RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté Égalité Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

RAPPORT

Septembre 2024

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

SYNTHESE

En accord avec les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'énergie, le gouvernement a lancé, par plusieurs avis publiés au Journal officiel de l'Union européenne (« JOUE ») le 30 juillet 2021, une nouvelle série de sept appels d'offres, dits « PPE2 », à destination de différentes technologies de production d'électricité renouvelable en France métropolitaine continentale, sur la période 2021-2026[1].

Ces appels d'offres donnent aux lauréats la possibilité de signer un contrat de complément de rémunération sur une durée de vingt ans avec l'Etat[2].

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

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

Le présent rapport dresse un premier état des lieux, à mi-parcours, des résultats des appels d'offres PPE2, depuis leur lancement au second semestre 2021 jusqu'aux périodes de candidature s'étant tenues avant la fin de l'année 2023. Il vise ainsi à fournir aux parties prenantes des informations économiques et techniques sur les projets que la CRE a proposé de retenir en tant que lauréats, informations en partie prévisionnelles car fondées sur les dossiers de candidature[3] (coûts prévisionnels, caractéristiques techniques prévisionnelles, productible prévisionnel, …). La bonne connaissance par les pouvoirs publics français des déterminants économiques et techniques des filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable (« EnR ») et de leurs tendances d'évolution est, en effet, déterminante, dans un contexte où :

- les évolutions de coûts ont été particulièrement significatives pendant la crise récente ;
- les objectifs de développement annoncés imposent que les politiques publiques de soutien soient efficientes.

Le présent rapport entend livrer de premières analyses sur la base des données récoltées. Sans formuler des recommandations concrètes[4], il a vocation à servir de base pour procéder à d'éventuelles évolutions des dispositifs de soutien.

Précisions sur le périmètre des analyses

La 1ère période de l'appel d'offres PPE2 Petite hydroélectricité s'étant clôturée en mars 2024, cet appel d'offres n'est pas traité dans le cadre du présent rapport. Par ailleurs, aucune installation de la filière de la petite hydroélectricité n'a été désignée lauréate à la suite des deux périodes déjà instruites de l'appel d'offres PPE2 technologiquement Neutre : ***le présent rapport porte donc sur les technologies de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque****.*

[1] Appels d'offres dits « PPE2 Eolien terrestre » (avis JOUE n°386083-2021), « PPE2 PV Sol » (avis JOUE n°386062-2021), « PPE2 PV Bâtiment » (avis JOUE n°385911-2021), « PPE2 PV Innovant » (avis JOUE n°386063-2021), « PPE2 Autoconsommation » (avis JOUE n°386067-2021), « PPE2 Petite hydroélectricité » (avis JOUE n°386079-2021) et « 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.

[3] Un grand nombre de données présentées dans ce rapport reposent sur des informations déclaratives des candidats, les projets déposés dans le cadre des différents appels d'offres étant encore en phase de développement et la grande majorité des dépenses n'ayant pas encore été réalisée.

[4] Ces recommandations sont habituellement intégrées dans les avis que la CRE rend sur des projets de cahiers des charges des appels d'offres, ou dans le cadre de ses délibérations portant instruction des différentes périodes d'appels d'offres.

S'agissant des appels d'offres portant sur des installations photovoltaïques dans les zones non interconnectées (« ZNI »), les cinq premières périodes de l'appel d'offres dit « 2019 PV ZNI[5] » se sont tenues entre fin 2019 et fin 2020. La sixième et dernière période de cet appel d'offres s'est tenue début 2023 et la 1e période de l'appel d'offres dit « 2023 PV ZNI[6] » s'est tenue fin décembre 2023.

Ainsi, les données disponibles pour les appels d'offres en ZNI ne permettent pas d'analyser une évolution progressive, sur plusieurs périodes, des caractéristiques des projets sur une période similaire aux appels d'offres PPE2 qui se sont tenus en métropole continentale. La CRE renvoie ainsi aux rapports de synthèse publics des deux périodes récentes susmentionnées. ***Le présent rapport se concentre ainsi sur les appels d'offres organisés en métropole continentale.***

Enfin, ***les analyses se limitent aux périodes de candidature des appels d'offres PPE2 s'étant tenues avant la fin de l'année 2023****. Ainsi les périodes de candidature s'étant tenues au début de l'année 2024 déjà instruites par la CRE au moment de la publication du présent rapport ne sont pas analysées.*

****

[5] Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées, lancé en 2019.

[6] Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées, lancé en 2023.

Conclusion n°1 : Tandis que la moitié des volumes prévus par la série d'appels d'offres PPE2 ont été appelés et instruits par la CRE (14 GW sur 28 GW), des lauréats ont été désignés pour un tiers des volumes prévus (près de 10 GW)[7].

Les situations sont variées selon les appels d'offres[8]. Par ailleurs, 10 % de la puissance cumulée des dossiers retenus a fait l'objet de demandes d'abandon du statut de lauréat auprès du ministre chargé de l'énergie, qui leur ont été accordées, principalement dans un contexte de forte inflation. Cependant, à la suite notamment d'adaptations des cahiers des charges, les taux de souscription des appels d'offres ont fortement augmenté en 2023, permettant *in fine* une meilleure correspondance entre volumes appelés et retenus. Cette dynamique positive devrait contribuer à une accélération à l'avenir du développement du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre.

La CRE a instruit 24 périodes d'appels d'offres PPE2 (soit la moitié des volumes prévus) et près de 2 000 dossiers entre fin 2021 et fin 2023

Les appels d'offres PPE2 prévoient le développement d'environ 28 GW de projets au total entre 2021 et 2026.

Depuis le lancement des appels d'offres PPE2 en septembre 2021 et jusqu'à fin 2023, la CRE a instruit 1 932 dossiers de candidature dans le cadre des sept appels d'offres concernés.

Appel d'offres	Nombre de périodes instruites à fin 2023/ Nombre total de périodes prévues	Volumes appelés à fin 2023 / Volumes appelés au total (MW)	Volumes retenus à fin 2023 / Volumes appelés à fin 2023 (MW)	Volumes retenus à fin 2023 / Volumes appelés au total (MW)
Total	**24/61** *(39 %)*	**14 115,0/28 005,0** *(50 %)*	**9 650,6/14 115,0** *(68 %)*	**9 650,6/28 005,0** *(34 %)*

A la suite de ses instructions, la CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie de retenir en tant que lauréats 1 044 projets, pour une puissance cumulée de 9,65 GW. Le ministre a finalement retenu 1 100[9] projets, qui représentent une puissance cumulée de 10,20 GW. En effet, à plusieurs reprises, la CRE a proposé par courrier au ministre de retenir des listes complémentaires de projets lauréats, du fait leur compétitivité. Le ministre a, dans la grande majorité des cas, décidé de désigner lauréats ces projets. Les analyses du présent rapport ne portent que sur les dossiers que la CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie de retenir à la suite de ses instructions[10]. Par simplification, ils sont qualifiés de « retenus » dans la suite du rapport.

Les conditions de souscription des appels d'offres se sont améliorées en 2023, après un démarrage complexe dans un contexte inflationniste

Le lancement de la vague d'appels d'offres PPE2 a coïncidé avec le début de la crise énergétique : les années 2021 et 2022 ont ainsi été marquées par des taux de souscription insatisfaisants.

[7] Il convient de noter que, à la suite de la détection d'un problème majeur de non-conformité sur trois périodes de trois appels d'offres, ces dernières ont été particulièrement sous-souscrites et les volumes appelés aux sessions suivantes ont été augmentés pour deux des trois appels d'offres concernés.

[8] Les appels d'offres PPE2 Neutre, PV Sol et Eolien terrestre sont globalement les appels d'offres les mieux souscrits (respectivement 101 %, 76 % et 69 %). L'unique période de l'appel d'offres PPE2 Innovant présente également un niveau de souscription satisfaisant (100 %). Les appels d'offres PV Bâtiment et Autoconsommation sont, eux, particulièrement peu souscrits (respectivement 42 % et 38 %), ce qui a conduit la CRE à recommander de modifier le rythme/les modalités de ces appels d'offres.

[9] Selon les données du site Potentiel mis en place par la Direction générale de l'énergie et du climat.

[10] Hors listes complémentaires.

Par ailleurs, au 15 juillet 2024, 10 %[11] de la puissance cumulée des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 a fait l'objet d'une demande d'abandon du statut de lauréat auprès du ministère, qui leur a été accordée[12]. Ces démarches d'abandon ont parfois été suivies de nouvelles candidatures des projets concernés[13].

Cette situation se résorbe progressivement depuis début 2023, notamment du fait d'adaptation des cahiers des charges et d'une plus grande stabilité des coûts.

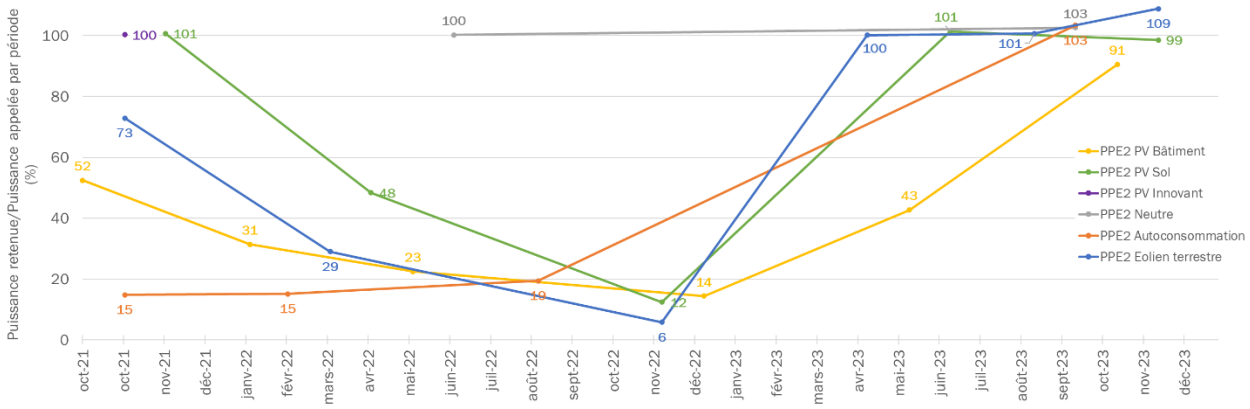


Figure 1 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2

A fin 2023, la puissance cumulée retenue représente ainsi 34,5 % de la puissance cumulée globale appelée pour la période 2021-2026. Environ 40 % de cette puissance concerne des parcs éoliens terrestres et 60 % des parcs photovoltaïques, au sol ou sur bâtiment.

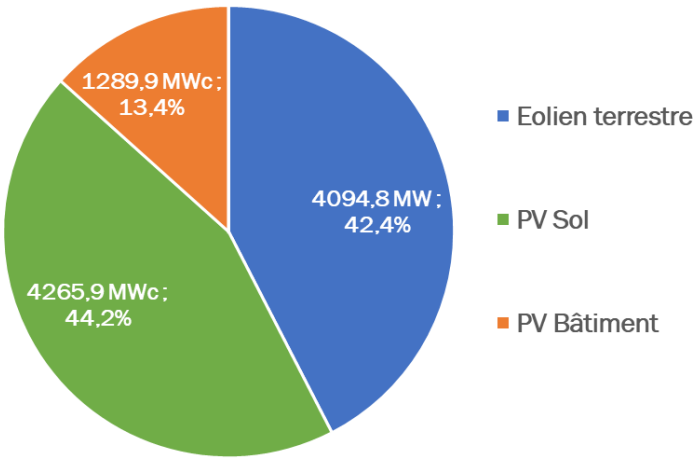


Figure 2 : Répartition des puissances cumulées retenues (MW) par typologies des dossiers depuis le lancement des appels d'offres PPE2

Le rapport se concentrant sur les périodes de candidature d'appels d'offres qui se sont tenues entre mi-2021 et fin 2023, les données présentées concernent des installations dont les mises en service devraient théoriquement intervenir entre 2022 et 2027, les délais maximaux de mise en service imposés

[11] 97 dossiers, représentant une puissance cumulée de 962 MW.

[12] Contre 4,5 % de l'ensemble des projets de plus de 500 kW retenus dans le cadre des appels d'offres dits « CRE 4 » (entre 2017 et 2021).

[13] Ainsi les données présentées dans le rapport peuvent comporter certains doublons. Malgré cela, ces données offrent une vision globale représentative des filières à la date concernée.

par les cahiers des charges à compter de la date de désignation des lauréats étant de 30 mois pour le solaire photovoltaïque et de 36 mois pour l'éolien terrestre[14]. L'augmentation progressive des volumes retenus aux appels d'offres devrait se refléter à l'avenir dans les évaluations des charges de service public de l'énergie opérées chaque année par la CRE.

****

Conclusion n°2 : Après une période marquée par une tendance à la baisse des prix proposés par les candidats pendant la précédente vague d'appels d'offres dite « CRE4 », les niveaux de prix proposés par les lauréats des appels d'offres portant sur des installations photovoltaïques ou éoliennes à terre ont fortement augmenté dès le lancement des appels d'offres PPE2 (+ 35 % d'agissant des projets éoliens terrestres, + 39 % s'agissant des projets photovoltaïques au sol et + 23 % d'agissant des projets photovoltaïques sur bâtiment entre 2021 et 2023).

Ces prix se stabilisent en 2023, sans diminution notable jusqu'à présent : or, si les taux d'intérêt demeurent plus élevés qu'avant la crise, le coût des matières premières et du transport a fortement baissé. La stabilité des prix semble justifiée s'agissant de l'éolien terrestre (pas de baisse du coût des turbines *a priori* à ce stade) ; elle pose cependant question s'agissant du photovoltaïque (division par deux du coût des modules en un an et tendance à la baisse des prix en Allemagne par exemple).

Les prix proposés par les candidats ont augmenté en 2021 et 2022 et stagnent depuis début 2023

La précédente vague d'appels d'offres (dite « CRE4 ») a permis d'observer une certaine baisse des coûts des installations de production d'électricité renouvelable entre 2017 et 2021, bien que non continue. Cette tendance baissière, liée à l'apprentissage technologique et aux économies d'échelle, s'est inversée entre 2021 et 2023, avec une forte hausse des prix constatés aux appels d'offres.

[14] Les cahiers des charges prévoient cependant que ces délais peuvent être allongés en cas de travaux de raccordement longs ou par dérogation en cas de contentieux administratifs.

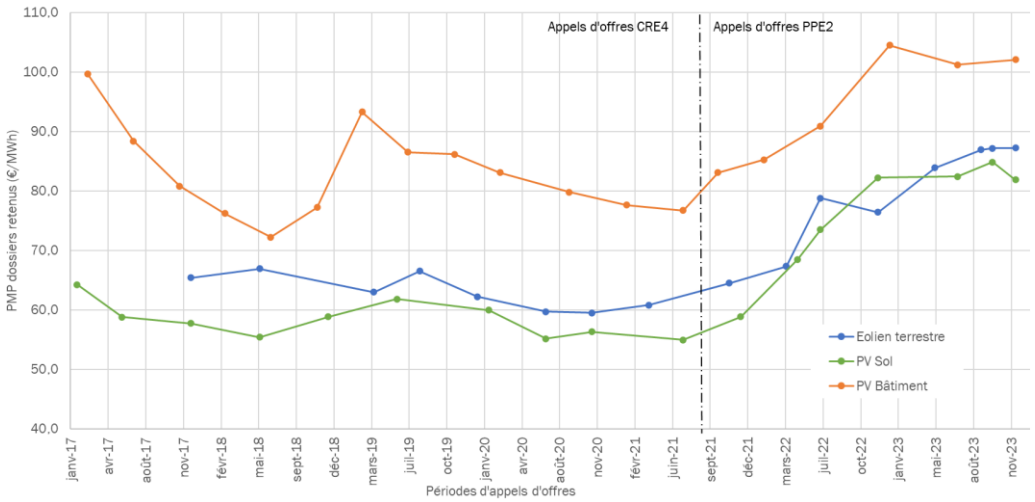


Figure 3 : Evolution des prix moyens pondérés (PMP) par la puissance des projets retenus aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2017 et 2023[15] par typologie d'installations[16]

La tendance d'évolution des prix des projets lauréats entre 2021 et 2023 montre une augmentation significative du coût des projets d'énergies renouvelables. Ainsi, entre les premières et dernières périodes d'appels d'offres qui se sont tenues pour les trois typologies de projets étudiées, les prix ont augmenté :

- de + 35 % d'agissant des projets éoliens terrestres (64,5 €/MWh => 87,2 €/MWh) ;
- de + 39 % s'agissant des projets photovoltaïques au sol (58,8 €/MWh => 81,9 €/MWh)[17] ;
- de + 23 % d'agissant des projets photovoltaïques sur bâtiment (83,1 €/MWh => 102,1 €/MWh).

Après de fortes hausses entre fin 2021 et début 2023, les évolutions des coûts des projets sont désormais contrastées, tandis que les conditions de financement n'ont pas retrouvé leur niveau d'avant-crise

Les tensions sur les matières premières et la logistique, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt ont en effet modifié la tendance d'évolution des coûts des filières renouvelables, après une longue période de dynamique baissière (données déclaratives des plans d'affaires communiquées par les candidats) :

- entre fin 2021 et fin 2023, les coûts moyens d'investissement (CAPEX) ont augmenté d'en moyenne + 14 % pour les installations éoliennes terrestres, + 9 % pour les installations photovoltaïques au sol, et de + 2 % pour les installations photovoltaïques éligibles à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment ;
- les coûts moyens d'exploitation et de maintenance et les taxes (OPEX) ont augmenté de + 14 %, pour les installations éoliennes terrestres, + 29 % pour les installations photovoltaïques

[15] Les prix présentés pour les précédents appels d'offres CRE4, sont les prix moyens pondérés non majorés, ne tenant pas compte des bonus sur l'investissement participatif (+3 €/MWh) ou le financement participatif (+1 €/MWh) demandés par certains candidats. Dans le cadre des appels d'offres PPE2, les bonus sur la rémunération ont été remplacés par des bonus sur la notation : le prix n'est donc pas majoré.

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

[17] Le rapport de la CRE de février 2019 précité montrait que les 30 % des projets photovoltaïques au sol de grande taille les plus compétitifs présentaient un prix moyen d'environ 48 €/MWh. A la cinquième période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol, qui s'est tenue fin 2023, la même analyse conduit à un prix moyen d'environ 77 €/MWh. Une forte hausse des prix des projets photovoltaïques les plus favorisés s'observe donc également. En particulier, ces prix sont désormais globalement supérieurs aux prix à terme de l'électricité observés récemment, de l'ordre de 60 à 75 €/MWh.

au sol et de + 6 % pour les installations photovoltaïques éligibles à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment.

Cependant, le coût des modules photovoltaïques a largement chuté à partir de début 2023 (entre – 30 % et – 40 % de baisse de coûts constatée entre les périodes de fin 2021 et celles de fin 2023) et connait aujourd'hui un niveau historiquement bas (en particulier en raison des surcapacités de production en Chine). Cette baisse ne s'est cependant pas matérialisée dans les résultats des périodes récentes des appels d'offres, alors que les modules représentent environ un quart des coûts d'investissement des projets photovoltaïques (elle se matérialise pourtant dans d'autres pays comme l'Allemagne, cf. partie 2.4 du rapport). Les prochaines périodes d'appels d'offres devraient permettre soit de considérer qu'il s'agit d'un retard, soit d'une cause plus spécifique qu'il conviendra d'analyser. Il convient de noter qu'une telle baisse n'a pas été observée à ce stade s'agissant du coût des turbines de la filière éolienne (ces deux postes de CAPEX représentent cependant des parts différentes dans le coût total des projets des deux filières).

Par ailleurs, les conditions de financement des projets d'EnR se sont dégradées depuis le lancement des appels d'offres, avec une forte hausse des taux d'intérêt moyens observés, qui ont plus que doublé entre 2021 et 2023 (taux d'intérêt moyen observé en 2023 de 4,5-4,7 % selon la filière)[18]. L'augmentation des taux a un effet haussier considérable sur les prix des projets lauréats, car les projets éoliens et photovoltaïques sont très capitalistiques.

Sur la période couverte par le présent rapport, la mise en place de mesures nationales adaptées a permis de « débloquer » des projets en difficulté et d'accélérer leur développement malgré la forte hausse des coûts via notamment :

- la possibilité pour certains producteurs[19] d'amortir une partie de la hausse des coûts et des taux en vendant l'électricité produite sur le marché pendant une durée limitée avant la prise d'effet du contrat de soutien[20] ;
- l'introduction, à partir de fin 2022, pour l'ensemble des appels d'offres PPE2, d'une indexation (coefficient « K ») des prix proposés par les lauréats pour prendre en compte l'évolution des coûts des installations et des taux d'intérêt entre la date de dépôt des candidatures et jusqu'à douze mois avant la mise en service des installations. La CRE a contribué à la définition de la formule d'indexation ;
- la possibilité pour les porteurs de projets lauréats d'une période d'un appel d'offres dont la date de clôture est antérieure à novembre 2022 de bénéficier d'une procédure simplifiée d'abandon de leur projet en vue d'une recandidature réalisée au plus tard le 31 décembre 2024. Ces projets doivent cependant proposer un prix inférieur au prix plafond de leur période d'origine, indexé par le coefficient K défini dans le cahier des charges correspondant.

Il convient donc de souligner que pour les périodes de candidature postérieures à l'introduction de l'indexation par le coefficient K[21] fin 2022, le prix moyen pondéré des dossiers retenus, calculé sur la base des tarifs de référence demandés par les candidats au moment de la candidature, ne reflète pas directement la valeur du niveau de soutien dont les porteurs de projets bénéficieront *in fine* à la signature des contrats (les tarifs seront indexés sur l'évolution de coefficient K).

[18] Les développeurs de la majorité des parcs du panel semblent toujours prévoir un recours à un pourcentage élevé de dette (60,7 % en 2023 pour l'éolien à terre, 69,2 % pour le photovoltaïque au sol et 77,9 % pour le photovoltaïque sur bâtiment).

[19] La mesure n'étant applicable qu'aux projets lauréats des périodes d'appels d'offres CRE4 et des premières périodes des appels d'offres PPE2 dont la date de mise en service est postérieure à septembre 2022 et antérieure au 31 décembre 2024.

[20] Cahiers des charges modificatifs publiés le 30 août 2022.

[21] L'indexation K s'applique entre le mois de la date de fin de période de candidature et le 12e mois avant la mise en service.

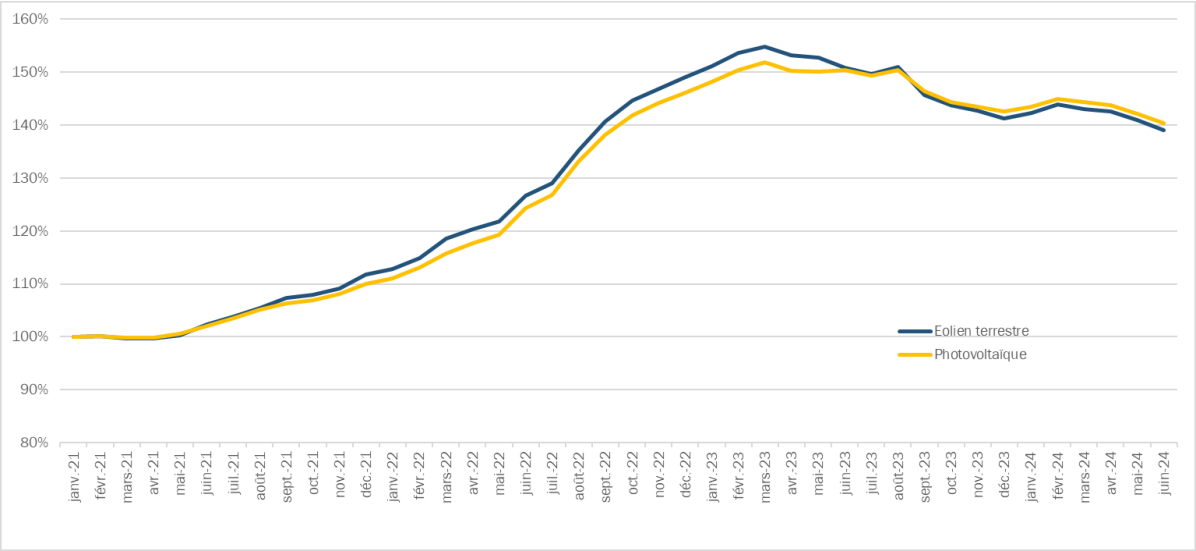


Figure 4 : Evolution de l'indice K (base 100 en janvier 2021)

Les coûts de la filière de l'éolien terrestre sont caractérisés par des CAPEX de l'ordre de 1 500-2 000 €/kW, des OPEX de l'ordre de 40-50 €/kW/an et un productible moyen de près de 2 500 hepp[22]

Les CAPEX observés pour les périodes de candidature qui se sont tenues en 2023 se situent autour de 1 850 €/kW pour les installations éoliennes à terre. 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 2014 se situaient entre 1 400 et 1 600 €/kW en fonction des années de mise en service (entre 2008 et 2012).

En euros constants, les coûts d'investissement de la filière sont finalement demeurés globalement stables ces 15 dernières années.

Plus précisément, le coût d'investissement, très largement prédominant dans le coût de production pour les parcs éoliens à terre, est composé à environ 60 % du coût des turbines. Sur la période récente, le prix des turbines payé par les porteurs de projet ne baisse pas malgré la baisse du prix de certaines matières premières et la baisse de l'indice K depuis début 2023.

Il convient par ailleurs de noter que la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs semble relativement stable depuis plusieurs années (cf. graphique ci-dessous) et globalement plus faible que dans le reste des pays européens : la puissance unitaire moyenne des turbines installées en 2023 en Europe était ainsi de 4,5 MW (4,8 MW en Allemagne, 4,5 MW en Italie, 4,4 MW au Royaume-Uni, contre 3,6 MW en France)[23]. Cette différence par rapport à la moyenne européenne ne contribue globalement pas à la baisse des coûts de la filière.

[22] 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.

[23] Rapport *Wind energy in Europe - 2023 Statistics and the outlook for 2024-2030,* WindEurope.

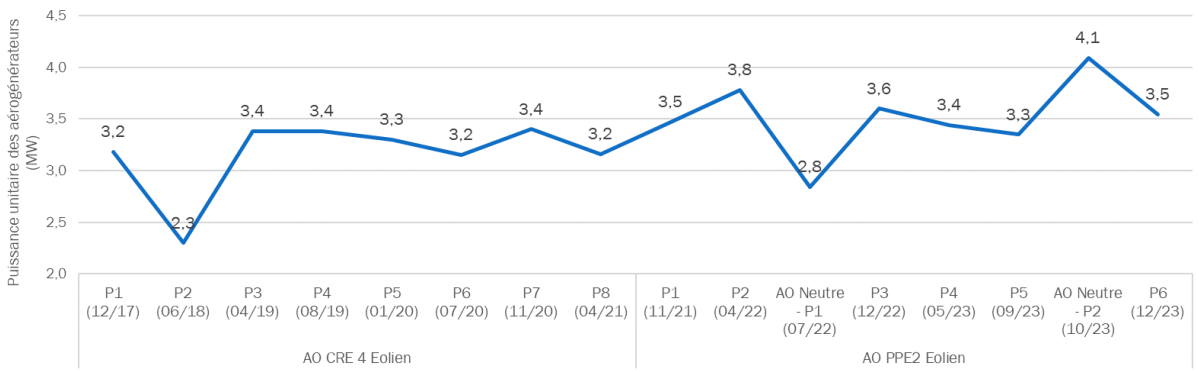


Figure 5 : Evolution de la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs, pondérée par le nombre d'aérogénérateurs de chaque parc

S'agissant des OPEX[24] pour les périodes de candidature qui se sont tenues en 2023, ils se situent autour de 47 €/kW/an. Ce niveau semble relativement stable depuis plusieurs années.

Les coûts du solaire photovoltaïque sont caractérisés par des CAPEX et des OPEX près de deux fois plus faibles que l'éolien terrestre (CAPEX d'environ 850-950 €/kWc pour les projets au sol, mais de 1 200-1 250 €/kWc pour les projets sur bâtiment, OPEX d'environ 20-25 €/kWc/an) mais des productibles également deux fois plus faibles (près de 1 250 hepp)

Les CAPEX représentent également la majeure partie des coûts d'un parc photovoltaïque, la filière étant, tout comme l'éolien à terre, fortement capitalistique. Les coûts moyens observés pour les périodes de candidature qui se sont tenues en 2023 se situent autour de 935 €/kWc pour les parcs photovoltaïques au sol. Ce niveau est proche de 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 (900 €/kWc). Il convient de noter que les coûts d'investissement des projets les moins chers (installations photovoltaïques au sol de grande taille[25]) avoisinent les 650 €/kWc en 2023.

Les coûts moyens d'investissement des projets photovoltaïques retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment sont plus élevés ; ils s'élèvent en moyenne autour de 1 250 €/kWc en 2023, c'est-à-dire au même niveau qu'en 2017/2018.

S'agissant des parcs photovoltaïques au sol, le coût le plus significatif est généralement celui associé à l'achat des modules (25,5 %). En revanche, s'agissant des lauréats de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment, le principal poste de dépenses est l'achat des structures (31,5 %), l'achat des modules arrivant en deuxième position (22,1 %).

Les coûts moyens d'opération et des taxes des installations photovoltaïques observés pour les périodes de candidature qui se sont tenues en 2023 se situent autour de 20-25 €/kWc/an. Ce niveau est, comme pour la filière éolienne, relativement stable depuis plusieurs années.

****

Conclusion n°3 : Les résultats des différentes périodes d'appels d'offres PPE2 montrent un paysage concurrentiel diversifié, sans position dominante, à la fois pour la filière de l'éolien terrestre et celle du photovoltaïque.

[24] Sont comprises les dépenses d'exploitation et de maintenance et les dépenses liées aux taxes.

[25] Principalement des installations sur terrains urbanisés ou à urbaniser (« cas 1 » des cahiers des charges) ou des installations sur terrains dégradés (« cas 3 »).

190 sociétés mères ont été recensées parmi les dossiers retenus[26] :

- 61 ont été identifiées parmi les 247 projets éoliens terrestres retenus (les trois premières sociétés lauréates représentent environ un cinquième du volume retenu total) ;
- 69 ont été identifiées parmi les 382 projets photovoltaïques au sol retenus (les trois premières sociétés lauréates représentent un peu plus d'un tiers du volume retenu total) ;
- 79 ont été identifiées parmi les 305 projets photovoltaïques sur bâtiment retenus (les trois premières sociétés lauréates représentent environ un tiers du volume retenu total).

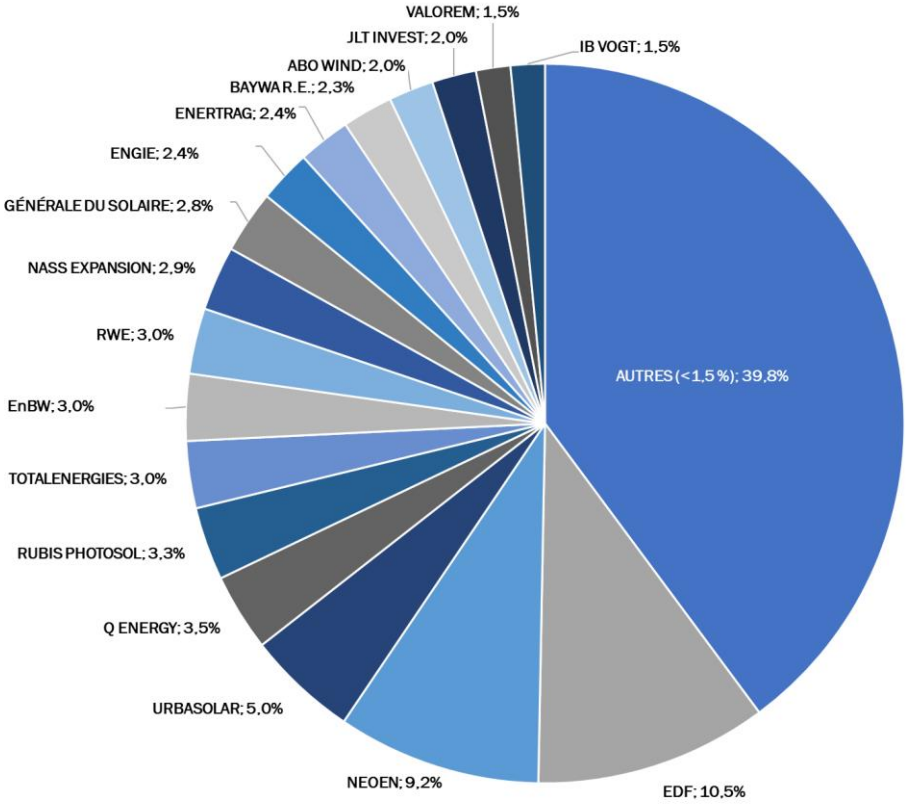


Figure 6 : Répartition par sociétés mères des projets retenus (en étiquette de donnée : acteur, pourcentage de la puissance cumulée retenue toutes filières confondues)

<u>Conclusion n°4</u> : La répartition géographique des projets lauréats pour les périodes considérées montre :

(i) s'agissant de l'éolien terrestre, une cohérence dans la répartition des projets entre le productible potentiel et les volumes retenus : la région Hauts-de-France représente près d'un quart des volumes lauréats et la région Nouvelle-Aquitaine près de 19 %. La densité des projets déjà raccordés dans les Hauts-de-France s'élève à environ 190 kW/km^2, contre 40 kW/km^2 en moyenne en France et 21,7 kW/km² en Nouvelle-Aquitaine (chiffres au 31 décembre 2023). A titre de comparaison, la moitié des Länder allemands présentent, à fin

[26] 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.

2023, des densités régionales en matière de puissance éolienne installée supérieures à 200 kW/km^2 [27].

(ii) s'agissant des projets photovoltaïques, une corrélation moins marquée entre le productible théorique et les volumes retenus, mais sans doute lié à des contraintes de disponibilité foncière. Ainsi la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, qui présente la plus forte densité en projets photovoltaïques à fin 2023 (près de 75 kWc/km^2) et des productibles moyens élevés (environ 1 545,5 hepp pour les projets photovoltaïques au sol retenus, contre une moyenne nationale de 1 229,0 hepp) représente un pourcentage limité des projets retenus. Les volumes importants de lauréats dans la région Grand-Est s'expliquent notamment, s'agissant des projets photovoltaïques au sol, par l'existence d'un gisement important de terrains dégradés.

S'agissant de l'éolien terrestre, la région des Hauts-de-France, actuellement la plus dense en matière de puissance éolienne terrestre déjà raccordée, est également la plus dynamique en matière de projets retenus aux appels d'offres PPE2

Les régions Hauts-de-France et Nouvelle-Aquitaine, qui avec l'Occitanie présentent les productibles moyens prévisionnels les plus élevés par rapport au reste du territoire métropolitain (respectivement 2 616,0 hepp, 2 496,9 hepp et 2 837,7 hepp) concentrent les puissances cumulées retenues les plus élevées de projets éoliens terrestres (respectivement 25 % et 19 % de la puissance cumulée retenue totale).

La région Hauts-de-France est de loin la région la plus dense s'agissant de la puissance éolienne à terre déjà raccordée (un peu moins de 200 kW/km^2). Elle reste cependant bien moins dense que certaines régions allemandes par exemple. A l'échelle du pays, en 2023, la moitié des Länder allemands présentent, à fin 2023, des densités régionales en matière de puissance éolienne installée supérieures à 200 kW/km^2, avec une densité moyenne de puissance éolienne terrestre raccordée d'environ 170 kW/km^2. La région Nouvelle-Aquitaine concentre quant à elle près de 19 % des volumes lauréats, avec une densité de puissance raccordée (21,7 kW/km²) très en retrait par rapport aux Hauts-de-France.

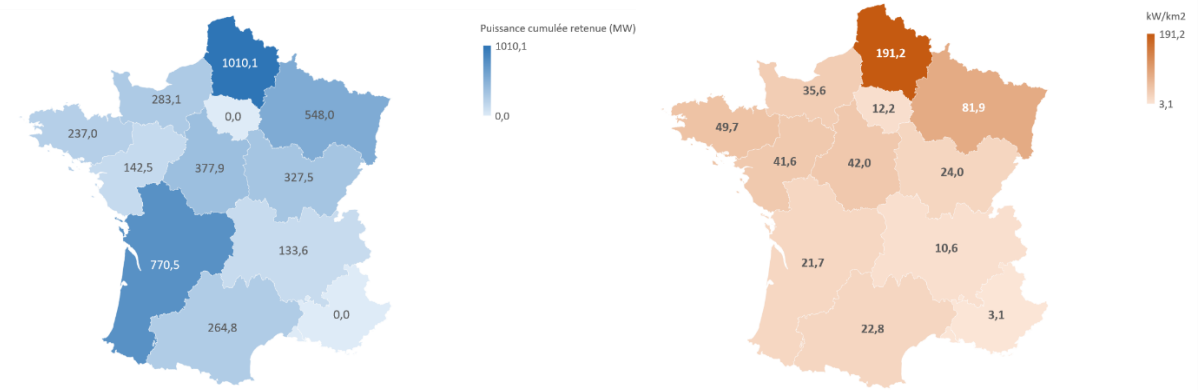


Figure 7 : Répartition régionale de la puissance éolienne terrestre cumulée retenue (MW) (gauche) et densité régionale de puissance éolienne terrestre déjà raccordée par km² en France métropole continentale au 31 décembre 2023[28](droite)

[27] Deutsche Windguard, Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Erstes, Jahr 2023. Le Land présentant la densité la plus importante est le Schleswig-Holstein (541 kW/km^2 à fin 2023). A l'échelle du pays, en 2023, l'Allemagne présente une densité de puissance éolienne terrestre raccordée d'environ 170 kW/km², contre environ 40 kW/km² en moyenne en France métropolitaine continentale.

[28] Panorama de l'électricité renouvelable par l'agence ORE, ENEDIS, RTE et le SER, 31 décembre 2023.

S'agissant du solaire photovoltaïque, le développement est plus diffus et moins corrélé aux productibles moyens des régions

S'agissant du solaire photovoltaïque au sol, les régions Centre-Val-de-Loire, Grand-Est et Nouvelle-Aquitaine concentrent plus de la moitié de la puissance cumulée retenue (respectivement 18 %, 17 % et 16 %). Les taux de réussite élevés de certaines régions, présentant parfois un ensoleillement moyen inférieur à la moyenne du territoire, peuvent s'expliquer notamment par le bonus de notation prévu pour les installations sur terrains dégradés (gisement important dans certaines régions) et plus largement par des disponibilités foncières supérieures.

S'agissant du photovoltaïque sur bâtiment, les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes présentent les pourcentages les plus élevés de puissance cumulée retenue (respectivement 18 %, 15 % et 15 %)[29].

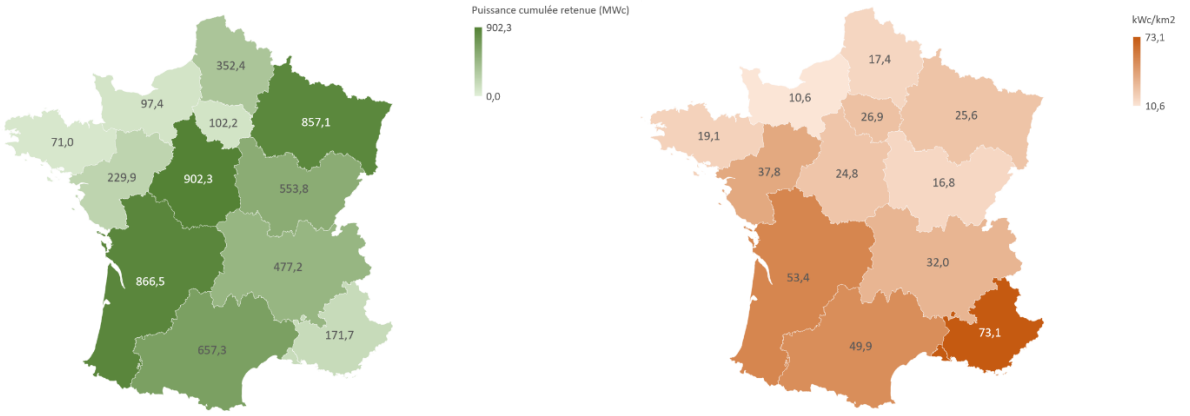


Figure 8 : Répartition régionale de la puissance photovoltaïque au sol et sur bâtiment cumulée retenue (MWc) (gauche) et densité régionale de puissance photovoltaïque déjà raccordée par km² en France métropole continentale au 31 décembre 2023[30] (droite)

Conclusion n°5 : Les situations sont très contrastées s'agissant de la provenance des principaux composants des parcs (turbines pour l'éolien terrestre et modules pour le solaire photovoltaïque) : tandis que 96 % de la puissance installée cumulée retenue en éolien terrestre devrait recourir à des turbines produites par des fabricants européens, près de 85 % de la puissance installée cumulée retenue en solaire photovoltaïque devrait être composée de modules provenant de fabricants asiatiques et seulement 6 % de fabricants européens (très majoritairement français).

La filière éolienne terrestre prévoit de recourir massivement à des turbiniers européens

S'agissant de l'éolien terrestre, les porteurs de projet retenus ont indiqué avoir sélectionné 8 fabricants de turbines différents, dont 5 sont européens (plus de 95 % de la puissance installée cumulée retenue sur l'échantillon considéré).

[29] A noter cependant que la région PACA est la région la plus dense s'agissant de la puissance photovoltaïque déjà raccordée (près de 73 kWc/km^2).

[30] Panorama de l'électricité renouvelable par l'agence ORE, ENEDIS, RTE et le SER, 31 décembre 2023.

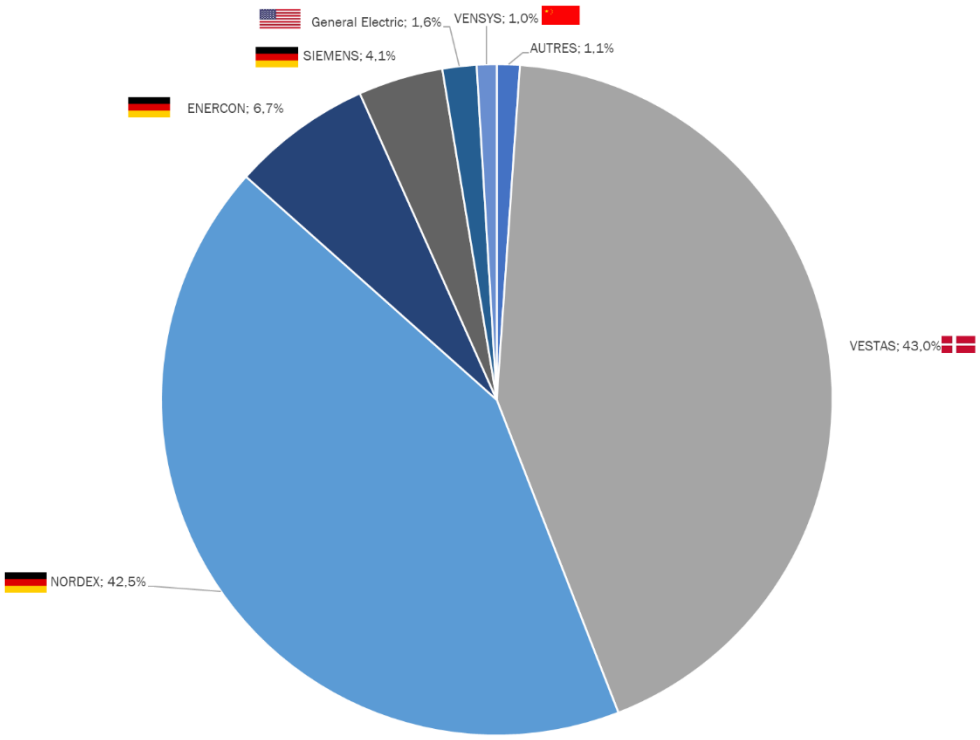


Figure 9 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricants d'éoliennes – Eolien terrestre[31]

La filière du solaire photovoltaïque prévoit de recourir très majoritairement à des fabricants asiatiques

S'agissant du photovoltaïque, la très grande majorité des porteurs de projets indiquent prévoir l'installation de modules photovoltaïques produits par des fabricants chinois (plus de 80 % de la puissance installée cumulée retenue au sol et plus de 85 % pour le bâtiment). Les fabricants de modules européens représentent moins de 5 % du total s'agissant des installations photovoltaïques au sol, et moins de 10 % du total s'agissant des installations photovoltaïques sur bâtiment. La valeur moyenne de l'évaluation carbone simplifiée (ECS) des modules des installations photovoltaïques sur bâtiment (qui fait l'objet d'un critère de notation, contrairement à l'éolien terrestre) est de 463,6 kg eq CO_2/kWc, valeur plus élevée que pour les installations photovoltaïques au sol (433,8 kg eqCO_2/kWc).

