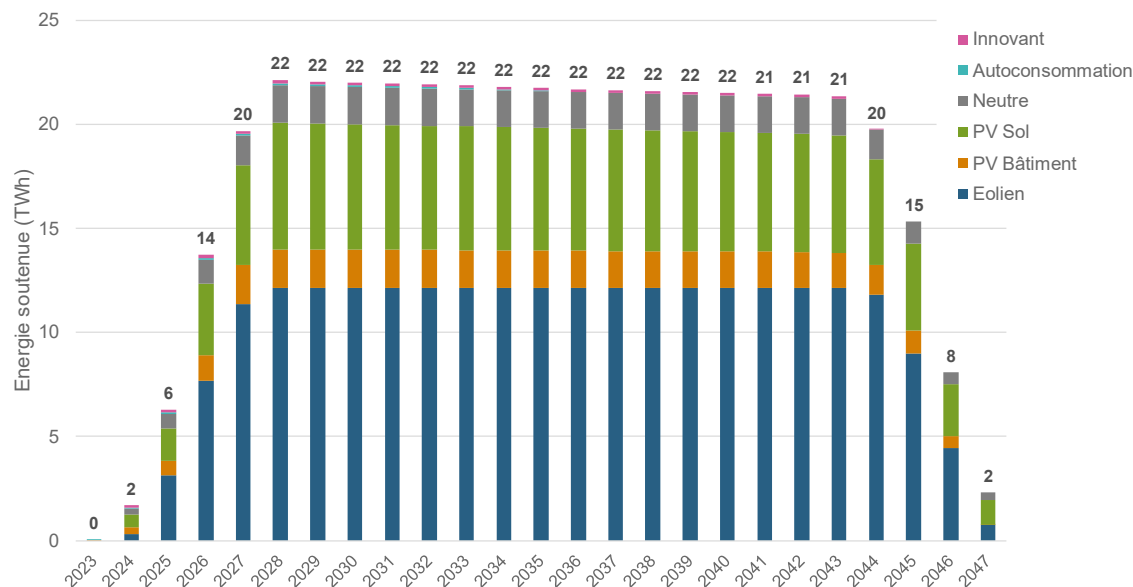
Figure 6 : Surcoût de production unitaire (montant total des aides accordées / énergie totale soutenue, sur toute la durée des contrats) des appels d'offres PPE2 en €₂₀₂₅/MWh (en millions d'euros constants 2025) (gauche, clair : scénario de prix bas ; centre : scénario de prix médian ; droite, foncé ; scénario de prix haut)



Le soutien versé dans le cadre des appels d'offres PPE2 est imputé au budget de l'Etat français annuellement au sein des charges de services public de l'énergie (CSPE)⁴⁴. Une estimation de la quantité d'énergie soutenue chaque année est présentée en Figure 7.

⁴⁴ Programme P345 de la maquette budgétaire.

Figure 7 : Estimation de la quantité d'énergie soutenue (TWh) par les appels d'offres PPE2, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 %



La Figure 8 ci-dessous présente l'estimation de la chronique des montants annuels (en euros constants) de ce soutien au cours de la durée des contrats des installations lauréates de périodes instruites jusqu'au 30 juin 2025, dans le scénario médian de prix de marché.

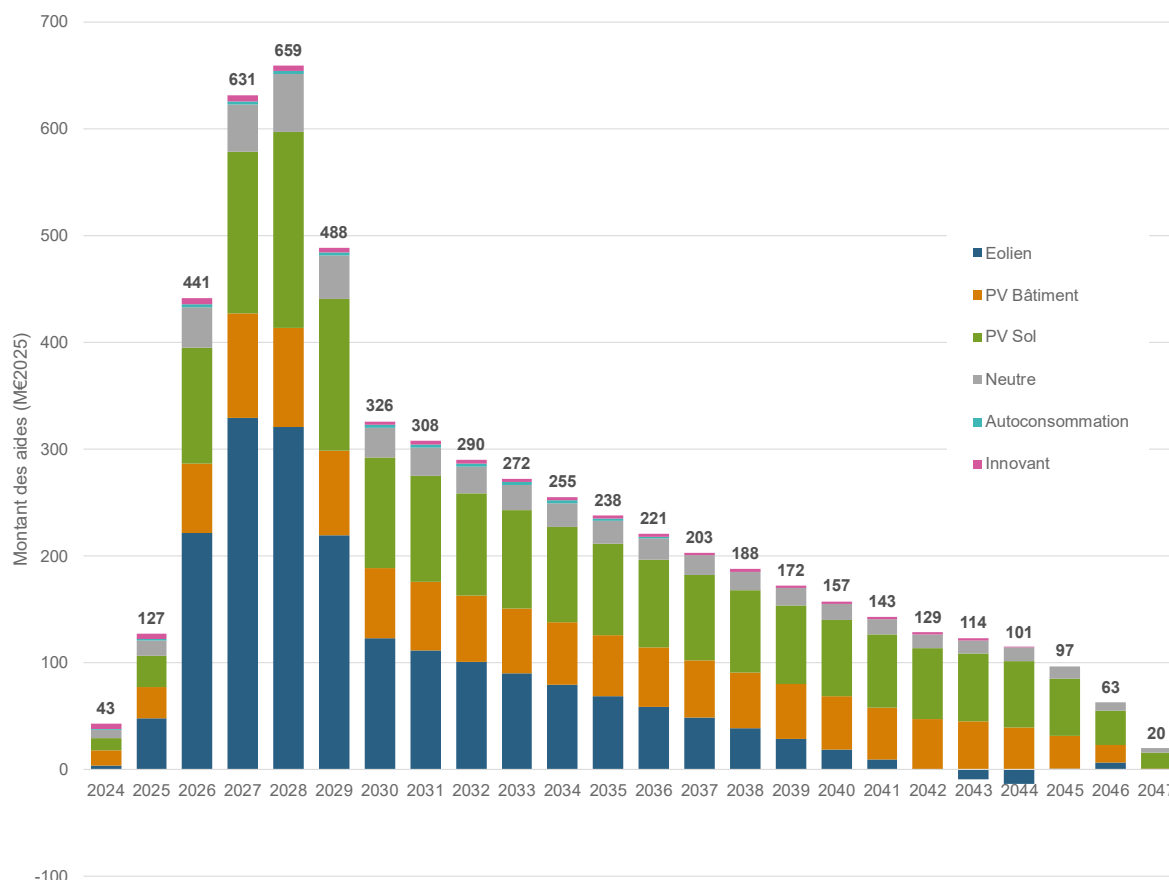
Ces montants augmentent fortement jusqu'en 2027 du fait des mises en service successives des installations lauréates, visibles sur la figure ci-dessus (les délais de mises en service sont en moyenne de plus de 2 ans) et donc de l'augmentation de la production soutenue. Ils diminuent ensuite fortement entre 2028 et 2030, car l'hypothèse de prix en 2030 du scénario médian (70 €/MWh) est plus élevée que les prix à terme observés pour les années 2026 à 2028 (moins de 60 €/MWh en 2028) qui sont utilisés pour le calcul des montants versés sur ces années.

Par la suite, les montants annuels (en €) diminuent régulièrement entre 2030 et 2044 pour deux raisons principales :

- l'indexation annuelle des tarifs d'achat via le coefficient L (0,6 % par an pour l'éolien et 0,4 % par an pour le photovoltaïque) étant inférieure à l'inflation (hypothèse normative de 2 % dans le modèle), les prix de marché captés ont tendance à rattraper les tarifs de référence au cours de la période du contrat. La détérioration des prix captés, modélisée dans les hypothèses retenues, a quant à elle tendance à faire augmenter les montants d'aide avec le temps, mais son effet est d'une ampleur moins importante ;
- les panneaux photovoltaïques subissent une perte de rendement de 0,5 % par an, du fait de leur détérioration qui accompagne leur vieillissement, donc la production photovoltaïque soutenue diminue avec le temps.

Enfin, les montants annuels présentés ci-dessous sont convertis en euros constants 2025 afin de pouvoir les comparer d'une année sur l'autre.

Figure 8 : Montants théoriques versés par année aux installations en fonction de l'appel d'offres (M€₂₀₂₅) dans le scénario médian de prix ⁴⁵, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 %



2.2. Combien d'entreprises ont bénéficié du régime d'aide ?

263 sociétés mères⁴⁶ différentes ont proposé au moins un projet ayant été retenu au cours d'un appel d'offres, et ont ainsi bénéficié du régime d'aide sujet du présent rapport. De plus, 10 partenariats⁴⁷ ont proposé des projets ayant été retenus.

Ces entreprises sont de taille et de nature différentes et souvent incluses dans des structures de filiales complexes⁴⁸ (cf. 2.6).

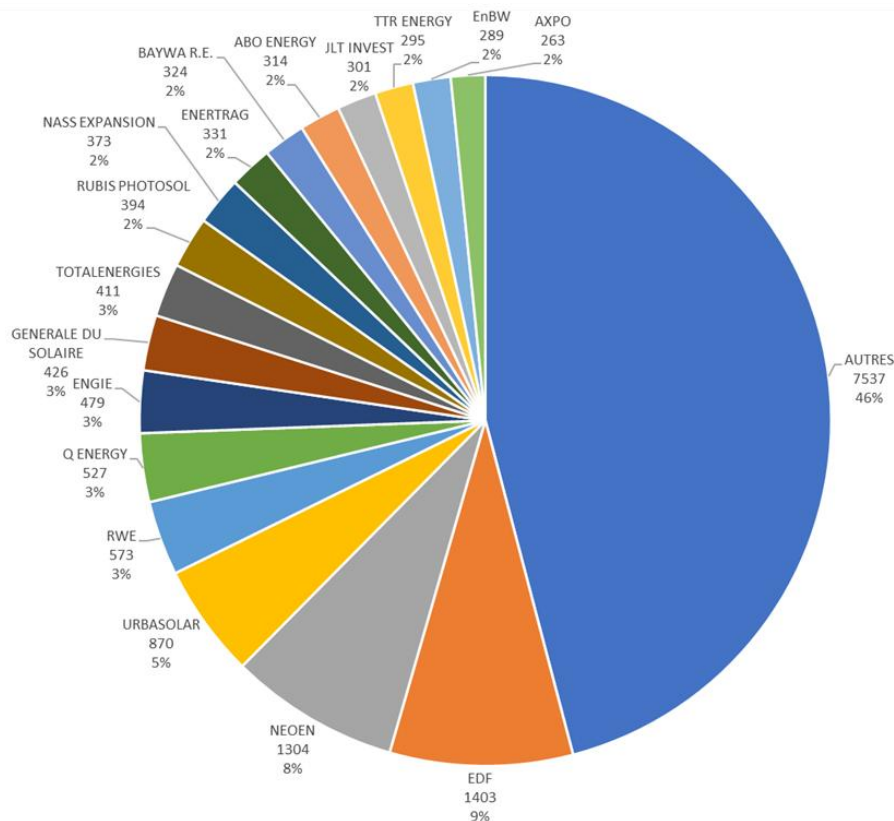
⁴⁵ Les montants présentés pour l'année 2024 sont basés sur les hypothèses explicitées dans la partie 2.1.2. Dans les faits, un montant de 3,0 M€ a été versé au titre de 2024 aux producteurs bénéficiant de contrat de CR issus d'un appel d'offres PPE2 (1,3 M€ pour des lauréats de l'appel d'offres PPE2 Eolien, 1,2 M€ pour des lauréats de l'appel d'offres PPE2 Neutre, 0,3 M€ pour des lauréats de l'appel d'offres PPE2 PV Sol et 0,2 M€ pour des lauréats de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment). Cela est dû au retard important constaté de mise en service des parcs lauréats (cf. partie 2.3).

⁴⁶ Les porteurs de projets n'indiquent pas systématiquement la société mère ultime dans leur formulaire de candidature ; ainsi, la répartition par société mère présentée, issue d'un retraitement par la CRE, peut être partiellement inexacte.

⁴⁷ Certains projets sont financés par un actionnariat composé de plusieurs entreprises, appartenant elles-mêmes à des sociétés mères différentes.

⁴⁸ Les entreprises décomptées ici ont été identifiées en tant que sociétés-mères, c'est-à-dire n'étant pas elles-mêmes propriété d'une autre entreprise. Elles ne sont donc pas directement les entreprises inscrites dans les données déclaratives des participants, mais issues d'un travail d'identification de leurs maisons-mères à partir de [l'Annuaire des Entreprises](#).

Figure 9 : Répartition par sociétés mères des projets retenus (en étiquette de donnée : acteur, puissance cumulée retenue toutes filières confondues (MW), part de la puissance totale cumulée retenue (16,4 GW))



Parmi les différents appels d'offres, ceux s'adressant spécifiquement aux installations photovoltaïques au sol et sur bâtiments sont ceux pour lesquels le plus grand nombre d'entreprises bénéficient ou vont bénéficier de l'aide associée au régime. L'appel d'offres Eolien terrestre retient également un grand nombre d'entreprises bénéficiaires, mais notablement moins que les appels d'offres photovoltaïques. Enfin, les appels d'offres Neutre, Autoconsommation et PV Innovant attribueront des aides à un nombre d'entreprises nettement inférieur aux appels d'offres cités précédemment. Cela s'explique par le faible nombre de périodes organisées pour ces appels d'offres comparé aux autres et aux volumes appelés plus limités par période.

La diversité des entreprises lauréates reste similaire d'une période à l'autre pour l'ensemble des appels d'offres.

Tableau 9 : Nombre d'entreprises lauréates pour chacun des appels d'offres

Appel d'offres	Nombre d'entreprises lauréates
PPE2 PV Bâtiment	124
PPE2 PV Sol	123
PPE2 Eolien terrestre	72
PPE2 Neutre	30
PPE2 Autoconsommation	29
PPE2 PV Innovant	15

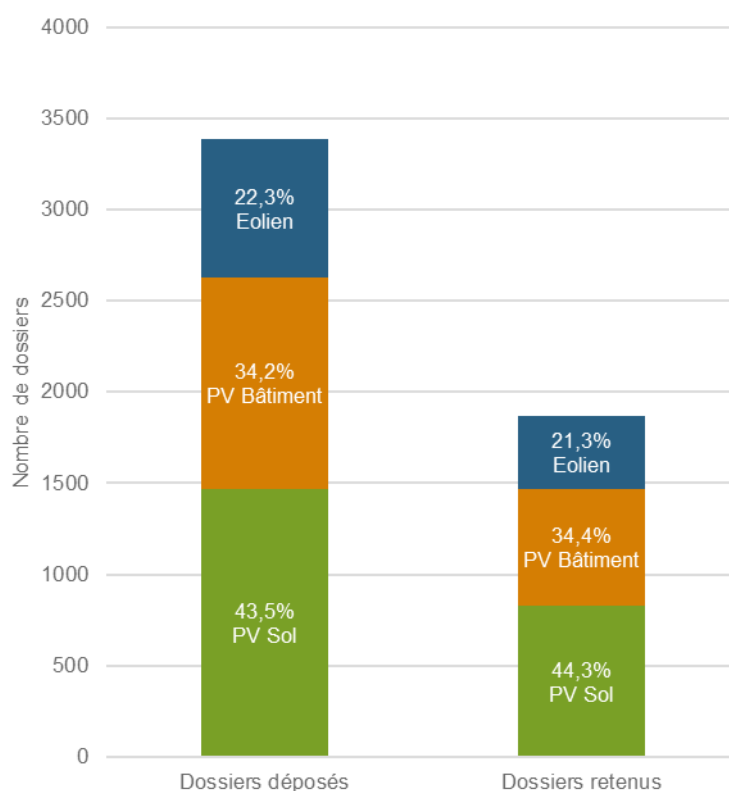
Le nombre de sociétés-mères bénéficiaires a augmenté de manière plus importante dans la filière photovoltaïque que dans la filière éolienne. Ainsi, d'après le rapport précédent de la CRE portant sur les appels d'offres PPE2⁴⁹, à fin 2023, le nombre de sociétés mères avec des projets retenus s'élevait à 61 pour la filière de l'éolien à terre, à 69 pour la filière photovoltaïque au sol et à 79 pour la filière photovoltaïque sur bâtiments. Au 30 juin 2025, ce nombre s'élevait à 72 pour la filière éolienne, tandis qu'il a quasiment doublé pour la filière photovoltaïque, atteignant entre 130 pour les installations au sol et 149 pour les installations sur bâtiments. Une analyse plus approfondie de l'évolution de certaines entreprises (et notamment de leurs parts de marché) est présentée dans la partie 5.3.

Enfin, il convient de rappeler que ces valeurs constituent une première estimation du nombre d'entreprises qui vont bénéficier du régime d'aide. En particulier, des cessions de parcs entre sociétés peuvent intervenir, modifiant ainsi la répartition des entreprises bénéficiant du régime d'aide.

2.3. Combien de nouvelles installations ont bénéficié du régime d'aide ?

3 383 installations ont été candidates aux appels d'offres PPE2, selon le périmètre retenu dans le cadre du présent rapport. Parmi ces dossiers, 1 867 ont été retenus. La répartition de ces dossiers en fonction du type d'installations soutenues est présentée en Figure 10.

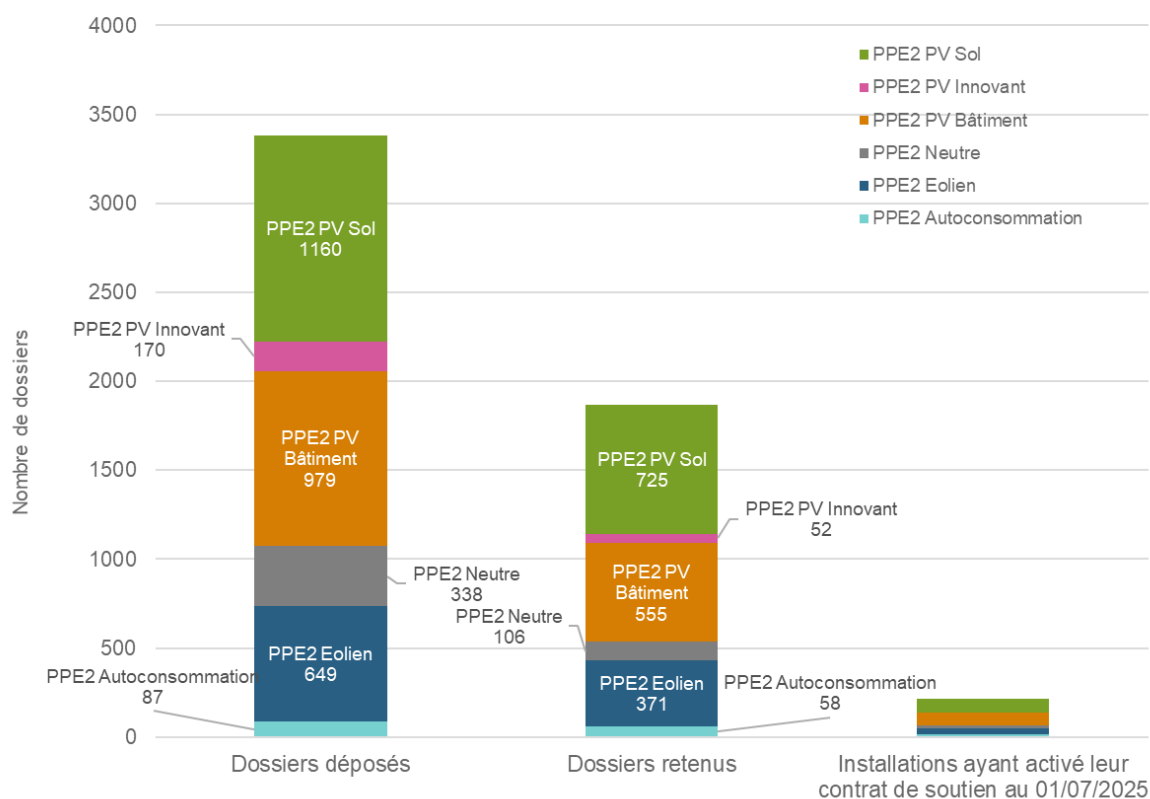
Figure 10 : Nombre de dossiers déposés (gauche) et retenus (droite), par technologie (contient également les dossiers des appels d'offres PV Innovant, Autoconsommation et Neutre ventilés par technologie).



La Figure 11 ci-dessous présente la répartition du nombre de dossiers déposés/retenus et des installations, parmi les dossiers retenus, ayant déjà activé leur contrat de soutien.

⁴⁹ Etat des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques, CRE, septembre 2024

Figure 11 : Nombre de dossiers déposés (gauche), retenus (milieu) et ayant activé leur contrat de soutien (droite) par appel d'offres



Ces valeurs sont une première estimation du nombre d'installations bénéficiaires qui est susceptible d'évoluer en fonction du taux de chute des projets. Au 30 juin 2025, 216 installations avaient activé leur contrat de soutien : 74 installations retenues dans le cadre de l'appel d'offres PV Bâtiment, 78 dans le cadre de l'appel d'offres PV Sol, 32 dans le cadre de l'appel d'offres Eolien terrestre, 18 dans le cadre de l'appel d'offres Neutre et 14 dans le cadre de l'appel d'offres Autoconsommation. D'autre part, la CRE recense 312 installations lauréates des appels d'offres PPE2 mises en service au 30 juin 2025⁵⁰, d'après les données de Potentiel, service numérique de suivi des projets mis en place par le ministère chargé de l'énergie. Le délai entre la sélection du projet et sa mise en service, constaté sur les installations déjà en service au 30 juin 2025, est en moyenne de 1 an et 246 jours.

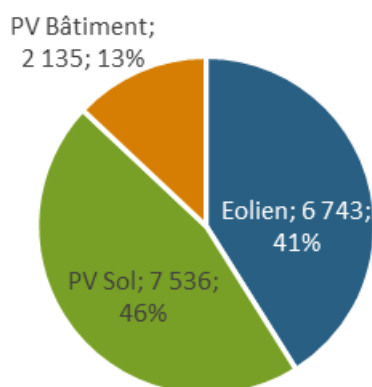
Il s'agit d'un retard notable par rapport aux prévisions des candidats. En effet, dans leur dossier de candidature, 710 lauréats prévoient une mise en service avant le 1^{er} juillet 2025. Ces données sont cependant déclaratives et ne tiennent pas compte des éventuels retards qui peuvent advenir, s'agissant par exemple du raccordement. Par ailleurs, il s'agissait principalement des projets retenus dans le cadre des premières périodes des appels d'offres, qui ont pu bénéficier d'un report de leur date butoir de prise d'effet du contrat, dans un contexte de crise ou qui ont pu recandidater de manière facilitée à des périodes ultérieures.

⁵⁰ La mise en service et l'activation du contrat de soutien ne sont pas nécessairement concomitantes, la première dépendant (en général, la définition pouvant avoir évolué au cours des périodes) de la mise à disposition du raccordement, tandis que l'activation du contrat de soutien est conditionnée à l'envoi de l'attestation de conformité. Cela explique que certaines installations mises en service n'ont pas encore activé leur contrat de soutien.

2.4. Quelle capacité a bénéficié du régime d'aide et pour quelle quantité d'énergie produite ?

Au 30 juin 2025, une puissance cumulée de 16 414 MW⁵¹ d'installations éoliennes à terre et photovoltaïques a été retenue dans le cadre des appels d'offres PPE2 et devrait donc en théorie bénéficier du régime d'aide. Cette puissance se répartit par technologie comme suit :

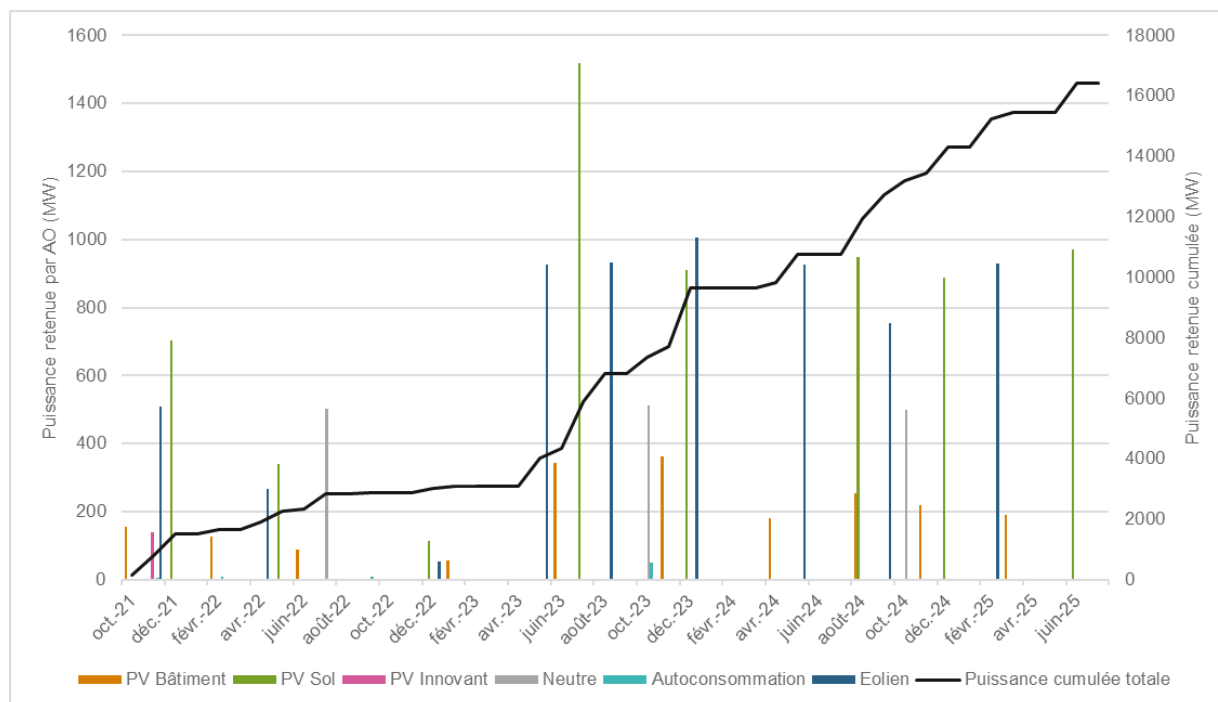
Figure 12 : Répartition de la puissance retenue par technologie (en étiquette de donnée : technologie, puissance cumulée retenue tous appels d'offres confondus (MW), part de la puissance totale cumulée retenue (16,4 GW))



Du fait de la sous-souscription des premières périodes des appels d'offres, dans un contexte de crise et de hausse des coûts, la puissance bénéficiant du régime d'aide a nettement augmenté à partir du milieu de l'année 2023, comme le montre la Figure 13.

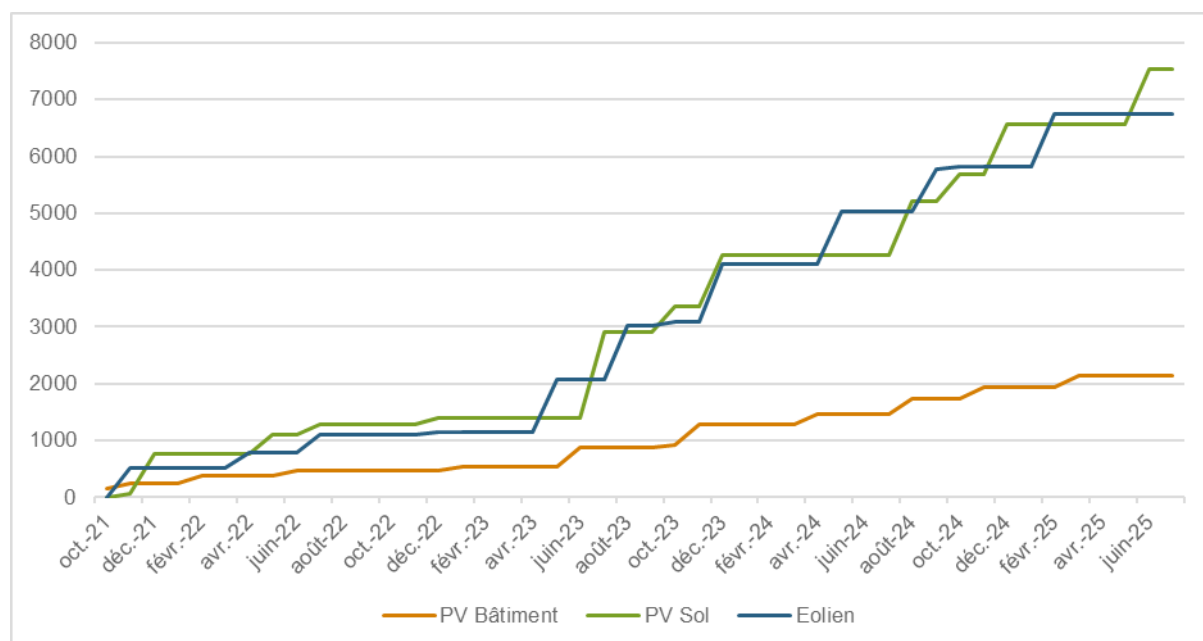
⁵¹ La puissance s'élève à 18 175 MW à fin 2025, comme présenté en début de rapport dans la synthèse de la mise à jour du bilan des appels d'offres PPE2 notifiés en 2021.

Figure 13 : Evolution de la puissance retenue par appel d'offres et de la puissance cumulée totale devant bénéficier du régime d'aide (représentation de l'ensemble des périodes s'étant tenues jusqu'au 30 juin 2025)



Le graphique ci-dessous détaille l'évolution de la puissance cumulée totale devant bénéficier du régime d'aide par technologie.

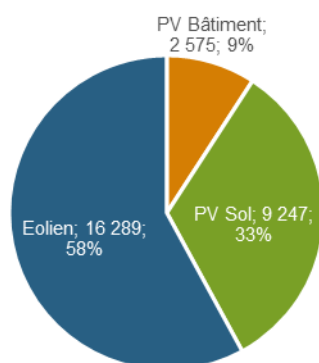
Figure 14: Evolution de la puissance cumulée totale par technologie devant bénéficier du régime d'aide



Il convient encore une fois de noter que les chiffres présentés constituent un majorant de la puissance qui bénéficiera effectivement de l'aide, certains projets pouvant abandonner leur statut de lauréat, ou ne pas se mettre en service pour diverses raisons.

Du fait du faible taux de mise en service des installations à date, il est difficile de déterminer précisément la quantité d'énergie correspondante qui bénéficiera du régime d'aide. En se basant sur les productibles déclarés par les candidats dans leurs plans d'affaire, fournis au stade de la candidature, la CRE estime que les installations retenues pourraient produire 28,1 TWh par an sur la durée de leur contrat (soit 562,2 TWh sur les 20 ans des contrats). En tenant compte d'un taux de chute de 20 %, la production des installations retenues serait de 22,5 TWh par an.

Figure 15 : Répartition de la production annuelle d'énergie par technologie pour les projets retenus (en étiquette de donnée : technologie, énergie annuelle produite tous appels d'offres confondus (GWh), part de l'énergie annuelle totale produite (28,1 TWh))



Les productibles déclarés par les candidats sont relativement stables entre les périodes s'agissant des installations photovoltaïques. S'agissant des installations éoliennes à terre, la CRE observe une baisse du productible dans le temps (baisse de 7 % du productible déclaré pour les dossiers retenus en 2025 par rapport à 2021). Pour une même technologie, ils varient très peu en fonction de l'appel d'offres.

Tableau 10 : Productible moyen déclaré par les candidats des projets retenus en fonction de la technologie des projets

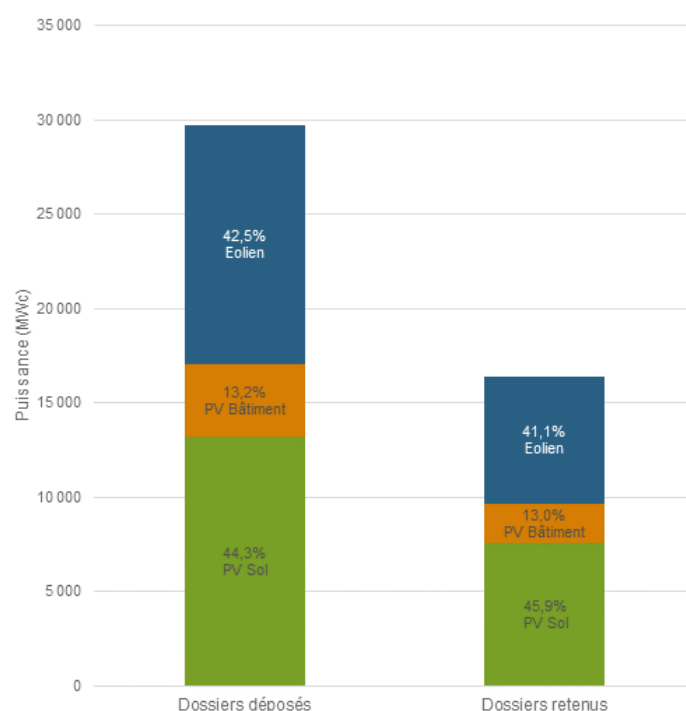
	PV Bâtiment	PV Sol	Eolien terrestre
Productible moyen (kWh/kWc ou kWh/kW)	1 184,42	1 048,52	2 420,96

2.5. Quels ont été les principaux types de projets candidats (retenus et non retenus) ?

2.5.1. Technologies utilisées par les projets

Les appels d'offres du régime d'aide PPE2 analysés dans le cadre du présent rapport portent sur des projets éoliens à terre et photovoltaïques au sol ou sur bâtiment⁵². Près de 60 % des projets déposés/retenus portent sur des installations photovoltaïques (au sol pour la grande majorité de la puissance cumulée ou sur bâtiment), les 40 % restants portant sur des installations éoliennes à terre.

Figure 16 : Répartition des puissances cumulées des dossiers déposés (gauche) et retenus (droite) par technologie



2.5.2. Répartition des installations par puissance installée des projets

Les installations éoliennes sont en moyenne de plus grande dimension que les installations photovoltaïques. Les installations retenues dans le cadre de l'appel d'offres Eolien présentent ainsi une puissance installée moyenne de 17 MW.

Les projets candidatant aux appels d'offres Autoconsommation et PV Innovant présentent pour leur part les puissances installées les plus faibles.

⁵² Comme indiqué en introduction, les installations hydro-électriques entre 1 et 4,5 MW peuvent aussi participer à deux appels d'offres (un appel d'offres dédié et l'appel d'offres Neutre). Cependant, du fait du très faible nombre de candidat, elles n'ont pas été prises en compte dans l'analyse de ce rapport.

Tableau 11 : Puissance installée moyenne des projets déposés et retenus (MW ou MWc)

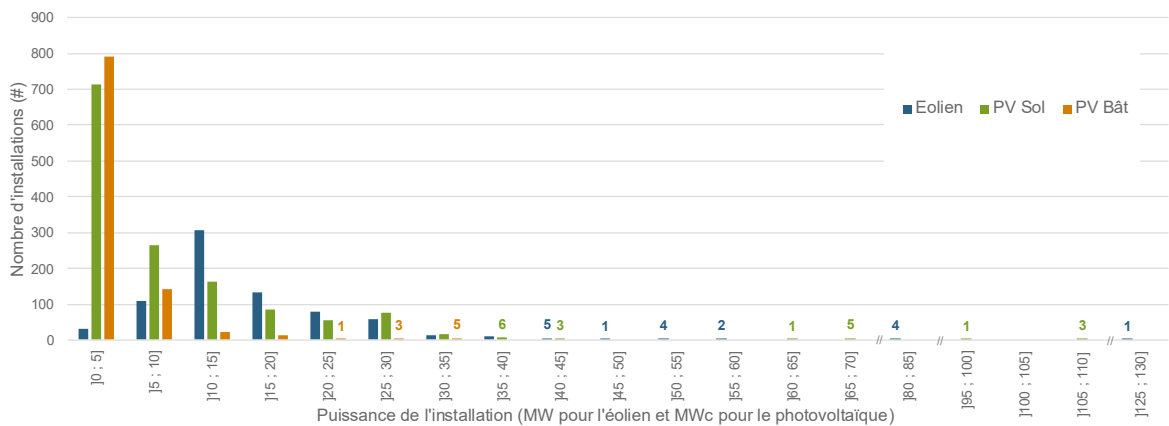
Appel d'offres	Puissance moyenne des projets déposés (MW ou MWc)	Puissance moyenne des projets retenus (MW ou MWc)
PV Bâtiment	3,6	3,6
PV Sol	9,1	8,8
Eolien	16,8	17,0
Neutre	12,4	14,3
Autoconsommation	1,4	1,3
PV Innovant	2,5	2,7

Les écarts de puissance installée moyenne entre les projets retenus et les projets déposés observés sont très limités, alors que la taille des installations est un facteur de compétitivité des appels d'offres, sauf s'agissant de l'appels d'offres Neutre, davantage concurrentiel.

S'agissant des dossiers photovoltaïques déposés aux appels d'offres (répartition relativement similaire pour les projets retenus), la répartition des puissances installées des projets est inégale : de très nombreux projets présentent de faibles puissances installées (inférieures à 5 MWc), en particulier les installations sur bâtiment. Il convient de noter que l'appel d'offres PPE2 PV Sol prévoit un volume réservé pour les installations de puissance installée inférieure à 5 MWc et un niveau maximal de puissance installée candidate de 30 MWc (hors terrains dégradés) et que l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment prévoit un volume réservé pour les installations de puissance installée comprise entre 500 kWc et 1 MWc.

Les projets éoliens à terre présentent des puissances installées davantage équitablement réparties et globalement comprises entre 5 et 30 MW.

