



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT

FÉVRIER 2019

Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Synthèse & recommandations de la CRE

Le présent rapport dresse un état des lieux des coûts des installations photovoltaïques de moyenne et grande puissance (de 100 kWc à 30 MWc) développées dans le cadre des appels d'offres en métropole continentale.

Les principaux résultats de l'analyse et les recommandations de la CRE qui en découlent sont synthétisés ci-après.

Compétitivité de la filière photovoltaïque française

La baisse des coûts de la filière se poursuit à un rythme rapide.

Sur les trois dernières années seulement, les coûts d'investissement ont diminué d'en moyenne 32 %¹, cette dynamique étant largement due à la baisse du prix des modules photovoltaïques à l'échelle mondiale. Les coûts moyens d'investissement observés aujourd'hui se situent autour de 800 €/kWc pour les installations au sol et autour de 1 100 €/kWc pour les installations sur bâtiments et ombrières de parking. Les projets les moins chers, au sol et de grande taille, avoisinent désormais les 600 €/kWc.

Au-delà des coûts d'investissement – prépondérants dans le coût complet de production, de l'ordre de 80 % – la professionnalisation des acteurs – exploitants, installateurs, développeurs, assureurs ou encore agrégateurs – a permis l'émergence de solutions optimisées pour la filière et une forte baisse des coûts d'exploitation. Les frais de fonctionnement annuels moyens d'une installation photovoltaïque sont aujourd'hui passés sous la barre des 20 €/kWc sur la plupart des segments, ce qui représente une baisse d'en moyenne 27 % sur les trois dernières années.

La fiscalité, majoritairement constituée de l'impôt forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) est quant à elle relativement stable. Rapporté à l'énergie produite, son niveau se situe aux alentours de 6 €/MWh quels que soient le type et la puissance de l'installation photovoltaïque, soit deux fois plus que pour la filière éolienne².

Les coûts de production moyens calculés sur la base des périodes récentes des appels d'offres « CRE4 » en cours s'échelonnent entre 62 et 99 €/MWh selon la taille et la typologie des installations. Les 30 % des projets au sol de grande taille les plus compétitifs – dont la puissance est limitée à 30 MWc et jusqu'à récemment à 17 MWc – présentent aujourd'hui des coûts de production d'environ 48 €/MWh. Ces niveaux sont comparables aux coûts complets de production observés à l'étranger. En Allemagne, les niveaux présentés dans le rapport de mars 2018 de l'institut Fraunhofer ISE³ se situaient entre 40 et 70 €/MWh pour le grand photovoltaïque. Aux Etats-Unis, le coût complet des grandes centrales au sol se situe aujourd'hui entre 35 et 40 €/MWh⁴.

La dynamique mondiale de la filière ainsi que la mise en place d'un cadre national de soutien adapté ont donc permis l'émergence d'une filière photovoltaïque française aval parfaitement compétitive par rapport aux pays étrangers. Pour le grand photovoltaïque au sol, une part significative des projets présente des coûts de production proches voire inférieurs aux prix de marché actuels. Cette situation est de nature à permettre aux projets concernés de se développer sans soutien public, comme on a commencé à l'observer dans d'autres pays européens.

Rythme de développement de la filière

Dans ce contexte de baisse des coûts et forte de la mise en place de nouveaux mécanismes de soutien dont les appels d'offres pluriannuels que la CRE avait appelés de ses vœux pour donner de la visibilité à l'ensemble des acteurs impliqués, la filière a connu une croissance relativement soutenue entre 2010 et 2018, avec des volumes annuels raccordés oscillant entre 0,5 et 1 GWc. L'augmentation substantielle des volumes appelés dans le cadre de la nouvelle vague d'appels d'offres (« CRE4 ») a en outre d'ores et déjà conduit à retenir près de 4 GWc de projets ayant vocation à être raccordés dans les deux années à venir.

Toutefois, la participation aux appels d'offres tend à décroître ces derniers temps pour l'ensemble des catégories d'installations. À titre d'exemple, les volumes appelés dans le cadre des dernières périodes des appels d'offres en cours n'ont pas été atteints pour les familles d'installations sur bâtiments et sur ombrières.