[31] Le fournisseur chinois de turbines Goldwind est l'actionnaire majoritaire de l'entreprise allemande Vensys.

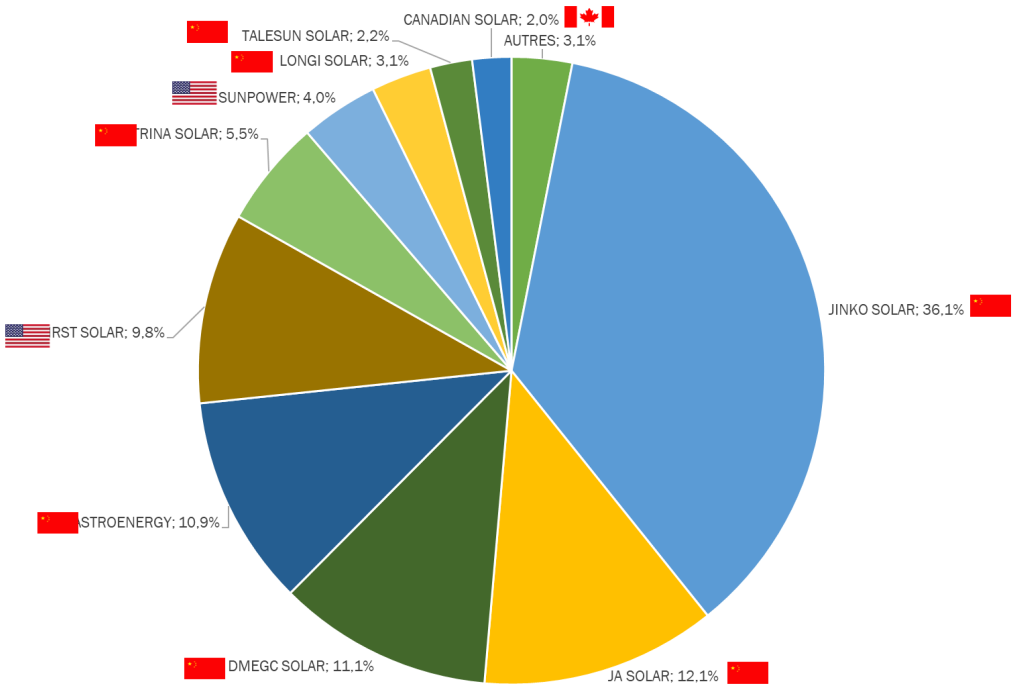


Figure 10 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Sol

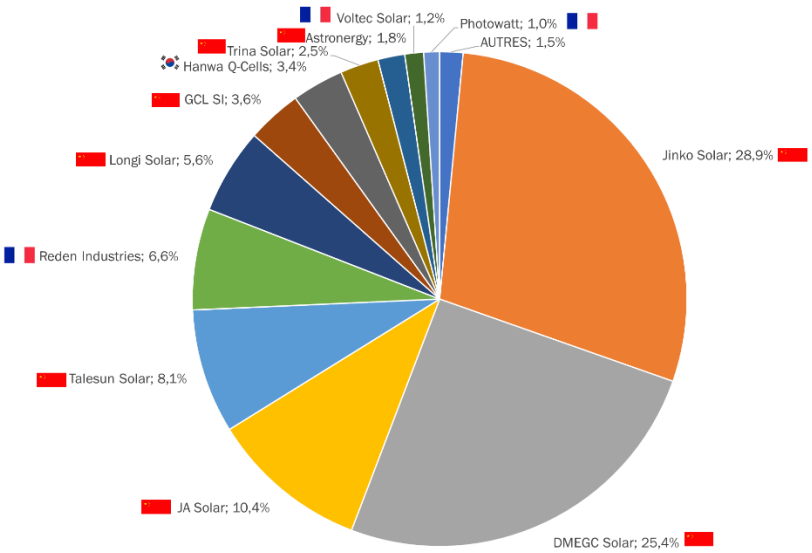


Figure 11 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Bâtiment

Table des matières

1. Présentation générale des appels d'offres PPE2 18
1.1. Cadre du soutien aux énergies renouvelables électriques 18
1.2. Rappel sur le développement de l'éolien terrestre, du solaire photovoltaïque et de l'hydroélectricité en métropole continentale à fin 2023 19
1.3. Périmètre des sept appels d'offres PPE2 19
1.4. Etat d'avancement des appels d'offres PPE2 21
1.5. Objectifs et méthodologie de l'analyse menée par la CRE 22
2. Bilan général des appels d'offres PPE2 au 31 décembre 2023 24
2.1. Volumes lauréats 24
2.2. Répartition régionale des dossiers retenus 27
2.3. Répartition des dossiers retenus par société mère 28
2.4. Niveaux de soutien octroyés aux installations retenues 29
3. La filière de l'éolien terrestre 34
3.1. Puissance cumulée des dossiers retenus 34
3.2. Caractéristiques techniques des projets retenus 36
3.2.1. Taille globale des parcs 36
3.2.2. Puissance unitaire des aérogénérateurs 36
3.2.3. Diamètre des rotors 37
3.2.4. Hauteur en bout de pale 38
3.3. Répartition régionale des projets retenus 38
3.4. Répartition des projets retenus par société mère 41
3.5. Fabricants 42
3.6. Prix proposés par les projets retenus 43
3.7. Durée moyenne d'exploitation des projets retenus 45
3.8. Coût des projets 45
3.8.1. Coûts d'investissement 45
3.8.2. Coûts d'exploitation et de maintenance et taxes 48
3.8.3. Financement 51
4. La filière du solaire photovoltaïque au sol 53
4.1. Puissance cumulée des dossiers retenus 54
4.2. Caractéristiques techniques des projets retenus 54
4.2.1. Terrains d'implantation 54

4.2.2. Taille globale des parcs 56
4.3. Répartition régionale 57
4.4. Répartition par société mère 61
4.5. Caractéristiques des modules photovoltaïques et fabricants 62
4.5.1. Types de modules photovoltaïques et bilan carbone 62
4.5.2. Fabricants de modules 63
4.6. Prix proposés par les projets retenus 64
4.7. Durée moyenne d'exploitation des projets retenus 66
4.8. Coût des projets 66
4.8.1. Coûts d'investissement 66
4.8.2. Coûts d'exploitation et de maintenance et taxes 70
4.8.3. Financement 74

5. La filière du solaire photovoltaïque sur « bâtiments » 76
5.1. Puissance cumulée des dossiers retenus 77
5.2. Caractéristiques techniques des projets retenus 77
5.2.1. Typologie des projets 77
5.2.2. Taille globale des parcs 80
5.3. Répartition régionale 82
5.4. Répartition par société mère 84
5.5. Caractéristiques des modules photovoltaïques et fabricants 85
5.5.1. Types de modules et bilan carbone 85
5.5.2. Fabricants de modules 86
5.6. Prix proposés par les projets retenus 87
5.7. Durée moyenne d'exploitation des projets retenus 89
5.8. Coût des projets 89
5.8.1. Coûts d'investissement 89
5.8.2. Coûts d'exploitation et de maintenance et taxes 94
5.8.3. Financement 99

1. Présentation générale des appels d'offres PPE2

1.1. Cadre du soutien aux énergies renouvelables électriques

L'Union Européenne a accru ces dernières années ses ambitions en matière de développement des énergies renouvelables. Depuis sa révision en octobre 2023[32], la directive sur les énergies renouvelables[33] 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) et de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE2). La PPE2 fixe 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, du solaire photovoltaïque et de l'hydroélectricité sont fixés respectivement à 33,2-34,7 GW, 35,1-44,0 GW et 26,4-26,7 GW.

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 PPE2[34].

Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques ont évolué au fil des années, notamment dans l'objectif de mieux maîtriser les charges budgétaires en résultant 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 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.

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 marché. 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.
- 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

[32] Révision du 18 octobre 2023 de la directive sur les énergies renouvelable.

[33] Vision consolidée de la directrice sur les énergies renouvelables.

[34] Les volumes 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.).

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'énergie[35] 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.

1.2. Rappel sur le développement de l'éolien terrestre, du solaire photovoltaïque et de l'hydroélectricité en métropole continentale à fin 2023

Les filières de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïques en France métropolitaine continentale ont connu une croissance, de + 37,2 GWc de capacité installée entre 2008 et 2023[36]. A la fin 2023, le parc éolien terrestre raccordé a atteint une puissance cumulée de 21,8 GW et le parc photovoltaïque une puissance cumulée de 18,8 GW[37]. En particulier, sur l'année 2023, 1,2 GW d'éolien terrestre et 3,1 GWc de photovoltaïque ont été raccordés. Cela s'inscrit dans un contexte général d'accélération de la croissance la filière du solaire photovoltaïque ces trois dernières années et de relative stabilité s'agissant de la filière de l'éolien terrestre.

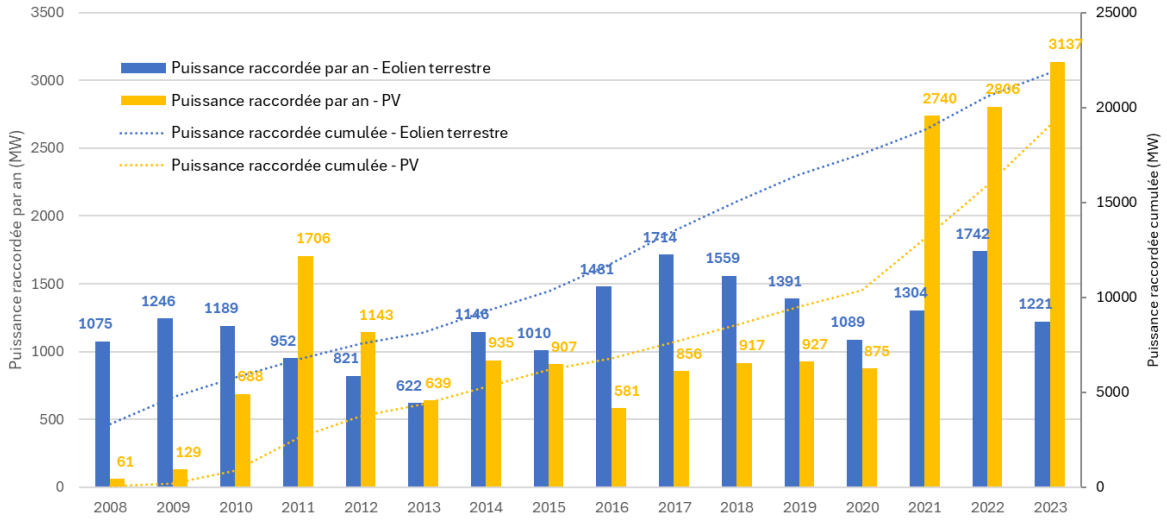


Figure 12 : Evolution de la puissance raccordée annuellement pour le parc éolien terrestre et photovoltaïque en métropole continentale et en Corse[38]

S'agissant de la filière hydraulique, elle représente une puissance installée de 25,3 GW[39] en France métropolitaine continentale à fin 2023. La puissance raccordée est globalement stable.

1.3. Périmètre des sept appels d'offres PPE2

Les articles L. 311-10 et 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.

---

[35] 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.

[36] Panorama de l'électricité renouvelable par l'agence ORE, ENEDIS, RTE et le SER, 31 décembre 2023.

[37] Le *Watt crête* (Wc) définit la puissance maximale de production photovoltaïque sous un ensoleillement standard de référence.

[38] 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.

[39] Panorama de l'électricité renouvelable par l'agence ORE, ENEDIS, RTE et le SER, 31 décembre 2023.

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, le ministre chargé 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 2021[40].

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 seconde programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE ») couvrant la période 2019-2028. Les principales caractéristiques de ces appels d'offres sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

Appel d'offres	Périmètre	Puissances installées éligibles	Volumes totaux appelés sur la période 2021-2026 (MW)	Nombre total de périodes
PPE2 PV Bâtiment	Centrales photovoltaïques sur bâtiments, hangars, serres agrivoltaïques, ombrières et ombrières agrivoltaïques	P > 500 kWc	5 600[41]	14
PPE2 PV Sol	Centrales photovoltaïques au sol	Hors terrains dégradés : 500 kWc – 30 MWc Terrains dégradés : > 500 kWc	9 375[42]	10
PPE2 PV Innovant	Centrales photovoltaïques innovantes au sol, sur bâtiments, hangars, serres agricoles, ombrières et installations agrivoltaïques	PV Sol (famille 1) : 500 kWc – 3 MWc PV Bâtiment (famille 2) : 100 kWc – 3 MWc	700	5
PPE2 Neutre	Centrales photovoltaïques au sol et sur bâtiment, installations éoliennes à terre et hydroélectriques	PV Bâtiment et sol sur terrains dégradés : P > 500 kWc PV Sol hors terrains dégradés : 500 kWc – 30 MWc Eolien terrestre : toutes les installations non éligibles à l'arrêté tarifaire en vigueur	2 500	5

[40] Cf. page 1 du présent rapport.

[41] 5100 MW appelés initialement dans la première version du cahier des charges de l'appel d'offres publiée sur le site de la CRE.

[42] 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.

		Hydroélectricité : 1 MW – 4,5 MW		
PPE2 Autoconsommation	Centrales photovoltaïques au sol et sur bâtiment, installations éoliennes à terre	Hors autoconsommation collective étendue : 500 kWc – 10 MWc Autoconsommation collective étendue[43] : 500 kWc – 3 MWc	700	14
PPE2 Eolien terrestre	Installations éoliennes à terre	Toutes les installations non éligibles à l'arrêté tarifaire en vigueur	9 025	10
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 ans[44].

1.4. Etat d'avancement des appels d'offres PPE2

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

- des volumes retenus pour les périodes qui se sont tenues jusqu'à fin 2023 et de ceux appelés pour chaque appel d'offres pour la période 2021-2026
- du nombre de périodes de candidature révolues à fin 2023 par rapport au nombre de périodes total prévues sur la période 2021-2026.

[43] Au sens de l'article L. 315-2 du code de l'énergie.

[44] 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.

Appel d'offres	Nombre de périodes déjà instruites/ Nombre total de périodes	Volumes déjà appelés à fin 2023 / Volume appelés au total (MW)	Volumes retenus à fin 2023 / Volumes appelés fin 2023 (MW)	Volumes retenus à fin 2023 / Volume appelés au total (MW)
PPE2 PV Bâtiment	6/14 (43 %)	2 700,0/5 600,0 (48 %)	1 134,4/2 700,0 (42 %)	1 134,4/5 600,0 (20 %)
PPE2 PV Sol	5/10 (50 %)	4 750,0/9 375,0 (51 %)	3 589,4/4 750,0 (76 %)	3 589,4/9 375,0 (38 %)
PPE2 PV Innovant	1/5 (20 %)	140,0/700,0 (20 %)	140,5/140,0 (100 %)	140,5/700,0 (20 %)
PPE2 Neutre	2/5 (40 %)	1 000,0/2 500,0 (40 %)	1 013,9/1 000,0 (101 %)	1 013,9/2 500,0 (41 %)
PPE2 Autoconsommation	4/14 (29 %)	200,0/700,0 (29 %)	76,3/200,0 (38 %)	76,3/700,0 (11 %)
PPE2 Eolien terrestre	6/10 (60 %)	5 325,0/9 025,0 (59 %)	3 696,2/5 325,0 (69 %)	3 696,2/9 025,0 (41 %)
PPE2 Petite Hydroélectricité	0/3 (0 %)	0/105 (0 %)	0/0 (0 %)	0/105 (0 %)
Total	24/61 (39 %)	14 115,0/ 28 005,0 (50 %)	9 650,6/ 14 115,0 (68%)	9 650,6/ 28 005,0 (34 %)

La puissance cumulée retenue s'agissant des périodes de candidature qui se sont tenues avant fin 2023 représente 34,5 % de la puissance cumulée globale appelée pour la période 2021-2026.

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 jusqu'aux périodes de candidature s'étant tenues avant la fin de l'année 2023.

La 1ère période de l'appel d'offres PPE2 Petite hydroélectricité s'étant clôturée début 2024, cet appel d'offres n'est pas traité dans le cadre du présent rapport. Par ailleurs, aucune installation de la filière de la petite hydroélectricité n'a été désignée lauréate à la suite des deux 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.

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* » (sous-entendu par la CRE) dans la suite du rapport. Cependant, il convient de rappeler que, 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 CRE[45].

Par ailleurs, il convient de noter qu'environ 10 % des dossiers retenus par la CRE dans le cadre des appels d'offres PPE2 ont fait une procédure d'abandon de leur statut de lauréat auprès du Ministère, qui leur a été accordé.

Appels d'offres	Abandons accordés[46]	
	Nombre de projets	Puissance cumulée (GW)
CRE4 et assimilés	464	1,66
PPE2	97	0,96

Dans une première partie, le rapport présente le bilan général des périodes des sept appels d'offres PPE2 pour lesquelles les dépôts de candidatures ont été clôturés avant le 31 décembre 2023. Des analyses approfondies des filières éolien terrestre et solaire photovoltaïque (au sol et sur bâtiment) sont ensuite présentées, portant sur les caractéristiques techniques et économiques des projets.

Les données utilisées concernent les projets retenus à des périodes de candidature qui se sont tenues entre mi-2021 et fin 2023 et donc dont les mises en service devraient théoriquement avoir lieu entre 2022 et 2027[47].

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

[46] 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.

[47] 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.

2. Bilan général des appels d'offres PPE2 au 31 décembre 2023

2.1. Volumes lauréats

Depuis le lancement des appels d'offres PPE2 au second semestre 2021, la CRE a proposé de retenir en tant que lauréats dans ses délibérations 1 044 projets représentant une puissance installée cumulée de 9 650,6 MW (pour les périodes s'étant tenues jusqu'à fin 2023). Le détail du nombre de dossiers retenus et des volumes qu'ils représentent par appel d'offres et période d'appel d'offres est présenté dans le tableau ci-dessous.

Appel d'offres	Période	1	2	3	4	5	6	Total
PPE2 PV Bâtiment	Phase de candidature	oct.-21	févr.-22	juin-22	janv.-23	juin-23	nov.-23	
	Nb dossiers retenus	52	41	26	16	80	90	305
	Puissance retenue (MWc)	157,1	125,8	89,8	57,6	341,9	362,2	1134,4 MWc
	Puissance retenue/Puissance appelée (%)	52,4	31,4	22,5	14,4	42,7	90,5	42,0 %
PPE2 PV Sol	Phase de candidature	déc.-21	mai-22	déc.-22	juil.-23	déc.-23	-	Total
	Nb dossiers retenus	71	38	7	129	92	-	337
	Puissance retenue (MWc)	704,8	339,0	115,0	1519,0	911,5	-	3589,4MWc
	Puissance retenue/Puissance appelée (%)	100,7	48,4	12,4	101,3	98,5	-	75,6 %
PPE2 PV Innovant	Phase de candidature	nov.-21	-	-	-	-	-	Total
	Nb dossiers retenus	52	-	-	-	-	-	52
	Puissance retenue (MWc)	140,5	-	-	-	-	-	140,5 MWc
	Puissance retenue/Puissance appelée (%)	100,3	-	-	-	-	-	100,3 %
PPE2 Neutre	Phase de candidature	juil.-22	oct.-23	-	-	-	-	Total
	Nb dossiers retenus	34	34	-	-	-	-	68

	Puissance retenue (MWc)	501,1 [48]	512,8 [49]	-	-	-	-	1013,9 MWc
	Puissance retenue/Puissance appelée (%)	100,2	102,6					101,4 %
PPE2 Autoconsommation	Phase de candidature	nov.-21	mars-22	sept.-22	oct.-23	-	-	Total
	Nb dossiers retenus	6	9	9	34	-	-	58
	Puissance retenue (MWc)	7,4	7,6	9,7	51,7	-	-	76,3 MWc
	Puissance retenue/Puissance appelée (%)	14,8	15,1	19,4	103,4	-	-	38,2 %
PPE2 Eolien terrestre	Phase de candidature	nov.-21	avr.-22	déc.-22	mai-23	sept.-23	déc-23	Total
	Nb dossiers retenus	32	15	4	62	54	57	224
	Puissance retenue (MW)	510,3	268,2	54,0	925,7	931,3	1006,8	3696,2 MW
	Puissance retenue/Puissance appelée (%)	72,9	29,0	5,8	100,1	100,7	108,8	69,4 %

La Figure 13 ci-dessous présente les niveaux de souscription des périodes d'appel d'offres PPE2.

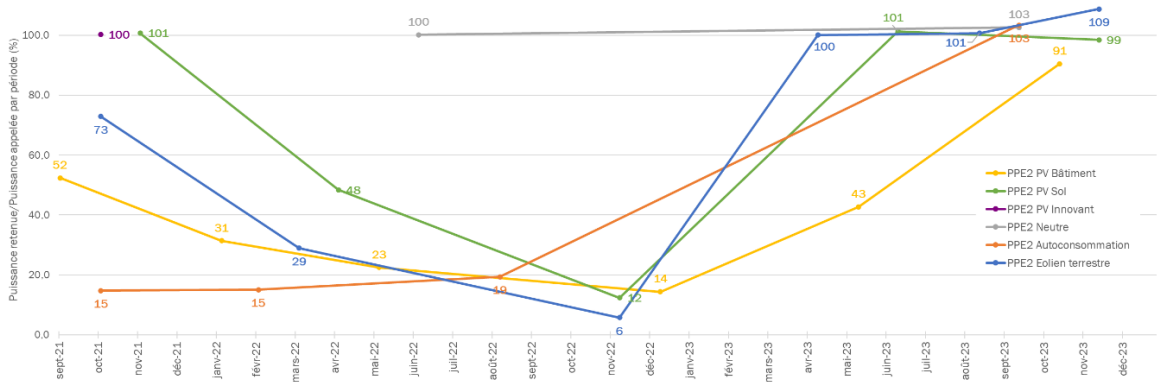


Figure 13 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2

[48] Les projets photovoltaïques retenus (installations photovoltaïques au sol uniquement) représentent en puissance cumulée 180,1 MWc, tandis que les projets éoliens terrestres représentent 321,0 MW.

[49] Les projets photovoltaïques retenus (installations photovoltaïques au sol uniquement) représentent en puissance cumulée 435,2 MWc, tandis que les projets éoliens terrestres représentent 77,6 MW.

S'agissant des périodes de candidature qui se sont tenues en 2022, la CRE a proposé de retenir un volume représentant moins de 30 % du volume total appelé sur cette période. Cela s'explique par plusieurs phénomènes :

- la hausse particulièrement forte du coût des matières premières et du transport ainsi que la dégradation des conditions de financement pour les porteurs de projets.
- un problème majeur de non-conformité des dossiers rencontré lors de l'instruction des 3es périodes des appels d'offres PPE2 Eolien terrestre et PPE2 PV Sol qui se sont tenues fin 2022 (un problème similaire a été rencontré lors de l'instruction de la 4e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment début 2023).

Les périodes de candidature qui se sont tenues en 2023 ont été marquées par des taux de souscription bien plus importants (environ 90 % de volumes retenus par rapport aux volumes appelés). Les conditions des appels d'offres ont en effet été revues à partir de la fin de l'année 2022 avec :

- la mise en place d'une indexation des tarifs proposés par les lauréats entre la période de candidature et une date située douze mois avant la mise en service des installations, censée refléter normativement la date de bouclage financier des projets.
- la révision des niveaux des prix plafonds et leur confidentialisation.

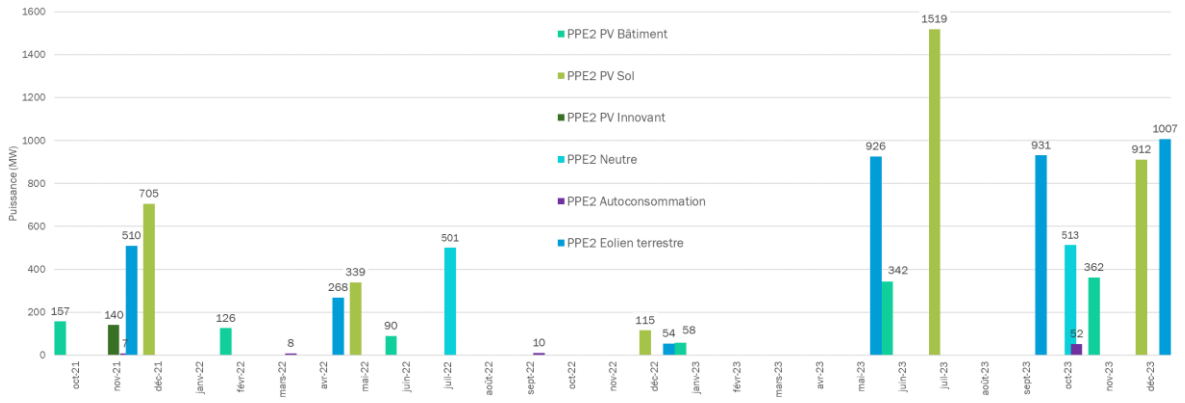


Figure 14 : Bilan des puissances cumulées retenues par appel d'offres et par période d'appel d'offres (MW)

S'agissant des typologies des dossiers retenus, le parc photovoltaïque au sol représente 44 % de la puissance totale que la CRE a proposé de retenir s'agissant des périodes de candidatures qui se sont tenues avant fin 2023, l'éolien terrestre 42 % et le « photovoltaïque sur bâtiment » (au sens de l'éligibilité à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment) 13 %.

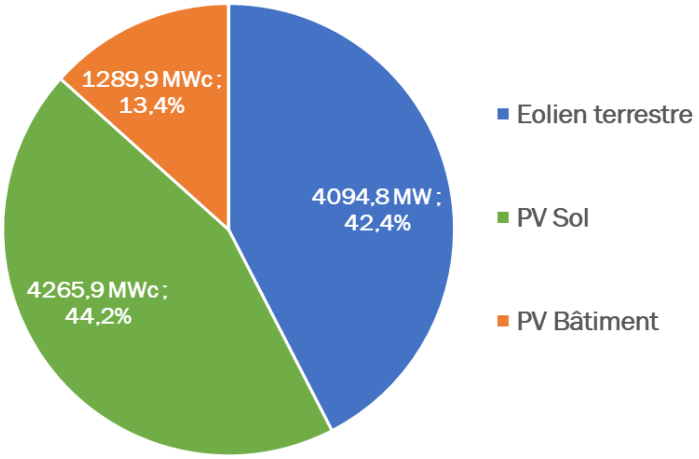


Figure 15 : Répartition des puissances cumulées retenues (MW) par typologies des dossiers depuis le lancement des appels d'offres PPE2

2.2. Répartition régionale des dossiers retenus

La Figure 16 ci-dessous illustre la répartition régionale des projets retenus par la CRE aux différents appels d'offres PPE2. Le détail par filière est présenté dans les parties 3 à 5 du présent rapport.

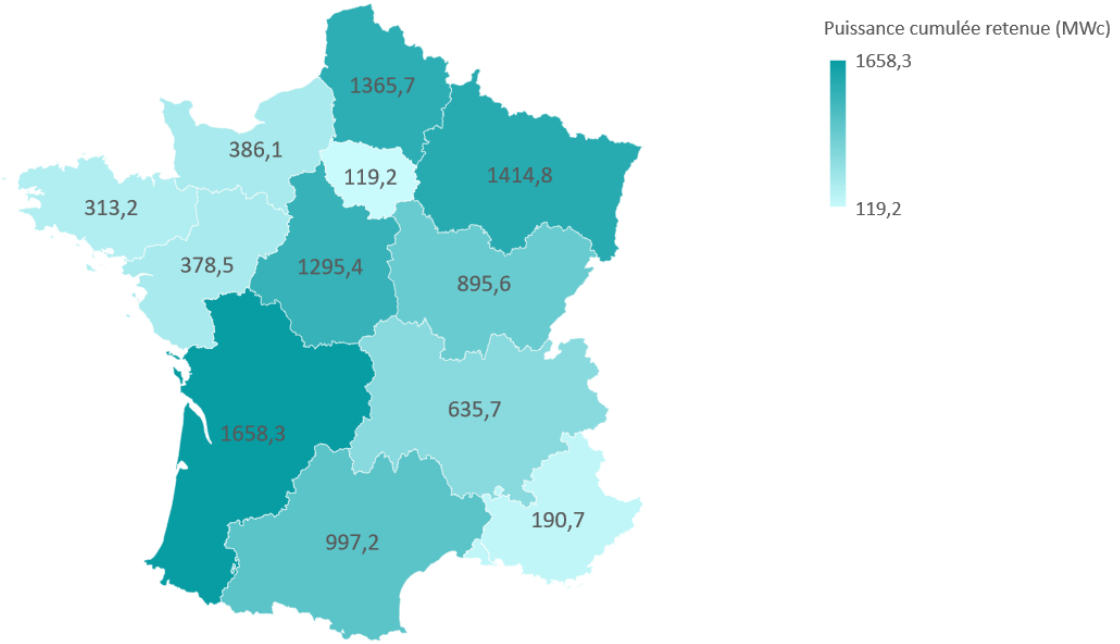


Figure 16 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue (MW)

En considérant l'ensemble des appels d'offres PPE2, les régions de la moitié sud de la France[50] représentent 36 % de la puissance cumulée des dossiers retenus. Les régions concentrant le plus de

[50] Auvergne-Rhône-Alpes, Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Provence-Alpes-Côte-d'Azur.

puissance retenue sont la région Nouvelle-Aquitaine avec 17 % de la puissance cumulée retenue, la région Grand Est (15 %), la région Hauts-de-France (14 %) et la région Centre-Val de Loire (13 %).

Si on rapporte la puissance cumulée retenue à la superficie de chaque région, les régions présentant les densités de lauréats par km^2 les plus importantes sont les régions Hauts-de-France (43 kW/km^2), Centre-Val de Loire (33 kW/km^2) et Grand-Est (25 kW/km^2).

Les trois régions présentant les densités de lauréats par km^2 les plus faibles sont les régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur (6 kW/km^2), Auvergne-Rhône-Alpes (9 kW/km^2) et Ile-de-France (10 kW/km^2).

Ces résultats sont à mettre en regard avec les contraintes de chaque région et la densité existante des parcs déjà raccordés. Des analyses plus approfondies sont présentées dans les parties suivantes portant spécifiquement sur les filières de l'éolien terrestre (§3.3.) et du solaire photovoltaïque au sol (§4.2.) et sur bâtiment (§5.3.).

2.3. Répartition des dossiers retenus par société mère

190 sociétés mères ont été recensées parmi les dossiers retenus[51]. EDF, Neoen et Urbasolar représentent 24,6 % de la puissance cumulée retenue (respectivement 10,5 %, 9,2 % et 5,0 %). Les filières de l'éolien terrestre et du photovoltaïque présentent globalement un paysage concurrentiel diversifié, avec une multitude d'acteurs présents. Le détail par filière est présenté dans les parties 3 à 5 du présent rapport.

[51] 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.

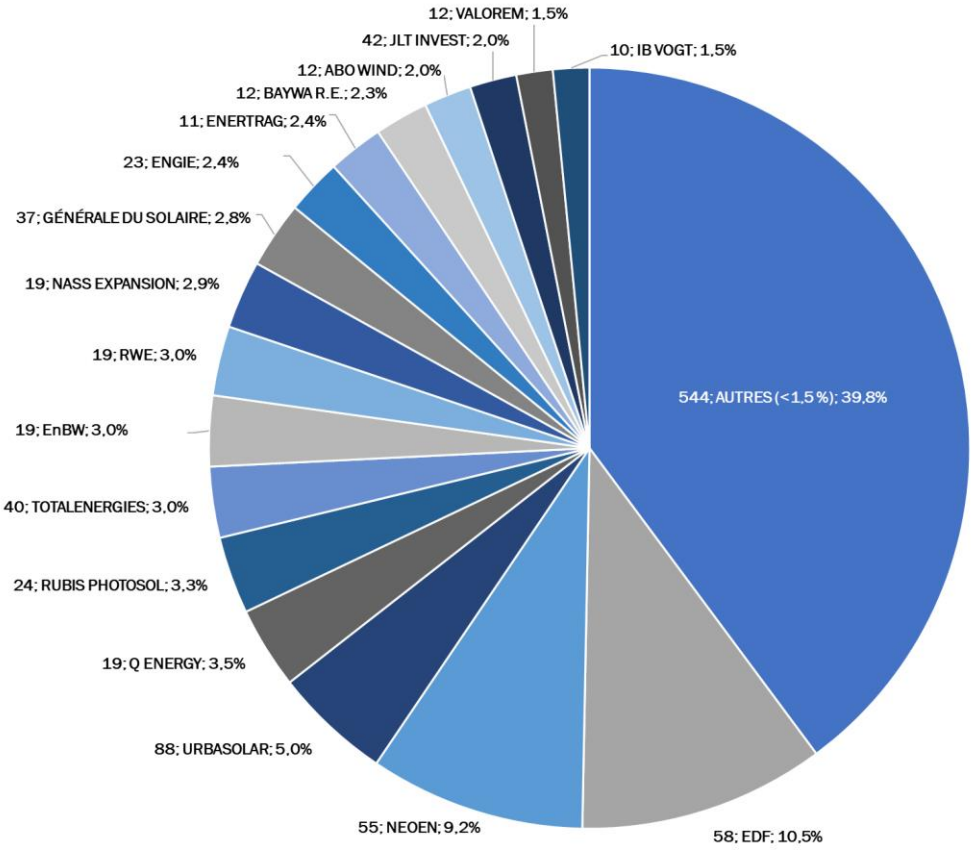


Figure 17 : Répartition par sociétés mères des projets retenus (en étiquette de donnée : nombre de dossiers, acteur, pourcentage de la puissance cumulée retenue toutes filières confondues)

2.4. Niveaux de soutien octroyés aux installations retenues

La précédente vague d'appels d'offres dites « CRE4 » a permis d'observer une baisse relativement continue des coûts des installations de production d'électricité renouvelable entre 2017 et 2021. Cette tendance baissière, liée à l'apprentissage technologique et aux économies d'échelle, ne s'est pas poursuivie entre 2021 et 2023 comme le montre la Figure 18 ci-dessous.

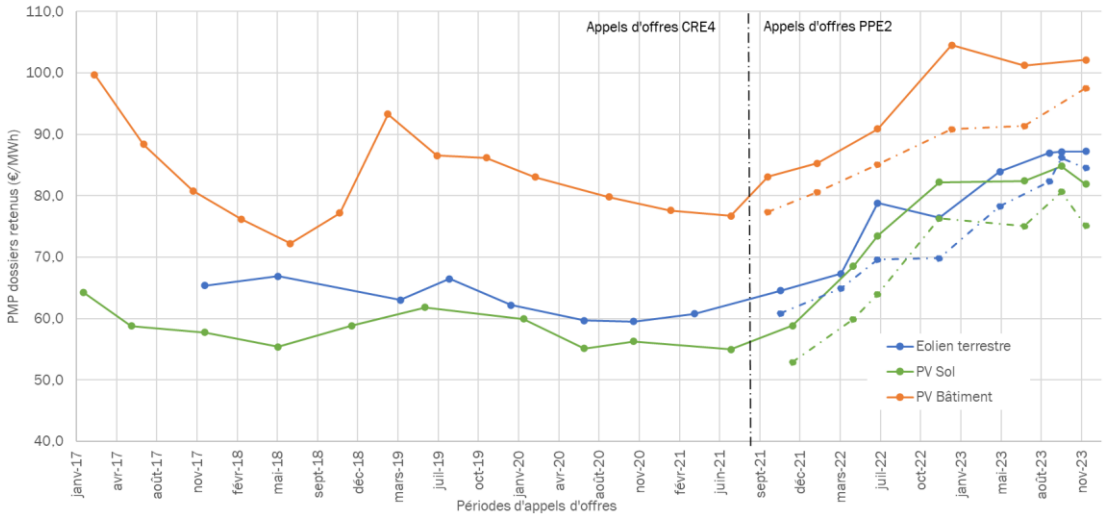


Figure 18 : Evolution des prix moyens pondérés par la puissance des projets retenus aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2017 et 2023 par typologie d'installations[52] (en pointillé, les 10 % des projets les plus compétitifs)

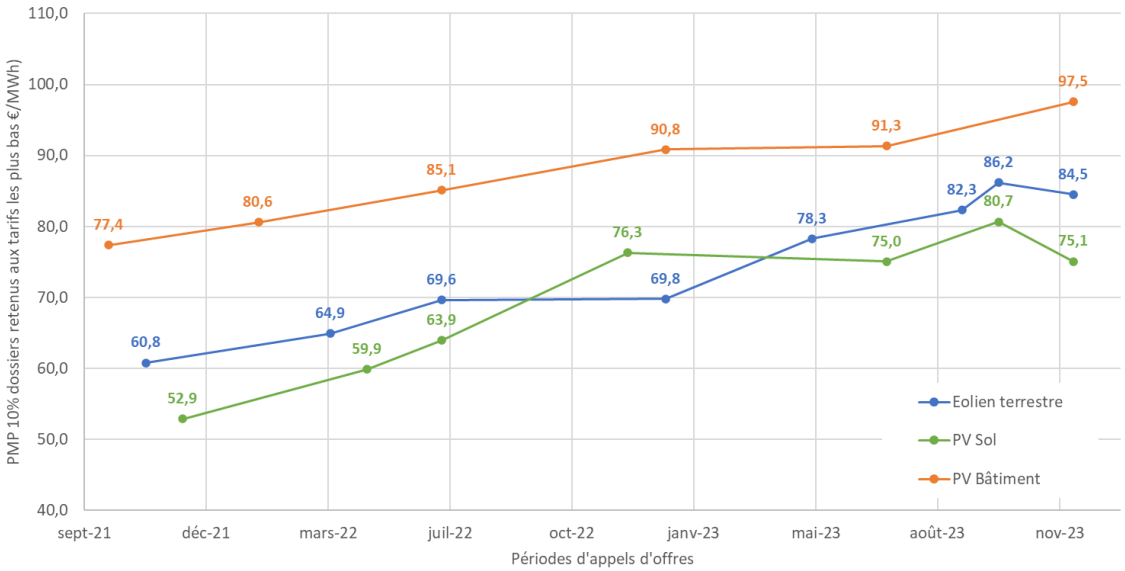


Figure 19 : Focus sur l'évolution des prix moyens pondérés par la puissance des 10 % des projets retenus aux tarifs les plus bas aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2021 et 2023 par typologie d'installations[53]

En effet, les tensions sur les matières premières et la logistique, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt ont eu pour conséquence une modification de la tendance d'évolution des coûts des filières de production d'électricité renouvelable, dans un contexte général d'inflation. Cela s'est naturellement répercuté sur les tarifs de référence demandés par les candidats lors des procédures de mises en concurrence.

Les graphiques présentés ci-dessous dans les Figures 20, 21 et 22 montrent l'évolution 1) des indices Reuters reflétant le coût des matières premières et du fret, 2) des indices INSEE reflétant les coûts des

[52] Sont exclues les installations lauréates des appels d'offres portant sur les installations en autoconsommation et sur les projets photovoltaïques innovants.

[53] Sont exclues les installations lauréates des appels d'offres PPE2 Autoconsommation et PPE2 PV Innovant.

installations photovoltaïques et éoliennes terrestre, 2) du taux Iboxx – Corporates 10-15, qui permet de percevoir l'évolution des conditions d'emprunt pour ces installations fortement capitalistiques.