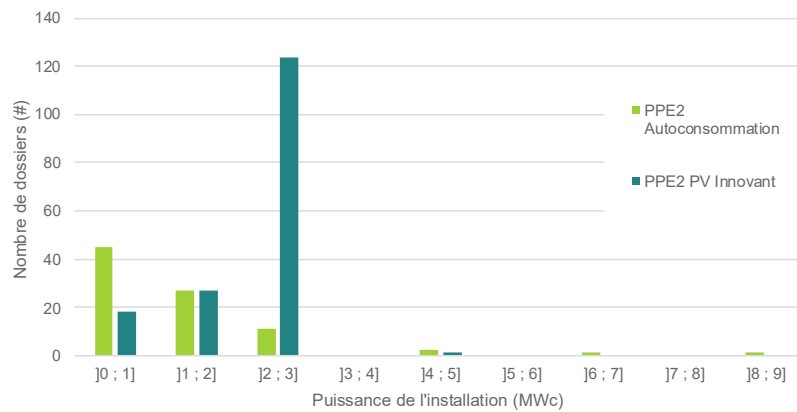
Figure 17 : Répartition des puissances installées des installations pour les projets déposés (MW pour l'éolien à terre⁵³ ; MWc pour le solaire photovoltaïque), par technologie (hors appels d'offres PPE2 Autoconsommation et PV Innovant)



⁵³ La Figure exclut une installation éolienne de 263 MW.

En comparaison, les puissances installées des projets déposés aux appels d'offres PV Innovant et Autoconsommation sont assez faibles (répartition similaire pour les projets retenus), et majoritairement inférieures à 3 MWc, du fait principalement des limites de puissances installées éligibles caractéristiques de ces deux appels d'offres.

Figure 18 : Répartition de la puissance installée des projets déposés (MWc), par appel d'offres pour les appels d'offres PPE2 Autoconsommation et PV Innovant



Pour toutes les filières, l'évolution de la puissance installée moyenne des projets ne présente pas de tendance forte (que ce soit à la hausse ou à la baisse) au fil des différentes périodes d'appels d'offres. De plus, l'évolution de la puissance installée des projets retenus est similaire à celle des projets déposés. Ces évolutions sont présentées dans les figures ci-dessous.

Figure 19 : Evolution de la puissance installée moyenne des projets retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé) pour la filière de l'éolien à terre

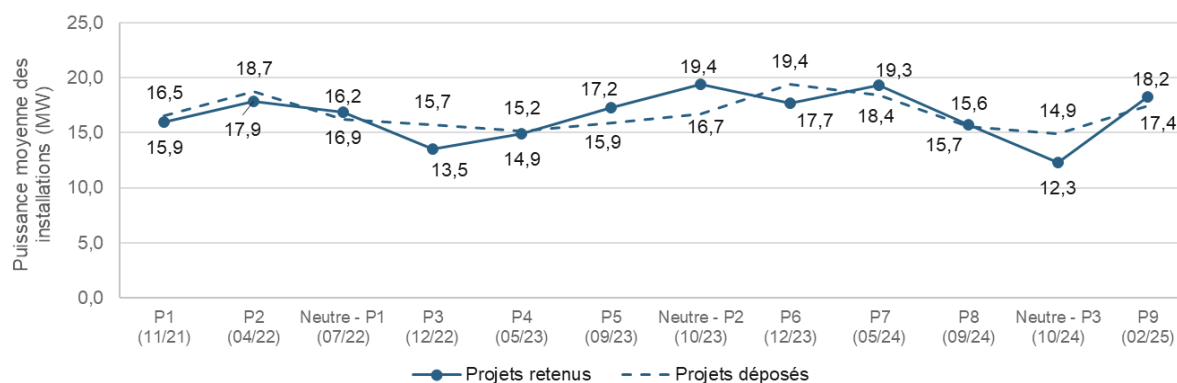


Figure 20 : Evolution de la puissance installée moyenne des projets retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé) pour la filière du photovoltaïque au sol

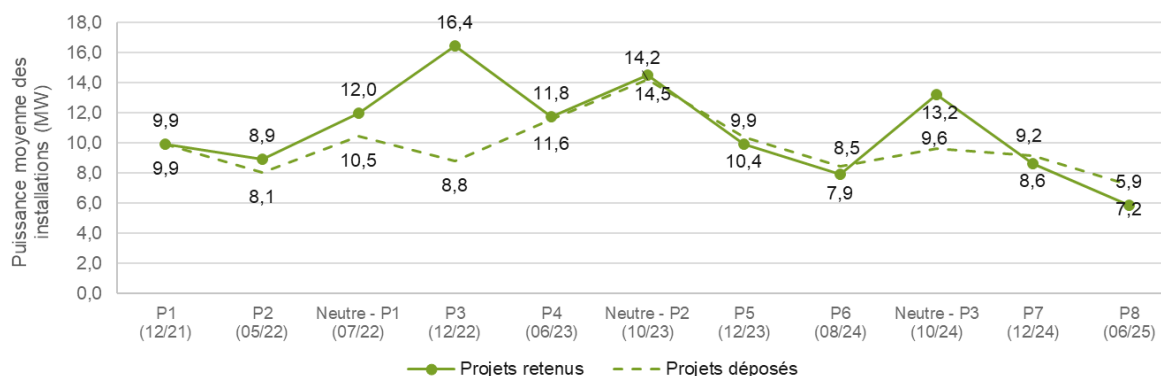
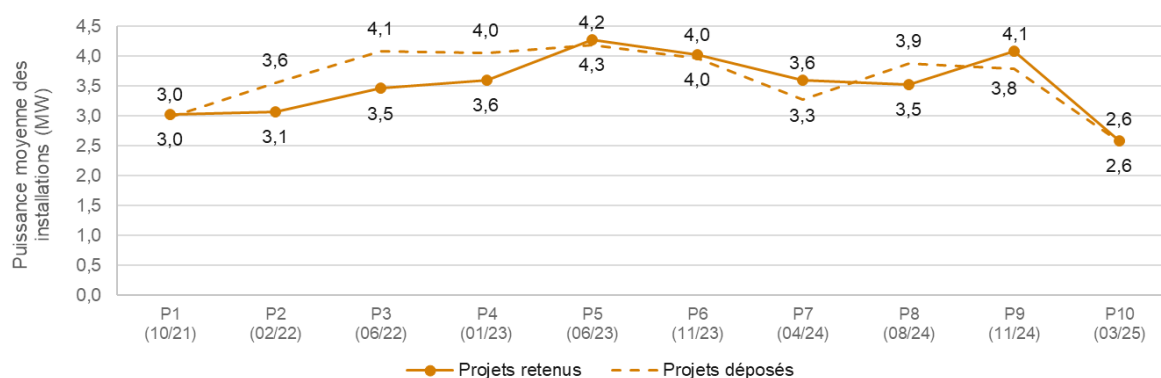


Figure 21 : Evolution de la puissance installée moyenne des projets retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé) pour l'appel d'offres PV Bâtiment⁵⁴



⁵⁴ La baisse de la puissance installée moyenne des projets retenus à la 10^e période de l'appel d'offres PV Bâtiment pourrait s'expliquer en partie par les modifications de l'arrêté tarifaire concernant les installations sur bâtiment de puissance installée inférieure à 500 kWc (dit « AT S21 »).

2.5.3. Répartition géographique des projets

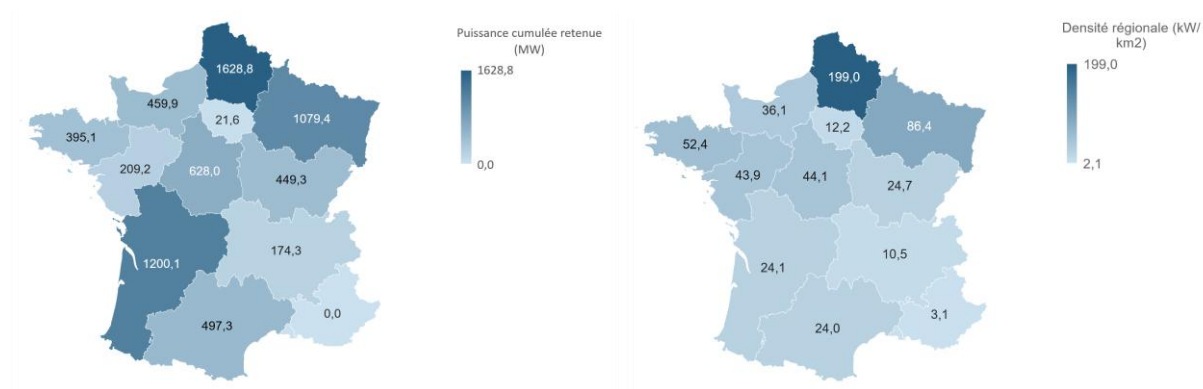
2.5.3.1. Installations éoliennes à terre

Les Hauts-de-France accueillent la plus grande puissance cumulée de projets retenus avec 1,6 GW de puissance retenue à mi-2025 (1,0 GW à fin 2023), tandis que les deux régions suivantes, la Nouvelle-Aquitaine et le Grand-Est, rassemblent respectivement 1,2 GW et 1,1 GW de projets éoliens à terre retenus à mi-2025 (respectivement 0,8 et 0,5 GW à fin 2023).

Les projets retenus se concentrent notamment dans les régions présentant les plus hauts productibles observés du territoire métropolitain (2 483⁵⁵ heures équivalent pleine puissance (hepp)⁵⁶ pour les Hauts-de-France et 2 355 hepp pour la Nouvelle-Aquitaine). Cependant, certaines régions à très fort potentiel (2 630 hepp pour l'Occitanie) accueillent relativement peu de projets. D'autres facteurs peuvent jouer un rôle dans l'attractivité des régions comme la disponibilité du foncier ou la capacité de raccordement disponible.

Aucune installation éolienne à terre n'a été retenue en région PACA dans le cadre des appels d'offres PPE2.

Figure 22 : Répartition régionale de la puissance éolienne terrestre cumulée (en MW) retenue (gauche)⁵⁷ et densité régionale de puissance éolienne terrestre déjà raccordée par km² en France métropole continentale à fin 2024 (droite)⁵⁸



2.5.3.2. Installations photovoltaïques

Il existe de larges disparités dans les volumes de puissances photovoltaïques retenues aux appels d'offres PPE2 entre les régions, la Bretagne ou la Normandie accueillant de l'ordre de 100 MWc de puissance retenue, tandis que la Nouvelle-Aquitaine ou le Centre-Val de Loire accueillent respectivement 1,8 GWc et 1,6 GWc.

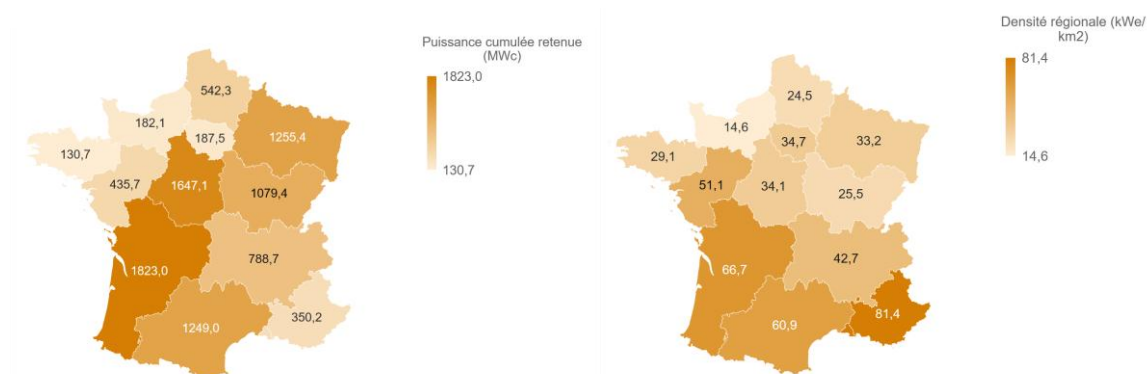
Cette répartition ne correspond pas toujours à la localisation des meilleurs productibles disponibles, situés dans les régions du Sud : si c'est bien le cas de la Nouvelle-Aquitaine et de l'Occitanie (pour lesquelles respectivement 1,8 et 1,2 GWc de puissance ont été attribués, pour des productibles moyens observés dans les dossiers déposés de 1 236 et 1 339 hepp), la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) ne capte que 350 MWc pour un productible moyen des dossiers déposés de 1 421 hepp.

⁵⁵ D'après les données déclaratives des dossiers déposés.

⁵⁶ Les heures équivalent pleine puissance permettent d'estimer l'efficacité de l'installation, c'est-à-dire la proportion du temps pendant laquelle l'installation produira au maximum de sa capacité. Cette mesure est obtenue en multipliant le facteur de charge de l'installation par le nombre d'heure dans une année.

⁵⁷ Périodes d'appels d'offres s'étant tenue jusqu'au 30 juin 2025.

Figure 23 : Répartition régionale de la puissance photovoltaïque au sol et sur bâtiment cumulée (en MWc) retenue (gauche)⁵⁹ et densité régionale de puissance photovoltaïque déjà raccordée par km² en France métropole continentale à fin 2024 (droite)⁶⁰

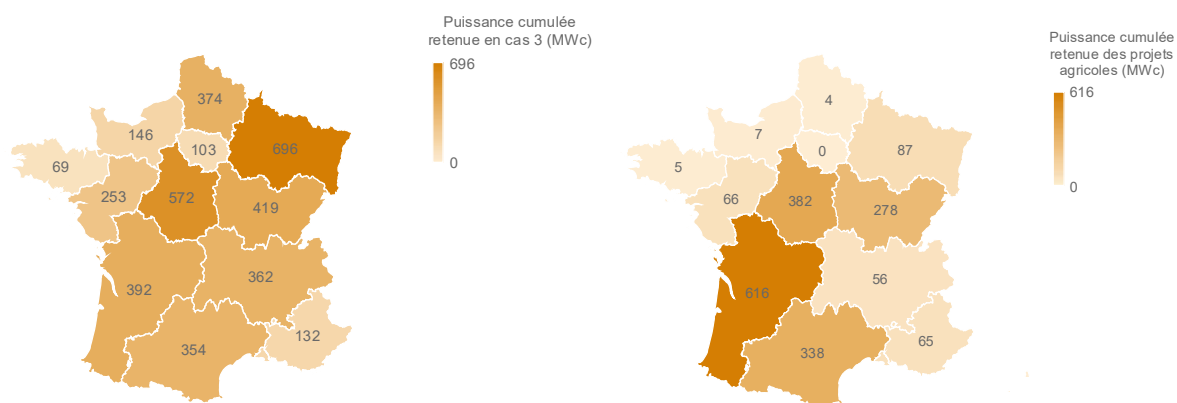


La disponibilité foncière et la densité des installations existantes permettent d'expliquer en partie la répartition de la puissance retenue aux appels d'offres PPE2. Ainsi, la région PACA possède une densité régionale de puissance raccordée déjà relativement élevée.

D'autre part, des bonus financiers sont accordés aux projets s'installant sur des terrains dégradés dont des gisements importants se situent dans des régions relativement au nord (notamment les régions Centre-Val de Loire et Grand-Est, comme présenté dans la Figure 24 ci-dessous, selon les données déclaratives des candidats).

Enfin, l'augmentation du nombre de projets « agricoles » (i.e. relevant du « cas 2 bis » dans le cadre des AO PPE2 PV Sol ou Neutre ou de type serre/ombrière agrivoltaïque dans le cadre des AO PPE2 PV Bâtiment ou Neutre), identifiés depuis mi-2023 dans les données de la CRE, peuvent expliquer une partie de la forte augmentation de puissance retenue observée en Nouvelle-Aquitaine.

Figure 24 : Répartition géographique des projets photovoltaïques au sol retenus répondant au cas 3 des terrains d'implantation, c'est-à-dire des terrains dégradés (anciennes carrières, friches industrielles, etc., à gauche) et des projets agricoles retenus⁶¹ (à droite)⁶²



⁵⁹ Périodes d'appels d'offres s'étant tenue jusqu'au 30 juin 2025.

⁶⁰ Données issues du [Panorama de l'électricité renouvelable \(Agence ORE, RTE, Enedis, SER, 31 décembre 2024\)](#).

⁶¹ Cumul des projets photovoltaïques au sol en cas 2 bis et des projets photovoltaïques sur bâtiment de catégorie « ombrière agrivoltaïque » ou « serre agrivoltaïque ».

⁶² Périodes d'appels d'offres s'étant tenue jusqu'au 30 juin 2025.

2.5.4. Caractéristiques techniques spécifiques aux projets éoliens à terre

La filière éolienne à terre est caractérisée par différents modèles de turbines, définis notamment par leur puissance unitaire et la taille de leur rotor.

D'autre part, le *repowering* des installations éoliennes, c'est-à-dire le démantèlement d'un parc dans le but, en théorie, d'y installer des éoliennes plus performantes que les précédentes, prend de l'ampleur dans le cadre des dernières périodes d'appels d'offres.

2.5.4.1. Puissance unitaire des aérogénérateurs et taille des rotors

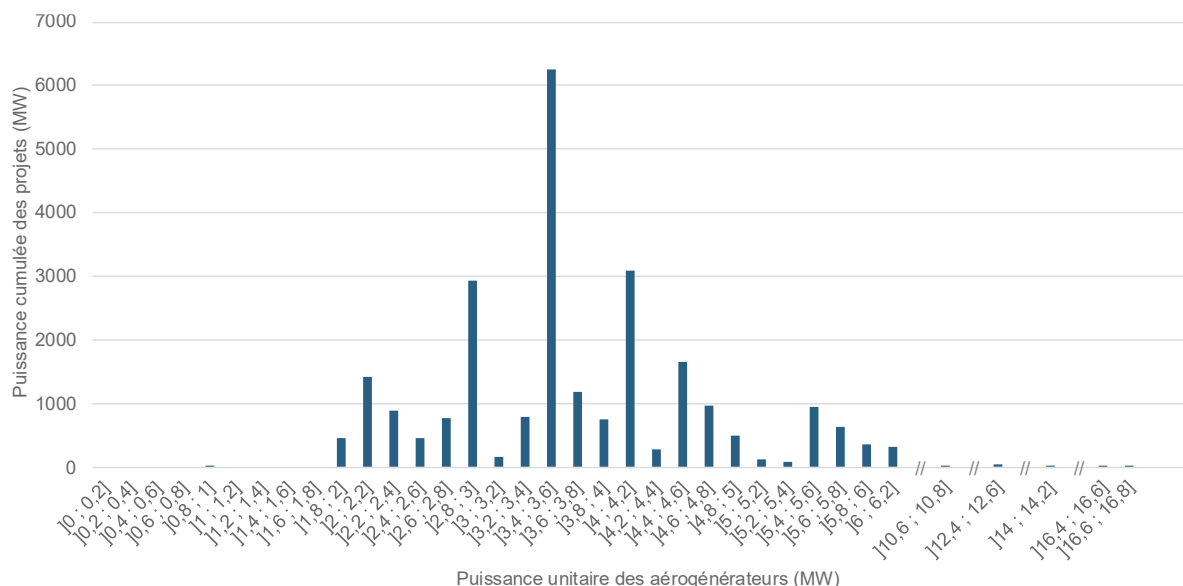
S'agissant des projets déposés, la répartition de la puissance unitaire des aérogénérateurs utilisés montre des pics, aux niveaux de 2,2 MW, 3 MW, 3,6 MW et 4,2 MW (cf. Figure 25 ci-dessous).

La répartition des tailles de rotors des éoliennes est plus diffuse, même si on observe aussi des pics autour de 117 mètres, 131 mètres et 136 mètres (cf. Figure 26 ci-dessous).

Ces valeurs reflètent la standardisation de la filière autour de quelques modèles principaux des grands constructeurs, parmi lesquels Vestas et Nordex, largement dominants parmi les constructeurs prévisionnels déclarés par les candidats :

- Vestas propose des plateformes standardisées de 2,2 MW, 3,45 MW et 4,2 MW, avec des rotors de 117 mètres et de 136 mètres de diamètre⁶³ ;
- Nordex propose des plateformes standardisées de 3,6 MW, avec des rotors de 117 mètres et 131 mètres de diamètre⁶⁴ ;
- Enercon propose des plateformes standardisées de 4,3 MW, avec des rotors de 138 mètres.

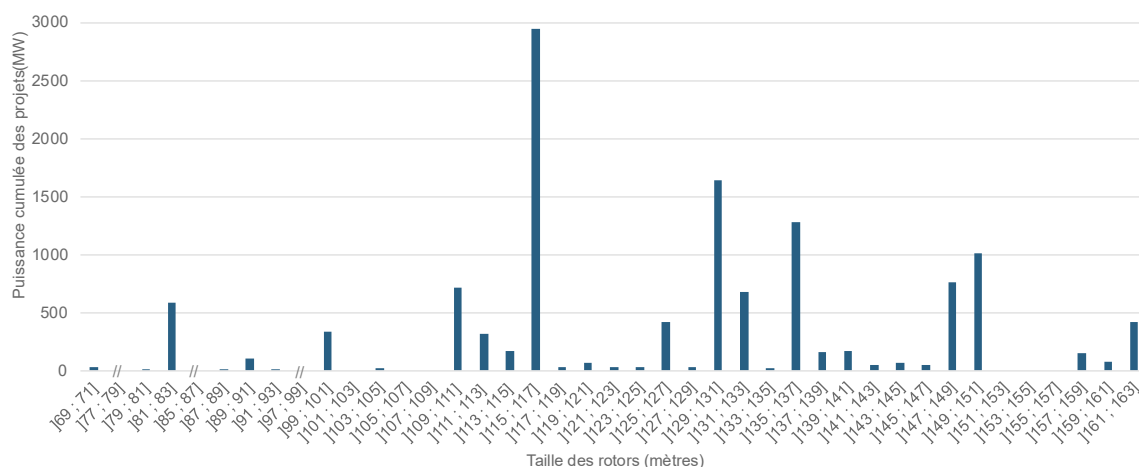
Figure 25 : Répartition de la puissance unitaire prévisionnelle des aérogénérateurs s'agissant des projets déposés (MW)



⁶³ [Site internet de Vestas](#) et données déclaratives des candidats.

⁶⁴ [Site internet de Nordex](#) et données déclaratives des candidats.

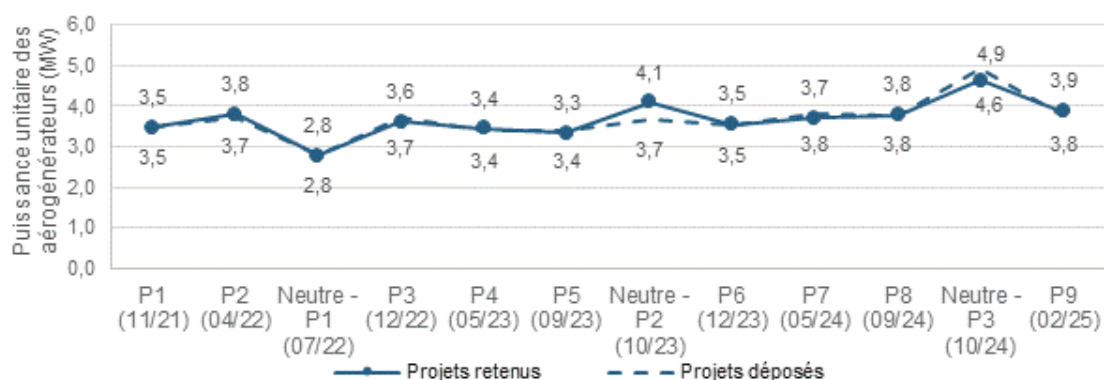
Figure 26 : Répartition de la taille prévisionnelle du rotor des turbines s'agissant des projets déposés (mètres)



S'agissant des projets retenus, la répartition est similaire. Ainsi, la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs retenus d'une part et de l'ensemble des projets déposés d'autre part est identique (3,6 MW). De même, la taille moyenne des rotors pour les projets retenus (119,6 mètres) est très proche de la taille moyenne des rotors pour les projets déposés (121,2 mètres). Or, ces deux caractéristiques techniques sont a priori des facteurs de compétitivité, ce qui semble donc constituer un marqueur d'une concurrence limitée entre les projets à date.

Depuis 2023, la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs déclarée par les projets déposés a légèrement augmenté, passant de 3,4 MW à 3,8 MW. Elle reste cependant bien inférieure à la puissance unitaire moyenne des projets éoliens installés en Europe en 2024 (4,6 MW)⁶⁵.

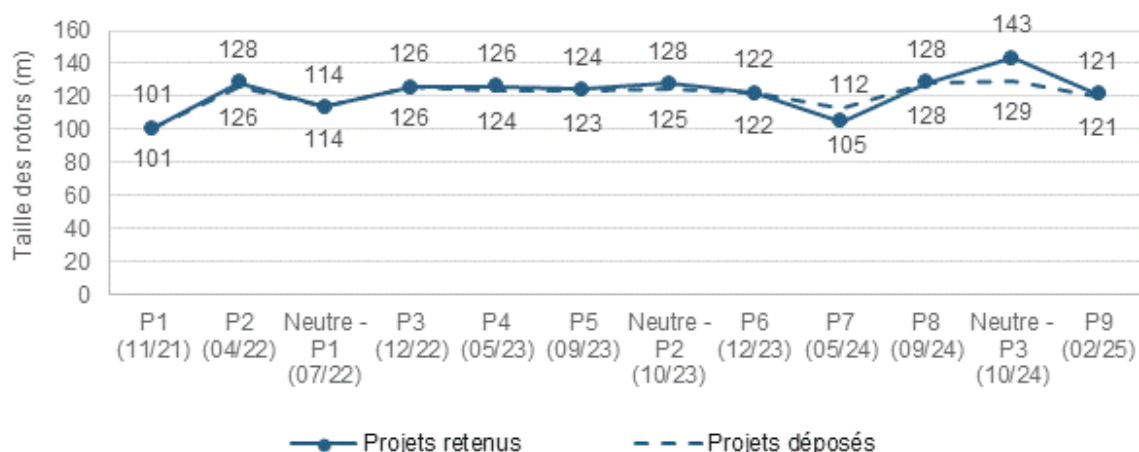
Figure 27 : Evolution de la puissance unitaire moyenne prévisionnelle des aérogénérateurs, telle que déclarée pour les projets déposés (en pointillés) et retenus (trait plein) (MW)



⁶⁵ Rapport Wind energy in Europe - 2024 Statistics and the outlook for 2025-2030, WindEurope.

La taille moyenne du rotor des installations est, quant à elle, restée globalement stable entre 110 mètres et 130 mètres depuis 2022 (cf. figure ci-dessous). Cette stabilité est notamment dû au fait qu'il est difficile pour les porteurs de projet d'obtenir des autorisations permettant l'installation d'éoliennes plus grandes, notamment du fait des contraintes imposées par les activités militaires ou par les radars civils.

Figure 28 : Evolution de la taille moyenne des rotors pour les projets déposés (en pointillés) et retenus (trait plein) (mètres)



S'agissant de la 7^e période de l'appel d'offres Eolien, la taille moyenne plus faible des rotors s'explique par un nombre exceptionnel de projets utilisant des éoliennes de très petit diamètre (82 mètres), qui ont tous été sélectionnés. De plus, la taille particulièrement élevée des rotors de la 3^e période de l'appel d'offres Neutre peut s'expliquer par un très faible nombre de projets éoliens ayant été sélectionnés (seuls 3 projets) ; elle n'est donc que faiblement représentative.

2.5.4.2. Projets en « repowering »

Le *repowering* consiste à démanteler les éoliennes existantes d'un parc dans le but, en théorie, d'y installer des modèles plus récents et ainsi augmenter la performance du parc. Il permet ainsi de réutiliser des sites déjà propices à la production d'énergie éolienne. Les parcs éoliens à terre peuvent présenter des durées d'exploitation comprises entre 20 et 25 ans en général.

Le cahier des charges des périodes étudiées prévoit que seules les installations nouvelles peuvent concourir à l'appel d'offres. Les travaux d'installation doivent être postérieurs à la date limite de dépôt des offres et les principaux éléments constitutifs de l'installation doivent être neufs au jour de la mise en service⁶⁶. Une installation en *repowering* peut ainsi candidater à l'appel d'offres dès lors qu'elle respecte ces conditions.

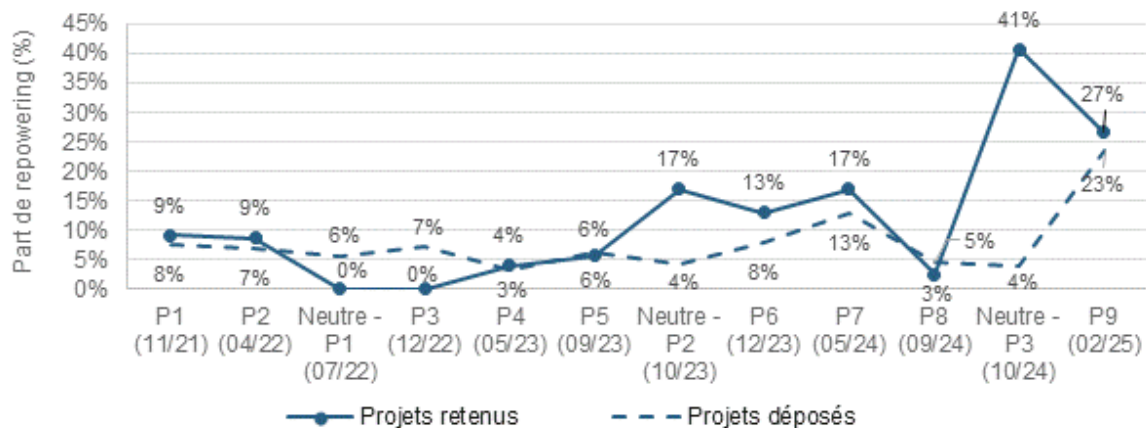
Le pourcentage de projets déposés correspondant à un *repowering* est resté stable de début 2021 à fin 2023, puis a augmenté pour la 7^e et la 9^e période de l'appel d'offres Eolien terrestre (périodes de candidature respectivement en mai 2024 et en février 2025, cf. Figure 29 ci-dessous). Cette tendance relative à l'augmentation de la proportion de projets en *repowering* reste donc à confirmer, sachant que la filière éolienne en France prévoit pour sa part une accélération du nombre de *repowering* dans les prochaines années⁶⁷.

⁶⁶ Sont considérés comme neufs les éléments n'ayant jamais fait l'objet d'une utilisation préalable ou les éléments ayant été remis en état.

⁶⁷ Capgemini Invent & France Renouvelables, [Observatoire de l'éolien 2024](#).

Par ailleurs, à partir de fin 2023, les projets en *repowering* sont en moyenne plus souvent retenus en tant que lauréats, comme le montre la Figure 29 (à l'exception de la 8^e période de l'appel d'offres Eolien terrestre)⁶⁸.

Figure 29 : Part des projets déposés renouvelant leur installation (*repowering*) parmi les projets retenus (trait plein) et déposés (en pointillés), par période



La puissance unitaire des aérogénérateurs ainsi que la taille des rotors des projets en *repowering* est en moyenne plus faible que celle des autres projets éoliens à terre (cf. Tableau 12). Les aérogénérateurs de 2 MW puissance et les rotors de 82 mètres de diamètre sont notamment bien plus nombreux pour ces projets par rapport à l'ensemble des projets déposés. La capacité du *repowering* à conduire à des parcs éoliens de plus grande dimension est donc modérée, notamment du fait de l'existence de contraintes radar, dont la mise en place peut parfois être postérieure à la mise en service du parc original et de contraintes administratives plus lourdes en cas d'augmentation importante de la hauteur des éoliennes⁶⁹.

Tableau 12 : Comparaison de la puissance unitaire moyenne et de la taille des rotors moyenne entre les projets en *repowering* et les autres projets (projets déposés)

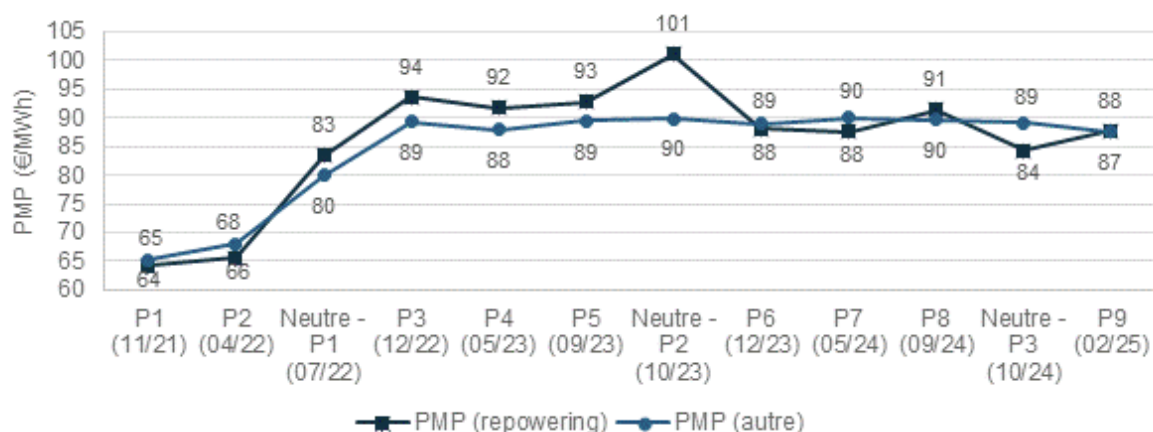
Projets déposés	Projets en <i>repowering</i>	Autres projets
Puissance unitaire des aérogénérateurs (MW)	3,1	3,6
Taille des rotors (m)	106	123

⁶⁸ Seuls trois projets éoliens ont été retenus au cours de la 3^e période de l'appel d'offres Neutre. Cette période est donc faiblement représentative.

⁶⁹ Les projets en *repowering* peuvent modifier le modèle d'aérogénérateur sans demander de nouvelle autorisation si l'augmentation de la hauteur de l'ensemble des éoliennes est inférieure à 33 %, depuis une circulaire en date du 5 septembre 2025 (seuil de 10 % auparavant). Dans ce cas, un simple porté à connaissance auprès du préfet suffit. Au-delà d'une augmentation de 50 % de la hauteur d'une des éoliennes, la modification est considérée comme substantielle et le parc doit faire l'objet d'une nouvelle autorisation. Entre 33 et 50 %, le caractère substantiel est laissé à l'appréciation du préfet.

Les prix proposés par les projets en *repowering* ne sont actuellement pas substantiellement inférieurs aux prix proposés par les autres projets, comme le montre la Figure 30 ci-dessous. Les écarts de tarifs, même faibles, observés lors des périodes les plus récentes permettent néanmoins d'assurer une sur-représentation importante de ces projets parmi les lauréats compte tenu de la concentration des prix des dossiers retenus.

Figure 30 : Comparaison des prix moyens pondérés (€/MWh) des projets déposés en repowering par rapport aux autres projets déposés (9^{ème} période de l'appel d'offres éolien : PMP de 87,7 €/MWh pour les projets en repowering, 87,5 €/MWh pour les autres)



2.5.5. Caractéristiques techniques spécifiques aux projets photovoltaïques au sol

L'essor de la filière du grand photovoltaïque est plus récent. Ainsi, les projets en « *repowering* » pour la filière du grand photovoltaïque au sol sont a priori rares à ce stade.

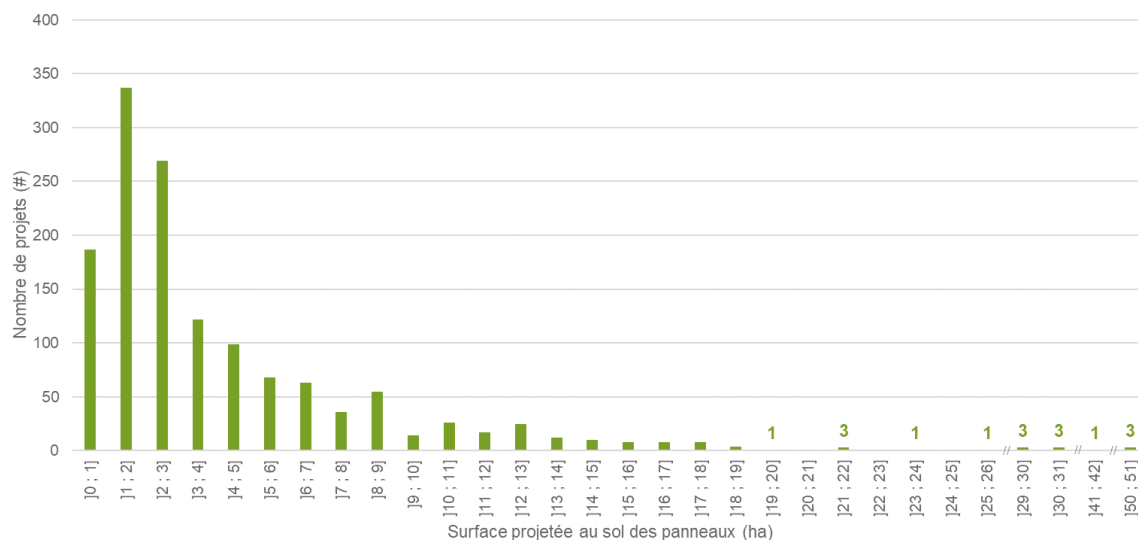
2.5.5.1. Surface projetée au sol des panneaux

Pour l'appel d'offres PV Sol, la surface projetée au sol moyenne des panneaux des projets photovoltaïques au sol est de 4,1 hectares pour les dossiers déposés et de 4,0 hectares pour les dossiers retenus, alors que la taille des installations et donc la surface projetée au sol des panneaux est a priori un facteur de compétitivité. Pour l'appel d'offres Neutre, elle est de 4,7 hectares pour les dossiers déposés et de 6,1 hectares pour les dossiers retenus, ce qui peut s'expliquer par une concurrence accrue dans cet appel d'offres, pour lequel les volumes appelés sont plus faibles et les projets en compétition avec des projets utilisant d'autres technologies.