La CRE s'interroge donc sur l'adéquation des volumes alloués dans le cadre des procédures de mise en concurrence avec la capacité de développement de la filière. À ce titre, elle réitère sa recommandation d'analyser les causes de cette situation et d'adapter le volume ou la fréquence des appels d'offres afin de garantir le maintien d'un niveau de concurrence satisfaisant.

Compétitivité relative des régions

¹ Comparaison des coûts observés entre les dernières périodes des appels d'offres de la vague « CRE4 » et des premières de la vague « CRE3 »

² Le montant de l'IFER est fixé annuellement proportionnellement à la puissance installée et est identique pour les filières photovoltaïque et éolienne. Cependant, pour cette dernière, le productible d'une installation moyenne est environ deux fois plus important que celui d'une installation photovoltaïque.

³ Levelized cost of electricity - Renewable energy technologies, Fraunhofer ISE, Mars 2018

⁴ Lazard's Levelized Cost Of Energy analysis – version 12.0, Lazard, Novembre 2018.

Le productible d'une installation est un facteur déterminant dans la rentabilité d'un projet. Les régions les plus ensoleillées du sud de la France constituent à ce titre des zones préférentielles pour l'implantation d'une installation. La CRE constate ainsi que 68 % du volume déposé dans le cadre des appels d'offres de la vague « CRE4 » au sol et sur bâtiments concerne des projets situés dans les quatre régions du sud pour lesquelles le productible moyen observé est 17 % plus élevé que sur le reste du territoire.

Cet avantage est néanmoins compensé par un surcoût sur certains postes de dépenses dans ces régions, s'agissant par exemple de la location des terrains ou encore des coûts de raccordement. La CRE observe en outre que l'introduction du critère de notation valorisant l'utilisation de terrains dégradés pour l'appel d'offres photovoltaïque au sol favorise majoritairement les régions du nord du territoire au sein desquelles la concentration de friches industrielles peut être importante.

En conséquence, les taux de réussite moyens constatés par région sont relativement homogènes sur l'ensemble du territoire pour les premières périodes des appels d'offres en cours.

L'extension du périmètre des appels d'offres de 30 à 100 MW pour les projets portant sur ces terrains que la CRE avait appelée de ces vœux⁵ renforcera cet effet et de rééquilibrer les puissances installées entre les régions ; en outre, elle permettra de développer des projets plus grands et moins coûteux en évitant tout conflit d'usage.

Critères environnementaux

Au-delà de la notation relative aux sites dégradés, les appels d'offres comportent aujourd'hui une notation environnementale qui repose sur le bilan carbone des panneaux. La méthodologie d'établissement de ce bilan a récemment évolué ; ses effets sur l'interclassement des différentes technologies devront être analysés. Plus largement, une réflexion pour intégrer notamment le bilan carbone des transports devrait être lancée, dans un contexte où les chaînes d'approvisionnement sont de plus en plus segmentées et globalisées.

Au-delà du seul bilan carbone, la réflexion devrait être élargie aux autres aspects environnementaux en évaluant la pertinence de prendre en compte dans cette notation l'impact différencié des conditions d'extraction des différents matériaux entrant, même dans de faibles proportions, dans la composition des modules.

Enfin, l'optimisation de la mobilisation du foncier devrait conduire à interroger la pertinence d'une notation ou d'un critère d'éligibilité lié au rendement des modules photovoltaïques choisis. En effet, le couple prix du panneau – rendement ne conduit aujourd'hui pas nécessairement les développeurs à choisir des technologies assurant un meilleur productible par unité de surface mobilisée.

Réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement

Les producteurs photovoltaïques bénéficient depuis fin 2017, comme l'ensemble des filières renouvelables, d'une réfaction tarifaire sur leurs coûts de raccordement à un taux fonction de la taille de l'installation et pouvant aller jusqu'à 40 % du coût total. Comme elle l'avait formulé dans son avis du 28 novembre 2018 sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, la CRE est défavorable au principe de la réfaction pour les producteurs. En effet, entre deux projets de mêmes qualités techniques et environnementales, la réfaction rend possible la désignation comme lauréat du projet le plus coûteux pour la collectivité, au périmètre des charges de service public de l'énergie et du TURPE. Concernant les installations soutenues dans le cadre d'une procédure concurrentielle, l'introduction de la réfaction est contraire à l'objectif de sélection des projets permettant un développement de la filière au moindre coût pour la collectivité.

Au surplus, les lauréats des périodes de candidature antérieures à l'arrêté fixant les taux de réfaction bénéficieront d'un effet d'aubaine – de l'ordre de 0,5 point de rentabilité – puisqu'ils ont intégré dans le prix de leur offre la totalité du coût de raccordement alors qu'ils n'en paieront désormais plus qu'une fraction. Sur la seule deuxième période de l'appel d'offres « photovoltaïque sur bâtiments », cet effet représente un surcroît de dépense publique de 5 M€ sur 20 ans, soit près de 5 % des charges induites par cet appel d'offres.

La CRE recommande à nouveau de porter le taux de réfaction à 0 % pour les installations lauréates d'appels d'offres, permettant ainsi d'assurer la sélection de projets les moins coûteux pour la collectivité.

Revenus du marché de capacité

Le soutien aux installations photovoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc s'organise au travers de contrats de complément de rémunération. Pour ces installations et contrairement à celles sous obligation d'achat, les producteurs valorisent leur énergie et leur capacité sur les marchés – directement ou par le biais d'un agrégateur.

Contrairement aux contrats de complément de rémunération octroyés dans le cadre d'un guichet ouvert, le calcul de la prime versée pour ceux conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence ne prévoit pas la déduction

⁵ Délibération du 17 janvier 2019 relative à l'instruction de la cinquième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc

d'un revenu capacitaire de référence. Compte tenu de l'incertitude sur l'évolution des prix des enchères de capacité, un grand nombre de producteurs n'internalisent pas ces revenus dans leur offre de prix.

Néanmoins, au vu des prix constatés à l'issue des enchères récentes pour l'année de livraison 2019 – autour de 18 000 €/MW – et de la part de la puissance de l'installation pouvant donner lieu à certification, la CRE évalue le complément de revenu induit par la valorisation de la capacité à environ 0,5 €/MWh, ce qui peut représenter près de 0,1 point de rentabilité supplémentaire.

La CRE recommande donc que la formule du complément de rémunération des appels d'offres photovoltaïque intègre une déduction d'un revenu capacitaire de référence.

Durée des contrats de soutien

La prise en compte par les porteurs de projet, dans l'établissement de leurs offres, des revenus liés à la vente sur le marché pour les 10 à 15 années d'exploitation que la durée de vie des installations permet d'escompter au-delà de l'échéance du contrat de soutien est délicate, puisque ces revenus sont incertains et très lointains. Dans les cas où ils ne sont pas pris en compte dans la décision d'investissement, la rentabilité induite par ces revenus constituera un effet d'aubaine ; dans les cas où ils le sont, c'est soit de manière prudente soit au prix d'une augmentation du risque de l'investisseur et, subséquentement, de l'attente de rentabilité.