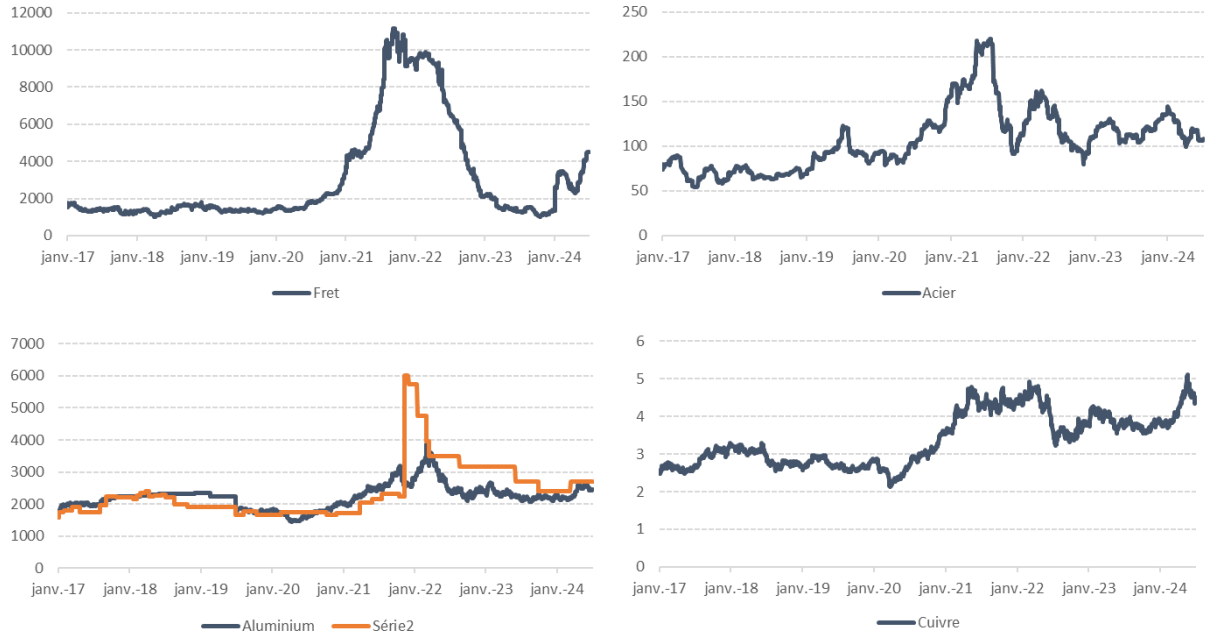


Figure 20 : Evolution du coût des matières premières et du fret entre janvier 2017 et juillet 2024 – Données Reuters

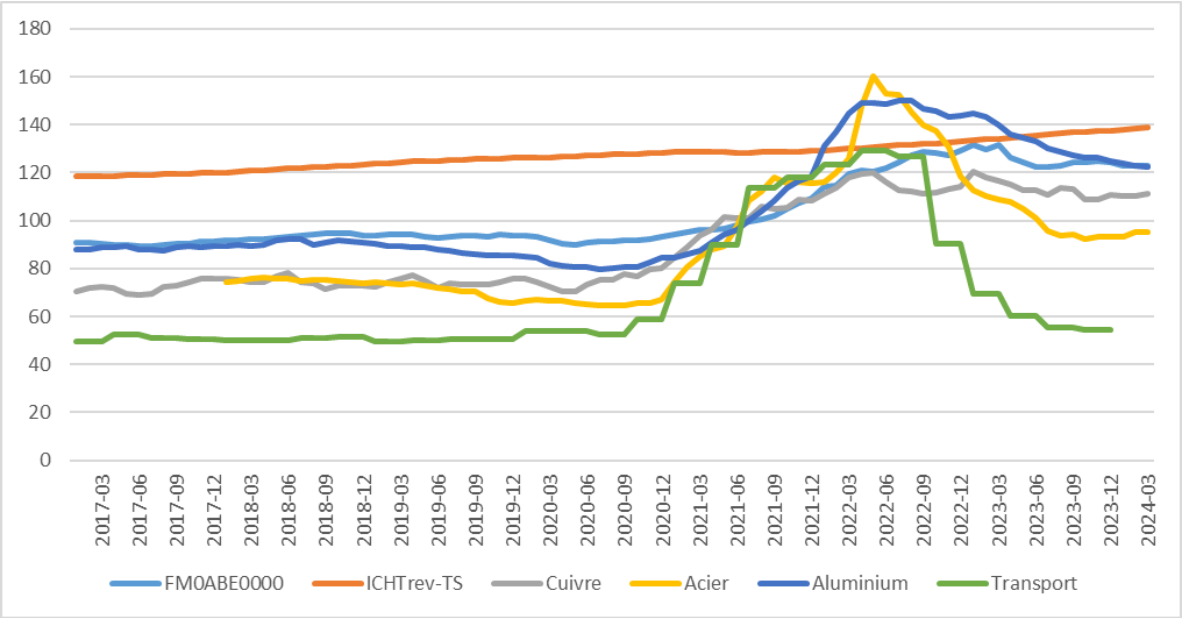


Figure 21 : Evolution des indices INSEE portant sur les matières premières, le transport, le coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques (ICHTrev-TS) et le prix à

la production de l'industrie française pour le marché français (FM0ABE0000) entre 2017 et début 2024

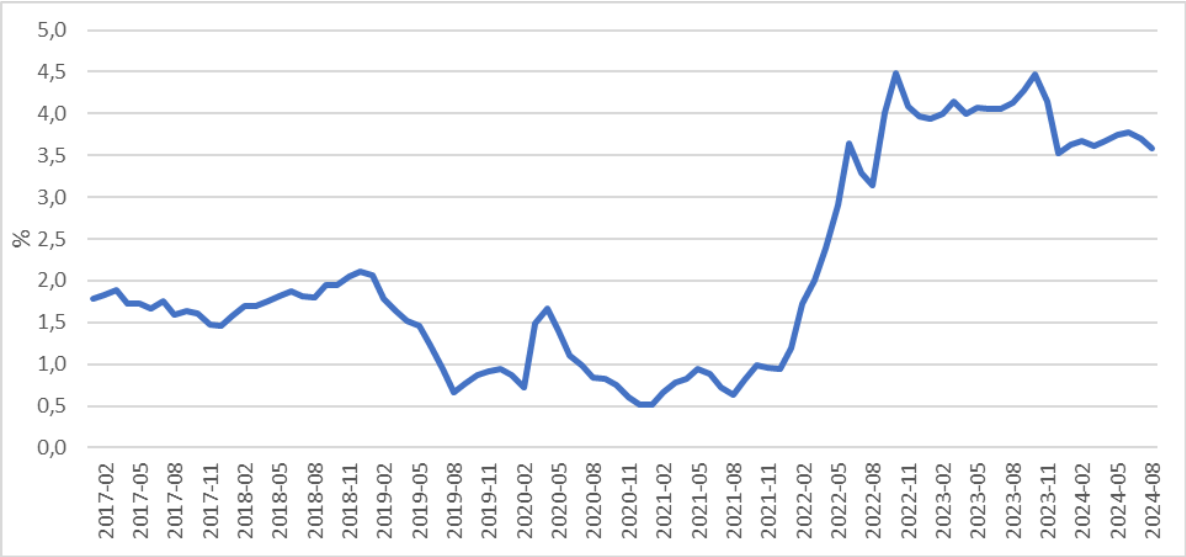


Figure 22 : Evolution de l'indice de taux complet Iboxx – Corporates 10-15 entre 2017 et août 2024

La Figure 23 ci-après se concentre sur les évolutions des prix moyens pondérés par la puissance installée (« PMP ») proposés par les dossiers retenus[54] à chaque appel d'offres PPE2 depuis leur lancement fin 2021.

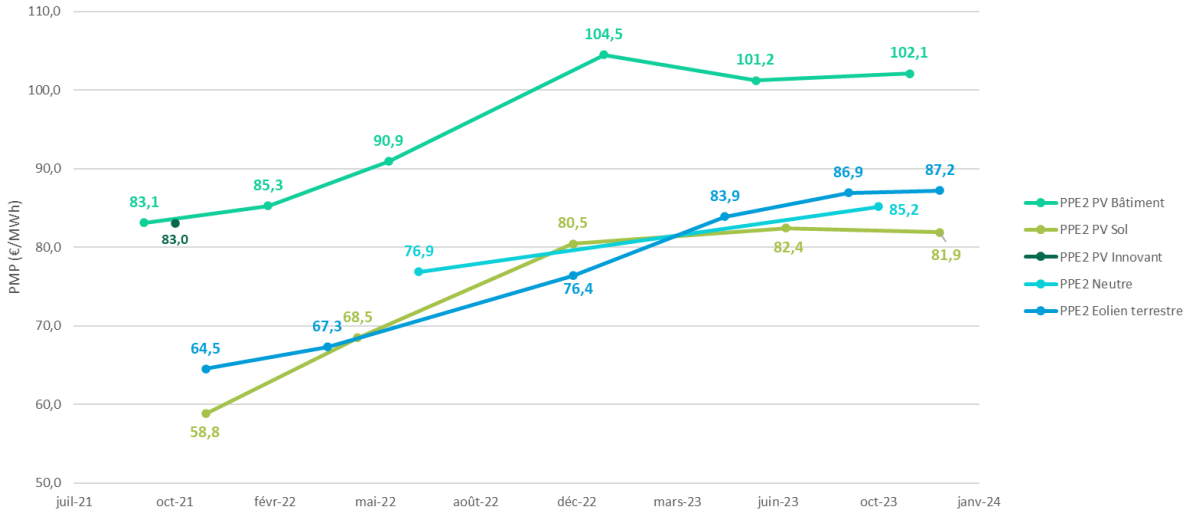


Figure 23 : Evolution des prix moyens pondérés (€/MWh) des dossiers retenus aux appels d'offres PPE2

Les projets photovoltaïques sur bâtiments, hangars, ombrières et serres retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment sont caractérisés par des prix plus élevés que les filières de l'éolien terrestre et du photovoltaïque au sol. Ces deux dernières présentent, elles, des coûts relativement similaires bien que, depuis le début de l'année 2023, la filière du photovoltaïque au sol semble confirmer son surplus de compétitivité actuel.

[54] Hors appel d'offres PPE2 Autoconsommation pour lequel les candidats ne proposent pas un tarif de référence pour le rachat de l'électricité produite par leur installation dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, mais un niveau de prime en €/MWh pour l'énergie autoconsommée (les surplus éventuellement injectés font l'objet d'un contrat de complément de rémunération, mais dont le tarif est fixé normativement dans le cahier des charges).

La dynamique haussière observée sur les PMP des appels d'offres depuis 2021 semble s'être arrêtée courant 2023 : les PMP des différents appels d'offres sont désormais relativement stables d'une période à l'autre, sans baisse évidente à ce stade malgré :

- la baisse importante du coût des matières premières (principalement le silicium et l'acier) observable depuis fin 2022[55] (cf. graphiques ci-dessus) ;
- la mise en place dans les cahiers des charges des différents appels d'offres, à partir de fin 2022, d'une indexation des tarifs de référence avant la mise en service des projets (indexation par le coefficient K). Celle-ci doit permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières et des coûts de financement entre la désignation en tant que lauréat et la décision finale d'investissement. Ce transfert de risque à la puissance publique devrait normalement permettre une diminution des primes de risque demandées par les porteurs de projet.

Il est intéressant de comparer la situation en France avec celle observable en Allemagne, où après une hausse des prix proposés aux appels d'offres, ceux-ci diminuent à nouveau depuis plusieurs mois.

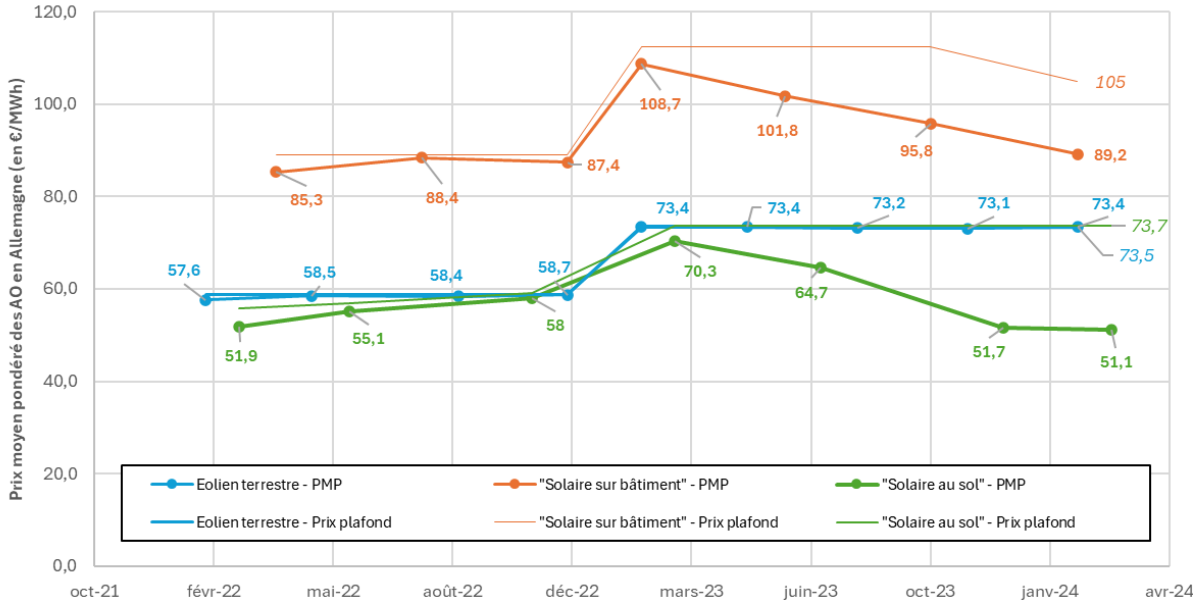


Figure 24 : Evolution des prix moyens pondérés observés sur des appels d'offres à destination d'installations photovoltaïques et éoliennes terrestres en Allemagne depuis 2022

Bien que les appels d'offres organisés en Allemagne ne soient pas directement comparables avec les appels d'offres français (notamment les niveaux, puisque le complément de rémunération allemand est asymétrique), les tendances observées notamment sur le solaire photovoltaïque sont incohérentes avec l'évolution observée en France qui devra être analysée plus avant.

Les dynamiques propres à chaque filière sont analysées plus en détail dans les parties 3 à 5 du présent rapport.

[55] La baisse moyenne entre le premier trimestre 2022 et le premier trimestre 2024 est de - 45,5 % pour le silicium et de - 32,5 % pour l'aluminium, selon les données Reuters (moyenne sur le trimestre).

3. La filière de l'éolien terrestre

Les installations éoliennes terrestres en France métropolitaine continentale, non éligibles à l'arrêté tarifaire (guichet ouvert en vigueur)[56], peuvent bénéficier d'un soutien public dans le cadre de trois appels d'offres PPE2 : 1) l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre, 2) l'appel d'offres PPE2 Neutre et 3) l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation.

Appel d'offres	Nombre de périodes instruites	Puissance cumulée des dossiers retenus (MW)	Nombre de dossiers retenus
PPE2 Eolien terrestre	6/10	3 696,2	224
PPE2 Neutre	2/5	398,6	23 (projets éoliens terrestres retenus)
PPE2 Autoconsommation	4/14	0,0	0
TOTAL	**12**	**4 094,8**	**247**

Le volume cumulé de projets éoliens terrestres retenus s'élève à 4,1 GW. Ce volume est majoritairement porté par l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre avec 90 % de la puissance cumulée retenue.

A ce jour aucun projet éolien terrestre n'a été déposé (et donc retenu) dans le cadre de l'appel d'offres PP2 Autoconsommation. Les analyses présentées dans les parties suivantes portent ainsi sur les 247 projets éoliens terrestres retenus dans le cadre de périodes d'appels d'offres pour lesquelles les dépôts de candidatures ont été clôturés avant le 31 décembre 2023.

La CRE propose également une comparaison des résultats des analyses du présent rapport avec celles issues du rapport d'audit de la CRE « *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque* », publié en avril 2014[57], et portant sur des installations mises en service entre 2011 et 2012 et en projet pour mises en service entre 2014 et 2016.

3.1. Puissance cumulée des dossiers retenus

La Figure 25 ci-après présente l'évolution de la puissance cumulée des offres retenues dans le cadre des appels d'offres PPE2 Eolien terrestre et PPE2 Neutre.

Les volumes appelés dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 Neutre sont moins importants que pour l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre. Un peu moins de 40 % des volumes cumulés retenus sur les deux périodes de l'appel d'offres PPE2 Neutre sont pourvus par la filière éolienne à terre[58].

[56] Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum, modifié par les arrêtés du 27 avril 2022 et du 29 décembre 2022.

[57] Rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », CRE, avril 2014.

[58] Sur les deux premières périodes déjà instruites de l'appel d'offres PPE2 Neutre, les projets d'éoliennes terrestres conformes représentent 45,1 % de la puissance cumulée totale conforme (68,1 % à la 1ère période et 21,5 % à la 2e période), mais seulement 39,3 % de la puissance retenue (64,1 % à la 1ère période et 15,1 % à la 2e période).

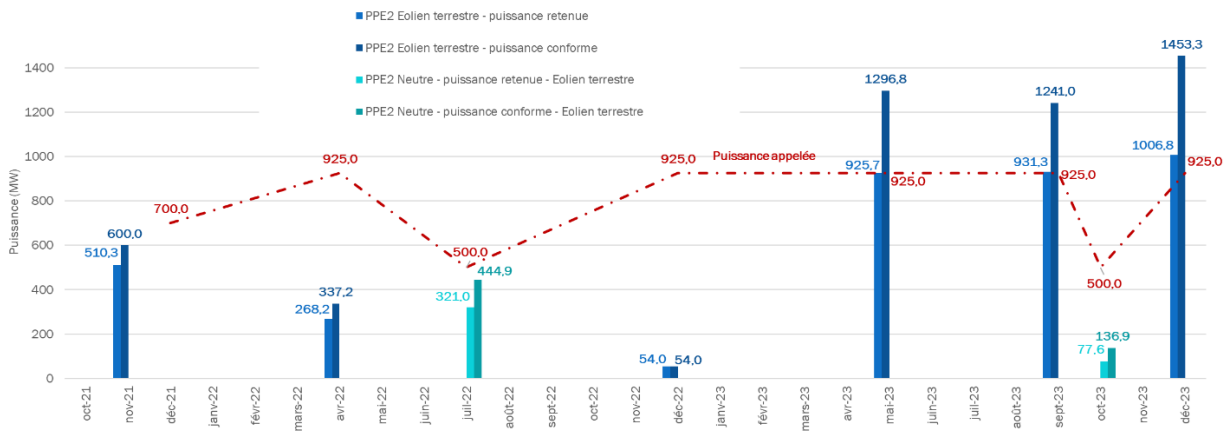


Figure 25 : Bilan des puissances conformes et retenues par période d'appels d'offres (MW) – Eolien terrestre[59]

Le fort taux de souscription observé pour les périodes dont les candidatures ont été déposées en 2023 s'explique notamment par :

- la recandidature des projets ayant été éliminés pour cause de non-conformité lors de la troisième période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre fin 2022[60] (ceux-ci représentaient plusieurs centaines de MW) ;
- la restriction des conditions d'éligibilité du guichet ouvert depuis l'arrêté d'avril 2022[61], avec en outre des niveaux de tarifs de soutien en guichet ouvert largement inférieurs aux prix moyens pondérés des périodes récentes du présent appel d'offres. Ainsi, la grande majorité des projets éoliens à terre souhaitant bénéficier d'un soutien candidatent désormais aux appels d'offres. Par ailleurs, les installations ayant déjà réalisé une demande de contrat de complément de rémunération dans le cadre du guichet ouvert, mais qui n'y sont plus éligibles avec ces nouvelles conditions ont eu la possibilité de candidater à l'appel d'offres, à condition de transmettre après l'appel d'offres une lettre de renoncement à la demande de contrat initial et/ou un courrier de résiliation si un contrat de complément de rémunération a déjà été signé.

21 projets retenus sur 247, qui représentent 304,2 MW soit 7,4 % de la puissance totale retenue, portent sur des renouvellements de parcs existants (« *repowering* »)[62]. En effet, les appels d'offres PPE2 Eolien terrestre et Neutre prévoient l'éligibilité des installations éoliennes à terre renouvelées : « *Les installations faisant l'objet d'un renouvellement sont considérées comme neuves si le début des opérations de construction est postérieur à la date limite de dépôt des offres et que les principaux éléments constitutifs de l'Installation sont neufs au jour de la mise en service conformément à l'alinéa précédent.* »

[59] Les dates présentées correspondent au mois de clôture des dépôts de candidature pour chaque période.

[60] Les vices de conformité observés lors de cette période concernaient principalement les modèles de garanties financières proposées par les candidats, qui semblent avoir l'objet d'une interprétation erronée par certains candidats à la suite d'une modification introduite dans le cahier des charges.

[61] Arrêté du 27 avril 2022 modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum.

[62] Le nombre de dossiers de projets de renouvellement de parcs éoliens terrestres étant insuffisant entre 2021 et 2023, aucune étude sur ces projets particuliers n'est menée à ce stade. Un nombre plus significatif de candidatures a pu être observé lors de l'instruction de la 7e période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre à la fin du printemps 2024, qui pourront donc être examinées dans un rapport ultérieur.

3.2. Caractéristiques techniques des projets retenus

3.2.1. Taille globale des parcs

La puissance installée moyenne des projets retenus est de 16,6 MW (5 mâts en moyenne – moyenne arithmétique). Parmi eux, le plus grand parc présente une puissance installée de 84 MW et comprend 15 mâts, tandis que le plus petit parc présente une puissance installée de 1,8 MW et comprend seulement 2 mâts.

Les installations de puissance installée comprise entre 10 et 20 MW représentent près de 60 % du nombre de dossiers retenus (près de 50 % de la puissance cumulée). La Figure 26 ci-dessous présente la répartition du nombre de dossiers par tranche de puissance installée.

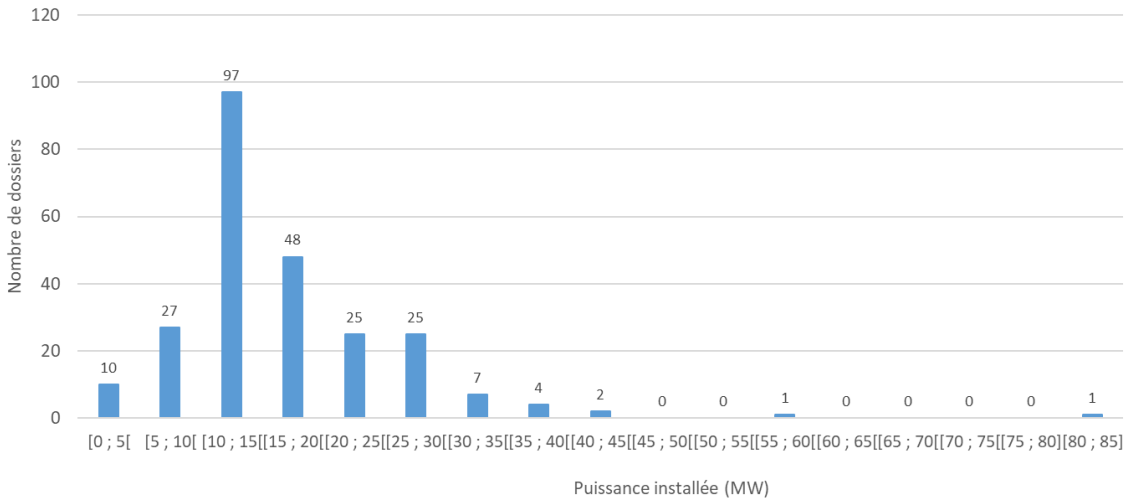


Figure 26 : Répartition des projets retenus par gammes de puissance installée – Eolien terrestre

3.2.2. Puissance unitaire des aérogénérateurs

Le nombre moyen d'aérogénérateurs par parc est d'environ 5. La puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs, pondérée par le nombre de mâts de chaque installation, est de 3,4 MW.

La CRE note une forte disparité en matière de puissance unitaire des aérogénérateurs, celle-ci pouvant varier entre 0,9 MW et 5,7 MW au sein du panel étudié. A noter que le projet avec la puissance unitaire la plus faible correspond à un projet en *repowering* sans augmentation de puissance.

La Figure 27 ci-dessous présente l'évolution de la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs, pondérée par le nombre d'aérogénérateurs de chaque parc depuis le lancement de la précédente vague d'appel d'offres dites CRE4.

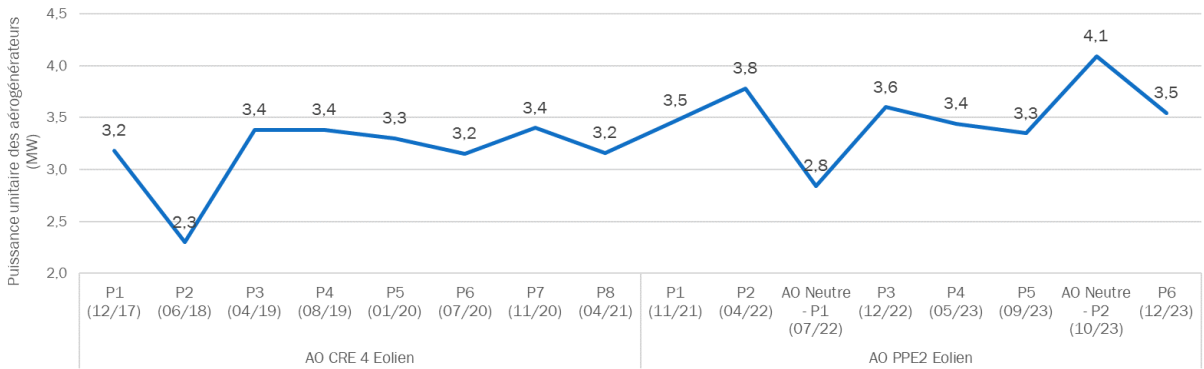


Figure 27 : Evolution de la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs, pondérée par le nombre d'aérogénérateurs de chaque parc – Eolien terrestre

La puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs est relativement stable depuis plusieurs années (le pic à 4,1 MW en octobre 2023 s'explique par un nombre très faible de dossiers éoliens à terre retenus à la seconde période de l'appel d'offres PPE2 Neutre). Elle est globalement plus faible que dans le reste des pays européens : la puissance unitaire moyenne des turbines installées en 2023 en Europe était ainsi de 4,5 MW (4,8 MW en Allemagne, 4,5 MW en Italie, 4,4 MW au Royaume-Uni, contre 3,6 MW en France)[63].

Les dimensions des parcs éoliens terrestres, et notamment leur puissance unitaire maximale, sont encadrées par les autorisations obtenues par les porteurs de projets. Ces dernières prennent en compte d'éventuelles contraintes, relatives notamment à la présence de radars à proximité, à l'avifaune, aux nuisances sonores ou à l'impact sur le paysage. De plus, l'autorisation au titre du régime des installations classées pour l'environnement (ICPE) étant obligatoire depuis le 12 juillet 2011 pour les éoliennes de hauteur supérieure à 50 mètres et à moins de 500 mètres d'une habitation (article L. 515-44 du code de l'environnement), le renouvellement de parcs antérieurs à cette date nécessite l'obtention d'une telle autorisation, alors non obligatoire lors de leur mise en service initiale.

3.2.3. Diamètre des rotors

La production d'une éolienne dépend essentiellement de la surface balayée par le rotor, qui dépend du diamètre du rotor.

La Figure 28 ci-dessous présente ainsi la répartition des dossiers retenus selon le diamètre des rotors :

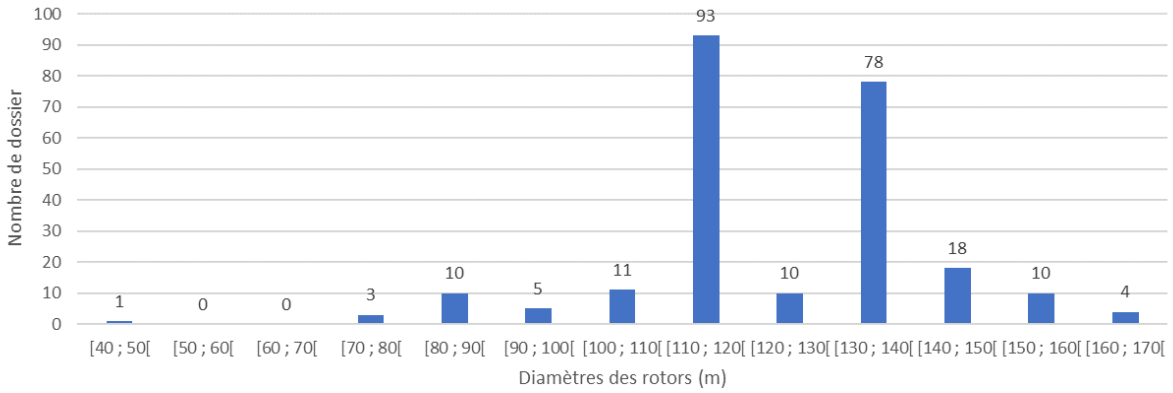


Figure 28 : Répartition des dossiers selon le diamètre des rotors – Eolien terrestre[64]

La Figure 29 ci-dessous présente la puissance des aérogénérateurs en fonction du diamètre des rotors :

[63] Rapport *Wind energy in Europe - 2023 Statistics and the outlook for 2024-2030,* WindEurope.

[64] 243 dossiers de l'échantillon ont fourni cette information.

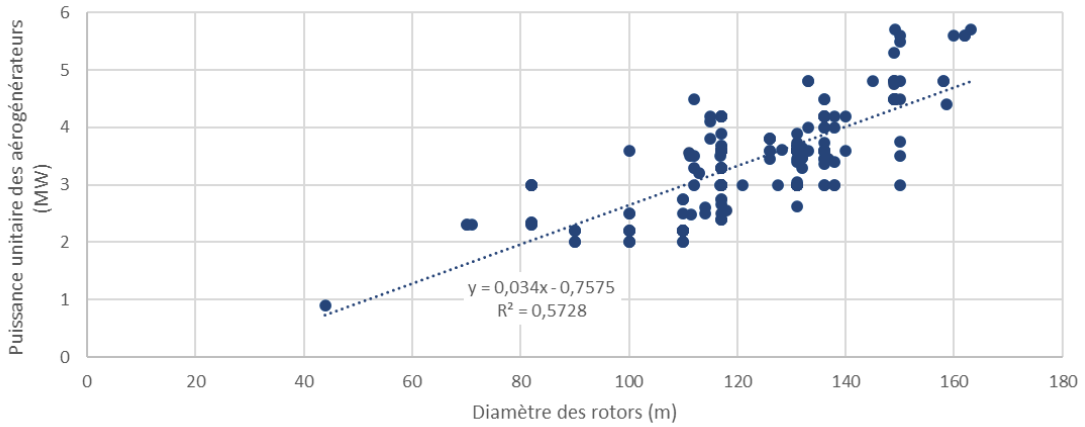


Figure 29 : Puissance unitaire des aérogénérateurs en fonction du diamètre des rotors – Eolien terrestre

3.2.4. Hauteur en bout de pale

La Figure 30 ci-dessous présente la répartition des dossiers retenus selon la hauteur en bout de pale des installations :

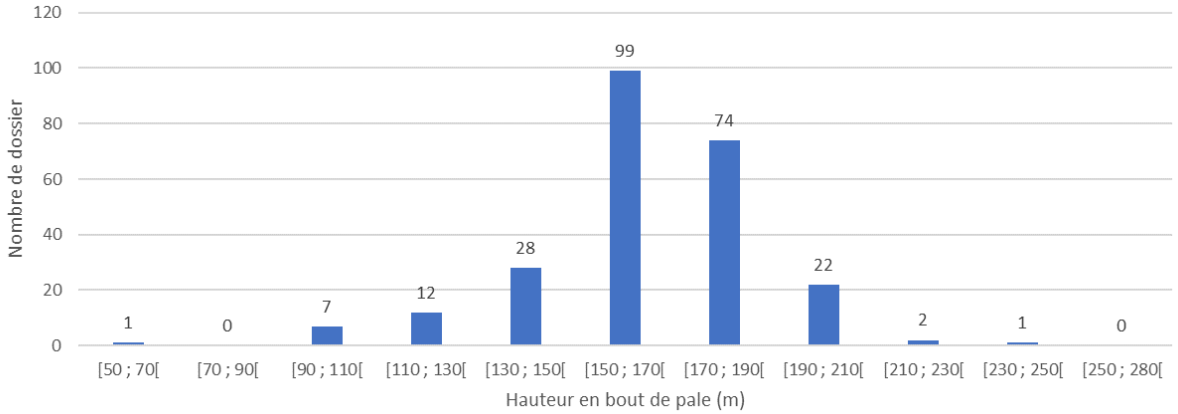


Figure 30 : Répartition des dossiers selon la hauteur en bout de pale – Eolien terrestre[65]

3.3. Répartition régionale des projets retenus

La Figure 31 présente la répartition régionale des parcs éoliens terrestres retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2.

[65] 246 dossiers de l'échantillon ont indiqué cette information.

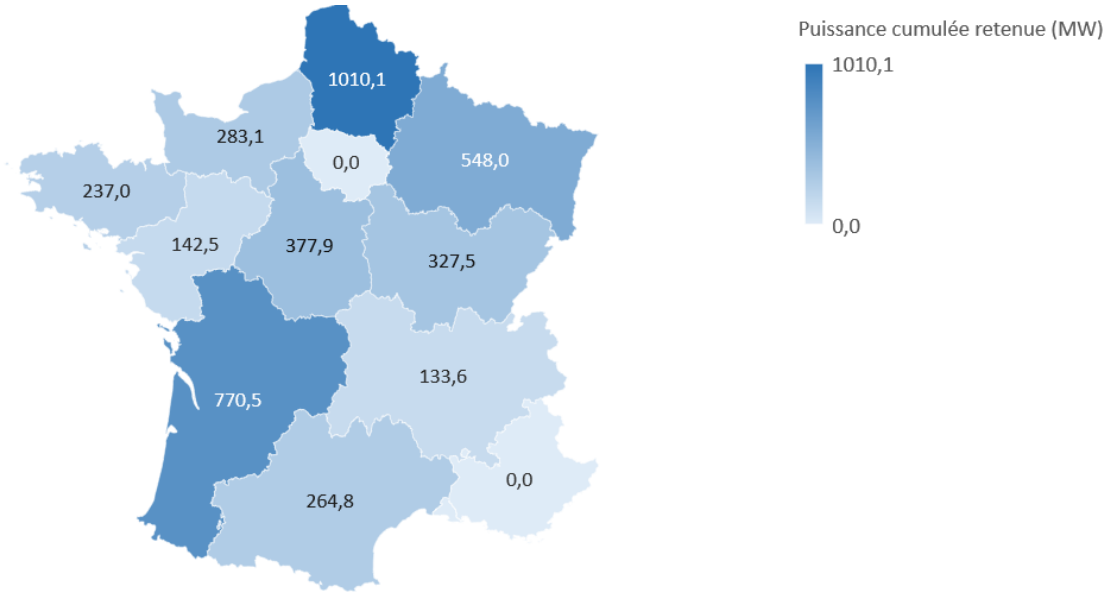


Figure 31 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue (MW) – Eolien terrestre

Les régions Hauts-de-France et Nouvelle-Aquitaine représentent respectivement 24,7 % et 18,8 % de la puissance éolienne terrestre cumulée retenue. En rapportant la puissance cumulée retenue à la superficie des différentes régions, celle présentant la plus grande densité de puissance nouvelle par km^2 est la région Hauts-de-France (31,7 kW/km^2). Elle est suivie par le Centre-Val de Loire, la région Grand-Est, la Normandie et la Nouvelle-Aquitaine, avec des densités comprises entre 9 et 10 kW/km².

La figure ci-dessous présente les productibles prévisionnels annuels moyens[66] déclarés par les porteurs de projets du panel pour la première année de fonctionnement[67], selon la région d'implantation des parcs.

[66] Moyenne arithmétique.

[67] 246 dossiers de l'échantillon ont indiqué cette information.

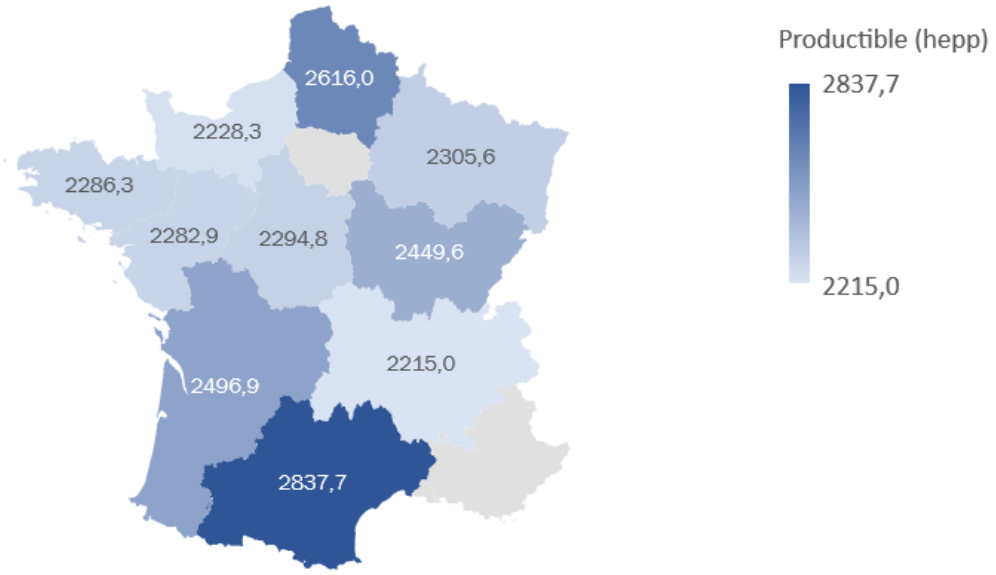


Figure 32 : Répartition régionale des productibles annuels moyens anticipés – Eolien terrestre

Les productibles les plus élevés sont déclarés pour les régions Occitanie (2 837,7 hepp[68]), Hauts de France (2 616,0 hepp) et Nouvelle-Aquitaine (2 496,9 hepp).

Parmi les projets retenus, ceux en région Occitanie présentent un productible prévisionnel moyen supérieur de 15,7 % par rapport à la moyenne nationale des projets retenus dans le cadre des différents appels d'offres PPE2 (2 453,4 hepp). Elle présente pourtant peu de dossiers retenus (17 sur 247). Il convient toutefois de noter que le gisement de vent dans cette région peut être relativement disparate selon la localisation exacte du parc et que le faible nombre de dossiers retenus peut ainsi refléter une certaine difficulté à trouver des localisations propices au développement de l'éolien dans les zones avec de bons gisements.

Si les données présentées ci-dessus représentent le flux de futures installations issues des appels d'offres PPE2 déjà instruits à fin 2023, il est intéressant de les comparer avec les puissances déjà installées dans chaque région pour la filière de l'éolien terrestre.

[68] 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.

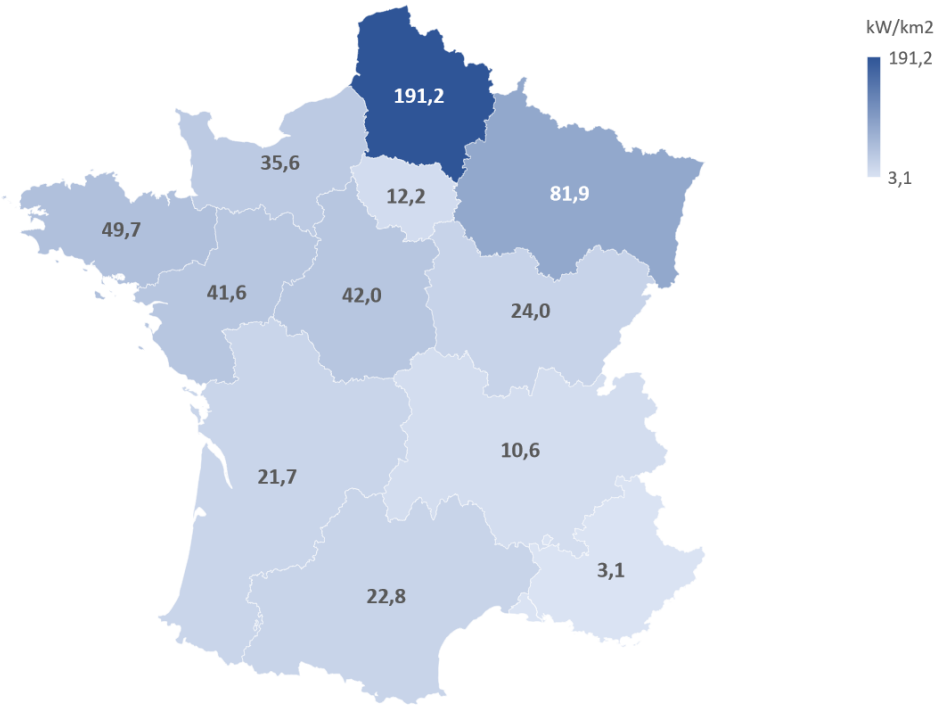


Figure 33 : Densité régionale de puissance éolienne terrestre raccordée par km² en France métropole continentale au 31 décembre 2023[69]

La région Hauts-de-France est de loin la région la plus dense s'agissant de la puissance éolienne à terre déjà raccordée (un peu moins de 200 kW/km²).

Elle reste cependant bien moins dense que certaines régions allemandes par exemple. En effet, la moitié des Länder allemands sont caractérisés, à fin 2023, par des densités régionales en matière de puissance éolienne installée supérieures à 200 kW/km²[70]. Le Land présentant la densité la plus importante est le Schleswig-Holstein (541 kW/km²). A l'échelle du pays, en 2023, l'Allemagne présente une densité de puissance éolienne terrestre raccordée par km² d'environ 170 kW/km², contre environ 40 kW/km² en moyenne en France métropolitaine continentale. La région Nouvelle-Aquitaine concentre quant à elle près de 19 % des volumes lauréats, avec une densité de puissance raccordée (21,7 kW/km²) très en retrait par rapport aux Hauts-de-France.

3.4. Répartition des projets retenus par société mère

61 sociétés mères ont été recensées parmi les 247 dossiers du panel[71].

EDF, RWE et Enertrag concentrent 20,8 % de la puissance cumulée retenue (respectivement 8,9 %, 6,9 % et 5,1 %).

En nombre de projets retenus l'ordre diffère : EDF comptabilise 20 dossiers lauréats, RWE 18 et Neoen 13 (respectivement 8,1 %, 7,3 % et 5,3 % du nombre total de dossiers retenus).

[69] Panorama de l'électricité renouvelable par l'agence ORE, ENEDIS, RTE et le SER, 31 décembre 2023.

[70] Deutsche Windguard, Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Erstes, Jahr 2023.

[71] 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.

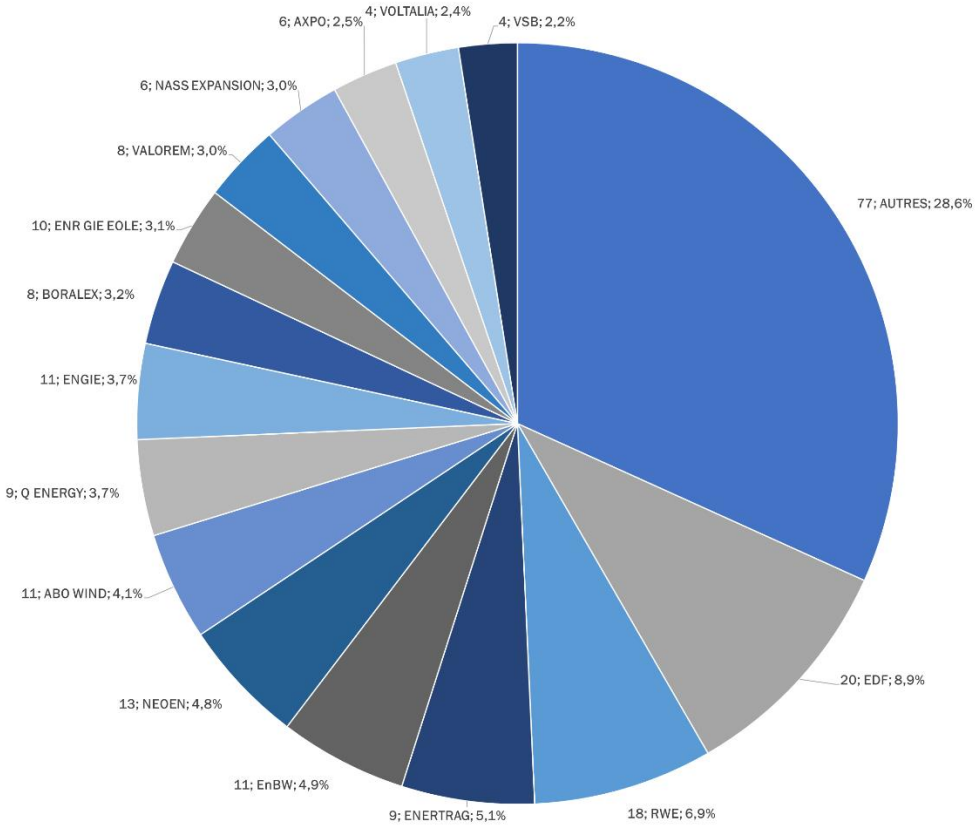


Figure 34 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par société mère (en étiquette de données : nombre de dossiers retenus, société mère, pourcentage de la puissance cumulée retenue) – Eolien terrestre

3.5. Fabricants

Les porteurs de projet retenus ont indiqué avoir sélectionné 8 fabricants de turbines différents (dont un non identifié), dont la Figure 35 ci-dessous présente les poids relatifs. Il convient de noter que le choix du fabricant indiqué dans le dossier de candidature ne constitue pas un engagement définitif des candidats (données déclaratives).

Les fabricants les plus sollicités par les producteurs devraient être la société danoise Vestas, la société allemande Nordex et la société allemande Enercon, avec respectivement 43,0 %, 42,5 % et 6,7 % de la puissance cumulée retenue.