Les parcs dont la surface projetée au sol des panneaux est très grande sont rares, notamment du fait de la limite haute de puissance installée de 30 MW prévue par les appels d'offres PV Sol et Neutre (hors terrains dégradés).

La Figure ci-dessous présente la répartition des projets photovoltaïque au sol déposés par surface projetée au sol des panneaux.

Figure 31 : Répartition de la surface projetée au sol (ha) des panneaux des projets photovoltaïques au sol (dossiers déposés)

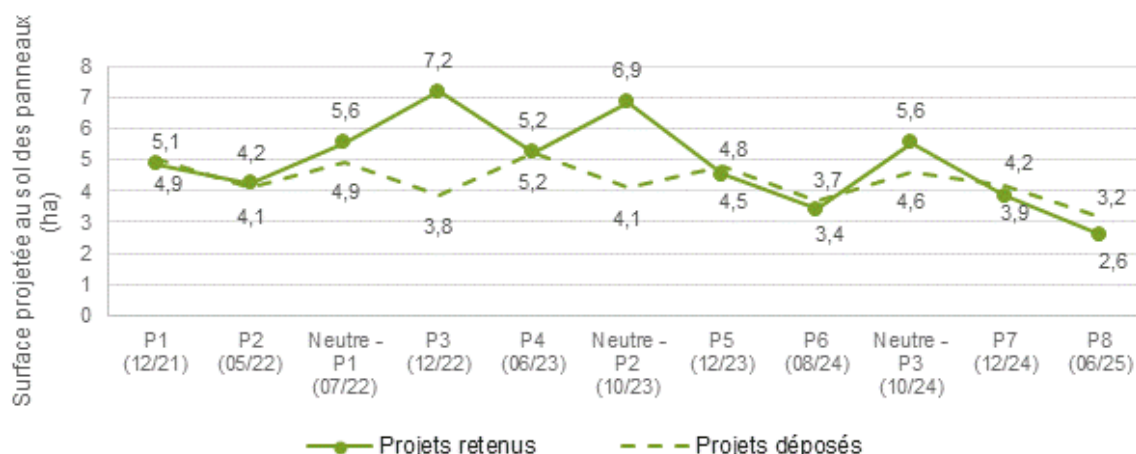


La surface moyenne projetée au sol des panneaux des projets photovoltaïques au sol est demeurée relativement stable jusqu'à la fin de l'année 2024 (cf. Figure 32 ci-dessous). La 8^e et dernière période de l'appel d'offres PV Sol constitue un cas particulier, la surface projetée au sol moyenne étant sensiblement inférieure à celle des autres périodes. Cela s'explique notamment par une forte hausse du nombre de projets déposés de puissance inférieure à 5 MWc et en particulier des projets de puissance inférieure à 1 MWc⁷⁰, qui devaient en théorie être éligibles à un futur guichet ouvert pour les petites installations photovoltaïques au sol, dont l'entrée en vigueur est prévue depuis plusieurs années mais qui n'est toujours pas intervenue à date.

S'agissant des trois périodes de l'appel d'offres Neutre s'étant tenues à mi-2025 ainsi que de la 3^e période de l'appel d'offre PV Sol, les projets retenus ont une surface projetée au sol des panneaux moyenne sensiblement plus élevée que l'ensemble des projets déposés. S'agissant de l'appel d'offres Neutre, cela peut s'expliquer par une concurrence forte, due à un volume appelé plus bas et à la présence de projets toutes technologies confondues. S'agissant de la 3^e période de l'appel d'offres PV Sol, elle était particulièrement sous-souscrite (14 % de souscription, soit 7 projets dont un de 30 MW et un de 39 MW) et donc moins représentative.

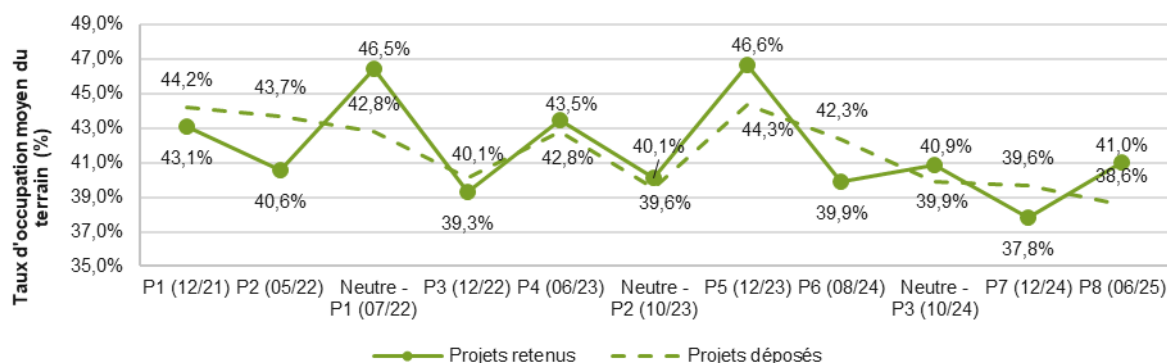
⁷⁰ [Rapport de synthèse de la 8^e période de l'appel d'offres PV Sol.](#)

Figure 32 : Evolution de la surface projetée au sol des panneaux photovoltaïques (ha) des projets photovoltaïques au sol (projets retenus en trait plein ; projets déposés en pointillés)



Les panneaux photovoltaïques n'occupent qu'une partie minoritaire de la surface totale d'implantation des projets photovoltaïques au sol. Le taux d'occupation des projets photovoltaïques au sol par les panneaux, en moyenne de 41 % pour les projets déposés aux appels d'offres, est relativement stable depuis 2021 et est similaire pour les projets retenus.

Figure 33 : Taux d'occupation moyen du terrain par les projets photovoltaïques au sol retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé)



2.5.5.2. Typologies des terrains d'implantation

Les cahiers des charges des appels d'offres PV Sol et Neutre prévoient une liste de quatre « cas » de terrains d'implantation éligibles⁷¹ :

- le cas 1 : zones urbanisées/à urbaniser ;
- le cas 2 : zones naturelles ;
- le cas 2 bis : zones agricoles. Le volume de projets dont le terrain d'implantation relève du cas 2 bis est limité à 250 MWc pour chaque période ;
- le cas 3 : terrains dits « dégradés ».

⁷¹ L'existence et la définition de ces cas a évolué depuis le lancement des appels d'offres PPE2 en 2021. La liste présentée ici est conforme aux dernières versions des cahiers des charges.

Les projets inclus dans le cas 3, en ce qu'ils se situent sur des zones à moindre enjeu foncier, perçoivent un bonus de 9 points (sur 100) dans la notation, au titre du critère de performance environnementale du terrain d'implantation (les autres projets reçoivent 0 point de notation). Ce bonus vise à compenser des coûts supplémentaires de dépollution des terrains dégradés occupés. La valeur du bonus de 9 points en €/MWh peut être estimée à partir des données présentées dans le Tableau 20 en partie 4.7.2.

Les prix moyens pondérés indexés par le coefficient K (au 1^{er} octobre 2025) des projets déposés relevant du cas 3 est d'environ 85 €/2025/MWh, contre des prix moyens pondérés entre 76 et 80 €/2025/MWh pour les autres cas. Cet écart se restreint pour les prix moyens pondérés des projets retenus.

Tableau 13 : Prix moyens pondérés indexés par le coefficient K (au 1^{er} octobre 2025) des projets photovoltaïques au sol⁷² déposés et retenus selon le cas du terrain d'implantation

Terrain d'implantation	Prix moyen pondéré des projets photovoltaïques au sol déposés	Prix moyen pondéré des projets photovoltaïques au sol retenus
Cas 1	79,18 €/2025/MWh	77,43 €/2025/MWh
Cas 2	79,53 €/2025/MWh	78,60 €/2025/MWh
Cas 2 bis	76,24 €/2025/MWh	76,38 €/2025/MWh
Cas 3	84,81 €/2025/MWh	82,25 €/2025/MWh

Le tableau ci-dessous présente la part de chaque cas d'implantation dans la puissance totale cumulée des projets photovoltaïques au sol déposés et retenus. Les projets relevant du Cas 3 sont majoritaires, à la fois s'agissant des projets déposés et retenus. D'autre part, les projets relevant du cas 2 bis sont moins souvent sélectionnés que les projets relevant des autres cas.

Tableau 14 : Part de chaque cas d'implantation dans la puissance totale cumulée des projets photovoltaïques au sol déposés et retenus

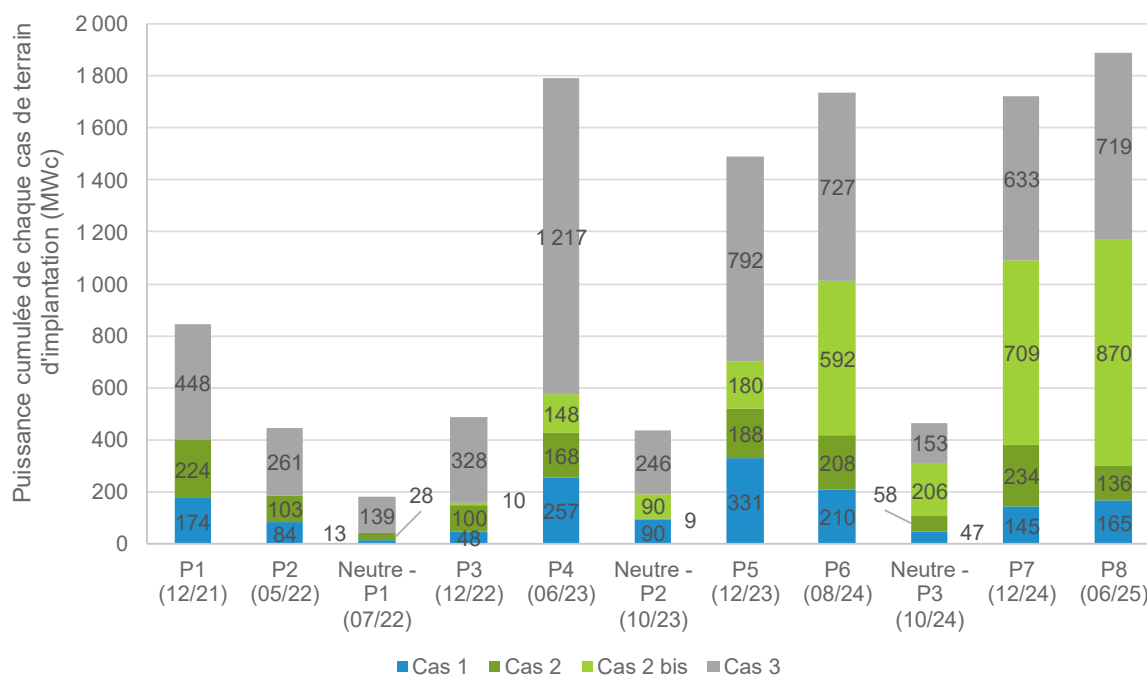
Cas d'implantation	Part de la puissance cumulée totale des projets photovoltaïques au sol déposés	Part de la puissance cumulée totale des projets photovoltaïques au sol retenus
Cas 1	14 %	16 %
Cas 2	12 %	15 %
Cas 2 bis	24 %	17 %
Cas 3	50 %	52 %

Par ailleurs, la proportion de chaque cas de terrain d'implantation a évolué d'une période à l'autre. Si le cas 3 était largement majoritaire lors des premières périodes des appels d'offres, il a peu à peu été dépassé par le cas 2 bis, introduit en décembre 2022⁷³ (et donc à partir de la 3^e période de l'appel d'offres PV sol et de la 2^e période de l'appel d'offres Neutre), qui devient majoritaire à partir de 2024. Les cas 1 et 2, pour leur part, sont restés minoritaires pendant toute la période des appels d'offres et la part de la puissance cumulée de ces deux cas dans la puissance cumulée totale est en diminution depuis 2023.

⁷² Le tableau ne prend pas en compte les projets photovoltaïques au sol de l'appel d'offres Autoconsommation.

⁷³ [Délibération du 23 février 2023 relative à la 3^e période de candidature de l'appel d'offres PV Sol.](#)

Figure 34 : Evolution de la puissance cumulée de chaque cas de terrain d'implantation pour les projets photovoltaïques au sol parmi les dossiers déposés



La répartition des installations par puissance installée varie également selon le terrain d'implantation. En effet, les cas 1, 2 et 3 sont majoritairement des projets de puissance faible (inférieure à 6 MW), tandis que les projets relevant du cas 2 bis sont distribués plus équitablement et comptent de nombreuses installations de forte puissance, dont 25 installations de puissance égale à 30 MW (dont 9 installations retenues). Ainsi, les projets en cas 2 bis ont une puissance moyenne sensiblement plus grande (15 MW en moyenne) que les projets des autres cas (autour de 8 MW).

Tableau 15 : Puissance installée moyenne des projets photovoltaïques au sol⁷⁴ déposés et retenus selon le cas du terrain d'implantation⁷⁵

	Puissance moyenne des projets photovoltaïques au sol déposés (MWc)	Puissance moyenne des projets photovoltaïques au sol retenus (MWc)
Cas 1	7,4	8,8
Cas 2	9,0	10,0
Cas 2 bis	14,6	15,1
Cas 3	8,0	8,0

2.5.6. Caractéristiques techniques spécifiques aux projets photovoltaïques sur bâtiment (incluant également les projets sur ombrières ainsi que les serres agrivoltaïques)⁷⁶

L'essor de la filière du grand photovoltaïque est plus récent. Ainsi, les projets en « *repowering* » pour la filière du grand photovoltaïque au sol sont a priori rares à ce stade.

2.5.6.1. Taux d'occupation des toitures/ombrières/serres

Le taux d'occupation des toitures/ombrières/serres est centré autour de 50 %, avec cependant une grande variété de valeurs, comme présenté dans la Figure 35 (répartition similaire s'agissant des projets retenus)⁷⁷.

En particulier, pour la typologie des dossiers déposés des installations sur toitures de bâtiment, de nombreuses installations couvrent presque entièrement la toiture (taux d'occupation supérieur à 80 %). Les serres agrivoltaïques présentent des taux d'occupation des serres concentrées autour de 50 %, ce qui peut s'expliquer par leur construction : la moitié de la surface, ou une pente sur deux dans le cas des serres à toiture angulaire, est couverte par des panneaux photovoltaïques.

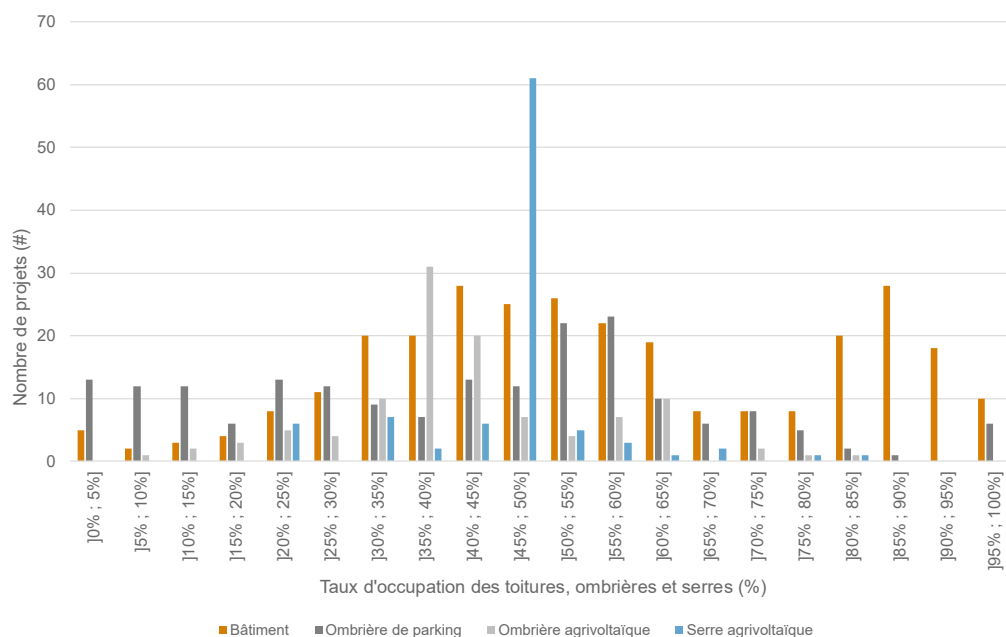
⁷⁴ Les projets de l'appel d'offres Autoconsommation ne sont pas pris en compte.

⁷⁵ Les écarts de puissance installée moyenne entre les projets retenus et les projets déposés observés sont principalement dus aux projets retenus dans le cadre de l'appel d'offres Neutre, plus concurrentiel.

⁷⁶ Pour rappel, aucun projet photovoltaïque sur bâtiment n'a été retenu dans le cadre de l'appel d'offres Neutre ; cet appel d'offres n'est donc pas étudié dans cette sous-partie.

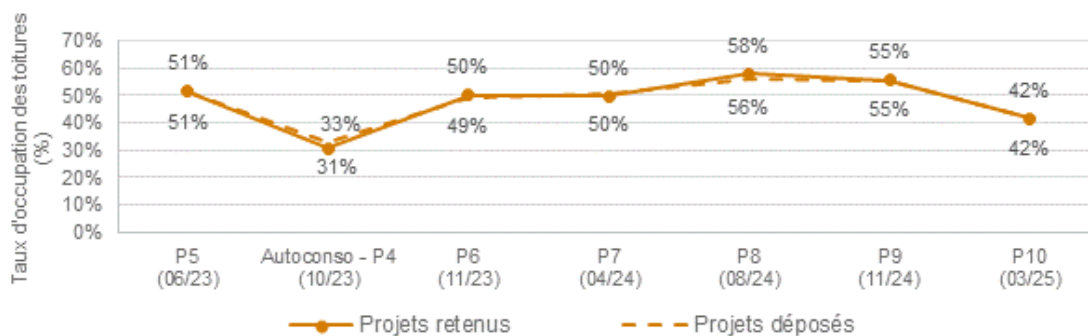
⁷⁷ Le taux d'occupation des toitures n'est demandé aux candidats que depuis la 5^e période de l'appel d'offres PV Bâtiments et la 4^e période de l'appel d'offres Autoconsommation ; les données présentées ne concernent donc que les périodes postérieures.

Figure 35 : Répartition du nombre de projets photovoltaïques déposés selon le taux d'occupation des toitures/ombrières/serres (%)



Ce taux d'occupation est également stable dans le temps⁷⁸, oscillant autour de 50 % (exception faire de l'appel d'offres autoconsommation, pour lequel le taux d'occupation est plus faible, potentiellement afin de maximiser le taux d'autoconsommation qui doit être au minimum de 50 % dans le cadre de cet appel d'offres).

Figure 36 : Evolution du taux d'occupation des toitures/ombrières/serres (%) pour les projets photovoltaïques sur bâtiment (projets retenus en trait plein ; projets déposés en pointillés)



2.5.6.2. Typologie des bâtiments/ombrières

Les projets photovoltaïques « sur bâtiments » sont classés selon cinq catégories⁷⁹ :

- bâtiment ;
- ombrière agrivoltaïque (typologie introduite à partir de la 4^e période de l'appel d'offres PV Bâtiment) ;

⁷⁸ Cette donnée n'a été récoltée auprès des candidats qu'à partir de juin 2023.

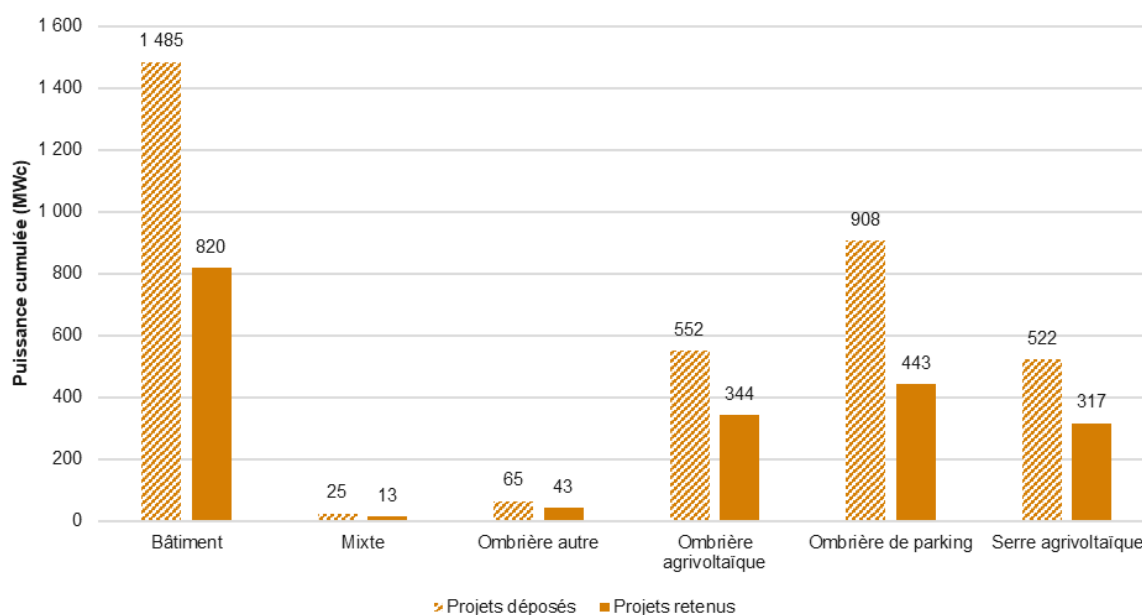
⁷⁹ Le nombre de catégories et leur nature a évolué d'une période d'appel d'offres à l'autre. Afin de présenter une analyse cohérente avec les cahiers des charges actuels, les anciennes catégories ont été incluses dans les catégories actuelles.

- ombrière de parking ;
- ombrière autre ;
- serre agrivoltaïque.

Enfin, si un projet contient plusieurs typologies, il est classé dans la catégorie « Mixte ».

Comme présenté dans la Figure 37, la typologie la plus courante dans l'appel d'offres PV Bâtiment est la typologie « Bâtiment », suivie de la typologie « Ombrière de parking », puis des typologies « Ombrière agrivoltaïque » et « Serre agrivoltaïque ». La typologie « Ombrière autre » et les projets de typologie « Mixte » sont minoritaires.

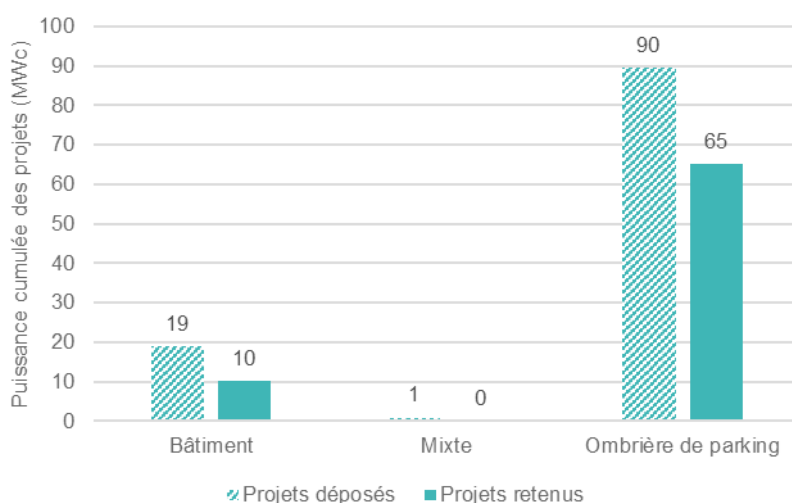
Figure 37 : Puissance cumulée déposée/retenue pour chaque typologie de « bâtiment » des projets de l'appel d'offres PV Bâtiment



Il convient enfin de noter que les installations de type « Ombrière agrivoltaïque » présentent en moyenne une puissance installée sensiblement plus élevée que les autres typologies (4,9 MWc contre une moyenne de 3,5 MWc pour les autres typologies de projets déposés).

S'agissant de l'appel d'offres Autoconsommation, les projets appartiennent uniquement aux typologies Bâtiment et Ombrière de parking, cette dernière étant majoritaire. Un projet de type Mixte a été déposé mais n'a pas été retenu.

Figure 38 : Puissance cumulée déposée/retenue pour chaque typologie « de bâtiment » des projets de l'appel d'offres Autoconsommation



Enfin, le Tableau 16 ci-dessous présente les prix moyens pondérés des projets déposés et retenus en fonction de leur typologie, pour les appels d'offres PV Bâtiment et Autoconsommation. Les prix moyens pondérés indexés par le coefficient K (au 1^{er} octobre 2025) des projets déposés de la typologie « Ombrière de parking » sont de 108 €/2025/MWh, contre des prix moyens pondérés entre 100 et 103 €/2025/MWh pour les autres typologies de projets (à l'exception des projets mixtes). Cet écart se restreint s'agissant des projets retenus.

Tableau 16 : Prix moyens pondérés indexés par le coefficient K (au 1^{er} octobre 2025) des projets déposés et retenus à l'appel d'offres PV Bâtiment selon la typologie

Typologie	Prix moyen pondéré des projets déposés	Prix moyen pondéré des projets retenus
Bâtiment	101,05 €/2025/MWh	101,13 €/2025/MWh
Mixte	104,55 €/2025/MWh	106,46 €/2025/MWh
Ombrière autre	103,40 €/2025/MWh	101,94 €/2025/MWh
Ombrière agrivoltaïque	100,82 €/2025/MWh	98,83 €/2025/MWh
Ombrière de parking	107,72 €/2025/MWh	102,27 €/2025/MWh
Serre agrivoltaïque	99,86 €/2025/MWh	100,38 €/2025/MWh

2.6. Quels ont été les principaux types de candidats (retenus et non retenus) ?

Parmi les sociétés mères des candidats, on retrouve à la fois des grandes entreprises (GE), des entreprises de taille intermédiaire (ETI) ainsi que des petites entreprises (PME). Les collectivités locales sont très rarement directement candidates (seules deux collectivités ont été recensées parmi les projets déposés et aucune parmi les projets retenus).

Malgré des projets en moyenne plus grands⁸⁰, les grandes entreprises sont moins représentées dans le total de la puissance déposée (28 %). Cette représentation diminue encore si l'on regarde les dossiers retenus (26 %). Les ETI sont, au contraire, les sociétés mères les plus représentées, que ce soit en matière de puissance déposée ou de nombre de dossiers déposés (respectivement 41 % et 41 %). Ces deux parts restent identiques si l'on regarde les dossiers retenus. Les PME représentent, elles, 30 % de la puissance totale déposée et 32 % de la puissance totale retenue.

Si ces chiffres et tendances sont très similaires en isolant les projets éoliens à terre ou photovoltaïques au sol, les PME sont prépondérantes s'agissant des dossiers photovoltaïques sur bâtiment déposés (54 % du nombre de dossiers déposés et 55 % de la puissance totale déposée). Au contraire, les grandes entreprises sont beaucoup moins représentées pour cette technologie (seulement 8 % du nombre de dossiers déposés et 6 % de la puissance totale déposée). Les résultats varient peu si l'on se concentre sur les dossiers retenus.

3. Effets globaux de l'aide octroyée : le régime d'aide a-t-il permis le développement de nouvelles capacités et l'accroissement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par rapport à l'absence d'aide ?

Compte tenu des délais de développement des installations, seule une faible part des installations lauréates des appels d'offres PPE2 a d'ores et déjà été mise en service. Il n'est donc pas possible d'estimer finement la capacité qui sera *in fine* effectivement mise en service, au maximum de 16,4 GW si tous les projets déjà lauréats pour les appels d'offres lancés au 30 juin 2025 aboutissent. En tenant compte d'un taux de chute de 20 %, la capacité *in fine* mise en service serait estimée à 13,1 GW.

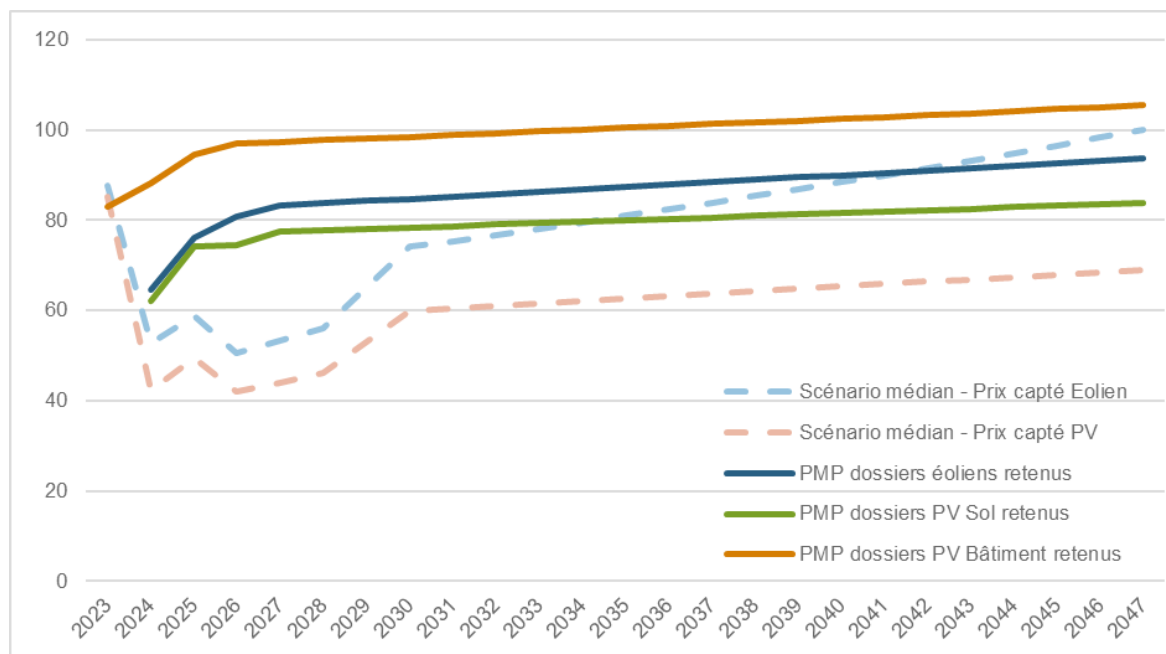
Afin de caractériser si le régime d'aide a permis le développement de nouvelles capacités et l'accroissement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, la CRE met en regard le niveau de soutien octroyé aux installations par rapport aux prix de marchés captés par chaque filière⁸¹.

Comme le montre la Figure 39 ci-dessous, et comme présenté en partie 2.1, sur la durée de vie des contrats et selon les hypothèses de prix de marché et de taux de capture par filière retenues, le soutien de l'Etat est positif pour les installations photovoltaïques quel que soit le niveau de prix de marché. S'agissant des installations éoliennes, les tarifs peuvent devenir à terme supérieurs aux prix de marché.

⁸⁰ 9,9 MW de taille moyenne des projets déposés, toutes filières confondues, pour les grandes entreprises, vs. 8,9 MW pour les ETI et 7,8 MW pour les PME.

⁸¹ Il convient cependant de rappeler que la vente de leur production sur le marché de l'énergie n'est pas la seule source de revenus des producteurs (mécanisme de capacité, mécanismes d'équilibrage du système électrique, vente des garanties d'origine). Seul le produit de la vente des garanties d'origine est aujourd'hui « récupéré » par l'Etat, qui est directement responsable de leur valorisation via des enchères dédiées (prix moyen de 0,6 €/MWh dans le cadre des enchères organisées par l'Etat français en 2025). Le niveau de ces différents revenus est cependant de second ordre par rapport aux revenus issus de la vente de l'énergie sur le marché.

Figure 39 : Comparaison des prix moyens pondérés des dossiers retenus⁸² et des prix captés par filière dans le scénario de prix de marché médian présenté en partie 2.1



La partie 6.1.2 détaille les montants de TRI (taux de rentabilité interne) avec et sans aide des projets proposés aux différentes périodes d'appels d'offres ; pour les projets photovoltaïques (exceptés ceux en autoconsommation). L'absence d'aide⁸³ conduit à des TRI très faibles (moins de 2,9 % pour les projets de l'appel d'offres PV Sol). Les projets éoliens à terre non soutenus parviennent à dégager une légère rentabilité même sans aide, mais qui reste limitée (moins de 5,7 %).

Par ailleurs, les installations renouvelables sont très capitalistiques et nécessitent un accord d'achat de l'électricité produite sur le long terme, avec une contrepartie solide afin de sécuriser un financement bancaire. Les consommateurs et fournisseurs d'électricité se sont longtemps montrés réticents à contractualiser avec des installations renouvelables en France, notamment du fait des risques liés au profil de production renouvelable et à la durée nécessaire de contractualisation. Le développement des PPA (« *power purchase agreement* », ou contrat d'achat direct d'électricité), permettant comme les mécanismes de soutien d'assurer une certaine prévisibilité des revenus à terme des producteurs, reste relativement limité en France, en particulier depuis la fin de la crise énergétique, qui a conduit à un pic de contractualisations⁸⁴. En effet, d'après le baromètre Capgemini du développement des PPA⁸⁵, à l'été 2025, les PPA représenteraient 5,7 TWh de production verte par an, contre 7,1 TWh contractualisés via les appels d'offres PPE2 à mi-2025. Cela s'explique notamment par la décorrélation actuelle entre le coût des projets renouvelables, toujours élevé post-crise du fait notamment de taux d'intérêt bancaires durablement hauts, et le niveau des prix de marché, et plus particulièrement de ceux captés par les filières EnR.

⁸² Les lauréats de dossiers PV Bâtiment prévoient de premières mises en service en 2023, alors que les lauréats de dossiers PV Sol ou Eolien prévoient de premières mises en service en 2024.

⁸³ En tenant compte des revenus marchés anticipés par chaque producteur et donc non normalisés.

⁸⁴ Voir également l'observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et recommandations en faveur de leur développement (mars 2025).

⁸⁵ Baromètre des achats d'énergie verte en France, Q1 et Q2 2025, publié le 23 juin 2025.

4. Effets directs de l'aide octroyée spécifiques à certaines catégories ou certains critères

4.1. Quelle est la proportion (en nombre et capacité) des projets participatifs (projets ayant bénéficié du critère Financement Collectif ou Gouvernance Partagée) dans les appels d'offres en termes d'offres reçues, retenues et éliminées ?

Les appels d'offres PPE2 prévoient deux critères de notation permettant l'octroi de points aux projets « participatifs » :

- le critère de **Financement Collectif (FC)**, pour lequel le candidat s'engage à ce qu'à la date d'achèvement de l'installation et jusqu'à trois ans minimum après cette date, 10 % du financement du projet soit apporté, distinctement ou conjointement, directement ou indirectement, par au moins vingt personnes physiques ou bien une ou plusieurs collectivités territoriales ou un ou plusieurs groupements de collectivités. Les projets obtiennent 2 points en cas de financement collectif. Le producteur doit joindre une attestation d'un commissaire au compte ou d'un expert certifiant le respect du critère au moment de la délivrance de l'attestation de conformité ;
- le critère de **Gouvernance Partagée (GP)**, pour lequel le candidat s'engage à ce que la part minimale des fonds propres et quasi-fonds propres, et des droits de vote des citoyens et des collectivités, soient supérieurs à un certain niveau (un nombre minimal de citoyens étant requis en cas d'absence de collectivité). Les projets obtiennent 3 points à la note GP en cas de part des fonds propres comprise entre 1/3 et 40 %, 4 points en cas de part comprise entre 40 % et 50 % et 5 points en cas de part supérieure à 50 %⁸⁶. Le candidat doit joindre une attestation d'un commissaire au compte prouvant cet apport en fonds propres au moment de sa candidature.

Dans le cas où un projet répond simultanément aux deux critères ci-dessus, seule la note la plus élevée est prise en compte, ces notations n'étant pas cumulatives.

Le caractère participatif des projets n'étant pas évalué dans le cadre des appels d'offres Autoconsommation et PV Innovant, les candidats à ces appels d'offres ne sont pas pris en compte dans les réponses aux questions suivantes, relatives à ces critères.

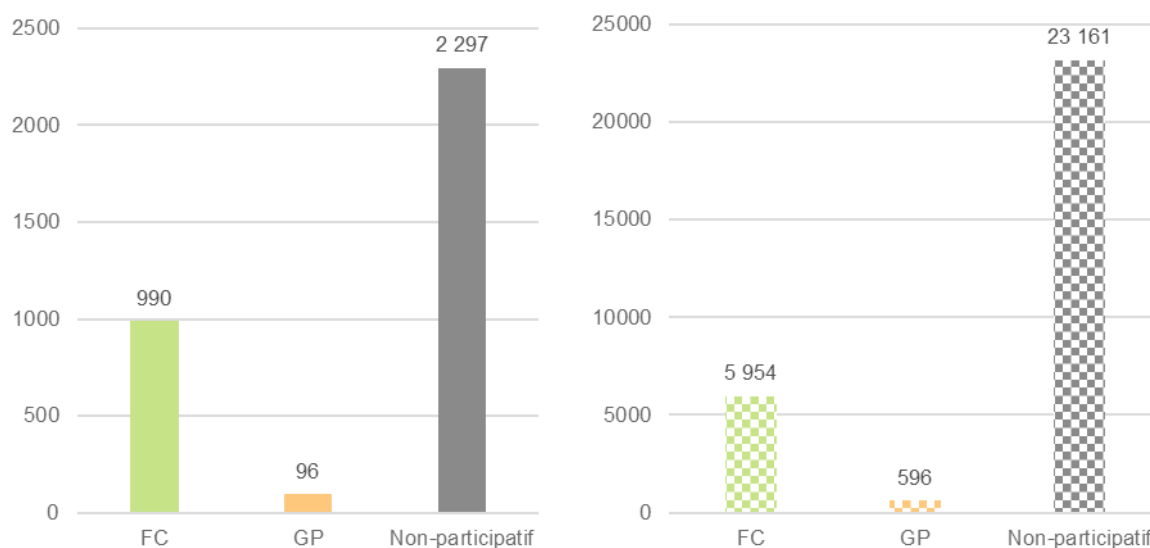
Les projets participatifs représentent 32 % du nombre de dossiers déposés aux appels d'offres (toutes technologies confondues), mais seulement 22 % de la puissance déposée (ces projets sont en moyenne des projets de plus faible puissance installée, cf. partie 4.2.3)⁸⁷.