Afin de pallier cette difficulté et d'assurer à la puissance publique la bonne prise en compte de la production sur ces années et la minimisation qui en découle du soutien par MWh produit, la CRE recommande d'étudier un alignement de la durée des contrats de soutien sur la durée de vie des installations.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE.....	7
2. ELEMENTS METHODOLOGIQUES	9
2.1 ECHANTILLON DE BASE	9
2.2 CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DES INSTALLATIONS.....	9
2.2.1 Type d'implantation	9
2.2.2 Localisation	10
2.3 LOTS ETUDIES	12
2.3.1 Découpage par valeurs pivots.....	12
2.3.2 Découpage par segments	13
2.4 DISPERSION DES DONNEES.....	14
3. SECTION 1 : COUTS D'INVESTISSEMENT	15
3.1 VUE D'ENSEMBLE	15
3.1.1 Evolution dans le temps	15
3.1.2 Impact de la taille des installations	16
3.1.3 Décomposition des CAPEX	17
3.2 RACCORDEMENT.....	20
3.3 MODULES	22
3.3.1 Evolution dans le temps	22
3.3.2 Technologie	22
3.3.3 Lieu de fabrication	24
3.4 ONDULEURS	24
3.5 AUTRES ELECTRIQUES.....	25
3.6 STRUCTURES	26
4. SECTION 2 : COUTS D'EXPLOITATION ET TAXES.....	28
4.1 VUE D'ENSEMBLE	28
4.1.1 Evolution dans le temps	28
4.1.2 Impact de la taille de l'installation.....	29
4.1.3 Décomposition	30
4.2 COUTS O&M.....	32
4.3 ASSURANCES.....	33
4.4 LOCATION.....	34
4.5 FRAIS DE VENTE ELECTRICITE.....	35
5. SECTION 3 : ASPECTS FINANCIERS.....	37
5.1 FINANCEMENT DES PROJETS.....	37
5.1.1 Endettement	37
5.1.2 Structure de l'emprunt	37
5.2 RENTABILITES ATTENDUES	38
5.2.1 Distribution.....	38
5.2.2 Effet de la réfaction	39
5.2.3 Evolution dans le temps	40
6. SECTION 4 : COUT COMPLET DE PRODUCTION	42

6.1 METHODOLOGIE	42
6.2 HYPOTHESES DE PRODUCTIBLE	42
6.3 HYPOTHESES DE COÛTS	42
6.4 HYPOTHESES D'ACTUALISATION	43
6.5 RESULTATS	43

1. CONTEXTE

En France, les différents dispositifs de soutien s'étant succédé depuis 2002 ont permis le développement de la filière photovoltaïque (PV) à grande échelle. Au 30 septembre 2018, le parc PV raccordé en France métropolitaine totalisait près de 8,4 Gwc de puissance installée pour une production de 10,2 TWh en un an, soit 2,1 % de la consommation électrique française.

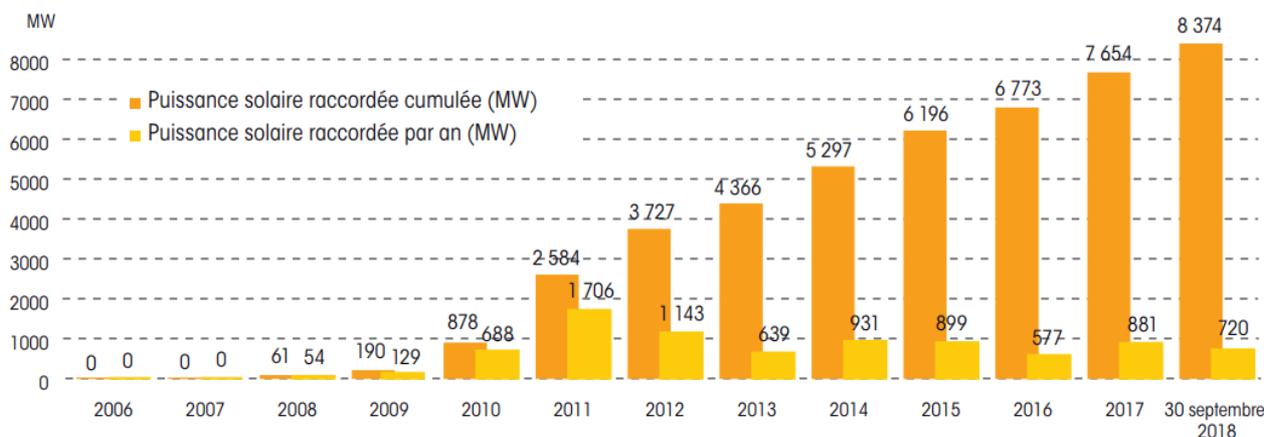


Figure 1 : évolution de la puissance solaire raccordée depuis 2006 (source : RTE⁶)

La croissance du parc devrait s'accroître en 2019 et 2020, en lien avec les volumes importants des appels d'offres lancés ces dernières années. En effet, environ 4 Gwc de projets photovoltaïques désignés lauréats des appels d'offres CRE3 et CRE4 restaient encore à raccorder fin 2018. Cela représente près de la moitié du parc déjà installé à date.