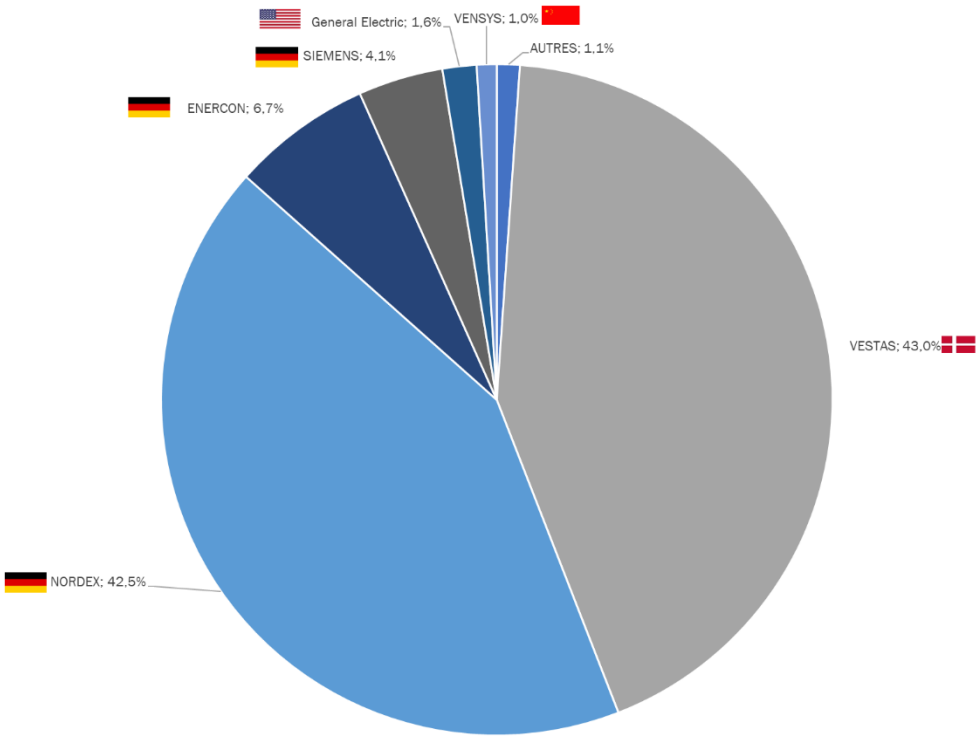


Figure 35 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricants d'éoliennes – Eolien terrestre[72]

3.6. Prix proposés par les projets retenus

Le prix moyen pondéré par la puissance installée des dossiers éoliens terrestres retenus a connu une forte hausse depuis le lancement des appels d'offres PPE2 en 2021 (+ 35% de hausse entre les périodes organisées fin 2021 et fin 2023). Ce prix s'était établi, pendant la deuxième moitié des appels d'offres CRE4, à un niveau relativement stable d'environ 60 €/MWh (vs. 87,2 €/MWh à la sixième et dernière période instruite de l'appel d'offres PPE2, soit le plus haut niveau atteint depuis 2017).

La Figure 36 ci-dessous présente l'évolution des prix moyens pondérés des dossiers retenus pour chaque période d'appels d'offres et les compare avec les résultats de l'appel d'offres précédent, portant sur des installations comparables (« CRE4 »).

[72] Le fournisseur chinois de turbines Goldwind est l'actionnaire majoritaire de l'entreprise allemande Vensys.

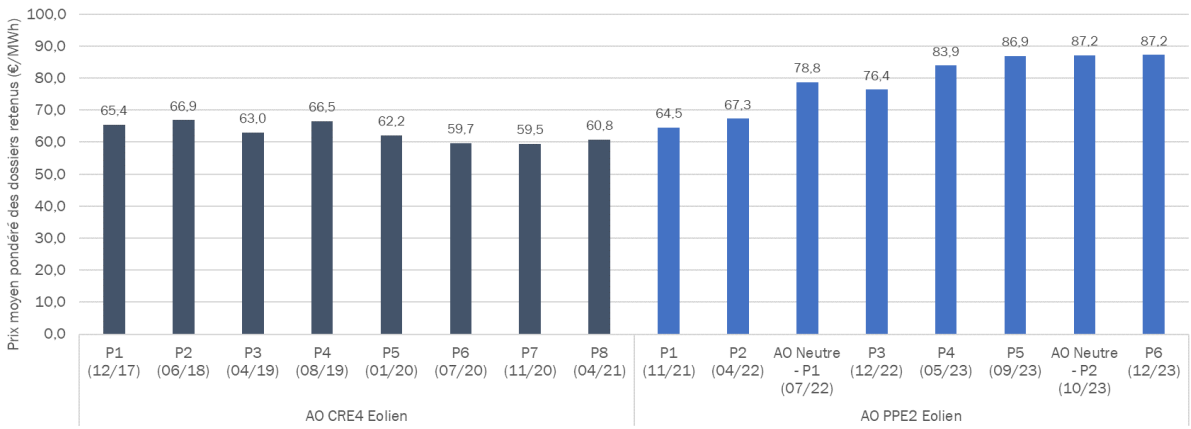


Figure 36 : Évolution du prix moyen pondéré par la puissance installée des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres CRE4 et PPE2[73] – Eolien terrestre

Comme déjà précisé en partie 2, les cahier des charges prévoient, depuis la troisième période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre (période de dépôt des candidatures en décembre 2022) et la deuxième période de l'appel d'offres PPE2 Neutre (période de dépôt des candidatures en octobre 2023), une indexation des tarifs de référence proposés par les lauréats en amont de la mise en service de l'installation (coefficient d'indexation K), en plus de l'indexation par le coefficient L déjà existante[74]. Celle-ci doit permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières et des coûts de financement entre la désignation en tant que lauréat et la décision finale d'investissement (fixée de manière normative à douze mois avant la mise en service de l'installation).

En appliquant le coefficient d'indexation K au prix moyen pondéré des dossiers retenus à la dernière période de l'appel d'offres CRE4 Eolien terrestre, soit 60,8 €/MWh, entre la date limite de dépôt des offres de cette période (mai 2021) et celle de la sixième période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre (décembre 2023), on obtient un tarif moyen de 85,4 €/MWh. Les tarifs des dossiers retenus à la dernière période PPE2 instruite sont donc relativement cohérents avec les tarifs des dossiers retenus lors de la dernière période CRE4, en tenant compte de la hausse des coûts reflétée par la formule d'indexation.

L'indexation prévue par le coefficient K permet en théorie de capter l'impact d'une évolution du prix des matières premières et des coûts de financement sur l'économie d'un projet, via le suivi d'indices génériques qui ne portent cependant pas directement sur les produits finis payés par les porteurs de projet (par exemple le coût d'une turbine pour lequel il n'existe pas d'indice public à la méthodologie transparente qui pourrait être utilisé[75]). Le prix de ces produits finis (en particulier les turbines) dépend également d'autres aspects qui ne sont ainsi pas couverts par l'indexation notamment i) l'innovation technique et l'efficacité au sein de la chaine de valeur ainsi que ii) l'évolution du taux de marge appliqué par les différentes entreprises composant cette chaine de valeur.

Différents éléments, et notamment des échanges que la CRE a pu avoir avec les principaux turbiniers et les représentants des filières, semblent montrer que le prix des turbines (principal poste de CAPEX d'un projet éolien à terre) payé par les porteurs de projet ne baisse pas malgré la baisse du prix de certaines matières premières et la baisse significative de l'indice K depuis mars 2023[76].

Par ailleurs, la tendance stable des tarifs observés lors des trois précédentes périodes est cohérente avec celle observée en Allemagne (cf. Figure 24).

---

[73] Les prix présentés pour les précédents appels d'offres CRE4 sont les prix moyens pondérés non majorés, ne tenant pas compte des bonus sur l'investissement participatif (+3 €/MWh) ou le financement participatif (+1 €/MWh) demandés par certains candidats. Dans le cadre des appels d'offres PPE2, les bonus sur la rémunération ont été remplacés par des bonus sur la notation : le prix n'est donc pas majoré.

[74] Celle-ci s'applique annuellement à partir de la prise d'effet du contrat de complément de rémunération et vise à refléter l'évolution annuelle des coûts d'exploitation.

[75] Tout comme le coefficient K applicable aux centrales photovoltaïques n'utilise pas d'indice reflétant spécifiquement le coût des modules.

[76] L'indice K a baissé de 10 % entre mars 2023 et juin 2024.

3.7. Durée moyenne d'exploitation des projets retenus

La durée moyenne d'exploitation déclarée par les lauréats étant d'environ 28 ans[77] (moyenne arithmétique), certains porteurs de projets pourront avoir recours à un contrat d'achat privé ou « PPA » après l'échéance de leur contrat de soutien public (durée de vingt ans). A fin 2023, aucun des parcs lauréats d'une période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre ou de l'appel d'offres PPE2 Neutre n'engendrait de charges de service public de l'énergie[78]. Il est cependant possible que les premiers lauréats de ces appels d'offres soient déjà en service, mais aient choisi de commercialiser l'électricité produite sur le marché, avant la signature de leur contrat de complément de rémunération, conformément à la possibilité offerte par une série de cahiers des charges modificatifs publiés sur le site de la CRE en 2022 dans un contexte de crise.

En comparaison, la quasi-totalité des installations éoliennes à terre examinées dans le cadre du rapport d'audit de la CRE d'avril 2014 susmentionné avaient prévu de fonctionner 20 ans.

3.8. Coût des projets

Les données présentées dans les parties ci-dessous sont celles déclarées par les porteurs de projets dans les plans d'affaires prévisionnels simplifiés des dossiers de candidature : il s'agit ainsi principalement de montants prévisionnels et non réellement dépensés. Les montants présentés dans les parties suivantes sont des moyennes arithmétiques.

3.8.1. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement ou CAPEX (pour « *capital expenditure* ») représentent la majeure partie des coûts d'un parc éolien à terre, la filière étant fortement capitalistique.

3.8.1.1. Répartition des dépenses d'investissement

La Figure 37 ci-dessous présente la répartition moyenne des principaux postes de coûts d'investissement des installations retenues dans le cadre des appels d'offres PPE2. La catégorisation des postes est définie par la CRE dans le plan d'affaires soumis pour remplissage aux candidats des appels d'offres.

[77] 171 porteurs de projets sur 247 ont indiqué une durée prévisionnelle d'exploitation.

[78] Données issues des déclarations de charge de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2023.

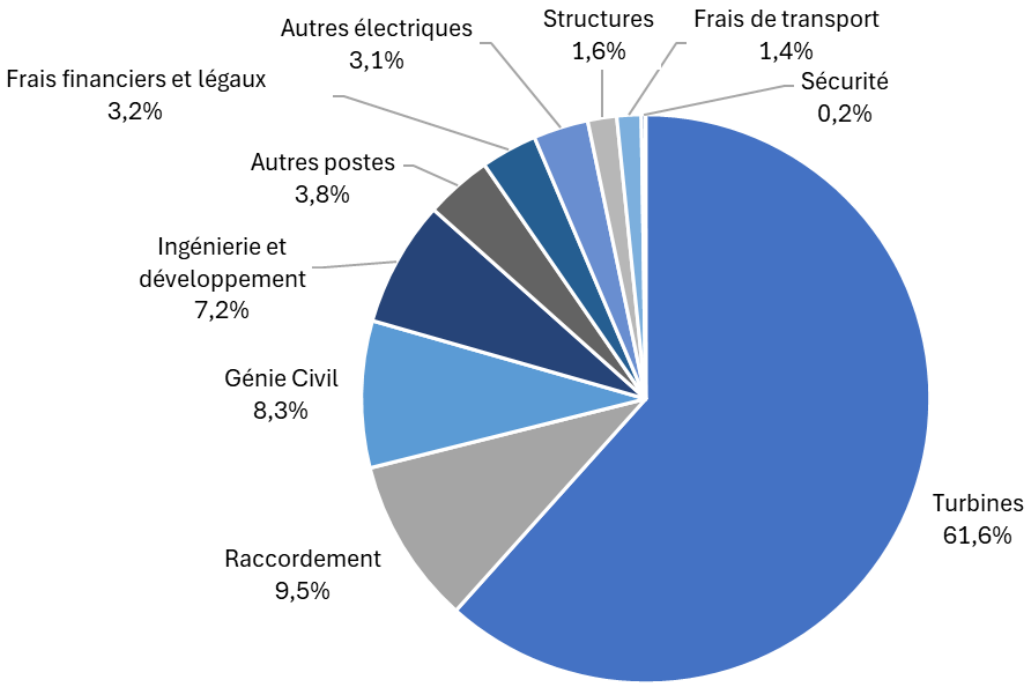


Figure 37 : Répartition moyenne des CAPEX (1 797,0 €/kW) par poste de dépenses des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 – Eolien terrestre

La ventilation présentée ci-dessus correspond à une moyenne sur l'ensemble du panel considéré. Il convient en particulier de noter que le poids de certains postes de dépenses peut varier selon la taille de l'installation ou l'année de candidature (cf. parties suivantes). Par ailleurs, les porteurs de projets ont parfois indiqué des valeurs nulles pour certains postes de CAPEX.

L'achat des turbines constitue naturellement le principal poste de dépenses. Il s'élève en moyenne à environ 60 % de l'investissement total.

Le montant du raccordement payé par le producteur est extrêmement variable d'un projet à l'autre, en fonction de la proximité du réseau et des contraintes locales (il varie de 3 à 661 €/kW : à noter que le projet indiquant un coût de raccordement de 3 €/kW correspond à une installation renouvelée). En moyenne ce poste d'investissement représente environ 10 % de l'investissement total (second poste le plus coûteux).

A des fins de précision :

- La catégorie « Génie civil » regroupe les prestations de préparation du terrain et des voies d'accès, de réalisation du réseau de raccordement interne au parc... Celles-ci font en général l'objet d'une contractualisation avec des sociétés spécialisées du BTP. Le niveau de ce poste dépend essentiellement des conditions locales d'implantation du parc. Il représente en moyenne 8,3 % de l'investissement total.
- La catégorie « Ingénierie et développement » regroupe l'ensemble des frais de développement des projets, des études nécessaires et des coûts liés aux procédures administratives. Ce poste représente en moyenne 7,2 % de l'investissement total.
- La catégorie « Autres postes » rassemble des coûts divers non explicités dans le plan d'affaires type proposé par la CRE. Certains porteurs de projets ont indiqué les dépenses associées aux niveaux déclarés : assistance à maitrise d'ouvrage et maitrise d'œuvre, aléas, assurances, démantèlement, frais de collecte, loyers, télécoms, redevances locales. Ces coûts divers représentent en moyenne 3,8 % de l'investissement total.
- La catégorie « Frais financiers et légaux » correspond au paiement de l'ensemble des frais légaux et financiers précédant la mise en service de l'installation (commissions bancaires pour la mise en place du prêt, intérêts intercalaires en phase de construction, blocages de fonds pour le remboursement de la dette). La catégorie « Autres électriques » correspond à l'achat du reste

des composants du parc en dehors des turbines et éléments de structures (boitiers de jonction, câbles…). Avec les catégories « Structures », « Frais de transport » et « Sécurité », ces cinq catégories représentent environ 10 % de l'investissement total.

3.8.1.2. Niveau des dépenses d'investissement et évolution depuis fin 2021

La moyenne du niveau d'investissement total des projets éoliens retenus se situe entre 1 600 €/kW en 2021 et 1 850 €/kW en 2023. En comparaison, les coûts d'investissement moyens de issus du panel constitué pour l'audit de la CRE « *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine* »[79] publié en avril 2014 se situaient entre 1 400 et 1 600 €/kW en fonction des années de mise en service entre 2008 et 2012.

L'évolution à la hausse du prix moyen pondéré des projets retenus constatée entre 2021 et 2023 s'observe également sur les CAPEX déclarés dans les plans d'affaires. La CRE a ainsi pu constater une augmentation des CAPEX totaux déclarés de +14 % entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre (période de candidature en novembre 2021) et la 6e période de ce même appel d'offres (période de candidature en décembre 2023).

La Figure 38 présente l'évolution de la répartition des CAPEX des dossiers retenus par année de candidature (moyenne des données de toutes les périodes de candidature s'étant tenues par année)[80].

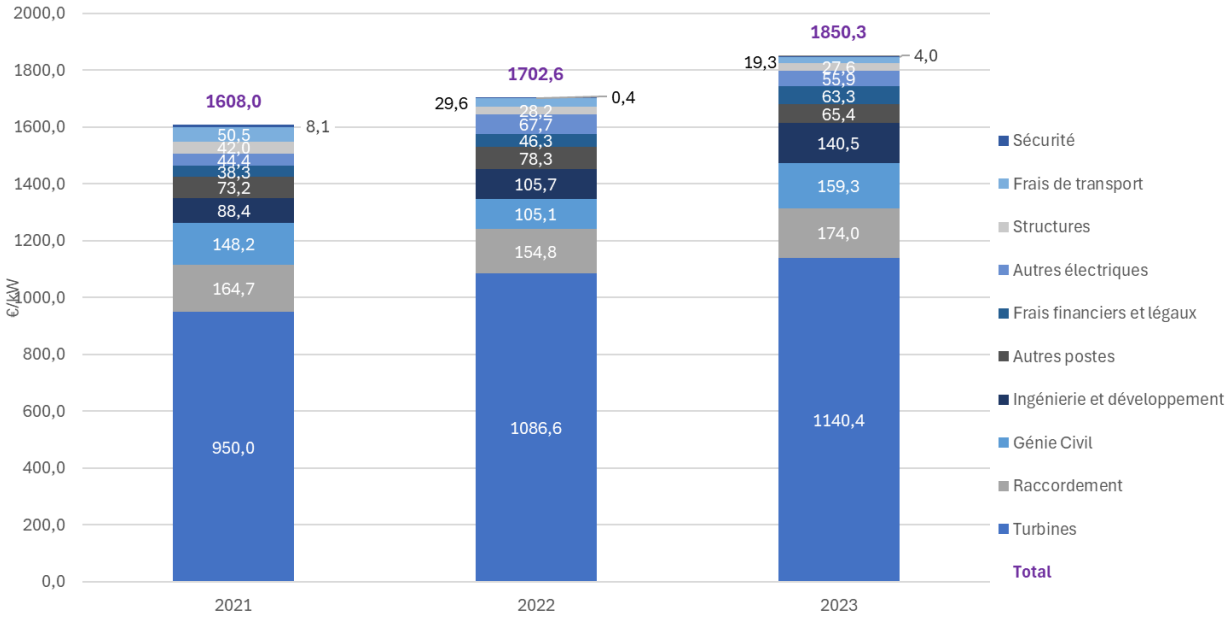


Figure 38 : Evolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus – Eolien terrestre

La hausse des coûts entre la 1e période de candidature en novembre 2021 et la 6e période de décembre 2023 est remarquable notamment sur les postes suivants : les frais financiers et légaux (+ 49 %), l'ingénierie et le développement (+ 44 %), les composants électriques autres que les aérogénérateurs (+ 23 %) et les aérogénérateurs (+ 16 %). Au regard des parts des postes dans les CAPEX totaux, c'est l'évolution du coût des turbines, de l'ingénierie et du développement et des frais financiers et légaux qui portent la hausse des CAPEX totaux.

[79] Rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », CRE, avril 2014

[80] Une période de candidature en 2021, 2 en 2022 et 3 en 2023.

Poste de CAPEX	Part des CAPEX[81]	Evolution entre la 1ère (novembre 2021) et la 6e période (décembre 2023)
Turbines	61,6 %	+ 16 %
Raccordement	9,5 %	+ 7 %
Génie Civil	8,3 %	+ 23 %
Ingénierie et développement	7,1 %	+ 44 %
Autres postes de coûts	3,8 %	+23 %
Frais financiers et légaux	3,2 %	+ 49 %
Autres électriques	3,1 %	+ 23 %
Structures	1,7 %	- 66 %
Frais de transport	1,4 %	- 56 %
Sécurité	0,2 %	- 51 %

Il convient par ailleurs de noter que les données de CAPEX déclarées par les candidats ne permettent pas d'identifier de forts effets d'échelle sur le coût global des projets éolien terrestre. La Figure 39 ci-dessous présente la répartition des niveaux de CAPEX déclarés selon la puissance installée des projets, pour les trois années de périodes de candidatures.

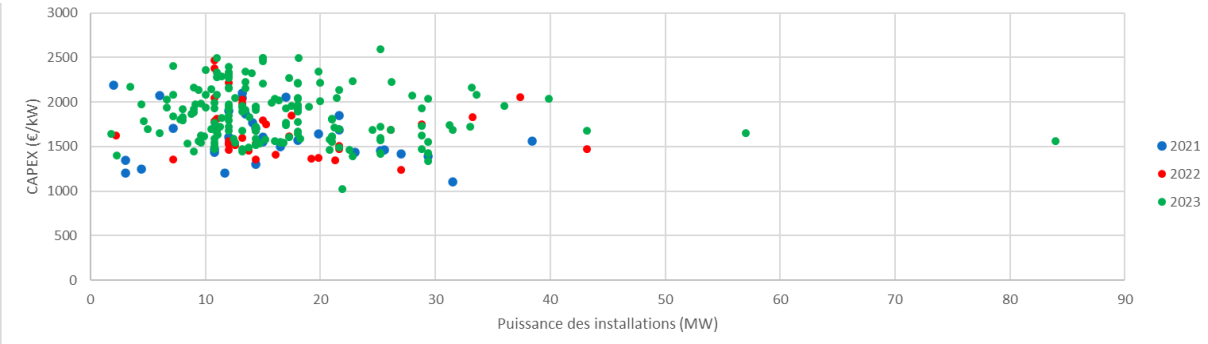


Figure 39 : Répartition des CAPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus – Eolien terrestre

3.8.2. Coûts d'exploitation et de maintenance et taxes

Les valeurs présentées dans cette section correspondent aux montants déclarés par les producteurs pour la première année de fonctionnement de leurs installations.

[81] Moyenne sur les toutes les périodes de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre.

3.8.2.1. Répartition des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes

Les coûts d'exploitation et de maintenance ou OPEX (pour « *operational expenditure* »), ainsi que les taxes, représentent *a contrario* une part relativement faible des coûts complets des parcs éoliens terrestres.

La Figure 40 ci-dessous présente la répartition moyenne des principaux postes d'OPEX des installations retenues dans le cadre des appels d'offres PPE2. La catégorisation des postes est définie par la CRE dans le plan d'affaires soumis pour remplissage aux candidats des appels d'offres. Comme pour les CAPEX, le poids de certains postes de dépenses peut varier selon la taille de l'installation ou l'année de candidature (cf. parties suivantes).

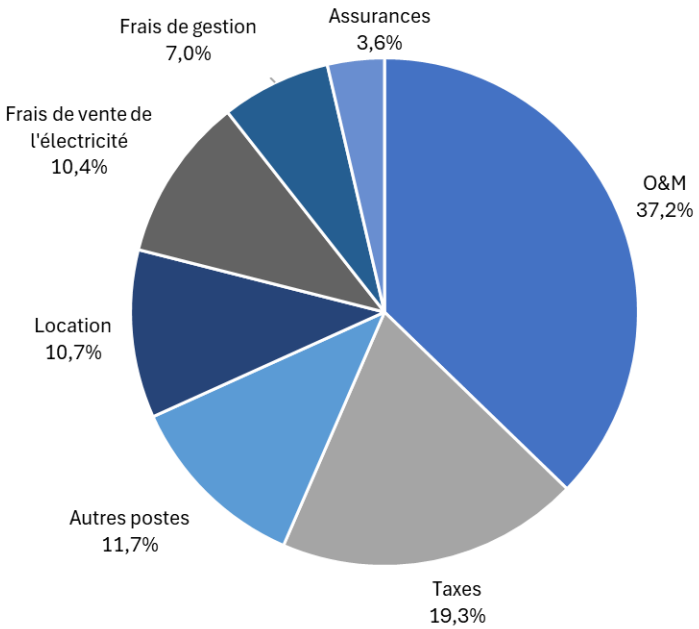


Figure 40 : Répartition moyenne des OPEX par poste de dépenses des dossiers retenus – Eolien terrestre

Les coûts d'opération et de maintenance technique des installations de production (« O&M ») représentent en moyenne plus d'un tiers du coût global d'exploitation (37,2 %). Cette prestation fait généralement l'objet d'un contrat avec le fournisseur de turbines, avec une garantie de disponibilité qui peut avoir une durée différente de celle du contrat de soutien. Sa rémunération peut être composée d'une part fixe par éolienne et d'une part variable, qui évolue au cours de la durée du contrat.

Le second poste de dépenses est la fiscalité, hors imposition sur les sociétés. Pour les installations éoliennes terrestres, la majeure partie de celle-ci réside dans l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)[82], prévue à l'article 1519 D du code général des impôts (CGI). Cette taxe est applicable à toutes les installations de puissance installée supérieure ou égale à 100 kW. Il s'agit d'un montant fixe par kW de puissance installée revalorisé chaque année et qui se situe depuis 2021 autour de 8 €/kW[83] . Les producteurs de la filière de l'éolien terrestre sont également assujettis au paiement de la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), la taxe foncière et la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) ; au total, les taxes représentent environ 19,3 % des OPEX.

[82] Instaurée par la loi de finances pour 2010, l'IFER concerne les entreprises exerçant leur activité dans le secteur de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications.

[83] 7,70 €/kW en 2021, 7,82 €/kW en 2022, 8,16 €/kW en 2023 et 8,36 €/kW en 2024.

Pour la quasi-totalité des projets, des loyers non nuls sont déclarés. Le loyer est un poste qui présente d'importantes fluctuations d'un parc à l'autre : les loyers varient ainsi de 0,6 à 16,7 €/kW/an sur l'ensemble du panel. Le loyer représente en moyenne environ 10,7 % des OPEX.

Par ailleurs, les producteurs bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération supportent des frais de commercialisation de l'électricité sur le marché. Ces frais recouvrent : 1) les coûts d'équilibrage, 2) les coûts d'accès aux marchés de l'énergie et de la capacité et 3) les écarts au profil moyen de production (dits « écarts au M_0 »). Ils représentent en moyenne 10,4 % des coûts d'exploitation.

Enfin, à des fins de précision :

- L'exploitation d'un parc éolien implique divers frais de fonctionnement, tels que le paiement des factures pour la consommation d'électricité par les auxiliaires de production, des commissaires aux comptes, des frais bancaires, de notaire etc. Les coûts d'opération des parcs sont également parfois intégrés dans le poste « Autres postes » quand il n'est pas possible de les isoler. Ces charges diverses représentent en moyenne environ 11,7 % des coûts d'exploitation.
- Les frais de gestion comportent par nature une part importante de coûts fixes (surveillance et supervision des opérations, coûts liés à la surveillance des performances de l'installation, la collecte de données, et la gestion des opérations quotidiennes). Ils dépendent non seulement de la taille de l'installation considérée, mais également de la taille du portefeuille d'installations de la société exploitante et donc de sa capacité à réaliser des économies d'échelles via une gestion conjointe de ses différents parcs. Ce poste représente en moyenne 7,0 % des coûts d'exploitation.
- Les frais annuels d'assurances (responsabilité civile, dommages aux biens ou encore perte d'exploitation) représentent en moyenne moins de 5 % des coûts d'exploitation. Ils dépendent notamment du nombre de services auxquels l'exploitant décide de souscrire, seule la responsabilité civile étant obligatoire pour conclure le contrat d'accès au réseau public de distribution.

3.8.2.2. Niveau des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes et évolution depuis fin 2021

Le niveau moyen des dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes se situe entre 41,7 €/kW/an pour les parcs retenus en 2021 et 47,2 €/kW/an pour les parcs retenus en 2023. Il était de l'ordre de 45 €/kW/an en 2014, niveau qui était relativement stable depuis 2008[84].

La figure ci-dessous présente l'évolution de la répartition des OPEX des dossiers retenus par année de candidature (moyenne des données de toutes les périodes de candidature s'étant tenues par année)[85].

[84] Rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », CRE, avril 2014.

[85] Une période de candidature en 2021, 2 en 2022 et 3 en 2023.

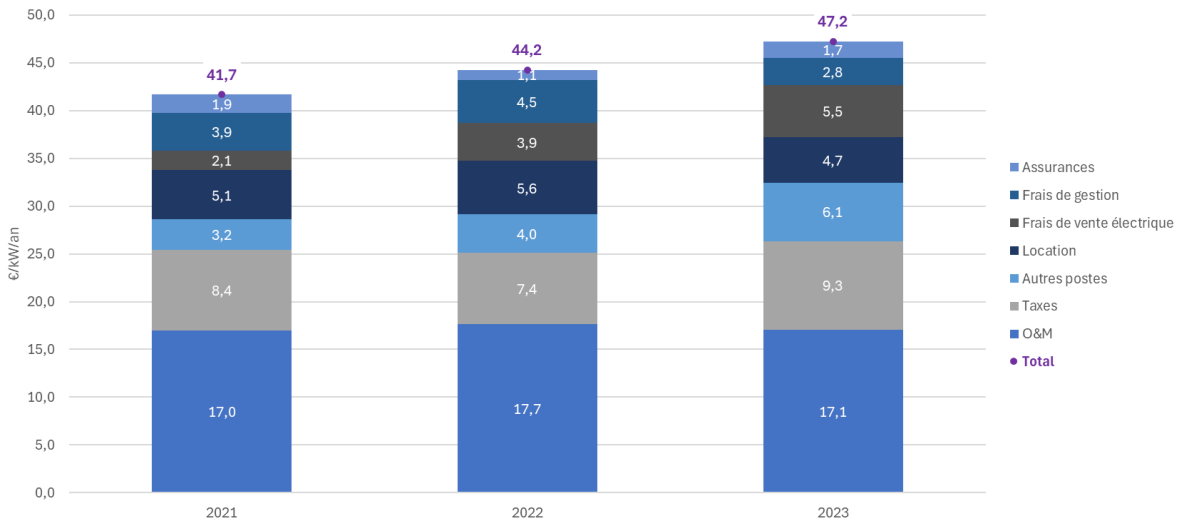


Figure 41 : Evolution de la répartition des OPEX s'agissant des dossiers retenus – Eolien terrestre

Plus précisément, la CRE a pu constater une augmentation des OPEX de + 14 % entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre (période de candidature en novembre 2021) et la 6e période de ce même appel d'offres (période de candidature en décembre 2023).

La hausse observée entre la 1ère période fin 2021 et la 6e période de l'appel d'offres en novembre 2023 est portée principalement par les postes suivants :

- les frais de vente de l'électricité (multipliés par 2,5 en moyenne). Ceux-ci ont généralement deux grandes composantes : les coûts d'équilibrage et la déviation par rapport au prix de marché de M_0. Ces deux composantes ont été amplifiées par l'augmentation et la volatilité du prix Spot pendant la crise des prix de gros. Un grand nombre d'agrégateurs ont modifié leurs offres pour proposer des frais d'agrégation en partie indexés sur les prix Spot ;
- le poste « Autres postes » (multipliés par 2,2 en moyenne), sans que la CRE soit en mesure de donner le détail de cette augmentation ;

alors que les coûts de certains autres postes ont diminué (notamment frais de gestion -34 % et assurances -24 %).

3.8.3. Financement

Les développeurs de la majorité des parcs éoliens à terre du panel prévoient un recours à un financement de projet classique[86]. La Figure 42 ci-dessous présente le ratio entre dette et fonds propres des 247 projets éoliens terrestres retenus.

[86] Financement d'un projet par le biais d'une part de fonds propres et d'un ou plusieurs financements bancaires

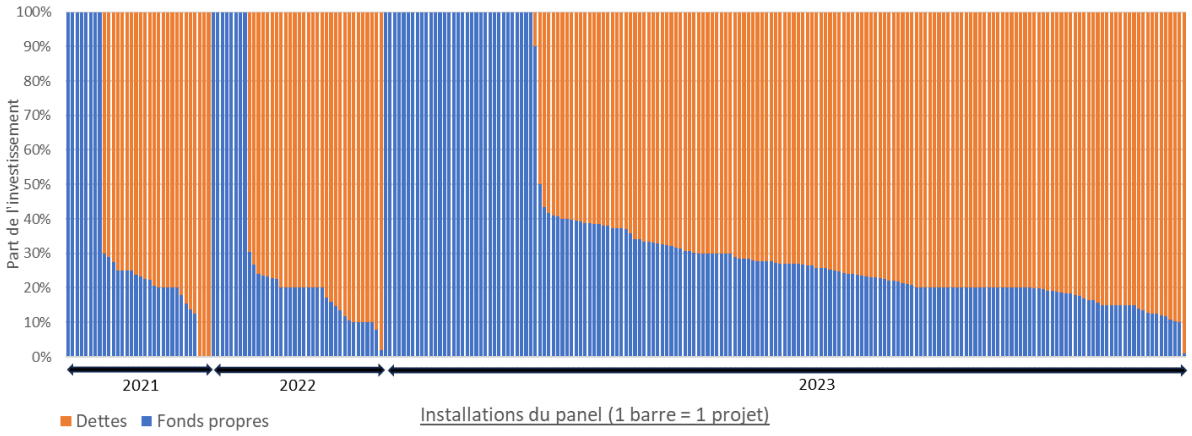


Figure 42 : Ensemble des projets retenus ordonnés selon leur part de fonds propres par année de candidature – Eolien terrestre

Le ratio moyen [dettes/(dettes + fonds propres)] (« *gearing* ») se situe autour de 60-65 %, tous projets confondus. Certains parcs bénéficient d'un financement centralisé au niveau de leur maison mère ou de leur groupe (100 % de fonds propres), prenant la forme soit d'une dette intragroupe assimilable à un apport en fonds propres, soit d'une dette bancaire garantie par la maison mère autorisant un apport en fonds propres quasi nul. 19,8 % des projets retenus déclarent un apport en dette nul.

La majorité des porteurs de projets déclarent contracter un emprunt (environ 80 % des projets). Sur ces projets, près de 60 % des porteurs de projets déclarent une durée d'emprunt exactement égale à 20 ans, soit la durée de leur contrat de complément de rémunération. La durée moyenne des emprunts est de 20 ans et les durées déclarées vont de 3 à 23 ans.

Les taux d'emprunt varient entre 1,6 à 6,3 %[87]. On observe une tendance à la hausse très forte entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre fin 2021 (taux d'emprunt moyen de 2,2%) et la 6e période fin 2023 (taux d'emprunt moyen de 4,7 %).

En comparaison, le taux d'emprunt moyen issu du rapport d'audit de la CRE d'avril 2014 était estimé à 3,5 % pour les parcs éoliens terrestres.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la moyenne des taux d'emprunts, des durées d'emprunts et du *gearing* entre 2021 et 2023 pour les 198 projets qui prévoient un financement en partie basé sur de la dette.

	2021	2022	2023
Taux d'emprunt (%)	2,2	3,3	4,7
Durée d'emprunt (années)	19,6	19,9	20,0
Gearing (%)	80,9	82,8	74,6

[87] Pour rappel, depuis la 3e période de l'appel d'offres PPE2 Eolien terrestre (période de dépôt des candidatures en novembre 2021) et la 2e période de l'appel d'offres PPE2 Neutre (période de dépôt des candidatures en octobre 2023), les cahiers des charges prévoient une indexation des tarifs de référence pour permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières, mais également des coûts de financement (prise en compte de l'évolution des taux de dettes) avant la mise en service des projets.

4. La filière du solaire photovoltaïque au sol

Les installations photovoltaïques au sol en France métropolitaine continentale, de puissance crête installée strictement supérieure à 500 kWc[88], peuvent bénéficier d'un soutien public dans le cadre de quatre appels d'offres : 1) PPE2 PV Sol, 2) PPE2 PV Innovant[89] (famille 1 de candidature), 3) PPE2 Neutre et 4) PPE2 Autoconsommation.

Appels d'offres	Nombre de périodes instruites	Puissance cumulée des dossiers retenus (MWc)	Nombre de dossiers retenus
PPE2 PV Sol	5/10	3 589,4	337
PPE2 PV Innovant	1/5	60,1 (famille 1)	21 (famille 1)
PPE2 Neutre	2/5	615,3	45 (projets photovoltaïques au sol retenus)
PPE2 Autoconsommation	4/14	1,2	2
TOTAL	**12**	**4 265,9**	**405**

Le volume cumulé de projets photovoltaïques au sol retenus s'élève à 4,3 GWc. Ce volume est majoritairement porté par l'appel d'offres PPE2 PV Sol, avec 84 % de la puissance cumulée retenue.

Les analyses présentées dans les parties suivantes (hors partie 4.1) portent sur les 382 projets photovoltaïques au sol retenus dans le cadre de périodes des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre spécifiquement, et pour lesquelles les dépôts de candidatures ont été clôturés avant le 31 décembre 2023.

Les projets photovoltaïques au sol sélectionnés dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Innovant et PPE2 Autoconsommation ont en effet été exclus des analyses présentées à partir de la sous-partie 4.2. Les échantillons de projets sont en effet insuffisants pour tirer des conclusions pertinentes à leur sujet, notamment s'agissant de l'évolution des coûts et des caractéristiques techniques :

- 2 projets au sol retenus dans le cadre de 4 périodes de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation (à la 2e période plus spécifiquement) ;
- 21 projets au sol retenus dans le cadre d'une unique période de l'appel d'offres PPE2 PV Innovant, qui s'est tenue fin 2021.

En outre, ces appels d'offres portent sur des installations aux caractéristiques singulières (projets innovants ou projets en autoconsommation) qui les rendent plus difficilement comparables aux autres installations. Il convient de noter que la CRE prévoit de publier début 2025 un rapport spécifique sur l'autoconsommation et dressera, dans ce cadre, un bilan de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation.

La CRE propose une comparaison des résultats des analyses du présent rapport avec celles issues :

- du rapport d'audit de la CRE « *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque* », publié en avril 2014[90], et portant sur des installations mises en service entre 2011 et 2012 et en projet pour mises en service entre 2014 et 2016 ;

[88] Les installations photovoltaïques sur bâtiments, hangars ou ombrières, de puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kWc peuvent bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021. Un nouvel arrêté tarifaire portant sur les installations photovoltaïques au sol de puissance crête installée inférieure ou égale à 1 MWc pourrait être prochaine publié : la CRE a rendu un avis sur ce projet d'arrêté tarifaire le 16 novembre 2023.

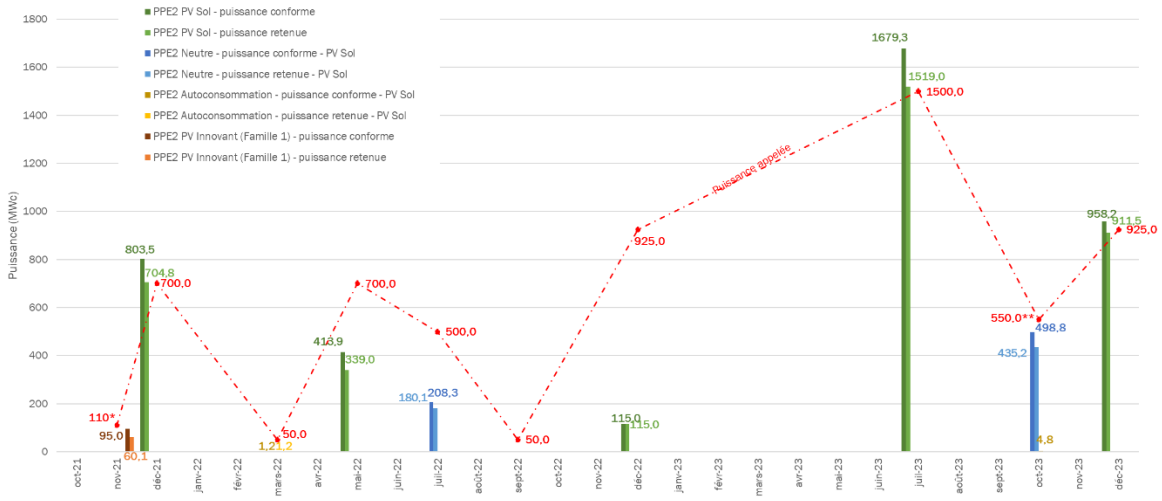
[89] Famille 1 portant sur les installations photovoltaïques innovantes au sol.

[90] Rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », CRE, avril 2014.

- du rapport de la CRE « *Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale* », publié en février 2019[91], et basé sur les plans d'affaires prévisionnels des candidats aux premiers appels d'offres CRE4.

4.1. Puissance cumulée des dossiers retenus

La Figure 43 ci-après présente l'évolution de la puissance cumulée des projets photovoltaïques au sol retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Sol, PPE2 Neutre, PPE2 Autoconsommation et PPE2 PV Innovant.



*60 MWc appelé en famille 1 à la 1e période de l'appel d'offres PPE2 PV Innovant et 50 MWc appelés à la 1e période de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation, **500 MWc appelé à la 2e période de l'appel d'offre PPE2 Neutre et 50 MWc appelés à la 2e période de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation

Figure 43 : Bilan des puissances conformes et retenues par période d'appels d'offres (MW) – PV Sol

Les volumes appelés dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 Neutre sont moins importants que pour l'appel d'offres PPE2 PV Sol, avec seulement une période par an (contre deux périodes par an pour l'appel d'offres PPE2 PV Sol) et 500 MWc appelés par période (contre 925 MWc appelés par période pour l'appel d'offres PPE2 PV Sol). Plus de la moitié des volumes retenus en cumulé sur les deux périodes sont pourvus par la filière photovoltaïque au sol[92].

Le fort taux de souscription observé pour les périodes dont les candidatures ont été déposées en 2023 s'explique notamment par la recandidature des projets ayant été éliminés pour cause de non-conformité lors de la 3e période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol fin 2022 (ceux-ci représentaient une puissance cumulée de plusieurs centaines de MWc). Le volume appelé de la 4e période a été augmenté de 925 MWc à 1500 MWc afin de rattraper le retard accumulé par rapport aux objectifs.

4.2. Caractéristiques techniques des projets retenus

4.2.1. Terrains d'implantation

Les installations photovoltaïques au sol éligibles aux appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre sont différenciées par type de terrain d'implantation (cf. tableau ci-dessous).

Terrains d'implantation éligibles / en violet les évolutions appliquées à partir de la 3e période de l'AO PPE2 PV Sol (décembre 2022) et à la 2e période de l'AO PPE2 Neutre (octobre 2023)	
Cas 1	Zones urbanisées ou à urbaniser d'un PLU/PLUi/POS[93] + tous les terrains des communes soumises à une CC ou uniquement au RNU **si ces terrains ne sont pas situés « sur l'emprise d'une exploitation agricole »**
Cas 2	Zones naturelles autorisant la construction d'installations de production d'énergie

	renouvelable
Cas 2 bis	**Zones agricoles d'un PLU/PLUi/POS si jachère agricole de plus de 5 ans ou élevage + terrains « sur l'emprise d'une exploitation agricole » des communes soumises à une CC ou uniquement au RNU si jachère agricole de plus de 5 ans ou élevage**
Cas 3	Terrains dégradés[94]

Les cahiers des charges des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre, applicables respectivement à partir de la 3e et de la 2e période de candidature, ont en effet étendu les conditions d'éligibilité des installations au sol sur terrains agricoles. Un cas nommé « cas 2 bis » a été introduit, qui couvre les installations sur terrains agricoles à condition que la parcelle constitue une jachère agricole de plus de 5 ans ou qu'elle accueille un élevage, quel que soit le document d'urbanisme de la commune d'implantation. Par ailleurs, la liste des terrains éligibles dans le cadre du « cas 1 » a été amendée. Si le passage aux appels offres « PPE2 » a permis de rendre éligibles à l'appel d'offres PPE2 PV Sol les installations sur tous les terrains, dont agricoles, des communes soumises aux cartes communales (CC) ou uniquement au règlement national d'urbanisme (RNU) et ceci quelle que soit l'utilisation de ces terrains, le nouveau « cas 1 » exclut finalement, pour ces communes, les terrains situés sur l'emprise d'une exploitation agricole (ils sont donc éligibles désormais via le cas 2 bis, mais avec des conditions d'éligibilité plus restreintes).

La Figure 44 ci-dessous présente la répartition des 382 dossiers du panel étudié selon leur terrain d'implantation.