La Figure 40 ci-dessous présente la répartition des projets participatifs et non-participatifs déposés dans le cadre des appels d'offres PPE2, en nombre et en puissance.

⁸⁶ Cf. la définition des critères de la Gouvernance Partagée dans les cahiers des charges des appels d'offres PPE2.

⁸⁷ Parmi les projets participatifs, deux dossiers remplissent à la fois le critère FC et le critère GP. Ils bénéficient de la notation leur octroyant le plus de points, soit 5 points liés au critère GP. En conséquence, ces projets sont identifiés comme répondant au critère GP uniquement dans l'ensemble des analyses de la partie 4.

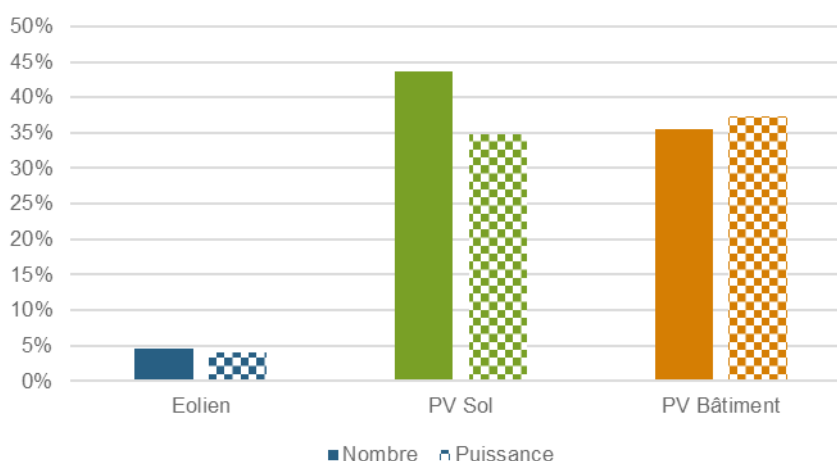
Figure 40 : Répartition des projets participatifs et « non-participatifs » déposés en nombre (gauche) et en puissance (MW) (droite), toutes technologies confondues



29 % des projets déposés répondent aux prérequis du critère FC, contre 3 % pour le critère GP. En puissance, ces chiffres descendent à 20 % pour le critère FC et 2 % pour le critère GP.

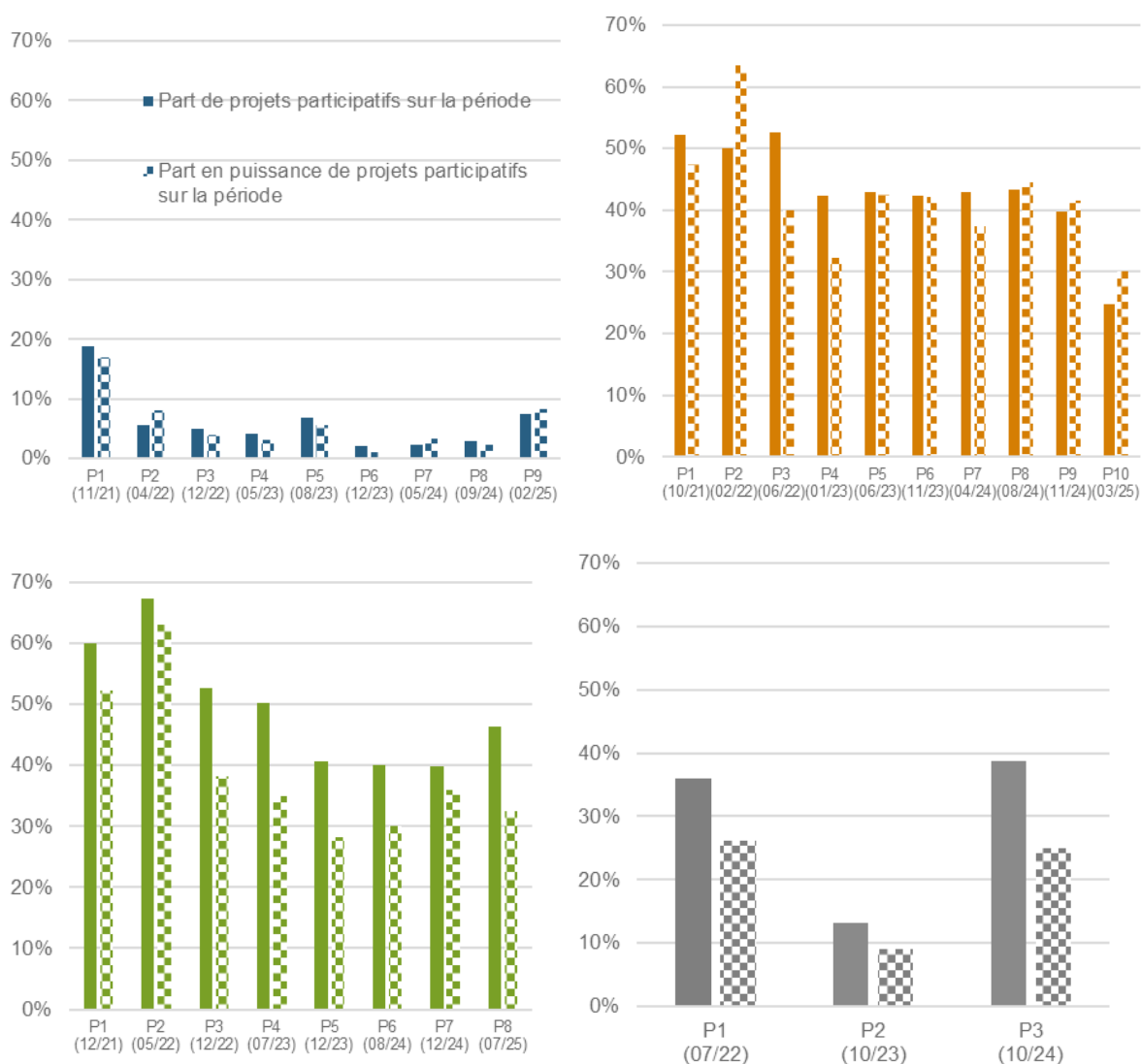
De la même manière, la représentation des projets participatifs varie selon la technologie. Les projets photovoltaïques déposés répondent ainsi largement plus aux critères participatifs que les projets éoliens à terre, comme le montre la Figure 41 ci-dessous. Cela pourrait notamment être lié au plus faible poids des critères participatifs par rapport au critère prix pour les projets éoliens à terre par rapport aux projets photovoltaïques (cf. partie 4.3).

Figure 41 : Parts de projets participatifs déposés par technologie, en nombre et en puissance



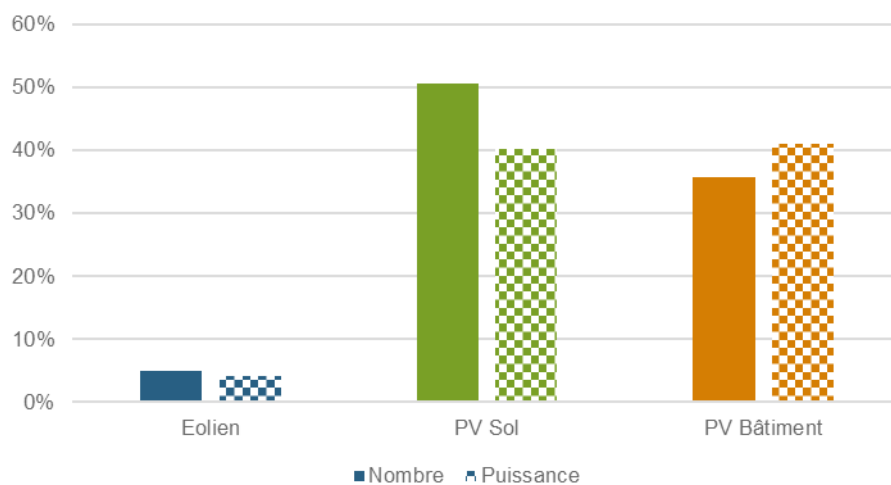
Par ailleurs, les premières périodes des appels d'offres ont plutôt concentré une part plus importante de projets participatifs que les périodes suivantes (cf. Figure 42 ci-dessous). Cela pourrait notamment être lié à une surévaluation initiale du poids des critères participatifs dans la notation par les porteurs de projet, corrigée à la suite des résultats des premières périodes. La confidentialisation des prix plafonds a également pu jouer un rôle, rendant l'appréciation du poids des critères participatifs plus difficile pour les porteurs de projet.

Figure 42 : Parts des projets participatifs déposés (en nombre et en puissance) par période pour l'appel d'offres Eolien terrestre (Haut Gauche), l'appel d'offres PV Bâtiment (Haut Droite), l'appel d'offres PV Sol (Bas Gauche), l'appel d'offres Neutre (Bas Droite)



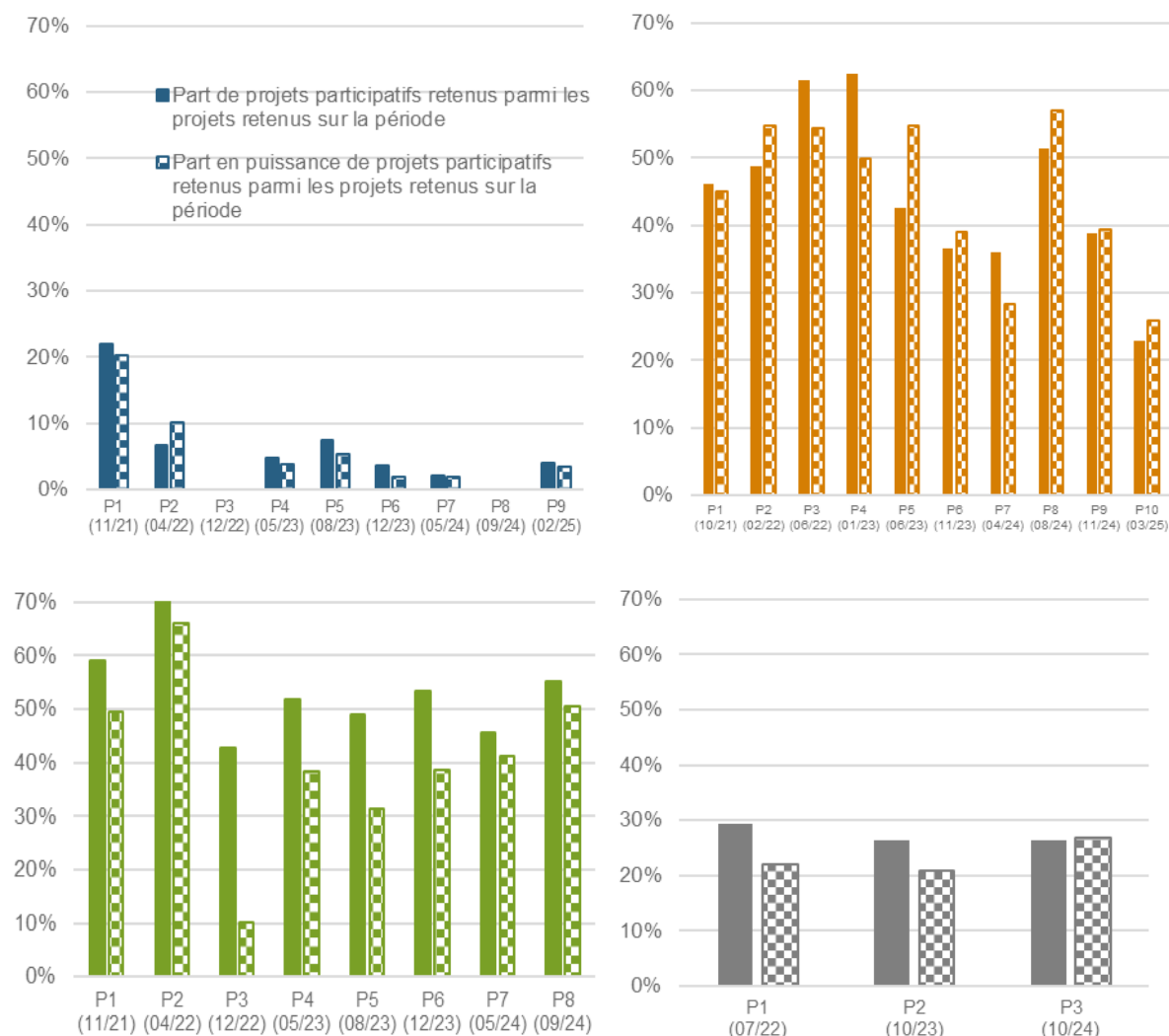
S'agissant des projets retenus, la proportion de projets participatifs est légèrement plus élevée que pour les projets déposés. En effet, 4 % des projets éoliens déposés sont des projets participatifs, 44 % des projets photovoltaïques au sol, et 35 % des projets photovoltaïques sur bâtiment (cf. Figure 41). S'agissant des projets retenus, ces chiffres augmentent très légèrement, respectivement de 5 %, 51 % et 36 %.

Figure 43 : Parts de projets participatifs parmi les projets retenus par technologie, en nombre et en puissance



Les constats sont similaires en distinguant les périodes des différents appels d'offres incluant des projets participatifs.

Figure 44 : Parts des projets participatifs retenus (en nombre et en puissance) parmi les projets retenus par période pour l'appel d'offres Eolien terrestre (Haut Gauche), l'appel d'offres PV Bâtiment (Haut Droite), l'appel d'offres Neutre PV Sol (Bas Gauche), l'appel d'offres Neutre (Bas Droite)



4.2. Quels ont été les principaux types de projets bénéficiaires ?

4.2.1. Technologies

Les technologies du solaire sur bâtiment et au sol concentrent la majorité des projets « participatifs » retenus (97 % des projets remplissant le critère FC et 94 % des projets remplissant le critère GP).

Si seulement 3 % des projets participatifs retenus portent sur des installations éoliennes à terre, ils représentent cependant 8 % de la puissance totale des projets participatifs.

Parmi les projets retenus répondant au critère FC :

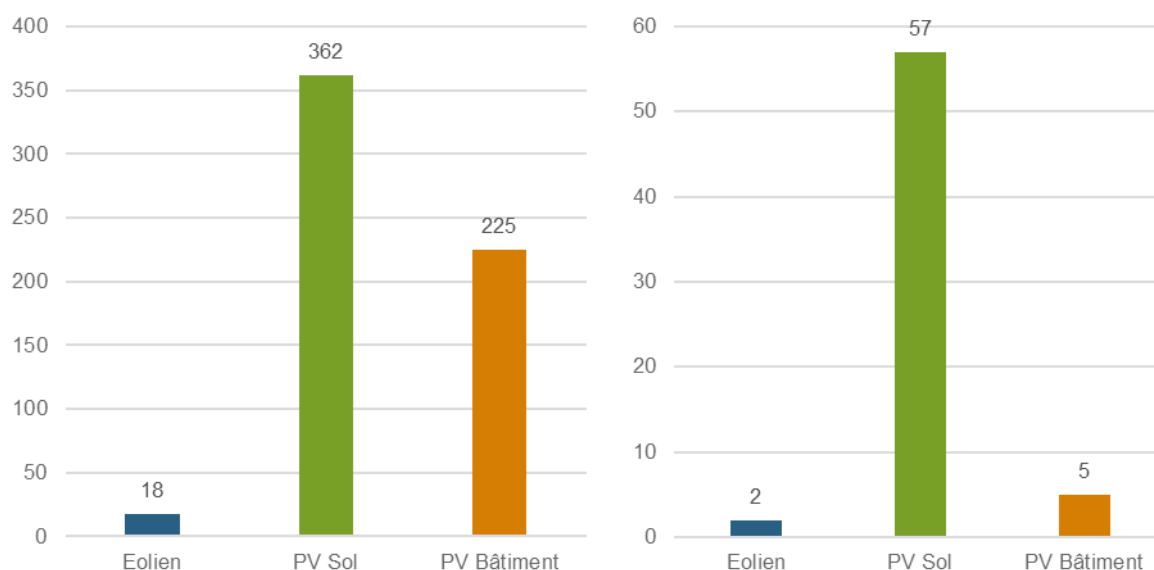
- 37 % sont des projets de photovoltaïque sur bâtiment ;
- 60 % sont des projets de photovoltaïque au sol.

Parmi les projets retenus répondant au critère GP :

- 8 % sont des projets photovoltaïques sur bâtiment ;
- 89 % sont des projets photovoltaïques au sol.

La Figure 45 ci-dessous représente la répartition des technologies parmi les projets retenus répondant aux critères « participatifs ».

Figure 45 : Répartition des dossiers retenus répondant aux critères FC (Gauche) et GP (Droite) par technologie (en nombre de projets)

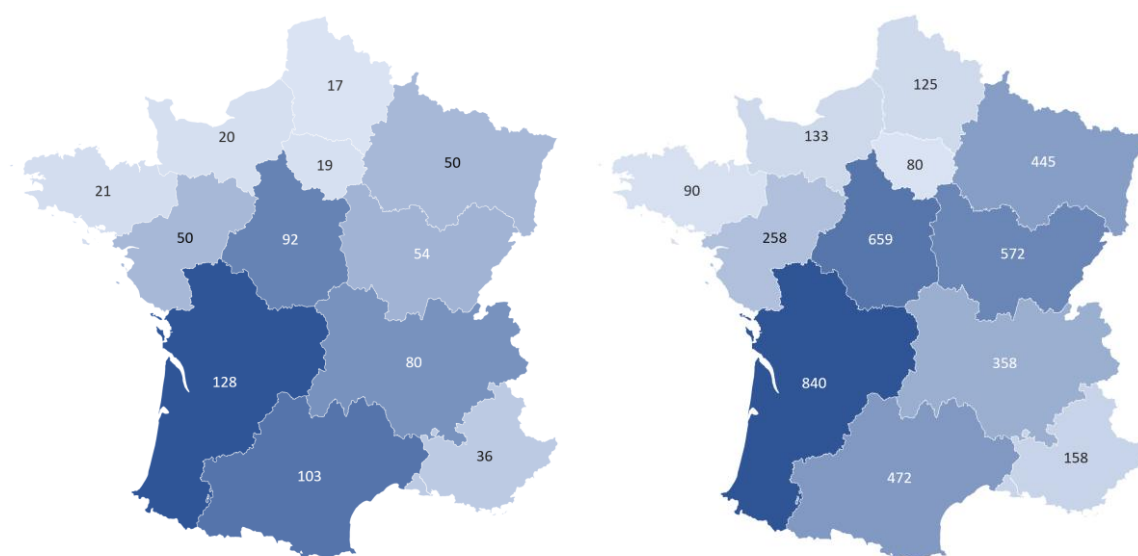


4.2.2. Localisation géographique

La répartition régionale des projets « participatifs » retenus, à la fois en nombre et en puissance, est comparable à celle de l'ensemble des projets retenus (cf. partie 2.5.3). La région Nouvelle-Aquitaine arrive en première position, à la fois en nombre et en puissance de projets.

La Figure 46 ci-dessous présente la répartition régionale en nombre et en puissance des projets participatifs retenus aux appels d'offres PPE2.

Figure 46 : Répartition régionale des projets participatifs retenus en nombre (Gauche) et en puissance (MW) (Droite)

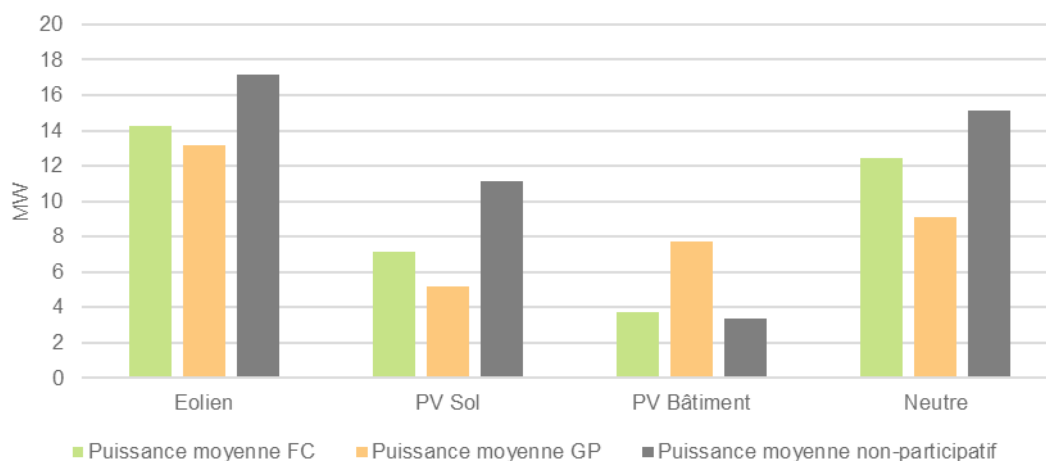


4.2.3. Caractéristiques techniques

4.2.3.1. Puissance installée

La Figure 47 ci-dessous représente les puissances installées moyennes des projets participatifs et non-participatifs pour chaque type d'appel d'offres:

Figure 47 : Puissances installées moyennes (MW) des projets participatifs et non-participatifs retenus par appel d'offres

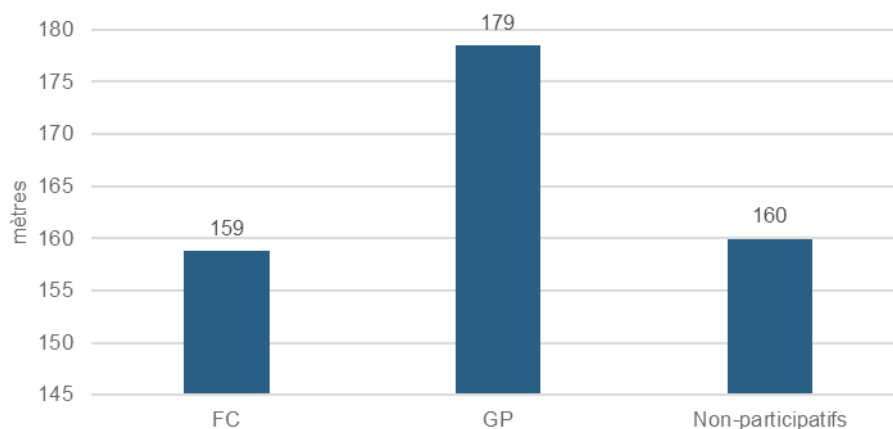


Pour les appels d'offres Eolien à terre, PV Sol et Neutre, les puissances installées moyennes des projets répondant au critère FC ou au critère GP est plus faible que la puissance moyenne des projets non participatifs.

4.2.3.2. Hauteur moyenne des aérogénérateurs (projets éoliens à terre)

Les projets bénéficiant du critère FC sont en moyenne plus petits que les projets non-participatifs, tandis que les projets bénéficiant du critère GP sont en moyenne plus grands. La Figure 48 ci-dessous présente les hauteurs moyennes en bout de pâle des aérogénérateurs des projets participatifs et non-participatifs retenus.

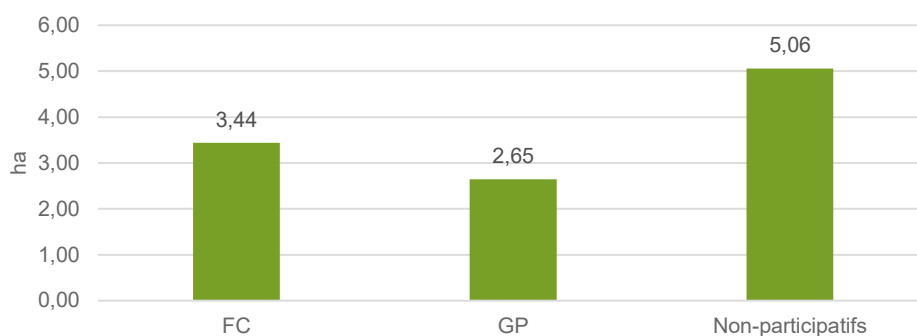
Figure 48 : Hauteurs moyennes en bout de pâle des aérogénérateurs des projets participatifs et non-participatifs retenus



4.2.3.3. Surface moyenne projetée au sol (projets photovoltaïques au sol)

La Figure 49 ci-dessous présente la surface moyenne projetée au sol des panneaux photovoltaïques pour les projets photovoltaïques au sol retenus, participatifs et non-participatifs

Figure 49 : Surface moyenne projetée au sol des panneaux photovoltaïques pour les projets photovoltaïques au sol retenus, participatifs et non-participatifs

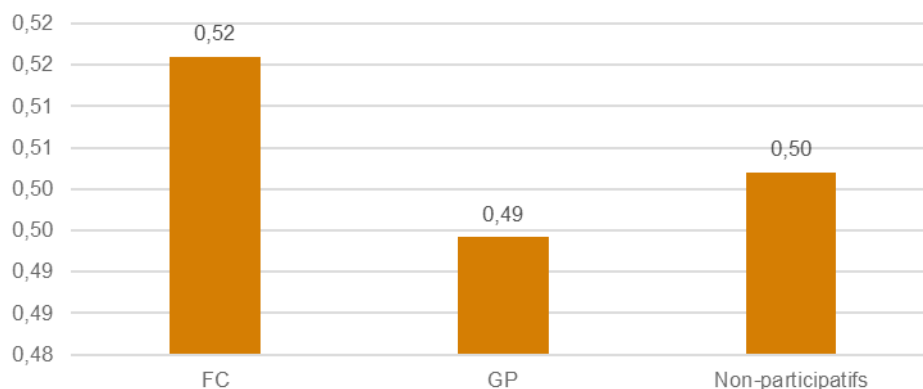


Les projets participatifs présentent des surfaces projetées au sol en moyenne plus faibles que les projets non-participatifs. La surface projetée au sol étant généralement liée à la puissance du projet, cela confirme la conclusion de la partie 4.2.3.1.

4.2.3.4. Taux d'occupation moyen des toitures (projets photovoltaïques sur bâtiment)

La Figure 50 ci-dessous présente le taux moyen d'occupation des toitures par des panneaux photovoltaïques pour les projets photovoltaïques sur bâtiment retenus, participatifs et non-participatifs⁸⁸.

Figure 50 : Taux d'occupation moyen des toitures des projets photovoltaïques sur bâtiment retenus, participatifs et non participatifs



Les taux d'occupation des toitures des projets photovoltaïques sur bâtiment participatifs et non-participatifs sont similaires.

⁸⁸ Il convient cependant de noter que les installations étudiées comportent également des ombrières.

4.3. Les critères « participatifs » ont-ils permis d'accroître le nombre de projets participatifs par rapport à l'absence d'aide ? Quels ont été leur impact sur les autres critères de sélection ?

Les points obtenus via les notes FC et GP peuvent contribuer à un meilleur classement par rapport à un projet « non-participatif » présentant des caractéristiques similaires. Il apparaît cependant que les projets retenus ayant bénéficié des points liés aux critères participatifs auraient tout de même été retenus sans ces points dans 93 % des cas. Cette part atteint 100 % dans la moitié des périodes comportant des projets participatifs. Les points liés aux critères participatifs semblent donc avoir eu un effet limité sur le classement des projets.

La Figure 51 ci-dessous représente la part de projets participatifs qui auraient été retenus sans les points des critères participatifs, par type d'appel d'offres et par période.

Figure 51 : Part de projets participatifs retenus par période qui auraient été retenus même sans les points des critères participatifs, pour l'appel d'offres Eolien terrestre (Haut Gauche), Bâtiment (Haut Droite), PV Sol (Bas Gauche) et Neutre (Bas Droite)

[SDA]

De fait, les candidats bénéficiant des critères participatifs ne semblent pas déposer des offres à des prix significativement plus élevés que les autres projets : aucune tendance stable ne peut en effet être dégagée en comparant les prix des projets participatifs et ceux des projets non participatifs. La Figure 52 ci-dessous représente les différences entre les prix moyens pondérés (PMP) des projets déposés « participatifs » et « non-participatifs ».

Figure 52 : Différence entre les PMP des projets participatifs déposés et les PMP des projets non-participatifs déposés (PMP projet participatif - PMP projet non-participatif)

[SDA]

S'agissant des projets retenus, une telle alternance d'écarts positifs et négatifs selon les périodes d'appel d'offres entre les prix des projets participatifs et non-participatifs peut également être observée. En revanche, les écarts sont plus resserrés : le prix moyen pondéré des dossiers participatifs a été au maximum supérieur de 2,9 €/MWh au prix moyen pondéré des dossiers non-participatifs (maximum atteint à la 2^e période de l'appel d'offres PV Sol, pour 31 projets participatifs retenus) et au minimum inférieur de -5,4 €/MWh (lors de la 1^{ère} période de l'appel d'offres Neutre, pour 10 projets participatifs retenus).

Les points issus des critères participatifs ont *in fine* eu un poids relativement faible sur le classement final des projets par rapport au critère prix, comme le montre le Tableau 17 ci-dessous, qui décrit le nombre de points dans la note de prix associé à une variation de 1 €/MWh pour chaque période d'appels d'offres.

Tableau 17 : Nombre de points dans la note de prix associé à une variation de 1 €/MWh du prix proposé, par période et type d'appel d'offres

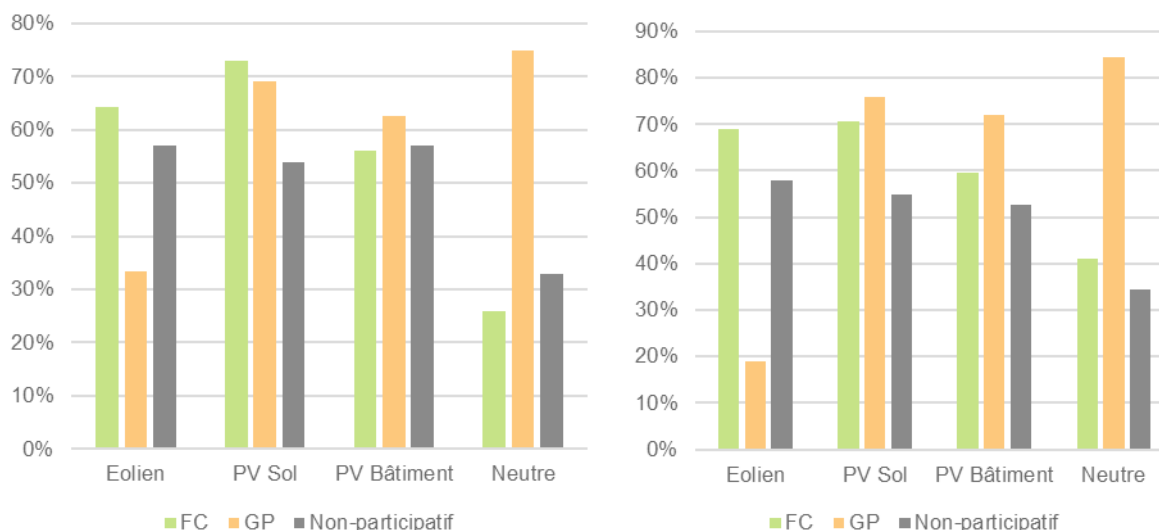
Appel d'offres	Période	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PPE2 PV Bâtiment	Mois de candidature	oct.-21	févr.-22	juin-22	janv.-23	juin-23	nov.-23	avr.-24	août-24	nov.-24	mars-25
	Nombre de points de notation prix correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]
PPE2 PV Sol	Mois de candidature	déc.-21	mai-22	déc.-22	juil.-23	déc.-23	août-24	déc.-24	juin-25	-	-
	Nombre de points de notation prix correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]		
PPE2 Neutre	Mois de candidature	juil.-22	oct.-23	oct.-24	-	-	-	-	-	-	-
	Nombre de points de notation prix correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]							
PPE2 Eolien terrestre	Mois de candidature	nov.-21	avr.-22	déc.-22	mai-23	août-23	déc.-23	mai-24	sept.-24	févr.-25	-
	Nombre de points de notation prix correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	

Ces chiffres sont à mettre en perspective avec les 2 à 5 points attribués aux critères participatifs et contribuent à expliquer que les prix proposés par les projets participatifs ne sont, dans l'ensemble pas significativement plus élevés que ceux des autres projets.

Il convient de noter que le nombre de points de notation prix correspondant à 1 €/MWh est plus élevé pour l'appel d'offres éolien que pour les autres appels d'offres, hormis pour les périodes 1 et 2, caractérisées s'agissant de l'éolien à terre par une méthode de calcul différente. Cela peut s'expliquer par la présence du seul critère prix dans la notation des projets éoliens, en plus des critères participatifs, alors que les projets photovoltaïques sont également soumis à des critères environnementaux. Ces différences peuvent contribuer à expliquer le plus faible nombre de projets participatifs éoliens à terre en comparaison de la technologie photovoltaïque.

Cependant, alors que, comme présenté précédemment, les projets participatifs retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 l'auraient presque tous été même en l'absence des points liés aux critères participatifs, les projets participatifs sont en moyenne plus souvent retenus que les projets non-participatifs. En effet, en moyenne, 62 % des projets participatifs sont retenus, contre 53 % des projets non-participatifs. La Figure 53 ci-dessous présente la part de projets retenus par critère participatif et type d'appel d'offres.

Figure 53 : Parts de projets retenus selon le caractère participatif et l'appel d'offres, en nombre (Gauche) et en puissance (Droite)



En conclusion, le bénéfice par les projets participatifs de points de notation supplémentaires n'est pas associé à la soumission de prix plus élevés, ce qui conduit à ce que les projets participatifs présentent un taux de réussite important.

4.4. Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur le taux de chute des projets ?

Le « taux de chute » désigne la part de projets qui n'entrent finalement pas en service bien qu'ils aient été retenus à un appel d'offres. Ces abandons peuvent être soumis au prélèvement des garanties financières déposées lors de la candidature. Ils peuvent être divisés en deux catégories :

- les abandons pour recandidature, quand un lauréat estime que les variations des conditions économiques entre la notification de sa qualité de lauréat et la mise en service potentielle de son installation ne permettront plus au projet d'être viable. Dans le contexte inflationniste et de crise énergétique du début des appels d'offres PPE2, les lauréats d'une période d'appel d'offres dont la date de clôture était antérieure à novembre 2022 ont pu bénéficier d'une procédure simplifiée d'abandon de leur projet, et ce sans prélèvement des garanties financières, en vue d'une recandidature réalisée avant le 31 décembre 2024. Ces lauréats ne bénéficiaient pas encore de l'indexation par le coefficient K des prix proposés avant la mise en service des installations (indexation qui vise à refléter la hausse des coûts des projets entre la notification du statut de lauréat et le bouclage financier) ;
- les autres abandons, conduisant les porteurs du projet à ne finalement pas réaliser le projet. Cela peut être notamment lié aux conditions financières ou économiques, à des problèmes juridiques liés à des recours sur les autorisations administratives, ou à la signature d'un PPA, qui conduit le producteur à renoncer au contrat de soutien.

Au 30 juin 2025, il est trop tôt pour conclure sur le taux de chute moyen des projets issus des appels d'offres PPE2, y compris ceux des premières périodes, du fait des délais de construction, de raccordement et de mise en service des projets, dans un contexte où les recandidatures ont donc été par ailleurs facilitées pour les premières périodes. Il est donc également impossible de conclure avec précision à date sur l'impact des critères participatifs sur le taux de chute des projets.

Au 30 juin 2025, la base de données Potentiel, service numérique du Ministère chargé de l'énergie, recensait, 128 dossiers dont l'abandon a été accordé. Cela représente 7 % de l'ensemble des projets retenus. Parmi ces projets, 38 sont des projets participatifs (37 respectant le critère FC et 1 le critère GP). Cela représente 6 % de l'ensemble des projets participatifs retenus. Le taux d'abandon des projets participatifs semble donc similaire à celui des projets non-participatif.

4.5. Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur l'acceptabilité des projets ?

La CRE ne recueille pas de données relatives à l'acceptabilité des projets. Pour répondre à cette question, la CRE a consulté les syndicats de producteurs et certaines structures de l'énergie citoyenne afin d'obtenir des données pertinentes. Du fait du très faible nombre de réponses reçues, les éléments ci-dessous sont issus de données partielles et non-objectivées, transmises par certains des organismes contactés.

Ainsi, il semblerait que les projets citoyens bénéficiant du critère GP génèrent deux à trois fois plus de retombées économiques locales que les autres projets. Des co-bénéfices sociaux, notamment une implication directe des citoyens dans la transition énergétique en participant à des actions locales et la formation aux métiers de la transition énergétique, sont également à noter. De plus, quand des collectivités territoriales sont impliquées dans la gouvernance d'un projet, elles s'efforceraient de répondre aux besoins et spécificités du contexte local. Ces conséquences positives contribueraient ainsi à améliorer l'acceptabilité des projets concernés.