Le soutien à la filière en métropole continentale repose aujourd'hui sur :

- un arrêté tarifaire pour les installations sur bâtiments de puissance inférieure à 100 kWc⁷ ;
- des appels d'offres pluriannuels pour les installations au sol, sur bâtiments ou sur ombrières de puissance comprise entre 100 kWc et 30 MWc⁸.

Dans ce contexte, la CRE intervient dans l'élaboration des mécanismes de soutien public en rendant un avis sur les projets d'arrêtés tarifaires en guichet ouvert et de cahiers des charges des différents appels d'offres. Pour ces derniers, elle procède également à l'instruction de l'ensemble des dossiers déposés et réalise à ce titre un exercice de synthèse des résultats à l'issue de chaque période de candidature. Afin de s'assurer du bon dimensionnement de ces différents dispositifs de soutien, c'est-à-dire en particulier qu'ils permettent le développement de la filière tout en maîtrisant la dépense publique induite, elle doit disposer de données de coûts actualisées et justifiées.

À ce titre, la CRE avait réalisé un premier état des lieux des coûts de la filière à l'occasion de son audit portant sur les filières éolien terrestre, photovoltaïque et biomasse dont les résultats ont été publiés en avril 2014⁹. Pour la filière photovoltaïque, cette analyse se basait sur un échantillon de 100 installations auditées (50 réalisées et 50 en projet) représentant un peu plus de 300 MWc de puissance cumulée. Cet audit lui avait permis d'établir des valeurs de références, tant en termes de coûts d'investissement que d'exploitation et de porter des recommandations sur l'organisation du soutien à la filière.

Le développement soutenu de la filière et l'évolution rapide de ses coûts rend nécessaire l'actualisation régulière de ces données. Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016¹⁰ a d'ailleurs introduit le principe d'une déclaration annuelle à la CRE de leurs coûts et recettes par les exploitants d'installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de cogénération bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération.

⁶ Panorama de l'électricité renouvelable au 30 septembre 2018, RTE. Les données présentées intègrent la Corse, dont la capacité installée s'élevait à 152 MWc au 30 septembre 2018, soit près de 2 % de la capacité totale installée en métropole.

⁷ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

⁸ Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc » et Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc ». Les appels d'offres « autoconsommation » sont exclus du périmètre de cette étude.

⁹ Analyse des coûts des énergies renouvelables en France métropolitaine, CRE, 2014. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/coûts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>

¹⁰ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité

La bonne connaissance par les pouvoirs publics en France des déterminants économiques de la filière photovoltaïque et de leurs tendances d'évolution reste particulièrement importante aujourd'hui, où les baisses de coût restent significatives et où les objectifs très élevés affichés dans la PPE imposent que les politiques publiques de soutien à cette filière soient les plus efficaces possibles.

Depuis son premier audit, la CRE a pu récolter plus de 4 600 plans d'affaires de candidats aux appels d'offres lancés à partir de 2014 (vague « CRE3 »), la fourniture de cette pièce étant depuis lors obligatoire pour la constitution d'un dossier de candidature et étant toujours exigée pour les appels d'offres en cours (vague « CRE4 »). La CRE a donc procédé à une analyse de ces données conduisant à un état des lieux actualisé des coûts de la filière qui fait l'objet du présent rapport.

L'étude présentée ci-après a pour objectif de :

- (1) Faire le point sur les coûts de la filière photovoltaïque, observer leur dynamique d'évolution et identifier les principaux facteurs les influençant (sections 1 et 2 du rapport) ;
- (2) Comprendre l'environnement financier dans lequel évolue la filière (section 2) ;
- (3) Estimer le coût complet de production du photovoltaïque aujourd'hui (section 3).

Les résultats de ces analyses conduisent la CRE à proposer des évolutions pour les mécanismes de soutien en place.