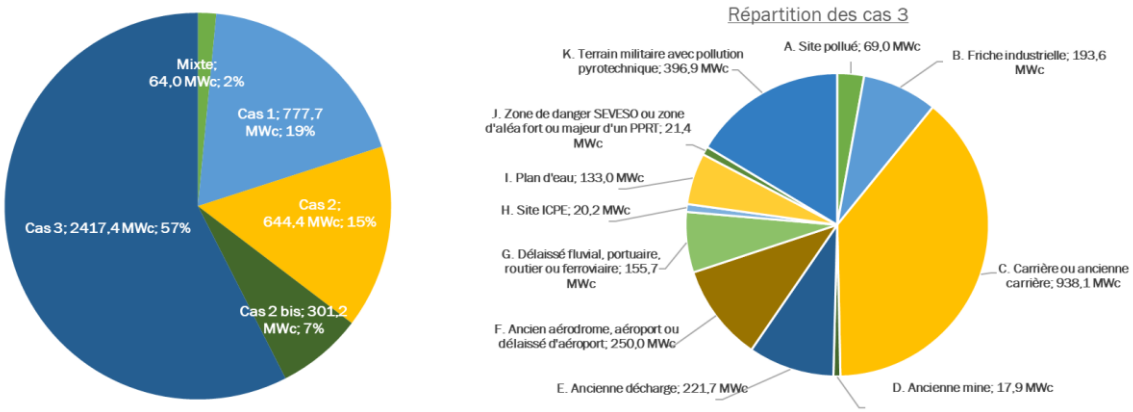


Figure 44: Répartition des projets retenus aux appels d'offres PPE2 PV Sol et Neutre par terrains d'implantation – Zoom sur les différents types de cas 3

[91] Rapport « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », CRE, février 2019.

[92] Dans le cadre des deux premières périodes déjà instruites de l'appel d'offres PPE2 Neutre, les projets photovoltaïques au sol conformes représentent 54,9 % de la puissance cumulée totale conforme (31,9 % à la 1ère période et 78,5 % à la 2e période) et les projets photovoltaïques au sol retenus 60,7 % de la puissance cumulée totale retenue (35,9 % à la 1ère période et 84,9 % à la 2e période).

[93] Sur le territoire français, une commune est soumise au Plan Local d'Urbanisme communal ou intercommunal (PLU/PLUi) qui remplace le plan d'occupation des sols (POS), à la Carte Communale (CC) ou, dans le cas d'une absence de document de planification, au Règlement National d'Urbanisme (RNU). Ces documents définissent le zonage du territoire communal et les règlements applicables dans chaque zone, en cohérence avec les Schémas de Cohérence Territoriale (SCoT).

[94] Site pollué, friche industrielle, carrière ou ancienne carrière, ancienne mine, ancienne décharge, ancien aérodrome, aéroport ou délaissé d'aéroport, délaissé fluvial, portuaire, routier ou ferroviaire, site ICPE, plan d'eau, zone de danger SEVESO ou zone d'aléa fort ou majeur d'un plan de prévention des risques technologiques (PPRT), terrain militaire avec pollution pyrotechnique.

Les cahiers des charges des appels d'offres PPE PV Sol et PPE2 Neutre prévoient un bonus de notation de neuf points[95] pour les projets visant l'utilisation de sites dégradés (cas 3), qui a, en théorie, pour objectif de compenser les potentiels surcoûts liés aux spécificités des terrains dégradés (terrains accidentés, dépollution nécessaire…). Ces sites concernent environ 57,5 % de la puissance des installations de l'échantillon.

Parmi les terrains dégradés visés par les projets de l'échantillon, les carrières ou anciennes carrières, les terrains militaires avec pollution pyrotechnique et les anciens aérodromes, aéroportés ou délaissés d'aéroport constituent les typologies de terrains les plus représentées, avec respectivement 38,8 %, 16,4 % et 10,3 % de la puissance cumulée retenue en cas 3.

Les installations relevant du cas 2 bis représentent 7,2 % de la puissance cumulée retenue (15 dossiers représentant une puissance cumulée de 301,2 MWc)[96].

Le tableau ci-dessous présente le taux d'occupation des sols par type de terrain d'implantation, conformément aux données déclarées par les 375 projets retenus hors cas mixtes (moyennes arithmétiques).

Dossiers retenus	Surface du terrain d'implantation/Puissance (hectares/MWc)	Surface projetée au sol de l'ensemble des panneaux/ Surface du terrain d'implantation
Cas 1	1,11	44,2 %
Cas 2	1,10	45,2 %
Cas 2 bis	1,34	36,1 %[97]
Cas 3	1,25	43,7 %
TOTAL	1,20	43,7 %

Ainsi, 1,2 hectares sont en moyenne nécessaires pour installer 1,0 MWc de photovoltaïque au sol. Le taux d'occupation moyen des sols par les centrales photovoltaïques s'élève à 43,7 %.

4.2.2. Taille globale des parcs

La puissance installée moyenne des projets retenus parmi l'échantillon de 382 installations considéré est de 11,0 MWc. Parmi eux, le plus petit parc présente une puissance installée de 0,99 MWc (unique dossier de moins de 1 MWc à la fois déposé et retenu), tandis que le plus grand parc présente une puissance installée de 108,0 MWc. Seules les installations photovoltaïques au sol implantées sur terrains dégradés (cas 3) sont éligibles aux appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre peu importe leur puissance installée si celle-ci est supérieure à 500 kWc[98]. Les installations implantées sur d'autres types de terrains ne peuvent présenter une candidature aux appels d'offres susmentionnées que si leur puissance installée est inférieure ou égale à 30 MWc. *In fine*, seulement 12 projets sur 382 projets retenus dépassent strictement ce seuil de 30 MWc.

[95] Par ailleurs, le critère relatif au niveau du tarif de référence proposé est noté sur 70 points et le critère relatif au niveau de l'évaluation carbone simplifiée déclarée est noté sur 25 points. Un bonus de 2 points est octroyé aux projets s'engageant au financement collectif, tandis qu'un bonus de 3 à 5 points est octroyé aux projets s'engageant à la gouvernance partagée sous certaines conditions.

[96] Avant la modification du périmètre du cahier des charges pour la 3e période de candidature, tous les terrains, y compris les terrains agricoles, des CC et RNU étaient éligibles à l'appel d'offres au sein du Cas 2. Ainsi le volume d'installations photovoltaïques au sol situées sur terrains agricoles estimé uniquement à partir des Cas 2 bis peut être sous-estimé.

[97] Ce taux plus faible que pour les autres cas de terrains d'implantation peut s'expliquer par le fait que ces terrains sont utilisés pour différents usages (synergie entre production électrique et activité agricole) et que des contraintes supplémentaires leur sont imposées.

[98] Le seuil de puissance à 30 MWc pour les installations photovoltaïques au sol vise à limiter le développement de parcs de taille conséquente via l'appel d'offres, qui pourraient notamment chercher une valorisation de l'électricité produite via le marché et non un soutien étatique.

Les installations de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MWc, éligibles à l'appel d'offres PPE2 PV Sol au titre d'un volume réservé de 200 MWc par période (ainsi qu'à l'appel d'offres PPE2 Neutre sans qu'un volume leur soit réservé), représentent près de la moitié du nombre des dossiers photovoltaïques au sol (16 % de la puissance cumulée retenue).

La Figure 45 ci-dessous présente la répartition du nombre de dossiers retenus par tranche de puissance installée.

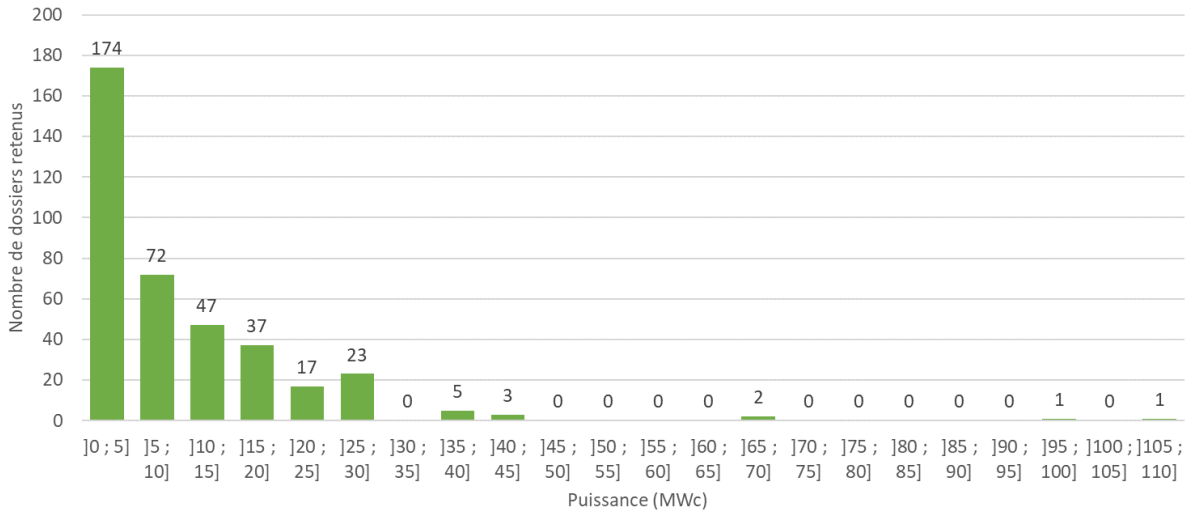


Figure 45 : Répartition des projets retenus par gammes de puissance installée – PV Sol

La Figure 46 ci-dessous présente la répartition des projets retenus par tranche de puissance installée et par type de terrain d'implantation, afin de qualifier la puissance moyenne des projets selon le terrain d'implantation.

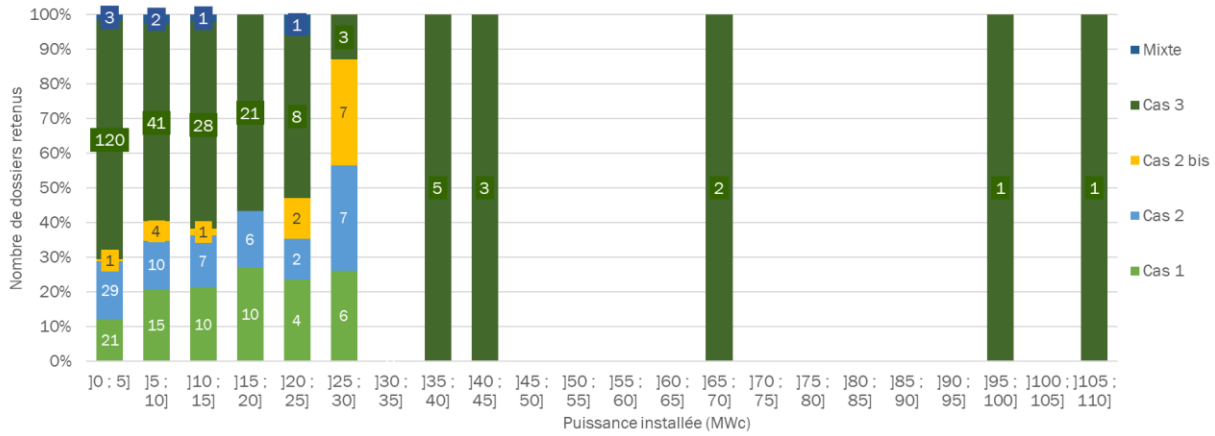


Figure 46 : Répartition des projets retenus par gamme de puissance et par type de terrain d'implantation – PV Sol

4.3. Répartition régionale

La Figure 47 ci-dessous présente la répartition régionale des parcs photovoltaïques au sol retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre (382 projets).

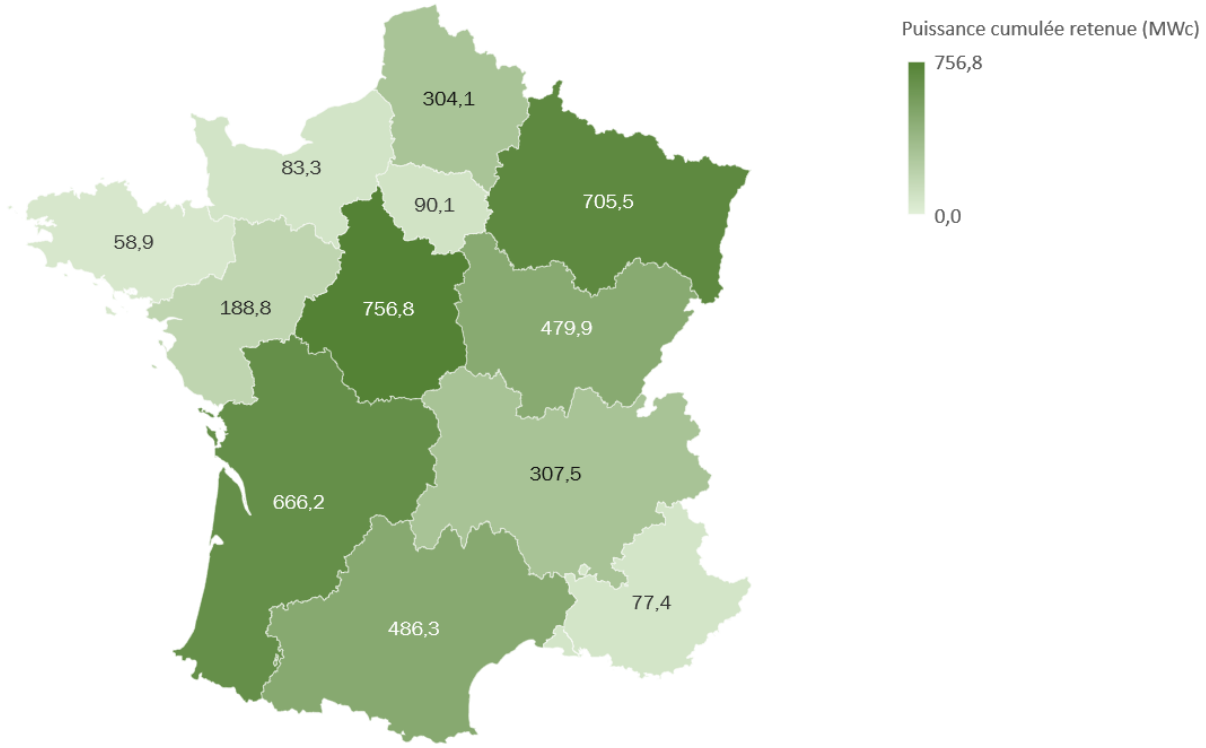


Figure 47 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue (MWc) – PV Sol

Les régions Centre-Val-de-Loire, Grand-Est et Nouvelle-Aquitaine représentent respectivement 18,0 %, 16,8 % et 15,8 % de la puissance cumulée retenue. En rapportant la puissance cumulée retenue à la superficie des différentes régions, celle présentant la plus grande densité de puissance nouvelle par km^2 est la région Centre-Val-de-Loire (19,3 kWc/km^2). Elle est suivie par la région Grand-Est (12,3 kWc/km^2), la région Bourgogne-Franche-Comté (10,0 kWc/km^2) et la région Hauts-de-France (9,6 kWc/km^2).

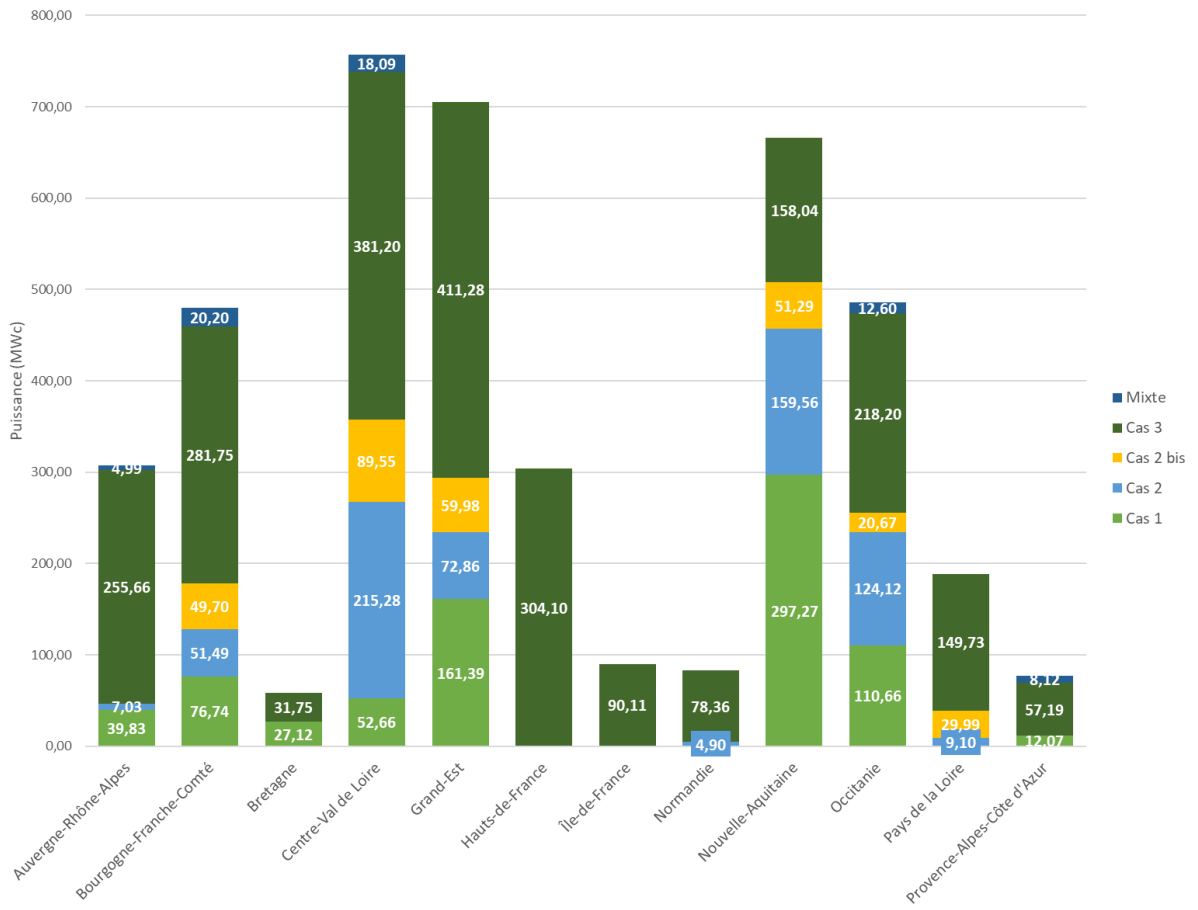


Figure 48 : Répartition des projets retenus aux appels d'offres PPE2 PV Sol et Neutre par régions et terrains d'implantation

Les taux de réussite élevés des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre des régions Grand Est et Hauts-de-France – présentant par ailleurs un ensoleillement moyen inférieur à la moyenne du territoire – peuvent notamment s'expliquer par le bonus de notation de neuf points leur permettant de valoriser leur gisement de friches industrielles (cf. Figure 48 ci-dessus qui démontrent la présence de forts volumes de dossiers relevant du cas 3 dans ces deux régions).

La Figure 49 ci-dessous présente les productibles prévisionnels annuels moyens[99] déclarés par les porteurs de projets du panel pour la première année de fonctionnement, selon la région d'implantation des parcs.

[99] Moyenne arithmétique.

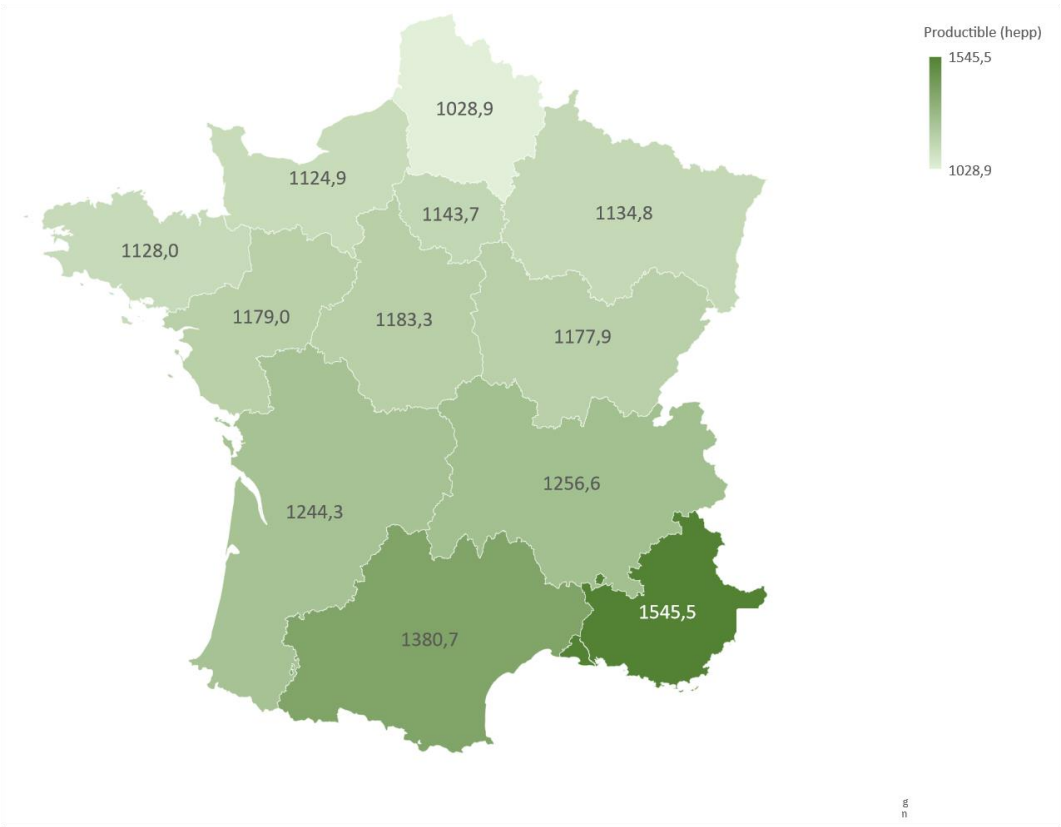


Figure 49 : Répartition régionale des productibles annuels moyens anticipés – PV Sol

Les productibles les plus élevés sont déclarés pour les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur (1 545,5 hepp) et Occitanie (1 380,7 hepp).

Parmi les projets retenus, ceux en région Provence-Alpes-Côte d'Azur présentent un productible prévisionnel moyen supérieur de 25,8 % par rapport à la moyenne nationale des projets retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre (1 229,0 hepp). Elle présente pourtant peu de dossiers retenus (14 sur 382), pouvant refléter une forte densité existante de centrales déjà en service dans cette région.

En effet, si les données présentées ci-dessus représentent le flux de futures installations issues des appels d'offres PPE2 déjà instruits à fin 2023, il est intéressant de les comparer avec les puissances déjà installées dans chaque région pour la filière du solaire photovoltaïque.

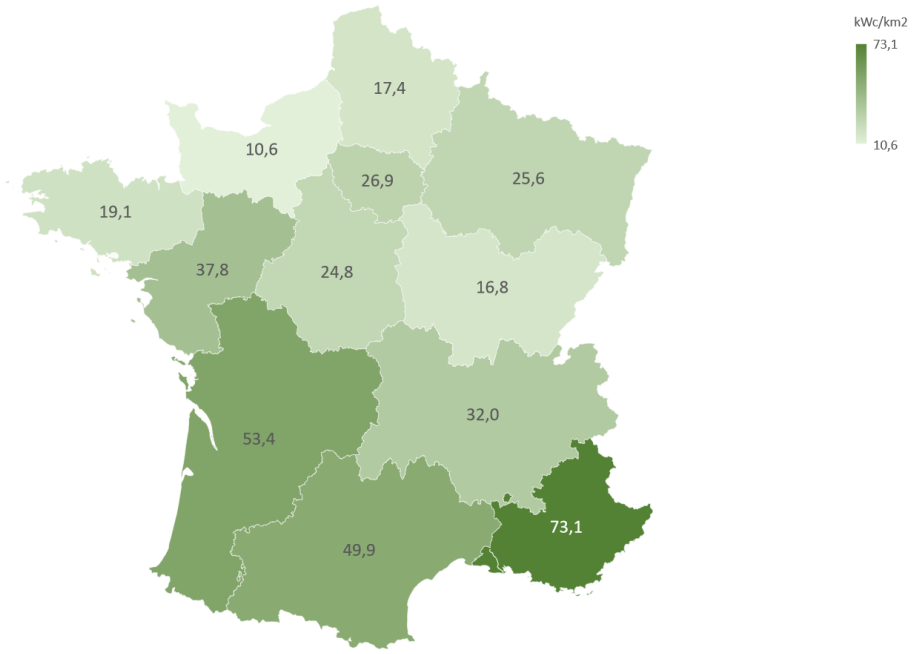


Figure 50 : Densité régionale de puissance photovoltaïque raccordée par km² en France métropolitaine continentale, sans distinction entre les installations photovoltaïques au sol ou sur bâtiment au 31 décembre 2023[100]

La région PACA est ainsi la région la plus dense s'agissant de la puissance photovoltaïque déjà raccordée (73,1 kWc/km²).

4.4. Répartition par société mère

69 sociétés mères ont été recensées parmi les 382 dossiers du panel[101].

EDF, Neoen et Rubis Photosol concentrent 37,2 % de la puissance cumulée retenue (respectivement 15,1 %, 14,9 % et 7,2 %).

En nombre de projets retenus, l'ordre diffère : URBASOLAR comptabilise 43 dossiers lauréats, NEOEN 38 et EDF 34 (respectivement 11,3 %, 9,9 % et 8,9 % du nombre total de dossiers retenus).

[100] Panorama de l'électricité renouvelable par l'agence ORE, ENEDIS, RTE et le SER, 31 décembre 2023.

[101] 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.

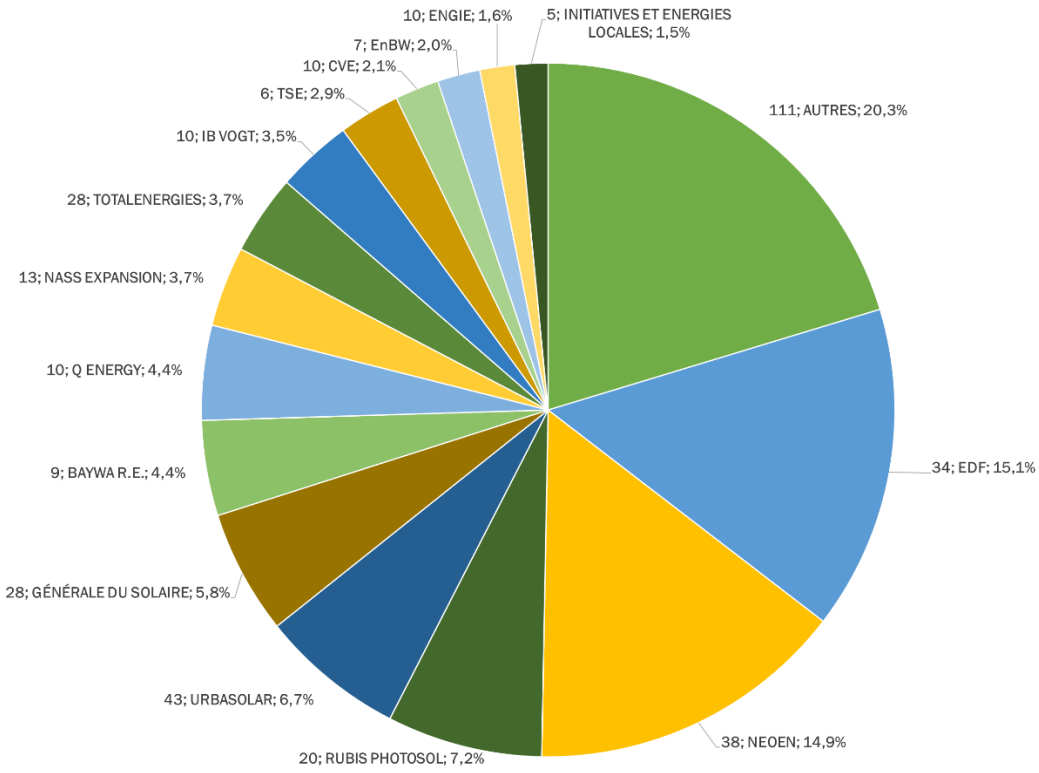


Figure 51 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par société mère (en étiquette de données : nombre de dossiers retenus, société mère, pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Sol

4.5. Caractéristiques des modules photovoltaïques et fabricants

4.5.1. Types de modules photovoltaïques et bilan carbone

Deux grandes familles de modules photovoltaïques sont représentées dans les projets du panel étudié : 1) les modules à base de silicium mono ou polycristallin et 2) les modules de type « couche mince » à base de tellurure de cadmium.

85,3 %[102] des porteurs de projets de l'échantillon considéré indiquent prévoir l'installation de modules photovoltaïques à base de silicium monocristallin (83,7 %) ou polycristallin (1,6 %).

Par ailleurs, les installations photovoltaïques souhaitant candidater aux appels d'offres PPE PV Sol et PPE2 Neutre doivent respecter un niveau d'évaluation carbone simplifiée (ci-après « ECS ») inférieur à 550 kgCO_2/kWc. Les offres sont également notées par rapport à leurs niveaux d'ECS. 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 (uniquement).

Pour rappel, les candidats ont la possibilité de choisir entre deux méthodes pour déterminer les coefficients relatifs à la quantité de gaz à effet de serre émise lors de chaque étape de fabrication du laminé photovoltaïque :

- l'utilisation de données standards fournies par l'ADEME. Ces valeurs sont principalement basées sur l'intensité carbone du mix électrique du pays où est réalisée l'étape de fabrication ;
- la proposition de coefficients spécifiques à l'industriel, selon une analyse du cycle de vie réalisée par le fabricant et soumis à validation par l'ADEME. Elle est utilisée notamment dans le cas où

[102] 381 dossiers sur les 382 dossiers de l'échantillon ont indiqué cette information.

le fabricant développe un procédé de fabrication innovant et peu énergivore (méthode dite « dérogatoire »).

Les données fournies par les porteurs de projets dans les plans d'affaires ne permettent cependant pas de distinguer si les valeurs ont été obtenues via la méthode de calcul standard ou dérogatoire[103].

La figure ci-dessous présente la répartition des 382 dossiers par valeur d'ECS pour les modules photovoltaïques.

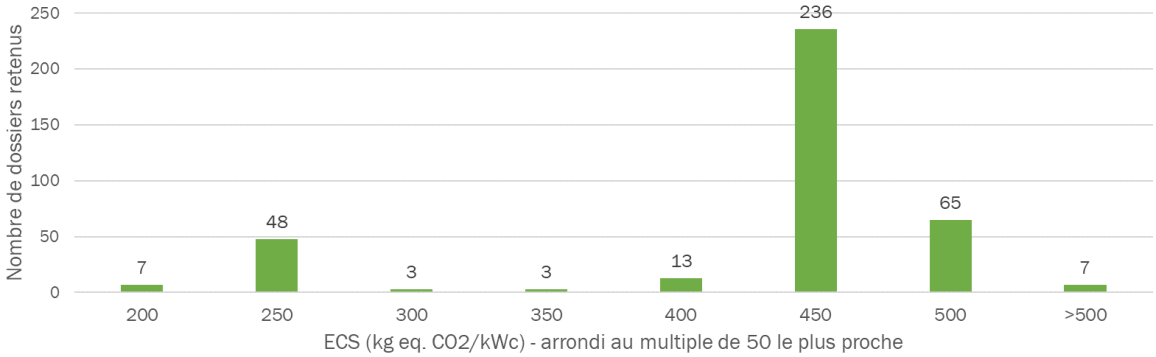


Figure 52 : Répartition des dossiers retenus par niveau d'ECS – PV Sol

La valeur moyenne de l'ECS des modules des 382 projets retenus (moyenne arithmétique) est de 433,8 kg eq.CO_2/kWc.

4.5.2. Fabricants de modules

Les porteurs de projet retenus ont indiqué avoir sélectionné 16 fabricants de modules photovoltaïques différents[104], dont la Figure 53 ci-dessous présente les poids relatifs. Il convient de noter que le choix du fabricant indiqué dans le dossier de candidature ne constitue pas un engagement définitif des candidats (données déclaratives).

[103] D'après les informations que la CRE a été en mesure de collecter auprès de représentants de la filière, la majorité des porteurs de projets font appel à la méthode dérogatoire.

[104] 381 projets sur les 382 qui constituent l'échantillon ont déclaré un fabricant de modules.

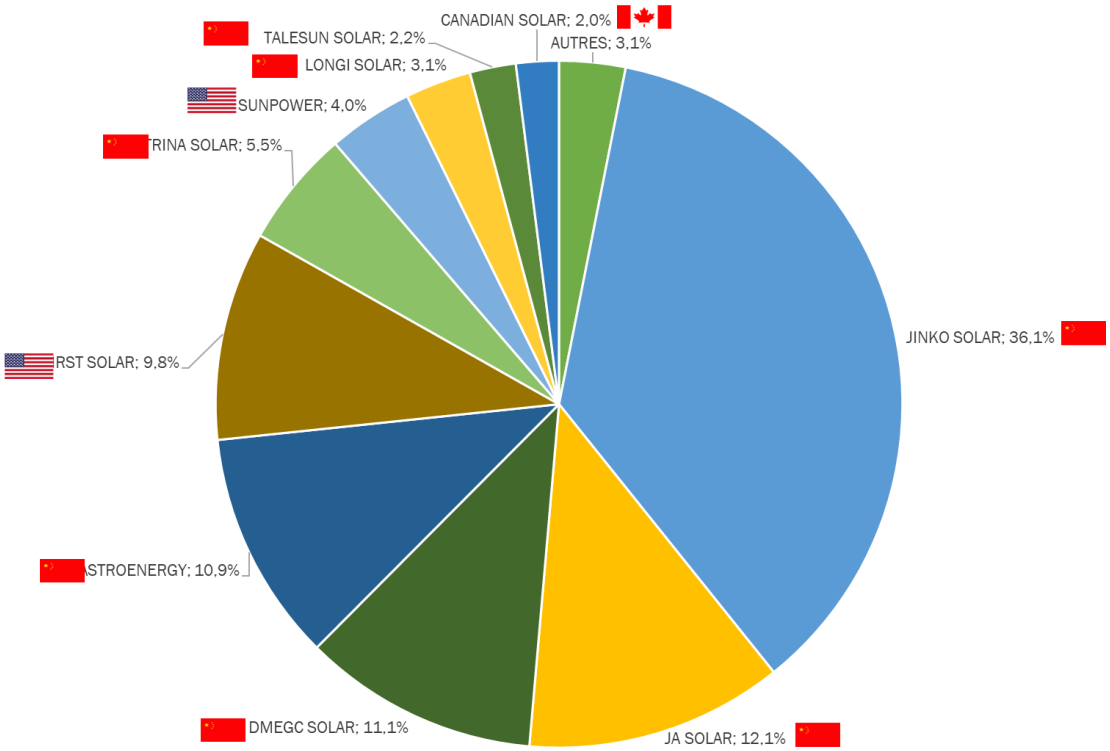


Figure 53 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Sol

Les trois fabricants les plus sollicités devraient être les sociétés chinoises Jinko Solar, JA Solar et DMEGC Solar, qui représentent respectivement 36,1 %, 12,1 % et 11,1 % de la puissance cumulée retenue.

4.6. Prix proposés par les projets retenus

Depuis le développement des premières installations photovoltaïques en France dans les années 2000 et la fin des années 2010, la filière photovoltaïque a bénéficié d'une baisse importante de ses coûts. Cette tendance - observée à l'occasion des deux rapports de 2024 et 2019 susmentionnés – ne s'est pas poursuivie entre 2021 et 2023, dans une période de crise énergétique et de forte inflation des coûts.

Ainsi, le prix moyen pondéré par la puissance installée des dossiers photovoltaïques au sol retenus a connu une forte hausse depuis le lancement des appels d'offres PPE2 en 2021 (+ 39 % de hausse entre les périodes organisées fin 2021 et fin 2023).

La Figure 54 ci-dessous présente l'évolution des prix moyens pondérés des dossiers retenus pour chaque période d'appels d'offres et les compare avec les résultats de l'appel d'offres précédent, portant sur des installations photovoltaïques au sol comparables (« CRE4 PV Sol »)[105].

[105] AO CRE4 PV Sol, familles de candidature 1 et 2 uniquement.

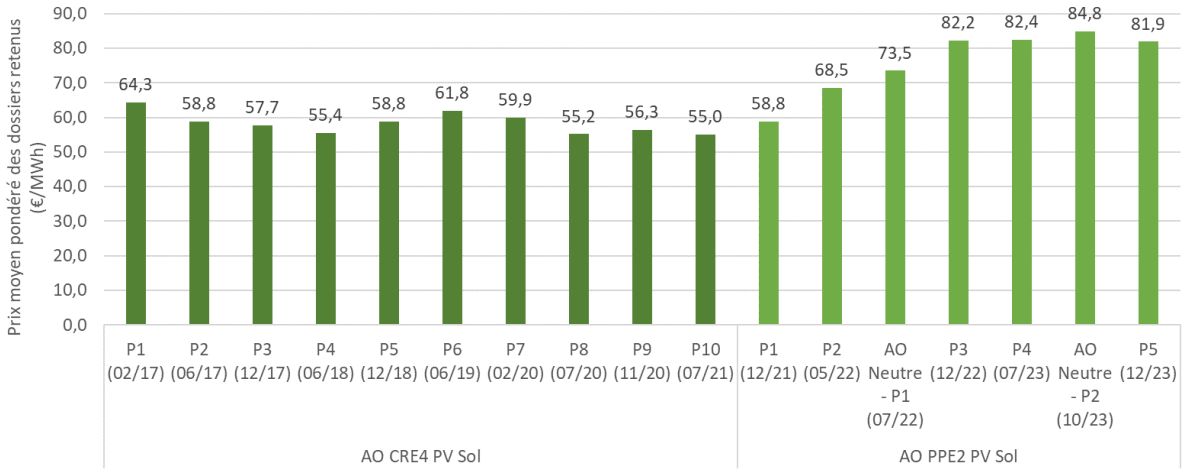


Figure 54 : Évolution du prix moyen pondéré des dossiers retenus par rapport à l'appel d'offres précédent portant sur des installations comparables[106] – PV Sol

Comme déjà précisé en partie 2, les cahiers des charges prévoient, depuis la 3e période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (période de dépôt des candidatures en décembre 2022) et la 2e période de l'appel d'offres PPE2 Neutre (période de dépôt des candidatures en octobre 2023), une indexation des tarifs de référence proposés par les lauréats en amont de la mise en service de l'installation (coefficient d'indexation K), en plus de l'indexation par le coefficient L déjà existante[107]. Celle-ci doit permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières et des coûts de financement entre la désignation en tant que lauréat et la décision finale d'investissement (fixée de manière normative à douze mois avant la mise en service de l'installation).

En appliquant le coefficient d'indexation K au prix moyen pondéré des dossiers retenus à la dernière période de l'appel d'offres CRE4 PV Sol, soit 55,0 €/MWh, entre la date limite de dépôt des offres de cette période (juillet 2021) et celle de la 5e période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (décembre 2023), on obtient un tarif moyen de 75,3 €/MWh. Les tarifs des dossiers retenus à la dernière période PPE2 instruite début 2024 par la CRE sont donc plus élevés que les tarifs des dossiers retenus lors de la dernière période CRE4 (de 8,8 %), même en tenant compte de la hausse des coûts reflétée par la formule d'indexation.

L'indexation prévue par le coefficient K permet en théorie de capter l'impact d'une évolution du prix des matières premières et des coûts de financement sur l'économie d'un projet, via le suivi d'indices génériques qui ne portent cependant pas directement sur les produits finis payés par les porteurs de projet (par exemple le coût d'un module photovoltaïque pour lequel il n'existe pas d'indice public à la méthodologie transparente qui pourrait être utilisé[108]). Le prix de ces produits finis dépend également d'autres aspects qui ne sont ainsi pas couverts par l'indexation notamment i) l'innovation technique et l'efficacité au sein de la chaine de valeur ainsi que ii) l'évolution du taux de marge appliqué par les différentes entreprises composant cette chaine de valeur.

En pratique, le coût des modules a largement chuté depuis plus d'un an et connait aujourd'hui un niveau historiquement bas[109] (en particulier écoulement de stocks de la part de la Chine), baisse que la formule d'indexation actuelle ne permet pas bien de refléter.

---

[106] Les prix présentés pour les précédents appels d'offres CRE4 sont les prix moyens pondérés non majorés, ne tenant pas compte des bonus sur l'investissement participatif (+3 €/MWh) ou le financement participatif (+1 €/MWh) demandés par certains candidats. Dans le cadre des appels d'offres PPE2, les bonus sur la rémunération ont été remplacés par des bonus sur la notation : le prix n'est donc pas majoré.

[107] Celle-ci s'applique annuellement à partir de la prise d'effet du contrat de complément de rémunération et vise à refléter l'évolution annuelle des coûts d'exploitation.

[108] Tout comme le coefficient K applicable aux centrales éoliennes terrestres n'utilise pas d'indice reflétant spécifiquement le coût des turbines.

[109] Cf. indices publiés par le site pvXchange qui font référence au sein de la filière : https://www.pvxchange.com/Price-Index.

Par ailleurs, la tendance stable des tarifs observés lors des quatre dernières périodes n'est pas cohérente avec celle observée en Allemagne (cf. Figure 24).

Les prochaines périodes permettront de confirmer que les différentes tendances à la baisse observées se traduisent bien dans les résultats des appels d'offres.

4.7. Durée moyenne d'exploitation des projets retenus

La durée moyenne d'exploitation déclarée par les porteurs de projets retenus étant d'environ 31 ans[110] (moyenne arithmétique), certains porteurs de projets pourront avoir recours à un contrat d'achat privé ou « PPA » après l'échéance de leur contrat de soutien public (durée de vingt ans). A fin 2023, aucun des parcs lauréats d'une période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol ou de l'appel d'offres PPE2 Neutre n'engendrait de charges de service public de l'énergie[111]. Il est cependant possible que les premiers lauréats des appels d'offres soient déjà en service, mais aient choisi de commercialiser l'électricité produite sur le marché, avant la signature de leur contrat de complément de rémunération, conformément à la possibilité offerte par une série de cahiers des charges modificatifs publiés sur le site de la CRE en 2022, dans un contexte de crise.

En comparaison, la quasi-totalité des installations photovoltaïques (toutes typologies au sol et sur bâtiments confondues) examinées dans le cadre du rapport d'audit de la CRE d'avril 2014 susmentionné avaient prévu de fonctionner 20 ans.

4.8. Coût des projets

Les données présentées dans les parties ci-dessous sont celles déclarées par les porteurs de projets dans les plans d'affaires prévisionnels simplifiés des dossiers de candidature : il s'agit ainsi principalement de montants prévisionnels et non réellement dépensés. Les montants présentés dans les parties suivantes sont des moyennes arithmétiques.

4.8.1. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement ou CAPEX (pour « *capital expenditure* ») représentent la majeure partie des coûts d'un parc photovoltaïque au sol, la filière étant, tout comme l'éolien à terre, fortement capitalistique.

4.8.1.1. Répartition des dépenses d'investissement

La Figure 55 ci-dessous présente la répartition moyenne des principaux postes de coûts d'investissement des installations retenues dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Sol et Neutre (366 installations considérées[112]). La catégorisation des postes est définie par la CRE dans le plan d'affaires soumis pour remplissage aux candidats des appels d'offres.

[110] 255 porteurs de projets sur 382 ont renseigné une durée prévisionnelle d'exploitation.

[111] Données issues des déclarations de charge de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2023.

[112] Les 15 dossiers portant sur des projets photovoltaïques au sol retenus dans le cadre de la première période de l'appel d'offres PPE2 Neutre présentent une répartition des CAPEX différente (fusion des postes « Modules » et « Onduleurs » dans les plans d'affaires) et ont donc été écartés de l'échantillon. Par ailleurs, un dossier retenu dans le cadre de la 5e période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol n'a pas fourni des informations suffisamment détaillées pour être considéré.