4.6. Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur le délai de mise en service ?

La CRE recense 312 installations lauréates des appels d'offres PPE2 mises en service au 30 juin 2025, d'après les données de Potentiel, service numérique du Ministère chargé de l'énergie. Parmi ces installations, 123 étaient issues de projets participatifs.

Le

Tableau 18 ci-dessous présente le pourcentage de projets participatifs mis en service parmi les projets participatifs et le pourcentage de projets non-participatifs mis en service parmi les projets non-participatifs, en fonction de la date de candidature à l'appel d'offres.

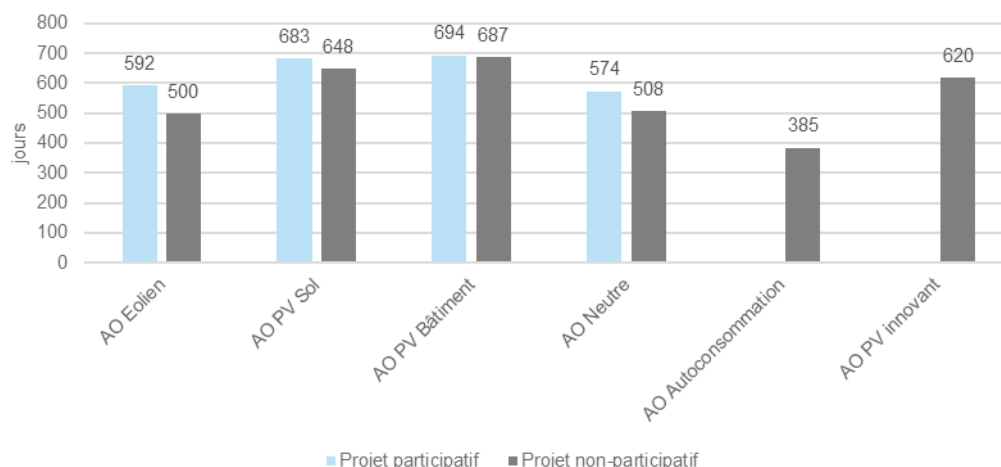
Tableau 18 : Parts de projets participatifs et non-participatifs mis en service par période et type d'appel d'offres au 30 juin 2025

Appel d'offres	Période	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PPE2 Eolien	Période de candidature	nov.-21	avr.-22	déc.-22	mai-23	août-23	déc.-23	mai-24	sept.-24	févr.-25	
	Part de projets non-participatifs mis en service	23%	[SDA]	4%	14%	9%	1%	[SDA]	0%	0%	
	Part de projets participatifs mis en service	43%	[SDA]	0%	20%	29%	0%	[SDA]	0%	0%	
PPE2 PV Bâtiment	Période de candidature	oct.-21	févr.-22	juin-22	janv.-23	juin-23	nov.-23	avr.-24	août-24	nov.-24	mars-25
	Part de projets non-participatifs mis en service	44%	43%	22%	6%	20%	1%	0%	0%	0%	0%
	Part de projets participatifs mis en service	31%	35%	40%	9%	11%	4%	0%	0%	0%	0%
PPE2 PV Sol	Période de candidature	déc.-21	mai-22	déc.-22	juil.-23	déc.-23	août-24	déc.-24	juin-25		
	Part de projets non-participatifs mis en service	53%	21%	0%	24%	5%	1%	0%	0%		
	Part de projets participatifs mis en service	57%	36%	7%	21%	5%	0%	0%	0%		
PPE2 Neutre	Période de candidature	juil.-22	oct.-23	oct.-24							
	Part de projets non-participatifs mis en service	17%	4%	0%							
	Part de projets participatifs mis en service	15%	15%	0%							
PPE2 PV Innovant	Période de candidature	nov.-21									
	Part de projets non-participatifs mis en service	1%									
	Part de projets participatifs mis en service	NA									
PPE2 Autoconsommation	Période de candidature	nov.-21	févr.-22	sept.-22	oct.-23						
	Part de projets non-participatifs mis en service	56%	50%	44%	43%						
	Part de projets participatifs mis en service	NA	NA	NA	NA						

Aucune différence notable ne peut être constatée entre les proportions de mise en service par période des projets participatifs et non-participatifs.

S'agissant du délai de mise en service, celui des installations déjà lauréates à date est en moyenne d'1 an et 312 jours à partir de la date de notification des lauréats pour les projets participatifs, contre 1 an et 251 jours pour les projets non-participatifs (en excluant les projets lauréats des appels d'offres Autoconsommation et PV Innovant). La Figure 54 ci-dessous compare le délai moyen de mise en service en jours par type d'appel d'offres pour les projets participatifs et non-participatifs déjà en service :

Figure 54 : Délais moyens de mise en service des projets participatifs et non-participatifs par type d'appel d'offres (nombre de projets concernés en étiquette de données)



Les projets issus des appels d'offres photovoltaïques ont, à date, un délai de mise en service plus important que les projets éoliens à terre, que les projets soient participatifs ou non, alors que les délais de mise en service sont en général évalués comme plus longs pour les projets éoliens à terre (l'échantillon examiné n'est pas nécessairement suffisamment représentatif).

Par ailleurs, les candidats indiquent, dans leur candidature, une date de mise en service prévisionnelle. Il n'y a pas de lien significatif entre la date de mise en service prévisionnelle et le caractère participatif ou non du projet. En effet, la moyenne des délais entre la date prévisionnelle de mise en service et la date de notification est de 954 jours pour les projets participatifs, contre 968 pour les projets non-participatifs.

4.7. Quels ont été les impacts des critères « environnementaux » (notation carbone, pertinence environnementale, qualité environnementale) sur le coût du soutien et sur les objectifs recherchés ?

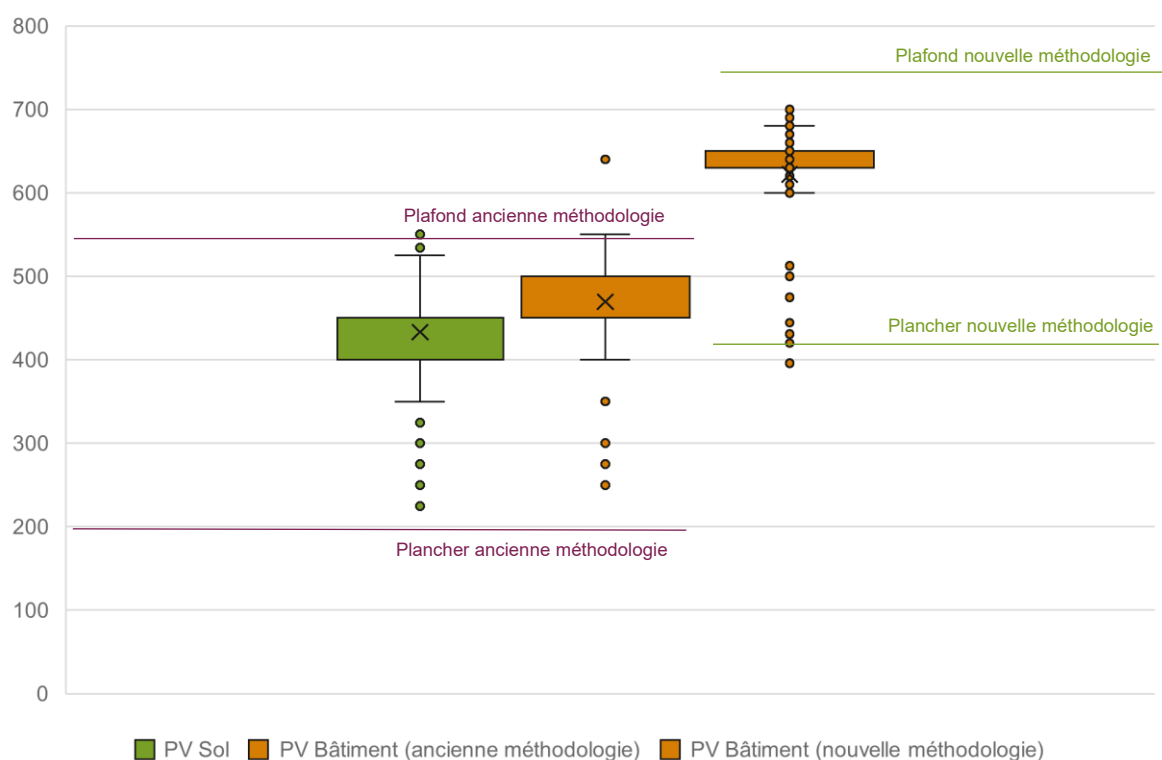
4.7.1. Notation carbone

Pour les projets photovoltaïques au sol et sur bâtiment, une ECS (Evaluation Carbone Simplifiée) prévisionnelle est requise au stade de la candidature afin de contrôler l'impact carbone relatif aux matériaux utilisés et à leur provenance. L'ECS correspond à la somme des valeurs d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la fabrication de chaque composant du module photovoltaïque (hors cadre). Une note ECS est attribuée sur la base de cette évaluation. La note maximale est de 16 pour les projets PV Sol et de 25 pour les projets PV Bâtiment (sur un total de 100 points).

Des valeurs planchers et plafonds d'ECS (publiques) sont définies dans les cahiers des charges des appels d'offres concernés⁸⁹ ; ces valeurs sont fixées à 200 kg eq CO₂ et 550 kg eq CO₂ pour toutes les périodes exceptées les périodes 8 à 10 de l'appel d'offres PV Bâtiment. En effet, à partir de la 8^e période de l'appel d'offres PV Bâtiment, et uniquement pour cet appel d'offres, la méthodologie de calcul de l'ECS a été modifiée (par convention, cette méthodologie est ci-après qualifiée de « nouvelle méthodologie ») : les matériaux sont désormais directement soumis aux valeurs standards fournies par l'ADEME, relatives à leur lieu de fabrication. Les valeurs inférieures et plafond de l'ECS ont en conséquence été relevées, passant à 420 kg eq CO₂ et 740 kg eq CO₂ pour ces périodes.

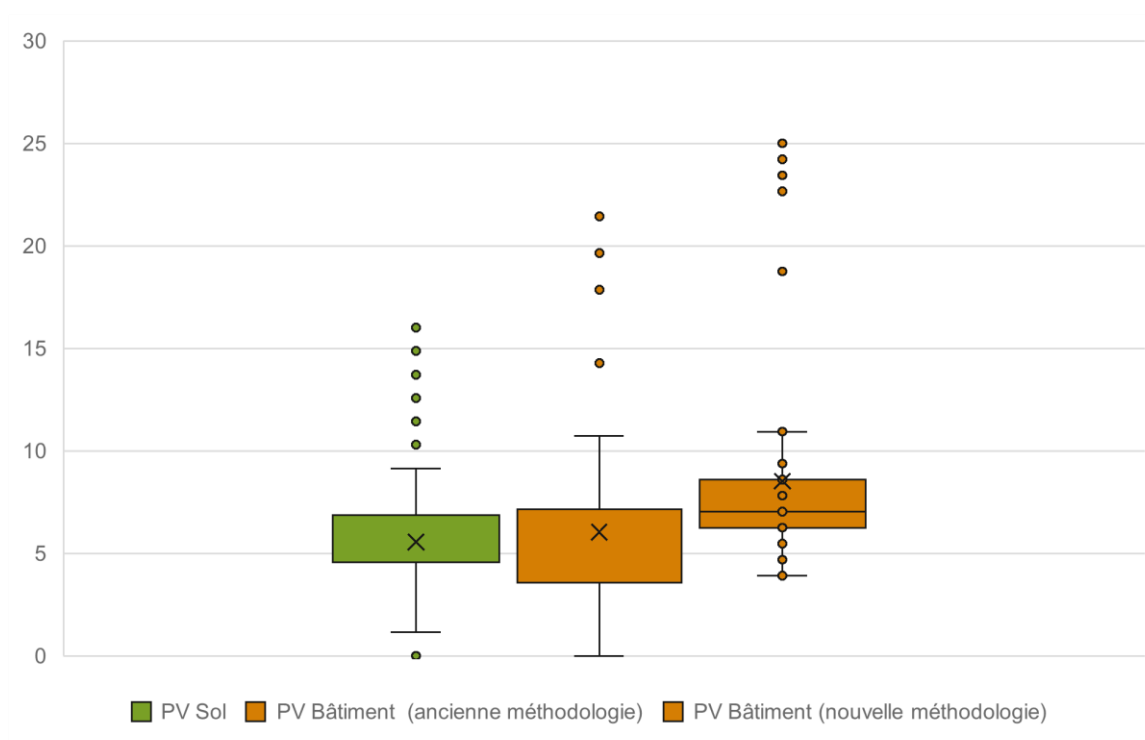
Dans le cadre des différentes périodes d'appel d'offres instruites, la CRE a pu constater une forte concentration des valeurs d'ECS. Cette concentration se traduit ensuite dans les notes attribuées. Les figures ci-dessous représentent la distribution des valeurs d'ECS et des notes d'ECS par technologie.

Figure 55 : Distribution des valeurs d'ECS par technologie



NB : Pour chaque série, le rectangle montre l'étendue des valeurs centrales entre le premier et le troisième quartile, la médiane étant indiquée par une croix. Les traits verticaux en « T » montrent la dispersion des valeurs extrêmes et les points isolés représentent d'éventuelles valeurs aberrantes.

⁸⁹ Appels d'offres PV Bâtiment, PV Sol et Neutre (seulement pour la notation des projets photovoltaïques au sol et sur bâtiment s'agissant de ce dernier appel d'offres).

Figure 56 : Distribution des notes d'ECS par technologie

NB : Pour chaque série, le rectangle montre l'étendue des valeurs centrales entre le premier et le troisième quartile, la médiane étant indiquée par une croix. Les traits verticaux en « T » montrent la dispersion des valeurs extrêmes et les points isolés représentent d'éventuelles valeurs aberrantes.

[SDA]

Tableau 19 : Variations d'ECS (en kg eq CO₂) associées à une variation de 1 €/MWh dans le prix proposé, par période et par type d'appel d'offres

Appel d'offres	Période	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PV Bâtiment	Période de candidature	oct.-21	févr.-22	juin-22	janv.-23	juin-23	nov.-23	avr.-24	août-24	nov.-24	mars-25
	Variation d'ECS (en kg eq CO ₂) correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]
PV Sol	Période de candidature	déc.-21	mai-22	déc.-22	juil.-23	déc.-23	août-24	déc.-24	juin-25	-	-
	Variation d'ECS (en kg eq CO ₂) correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]		
Neutre	Période de candidature	juil.-22	oct.-23	oct.-24	-	-	-	-	-	-	-
	Variation d'ECS (en kg eq CO ₂) correspondant à 1 €/MWh	[SDA]	[SDA]	[SDA]							

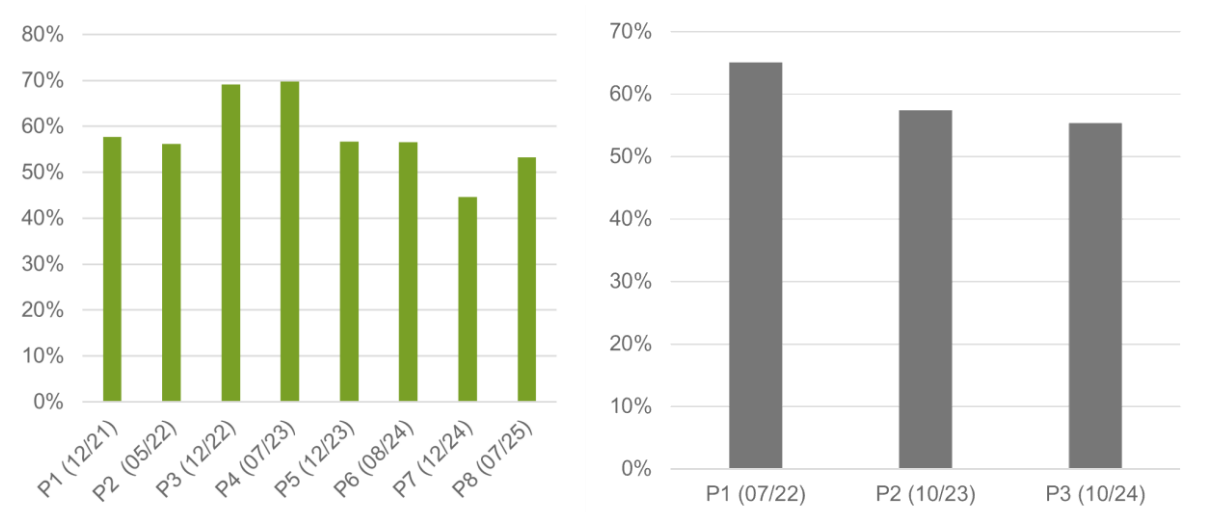
La concentration des valeurs d'ECS tend à démontrer que la notation carbone ne permet que marginalement de favoriser des projets plus vertueux. En effet, la diminution nécessaire de l'ECS des projets permettant un gain équivalent à 1 €/MWh sur le tarif proposé apparaît trop conséquente pour que le critère soit efficace et discriminant.

4.7.2. Pertinence environnementale

La prise en compte de la pertinence environnementale des terrains d'implantation des installations dans la notation se traduit par une note (« NE ») sur 9 points dans les appels d'offres PV Sol et Neutre. Dans l'appel d'offres PV Sol, la note maximale est attribuée aux projets PV au sol implantés sur un terrain dégradé (dits « relevant du cas 3 » selon le vocabulaire des appels d'offres). S'agissant de l'appel d'offres Neutre, les projets PV sur bâtiment et éoliens obtiennent automatiquement la note maximale, tandis que les conditions de notation pour les projets PV au sol sont identiques à celles de l'appel d'offres PV Sol.

55 % des projets photovoltaïques au sol déposés relèvent du cas 3, toutes périodes et appels d'offres confondus et 58 % des projets retenus. Le critère semble donc bien avoir favorisé l'implantation de projets sur des sites dégradés. La proportion de projets déposés relevant du cas 3 est importante peu importe la période d'appel d'offres, comme le montrent les figures ci-dessous.

Figure 57 : Proportion de cas 3 parmi les projets photovoltaïques au sol déposés par période pour l'appel d'offres PV Sol (Gauche) et l'appel d'offres Neutre (Droite)



En moyenne, tous appels d'offres confondus, les points associés à la pertinence environnementale permettent une hausse du prix proposé par les candidats de [SDA] €/MWh pour garder une note totale identique, soit environ [SDA] du prix moyen pondéré pour les périodes concernées. L'impact du critère sur le coût du soutien reste donc faible par rapport aux prix moyens pondérés des différentes périodes d'appels d'offres, mais il convient de noter que le volume important de projets retenus en bénéficiant conduit mécaniquement à un surcoût total du soutien plus élevé.

Tableau 20 : Valeurs en €/MWh des 9 points acquis par les projets relevant du cas 3, par période et par type d'appel d'offres

Appel d'offres	Période	1	2	3	4	5	6	7	8
PV Sol	Phase de candidature	oct.-21	févr.-22	juin-22	janv.-23	juin-23	nov.-23	avr.-24	août-24
	Valeur en €/MWh des 9 points acquis par les projets relevant du cas 3	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]
Neutre	Phase de candidature	juil.-22	oct.-23	oct.-24	-	-	-	-	-
	Valeur en €/MWh des 9 points acquis par les projets relevant du cas 3	[SDA]	[SDA]	[SDA]					

4.7.3. Qualité environnementale

La notation relative à la qualité environnementale s'applique uniquement aux projets hydroélectriques. Ces installations n'ont pas été incluses dans le périmètre de ce rapport en raison du trop faible nombre d'installations candidates.

4.8. Synthèse des effets directs de l'aide octroyée spécifiques à certaines catégories ou certains critères

4.8.1. Critères participatifs

Les projets participatifs, représentant 32 % des projets déposés, sont en grande majorité des projets photovoltaïques. Ces projets se distinguent par de plus faibles puissances installées, mais pas spécifiquement par des taux de chute ou des taux/délais de mise en service différents par rapport aux projets « non-participatifs ».

Le poids des critères participatifs dans la notation est relativement faible par rapport à celui du critère prix. Le bénéfice de points de notation supplémentaires pour les projets participatifs n'est pas associé à la soumission de prix plus élevés, ce qui conduit à ce que les projets participatifs présentent un taux de réussite important (62 % de taux de réussite, contre 53 % pour les projets non-participatifs), sans surcoût particulier pour le budget de l'Etat. Il convient de noter qu'un grand nombre de projets participatifs retenus l'auraient été même sans ces points de notation dédiés.

4.8.2. Critères environnementaux

Les valeurs d'ECS des projets photovoltaïques au sol et sur bâtiment sont très concentrées. Cette forte concentration est due au poids du critère carbone dans la notation par rapport au critère prix, qui ne permet pas de retranscrire les surcoûts d'un projet plus vertueux dans le prix proposé sans obtenir une note finale plus faible. L'efficacité limitée du critère d'ECS conduit donc *in fine* à un surcoût limité pour le budget de l'Etat.

Le critère de performance environnementale est lui largement exploité pour les installations photovoltaïques au sol, et ce indépendamment de la période d'appel d'offres considérée, avec 50 % des projets photovoltaïques au sol déposés relevant du cas 3. Ce critère semble donc bien favoriser l'implantation de projets sur des sites dégradés. Les points associés à ce critère permettent une hausse de [SDA] €/MWh en moyenne des prix proposés par les dossiers concernés, induisant un surcoût en matière de charges de service public de l'énergie.

5. Effets indirects de l'aide octroyée

5.1. Quel est l'impact attendu du régime sur les niveaux et les coûts de réduction des émissions de CO₂ par les bénéficiaires ?

5.1.1. Effet du régime de soutien PPE2 sur le mix de production électrique

Du fait de leur coût variable quasi-nul, les technologies solaires et éoliennes à terre sont plus compétitives que la plupart des autres technologies de production sur le marché de court terme de l'électricité. Dans le cadre du mécanisme de *merit order*, la production solaire et éolienne supplémentaire se substitue à la production aux coûts variables plus élevés en France mais aussi, grâce aux interconnexions, dans les pays voisins.

Le régime de soutien français des appels d'offres PPE2 participe ainsi à l'évolution de la production électrique européenne :

- chaque MWh renouvelable supplémentaire remplace prioritairement un MWh produit par la technologie au coût variable le plus élevé (généralement plus carbonée) ;
- avec le développement de la production renouvelable, chaque MWh renouvelable supplémentaire vient remplacer un MWh produit par des technologies aux coûts variables de plus en plus bas et, généralement, de moins en moins carbonées.

L'impact du régime de soutien sur les niveaux de réduction des émissions de CO₂ peut être analysé de manière simplifiée en considérant l'effet des projets issus des appels d'offres PPE2, mis en service jusqu'à fin septembre 2025, sur les volumes de production des différentes technologies, auxquels sont appliqués leurs facteurs d'émissions de CO₂ respectifs.

5.1.2. Approche utilisée – scénario contrefactuel

Les effets induits par les projets soutenus peuvent être évalués au travers d'un scénario contrefactuel dans lequel les capacités de production solaires et éoliennes à terre françaises sont retraitées. L'effet des productions solaire et éolienne à terre sur le mix de production en énergie est évalué comme l'écart entre, d'une part, la production réalisée et, d'autre part, ce scénario contrefactuel dans lequel la production renouvelable aurait été assurée par les autres moyens de production disponibles.

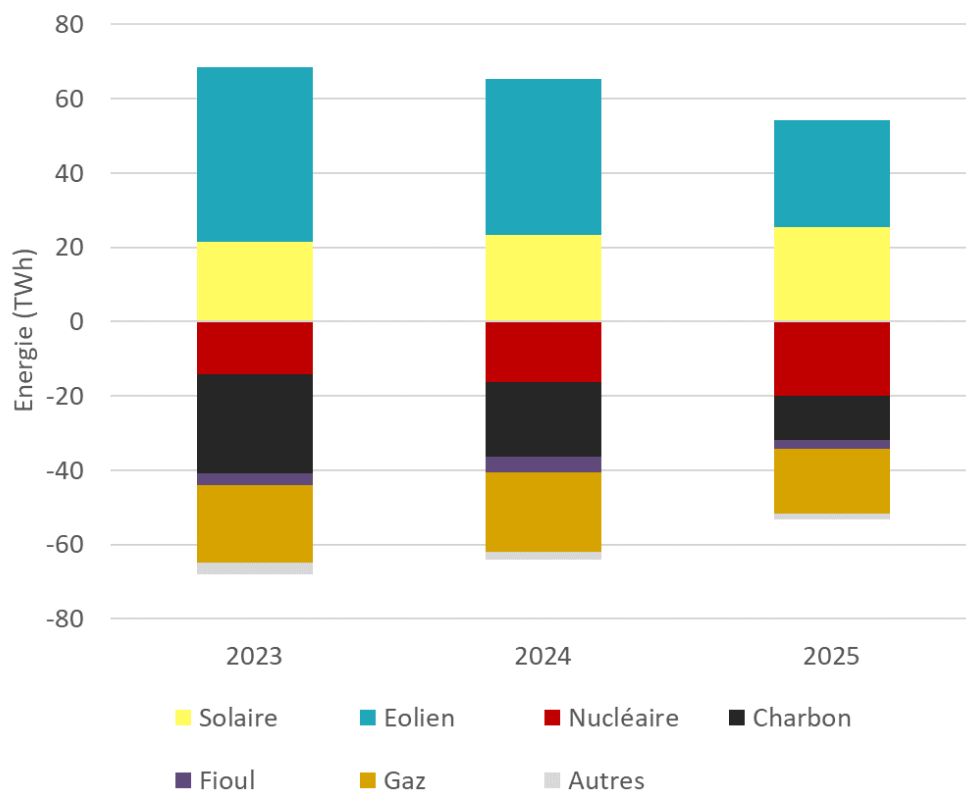
Ce scénario contrefactuel est construit grâce à un modèle de marché simplifié au pas de temps horaire, à l'échelle de sept pays européens (France, Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Suisse, Royaume-Uni) sous contrainte des capacités d'interconnexions disponibles. Dans ce modèle, le principe de préséance économique consiste à faire appel au moyen de production dont le coût variable est le plus faible parmi les capacités disponibles de chaque technologie. Le modèle de marché détermine alors quelles technologies de production auraient été utilisées en l'absence des capacités de production solaire et éolienne françaises.

Les écarts de production entre ce scénario contrefactuel d'une part, et la production réalisée d'autre part, permettent de fournir une estimation des substitutions induites par les renouvelables. Une part de cet effet peut être attribuée au prorata des volumes soutenus par le régime PPE2. Cette modélisation comprend néanmoins plusieurs limites (la méthodologie retenue est détaillée en annexe 2) : ainsi, les résultats obtenus constituent de premiers ordres de grandeur et doivent être considérés avec une grande précaution.

5.1.3. Résultats – Impact sur le mix de production

Entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025, la production éolienne terrestre et solaire française s'est élevée à 188 TWh, pour une puissance installée de 43 GW en fin de période (19 GW de solaire et 24 GW d'éolien terrestre). Selon la simulation effectuée, cette production renouvelable aurait permis une diminution de production à partir de moyens carbonés (charbon, gaz, fuel) de 128 TWh (charbon 59 TWh, gaz 60 TWh, fioul 10 TWh), dont 108 TWh (85 %) hors du territoire français.

Figure 58 : Estimation simplifiée des variations de production induites par la production solaire et éolienne terrestre entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025



Au prorata de leur production horaire différenciée par technologie, les projets soutenus dans le cadre de la PPE2 correspondraient à une réduction de production carbonée de 2,1 TWh entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025.

5.1.4. Résultats – Impact sur les émissions de CO₂

Les réductions d'émissions de CO₂ sont évaluées en appliquant les facteurs d'émissions de chaque technologie aux variations de production entre le scénario contrefactuel et le réalisé. Le facteur d'émission de chaque technologie de production en fonction des émissions de CO₂ sur l'ensemble de son cycle de vie permet de fournir une estimation des émissions de CO₂ évitées. Les émissions sont considérées sur l'ensemble du cycle de vie de la technologie de production.

Tableau 21 : Facteurs d'émissions de CO₂ par technologie de production (source : RTE, Bilan électrique 2024)

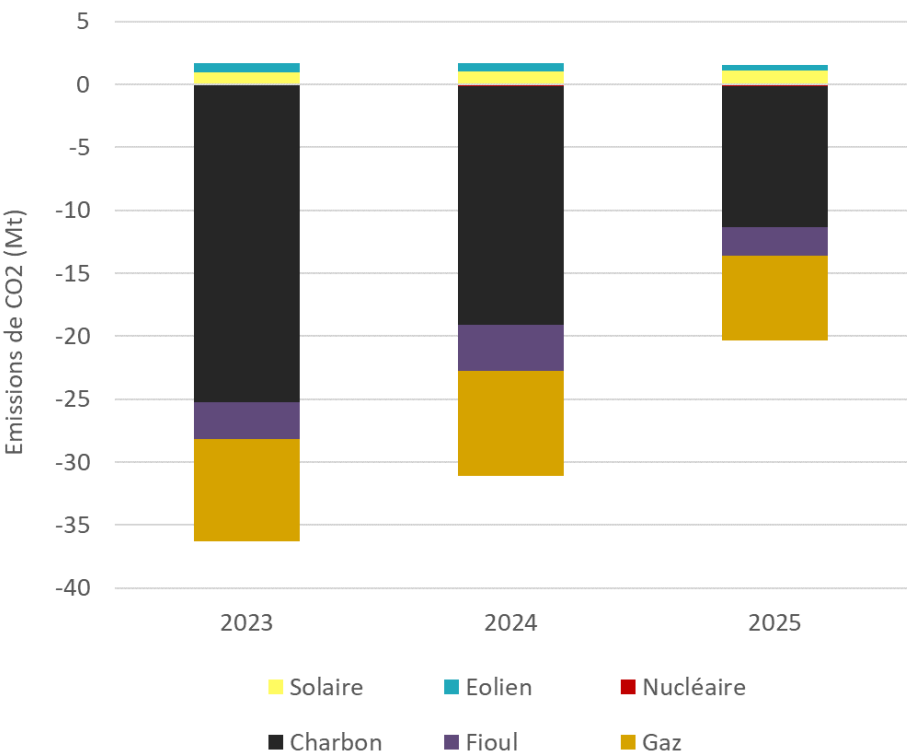
Technologie	tCO ₂ /MWh
Solaire	0,043
Eolien à terre	0,016
Eolien en mer	0,017
Nucléaire	0,007
Charbon	0,941
Fioul	0,928
Gaz	0,389

Les substitutions de production induisent des variations nettes d'émissions qui se décomposent en :

- des augmentations brutes des émissions de CO₂ dues à l'augmentation de la production solaire et éolienne ;
- des diminutions brutes des émissions de CO₂ grâce à la diminution de production des différentes technologies de production auxquelles elles se substituent.

Au total, entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025, les émissions de CO₂ varient de la différence entre les augmentations brutes et les diminutions brutes entre le contrefactuel et le réalisé :

Figure 59 : Estimation simplifiée des variations des émissions de CO₂ induites par la production solaire et éolienne terrestre entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025



Selon l'analyse simplifiée réalisée, la production renouvelable française (solaire et éolien à terre) aurait ainsi permis une diminution nette des émissions de CO₂ de 83 Mt cumulés entre début 2023 et fin septembre 2025, dont 12 Mt en France et 71 Mt dans le reste de l'Europe.

En considérant que les capacités de production déjà mises en service dans le cadre des appels d’offres PPE2 ont entraîné les mêmes substitutions de production que les capacités solaires et éoliennes totales, une diminution nette des émissions de CO₂ de 1,3 Mt peut leur être attribuée.

Il convient de noter que ces résultats ont été obtenus en prenant en compte uniquement les installations lauréates des appels d’offres PPE2 déjà mises en service, soit environ 10 % des volumes qui devraient théoriquement se mettre en service via le régime de soutien étudié ; ces analyses réalisées à partir de données réalisées restent nécessairement très partielles à date.

5.1.5. Coût des émissions de CO₂ évitées

Le surcoût du régime de soutien correspond à l’écart entre le coût brut du soutien et le prix de marché moyen pondéré par le profil de production des installations soutenues. L’évaluation est conduite séparément pour le solaire et pour l’éolien terrestre, compte tenu des différences de coûts unitaires et de profils de production.

Tableau 22 : Surcoût du soutien pour les installations issues des appels d’offres PPE2 déjà en service à fin septembre 2025

Production PPE2 de début 2023 à septembre 2025	Solaire	Eolien terrestre	Solaire et éolien terrestre
Production (GWh)	1 723	848	2 571
Coût brut du soutien (€/MWh) ⁹⁰	66,2	78,2	70,2
Prix de gros pondérés par la production (€/MWh)	33,9	54,4	40,7
Surcoût du soutien (€/MWh)	+32,2	+23,8	+29,5
Surcoût du soutien (M€)	56	20	76

Le coût brut du soutien de l’éolien à terre (78,2 €/MWh) est plus élevé que celui du solaire (66,2 €/MWh), mais, à l’heure actuelle, l’éolien à terre produit généralement lorsque les prix de gros sont plus élevés : le surcoût du soutien de de l’éolien à terre sur la période considérée (+23,8 €/MWh) est donc inférieur au surcoût du solaire (+32,2 €/MWh). Au total, le surcoût du soutien associé aux installations lauréates des appels d’offres PPE2 déjà mises en service à fin septembre 2025 s’est élevé à 76 M€ sur la période de début 2023 à septembre 2025.

Le coût unitaire des émissions de CO₂ évitées correspond schématiquement au surcoût du soutien, rapporté au volume des émissions de CO₂ évitées. Pour la production solaire et éolienne à terre issue des appels d’offres PPE2 et déjà en service à fin septembre 2025, le coût unitaire des émissions évitées serait ainsi approximativement de 60 €/t en moyenne. La CRE insiste à nouveau sur les limites de la modélisation effectuée.

5.2. Le régime a-t-il accru la concurrence sur le marché de la production d’électricité ?

Pour analyser l’évolution de la concurrence sur le marché de la production d’électricité en France, il est pertinent d’analyser le niveau de l’indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) sur ce marché. L’indice de HHI est traditionnellement utilisé pour caractériser le degré de concentration d’un marché, ainsi que l’évolution de ce degré de concentration. Il se calcule comme la somme des carrés des parts de marché de tous les participants ; son niveau peut varier entre 0 (situation de très forte concurrence) et 10 000 points (situation de monopole).

⁹⁰ Sources : délibération de la CRE n°2024-139 du 11 juillet 2024 relative à l’évaluation des charges de service public de l’énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l’énergie pour 2024 - Annexe 3 ; Délibération de la CRE n°2025-180 du 10 juillet 2025 relative à l’évaluation des charges de service public de l’énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l’énergie à compenser en 2025 - Annexes 2 et 3.

Les parts de marché sur le marché de la production d'électricité sont généralement exprimées selon la production et non la capacité. Les dernières données disponibles concernant la production d'électricité en France concernent l'année 2024. Pour évaluer l'impact sur la concurrence du régime d'aide PPE2, il est pertinent de prendre comme référence une année sans la production bénéficiant de ce régime. Dans la mesure où les années 2020 et 2021 ne sont pas représentatives (contexte de la Covid-19 puis du début de crise), la production de l'année 2019 a finalement été considérée.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de l'indice de HHI entre 2019 et 2024, calculé à partir des parts de marché des principaux acteurs de la production de l'électricité en France ainsi que des principaux bénéficiaires du régime d'aide PPE2 (en fonction de la production annuelle attendue à terme⁹¹).

Tableau 23 : Evolution du niveau de l'indice de HHI entre 2019 et 2024

[SDA]

Le HHI a baissé d'un niveau de 6 662 en 2019 à 6 244 en 2024, soit une baisse de 6 %. Cela correspond à une légère amélioration de la concurrence sur le marché de production de l'électricité, pour différentes raisons, dont la mise en service des premières installations soutenues via les appels d'offres PPE2. A l'origine de cette évolution du HHI, on remarque une hausse de parts de marché des acteurs spécialisés dans la production renouvelable ou des acteurs comme Engie dont l'accroissement de la production passe principalement par la production renouvelable, au détriment de la part de marché d'EDF. Cependant, la baisse de la part de marché d'EDF est également due à la baisse de la production nucléaire, laquelle reste inférieure en 2024 à son niveau de 2019. [SDA]

L'interprétation de ces résultats doit par ailleurs demeurer prudente, dans la mesure où, à fin 2024, une très faible part des installations issues des appels d'offres PPE2 est effectivement en service (puissance cumulée en service de 574 MW par rapport au 28,8 GW appelés sur les six appels d'offres considérés dans le rapport). Les volumes issus des appels d'offres PPE2 n'ont ainsi pu avoir qu'un impact marginal sur les parts de marché à date.

5.3. Le régime a-t-il eu un impact sur la position des grands bénéficiaires sur le marché ?

Les grands bénéficiaires correspondent aux sociétés mères ayant remporté, dans le cadre du régime d'appels d'offres PPE2, le plus de projets en matière de puissance installée ou de production annuelle attendue.

[SDA]

Pour analyser l'impact du régime d'aide sur la position de marché de ces grands bénéficiaires, il est nécessaire de raisonner selon la production réalisée. Cependant, la puissance cumulée à date pour les projets retenus de ces bénéficiaires est majoritairement au stade de développement/construction. Il n'est donc *a priori* pas possible de conclure à date sur un effet observable du régime sur la position des principaux bénéficiaires. L'analyse pourrait être réitérée au minimum dans deux ans, soit sur la situation du marché de production d'électricité en 2026.

5.4. Y a-t-il eu des effets négatifs sur les prix de l'électricité ?

Comme présenté au paragraphe 2.1.1, les appels d'offres PPE2 prévoient l'établissement d'un contrat de complément de rémunération pour les installations lauréates. Le complément de rémunération n'est versé que lors des heures pendant lesquelles les prix spots sont positifs. En cas de prix spot négatifs, si l'installation n'a pas produit, le producteur touche une « prime pour prix négatifs », correspondant à une rémunération, au niveau du tarif de référence, d'une approximation normative du potentiel de production lors d'une heure de prix négatif.

⁹¹ Dans la partie 5.3, le **Erreur ! Source du renvoi introuvable**. Tableau 24 présente les principaux bénéficiaires selon la puissance cumulée des projets retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2. Ce tableau indique par ailleurs la production annuelle attendue associée à ces projets et le classement correspondant selon la production annuelle attendue.

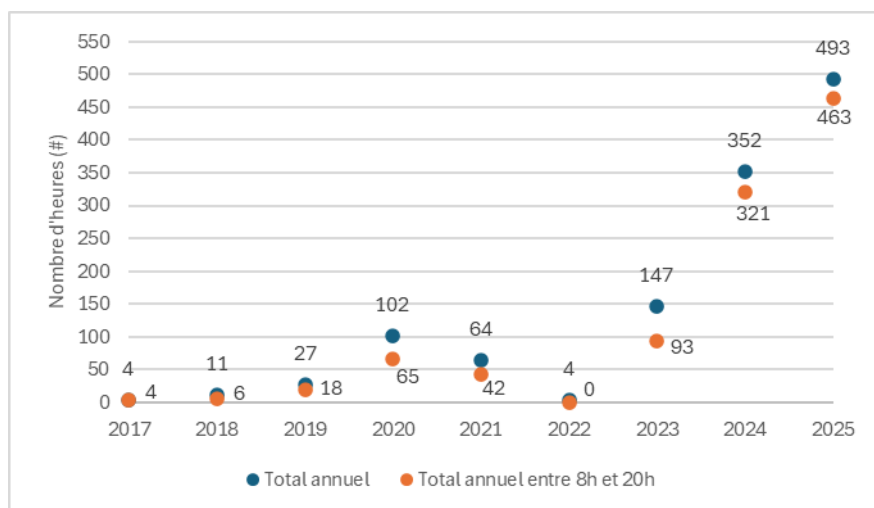
Les installations lauréates sont donc doublement incitées à s'arrêter en cas de prix spot négatif : à la fois pour ne pas vendre de l'électricité à perte sur les marchés (sans toucher le complément de rémunération), mais aussi pour pouvoir toucher la prime pour prix négatifs. Cette prime existait déjà pour la vague d'appels d'offres précédente (dite « CRE4 ») et les incitations étaient identiques.

Au contraire, les installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat sont incitées à produire à tout prix et la production est actuellement proposée par les acheteurs obligés à -500 €/MWh (plancher) sur le marché spot⁹².

⁹² La loi de finances pour 2025, déclinée par deux arrêtés le 8 septembre 2025 et le 22 décembre 2025, prévoit l'arrêt des grandes installations sous obligation d'achat lors des périodes de prix négatifs, dans l'optique de diminuer la fréquence et la profondeur de ces derniers.

L'introduction du complément de rémunération et de la double incitation à s'arrêter en cas de prix négatifs est donc en théorie de nature à diminuer les occurrences et la profondeur des épisodes de prix négatifs. En pratique, l'augmentation de la production à partir d'énergies renouvelables, y compris via de nouvelles installations bénéficiant toujours d'un contrat d'obligation d'achat⁹³, conjuguée à un niveau de consommation limitée a entraîné une augmentation du nombre d'heures de prix négatifs ces dernières années.

Figure 60 : Nombre annuel d'heures de prix spot négatifs⁹⁴



L'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs reste avant tout une incitation à développer l'électrification des usages et la flexibilité.

Plus généralement, le régime de soutien PPE2 et le développement des EnR a pu conduire à une baisse des prix sur les marchés de court terme. S'agissant des consommateurs, si les prix faibles ou négatifs représentent en théorie un gain (baisse des prix spot, et potentiellement des prix à terme), celui-ci est susceptible d'être compensé par d'autres mécanismes si la rentabilité des installations de production n'est plus suffisante (augmentation des prix sur le mécanisme de capacité par ex., répercutés *in fine* au consommateur).

5.5. Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?

Face à l'augmentation du nombre d'heures de prix négatifs en France, le gouvernement, sur conseil notamment de la CRE, a mis en œuvre des évolutions des modalités du complément de rémunération, afin de minimiser encore davantage les incitations non-efficientes du point de vue du bon fonctionnement des marchés.

Ainsi, l'article 175 de la loi de finances pour 2025⁹⁵ prévoit un ensemble de mesures d'adaptation rétroactive des contrats de complément de rémunération, qui ont ensuite été déclinées dans deux arrêtés ministériels parus le 8 septembre 2025⁹⁶ et le 22 décembre 2025⁹⁷. Ces évolutions s'appliquent aux contrats dont l'avis d'appel d'offres a été publié avant le 31 décembre 2026, ce qui inclut donc les contrats souscrits via les appels d'offres PPE2.

⁹³ Il s'agit (i) des premiers parcs éoliens en mer en France, désignés lauréats entre 2012 et 2014, et qui se mettent progressivement en service depuis 2022, ainsi que (ii) des petites installations photovoltaïques.

⁹⁴ Pour l'année 2025, les données sont présentées jusqu'au 1^{er} octobre 2025.

⁹⁵ Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

⁹⁶ Arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025.

⁹⁷ Arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application des II et IV. C de l'article 175 de la loi de finances pour 2025.

Ces évolutions concernent principalement le dimensionnement de la prime pour prix négatifs et notamment ses conditions de versement :

1. modification des modalités d'appréciation de l'absence de production :

- la production d'une installation est appréciée en tenant compte de l'énergie corrigée à la suite de l'éventuelle participation de l'installation aux mécanismes d'équilibrage ;
- une tolérance de production résiduelle est laissée au producteur ; cette tolérance est égale à une fraction de la puissance installée de l'installation ;

2. suppression de la condition d'absence de production dans certaines situations : deux situations permettent à l'installation de toucher la prime pour prix négatifs quand bien même elle injecterait une production sur le réseau au-delà de la tolérance mentionnée au paragraphe précédent :

- le prix spot est négatif, mais supérieur à un seuil, fixe à - 0,1 €/MWh ;
- le prix spot est négatif, mais le prix issu d'au moins une des enchères du couplage infra-journalier est positif.

La loi de finances pour 2025 prévoit aussi que le soutien est versé sur l'énergie corrigée des activations sur les mécanismes d'équilibrage (notamment : mécanisme d'ajustement et services système).

Ces évolutions ont pour objectif de diminuer l'impact des modalités du soutien aux EnR sur les prix de l'électricité et sur le système électrique dans son ensemble. En particulier, la première mesure permet d'assurer l'arrêt des installations au moment opportun pour le système tandis que la seconde adapte la profondeur d'arrêt au besoin effectif du système. Enfin, la dernière favorise la participation des EnR aux mécanismes d'équilibrage, sans que les offres déposées ne soient déformées artificiellement par les mécanismes de soutien.

5.6. Synthèse des effets indirects de l'aide octroyée

A la date d'écriture de ce rapport, les mises en service des lauréats d'un appel d'offres PPE2 sont encore trop faibles pour conclure de manière certaine sur les effets indirects de l'aide octroyée. Cependant, les premières analyses font apparaître un bénéfice net des premières installations mises en service sur la diminution du recours à une production carbonée, entraînant des baisses d'émissions de CO₂ (qui sont surtout imputables à de la production de pays voisins, la France étant globalement dans une position exportatrice d'électricité).

Par ailleurs, une légère diversification du panorama concurrentiel sur le marché de l'électricité est observable ; EDF conserve cependant une position dominante, d'autant plus qu'il reste la première maison-mère en matière de volumes lauréats des appels d'offres PPE2. La diversification des acteurs devrait s'accroître avec la mise en service progressive de volumes supplémentaires et l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs (cf. notamment partie 2.2).

Enfin, s'agissant de l'impact des lauréats des appels d'offres PPE2 sur les prix de court terme de l'électricité, ils sont, du fait de la faible mise en service des parcs lauréats à la date de l'écriture de ce rapport, peu mesurables ; les modifications des conditions du complément de rémunération entre les périodes devraient cependant permettre une diminution de l'occurrence des périodes de prix négatifs et de leur profondeur dans les prochaines années.

6. Proportionnalité de l'aide octroyée

6.1. Le niveau des aides octroyées a-t-il été proportionné ?

6.1.1. Analyse des niveaux de TRI projet anticipés des candidats aux appels d'offres PPE2

Dans la suite du rapport, l'indicateur de rentabilité retenu correspond au taux de rentabilité interne des projets sur 20 ans (« TRI projet »), avant imposition. Les données financières permettant le calcul de cet indicateur sont transmises par les candidats dans leur dossier de candidature à l'appel d'offres : elles sont donc strictement déclaratives.

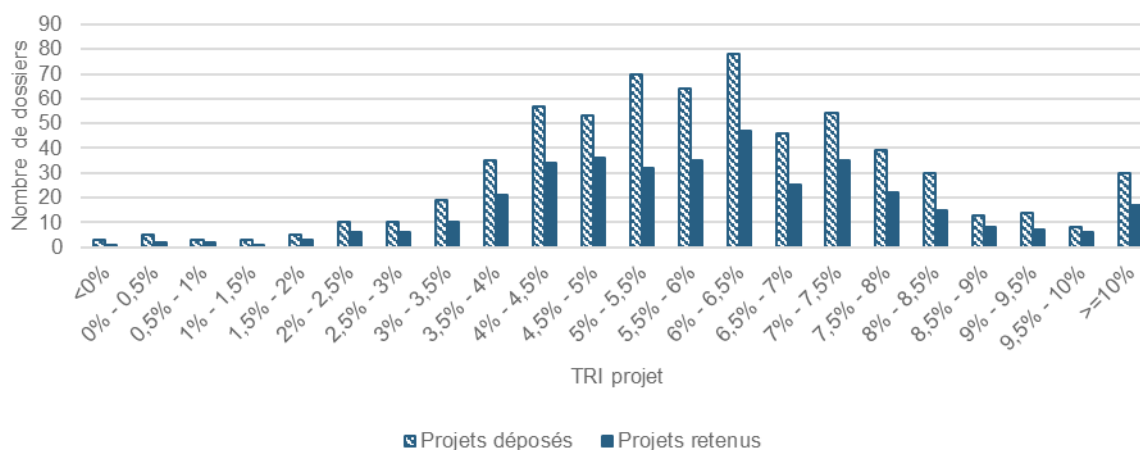
Les dossiers⁹⁸ déposés à l'appel d'offres Autoconsommation sont ceux affichant les TRI projet les plus élevés⁹⁹, en moyenne de 7,7 %. A l'inverse, les dossiers déposés à l'appel d'offres PV Innovant affichent les TRI projets les plus bas, en moyenne de 2,4 %. Ceux des dossiers déposés à l'appel d'offres PV Sol et à l'appel d'offres PV Bâtiment présentent une moyenne similaire, respectivement de 4,5 % et 4,4 %, de même que les projets déposés à l'appel d'offres Eolien terrestre et à l'appel d'offres Neutre, respectivement de 5,7 % et 5,1 % (pour rappel, les dossiers retenus dans le cadre de l'appel d'offres Neutre portent à la fois sur des installations photovoltaïques au sol et des installations éoliennes à terre).

En rassemblant les données de chaque appel d'offres par technologie de production, il apparaît que les projets éoliens à terre prévoient une rentabilité plus élevée en moyenne (5,7 %) que les candidats présentant des projets photovoltaïques au sol (4,5 %) ou sur bâtiment (4,3 %), exceptés donc pour les projets en autoconsommation (qui sont systématiquement des projets photovoltaïques, principalement sur bâtiment). Cette spécificité des projets en autoconsommation peut s'expliquer par le fait que l'économie de ces projets repose principalement sur les économies sur facture anticipées sur vingt ans, par nature très incertaines, d'où des projets plus risqués et donc des niveaux de TRI Projet plus élevés.

La rentabilité moyenne attendue de l'ensemble des dossiers déposés (4,8 %) n'est que très légèrement supérieure à la rentabilité moyenne attendue des dossiers retenus (4,7 %).

Les figures ci-dessous représentent les distributions de TRI projets des dossiers déposés et retenus pour chaque appel d'offres.

Figure 61 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres Eolien terrestre



⁹⁸ Deux dossiers ont été retirés de l'analyse, car ils présentaient des valeurs aberrantes faussant les résultats statistiques. Par ailleurs, une dizaine de dossiers présentent des données ne permettant pas le calcul d'un TRI.

⁹⁹ A noter que les lauréats de l'appel d'offres Autoconsommation bénéficient d'un contrat de complément de rémunération sur 10 ans, contrairement aux autres lauréats d'appels d'offres dont le contrat est de 20 ans.

Figure 62 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres PV Bâtiment

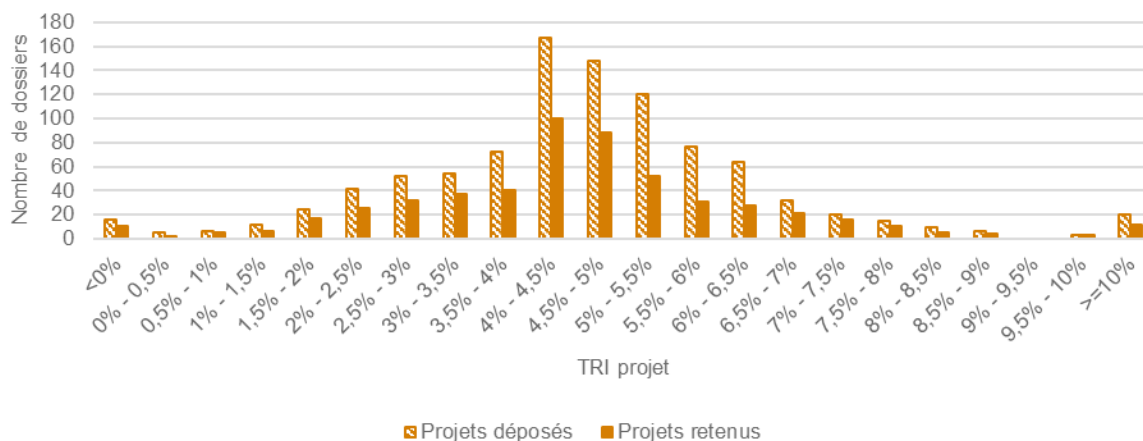


Figure 63 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres PV Sol

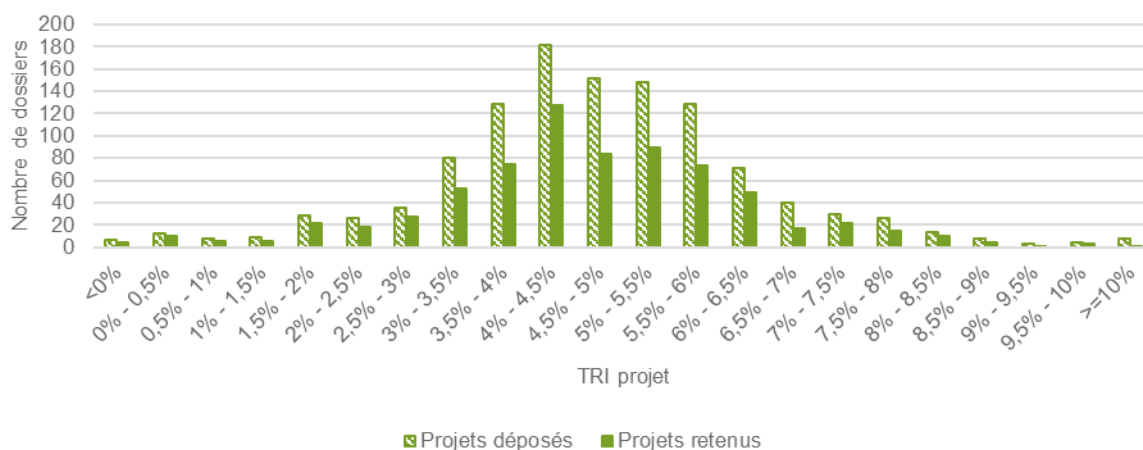


Figure 64 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres Neutre

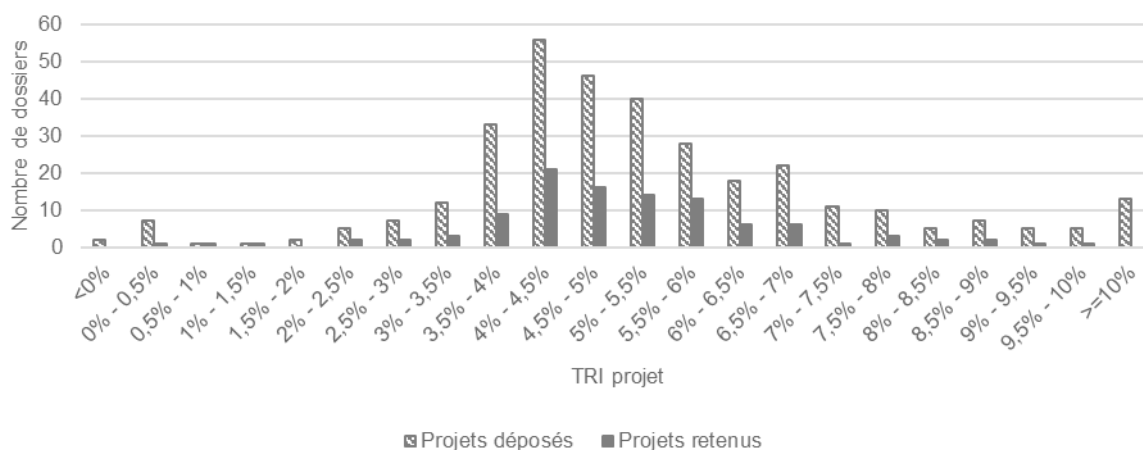


Figure 65 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres Autoconsommation

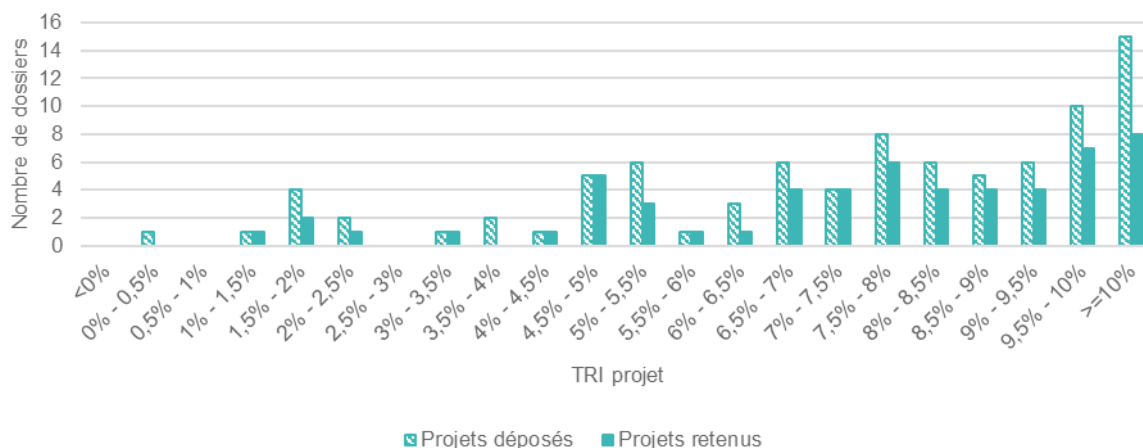
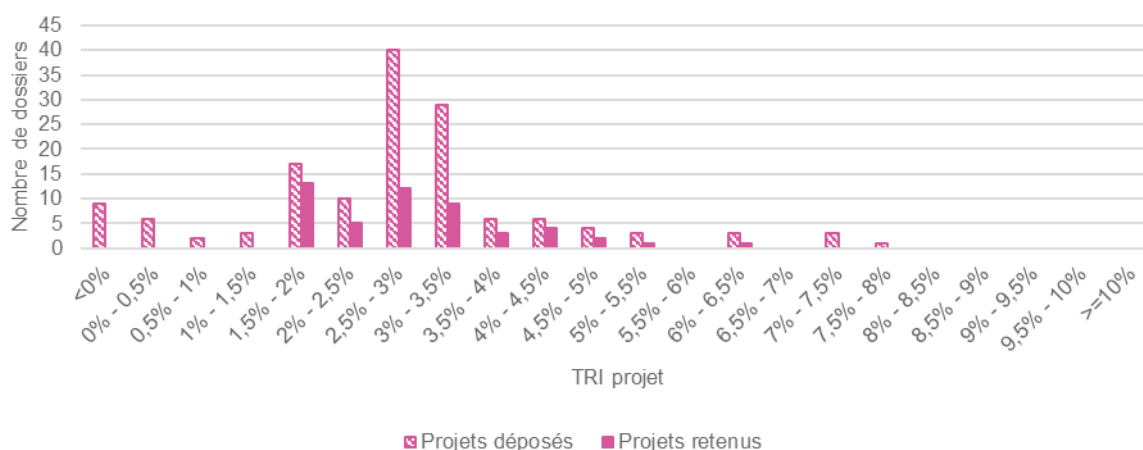


Figure 66 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres PV Innovant



Un certain nombre de projets présentent des rentabilités négatives ou très faibles qui, au-delà des éventuelles erreurs de déclaration dans le plan d'affaires, peuvent correspondre à des situations où l'investisseur recherche une rentabilité sur une durée sensiblement plus longue que les vingt années du contrat de soutien, la durée de vie des installations photovoltaïques et éoliennes étant généralement estimée entre 20 et 30 ans¹⁰⁰.

¹⁰⁰ Le TRI projet à 30 ans est en moyenne de 6,2 % pour l'ensemble des dossiers déposés, contre 4,8 % pour le TRI projet à 20 ans.

La Figure 67 ci-dessous représente l'évolution des TRI projet moyens des dossiers déposés et retenus par type d'appel d'offres et par période :

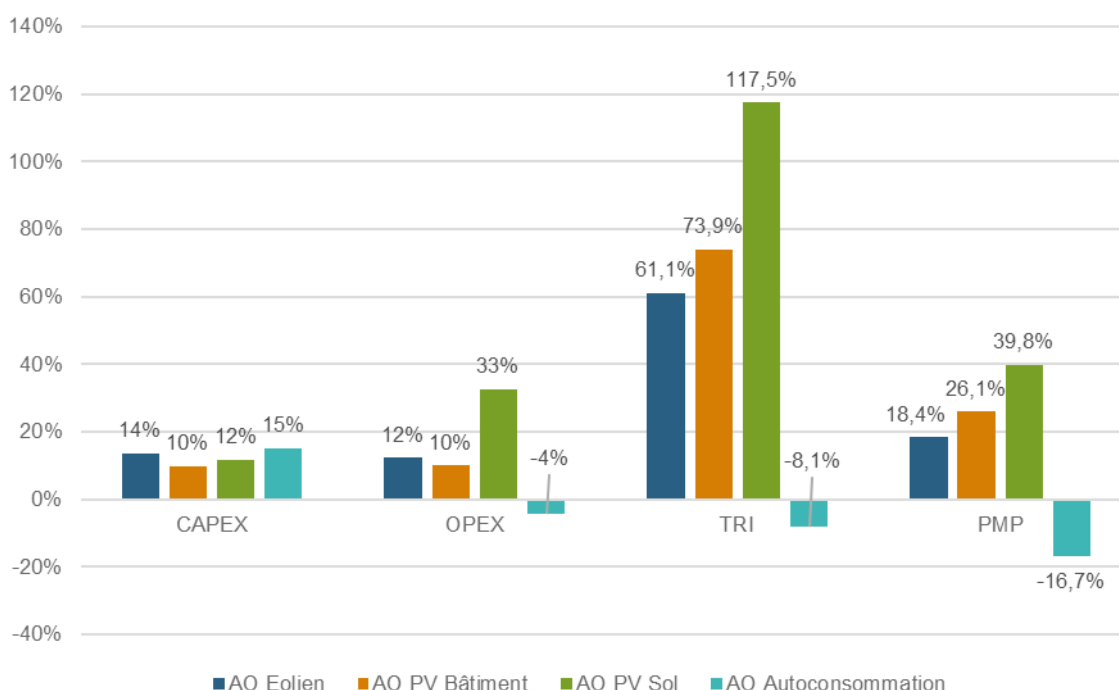
Figure 67 : TRI projet moyens sur 20 ans des dossiers retenus (traits pleins) et déposés (traits en pointillés), par période et par type d'appel d'offres

[SDA]

Les rentabilités moyennes attendues s'agissant des dossiers déposés étaient relativement « modérées » (hors Appel d'offres autoconsommation) lors des premières périodes d'appels d'offres (autour de 2-3 % pour les projets photovoltaïques et 3-4 % pour les projets éoliens à terre) et se sont stabilisées autour de début 2023 à des niveaux bien plus élevés (autour de 6 % pour les projets éoliens à terre et autour de 4-5 % pour les projets photovoltaïques, dont les TRI projet semblent depuis avoir amorcé une baisse). Les constats sont similaires en considérant uniquement les dossiers retenus.

Cette hausse est concomitante à celle des prix moyens pondérés par période d'appel d'offres (cf.) et à celle des CAPEX et OPEX prévisionnels déclarés par les candidats. La Figure 68 ci-dessous présente les taux d'évolution des CAPEX, des OPEX, des TRI projet moyens et des prix moyens pondérés des dossiers déposés par appel d'offres entre octobre 2021 et janvier 2023 :

Figure 68 : Taux d'évolution des CAPEX, OPEX, TRI projet moyens et prix moyens pondérés des projets déposés sur la période octobre 2021 - janvier 2023, par appel d'offres¹⁰¹



NB : Une analyse plus détaillée de l'évolution des conditions économiques des projets, et notamment des montants de CAPEX et d'OPEX prévisionnels déclarés par les candidats, est disponible en Annexe 3 : Analyse détaillée de l'évolution des prix, des CAPEX et des OPEX des projets.

L'augmentation des TRI projet du fait de la crise inflationniste implique que la hausse des prix est en théorie « plus forte » que la hausse des coûts. Cela peut notamment s'expliquer par l'évolution des conditions financières des projets.

¹⁰¹ Une analyse plus détaillée des conditions économiques des projets, et notamment des montants de CAPEX et d'OPEX prévisionnels déclarés par les candidats, est disponible en annexe 3.

En effet, les taux d'emprunt ont également atteint un pic entre 4 % et 4,5 % à la fin de l'année 2023 (selon les données déclarées, confirmées par les données de marché d'évolution des taux), mais n'ont pas retrouvé leur niveau d'avant crise, en atteignant des valeurs entre 3 % et 4 % au premier semestre 2025 (contre 1,7 % à 2 % à fin 2021). Le financement des projets étant majoritairement constitué de dette¹⁰², ces taux élevés renchérissent les coûts de financement des projets, ce qui contribue à une hausse plus forte et une baisse plus faible des prix proposés par rapport aux coûts des projets. Les effets de leviers sont désormais davantage limités pour les projets, ce qui a contribué à la hausse des TRI projet et à leur maintien à un niveau supérieur à celui du lancement des appels d'offres PPE2. Plus généralement, le contexte de plus grande volatilité sur l'économie des projets des dernières années a pu renforcer le niveau de risque perçu par les financeurs des projets, d'où des cibles de rentabilité plus élevées.

Ainsi, si au lancement des appels d'offres PPE2, une hausse des TRI projet a pu être constatée dans un contexte de crise (hausse des CAPEX/OPEX et des coûts de financement), ces TRI se sont stabilisés depuis le début de l'année 2023. L'amorce d'une baisse est même observable pour les projets photovoltaïques.

La CRE demeure vigilante sur la proportionnalité des aides délivrées, notamment en recommandant régulièrement des évolutions sur les prix plafonds des appels d'offres lorsqu'elles apparaissent nécessaires, et en s'assurant d'un niveau de concurrence satisfaisant permettant une bonne formation des prix par rapport aux coûts des projets.

6.1.2. Analyse des niveaux de TRI projet théoriques des candidats aux appels d'offres PPE2 dans le cas où ils ne bénéficieraient pas d'un tarif de soutien

L'examen de la rentabilité des projets dans le cas où ils ne bénéficieraient pas de subventions étatiques via un contrat de complément de rémunération peut contribuer à fournir des informations sur la proportionnalité des aides octroyées, même si cette analyse comprend des limites certaines. En tout état de cause, une comparaison de l'évolution des TRI projet avec celle des CMPC serait utile pour fournir une analyse plus complète de la proportionnalité des aides, le calcul des CMPC étant cependant particulièrement complexe dans le cas d'espèce.

Afin d'estimer le niveau des TRI projet sans aides, toutes choses égales par ailleurs, la CRE a repris les données complétées par les candidats dans leurs plans d'affaires prévisionnels (notamment les projections de prix de marché propres à chaque candidat, qui ne sont donc pas normalisées.). Le montant d'aides que le candidat déclare qu'il va percevoir a été soustrait annuellement à l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE) du projet, lui aussi déclaré par le candidat dans son plan d'affaires, permettant d'obtenir le montant annuel de l'EBE sans aides, duquel on obtient le « TRI projet sans aides ». En particulier, il convient de noter que cette méthode ne tient pas compte des revenus liés à la vente de garanties d'origines que l'installation pourrait générer en l'absence de contrat de complément de rémunération. L'impact de ces revenus sur les TRI projet pourrait être limité en considérant le prix moyen des garanties d'origines dans le cadre des enchères organisées par l'Etat français en 2025 étant de 0,6 €/MWh. Cependant, l'absence de contrat de soutien pourrait en tout état de cause avoir un effet sur le prix des garanties d'origine.

¹⁰² En moyenne sur les périodes qui se sont tenues entre 2024 et mi-2025, les montants investis dans les projets retenus reposaient sur de la dette à hauteur de 72 % pour l'AO « PV Bâtiment », de 74 % pour les installations photovoltaïques au sol et de 69 % pour les installations éoliennes à terre.

La Figure 69 ci-dessous présente ainsi les niveaux de TRI projet moyens avec et sans bénéfice d'un contrat de complément de rémunération, pour chaque période d'appel d'offres :

Figure 69 : TRI projet moyens des dossiers retenus avec (traits pleins) et sans aides (traits pointillés), par appel d'offres et par période¹⁰³

[SDA]

En l'absence d'aides, les TRI projet moyens des dossiers retenus diminuent de 3,6 pp en moyenne. La diminution la plus forte est constatée pour les projets issus de l'appel d'offres PV Bâtiment, avec des TRI projet en moyenne plus bas de 5,1 pp. Elle est à l'inverse la plus faible pour les projets issus de l'appel d'offres Autoconsommation, avec une diminution moyenne de 0,7 pp¹⁰⁴.

Pour les premières périodes d'appels d'offres PPE2 (second semestre 2021), les écarts entre TRI avec et sans aides étaient relativement conséquents. Un rapprochement s'observe à partir de 2022, principalement dû à la forte hausse des prix de marché de l'électricité. Depuis 2023, l'écart entre les TRI avec et sans aides augmente de nouveau, du fait de la baisse des prix de l'électricité.

La CRE insiste cependant à nouveau sur les limites de la modélisation effectuée, ce qui incite à la vigilance sur les résultats obtenus et leur utilisation afin de juger de la proportionnalité des aides octroyées.

6.2. La clause de sous-souscription a-t-elle contribué à la proportionnalité de l'aide ?

La clause de sous-souscription (appelée « règle de compétitivité » dans les cahiers des charges et dans la suite du rapport) est appliquée si la puissance cumulée des offres conformes est inférieure ou égale à la puissance appelée. Dans ce cas, les offres conformes les moins bien notées sont éliminées jusqu'à ce que le volume des offres éliminées soit :

- supérieur ou égal à 5 % de la puissance des offres conformes lorsque le volume des offres conformes est supérieur ou égal à 95 % de la puissance appelée ;
- supérieur ou égal à x % de la puissance des offres conformes lorsque le volume des offres conformes est supérieur ou égal à 100-x % de la puissance appelée, avec x variant linéairement entre 5 % et 20 % ;
- supérieur ou égal à 20 % de la puissance des offres conformes lorsque le volume des offres conformes est inférieur ou égal à 80 % de la puissance appelée.

S'agissant des appels d'offres PV Bâtiment et PV Sol, la règle de compétitivité s'applique également sur le volume réservé. Pour rappel, cette catégorie regroupe les projets dont la puissance crête installée est inférieure à 1 MWc pour l'appel d'offres PV Bâtiment et inférieure à 5 MWc pour l'appel d'offres PV Sol. Les projets éliminés du volume réservé à la suite de l'application de la règle de compétitivité sont « rebasculés » dans le volume restant et peuvent donc *in fine* être sélectionnés s'ils sont suffisamment compétitifs.

La règle de compétitivité a évolué depuis son introduction dans les appels d'offres dits CRE4. En effet, elle prévoyait précédemment une élimination supérieure ou égale à 20 % de la puissance cumulée des offres conformes, quelle que soit la puissance souscrite, lorsque celle-ci était inférieure à la puissance appelée.

¹⁰³ Le calcul du TRI projet moyen sans aides n'est pas possible pour la période 3 de l'appel d'offres Eolien, car tous les dossiers retenus présentent des valeurs annuelles d'Excédent Brut d'Exploitation négatives, ne permettant pas de déduire le TRI projet.

¹⁰⁴ Par ailleurs, les calculs de la moyenne des TRI projet sans contrats de soutien n'incluent pas les dossiers pour lesquels les Excédents Bruts d'Exploitation (EBE) déclarés sont négatifs sur 20 ans en retirant les aides, car des valeurs constamment négatives ne permettent pas de calculer le TRI. Ces dossiers ne sont pas viables sans aides puisqu'ils ne génèrent que des charges. Cela concerne 18% des dossiers de l'appel d'offres Eolien à terre, 10 % des dossiers de l'appel d'offres PV Sol, 7 % des dossiers de l'appel d'offres PV Bâtiment, 14 % des dossiers de l'appel d'offres Neutre et 8 % des dossiers de l'appel d'offres PV Innovant. Aucun dossier de l'appel d'offres Autoconsommation n'est concerné.

Dans le cadre des appels d'offres PPE2, la règle de compétitivité conduisant à l'élimination de projets du volume total (le cas échéant du volume restant dans le cadre des appels d'offres PV Sol et PV Bâtiment) a été appliquée 14 fois sur les 35 périodes comprises dans le périmètre de ce rapport. Plus précisément, elle a été appliquée :

- 7 fois sur les 10 périodes de l'appel d'offres PV Bâtiment ;
- 1 fois sur les 8 périodes de l'appel d'offres PV Sol ;
- 3 fois sur les 9 périodes de l'appel d'offres Eolien terrestre ;
- 3 fois sur les 4 périodes de l'appel d'offres Autoconsommation.

Cette clause n'a jamais été appliquée pour les appels d'offres Neutre (3 périodes considérées dans le rapport) et PV Innovant (1 période).

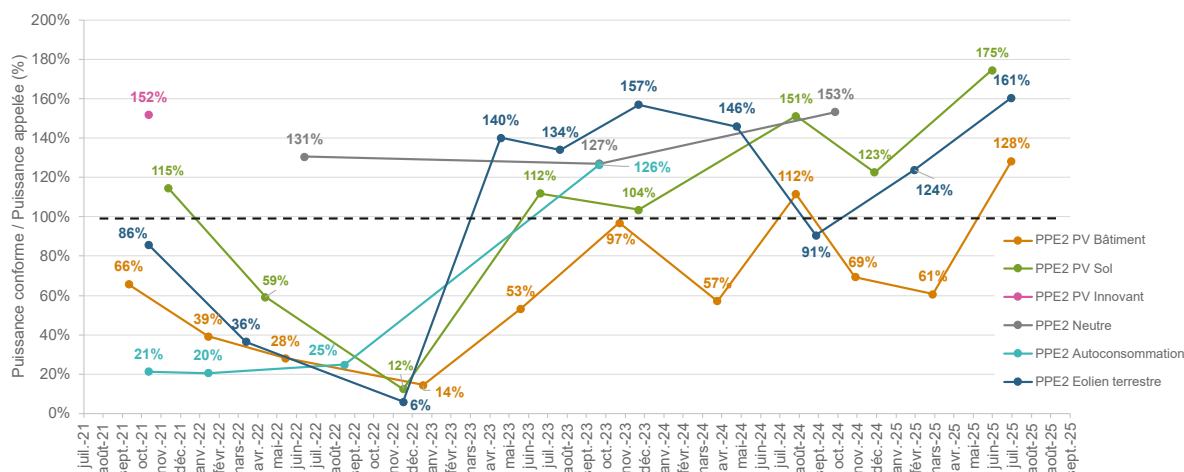
Par ailleurs, la règle de compétitivité a été appliquée sur le volume réservé 15 fois sur les 18 périodes concernées :

- sur chacune des 10 périodes pour l'appel d'offres PV Bâtiment ;
- 5 fois sur les 8 périodes de l'appel d'offres PV Sol.

Les analyses réalisées ci-dessous ne concerne que l'application de la règle de compétitivité conduisant à l'élimination de projets du volume total (ou du volume restant s'agissant des appels d'offres PV Sol et PV Bâtiment).