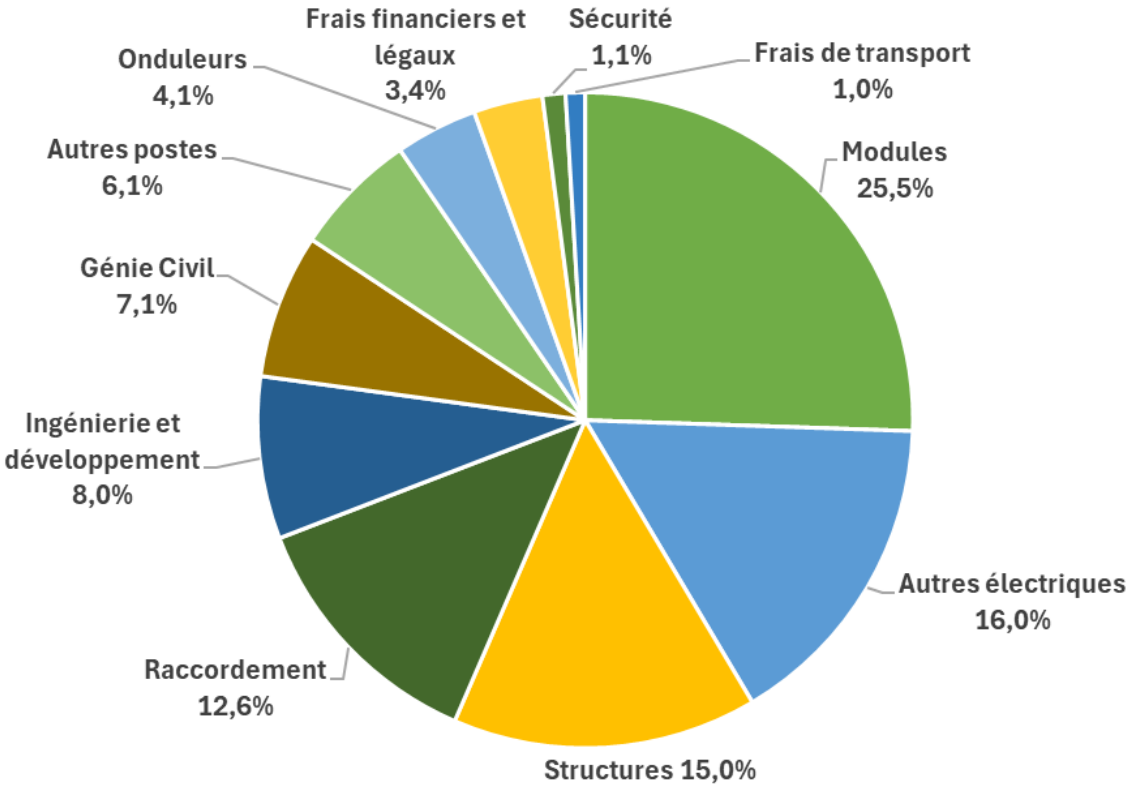


Figure 55 : Répartition moyenne des CAPEX (920,2 €/kW) par poste de dépenses des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 – PV Sol

La ventilation présentée ci-dessus correspond à une moyenne sur l'ensemble du panel considéré. Il convient en particulier de noter que le poids de certains postes de dépenses peut varier selon la taille de l'installation ou l'année de candidature (cf. parties suivantes). Par ailleurs, les porteurs de projets ont parfois indiqué des valeurs nulles pour certains postes de CAPEX.

L'achat des modules photovoltaïques constitue le principal poste de dépense. Il s'élève en moyenne à 25,5 % de l'investissement total. En comparaison, l'achat des structures représente 15,0 % de l'investissement total et l'achat des onduleurs 4,0 % de l'investissement total.

Le montant du raccordement de l'installation au réseau public de distribution d'électricité est extrêmement variable d'un projet à l'autre, en fonction de la proximité du réseau et des contraintes locales (il varie de 4 à 495 €/kWc). En moyenne, ce poste d'investissement représente environ 12,6 % de l'investissement total.

A des fins de précision :

- La catégorie « Autres électriques » correspond à l'achat du reste des composants du parc en dehors des modules, onduleurs et éléments de structures. Ce poste représente en moyenne 16,0 % de l'investissement total (second poste le plus coûteux).
- La catégorie « Ingénierie et développement » regroupe l'ensemble des frais de développement des projets, des études nécessaires et des coûts liés aux procédures administratives. Ce poste représente en moyenne 8,0 % de l'investissement total.
- La catégorie « Génie civil » regroupe notamment les prestations de préparation du terrain et des voies d'accès. Le niveau de ce poste dépend essentiellement des conditions locales d'implantation du parc. Il représente en moyenne 7,1 % de l'investissement total.
- La catégorie « Autres postes » rassemble des coûts divers non explicités dans le plan d'affaires type proposé par la CRE. Certains porteurs de projets ont indiqué les dépenses associées aux niveaux déclarés : achat de titres, achat du terrain, aléas de chantier, mesures compensatoires... Ces coûts divers représentent en moyenne 6,1 % de l'investissement total.
- La catégorie « frais financiers et légaux » correspond au paiement de l'ensemble des frais légaux et financiers précédant la mise en service de l'installation (commissions bancaires pour

la mise en place du prêt, intérêts intercalaires en phase de construction, blocages de fonds pour le remboursement de la dette). Avec les catégories « Frais de transport » et « Sécurité », ces trois catégories représentent environ 5,5 % de l'investissement total.

4.8.1.2. Niveau des dépenses d'investissement et évolution depuis fin 2021

La moyenne du niveau d'investissement total des projets photovoltaïques au sol retenus à l'appel d'offres PPE2 PV Sol se situe entre 856,0 €/kWc en 2021 et 935,2 €/kWc en 2023.

En comparaison, les coûts d'investissement moyens des installations photovoltaïques au sol candidates aux appels d'offres CRE4 entre 2017 et 2018 se situaient autour de 900 €/kWc[113].

L'évolution à la hausse du prix moyen pondéré des projets retenus constatée entre 2021 et 2023 s'observe ainsi également sur les CAPEX déclarés dans les plans d'affaires. La CRE a ainsi pu constater une augmentation des CAPEX totaux déclarés de + 9 % entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (période de candidature en décembre 2021) et la 5e période de ce même appel d'offres (période de candidature en décembre 2023).

La Figure 56 présente l'évolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus par année de candidature (moyenne des données de toutes les périodes de candidature s'étant tenues par année)[114].

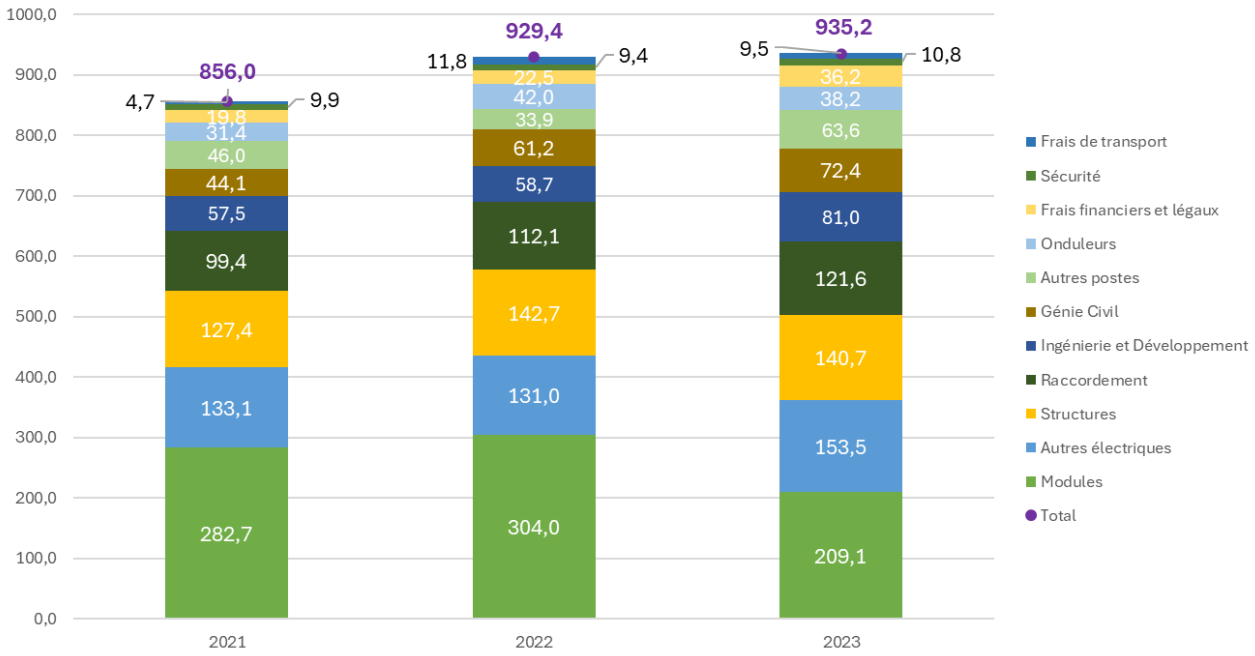


Figure 56 : Evolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus (€/kWc) – PV Sol

La hausse des coûts entre la 1e période de candidature en décembre 2021 et la 5e période de candidature en décembre 2023 est remarquable notamment sur les postes suivants : les frais financiers et légaux (+ 125 %), les frais de transport (+ 113 %) et le génie civil (+ 69 %). Au regard des parts des postes dans les CAPEX totaux, c'est l'évolution des coûts du génie civil, de l'ingénierie et du développement, du raccordement et des frais financiers et légaux qui portent la hausse des CAPEX totaux.

[113] Les installations de la famille 3 de l'appel d'offres CRE4 PV Sol, portant sur les ombrières de parking désormais soutenues principalement via l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment, ont été retirées de l'analyse.

[114] Une période de candidature en 2021, 2 en 2022 et 3 en 2023.

En revanche le coût des modules a diminué de manière très significative (- 38 %).

Poste des CAPEX	Part des CAPEX[115]	Evolution entre la 1ère (décembre 2021) et la 5e période (décembre 2023)
Modules	25,5 %	- 38 %
Autres électriques	16,0 %	+ 12 %
Structures	15,0 %	+ 13 %
Raccordement	12,6 %	+ 32 %
Ingénierie et développement	8,0 %	+ 56 %
Génie Civil	7,1 %	+ 69 %
Autres postes	6,1 %	+ 49 %
Onduleurs	4,1 %	+ 10 %
Frais financiers et légaux	3,4 %	+ 125 %
Sécurité	1,1 %	+ 39 %
Frais de transport	1,0 %	+ 113 %

Il convient par ailleurs de noter que les données de CAPEX déclarées par les candidats ne permettent pas d'identifier de forts effets d'échelle sur le coût global des projets photovoltaïques au sol, comme pour les projets éoliens à terre. La figure ci-dessous présente la répartition des niveaux de CAPEX déclarés selon la puissance installée des projets, pour les trois années de périodes de candidatures.

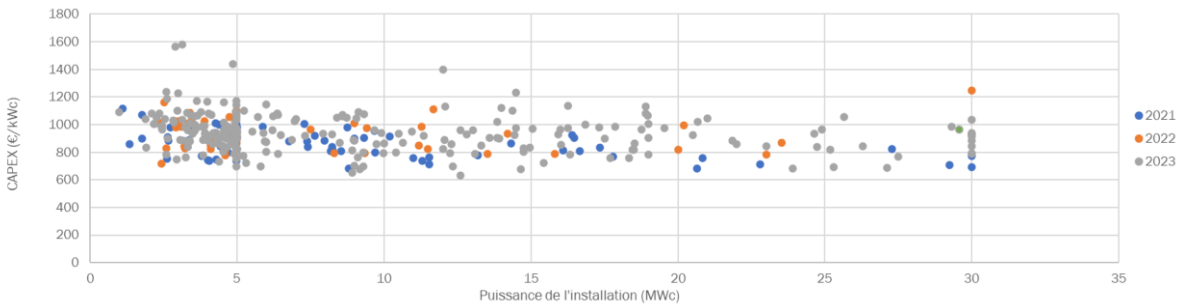


Figure 57 : Répartition des CAPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus aux appels d'offres PPE2 – PV Sol

4.8.1.3. Niveau des dépenses d'investissement selon le terrain d'implantation des installations

Par ailleurs, on constate une variation des niveaux moyens des CAPEX en fonction des sites d'implantation des installations photovoltaïques au sol, comme illustré dans le tableau ci-dessous (périodes des appels d'offres PPE2 PV Sol et Neutre s'étant tenues en 2023).

2023	Cas 1	Cas 2	Cas 2 bis	Cas 3
Investissement global (€/kWc)	905,2	948,6	917,7	942,4

[115] Moyenne sur toutes les périodes d'appels d'offres PPE2 PV Sol et la 2nde période de l'appel d'offres PPE Neutre.

Nombre de dossiers[116]	47	28	15	154

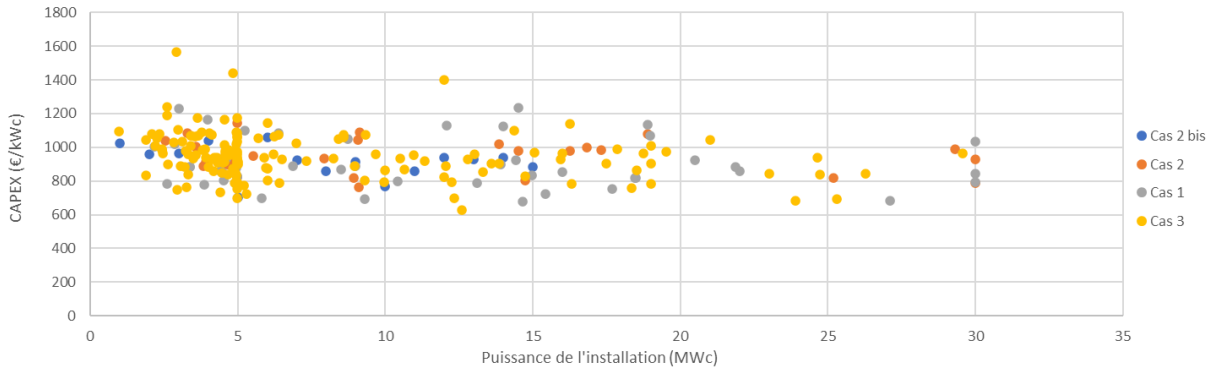


Figure 58 : Répartition des CAPEX selon la typologie des projets des dossiers retenus aux appels d'offres PPE2 (terrains d'implantation) – PV Sol

Les installations sur terrains dégradés (cas 3) présentent des CAPEX légèrement plus élevés (+ 4,1 %) par rapport aux installations les moins chères, implantées sur les terrains du « cas 1 ».

Les installations photovoltaïques au sol sont globalement moins chères que celles sur bâtiments, avec des coûts d'investissement plus bas d'environ – 25 % (en se focalisant sur les périodes des appels d'offres PPE2 PV Sol, Neutre et PV Bâtiment qui se sont tenues en 2023). Ceci s'explique principalement par un coût des structures plus important pour les installations sur bâtiments, lié à leurs contraintes d'implantation (intégration à un bâtiment ou structures de type ombrières plus hautes que les installations au sol).

4.8.2. Coûts d'exploitation et de maintenance et taxes

Les valeurs présentées dans cette section correspondent aux montants déclarés par les producteurs pour la première année de fonctionnement de leurs installations.

4.8.2.1. Répartition des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes

Les coûts d'exploitation et de maintenance ou OPEX (pour « *operational expenditure* »), ainsi que les taxes, représentent *a contrario* une part relativement faible des coûts complets des parcs photovoltaïques au sol.

La Figure 59 ci-dessous présente la répartition moyenne des principaux postes d'OPEX des installations retenues dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre. La catégorisation des postes est définie par la CRE dans le plan d'affaires soumis pour remplissage aux candidats des appels d'offres. Comme pour les CAPEX, le poids de certains postes de dépenses peut varier selon la taille de l'installation ou l'année de candidature (cf. parties suivantes).

[116] Pour certains dossiers, les porteurs de projets ont précisé que le terrain d'implantation était « mixte ». Ils ont ainsi été retirés de l'échantillon.

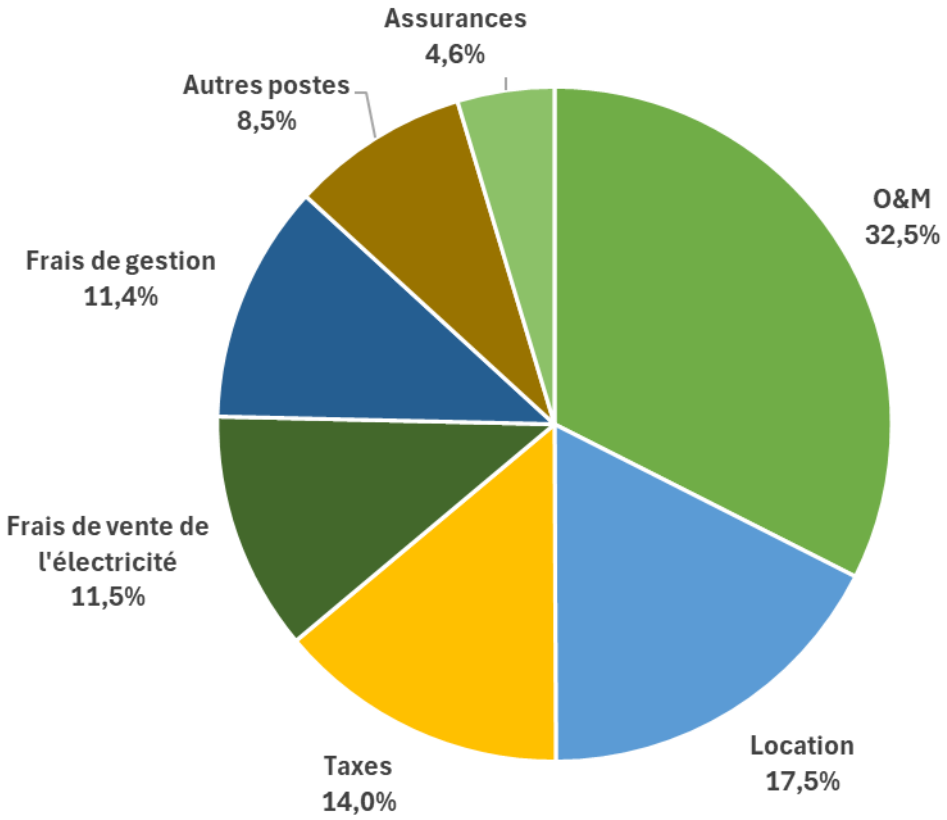


Figure 59 : Répartition moyenne des OPEX par poste de dépenses des dossiers retenus – PV Sol

Les coûts d'opération et de maintenance technique des installations de production (« O&M ») représentent en moyenne près d'un tiers de coût global des installations (32,5 %). Ce poste regroupe généralement l'ensemble des frais liés au personnel intervenant sur site pour la maintenance et l'entretien de l'installation ainsi que l'achat éventuel de pièces de rechange (module défaillant, onduleur à remplacer).

Pour la très grande majorité des projets retenus (91,6 %), des loyers non nuls sont déclarés. Le loyer est un poste qui présente d'importantes fluctuations d'un parc à l'autre : il varie ainsi de 0,2 €/kWc/an à 23,6 €/kWc/an sur l'ensemble du panel étudié. Le loyer représente en moyenne environ 17,5 % des OPEX et constitue ainsi le second poste de dépenses.

Le troisième poste de dépenses est la fiscalité, hors imposition sur les sociétés. Pour les installations photovoltaïques, la majeure partie de celle-ci réside dans l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER). Cette taxe est applicable à toutes les installations photovoltaïques de puissance supérieure ou égale à 100 kWc. Il s'agit d'un montant fixe par kWc de puissance installée revalorisé chaque année et qui se situe depuis 2021 autour de 3-3,5 €/kWc[117]. Les producteurs de la filière photovoltaïque sont également assujettis au paiement de la cotisation foncière des entreprises (CFE), de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), de la taxe foncière et de la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) ; ces taxes représentent environ 14,0 % des OPEX.

Par ailleurs, les producteurs bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération supportent des frais de commercialisation de l'électricité sur le marché. Ces frais (« frais de vente de l'électricité ») recouvrent : 1) les coûts d'équilibrage, 2) les coûts d'accès aux marchés de l'énergie et de la capacité

[117] 3,21 €/kWc en 2021, 3,25 €/kWc en 2022, 3,39 €/kWc en 2023 et 3,48 €/kWc en 2024.

et 3) les écarts au profil moyen de production (dits « écarts au M_0 »). Ils représentent en moyenne 11,5 % des coûts d'exploitation.

Enfin, à des fins de précision :

- Les frais de gestion sont nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et la durabilité de l'installation sur le long terme. Ils englobent les frais de surveillance et supervision des opérations (coûts liés à la surveillance constante des performances de l'installation, la collecte de données, la gestion des opérations quotidiennes, …). Ils comportent par nature une part importante de coûts fixes. Ils dépendent non seulement de la taille de l'installation considérée, mais également de la taille du portefeuille d'installations de la société exploitante et donc de sa capacité à réaliser des économies d'échelle via une gestion conjointe de ses différents parcs. Ce poste représente en moyenne 11,4 % des coûts d'exploitation.
- L'exploitation d'un parc photovoltaïque au sol implique divers frais de fonctionnement, tels que le paiement des factures pour la consommation d'électricité par les auxiliaires de production, des commissaires aux comptes, des frais bancaires, de notaire etc. Les coûts d'opération des parcs sont également parfois intégrés dans le poste « Autres postes » quand il n'est pas possible de les isoler. Ces charges diverses représentent en moyenne environ 8,5 % des coûts d'exploitation.
- Les frais annuels d'assurances (responsabilité civile, dommages aux biens ou encore perte d'exploitation) représentent en moyenne moins de 5 % des coûts d'exploitation. Ils dépendent notamment du nombre de services auxquels l'exploitant décide de souscrire, seule la responsabilité civile étant obligatoire pour conclure le contrat d'accès au réseau public de distribution.

4.8.2.2. Niveau des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes et évolution depuis fin 2021

Le niveau moyen des dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes se situe entre 18,9 €/kWc/an pour les parcs dont les périodes de candidature se sont tenues en 2021 et 24,1 €/kWc/an pour les parcs dont les périodes de candidatures se sont tenues en 2023.

En comparaison, le niveau moyen des dépenses d'exploitation et de maintenance et les dépenses liées aux taxes se situait autour de 25 €/kWc/an pour les installations photovoltaïques au sol candidates aux appels d'offres CRE4 entre 2017 et 2018 selon le rapport de la CRE de février 2019[118].

Ainsi les niveaux des dépenses d'exploitation et de maintenance et les dépenses liées aux taxes ont à priori diminué entre 2018 et 2021. Cette tendance n'a pas perduré entre 2021 et 2023.

La Figure 60 ci-dessous présente l'évolution de la répartition des OPEX s'agissant des dossiers retenus par année de candidature (moyenne des données de toutes les périodes de candidature s'étant tenues par année)[119].

[118] Les installations de la famille 3 de l'appel d'offres CRE4 PV Sol, portant sur les ombrières de parking désormais soutenues principalement via l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment, ont été retirées de l'analyse.

[119] Une période de candidature en 2021, 2 en 2022 et 2 en 2023.

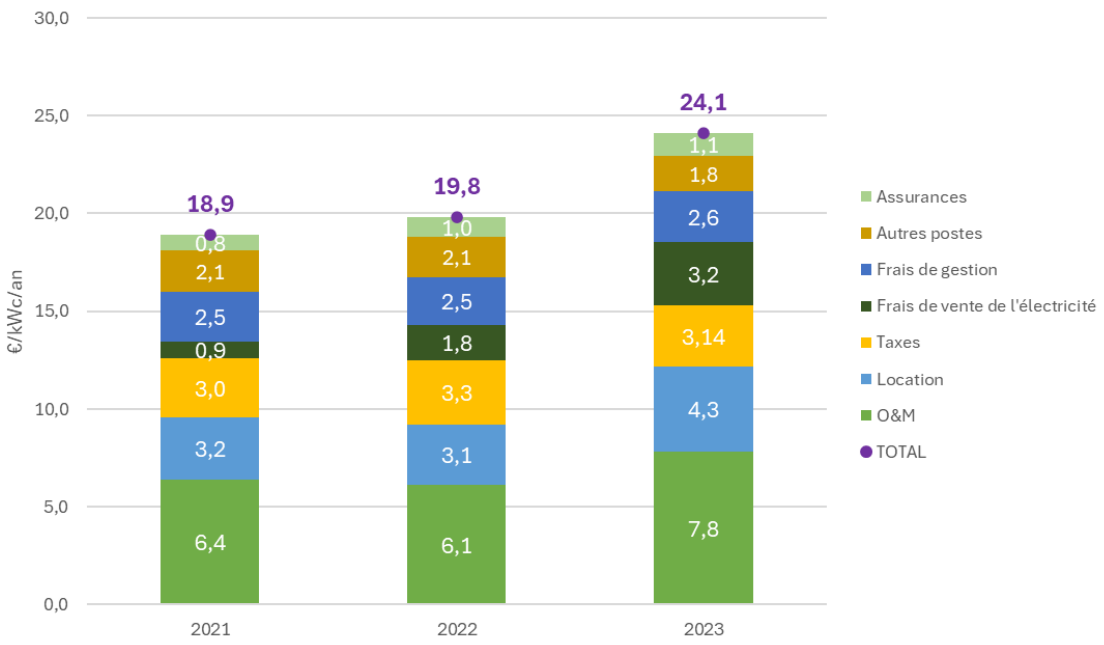


Figure 60 : Evolution de la répartition des OPEX des installations retenues des appels d'offres PPE2 portant sur le photovoltaïque au sol – PV Sol

Plus précisément, la CRE a pu constater une augmentation des OPEX déclarés de + 29 % entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (période de candidature en décembre 2021) et la 5e période de ce même appel d'offres (période de candidature en décembre 2023). Cette augmentation est principalement portée par les postes suivants :

- les frais de vente de l'électricité (multipliés par 3,5 en moyenne). Ceux-ci ont généralement deux grandes composantes : les coûts d'équilibrage et la déviation par rapport au prix de marché de M_0. Ces deux composantes ont été amplifiées par l'augmentation et la volatilité du prix Spot pendant la crise des prix de gros. Un grand nombre d'agrégateurs ont modifié leurs offres pour proposer des frais d'agrégation en partie indexés sur les prix Spot ;
- les loyers (en hausse de + 45 % en moyenne) ;
- les frais d'opérations et de maintenance (en hausse de + 18 % en moyenne).

Par ailleurs, il convient de noter que le coût unitaire annuel de la maintenance semble décroître légèrement lorsque la taille de l'installation augmente. Les systèmes photovoltaïques ne requièrent pas ou que rarement de maintenance lourde ; l'essentiel des frais d'O&M repose sur le déplacement du ou des opérateur(s) sur place pour des contrôles usuels (inspection visuelle, dépoussiérage des onduleurs, inspection des boîtiers...) et donc sur une part importante de coûts fixes.

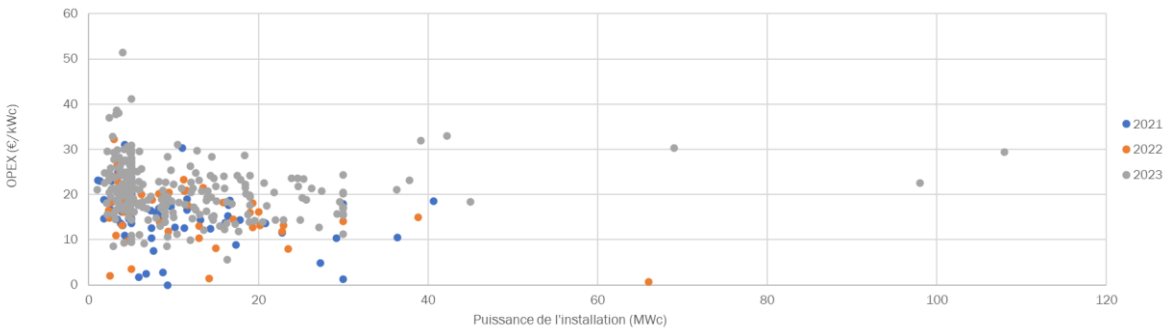


Figure 61 : Répartition des OPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus – PV Sol

4.8.3. Financement

Les développeurs de la majorité des parcs photovoltaïques au sol du panel des lauréats des appels d'offres PPE2 PV Sol et PPE2 Neutre prévoient un recours à un financement de projet classique[120]. La Figure 62 ci-dessous présente le ratio entre dette et fonds propres de 379 projets photovoltaïques au sol retenus[121].

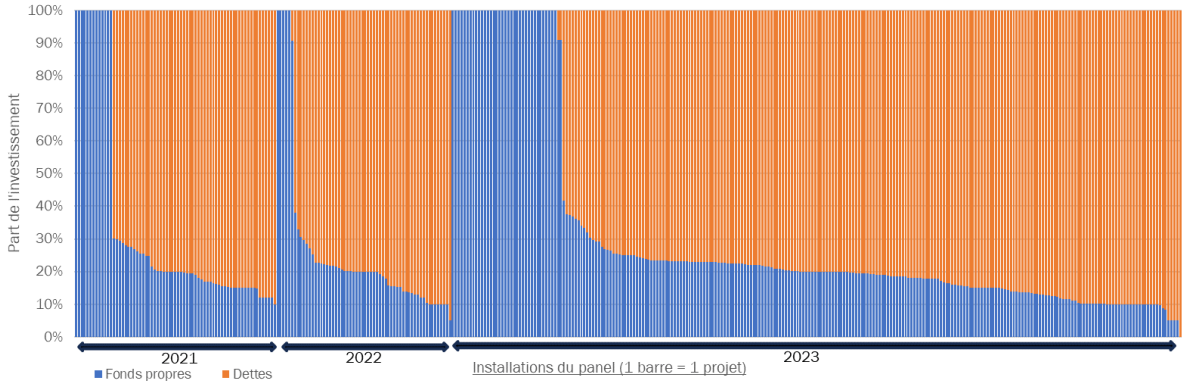


Figure 62 : Ensemble des projets retenus ordonnés selon leur part de fonds propres par année de candidature – PV Sol

Le ratio moyen [dettes/(dettes +fonds propres)] (« *gearing* ») se situe autour de 70 %, tous projets confondus. Il est ainsi plus élevé que pour les parcs éoliens à terre (60-65 %). Certains parcs bénéficient d'un financement centralisé au niveau de leur maison mère ou de leur groupe (100% fonds propres), prenant la forme soit d'une dette intragroupe assimilable à un apport en fonds propres, soit d'une dette bancaire garantie par la maison mère autorisant un apport en fonds propres quasi nul. 14,2 % des projets retenus déclarent un apport en dette nul.

La majorité des porteurs de projets déclarent contracter un emprunt (325 projets, soit 86 % des projets de l'échantillon considéré). Sur ces 325 projets, plus de la moitié déclarent une durée d'emprunt exactement égale à 20 ans, soit la durée de leur contrat de complément de rémunération. La durée moyenne des emprunts est de 21 ans (similaire à l'éolien terrestre) et les durées déclarées vont de 3 à 24 ans.

Les taux d'emprunt varient entre 1,2 à 6,0 %[122]. Comme pour l'éolien terrestre, on observe une tendance à la hausse très forte entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol fin 2021 (taux d'emprunt moyen de 1,8 %) et la 5e période fin 2023 (taux d'emprunt moyen de 4,6 %).

En comparaison, le taux d'emprunt moyen issu du rapport d'audit de la CRE d'avril 2014 était estimé à 4,2 % pour les installations photovoltaïques (toutes typologies confondues), et celui du rapport de la CRE de février 2019 relatif aux grandes installations photovoltaïques était estimé à 2,6 % pour les installations photovoltaïques au sol candidates aux appels d'offres CRE4 entre 2017 et 2018.

[120] Financement d'un projet par le biais d'une part de fonds propres et d'un ou plusieurs financements bancaires.

[121] 3 projets retenus n'ont pas transmis de données concernant leur financement.

[122] Pour rappel, depuis la 3e période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (période de dépôt des candidatures en décembre 2021) et la 2e période de l'appel d'offres PPE2 Neutre (période de dépôt des candidatures en octobre 2023), les cahiers des charges prévoient une indexation des tarifs de référence pour permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières, mais également des coûts de financement (prise en compte de l'évolution des taux de dettes) avant la mise en service des projets.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la moyenne des taux d'emprunts, des durées d'emprunts et du *gearing*[123] entre 2021 et 2023 pour les 325 projets qui prévoient un financement en partie basé sur de la dette.

	2021	2022	2023
Taux d'emprunt (%)	1,8	3,3	4,6
Durée d'emprunt (années)	20,4	20,1	20,9
Gearing (%)	80,8	80,3	80,8

[123] D'après les données indiquées par les porteurs de projet dans leurs plans d'affaires, la hausse forte des taux d'intérêt n'a pas entrainé de modification du *gearing*, ce qui ne semble a priori pas évident.

5. La filière du solaire photovoltaïque sur « bâtiments »

Les installations photovoltaïques sur bâtiment, hangar, serres agrivoltaïques, ombrières et ombrières agrivoltaïques de puissance installée supérieure à 500 kWc, donc non éligibles à l'arrêté tarifaire (guichet ouvert) en vigueur[124], peuvent bénéficier d'un soutien public dans le cadre de quatre procédures de mise en concurrence : 1) PPE2 PV Bâtiment, 2) PPE2 PV Innovant[125] (famille 2 de candidature) 3) PPE2 Neutre et 4) PPE2 Autoconsommation.

Les typologies d'installations étant très variées, la CRE retient dans le présent rapport l'appellation générique d'« installations sur bâtiments ».

Appels d'offres	Nombre de périodes instruites	Puissance cumulée des dossiers retenus (MWc)	Nombre de dossiers retenus
PPE2 PV Bâtiment	6/14	1 134,4	305
PPE2 Innovation – Famille 2	1/5	80,4	31 (famille 2)
PPE2 Neutre	2/5	0,0	0
PPE2 Autoconsommation	4/14	75,2	56
TOTAL	**13**	**1289,9**	**392**

Le volume cumulé de projets photovoltaïques sur bâtiment retenus s'élève à 1,3 GWc. Ce volume est majoritairement porté par l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment, avec 88 % de la puissance cumulée retenue.

Les analyses présentées dans les parties suivantes portent sur les 305 projets photovoltaïques sur bâtiment retenus dans le cadre de périodes de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment spécifiquement, et pour lesquelles les dépôts de candidatures ont été clôturés avant le 31 décembre 2023.

Les projets photovoltaïques sur bâtiment sélectionnés dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Innovant et PPE2 Autoconsommation ont en effet été exclus des analyses présentées à partir de la sous-partie 5.2 (aucun projet n'a par ailleurs été retenu dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 Neutre). Les échantillons de projets sont en effet insuffisants pour tirer des conclusions pertinentes à leur sujet, notamment s'agissant de l'évolution des coûts et des caractéristiques techniques :

- 56 projets sur bâtiment retenus dans le cadre de 4 périodes de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation ;
- 31 projets sur bâtiment retenus dans le cadre d'une unique période de l'appel d'offres PPE2 PV Innovant, qui s'est tenue fin 2021.

En outre, ces appels d'offres portent sur des installations aux caractéristiques singulières (projets innovants ou projets en autoconsommation) qui les rendent plus difficilement comparables aux autres installations. Il convient de noter que la CRE prévoit de publier début 2025 un rapport spécifique sur l'autoconsommation et dressera, dans ce cadre, un bilan de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation.

La CRE propose également une comparaison des résultats des analyses du présent rapport avec celles issues :

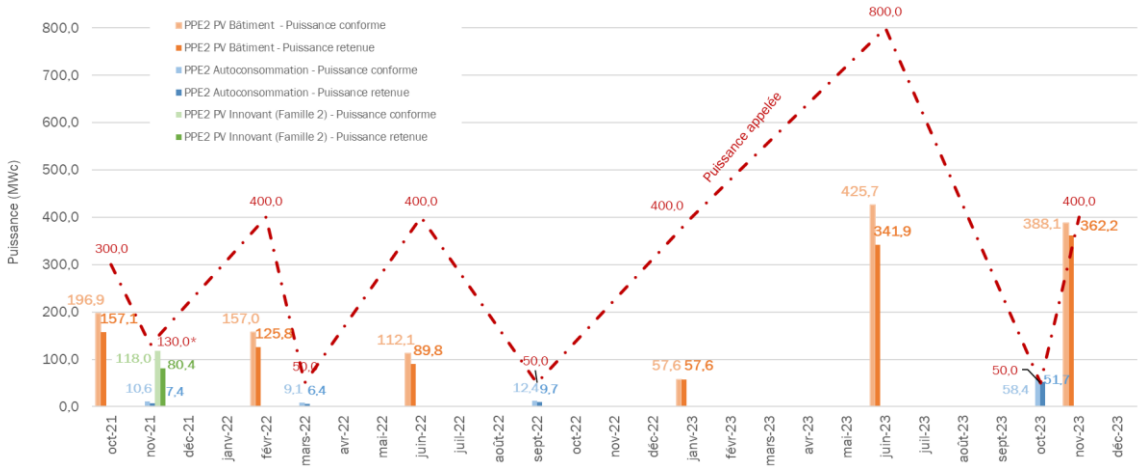
[124] Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

[125] Famille 2 : installations photovoltaïques innovantes sur bâtiments, serres agricoles, hangars, ombrières, ou installations agrivoltaïques innovantes de puissance strictement supérieure à 100 kWc et inférieure ou égale à 3 MWc.

- du rapport d'audit de la CRE « *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque* », publié en avril 2014[126], et portant sur des installations mises en service entre 2011 et 2012 et en projet pour mises en service entre 2014 et 2016 ;
- du rapport de la CRE « *Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale* », publié en février 2019[127], et basé sur les plans d'affaires prévisionnels des candidats aux premiers appels d'offres CRE4.

5.1. Puissance cumulée des dossiers retenus

La figure ci-après présente l'évolution de la puissance cumulée des offres retenues dans le cadre des appels d'offres PPE2 PV Bâtiment, PPE2 Autoconsommation et PPE2 PV Innovant.



80 MWc appelés en famille 2 à la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 PV Innovant et 50 MWc appelés à la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 Autoconsommation

Figure 63 : Bilan des puissances conformes et retenues par période d'appels d'offres (MW)– PV Bâtiment

Le cahier des charges de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment prévoit en théorie 3 à 4 périodes d'appel d'offres par an, avec 300 ou 400 MWc appelés par période. À la suite d'un problème généralisé de non-conformité des dossiers présentés à la 4e période de candidature, le volume appelé à la 5e période (juin 2023) a été augmenté de 300 MWc à 800 MWc afin de rattraper le retard accumulé par rapport aux objectifs.

5.2. Caractéristiques techniques des projets retenus

5.2.1. Typologie des projets

L'appel d'offres porte sur différentes typologies d'installations[128], dont les définitions sont données dans le cahier des charges. Les typologies et leurs définitions ont pu évoluer entre les différentes périodes de candidature de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment. Le tableau ci-dessous présente les typologies d'installation via leurs définitions dans le cahier des charges applicable à la 6e période de candidature

[126] Rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », CRE, avril 2014.

[127] Rapport « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », CRE, février 2019.

[128] Le candidat indique dans son formulaire de candidature la typologie de l'installation photovoltaïque objet de son dossier de candidature et, en fonction, peut être soumis à des obligations supplémentaires et devoir soumettre des pièces justificatives supplémentaires. Cela est notamment le cas pour les installations dites « agrivoltaïques » au sens du cahier des charges de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment.

(la dernière analysée dans le cadre du présent rapport) et précise leurs conditions d'éligibilité aux différentes périodes de candidature.

Typologie	Définition du cahier des charges	Périodes d'éligibilité
Bâtiment	Un bâtiment est un ouvrage fixe et pérenne comportant ou non des fondations et générant un espace utilisable. Un bâtiment est couvert et comprend au minimum trois faces assurant le clos. *Cette définition n'a jamais évolué depuis le lancement de l'appel d'offres en 2021.*	1 à 6
Hangar	Ouvrage couvert : • utilisé pour le stockage de véhicules, de denrées et autres équipements agricoles ou piscicoles, de matières premières, de matériaux, de déchets ou de produits finis, ou • utilisé pour loger des animaux, ou • utilisé pour abriter des animaux dans un lieu clos ou • destiné à la pratique d'activités sportives, scolaires ou périscolaires. Le Hangar doit permettre le travail, ou, dans le cas du 4e tiret, les activités mentionnées, dans un lieu couvert et n'a pas de contrainte en matière de clos - à l'exception des abris pour animaux - et de typologie de couvert, tant que celui-ci assure la protection contre les intempéries. *Cette définition a évolué :* • *à la 4e période de candidature (précisions sur les modalités d'utilisation des hangars et leurs caractéristiques) ;* • *à la 6e période de candidature (nouvelles précisions sur les modalités d'utilisation des hangars et leurs caractéristiques).*	1 à 6 (suppression de la catégorie à la période 7 qui n'est cependant pas couverte par ce rapport)
Ombrière	Structure recouvrant tout ou partie d'une aire de stationnement, un canal artificialisé, un bassin d'eau artificiel ou toute autre surface destinée à servir d'abri pour le stockage de matériels, de matériaux, de matières premières, de déchets, de produits finis ou de véhicules. *Cette définition n'a jamais évolué depuis le lancement de l'appel d'offres en 2021.*	1 à 6
Ombrière agrivoltaïque	Structure agrivoltaïque recouvrant tout ou partie d'une culture. Elle est constituée d'une surface horizontale ou oblique en hauteur et de ses supports. Les différents éléments de l'ensemble laissent passer le jour entre eux. Elle permet de coupler une production photovoltaïque secondaire à une production agricole principale en permettant une synergie de fonctionnement démontrable. La production agricole ou arboricole doit être maintenue pendant la durée du contrat de complément de rémunération. Sont exclues les installations abritant une activité d'élevage. *La dernière mention est une précision ajoutée à partir de la 5e période de candidature.*	4 à 6

Serre agrivoltaïque	Structure close destinée à la production agricole ou arboricole dont le toit est en partie transparent pour laisser passer la lumière. Les faces de type verres horticoles, plastique ou les filets brise-vent et anti-insectes sont acceptées. Cette production agricole ou arboricole doit être maintenue dans la serre au moins pendant la durée du contrat de complément de rémunération. *Cette définition n'a pas évolué depuis le lancement de l'appel d'offres en 2021, mais le nom de la catégorie a été modifié à partir de la 4e période (serre agricole => serre agrivoltaïque), ainsi que les obligations des dossiers candidats au sein de cette catégorie.*	1 à 6

La Figure 64 ci-dessous présente la répartition des 305 dossiers du panel étudié selon la typologie des installations.