La clause de sous-souscription a majoritairement été activée au début de la vague d'appel d'offres PPE2, sur la période 2021-2022, coïncidant avec la crise énergétique et inflationniste. Depuis le second semestre 2023, les différents appels d'offres (hors appel d'offres PV Bâtiment) ont retrouvé des niveaux de souscription davantage satisfaisants (notamment du fait de nombreuses recandidatures), proches ou surpassant les volumes appelés, comme le montre la figure ci-dessous :

Figure 70 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2, défini comme le ratio entre la puissance cumulée des dossiers conformes par la puissance appelée



La 72 ci-dessous compare les prix moyens pondérés (PMP) des projets retenus et des projets éliminés à la suite de l'application de la règle de compétitivité, par périodes pour lesquelles la règle a été appliquée :

Figure 71 : Comparaison des PMP des dossiers retenus (traits pleins) et des dossiers éliminés à la suite de l'application de la règle de compétitivité (traits pointillés), par période et par type d'appel d'offres

[SDA]

Les PMP des projets éliminés par la règle de compétitivité sont par construction plus élevés que les PMP des projets retenus. [SDA]

La règle de compétitivité permet donc de recréer un niveau satisfaisant de concurrence en cas d'appel d'offres sous-souscrit et de limiter le coût du soutien pour l'Etat, en incitant les candidats à déposer des offres au plus près de leurs coûts même en cas de sous-souscription.

Cependant, la règle retenue prévoit l'élimination d'une puissance variable croissante avec le niveau de sous-souscription, ce qui suggère un lien de proportionnalité entre le niveau de sous-souscription et l'ampleur du défaut de concurrence, qui n'a rien d'évident. Ainsi, un appel d'offres qui serait souscrit au niveau de la puissance appelée ou à un niveau proche, ne présente aucune garantie d'un niveau de concurrence satisfaisant. Dans le cadre de sa délibération portant avis sur les cahiers des charges des appels d'offres PPE2 en 2021¹⁰⁵, la CRE avait recommandé de conserver une proportion fixe de 20 % de puissance éliminée afin d'assurer une pression concurrentielle minimale dans tous les cas de figure. Cette recommandation n'a pas été suivie dans les appels d'offres PPE2, ce qui peut contribuer diminuer la proportionnalité des aides octroyées.

¹⁰⁵ Délibération n°2021-169 de la CRE du 17 juin 2021 portant avis relatif aux sept projets de cahiers des charges d'appels d'offres pour le soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable pour la période 2021/2026.

6.3. Les prix plafonds ont-ils contribué à la proportionnalité de l'aide ?

Les prix plafonds sont fixés en amont des périodes des appels d'offres par le gouvernement et communiqués à la CRE qui instruit les appels d'offres. Tous les candidats proposant un tarif de référence strictement supérieur au prix plafond sont éliminés.

Les prix plafonds pour les appels d'offres Eolien terrestre, Neutre, PV Sol et PV Bâtiment étaient initialement publics, jusqu'à l'automne 2022¹⁰⁶. À la suite des recommandations de la CRE visant à limiter les comportements stratégiques des candidats dans un contexte de sous-souscription des appels d'offres, les prix plafonds ont été confidentialisés pour les périodes suivantes. Pour les appels d'offres Autoconsommation et PV Innovant, dont les dernières périodes de candidature se sont respectivement tenues en octobre 2023 et en novembre 2021, les prix plafonds n'ont jamais été confidentiels.

¹⁰⁶ Plus précisément pour les périodes 1 et 2 de l'appel d'offres Eolien terrestre, la période 1 de l'appel d'offres Neutre, les périodes 1, 2 et 3 de l'appel d'offres PV Bâtiment et les périodes 1 et 2 de l'appel d'offres PV Sol.

La Figure 72 ci-dessous représente la part des dossiers déposés présentant un prix de référence strictement supérieur au prix plafond par type d'appels d'offres et par période :

Figure 72 : Part des dossiers déposés présentant un prix de référence strictement supérieur au prix plafond par type d'appels d'offres et par période

[SDA]

La transition entre des prix plafonds publics et des prix plafonds confidentialisés est bien visible sur la Figure 72 autour de décembre 2022, avec des écarts aux prix plafonds assez élevés au démarrage du dispositif. [SDA]

Les prix plafonds permettent de ne pas sélectionner de projets présentant des tarifs de référence jugés comme excessifs au regard de l'économie réelle des projets. Les parts de dossiers présentant des prix de référence strictement supérieurs aux prix plafonds représentés sur la Figure 72 montrent que l'établissement d'un prix plafond contribue au caractère proportionné des aides délivrées.

Annexe 1 : Liste originale des questions de la Commission européenne et emplacement de la réponse dans le rapport

Questions de la Commission européenne	Emplacement de la réponse
Effets directs	
Quel est le montant des aides octroyées ?	2.1
Combien d'entreprises ont bénéficié du régime d'aide ?	2.2
Combien de nouvelles installations ont bénéficié du régime d'aide ?	2.3
Quelle capacité a bénéficié du régime d'aide et pour quelle quantité d'énergie produite ?	2.4
Quels ont été les principaux types de projets candidats (retenus et non retenus) ?	2.5
Quels ont été les principaux types de candidats (retenus et non retenus) ?	2.6
Ces mesures ont-elles varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	Inclus dans les réponses précédentes
Effets globaux	
Le régime d'aide a-t-il permis le développement de nouvelles capacités par rapport à l'absence d'aide ?	3
Le régime d'aide a-t-il permis l'accroissement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par rapport à l'absence d'aide ?	3
Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	Inclus dans les réponses précédentes
Effets spécifiques à certaines catégories ou certains critères	
Quelle est la proportion (en nombre et capacité) des projets participatifs (projets ayant bénéficié du critère Financement collectif ou Gouvernance partagée) dans les appels d'offres en termes d'offres reçues, retenues et éliminées ?	4.1
Quels ont été les principaux types de projets bénéficiaires ?	4.2
Les critères « participatifs » ont-ils permis d'accroître le nombre de projets participatifs par rapport à l'absence d'aide ?	4.3
Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur les autres critères de sélection ?	4.3

Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur le taux de chute des projets ?	4.4
Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur l'acceptabilité des projets ?	4.5
Quel a été l'impact des critères « participatifs » sur le délai de mise en service ?	4.6
Quels ont été les impacts des critères « environnementaux » (notation carbone, pertinence environnementale, qualité environnementale) sur le coût du soutien ?	4.7
Quels ont été les impacts des critères « environnementaux » (notation carbone, pertinence environnementale, qualité environnementale) sur les objectifs recherchés ?	4.7
Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	Inclus dans les réponses précédentes
Effets indirects	
Quel est l'impact attendu du régime sur les niveaux et les coûts de réduction des émissions de CO2 par les bénéficiaires ?	5.1
Le régime a-t-il accru la concurrence sur le marché de la production d'électricité ?	5.2
Le régime a-t-il eu un impact sur la position des grands bénéficiaires sur le marché ?	5.3
Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	Inclus dans les réponses précédentes
Y a-t-il eu des effets négatifs sur les prix de l'électricité ?	5.4
Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	5.5
Proportionnalité et caractère approprié	
Le niveau des aides octroyées a-t-il été proportionné ?	6.1
La clause de sous-souscription a-t-elle contribué à la proportionnalité de l'aide ?	6.2
Les prix plafonds ont-ils contribué à la proportionnalité de l'aide ?	6.3
Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories et périodes d'appels d'offres ?	Inclus dans les réponses précédentes

Annexe 2 : Méthodologie de la modélisation des émissions de CO₂ évitées utilisée en partie 5.1 du rapport

L'approche retenue pour estimer les émissions de CO₂ évitées par le parc de production solaire et éolien terrestre français issus des appels d'offres PPE2 s'appuie sur une modélisation simplifiée du fonctionnement du système électrique européen détaillée ci-après.

Approche générale

Le modèle représente, de manière simplifiée, l'équilibre offre-demande du système électrique, les interactions entre les différentes technologies de production carbonées et bas-carbone, ainsi que les flux commerciaux transfrontaliers.

L'équilibre offre-demande retenu dans le scénario de référence correspond à l'équilibre observé en pratique. Contrairement à un modèle théorique du système électrique, le scénario de référence n'est ainsi pas déterminé par la simulation d'un équilibre offre-demande optimal complet visant à minimiser les coûts sur l'ensemble des capacités de production disponibles : la production réellement démarrée est prise en compte comme scénario de référence, même si elle ne correspond pas nécessairement à la solution optimale.

L'équilibre contrefactuel est obtenu en partant du scénario de référence, duquel sont retirés les moyens de production renouvelables dont on souhaite mesurer les impacts indirects. La production des autres moyens disponibles est alors ajoutée selon l'ordre de préséance économique, jusqu'à satisfaction de la demande.

L'état du système électrique est décrit à la maille nationale pour sept pays européens : la France ainsi que les pays limitrophes de première couronne (Allemagne, Belgique, Suisse, Italie, Espagne et Royaume-Uni).

Les chroniques de production et de consommation réalisées sont observées au pas horaire. Cette granularité permet de décrire les arbitrages de court terme entre les différents moyens de production et, par conséquent, de mesurer les réductions d'émissions de CO₂ qui leur sont associées.

Les capacités d'interconnexion sont modélisées entre la France et chacun des autres pays, afin de limiter les échanges commerciaux supplémentaires possibles entre le scénario de référence et le scénario contrefactuel.

Étapes de la modélisation

La modélisation s'articule autour des quatre étapes suivantes, détaillées ci-après :

1. constitution des chroniques horaires : collecte et mise en forme des données nécessaires à la modélisation ;
2. construction d'un scénario contrefactuel ;
3. détermination du nouvel équilibre offre-demande ;
4. consolidation des résultats.

Constitution des chroniques horaires des données nécessaires à la modélisation

Données au pas de temps horaire entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025 :

- production par technologie ;
- consommation ;
- flux aux interconnexions.

Périmètre :

- France ;

- Allemagne ;
- Belgique ;
- Suisse ;
- Espagne ;
- Italie ;
- Royaume-Uni.

Source des données : RTE, ENTSOE.

Construction du scénario contrefactuel

Le scénario contrefactuel est élaboré à partir des chroniques de production réalisées, dont on soustrait la production solaire et éolienne terrestre française. La production éolienne en mer est maintenue à son niveau réalisé, celle-ci n'étant pas concernée par le régime d'appel d'offres PPE2 étudié dans le cadre du présent rapport.

Dans ce scénario contrefactuel, l'absence de production solaire et éolienne terrestre française entraîne un nouvel équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

La demande étant considérée comme inélastique, la production doit s'ajuster pour satisfaire la même consommation que dans le scénario réalisé.

Les moyens de production sont classés par ordre croissant de coûts variables selon leur technologie. Les moyens renouvelables sont considérés comme ayant un coût variable quasi nul. Le nucléaire présente un coût variable faible. Viennent ensuite les moyens carbonés, dont le coût variable est plus élevé. La production hydraulique est quant à elle considérée comme inélastique.

Le déficit de production engendré par l'absence du parc solaire et éolien terrestre français est compensé par les moyens disponibles. Les moyens sollicités sont, par ordre de priorité, ceux présentant les coûts variables les plus faibles, puis ceux aux coûts variables immédiatement supérieurs, et ce jusqu'à satisfaction complète de la demande.

La production située dans les pays voisins ne peut être mobilisée que dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles.

Une fois le nouvel équilibre offre-demande déterminé dans le scénario contrefactuel, sa conformité avec les contraintes techniques des moyens de production et des interconnexions est vérifiée.

Consolidation des résultats

Le modèle permet d'estimer les variations de production, exprimées en MWh, de chacune des technologies au sein de chaque pays entre le scénario de référence et le scénario contrefactuel. Ces variations mesurent l'impact indirect de la production solaire et éolienne terrestre française sur le mix énergétique mobilisé pour satisfaire la demande, notamment s'agissant du recours aux moyens de production carbonés.

L'étape finale consiste à appliquer un facteur d'émission unitaire de CO₂, exprimé en tCO₂/MWh aux variations de production afin d'obtenir la variation d'émissions de CO₂ entre le scénario de référence et le scénario contrefactuel. Cette approche permet d'identifier et de quantifier les variations d'émissions attribuables à chaque technologie de production et à chaque pays considéré dans le modèle.

Limites du modèle

Comme tout modèle d'estimation de ce type, celui-ci privilégie les facteurs les plus déterminants pour le résultat recherché, tout en simplifiant les aspects secondaires. Les facteurs considérés comme décisifs sont l'ensemble des arbitrages possibles entre les différentes technologies de production – renouvelables, nucléaire et énergies carbonées – du système électrique modélisé, sous contrainte de disponibilité des capacités de production et d'interconnexion.

Les principales simplifications du modèle incluent :

- des moyens de production idéalement flexibles. Les coûts de démarrage et les rampes de montée en puissance sont négligés dans la détermination de l'équilibre offre-demande horaire du scénario contrefactuel. Toutefois, pour le nucléaire français, les modulations à la hausse sont encadrées en les limitant aux modulations économiques à la baisse observées en pratique dans le scénario de référence ;
- une demande d'électricité inélastique. La consommation ne réagit pas au coût marginal de l'électricité, plus élevé dans le scénario contrefactuel ;
- une offre hydroélectrique inélastique. La production hydraulique est considérée comme identique dans le scénario de référence et dans le scénario contrefactuel ;
- des capacités installées de production fixe (hors solaire et éolien à terre). Les autres technologies de production sont supposées n'avoir pas été développées en compensation de l'absence de capacités solaires et éoliennes terrestres ;
- des effets mesurés à la maille du parc solaire et éolien terrestre français. La contribution des projets soutenus dans le cadre des appels d'offres dits PPE2 est estimée au prorata de leur part dans le parc total, au lieu d'être estimée directement ;
- une vision simplifiée des échanges transfrontaliers. Les échanges sont représentés uniquement sous forme de flux commerciaux. Les capacités d'échange entre la France et les autres pays correspondent aux capacités commerciales. Les flux de bouclage et les flux de transit ne sont pas représentés ;
- des capacités d'échange entre pays tiers négligées. Les interconnexions ne concernant pas directement la France sont considérées comme ayant un impact secondaire sur l'équilibre offre-demande ;
- une absence de congestion sur les réseaux nationaux. Il est supposé que les moyens de production disponibles peuvent être sollicités sans limitation de transit interne.

Annexe 3 : Analyse détaillée de l'évolution des prix, des CAPEX et des OPEX des projets

Les tarifs moyens proposés par les candidats retenus ont légèrement diminué depuis l'année 2023, après avoir fortement augmenté pendant la crise. La hausse de la concurrence devrait contribuer à accélérer cette baisse.

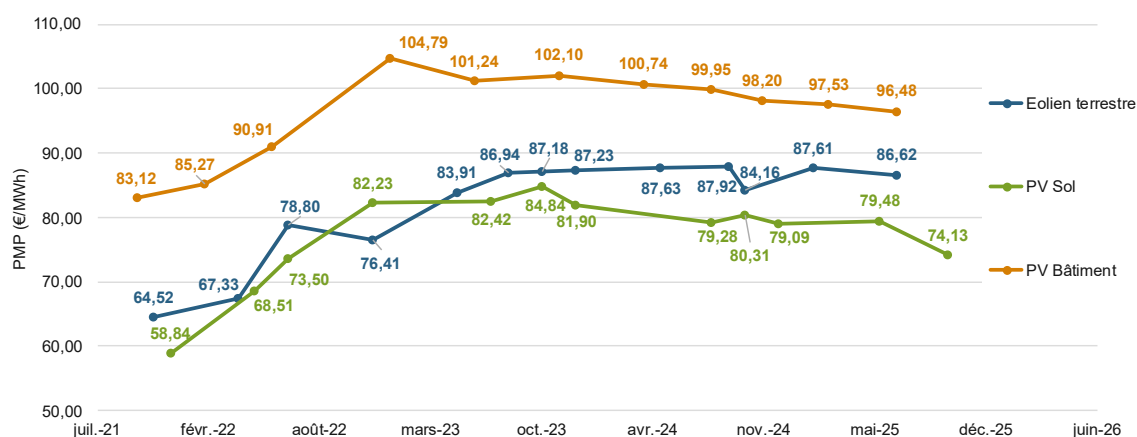
Du lancement des appels d'offres PPE2 fin 2021 à mi-2023, les tarifs proposés par les projets ont suivi une tendance à la hausse. En effet, les prix moyens (pondérés par la puissance) des projets retenus ont augmenté sur cette période :

- de 22 % pour les projets photovoltaïques sur bâtiments ;
- de 40 % pour les projets photovoltaïques au sol ;
- de 35 % pour les projets éoliens.

Depuis mi-2023 et jusqu'à juin 2025, s'agissant des projets photovoltaïques, les prix proposés ont légèrement diminué par rapport à leur niveau maximum pendant la crise (d'environ - 4 % pour les installations au sol et sur bâtiments). Les dernières périodes d'appels d'offres instruites au second semestre 2025¹⁰⁷ confirment cette tendance à la baisse, particulièrement renforcée s'agissant des installations au sol : - 5 % pour le photovoltaïque sur bâtiment et - 10 % pour le photovoltaïque au sol.

En revanche, les prix proposés par les projets éoliens sont restés stables depuis mi-2023, y compris en tenant compte de la dernière période de l'appel d'offres Eolien à terre, dont la période de candidature s'est tenue en juillet 2025.

Figure 73 : Evolution des prix moyens proposés par les projets retenus pondérés par la puissance des projets par typologie d'installations¹⁰⁸, en euros courants (€/MWh) (jusqu'à fin 2025)



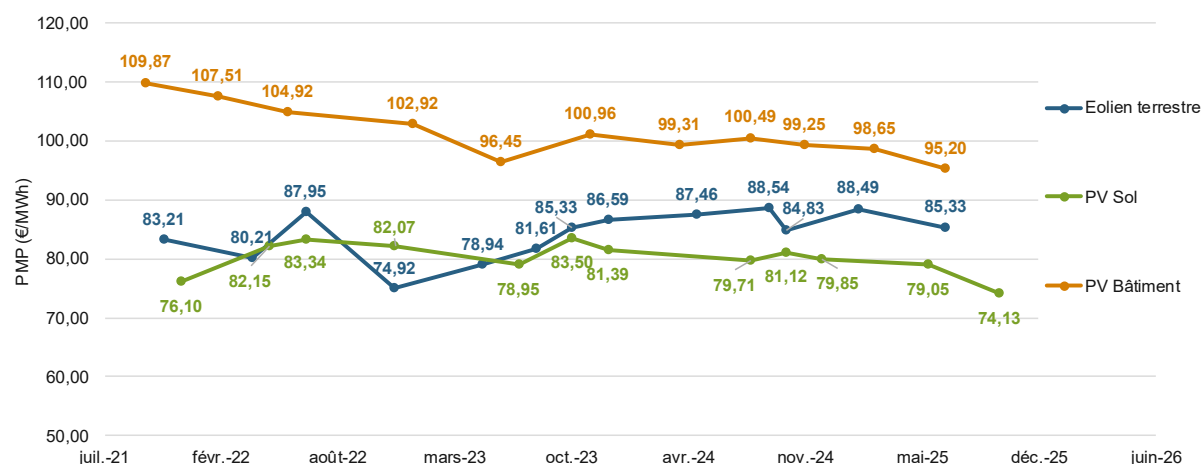
Comme le montre le graphique ci-dessous, les tarifs moyens des projets retenus indexés par le coefficient K (qui vise à refléter la hausse de l'ensemble des coûts, dont les coûts de financement) sont relativement stables s'agissant des projets solaires au sol (exception faite de la 4^e et dernière période de l'appel d'offres neutre, marquée par une très forte souscription de projets au sol) et éolien à terre depuis 2021 (pas de baisse des coûts sur le plan « technologique » a priori). S'agissant des projets solaires sur bâtiments, l'indexation des tarifs met en avant une tendance baissière des prix proposés.

¹⁰⁷ 9^e période de l'appel d'offres Eolien terrestre, 11^e période de l'appel d'offres PV Bâtiment et 4^e période d'appel d'offres Neutre.

¹⁰⁸ Sont exclues les installations lauréates des appels d'offres portant sur des installations en autoconsommation et sur des projets photovoltaïques « innovants ». S'agissant des installations lauréates de l'appel d'offres Neutre, les prix moyens proposés sont calculés suivant la typologie d'installation.

La hausse des prix proposés par les candidats semble donc bien en grande partie imputable aux hausses des coûts des projets.

Figure 74 : Evolution des prix moyens pondérés (PMP) indexés par le coefficient K (considéré en octobre 2025) des projets retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 instruits jusqu'à fin 2025 (AO Autoconsommation et AO PV Innovant exclus)



La filière de l'éolien terrestre est aujourd'hui caractérisée par des CAPEX de l'ordre de 1 700-1 800 €/kW (en baisse d'environ -100 à -150 €/kW par rapport au précédent rapport de la CRE) et un productible moyen de près de 2 300 hepp¹⁰⁹ (en baisse de -200 hepp¹¹⁰). Les montants d'investissement dédiés aux turbines ont fortement augmenté entre 2021 et fin 2022, mais leur part totale au sein des CAPEX est restée stable.

Entre novembre 2021 et février 2025, les CAPEX des projets retenus de la filière éolienne à terre ont varié entre un point bas de l'ordre de 1 600 €/kW (atteint en novembre 2021) et un point haut de l'ordre de 2 100 €/kW (atteint en décembre 2022). Ils se stabilisent en février 2025 autour de 1 750 €/kW. En comparaison, les coûts d'investissement moyens issus du panel constitué pour l'audit de la CRE « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » publié en avril 2014¹¹¹ se situaient entre 1 400 et 1 600 €/kW en fonction des années de mise en service (entre 2008 et 2012).

Plus précisément, le coût d'investissement, prédominant dans le coût de production pour les parcs éoliens à terre (60 % des coûts totaux), est composé à environ 60 % du coût des turbines (pour les dossiers retenus lors de la 9^e période, en février 2025). Les montants d'investissement dédiés aux turbines ont très fortement augmenté pendant la crise (+ 22 % entre 2021 et début 2023), notamment du fait de la hausse du prix de l'acier, avant de diminuer¹¹² (- 8 % de baisse depuis 2023) pour retrouver un niveau légèrement supérieur à celui d'avant-crise (+13 % d'augmentation entre 2021 et 2025). Leur part dans les CAPEX totaux est quant à elle restée relativement stable (en moyenne, 62 % sur toute la période). La hausse des CAPEX par rapport à l'avant-crise est aussi portée par la hausse des coûts de développement (+ 55 % entre 2021 et 2025) et du génie civil (+ 11 % sur la même période).

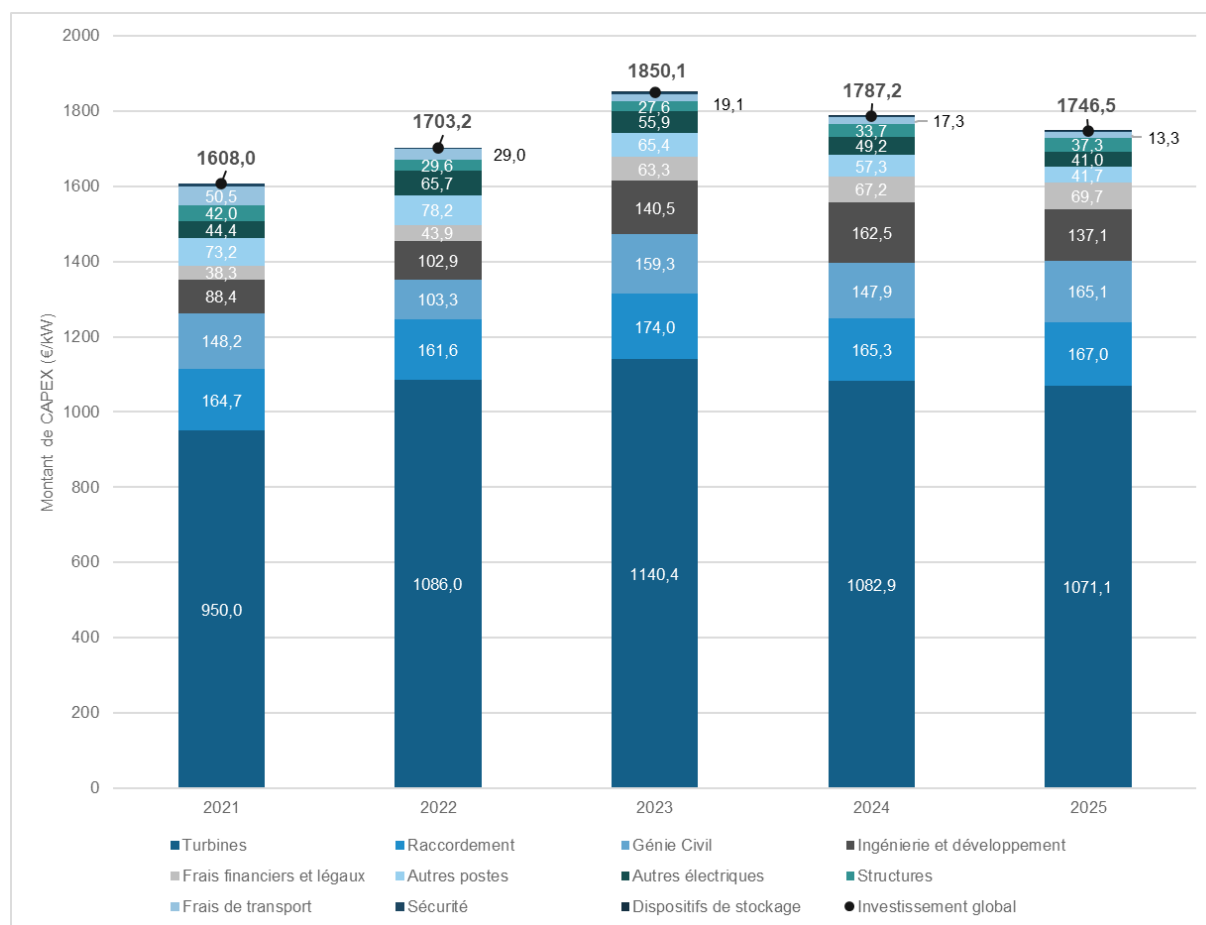
¹⁰⁹ Hepp : heures équivalentes pleine puissance. La notion de productible, exprimé en kWh d'énergie produits annuellement par kW de puissance installée, peut indifféremment être utilisée, les deux grandeurs étant homogènes.

¹¹⁰ Probablement du fait d'une baisse de la disponibilité des sites les mieux ventés ; les nouveaux projets s'implantent donc sur des sites moins ventés.

¹¹¹ Rapport de la CRE d'avril 2014, *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*.

¹¹² Cette baisse suit la tendance à la baisse de l'indice K sur cette période, bien que ce dernier vise à refléter l'évolution de l'ensemble des CAPEX et pas seulement des turbines (il n'existe, en tout état de cause, pas d'indice spécifique aux turbines éoliennes).

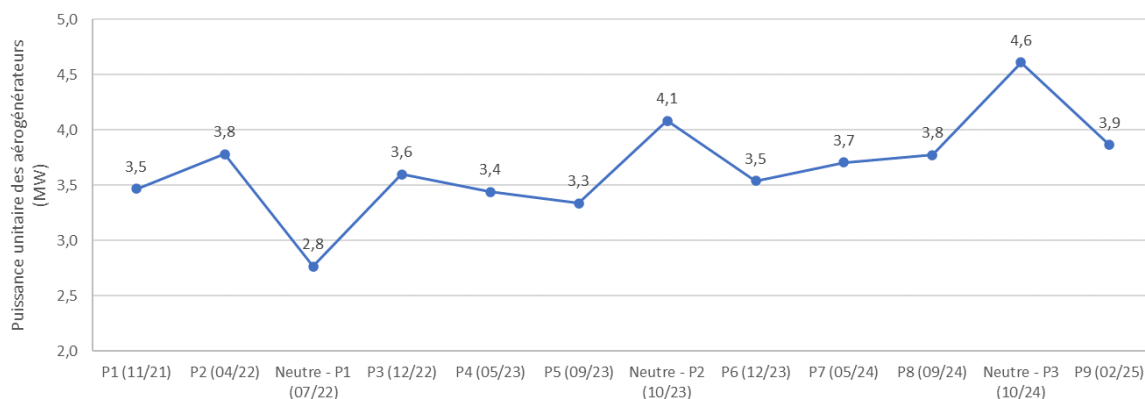
Figure 75 : Evolution annuelle des CAPEX des projets éoliens terrestres retenus



Cette inflexion est concomitante à une tendance de légère augmentation de la puissance unitaire des aérogénérateurs utilisés dans les projets éoliens retenus dans les appels d'offres, atteignant 3,9 MW dans la dernière période instruite (9^e période, qui s'est clôturée en février 2025). Elle reste cependant plus faible que dans le reste des pays européens : la puissance unitaire moyenne des turbines installées en 2024 en Europe était ainsi de 4,6 MW (5,1 MW en Allemagne, 4,1 MW en Italie, 5,2 MW en Espagne)¹¹³.

¹¹³ Rapport *Wind energy in Europe - 2024 Statistics and the outlook for 2025-2030*, WindEurope.

Figure 76 : Evolution de la puissance unitaire des aérogénérateurs des projets retenus utilisant l'énergie éolienne dans appel d'offres PPE2 Eolien terrestre et appel d'offres PPE2 Neutre (périodes instruites jusqu'au 30 juin 2025)¹¹⁴



La filière du solaire photovoltaïque est caractérisée par des CAPEX et des OPEX près de deux fois plus faibles que l'éolien terrestre (CAPEX d'environ 900 €/kWc pour les projets au sol, mais de 1 150 €/kWc pour les projets sur bâtiment, en légère baisse d'environ -100 €/kWc pour les projets sur bâtiment par rapport au précédent rapport de la CRE), mais des productibles également deux fois plus faibles (environ 1 200 hepp, en légère baisse de -50 hepp par rapport au précédent rapport). L'achat des modules n'est plus le premier poste de dépense pour les projets photovoltaïques au sol et sa part au sein des CAPEX a fortement diminué pour les projets photovoltaïques sur bâtiment.

Les CAPEX représentent également la majeure partie des coûts d'un parc photovoltaïque (60 % des coûts totaux pour les installations au sol et 68 % pour les installations sur bâtiments en moyenne depuis fin 2021 pour les projets retenus), la filière étant, tout comme l'éolien à terre, fortement capitalistique.

Après une hausse de 18 % entre décembre 2021 et décembre 2022, les CAPEX moyens observés des projets photovoltaïques au sol retenus ont retrouvé à la dernière période étudiée de candidature de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (juin 2025) un niveau équivalent à celui de la première période de cet appel d'offres, proche de 900 €/kWc. Ce niveau demeure supérieur à celui observé dans le rapport « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale » de la CRE, publié en février 2019, entre 2017 et 2018 (800 €/kWc).

Les CAPEX moyens des projets photovoltaïques retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment sont plus élevés ; ils s'élèvent en moyenne à 1 150 €/kWc en 2024 et 2025, soit légèrement supérieur au niveau de 2017/2018 (1 100 €/kWc).

La répartition des postes d'investissements pour les projets solaires a longtemps été dominée par l'achat des modules. Le coût des modules représentait en 2021 33 % des CAPEX totaux des installations au sol et 25 % des coûts des installations sur bâtiment, mais a connu une chute majeure entre 2021 et 2025 pour les projets retenus (- 60 % pour les projets au sol et - 42 % pour les projets sur bâtiments). Or, cette baisse ne s'est que partiellement reportée sur les prix proposés par les projets, les montants économisés étant visiblement reportés sur d'autres postes de dépenses en augmentation :

- pour les installations au sol, la part des CAPEX dédiée aux modules diminue de 33 % à 13 % entre fin 2021 et mi-2025, tandis que les parts d'autres postes de dépenses augmentent entre 2021 et 2025 : le raccordement (+ 5 pp), l'ingénierie-développement (+ 3 pp), le génie civil (+ 3 pp) et les structures (+ 3 pp). Les CAPEX sont désormais équitablement répartis entre les structures, le raccordement et les autres coûts électriques (17 % pour chaque poste) et les modules (13 %) ;

¹¹⁴ S'agissant de l'appel d'offres PPE2 Neutre, les projets éoliens retenus présentent des aérogénérateurs plus gros ; cela peut s'expliquer par le fait que cet appel d'offres est particulièrement concurrentiel, et que seuls les projets éoliens de grande puissance sont compétitifs par rapport aux projets photovoltaïques au sol, selon les méthodes de notation retenues.

- pour les installations sur bâtiment, la part des CAPEX dédiée aux modules diminue de plus de 25 % pendant la crise à 16 % mi-2025, et les postes suivants augmentent : le génie civil (+ 3 pp) et le raccordement (+ 2 pp). Le coût des structures est le plus significatif des postes d'investissements (30 % environ), suivi des autres coûts électriques (17 %). La baisse des prix semble également plus solidement amorcée sur cette filière, ce qui pourrait partiellement s'expliquer par une hausse moins importante des OPEX par rapport aux installations au sol et à l'éolien (cf. ci-après).

Figure 77 : Evolution annuelle des CAPEX des projets PV Sol retenus

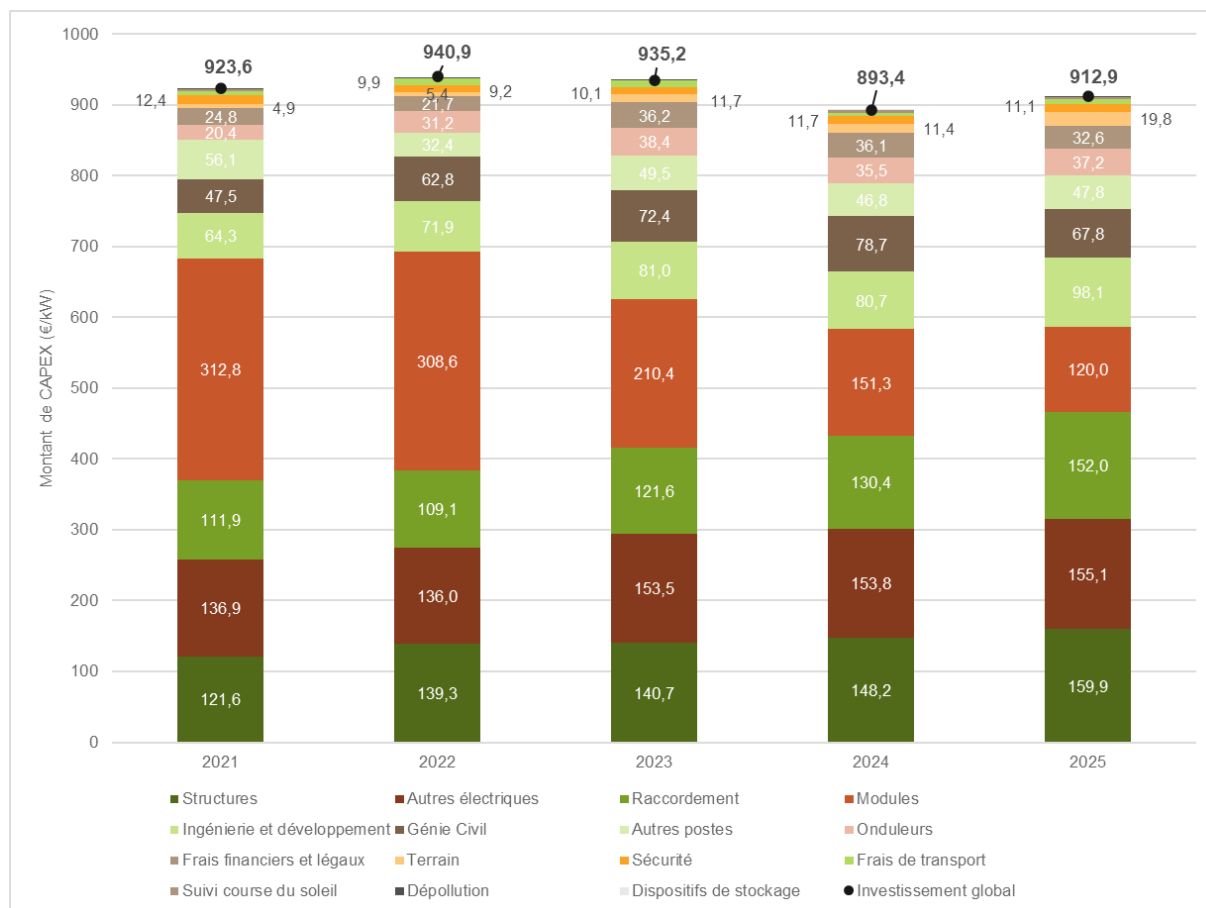
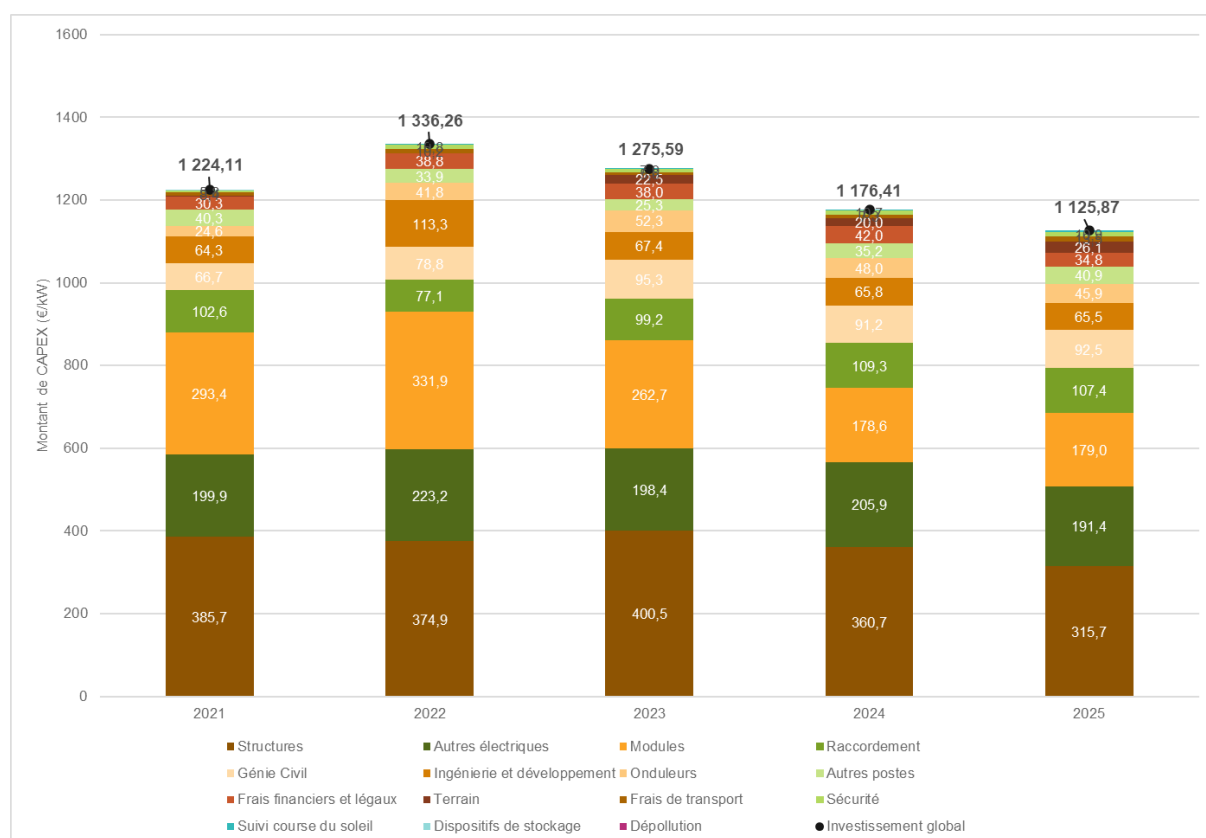


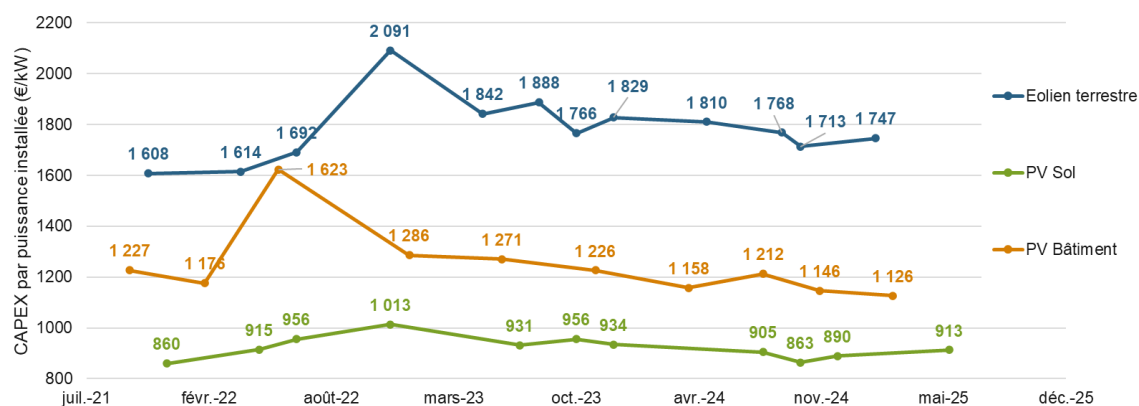
Figure 78 : Evolution annuelle des CAPEX des projets PV Bâtiment retenus



Pour les deux filières, les coûts d'investissements des projets ont ainsi connu une augmentation pendant la crise (bien qu'elle soit moins prononcée que pour les prix). Depuis, ils sont en baisse dans le cas de la filière éolienne et ont retrouvé leur niveau d'avant crise dans le cas de la filière photovoltaïque. La part des CAPEX dans les coûts totaux des projets est en diminution régulière dans les deux filières depuis le début des appels d'offres.

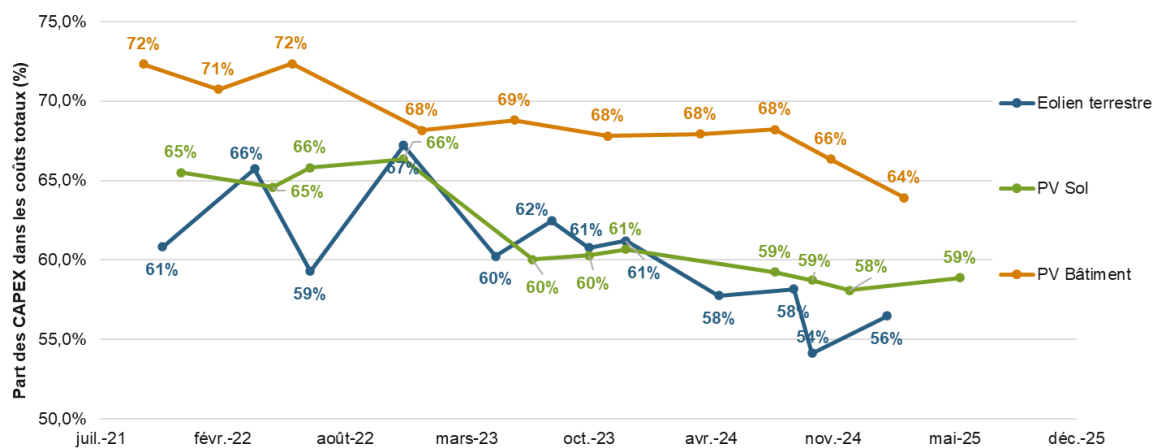
Pendant la crise, les CAPEX des projets retenus ont augmenté pour l'ensemble des filières et de manière plus prononcée pour l'éolien (+ 18 % à mi-2023 par rapport à fin 2021) que pour le photovoltaïque, que ce soit au sol (+ 12 %) ou sur bâtiment (+ 10 %). S'agissant des projets photovoltaïques, les CAPEX ont désormais quasiment retrouvé leur niveau d'avant crise. Ce n'est pas le cas des projets éoliens, pour lesquels les CAPEX restent plus élevés qu'avant la crise, malgré une baisse perceptible depuis mi-2023 (- 6 %).

Figure 79 : Coûts d'investissements (CAPEX) totaux des projets retenus aux appels d'offres par kW de puissance installée, par période et par typologie d'installations¹¹⁵ (périodes de candidature jusqu'au 30 juin 2025)



Cependant, la part des CAPEX dans les coûts totaux (CAPEX + OPEX sur toute la durée du projet) a diminué pour les deux filières entre fin 2021 et le premier semestre 2025 : de -7 pp et de -4 pp respectivement pour les projets au sol et sur bâtiment et de -8 pp pour les projets éoliens à terre. Cette tendance semble constante depuis le début des appels d'offres, comme cela est visible sur la Figure 80 ci-dessous.

Figure 80 : Part des CAPEX dans les coûts totaux des projets retenus par période et par typologie d'installations (périodes de candidature jusqu'au 30 juin 2025)



¹¹⁵ Sont exclues les installations lauréates des appels d'offres portant sur des installations en autoconsommation et sur des projets photovoltaïques « innovants ».

Selon les données déclaratives des candidats, les coûts d'investissement des projets ont donc connu une augmentation moins forte que les prix proposés pendant la crise énergétique. Depuis, les CAPEX ont connu une baisse plus importante que celle des prix. Ce découplage peut notamment s'expliquer par des conditions de financement dégradées et par l'augmentation des OPEX des projets. Ces derniers sont de l'ordre de 50 – 55 €/kW/an pour les projets éoliens à terre (en augmentation de 5 €/kW/an par rapport au précédent rapport) et deux fois plus faibles pour les projets photovoltaïques (20-25 €/kWc/an, en légère augmentation par rapport au précédent rapport de la CRE).

La décorrélation entre le rythme d'évolution des CAPEX et celle des prix moyens proposés peut en partie s'expliquer par le maintien à des niveaux élevés des taux d'emprunt bancaire des projets. En effet, les taux ont également atteint un pic entre 4 % et 4,5 % à la fin de l'année 2023 (selon les données déclarées, confirmées par les données de marché d'évolution des taux), mais n'ont pas retrouvé leur niveau d'avant crise, en atteignant des valeurs entre 3 % et 4 % au premier semestre 2025 (contre 1,7 % à 2 % à fin 2021). Le financement des projets étant majoritairement constitué de dette¹¹⁶, ces taux élevés renchérissent les coûts de financement des projets, ce qui contribue à une hausse plus forte et une baisse plus faible des prix proposés par rapport aux CAPEX des projets.

Par ailleurs, les OPEX des projets retenus ont également augmenté régulièrement sur toute la période de 2021 à 2025 :

- + 20 % pour les projets PV sur bâtiment, notamment du fait de l'augmentation des frais de vente de l'électricité (+ 215 %) et des frais des locations (+ 129 %) ;
- + 25 % pour les projets PV au sol, notamment du fait de l'augmentation du coût des assurances (+ 103 %), des frais de vente de l'électricité (+ 268 %) et des frais de location (+ 56 %) ;
- + 29 % les projets éoliens, notamment du fait de l'augmentation des coûts de maintenance (+ 13%), des frais de vente de l'électricité (+ 139 %) et de l'IFER¹¹⁷ (+ 26 %).

¹¹⁶ En moyenne sur les périodes qui se sont tenues entre 2024 et mi-2025, les montants investis dans les projets retenus reposaient sur de la dette à hauteur de 72 % pour l'AO « PV Bâtiment », de 74 % pour les installations photovoltaïques au sol et de 69 % pour les installations éoliennes à terre.

¹¹⁷ De même, cette taxe a aussi augmenté pour les autres filières, mais l'effet de cette augmentation est moindre par rapport aux autres postes.

Figure 81 : Evolution des OPEX des projets éoliens retenus

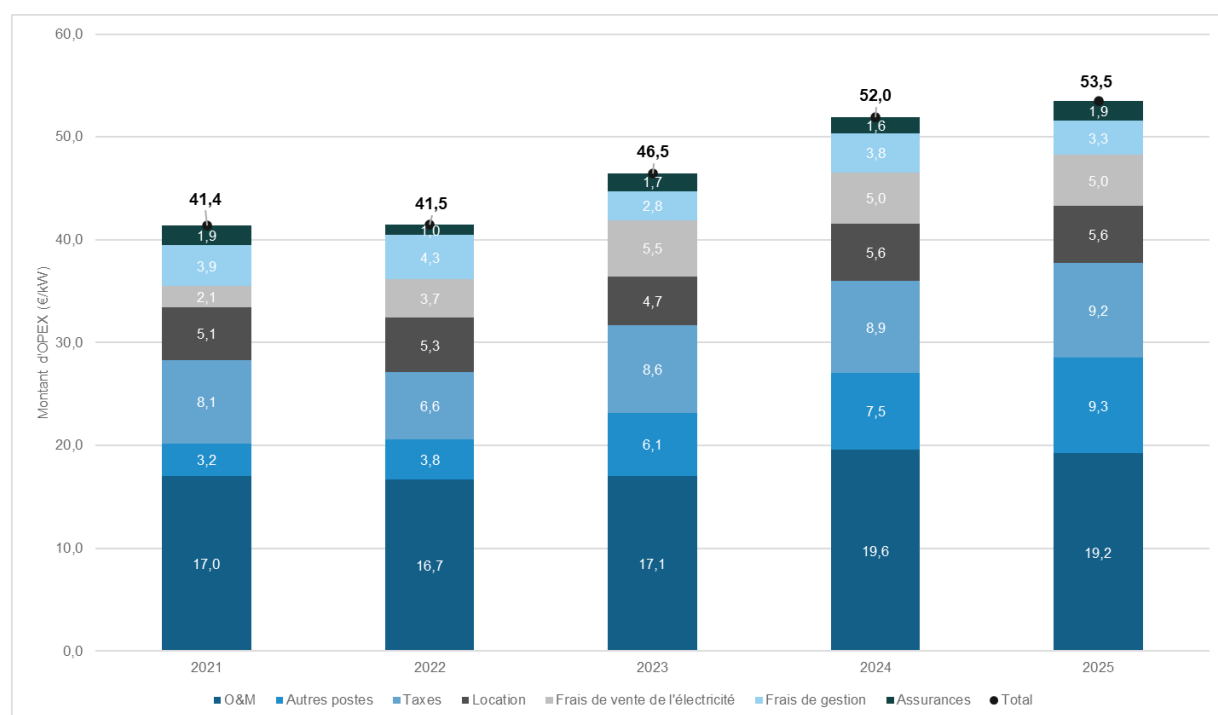


Figure 82 : Evolution annuelle des OPEX des projets PV Sol retenus

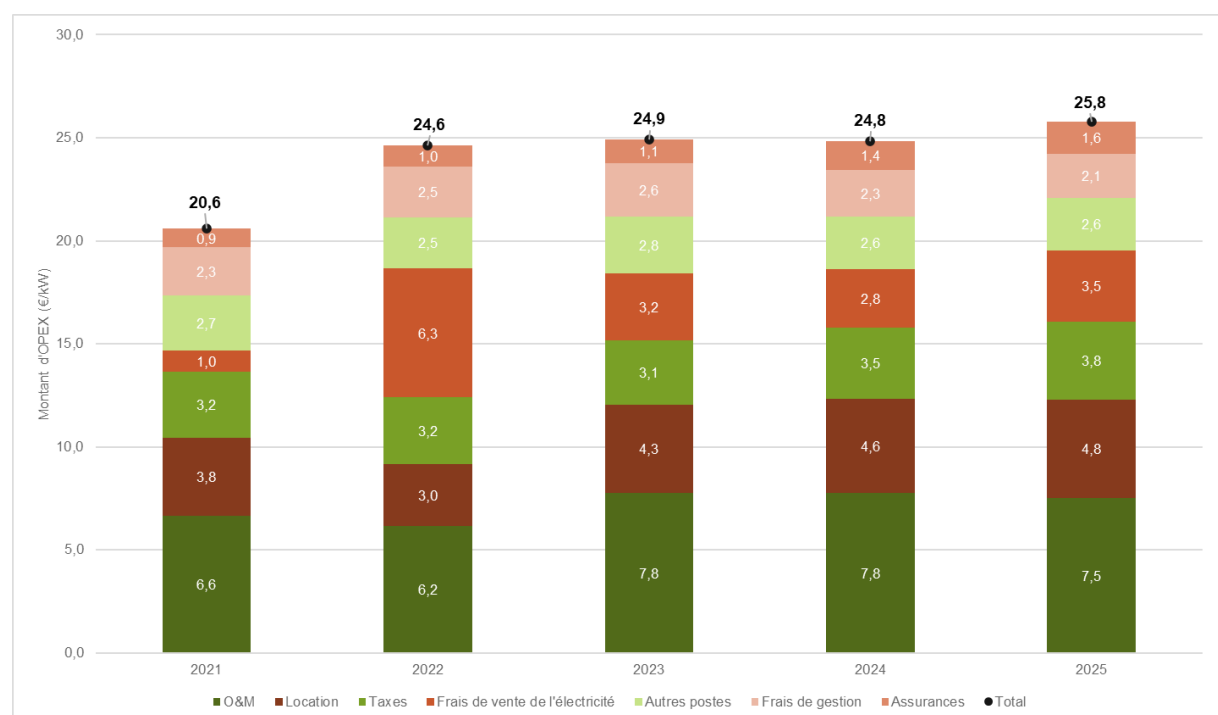
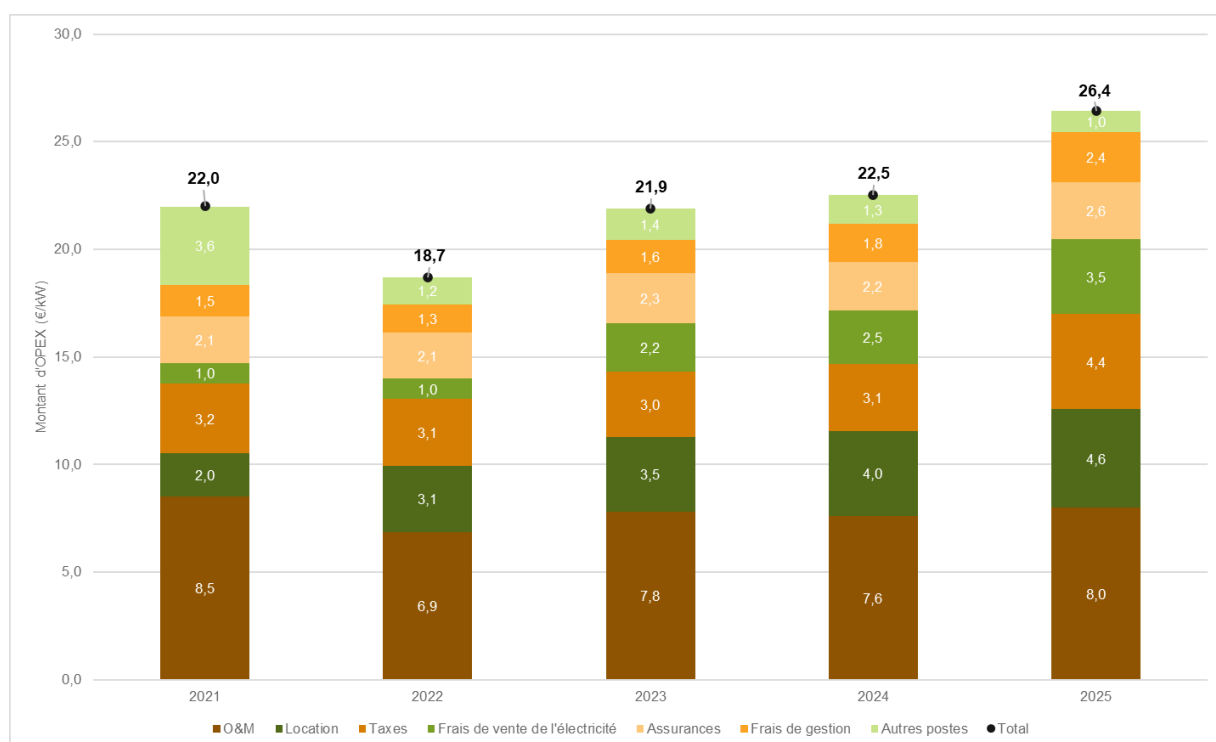


Figure 83 : Evolution annuelle des OPEX des projets PV Bâtiment retenus



Bien que toujours minoritaire, la part des OPEX dans les coûts totaux a ainsi augmenté de manière notable par rapport à celle des CAPEX, comme illustré dans la Figure 80. Cela a donc également pu contribuer au maintien des prix proposés à des niveaux supérieurs à ceux d'avant crise.

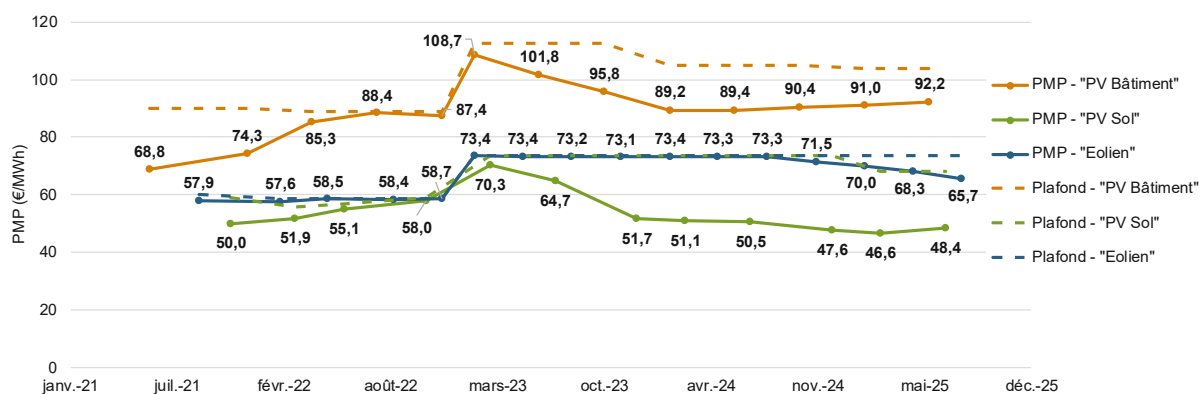
Il est également intéressant de comparer la situation en France avec l'évolution des prix des projets répondant aux appels d'offres en Allemagne, présentés jusqu'en août 2025 sur la Figure 84¹¹⁸ ci-dessous. En effet, bien que les appels d'offres organisés en Allemagne ne soient pas directement comparables avec les appels d'offres français (notamment les niveaux de prix, puisque le complément de rémunération allemand est actuellement asymétrique¹¹⁹), les prix observés outre-Rhin entre mi-2023 et mi-2025 présentent une tendance baissière importante, de - 25 % pour l'équivalent de l'appel d'offres PV Sol (contre - 4 % pour ce dernier en France) et - 10 % pour l'équivalent de l'appel d'offres PV Bâtiment (contre - 4 % pour ce dernier en France).

Pour ces deux derniers appels d'offres, la baisse des prix a eu lieu entre début 2023 et début 2024 et elle est suivie depuis d'une stagnation, voire d'une légère hausse, alors que les prix en France présentent une tendance baissière sur cette dernière période. Enfin, les prix observés sur la filière éolienne ont entamé une baisse depuis fin 2024 (- 8 % à mi-2025), qui n'est pas encore constatée en France. Les tendances de prix en France et en Allemagne semblent donc divergentes. Cependant, les modalités de soutien dans les deux pays n'étant pas strictement comparables, il n'est pas possible d'en tirer une conclusion claire.

¹¹⁸ Bundesnetzagentur, Beendete Ausschreibungen / Statistiken ([Solar Freifläche](#), [Solaranlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden](#), [Wind an Land](#)).

¹¹⁹ [Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, 24 juin 2025](#).

Figure 84 : Prix moyens pondérés observés en Allemagne sur les équivalents des appels d'offres PV Bâtiment, PV Sol et Eolien terrestre (prix plafonds en pointillés)¹²⁰ (jusqu'à août 2025)



¹²⁰ Sources : [Solar Freifläche](#) (Segment 1) (« PV Sol »), [Solaranlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden](#) (Segment 2) (« PV Bâtiment »), [Windenergieanlagen an Land](#) (« Eolien »).

Table des illustrations

<i>Figure 1 : Evolution de la puissance raccordée annuellement pour le parc éolien terrestre et photovoltaïque en métropole continentale et en Corse (source : Chiffres clés des énergies renouvelables, Edition 2025, Statistique publique de l'énergie des transports du logement et de l'environnement)</i>	8
<i>Figure 2 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2, défini comme le ratio entre la puissance cumulée des dossiers conformes par la puissance appelée</i>	13
<i>Figure 3 : Scénarios de prix utilisés pour estimer les montants des aides octroyées dans le cadre des appels d'offres PPE2. Scénarios bas (clair), médian (normal), et haut (foncé) pour les prix de marché (gris) et les prix captés Eolien terrestre (bleu) et PV (orange).</i>	17
<i>Figure 4 : Montant prévisionnel total des aides accordées dans le cadre des appels d'offres PPE2 (en millions d'euros constants 2025), par appels d'offres, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 % (gauche, clair : scénario de prix bas ; centre : scénario de prix médian ; droite, foncé ; scénario de prix haut)</i>	23
<i>Figure 5 : Montant prévisionnel total des aides accordées sur toute la durée des contrats dans le cadre des appels d'offres PPE2 (millions d'euros constants 2025), par technologie, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 % (gauche, clair : scénario de prix bas ; centre : scénario de prix médian ; droite, foncé ; scénario de prix haut)</i>	24
<i>Figure 6 : Surcoût de production unitaire (montant total des aides accordées / énergie totale soutenue, sur toute la durée des contrats) des appels d'offres PPE2 en €₂₀₂₅/MWh (en millions d'euros constants 2025) (gauche, clair : scénario de prix bas ; centre : scénario de prix médian ; droite, foncé ; scénario de prix haut)</i>	25
<i>Figure 7 : Estimation de la quantité d'énergie soutenue (TWh) par les appels d'offres PPE2, avec prise en compte d'un taux de chute de 20 %</i>	26
<i>Figure 8 : Montants théoriques versés par année aux installations en fonction de l'appel d'offres (M€₂₀₂₅) dans le scénario médian de prix , avec prise en compte d'un taux de chute de 20 %</i>	27
<i>Figure 9 : Répartition par sociétés mères des projets retenus (en étiquette de donnée : acteur, puissance cumulée retenue toutes filières confondues (MW), part de la puissance totale cumulée retenue (16,4 GW))</i>	28
<i>Figure 10 : Nombre de dossiers déposés (gauche) et retenus (droite), par technologie (contient également les dossiers des appels d'offres PV Innovant, Autoconsommation et Neutre ventilés par technologie).</i>	29
<i>Figure 11 : Nombre de dossiers déposés (gauche), retenus (milieu) et ayant activé leur contrat de soutien (droite) par appel d'offres</i>	30
<i>Figure 12 : Répartition de la puissance retenue par technologie (en étiquette de donnée : technologie, puissance cumulée retenue tous appels d'offres confondus (MW), part de la puissance totale cumulée retenue (16,4 GW))</i>	31
<i>Figure 13 : Evolution de la puissance retenue par appel d'offres et de la puissance cumulée totale devant bénéficier du régime d'aide (représentation de l'ensemble des périodes s'étant tenues jusqu'au 30 juin 2025)</i>	32
<i>Figure 14: Evolution de la puissance cumulée totale par technologie devant bénéficier du régime d'aide</i>	32
<i>Figure 15 : Répartition de la production annuelle d'énergie par technologie pour les projets retenus (en étiquette de donnée : technologie, énergie annuelle produite tous appels d'offres confondus (GWh), part de l'énergie annuelle totale produite (28,1 TWh))</i>	33
<i>Figure 16 : Répartition des puissances cumulées des dossiers déposés (gauche) et retenus (droite) par technologie</i>	34

<i>Figure 17 : Répartition des puissances installées des installations pour les projets déposés (MW pour l'éolien à terre ; MWc pour le solaire photovoltaïque), par technologie (hors appels d'offres PPE2 Autoconsommation et PV Innovant)</i>	35
<i>Figure 18 : Répartition de la puissance installée des projets déposés (MWc), par appel d'offres pour les appels d'offres PPE2 Autoconsommation et PV Innovant</i>	36
<i>Figure 19 : Evolution de la puissance installée moyenne des projets retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé) pour la filière de l'éolien à terre</i>	37
<i>Figure 20 : Evolution de la puissance installée moyenne des projets retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé) pour la filière du photovoltaïque au sol</i>	37
<i>Figure 21 : Evolution de la puissance installée moyenne des projets retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé) pour l'appel d'offres PV Bâtiment</i>	37
<i>Figure 22 : Répartition régionale de la puissance éolienne terrestre cumulée (en MW) retenue (gauche) et densité régionale de puissance éolienne terrestre déjà raccordée par km² en France métropole continentale à fin 2024 (droite)</i>	38
<i>Figure 23 : Répartition régionale de la puissance photovoltaïque au sol et sur bâtiment cumulée (en MWc) retenue (gauche) et densité régionale de puissance photovoltaïque déjà raccordée par km² en France métropole continentale à fin 2024 (droite)</i>	39
<i>Figure 24 : Répartition géographique des projets photovoltaïques au sol retenus répondant au cas 3 des terrains d'implantation, c'est-à-dire des terrains dégradés (anciennes carrières, friches industrielles, etc., à gauche) et des projets agricoles retenus (à droite)</i>	39
<i>Figure 25 : Répartition de la puissance unitaire prévisionnelle des aérogénérateurs s'agissant des projets déposés (MW)</i>	40
<i>Figure 26 : Répartition de la taille prévisionnelle du rotor des turbines s'agissant des projets déposés (mètres)</i>	41
<i>Figure 27 : Evolution de la puissance unitaire moyenne prévisionnelle des aérogénérateurs, telle que déclarée pour les projets déposés (en pointillés) et retenus (trait plein) (MW)</i>	41
<i>Figure 28 : Evolution de la taille moyenne des rotors pour les projets déposés (en pointillés) et retenus (trait plein) (mètres)</i>	42
<i>Figure 29 : Part des projets déposés renouvelant leur installation (repowering) parmi les projets retenus (trait plein) et déposés (en pointillés), par période</i>	43
<i>Figure 30 : Comparaison des prix moyens pondérés (€/MWh) des projets déposés en repowering par rapport aux autres projets déposés (9^{ème} période de l'appel d'offres éolien : PMP de 87,7 €/MWh pour les projets en repowering, 87,5 €/MWh pour les autres)</i>	44
<i>Figure 31 : Répartition de la surface projetée au sol (ha) des panneaux des projets photovoltaïques au sol (dossiers déposés)</i>	45
<i>Figure 32 : Evolution de la surface projetée au sol des panneaux photovoltaïques (ha) des projets photovoltaïques au sol (projets retenus en trait plein ; projets déposés en pointillés)</i>	46
<i>Figure 33 : Taux d'occupation moyen du terrain par les projets photovoltaïques au sol retenus (trait plein) et déposés (trait pointillé)</i>	46
<i>Figure 34 : Evolution de la puissance cumulée de chaque cas de terrain d'implantation pour les projets photovoltaïques au sol parmi les dossiers déposés</i>	48
<i>Figure 35 : Répartition du nombre de projets photovoltaïques déposés selon le taux d'occupation des toitures/ombrières/serres (%)</i>	50
<i>Figure 36 : Evolution du taux d'occupation des toitures/ombrières/serres (%) pour les projets photovoltaïques sur bâtiment (projets retenus en trait plein ; projets déposés en pointillés)</i>	50
<i>Figure 37 : Puissance cumulée déposée/retendue pour chaque typologie de « bâtiment » des projets de l'appel d'offres PV Bâtiment</i>	51

<i>Figure 38 : Puissance cumulée déposée/retenue pour chaque typologie « de bâtiment » des projets de l'appel d'offres Autoconsommation</i>	52
<i>Figure 39 : Comparaison des prix moyens pondérés des dossiers retenus et des prix captés par filière dans le scénario de prix de marché médian présenté en partie 2.1</i>	54
<i>Figure 40 : Répartition des projets participatifs et « non-participatifs » déposés en nombre (gauche) et en puissance (MW) (droite), toutes technologies confondues</i>	56
<i>Figure 41 : Parts de projets participatifs déposés par technologie, en nombre et en puissance</i>	56
<i>Figure 42 : Parts des projets participatifs déposés (en nombre et en puissance) par période pour l'appel d'offres Eolien terrestre (Haut Gauche), l'appel d'offres PV Bâtiment (Haut Droite), l'appel d'offres PV Sol (Bas Gauche), l'appel d'offres Neutre (Bas Droite)</i>	57
<i>Figure 43 : Parts de projets participatifs parmi les projets retenus par technologie, en nombre et en puissance</i>	58
<i>Figure 44 : Parts des projets participatifs retenus (en nombre et en puissance) parmi les projets retenus par période pour l'appel d'offres Eolien terrestre (Haut Gauche), l'appel d'offres PV Bâtiment (Haut Droite), l'appel d'offres Neutre PV Sol (Bas Gauche), l'appel d'offres Neutre (Bas Droite)</i>	59
<i>Figure 45 : Répartition des dossiers retenus répondant aux critères FC (Gauche) et GP (Droite) par technologie (en nombre de projets)</i>	60
<i>Figure 46 : Répartition régionale des projets participatifs retenus en nombre (Gauche) et en puissance (MW) (Droite)</i>	60
<i>Figure 47 : Puissances installées moyennes (MW) des projets participatifs et non-participatifs retenus par appel d'offres</i>	61
<i>Figure 48 : Hauteurs moyennes en bout de pôle des aérogénérateurs des projets participatifs et non-participatifs retenus</i>	61
<i>Figure 49 : Surface moyenne projetée au sol des panneaux photovoltaïques pour les projets photovoltaïques au sol retenus, participatifs et non-participatifs</i>	62
<i>Figure 50 : Taux d'occupation moyen des toitures des projets photovoltaïques sur bâtiment retenus, participatifs et non participatifs</i>	62
<i>Figure 51 : Part de projets participatifs retenus par période qui auraient été retenus même sans les points des critères participatifs, pour l'appel d'offres Eolien terrestre (Haut Gauche), Bâtiment (Haut Droite), PV Sol (Bas Gauche) et Neutre (Bas Droite)</i>	63
<i>Figure 52 : Différence entre les PMP des projets participatifs déposés et les PMP des projets non-participatifs déposés (PMP projet participatif - PMP projet non-participatif)</i>	63
<i>Figure 53 : Parts de projets retenus selon le caractère participatif et l'appel d'offres, en nombre (Gauche) et en puissance (Droite)</i>	65
<i>Figure 54 : Délais moyens de mise en service des projets participatifs et non-participatifs par type d'appel d'offres (nombre de projets concernés en étiquette de données)</i>	68
<i>Figure 55 : Distribution des valeurs d'ECS par technologie</i>	69
<i>Figure 56 : Distribution des notes d'ECS par technologie</i>	70
<i>Figure 57 : Proportion de cas 3 parmi les projets photovoltaïques au sol déposés par période pour l'appel d'offres PV Sol (Gauche) et l'appel d'offres Neutre (Droite)</i>	72
<i>Figure 58 : Estimation simplifiée des variations de production induites par la production solaire et éolienne terrestre entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025</i>	75
<i>Figure 59 : Estimation simplifiée des variations des émissions de CO₂ induites par la production solaire et éolienne terrestre entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 septembre 2025</i>	76

<i>Figure 60 : Puissance cumulée des projets retenus pour les dix premiers bénéficiaires du régime d'appels d'offres PPE2 (selon la puissance installée retenue), par année</i>	<i>Erreur ! Signet non défini.</i>
<i>Figure 61 : Nombre annuel d'heures de prix spot négatifs</i>	80
<i>Figure 62 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres Eolien terrestre</i>	82
<i>Figure 63 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres PV Bâtiment</i>	83
<i>Figure 64 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres PV Sol</i>	83
<i>Figure 65 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres Neutre</i>	83
<i>Figure 66 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres Autoconsommation</i>	84
<i>Figure 67 : Distribution des TRI projet des dossiers déposés et retenus issus de l'appel d'offres PV Innovant</i>	84
<i>Figure 68 : TRI projet moyens sur 20 ans des dossiers retenus (traits pleins) et déposés (traits en pointillés), par période et par type d'appel d'offres</i>	85
<i>Figure 69 : Taux d'évolution des CAPEX, OPEX, TRI projet moyens et prix moyens pondérés des projets déposés sur la période octobre 2021 - janvier 2023, par appel d'offres</i>	85
<i>Figure 70 : TRI projet moyens des dossiers retenus avec (traits pleins) et sans aides (traits pointillés), par appel d'offres et par période</i>	87
<i>Figure 71 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2, défini comme le ratio entre la puissance cumulée des dossiers conformes par la puissance appelée</i>	89
<i>Figure 72 : Comparaison des PMP des dossiers retenus (traits pleins) et des dossiers éliminés à la suite de l'application de la règle de compétitivité (traits pointillés), par période et par type d'appel d'offres</i>	89
<i>Figure 73 : Part des dossiers déposés présentant un prix de référence strictement supérieur au prix plafond par type d'appels d'offres et par période</i>	91
<i>Figure 74 : Evolution des prix moyens proposés par les projets retenus pondérés par la puissance des projets par typologie d'installations, en euros courants (€/MWh) (jusqu'à fin 2025)</i>	97
<i>Figure 75 : Evolution des prix moyens pondérés (PMP) indexés par le coefficient K (considéré en octobre 2025) des projets retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 instruits jusqu'à fin 2025 (AO Autoconsommation et AO PV Innovant exclus)</i>	98
<i>Figure 76 : Evolution annuelle des CAPEX des projets éoliens terrestres retenus</i>	99
<i>Figure 77 : Evolution de la puissance unitaire des aérogénérateurs des projets retenus utilisant l'énergie éolienne dans appel d'offres PPE2 Eolien terrestre et appel d'offres PPE2 Neutre (périodes instruites jusqu'au 30 juin 2025)</i>	100
<i>Figure 78 : Evolution annuelle des CAPEX des projets PV Sol retenus</i>	101
<i>Figure 79 : Evolution annuelle des CAPEX des projets PV Bâtiment retenus</i>	102
<i>Figure 80 : Coûts d'investissements (CAPEX) totaux des projets retenus aux appels d'offres par kW de puissance installée, par période et par typologie d'installations (périodes de candidature jusqu'au 30 juin 2025)</i>	103
<i>Figure 81 : Part des CAPEX dans les coûts totaux des projets retenus par période et par typologie d'installations (périodes de candidature jusqu'au 30 juin 2025)</i>	103
<i>Figure 82 : Evolution des OPEX des projets éoliens retenus</i>	105
<i>Figure 83 : Evolution annuelle des OPEX des projets PV Sol retenus</i>	105

Figure 84 : Evolution annuelle des OPEX des projets PV Bâtiment retenus 106

**Figure 85 : Prix moyens pondérés observés en Allemagne sur les équivalents des appels d'offres
PV Bâtiment, PV Sol et Eolien terrestre (prix plafonds en pointillés) (jusqu'à août 2025) 107**