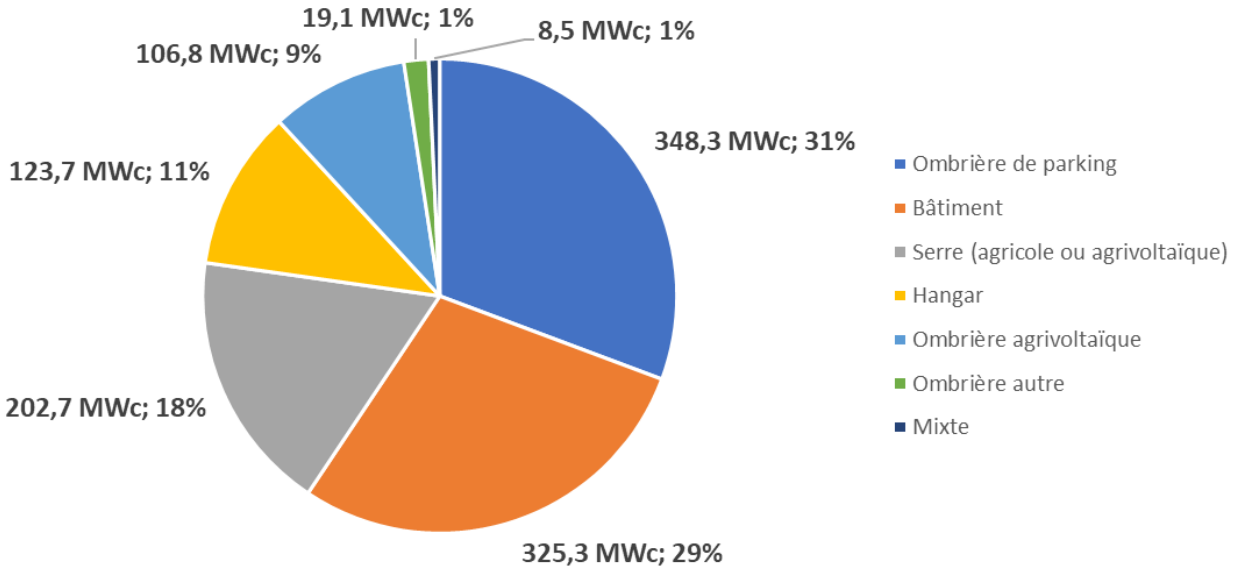


Figure 64 : Répartition des projets retenus à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment par typologie d'installations[129] – PV Bâtiment

La répartition présentée se base sur les typologies indiquées par les candidats dans les formulaires de candidature. Néanmoins, il convient de noter que la CRE a pu observer, lors de ses instructions passées, que les typologies indiquées ne correspondent pas toujours à la réalité des projets photovoltaïques déposés. Lorsque l'« erreur » du candidat n'a pas d'impact sur le dossier de candidature (présence de toutes les pièces de candidature obligatoires prévues par le cahier des charges pour la typologie « réelle » de l'installation), le projet n'est pas éliminé pour ce motif.

Les deux principales typologies de projets observables parmi l'ensemble des dossiers de l'échantillon sont les installations sur ombrières de parking et les installations posées sur bâtiments. Elles représentent respectivement 31 % et 29 % de la puissance cumulée des dossiers de l'échantillon.

Il convient de noter que les installations photovoltaïques sur toitures de bâtiments et les ombrières de parking sont soumises à des objectifs de développement d'ordre législatif. La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables[130] (APER) a renforcé les obligations de solarisation des bâtiments et des parkings extérieurs introduites par la loi climat et résilience de 2019[131].

[129] Le formulaire de candidature permet de distinguer les ombrières de parking des ombrières autres au sein de la catégorie unique « ombrières » du cahier des charges.

[130] LOI n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.

[131] LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

La Figure 65 présente l'évolution de la répartition de la puissance cumulée retenue selon la typologie des installations (sans tendance remarquable à noter).

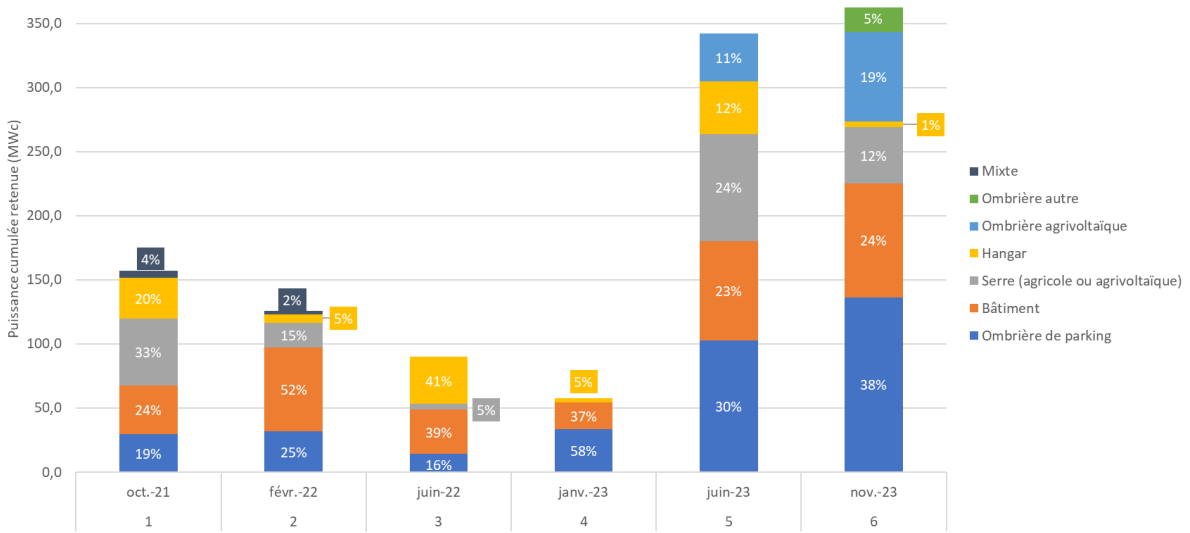


Figure 65 : Evolution de la répartition des puissances retenues par typologie d'installation – PV Bâtiment

Pour rappel, les installations agrivoltaïques ont été intégrées au périmètre de l'appel d'offres à partir de la 4e période et sont représentées dans la puissance cumulée retenue à partir de la 5e période.

5.2.2. Taille globale des parcs

La puissance installée moyenne des projets retenus est de 3,7 MWc. Parmi eux, le plus petit parc présente une puissance installée de 506 kWc, tandis que le plus grand parc présente une puissance installée 33,8 MWc. Ces deux dossiers portent sur des projets d'ombrières de parking. Pour rappel, le cahier des charges de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment ne prévoit aucune contrainte de puissance installée maximale.

Les installations de puissance installée comprise entre 500 kWc et 1 MWc, éligibles à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment au titre d'un volume réservé de 50 MWc par période, représentent environ 10 % du nombre de dossiers photovoltaïques sur bâtiment retenus (environ 3 % de la puissance cumulée retenue).

La Figure 66 ci-dessous présente la répartition du nombre de dossiers par tranche de puissance installée.

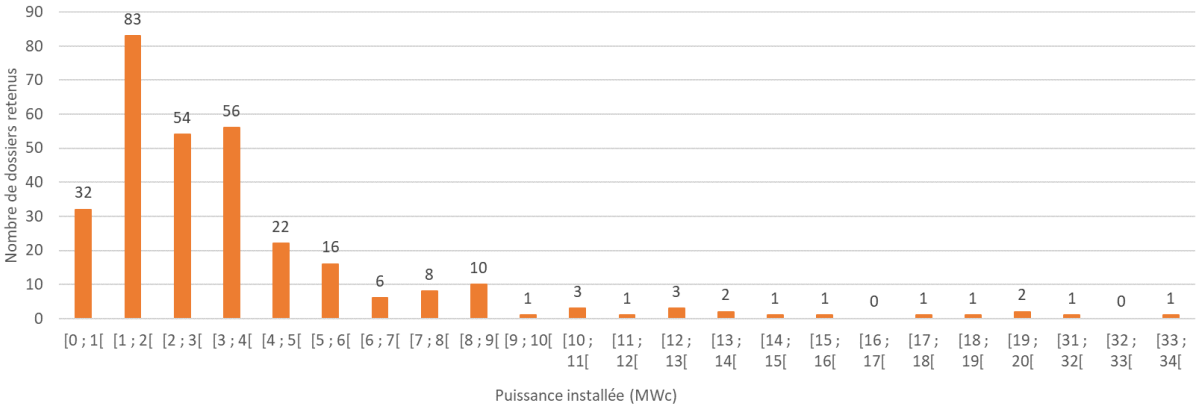


Figure 66 : Répartition des projets retenus par gammes de puissance installée – PV Bâtiment

La Figure 67 ci-dessous présente la répartition des projets retenus par tranche de puissance installée et par typologie d'installation photovoltaïque, afin de qualifier la puissance moyenne des projets selon la typologie.

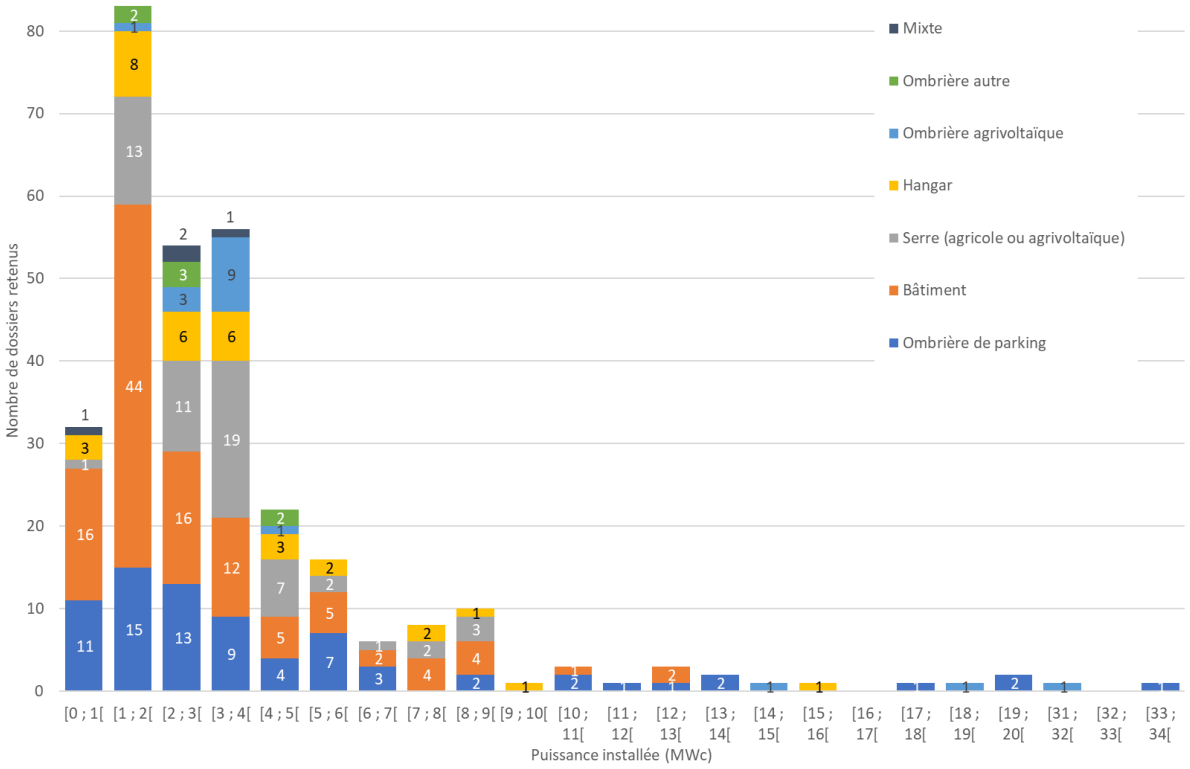


Figure 67 : Répartition des projets retenus par gamme de puissance et par typologies – PV Bâtiment

Depuis la 5e période, les porteurs de projets sont tenus de renseigner le taux d'occupation de la toiture par le projet de solarisation. Il s'élève en moyenne à 51 %[132].

Le tableau ci-dessous donne le détail de la puissance installée moyenne par typologie d'installation.

Typologie	Nombre de dossiers retenus	Puissance installée moyenne (MWc)
Ombrière de parking	74	4,7
Bâtiment	111	2,9
Serre (agricole ou agrivoltaïque)	59	3,4
Hangar	33	3,7
Ombrière agrivoltaïque	17	6,3
Ombrière autre	7	2,7
Mixte	4	2,1
TOTAL	**305**	**3,7**

[132] 162 porteurs de projets ont renseigné le taux d'occupation de la toiture.

5.3. Répartition régionale

La Figure 68 présente la répartition régionale des parcs photovoltaïques sur bâtiment retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (305 projets).

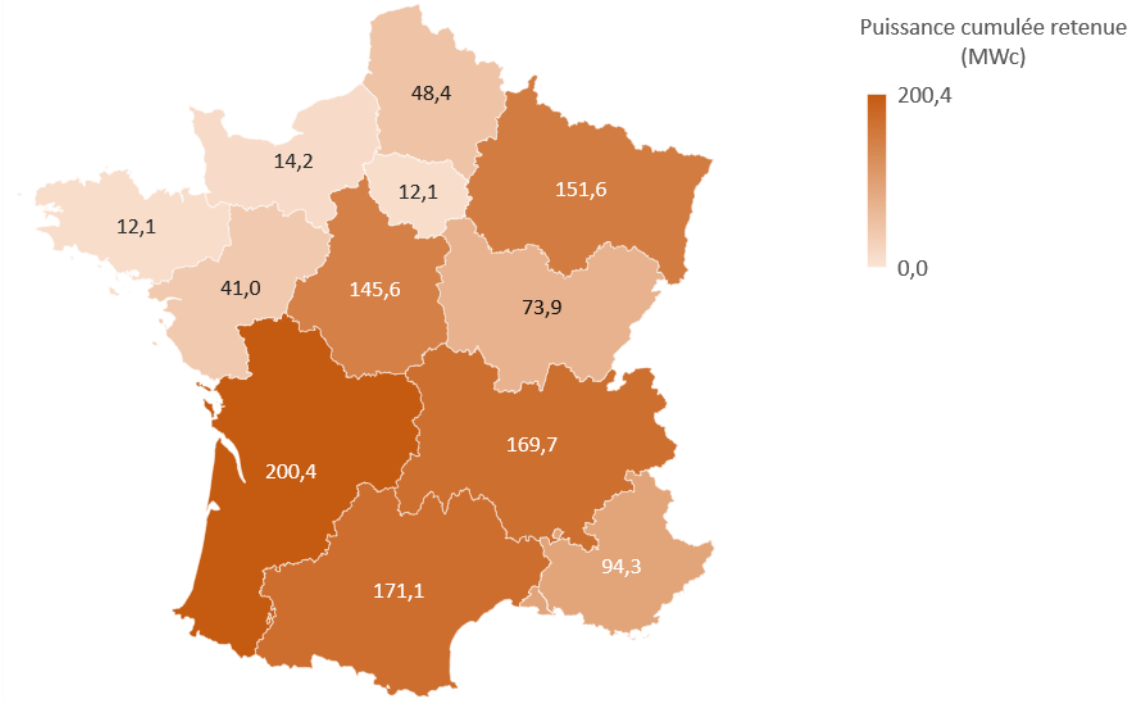


Figure 68 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue – PV Bâtiment

Les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes représentent respectivement 17,7 %, 15,1 % et 15,0 % de la puissance cumulée retenue. En rapportant la puissance cumulée retenue à la superficie des différentes régions, celle présentant la plus grande densité de puissance nouvelle par km^2 est la région Centre-Val-de-Loire (3,7 kWc/km^2), comme pour les installations photovoltaïques au sol. Elle est suivie par la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (3,0 kWc/km^2) et la région Grand-Est (2,6 kWc/km^2).

La Figure 69 présente la répartition de la puissance cumulée retenue des typologies d'installation par région.

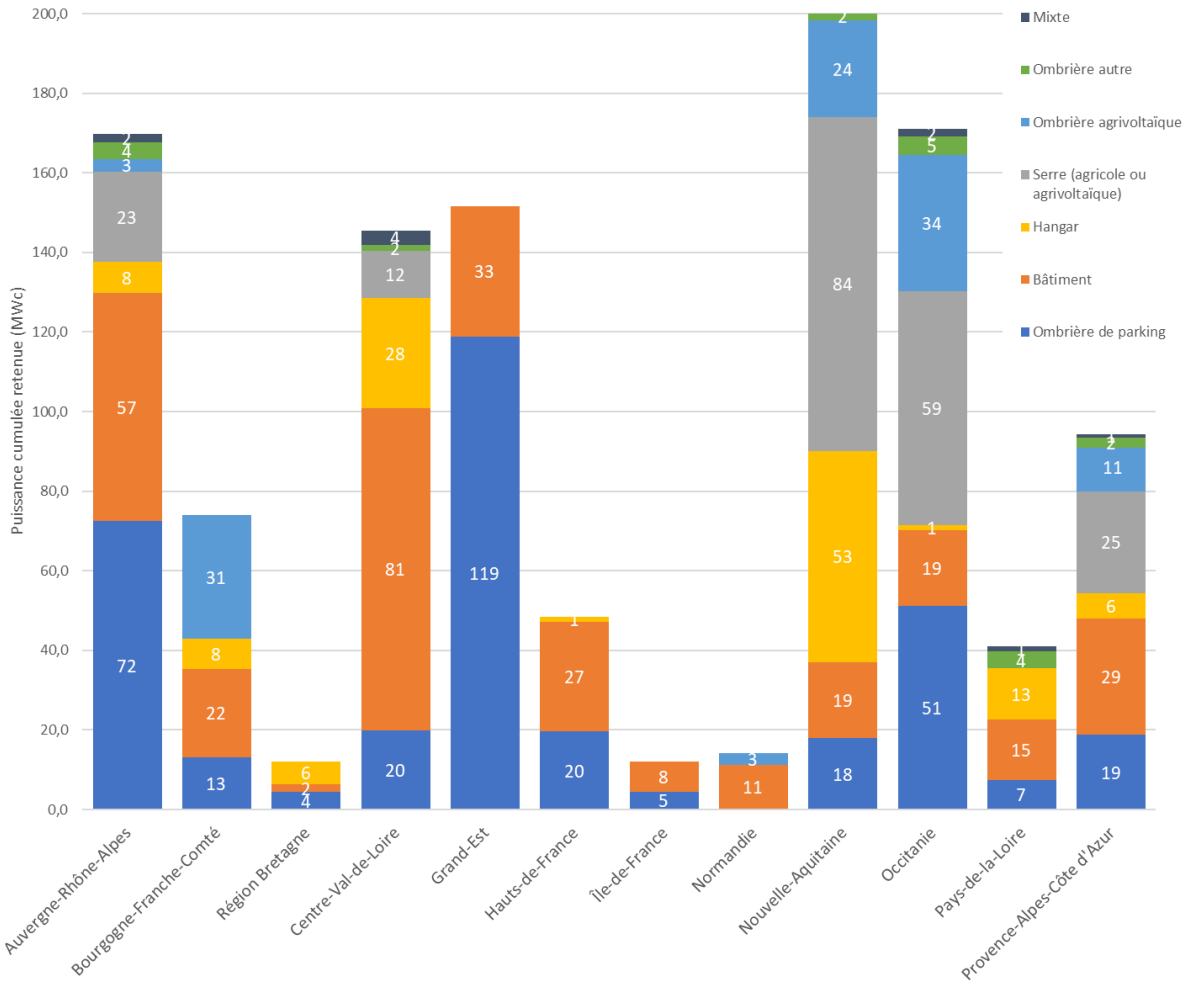


Figure 69 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue selon la typologie des installations – PV Bâtiment

Les projets agrivoltaïques retenus pour les périodes qui se sont tenues jusqu'à fin 2023 se trouvent majoritairement dans les régions du sud de la France (Occitanie, Bourgogne-Franche-Comté, Nouvelle Aquitaine, Provence-Alpes-Côte-d'Azur) ainsi qu'en Bourgogne-Franche-Comté. Sur ces territoires, où la concentration en projets photovoltaïques existants peut être plus élevée que la moyenne nationale, (cf. Figure 50, les porteurs de projets peuvent exploiter les nouveaux terrains agricoles éligibles depuis l'évolution du périmètre du cahier des charges à la 4e période de candidature.

La Figure 70 ci-dessous présente les productibles prévisionnels annuels moyens[133] déclarés par les porteurs de projets du panel pour la première année de fonctionnement, selon la région d'implantation des parcs.

[133] Moyenne arithmétique.

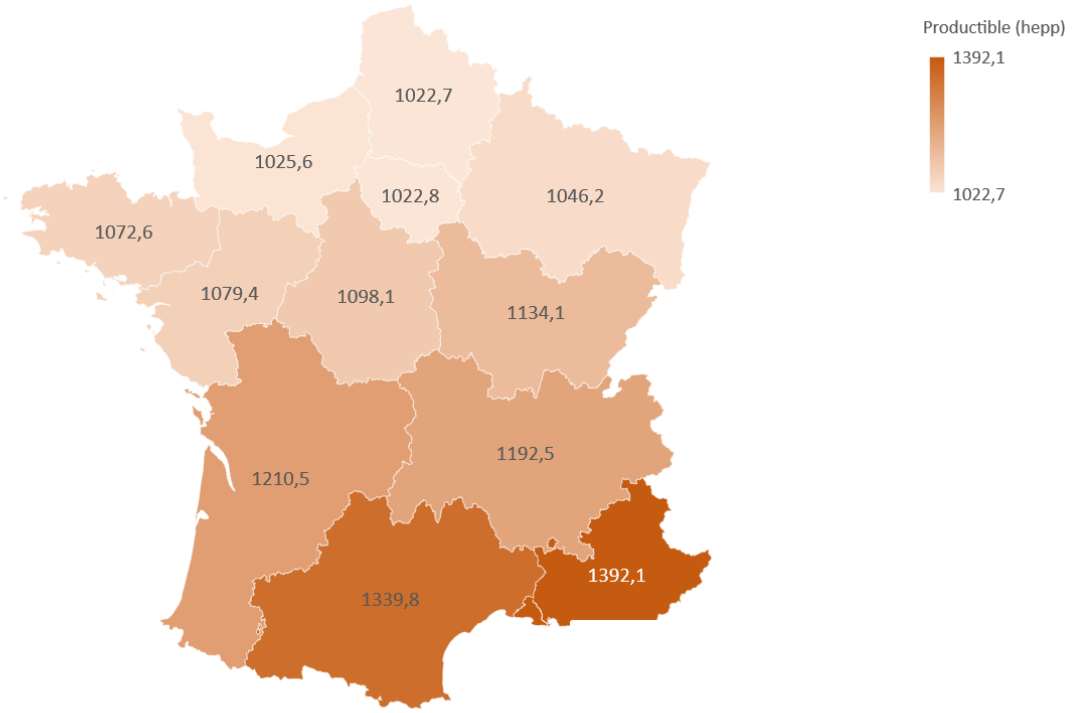


Figure 70 : Répartition régionale des productibles annuels moyens anticipés – PV Bâtiment

Les productibles les plus élevés sont déclarés pour les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur (1 392,1 hepp) et Occitanie (1 339,8 hepp), sachant que la moyenne nationale des projets retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment est de 1 214,3 hepp.

Les trois régions du sud de la France, qui présentent le plus fort potentiel d'ensoleillement, concentrent l'essentiel des projets de l'échantillon (51,0 %). Si les données présentées ci-dessus représentent le flux de futures installations issues des appels d'offres PPE2 déjà instruits à fin 2023, il est également intéressant de les comparer avec les puissances installées dans chaque région pour la filière du solaire photovoltaïque (cf. figure 50 dans la partie relative aux projets photovoltaïques au sol).

5.4. Répartition par société mère

79 sociétés mères ont été recensées parmi les 305 dossiers du panel[134].

URBASOLAR, JLT INVEST et TotalEnergies concentrent 33,9 % de la puissance cumulée retenue (respectivement 13,8 %, 12,2 % et 7,9 %).

[134] 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.

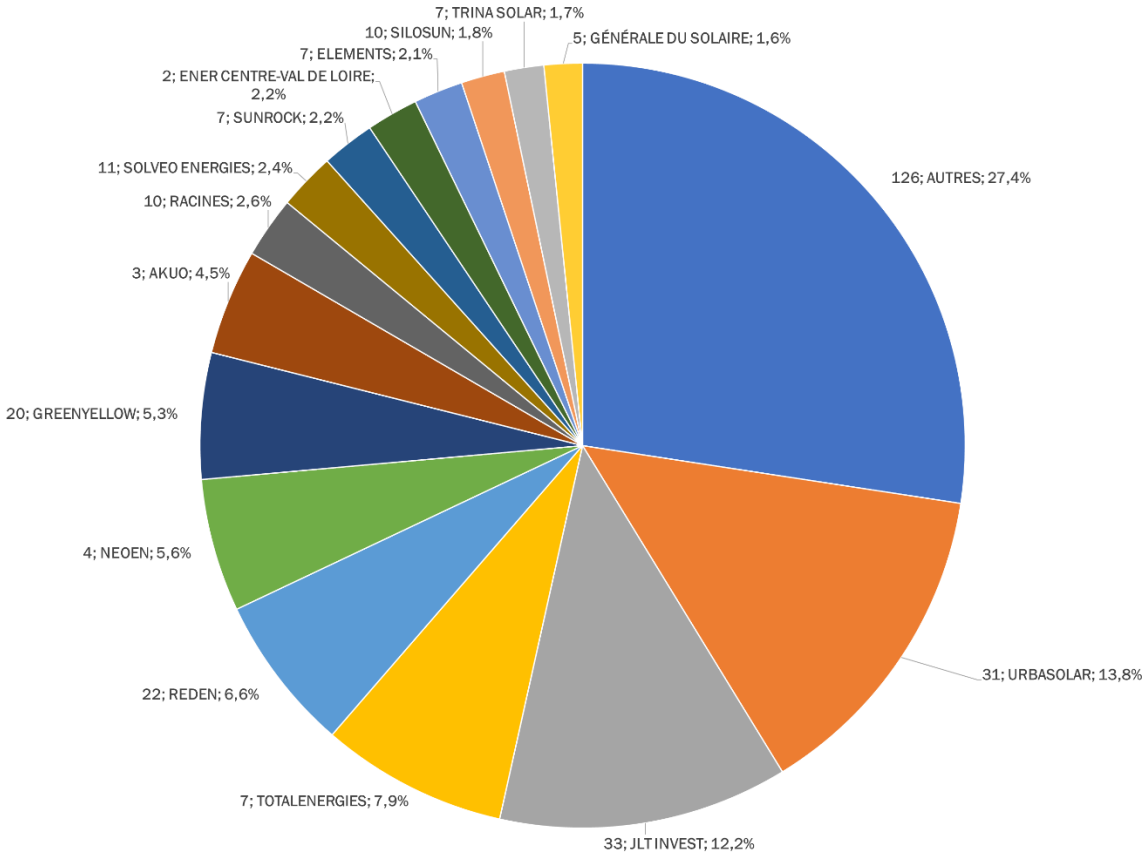


Figure 71 : Répartition de la puissance installée cumulée par société mère (en étiquette de données : nombre de dossiers retenus, société mère, pourcentage de la puissance cumulée) – PV Bâtiment

5.5. Caractéristiques des modules photovoltaïques et fabricants

5.5.1. Types de modules et bilan carbone

Deux grandes familles de modules photovoltaïques sont représentées dans les projets du panel : 1) les modules à base de silicium mono ou polycristallin et 2) les modules de type « couche mince » à base de tellure de cadmium.

99,0 % des porteurs de projets indiquent prévoir l'installation de modules photovoltaïques à base de silicium monocristallin (98,7 %) ou polycristallin (0,3 %).

Les installations photovoltaïques souhaitant candidater à l'appel d'offres PV Bâtiment doivent respecter un niveau d'évaluation carbone simplifiée (ci-après « ECS ») inférieur à 550 $kgCO_2/kWc$. Les offres sont également notées par rapport à leurs niveaux d'ECS. Le bilan carbone correspond à la somme des valeurs d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la fabrication de chaque composant du module photovoltaïque (uniquement).

Pour rappel, les candidats ont la possibilité de choisir entre deux méthodes pour déterminer les coefficients relatifs à la quantité de gaz à effet de serre émise lors de chaque étape de fabrication du laminé photovoltaïque :

- l'utilisation de données standards fournies par l'ADEME. Ces valeurs sont principalement basées sur l'intensité carbone du mix électrique du pays où est réalisée l'étape de fabrication ;
- la proposition de coefficients spécifiques à l'industriel, selon une analyse du cycle de vie réalisée par le fabricant et soumis à validation par l'ADEME. Elle est utilisée notamment dans le cas où

le fabricant développe un procédé de fabrication innovant et peu énergivore (méthode dite « dérogatoire »).

Les données fournies par les porteurs de projets dans les plans d'affaires ne permettent cependant pas de distinguer si les valeurs ont été obtenues via la méthode de calcul standard ou dérogatoire[135].

La Figure 72 ci-dessous présente la répartition des 305 dossiers par valeur d'évaluation carbone simplifiée (ECS) pour les modules photovoltaïques.

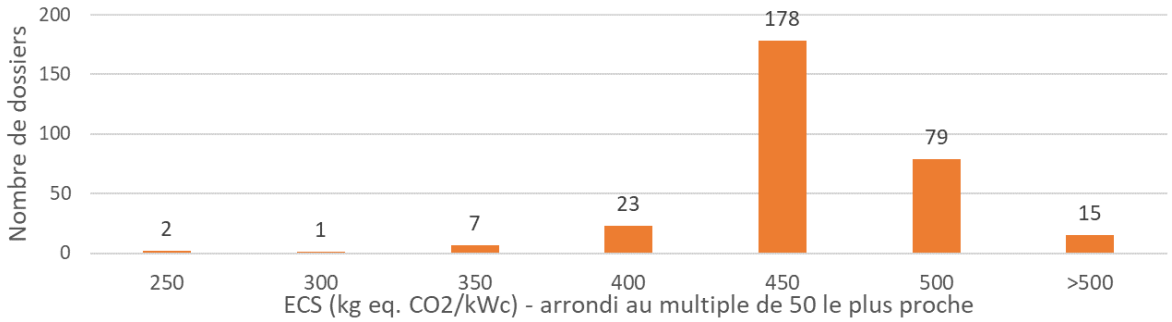


Figure 72 : Répartition des dossiers retenus par niveau d'ECS – PV Bâtiment

La valeur moyenne de l'ECS des modules des installations[136] est de 463,6 kg eq.CO_2/kWc (valeur plus élevée que pour les installations photovoltaïques au sol [433,8 kg eq CO_2/kWc], cf. partie 4.5.1 du rapport).

5.5.2. Fabricants de modules

Les porteurs de projet retenus ont indiqué avoir sélectionné 17 fabricants de modules photovoltaïques différents (dont un non identifié), dont la figure ci-dessous présente les poids relatifs. Il convient de noter que le choix du fabricant indiqué dans le dossier de candidature ne constitue pas un engagement définitif des candidats (données déclaratives).

[135] D'après les informations que la CRE a été en mesure de collecter auprès de représentants de la filière, la majorité des porteurs de projets font appel à la méthode dérogatoire.

[136] Moyenne arithmétique.

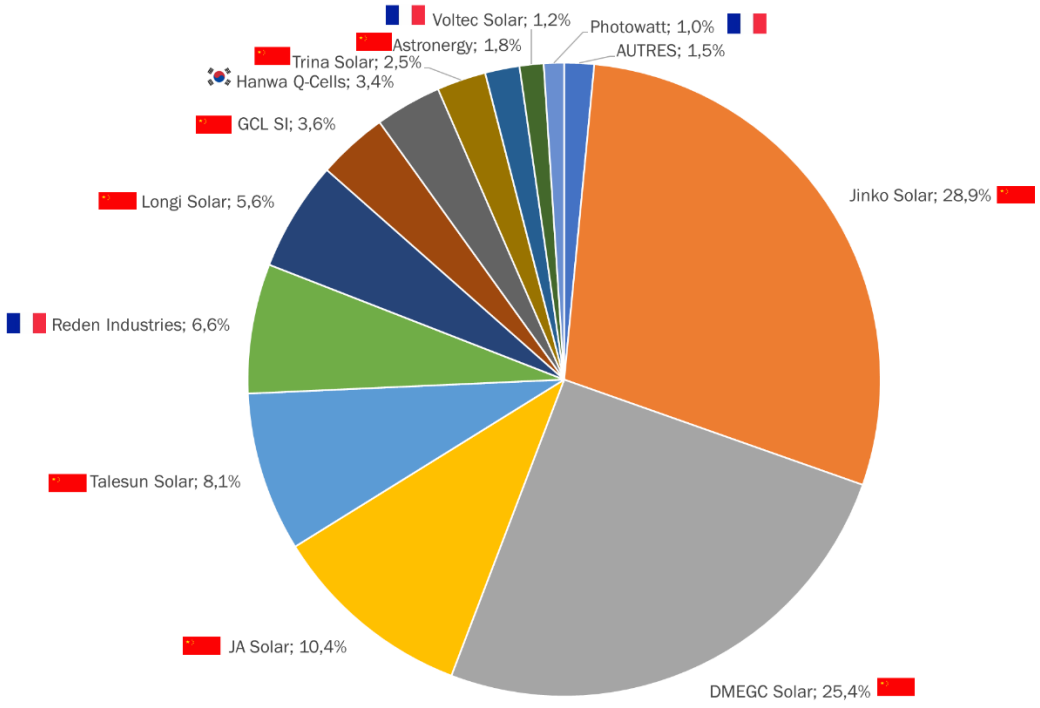


Figure 73 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Bâtiment

Les trois fabricants les plus sollicités devraient être les sociétés chinoises JINKO SOLAR, DMEGC SOLAR et JA SOLAR (idem pour les installations photovoltaïques au sol, cf. partie 4.5.2), qui représentent respectivement 28,9 %, 25,4 % et 10,4 % de la puissance cumulée retenue.

5.6. Prix proposés par les projets retenus

Depuis le développement des premières installations photovoltaïques en France dans les années 2000 et la fin des années 2010, la filière photovoltaïque a bénéficié d'une baisse importante de ses coûts. Cette tendance - observée à l'occasion des deux rapports de 2024 et 2019 susmentionnés – ne s'est pas poursuivie entre 2021 et 2023, dans une période de crise énergétique et de forte inflation des coûts.

Ainsi, le prix moyen pondéré par la puissance installée des dossiers photovoltaïques sur bâtiment retenus a connu une forte hausse depuis le lancement des appels d'offres PPE2 en 2021 (+ 23 % entre les périodes organisées fin 2021 et fin 2023).

La Figure 74 ci-dessous présente l'évolution des prix moyens pondérés des dossiers retenus pour chaque période d'appels d'offres et les compare avec les résultats de l'appel d'offres précédent, portant sur des installations comparables (« CRE4 PV Bâtiment »).

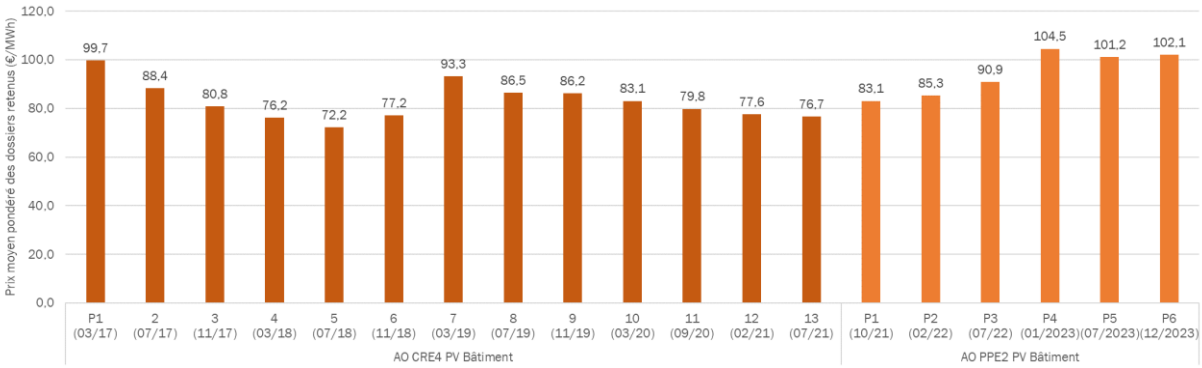


Figure 74 : Évolution du prix moyen pondéré des dossiers retenus par rapport à l'appel d'offres précédent portant sur des installations comparables[137] – PV Bâtiment

Comme déjà précisé en partie 2, les cahiers des charges prévoient, depuis la 4e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (période de dépôt des candidatures en janvier 2023) une indexation des tarifs de référence proposés par les lauréats en amont de la mise en service de l'installation (coefficient d'indexation K) en plus de l'indexation par le coefficient L déjà existante[138]. Celle-ci doit permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières et des coûts de financement entre la désignation en tant que lauréat et la décision finale d'investissement (fixée de manière normative à douze mois avant la mise en service de l'installation).

En appliquant le coefficient d'indexation K au prix moyen pondéré des dossiers retenus à la dernière période de l'appel d'offres CRE4 PV Bâtiment, soit 76,7 €/MWh, entre la date limite de dépôt des offres de cette période (juillet 2021) et celle de la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (décembre 2023), on obtient un tarif moyen de 105,08 €/MWh, soit un niveau proche des prix observés aux trois dernières périodes de l'appel d'offres PPE2.

L'indexation prévue par le coefficient K permet en théorie de capter l'impact d'une évolution du prix des matières premières et des coûts de financement sur l'économie d'un projet, via le suivi d'indices génériques qui ne portent cependant pas directement sur les produits finis payés par les porteurs de projet (par exemple le coût d'un module photovoltaïque pour lequel il n'existe pas d'indice public à la méthodologie transparente qui pourrait être utilisé[139]). Le prix de ces produits finis dépend également d'autres aspects qui ne sont ainsi pas couverts par l'indexation notamment i) l'innovation technique et l'efficacité au sein de la chaine de valeur ainsi que ii) l'évolution du taux de marge appliqué par les différentes entreprises composant cette chaine de valeur.

En pratique, le coût des modules a largement chuté depuis plus d'un an et connait aujourd'hui un niveau historiquement bas[140] (en particulier écoulement de stocks de la part de la Chine), baisse que la formule d'indexation actuelle ne permet pas bien de refléter.

Par ailleurs, la tendance stable des tarifs observés lors des quatre dernières périodes n'est pas cohérente avec celle observée en Allemagne (cf. Figure 24).

Les prochaines périodes permettront de confirmer que les différentes tendances à la baisse observées se traduisent bien dans les résultats des appels d'offres.

---

[137] Les prix présentés pour les précédents appels d'offres CRE4 sont les prix moyens pondérés non majorés, ne tenant pas compte des bonus sur l'investissement participatif (+3 €/MWh) ou le financement participatif (+1 €/MWh) demandés par certains candidats. Dans le cadre des appels d'offres PPE2, les bonus sur la rémunération ont été remplacés par des bonus sur la notation : le prix n'est donc pas majoré.

[138] Celle-ci s'applique annuellement à partir de la prise d'effet du contrat de complément de rémunération et vise à refléter l'évolution annuelle des coûts d'exploitation.

[139] Tout comme le coefficient K applicable aux centrales éoliennes terrestres n'utilise pas d'indice reflétant spécifiquement le coût des turbines.

[140] Cf. indices publiés par le site pvXchange qui font référence au sein de la filière : https://www.pvxchange.com/Price-Index.

5.7. Durée moyenne d'exploitation des projets retenus

La durée moyenne d'exploitation déclarée par les porteurs de projets retenus étant d'environ 30 ans[141] (moyenne arithmétique), certains porteurs de projets pourront avoir recours à un contrat d'achat privé ou « PPA » après l'échéance de leur contrat de soutien public (durée de vingt ans). A fin 2023, aucun des parcs lauréats d'une période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment n'engendrait de charges de service public de l'énergie[142]. Il est cependant possible que les premiers lauréats des appels d'offres soient déjà en service, mais aient choisi de commercialiser l'électricité produite sur le marché, avant la signature de leur contrat de complément de rémunération, conformément à la possibilité offerte par une série de cahiers des charges modificatifs publiés sur le site de la CRE en 2022, dans un contexte de crise.

En comparaison, la quasi-totalité des installations photovoltaïques (toutes typologies au sol et sur bâtiments confondues) examinées dans le cadre du rapport d'audit de la CRE d'avril 2014 susmentionné avaient prévu de fonctionner 20 ans.

5.8. Coût des projets

Les données présentées dans les parties ci-dessous sont celles déclarées par les porteurs de projets dans les plans d'affaires prévisionnels simplifiés des dossiers de candidature : il s'agit ainsi principalement de montants prévisionnels et non réellement dépensés. Les montants présentés dans les parties suivantes sont des moyennes arithmétiques.

5.8.1. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement ou CAPEX (pour « *capital expenditure* ») représentent la majeure partie des coûts d'un parc photovoltaïque sur bâtiment, la filière étant, tout comme l'éolien à terre ou le photovoltaïque au sol, fortement capitalistique.

5.8.1.1. Répartition des dépenses d'investissement

La figure ci-dessous présente la répartition moyenne des principaux postes de coûts d'investissement des 305 installations retenues dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment. La catégorisation des postes est définie par la CRE dans le plan d'affaires soumis pour remplissage aux candidats des appels d'offres.

[141] 183 porteurs de projets sur 305 ont indiqué une durée prévisionnelle d'exploitation.

[142] Données issues des déclarations de charge de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2023.

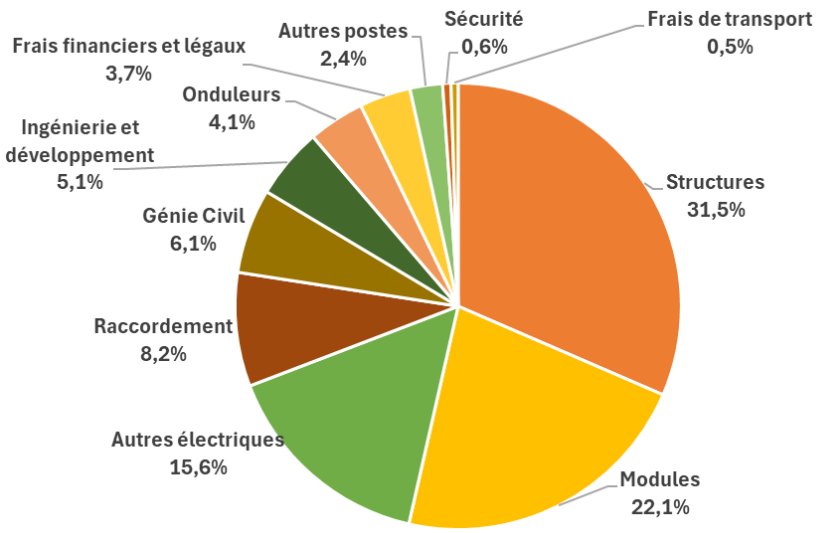


Figure 75 : Répartition moyenne des CAPEX (1 212,3 €/kW) par poste de dépenses des dossiers retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment – PV Bâtiment

La ventilation présentée ci-dessus correspond à une moyenne sur l'ensemble du panel considéré. Il convient en particulier de noter que le poids de certains postes de dépenses peut varier selon la taille de l'installation ou l'année de candidature (cf. parties suivantes). Par ailleurs, les porteurs de projets ont parfois indiqué des valeurs nulles pour certains postes de CAPEX.

L'achat des structures constitue le principal poste de dépense. Il s'élève en moyenne à 31,5 % de l'investissement total (contre 15,0 % pour les parcs photovoltaïques au sol).

L'achat des modules photovoltaïques, principal poste de dépense des parcs photovoltaïques au sol (25,5 % des CAPEX), est le second poste le plus coûteux pour les installations photovoltaïques sur bâtiment (22,1 % de l'investissement total). En comparaison, l'achat des onduleurs a un poids bien moindre et représente en moyenne 4,1 % des CAPEX.

Le montant du raccordement de l'installation au réseau public de distribution d'électricité est extrêmement variable d'un projet à l'autre, en fonction de la proximité du réseau et des contraintes locales (il varie de 0 à 503 €/kWc). En moyenne, ce poste d'investissement représente environ 8,2 % de l'investissement total (12,6 % pour les installations photovoltaïques au sol).

A des fins de précision :

- Le poste « Autres électriques », correspond à l'achat du reste des composants du parc en dehors des modules, onduleurs et éléments de structures. Ce poste représente en moyenne 15,6 % de l'investissement total (troisième poste le plus coûteux, dont la part dans les CAPEX totaux est similaire pour les installations photovoltaïques au sol [16,0 %]).
- La catégorie « Génie civil » regroupe notamment les prestations de préparation du terrain et des voies d'accès. Le niveau de ce poste dépend essentiellement des conditions locales d'implantation du parc. Il représente en moyenne 6,1 % de l'investissement total.
- La catégorie « Ingénierie et développement » regroupe l'ensemble des frais de développement des projets, des études nécessaires et des coûts liés aux procédures administratives. Ce poste représente en moyenne 5,1 % de l'investissement total.
- La catégorie « Frais financiers et légaux » correspond au paiement de l'ensemble des frais légaux et financiers précédant la mise en service de l'installation (commissions bancaires pour la mise en place du prêt, intérêts intercalaires en phase de construction, blocages de fonds pour le remboursement de la dette). Avec les catégories « Frais de transport » et « Sécurité », ces trois catégories représentent environ 4,8 % de l'investissement total.
- La catégorie « Autres postes » rassemble des coûts divers non explicités dans le plan d'affaires type proposé par la CRE. Certains porteurs de projets ont indiqué les dépenses associées aux

niveaux déclarés : achat de titres, achat du terrain, aléas de chantier, mesures compensatoires... Ces coûts divers représentent en moyenne 2,4 % de l'investissement total.

5.8.1.2. Niveau des dépenses d'investissement selon la typologie des installations lauréates de la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment

Comme précisé *supra*, la CRE a pu constater, lors de ses analyses que les définitions des catégories d'installations dans les cahiers des charges étaient parfois mal interprétées par les porteurs de projet. En conséquence, les typologies indiquées dans le formulaire de candidature par les porteurs de projet ne correspondent pas nécessairement à la réalité des projets.

La figure ci-dessous présente la répartition des CAPEX des typologies d'installations des dossiers retenus à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (90 dossiers, date limite de dépôt des candidatures en décembre 2023).

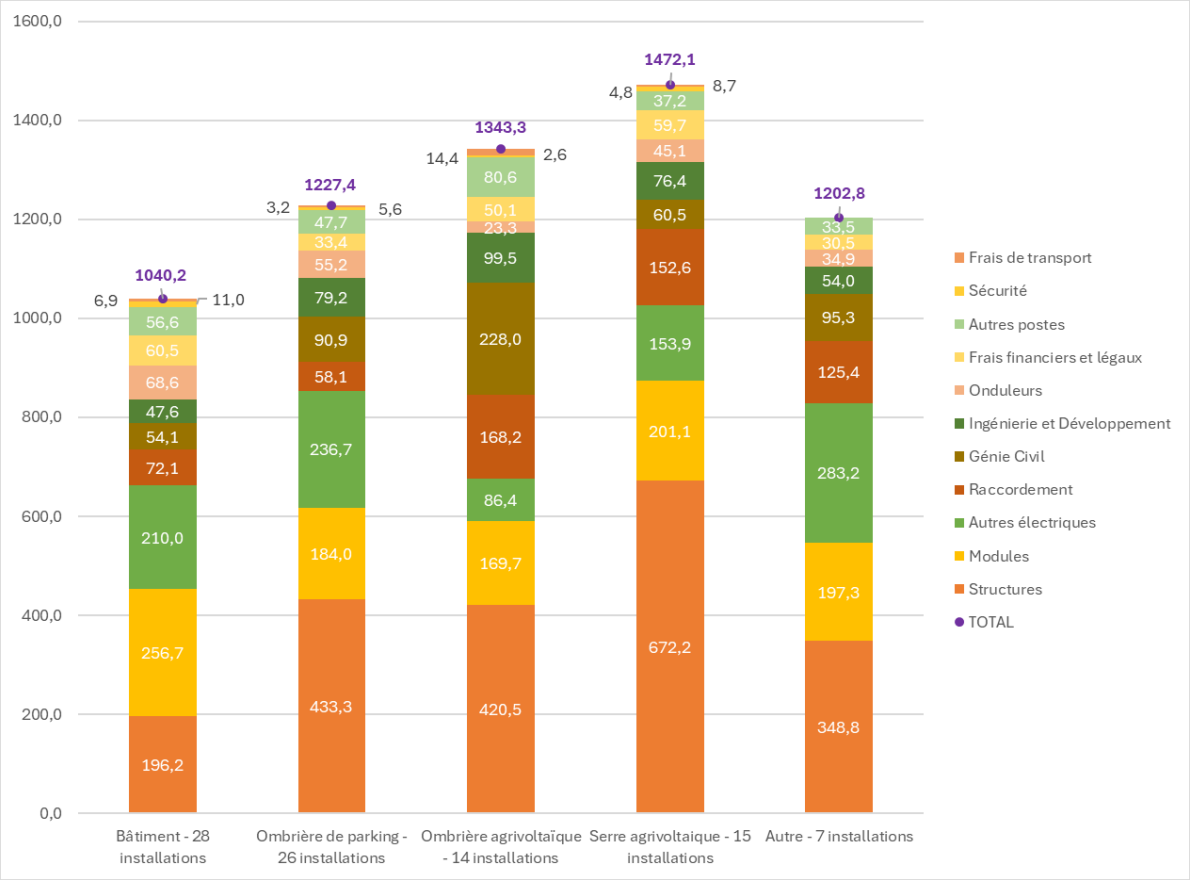


Figure 76 : Comparaison des CAPEX et de leur ventilation selon la typologie des installations retenues à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (€/kWc) – PV Bâtiment

A des fins de précision :

- conformément aux dispositions du cahier des charges, les ombrières agrivoltaïques portent uniquement sur des installations photovoltaïques implantées sur terres arables[143] ;
- la catégorie « Autres » regroupe 7 projets portant sur d'autres typologies d'installations (ombrières autres que sur parking ou culture) et/ou sur des installations mixtes.

Dans le cadre de cette analyse comparative, il convient de noter que les dépenses d'investissement associées aux installations photovoltaïques sur toitures de bâtiment se révèlent inférieures à celles des

[143] Aucun terrain agricole accueillant une activité d'élevage.

ombrières de parking et des installations agrivoltaïques, notamment s'agissant des coûts des structures, du génie civil et du poste ingénierie et développement.

Les installations photovoltaïques sur toitures de bâtiment tirent avantage de l'utilisation de structures existantes, ce qui réduit les besoins en construction de supports supplémentaires par rapport aux autres projets. Il convient de noter que, selon les dossiers de candidature présentés à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment, les projets retenus devraient être réalisés principalement sur bâtiments récemment construits. Les projets d'installations de panneaux sur toitures anciennes peuvent, eux, nécessiter un renforcement de la structure du bâtiment et ainsi entrainer des coûts de construction supplémentaires. Les serres agrivoltaïques ont des coûts de structure particulièrement élevés : il semble en effet que les porteurs de projets financent la construction de la serre utilisée par l'agriculteur via le tarif de soutien obtenu via l'appel d'offres.

S'agissant du raccordement, les coûts sont généralement plus bas pour les installations photovoltaïques sur bâtiment et pour les ombrières de parking. Cela peut s'expliquer par la proximité des infrastructures existantes.

Enfin, s'agissant du coût des modules, ils sont en moyenne plus élevés pour les installations photovoltaïques sur bâtiment que pour les ombrières de parking ou les installations agrivoltaïques. Cela peut s'expliquer par le fait que les modules solaires doivent être spécialement conçus pour s'adapter à la structure particulière du toit (taille spécifique, intégration harmonieuse…).

5.8.1.3. Niveau des dépenses d'investissement et évolution depuis fin 2021

La moyenne du niveau d'investissement total des projets photovoltaïques sur bâtiment retenus se situe entre environ 1 200 €/kWc en 2021 et environ 1 250 €/kWc en 2023.

En comparaison, les coûts d'investissement moyens des installations photovoltaïques sur bâtiment et ombrières candidates aux appels d'offres CRE4 entre 2017 et 2018 se situaient autour de 1 250 €/kWc[144].

L'évolution à la hausse du prix moyen pondéré des projets retenus constatée entre 2021 et 2023 s'observe, dans une certaine mesure, sur les CAPEX déclarés dans les plans d'affaires. La CRE a ainsi pu constater une légère augmentation des CAPEX totaux déclarés, de + 2 % entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (octobre 2021) et la 6e période de ce même appel d'offres (décembre 2023).

La Figure 77 présente l'évolution de la répartition des CAPEX des dossiers retenus par année de candidature (moyenne des données de toutes les périodes de candidature s'étant tenues par année)[145].

[144] Cette donnée comprend les ombrières de parking éligibles au sein de la famille 3 de l'appel d'offres CRE4 PV Sol.

[145] Une période de candidature en 2021, 2 en 2022 et 3 en 2023.

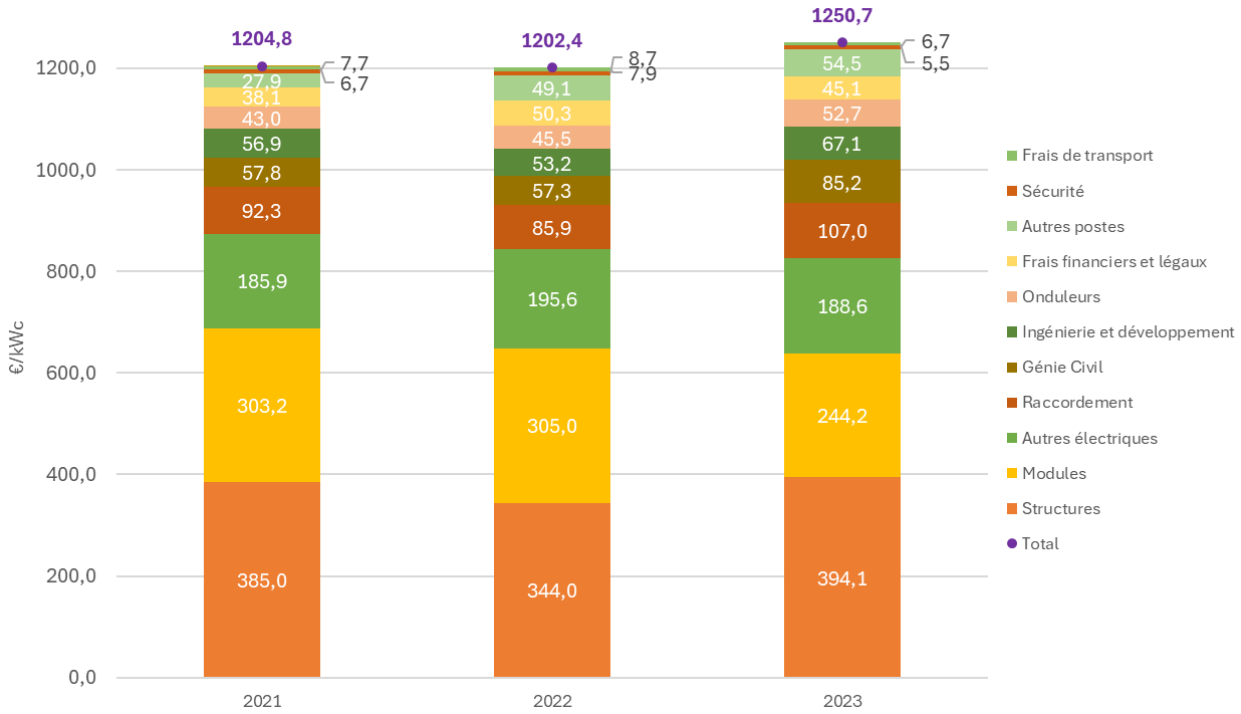


Figure 77 : Evolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus – PV Bâtiment

La hausse des coûts entre la 1ère période organisée en octobre 2021 et la 6e période organisée en décembre 2023 est remarquable sur les postes suivants : le génie civil (+ 66 %) et le poste « Autres postes » (+ 89 %). Au regard des parts des postes dans les CAPEX totaux, c'est principalement l'évolution des coûts du génie civil qui porte la hausse des CAPEX totaux.

En revanche, le coût des modules a diminué de manière significative (- 31 %).

Poste des CAPEX	Part des CAPEX[146]	Evolution entre la 1ère (octobre 2021) et la 6e période (décembre 2023)
Structures	31,5%	+ 2 %
Modules	22,1%	- 31 %
Autres électriques	15,6%	+ 5 %
Raccordement	8,2%	+ 9 %
Génie Civil	6,1%	+ 66 %
Ingénierie et développement	5,1%	+ 23 %
Onduleurs	4,1%	+ 19 %
Frais financiers et légaux	3,7%	+ 27 %
Autres postes	2,4%	+ 89 %
Sécurité	0,6%	- 11 %
Frais de transport	0,5%	- 9 %

[146] Moyenne sur les toutes les périodes d'appels d'offres PPE2 PV Sol.

Il convient par ailleurs de noter que les données de CAPEX déclarées par les candidats ne permettent pas d'identifier de forts effets d'échelle sur le coût global des projets photovoltaïques sur bâtiment, comme pour les autres filières étudiées. La figure ci-dessous présente la répartition des niveaux de CAPEX déclarés selon la puissance installée des projets, pour les trois années de périodes de candidatures.

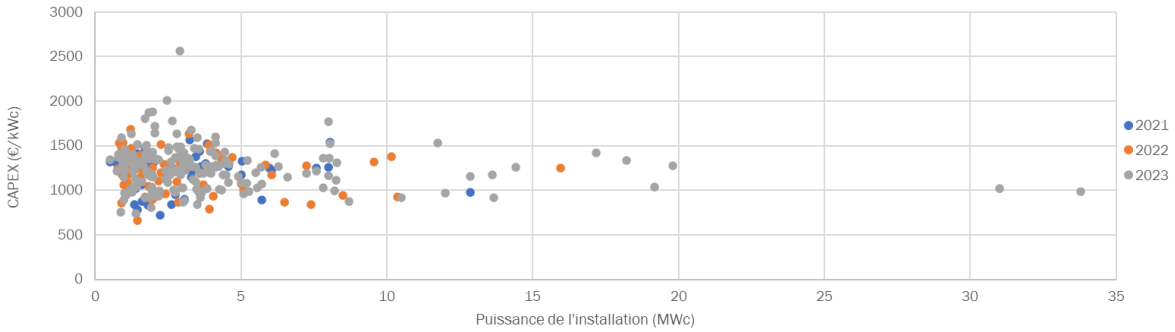


Figure 78 : Répartition des CAPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment – PV Bâtiment

Il convient de noter que les projets sur bâtiment les moins chers atteignent des coûts d'investissement d'environ 650 €/kWc.

5.8.2. Coûts d'exploitation et de maintenance et taxes

Les valeurs présentées dans cette section correspondent aux montants déclarés par les producteurs pour la première année de fonctionnement de leurs installations.

5.8.2.1. Répartition des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes

Les coûts d'exploitation et de maintenance ou OPEX (pour « *operational expenditure* »), ainsi que les taxes, représentent une part relativement faible des coûts complets des parcs photovoltaïques sur bâtiment.

La Figure 79 ci-dessous présente la répartition moyenne des principaux postes d'OPEX des installations retenues dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment. La catégorisation des postes est définie par la CRE dans le plan d'affaires soumis pour remplissage aux candidats des appels d'offres. Comme

pour les CAPEX, le poids de certains postes de dépenses peut varier selon la taille de l'installation ou l'année de candidature (cf. parties suivantes).

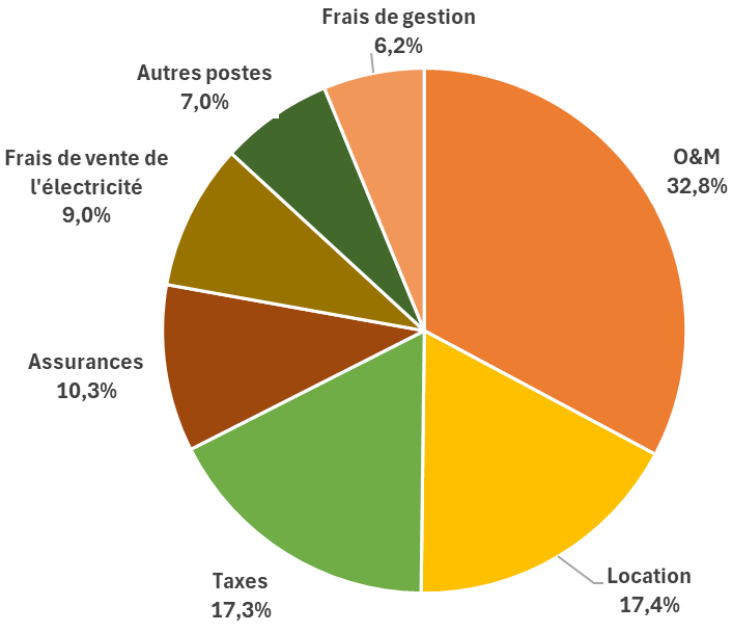


Figure 79 : Répartition moyenne des OPEX par poste de dépenses des dossiers retenus – PV Bâtiment

Les coûts d'opération et de maintenance technique des installations de production (« O&M ») représentent en moyenne près d'un tiers de coût global des installations (32,8 %, niveau similaire aux installations photovoltaïques au sol [32,5 %]). Ce poste regroupe généralement l'ensemble des frais liés au personnel intervenant sur site pour la maintenance et l'entretien de l'installation ainsi que l'achat éventuel de pièces de rechange (module défaillant, onduleur à remplacer).

Par ailleurs, pour la majorité des projets retenus (68 %, contre 92 % cependant s'agissant des installations photovoltaïques au sol), des loyers non nuls sont déclarés. Le loyer est un poste qui présente d'importantes fluctuations d'un parc à l'autre : les loyers varient ainsi de 0,1 €/kWc/an à 57,4 €/kWc/an sur l'ensemble du panel. Le loyer représente en moyenne environ 17,4 % des OPEX (17,5 % s'agissant des installations photovoltaïques au sol, niveaux donc quasiment équivalents).

Le troisième poste de dépenses est la fiscalité, hors imposition sur les sociétés (17,3 % en moyenne, niveau également proche de celui déclaré pour les installations photovoltaïques au sol [14,0%]). Pour les installations photovoltaïques, la majeure partie de celle-ci réside dans l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER). Cette taxe est applicable, pour la filière photovoltaïque, à toutes les installations de puissance supérieure ou égale à 100 kWc. Il s'agit d'un montant fixe par kWc de puissance installée revalorisé chaque année et qui se situe depuis 2021 autour de 3-3,5 €/kWc[147]. Les producteurs de la filière photovoltaïque sont également assujettis au paiement de la cotisation foncière des entreprises (CFE), de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), de la taxe foncière et de la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S).

Enfin, à des fins de précision :

- Les frais annuels d'assurances (responsabilité civile, dommages aux biens ou encore perte d'exploitation) représentent en moyenne 10,3 % des coûts d'exploitation (moins de 5 % pour les installations photovoltaïques au sol). Ils dépendent notamment du nombre de services

[147] 3,21 €/kWc en 2021, 3,25 €/kWc en 2022, 3,39 €/kWc en 2023 et 3,48 €/kWc en 2024.

auxquels l'exploitant décide de souscrire, seule la responsabilité civile étant obligatoire pour conclure le contrat d'accès au réseau public de distribution.

- Les producteurs bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération supportent des frais de commercialisation de l'électricité sur le marché. Ces frais recouvrent : 1) les coûts d'équilibrage, 2) les coûts d'accès aux marchés de l'énergie et de la capacité et 3) les écarts au profil moyen de production (dits « écarts au M_0 »). Ils représentent en moyenne 9,0 % des coûts d'exploitation (11,5 % pour les parcs photovoltaïques au sol, niveaux donc assez proches).
- L'exploitation d'un parc photovoltaïque au sol implique divers frais de fonctionnement, tels que le paiement des factures pour la consommation d'électricité par les auxiliaires de production, des commissaires aux comptes, des frais bancaires, de notaire etc. Les coûts d'opération des parcs sont également parfois intégrés dans le poste « Autres postes » quand il n'est pas possible de les isoler. Ces charges diverses représentent en moyenne environ 7,0 % des coûts d'exploitation (8,5 % pour les installations photovoltaïques au sol, niveaux donc assez proches).
- Les frais de gestion sont nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et la durabilité de l'installation sur le long terme. Ils englobent les frais de surveillance et supervision des opérations (coûts liés à la surveillance constante des performances de l'installation, la collecte de données, la gestion des opérations quotidiennes, …). Ils comportent par nature une part importante de coûts fixes. Ils dépendent non seulement de la taille de l'installation considérée, mais également de la taille du portefeuille d'installations de la société exploitante et donc de sa capacité à réaliser des économies d'échelles via une gestion conjointe de ses différents parcs. Ce poste représente en moyenne 6,2 % des coûts d'exploitation (11,4 % pour les installations photovoltaïques au sol).

5.8.2.2. Niveau des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes par typologies des installations lauréates de la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment

La Figure 80 présente la répartition des OPEX selon la typologie des installations des dossiers retenus à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (90 dossiers).

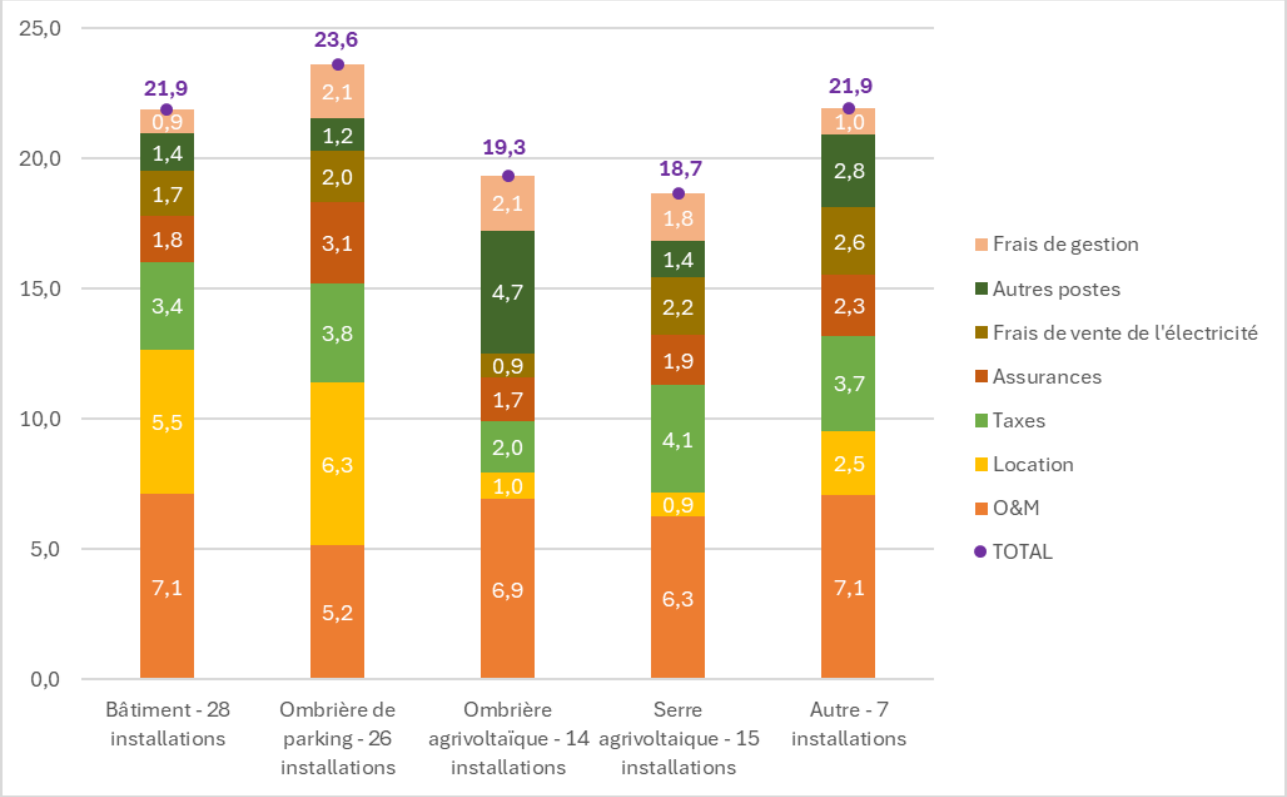


Figure 80 : Niveau et ventilation des OPEX selon la typologie des installations photovoltaïques retenues à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment (€/kWc/an)

Les dépenses d'O&M des installations photovoltaïques sur toitures de bâtiments sont en moyenne plus élevées que pour les ombrières photovoltaïques de parking et les installations agrivoltaïques. Cela peut s'expliquer en partie par la complexité accrue de l'entretien des installations sur les toits des bâtiments, qui nécessitent parfois des interventions plus spécialisées et coûteuses.

S'agissant du loyer des terrains, il est en moyenne significativement plus bas pour les installations agrivoltaïques que pour les autres typologies d'installations photovoltaïques. En effet, l'agriculteur bénéficie a priori de l'augmentation du rendement et de la qualité des cultures cultivées sous les panneaux solaires, ainsi le porteur de projet peut dans certains cas lui payer un loyer limité. Dans le cas des serres agrivoltaïques, le porteur de projet finance généralement la serre utilisée ensuite par l'agriculteur sur la durée de vie du projet.

5.8.2.3. Niveau des dépenses d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes et évolution depuis fin 2021

Le niveau moyen des dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance et des dépenses liées aux taxes se situe entre 19,8 €/kWc/an pour les parcs retenus en 2021 et 22,4 €/kWc/an pour les parcs retenus en 2023.

En comparaison, le niveau moyen des dépenses d'exploitation et de maintenance et les dépenses liées aux taxes selon le rapport de la CRE de février 2019 se situait autour de 26 €/kWc/an pour les installations photovoltaïques sur toitures et 31 €/kWc/an pour les installations sur ombrières candidates aux appels d'offres CRE4 entre 2017 et 2018.

Ainsi, les niveaux des OPEX ont a priori diminué entre 2018 et 2021. Cette tendance n'a pas perduré entre 2021 et 2023.

La Figure 81 présente l'évolution de la répartition des OPEX s'agissant des dossiers retenus par année de candidature (moyenne des données de toutes les périodes de candidature s'étant tenues par année)[148].

Figure 81 : Evolution de la répartition des OPEX des installations retenues à l'appel d'offres PPE2 – PV Bâtiment

Plus précisément, la CRE a pu constater une augmentation des OPEX déclarés de + 6 % entre la 1ère période de l'appel d'offres PPE2 PV bâtiment (octobre 2021) et la 6e et dernière période, s'étant tenue en décembre 2023.

La hausse observée est portée principalement par les postes suivants :

- les loyers (en hausse de + 72 % en moyenne). L'augmentation significative des frais de location des installations photovoltaïques entre 2021 et 2023 (principalement entre 2021 et 2022) peut être attribuée à la rareté des terrains disponibles pour l'installation de ces systèmes ;
- les frais de vente de l'électricité (en hausse de + 58% en moyenne). Ceux-ci ont généralement deux grandes composantes : les coûts d'équilibrage et la déviation par rapport au prix de marché de M_0. Ces deux composantes ont été amplifiées par l'augmentation et la volatilité du prix Spot pendant la crise des prix de gros. Un grand nombre d'agrégateurs ont modifié leurs offres pour proposer des frais d'agrégation en partie indexés sur les prix Spot.

Par ailleurs, il convient de noter que le coût unitaire annuel de la maintenance semble décroître très légèrement lorsque la taille de l'installation augmente. Les systèmes photovoltaïques ne requièrent pas ou que rarement de maintenance lourde ; l'essentiel des frais d'O&M reposent sur le déplacement du ou des opérateur(s) sur place pour des contrôles usuels (inspection visuelle, dépoussiérage des onduleurs, inspection des boîtiers...) et donc sur une part importante de coûts fixes.

[148] Une période de candidature en 2021, 2 en 2022 et 3 en 2023.

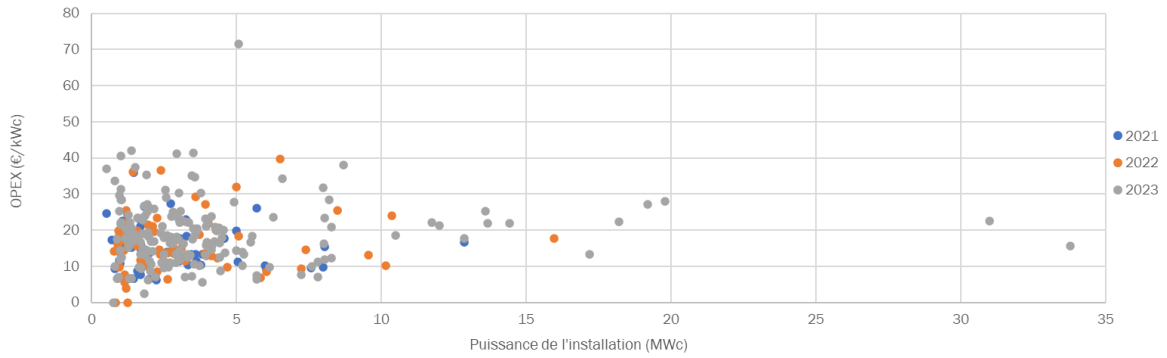


Figure 82 : Répartition des OPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus – PV Bâtiment

5.8.3. Financement

Les développeurs de la majorité des parcs photovoltaïques au sol du panel prévoient un recours à un financement de projet classique[149]. La Figure 83 ci-dessous présente le ratio entre dette et fonds propres de 305 projets photovoltaïques sur bâtiment retenus.

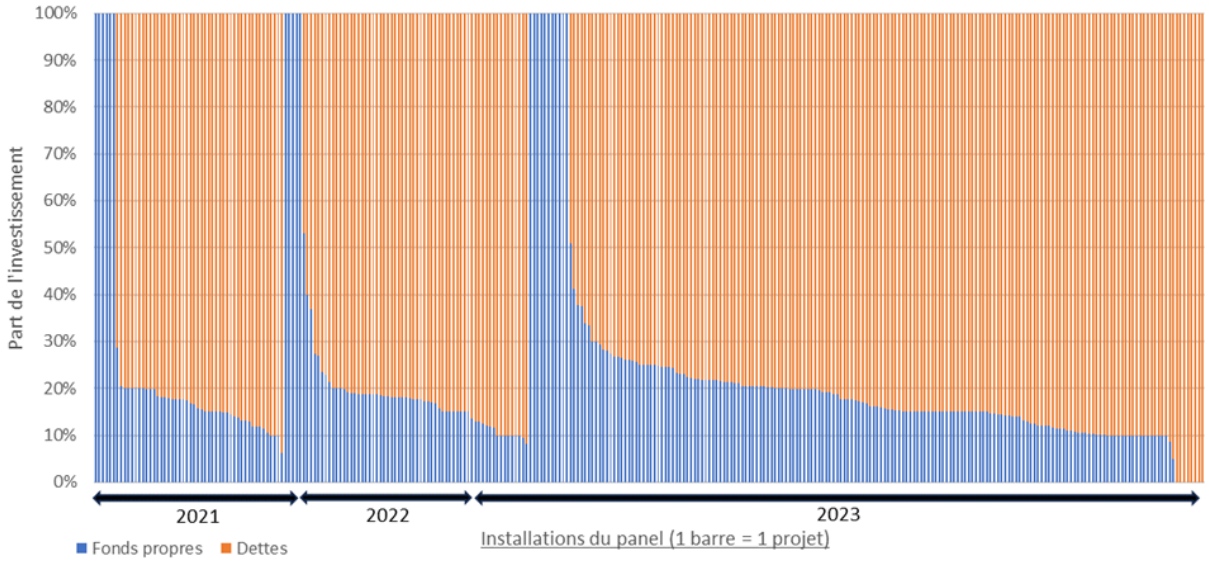


Figure 83 : Ensemble des projets retenus ordonnés selon leur part de fonds propres par année de candidature – PV Bâtiment

Le ratio moyen [dettes/(dettes + fonds propres) (« *gearing* ») se situe autour de 75-80 %, tous projets confondus. Il est ainsi plus élevé que pour les parcs éoliens à terre (60-65 %) et que pour les parcs photovoltaïques au sol (70 %). Certains parcs bénéficient d'un financement centralisé au niveau de leur maison mère ou de leur groupe (100% fonds propres), prenant la forme soit d'une dette intragroupe assimilable à un apport en fonds propres, soit d'une dette bancaire garantie par la maison mère autorisant un apport en fonds propres quasi nul. Seulement 7 % des projets déclarent un apport en dette nul.

La majorité des porteurs de projets déclarent contracter un emprunt (283 projets, soit 93 % des projets). Sur ces 283 projets, 62% des porteurs de projets déclarent une durée d'emprunt exactement égale à 20 ans, soit la durée de leur contrat de complément de rémunération. La durée moyenne des emprunts

[149] Financement d'un projet par le biais d'une part de fonds propres et d'un ou plusieurs financements bancaires.

est de 20,5 ans (similaire aux autres filières traitées dans ce rapport) et les durées déclarées vont de 10 à 25 ans.

Les taux d'emprunt varient entre 0,9 à 5,8 %[150]. On observe une tendance à la hausse très forte entre la première période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment en octobre 2021 (taux d'emprunt moyen de 1,9 %) et la 6e période fin 2023 (taux d'emprunt moyen de 4,6 %).

En comparaison, le taux d'emprunt moyen du rapport d'audit de la CRE d'avril 2014 était estimé à 4,2 % pour les installations photovoltaïques (toutes typologies confondues), et celui du rapport de la CRE de février 2019 relatif aux grandes installations photovoltaïques était estimé à 2,3 % pour les installations photovoltaïques sur bâtiments et 2,5 % pour les installations photovoltaïques sur ombrières candidates aux appels d'offres CRE4 entre 2017 et 2018.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la moyenne des taux d'emprunts, des durées d'emprunts et du *gearing*[151] entre 2021 et 2023 pour les 283 projets qui prévoient un financement en partie basé sur de la dette.

	2021	2022	2023
Taux d'emprunt (%)	1,9	2,3	4,5
Durée d'emprunt (années)	20,0	20,0	20,9
Gearing (%)	84,1	82,3	82,8

[150] Pour rappel, depuis la 4e période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol (période de dépôt des candidatures en décembre 2022) et la deuxième période de l'appel d'offres PPE2 Neutre (période de dépôt des candidatures en octobre 2023), les cahiers des charges prévoient une indexation des tarifs de référence pour permettre de mieux protéger les producteurs contre le risque d'évolution du prix des matières premières, mais également des coûts de financement (prise en compte de l'évolution des taux de dettes) avant la mise en service des projets.

[151] D'après les données indiquées par les porteurs de projet dans leurs plans d'affaires, la hausse forte des taux d'intérêt n'a pas entrainé de modification du *gearing*, ce qui ne semble a priori pas évident.

Table des illustrations

Figure 1 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2 5

Figure 2 : Répartition des puissances cumulées retenues (MW) par typologies des dossiers depuis le lancement des appels d'offres PPE2 5

Figure 3 : Evolution des prix moyens pondérés (PMP) par la puissance des projets retenus aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2017 et 2023 par typologie d'installations 7

Figure 4 : Evolution de l'indice K (base 100 en janvier 2021) 9

Figure 5 : Evolution de la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs, pondérée par le nombre d'aérogénérateurs de chaque parc 10

Figure 6 : Répartition par sociétés mères des projets retenus (en étiquette de donnée : nombre de dossiers, acteur, pourcentage de la puissance cumulée retenue toutes filières confondues) 11

Figure 7 : Répartition régionale de la puissance éolienne terrestre cumulée retenue (MW) (gauche) et densité régionale de puissance éolienne terrestre déjà raccordée par km² en France métropole continentale au 31 décembre 2023(droite) 12

Figure 8 : Répartition régionale de la puissance photovoltaïque au sol et sur bâtiment cumulée retenue (MWc) (gauche) et densité régionale de puissance photovoltaïque déjà raccordée par km² en France métropole continentale au 31 décembre 2023(droite) 13

Figure 9 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricants d'éoliennes – Eolien terrestre 14

Figure 10 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Sol 15

Figure 11 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Bâtiment 15

Figure 12 : Evolution de la puissance raccordée annuellement pour le parc éolien terrestre et photovoltaïque en métropole continentale et en Corse 19

Figure 13 : Niveau de souscription des périodes d'appels d'offres PPE2 25

Figure 14 : Bilan des puissances cumulées retenues par appel d'offres et par période d'appel d'offres (MW) 26

Figure 15 : Répartition des puissances cumulées retenues (MW) par typologies des dossiers depuis le lancement des appels d'offres PPE2 27

Figure 16 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue (MW) 27

Figure 17 : Répartition par sociétés mères des projets retenus (en étiquette de donnée : nombre de dossiers, acteur, pourcentage de la puissance cumulée retenue toutes filières confondues) 29

Figure 18 : Evolution des prix moyens pondérés par la puissance des projets retenus aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2017 et 2023 par typologie d'installations (en pointillé, les 10 % des projets les plus compétitifs) 30

Figure 19 : Focus sur l'évolution des prix moyens pondérés par la puissance des 10 % des projets retenus aux tarifs les plus bas aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2021 et 2023 par typologie d'installations 30

Figure 20 : Evolution du coût des matières premières et du fret entre janvier 2017 et juillet 2024 – Données Reuters 31

Figure 21 : Evolution des indices INSEE portant sur les matières premières, le transport, le coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques (ICHTrev-TS) et le prix à la production de l'industrie française pour le marché français (FM0ABE0000) entre 2017 et début 2024 31

Figure 22 : Evolution de l'indice de taux complet Iboxx – Corporates 10-15 entre 2017 et août 2024 32

Figure 23 : Evolution des prix moyens pondérés (€/MWh) des dossiers retenus aux appels d'offres PPE2 32

Figure 24 : Evolution des prix moyens pondérés observés sur des appels d'offres à destination d'installations photovoltaïques et éoliennes terrestres en Allemagne depuis 2022 33

Figure 25 : Bilan des puissances conformes et retenues par période d'appels d'offres (MW) – Eolien terrestre 35

Figure 26 : Répartition des projets retenus par gammes de puissance installée – Eolien terrestre 36

Figure 27 : Evolution de la puissance unitaire moyenne des aérogénérateurs, pondérée par le nombre d'aérogénérateurs de chaque parc – Eolien terrestre 37

Figure 28 : Répartition des dossiers selon le diamètre des rotors – Eolien terrestre 37

Figure 29 : Puissance unitaire des aérogénérateurs en fonction du diamètre des rotors – Eolien terrestre 38

Figure 30 : Répartition des dossiers selon la hauteur en bout de pale – Eolien terrestre 38

Figure 31 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue (MW) – Eolien terrestre 39

Figure 32 : Répartition régionale des productibles annuels moyens anticipés – Eolien terrestre 40

Figure 33 : Densité régionale de puissance éolienne terrestre raccordée par km² en France métropole continentale au 31 décembre 2023 41

Figure 34 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par société mère (en étiquette de données : nombre de dossiers retenus, société mère, pourcentage de la puissance cumulée retenue) – Eolien terrestre 42

Figure 35 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricants d'éoliennes – Eolien terrestre 43

Figure 36 : Évolution du prix moyen pondéré par la puissance installée des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres CRE4 et PPE2 – Eolien terrestre 44

Figure 37 : Répartition moyenne des CAPEX (€/kW) par poste de dépenses des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 – Eolien terrestre 46

Figure 38 : Evolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus – Eolien terrestre 47

Figure 39 : Répartition des CAPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus – Eolien terrestre 48

Figure 40 : Répartition moyenne des OPEX par poste de dépenses des dossiers retenus – Eolien terrestre 49

Figure 41 : Evolution de la répartition des OPEX s'agissant des dossiers retenus – Eolien terrestre 51

Figure 42 : Ensemble des projets retenus ordonnés selon leur part de fonds propres par année de candidature – Eolien terrestre 52

Figure 43 : Bilan des puissances conformes et retenues par période d'appels d'offres (MW) – PV Sol 54

Figure 44: Répartition des projets retenus aux appels d'offres PPE2 PV Sol et Neutre par terrains d'implantation – Zoom sur les différents types de cas 3 55

Figure 45 : Répartition des projets retenus par gammes de puissance installée – PV Sol 57

Figure 46 : Répartition des projets retenus par gamme de puissance et par type de terrain d'implantation – PV Sol 57

Figure 47 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue (MWc) – PV Sol 58

Figure 48 : Répartition des projets retenus aux appels d'offres PPE2 PV Sol et Neutre par régions et terrains d'implantation 59

Figure 49 : Répartition régionale des productibles annuels moyens anticipés – PV Sol 60

Figure 50 : Densité régionale de puissance photovoltaïque raccordée par km² en France métropolitaine continentale, sans distinction entre les installations photovoltaïques au sol ou sur bâtiment au 31 décembre 2023 61

Figure 51 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par société mère (en étiquette de données : nombre de dossiers retenus, société mère, pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Sol 62

Figure 52 : Répartition des dossiers retenus par niveau d'ECS – PV Sol 63

Figure 53 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Sol 64

Figure 54 : Évolution du prix moyen pondéré des dossiers retenus par rapport à l'appel d'offres précédent portant sur des installations comparables – PV Sol 65

Figure 55 : Répartition moyenne des CAPEX (€/kW) par poste de dépenses des dossiers retenus dans le cadre des appels d'offres PPE2 – PV Sol 67

Figure 56 : Evolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus – PV Sol 68

Figure 57 : Répartition des CAPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus aux appels d'offres PPE2 – PV Sol 69

Figure 58 : Répartition des CAPEX selon la typologie des projets des dossiers retenus aux appels d'offres PPE2 (terrains d'implantation) – PV Sol 70

Figure 59 : Répartition moyenne des OPEX par poste de dépenses des dossiers retenus – PV Sol 71

Figure 60 : Evolution de la répartition des OPEX des installations retenues des appels d'offres PPE2 portant sur le photovoltaïque au sol – PV Sol 73

Figure 61 : Répartition des OPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus – PV Sol 73

Figure 62 : Ensemble des projets retenus ordonnées selon leur part de fonds propres par année de candidature – PV Sol 74

Figure 63 : Bilan des puissances conformes et retenues par période d'appels d'offres (MW)– PV Bâtiment 77

Figure 64 : Répartition des projets retenus à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment par typologie d'installations – PV Bâtiment 79

Figure 65 : Evolution de la répartition des puissances retenues par typologie d'installation – PV Bâtiment 80

Figure 66 : Répartition des projets retenus par gammes de puissance installée – PV Bâtiment80

Figure 67 : Répartition des projets retenus par gamme de puissance et par typologies – PV Bâtiment 81

Figure 68 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue – PV Bâtiment 82

Figure 69 : Répartition régionale de la puissance installée cumulée retenue selon la typologie des installations – PV Bâtiment 83

Figure 70 : Répartition régionale des productibles annuels moyens anticipés – PV Bâtiment 84

Figure 71 : Répartition de la puissance installée cumulée par société mère (en étiquette de données : nombre de dossiers retenus, société mère, pourcentage de la puissance cumulée) – PV Bâtiment 85

Figure 72 : Répartition des dossiers retenus par niveau d'ECS – PV Bâtiment 86

Figure 73 : Répartition de la puissance installée cumulée retenue par fabricant de modules photovoltaïques (pourcentage de la puissance cumulée retenue) – PV Bâtiment 87

Figure 74 : Évolution du prix moyen pondéré des dossiers retenus par rapport à l'appel d'offres précédent portant sur des installations comparables – PV Bâtiment 88

Figure 75 : Répartition moyenne des CAPEX (€/kW) par poste de dépenses des dossiers retenus dans le cadre de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment – PV Bâtiment 90

Figure 76 : Comparaison des CAPEX et de leur ventilation selon la typologie des installations retenues à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment – PV Bâtiment 91

Figure 77 : Evolution de la répartition des CAPEX s'agissant des dossiers retenus – PV Bâtiment 93

Figure 78 : Répartition des CAPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus à l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment – PV Bâtiment 94

Figure 79 : Répartition moyenne des OPEX par poste de dépenses des dossiers retenus – PV Bâtiment 95

Figure 80 : Niveau et ventilation des OPEX selon la typologie des installations photovoltaïques retenues à la 6e période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment 97

Figure 81 : Evolution de la répartition des OPEX des installations retenues à l'appel d'offres PPE2 – PV Bâtiment 98

Figure 82 : Répartition des OPEX selon la puissance installée des projets des dossiers retenus – PV Bâtiment 99

Figure 83 : Ensemble des projets retenus ordonnés selon leur part de fonds propres par année de candidature – PV Bâtiment 99