Les installations concernées par l'étude sont celles visées par les appels d'offres en cours en métropole continentale, soit des installations de puissance comprise entre 100 kWc et 30 MWc.

2. ELEMENTS METHODOLOGIQUES

2.1 Echantillon de base

Les données de coûts et de rentabilités présentées ci-après sont calculées à partir des données de plus de 4 600 plans d'affaires (ci-après désigné comme l'« échantillon de base ») fournis par les candidats aux premières périodes des appels d'offres photovoltaïques au sol et sur bâtiments lancés en 2016 :

- « CRE4 SOL » : appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc », périodes 1 à 4 ;
- « CRE4 BAT » : appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc », périodes 1 à 5.

Les périodes concernées se sont déroulées sur les années 2017 et 2018. Les données présentées concernent donc des installations dont les mises en service devraient avoir lieu entre 2019 et 2020, le délai de mise en service imposé par les cahiers des charges étant de 20 (CRE4 BAT) ou 24 mois (CRE4 SOL).

En outre et afin de présenter l'évolution de certains paramètres sur une période de temps plus longue, deux autres « échantillons complémentaires » ont ponctuellement été utilisés, selon la disponibilité des données :

- l'échantillon de 100 installations à l'origine de l'analyse présentée dans le rapport de la CRE de 2014¹¹, dont les mises en services s'étalent entre 2010 et 2016 ;
- un échantillon d'un peu plus de 1 900 plans d'affaires fournis par les candidats aux appels d'offres de la vague CRE3, les mises en services des installations concernées s'étalant sur 2017-2018.

Dans les graphiques présentant l'évolution des coûts dans le temps, les années de mises en service sont données à titre indicatif. Les périodes des différents appels d'offres sont classées par ordre chronologique de date limite de dépôt des offres.

Il est important de noter que les données déclarées correspondent à la vision des coûts par les porteurs de projet au moment de la candidature, c'est-à-dire qu'il s'agit de montants anticipés et non réellement dépensés.

2.2 Caractéristiques principales des installations

2.2.1 Type d'implantation

La figure ci-dessous présente le découpage des appels d'offres CRE4 SOL et CRE4 BAT, en fonction de la taille et de la typologie des installations.

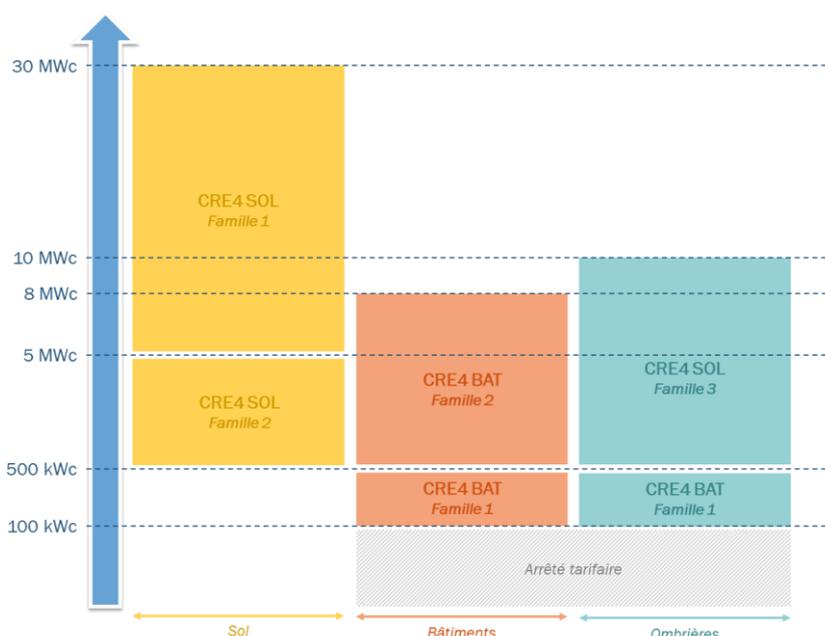


Figure 2 : illustration du périmètre des appels d'offres CRE4

¹¹ CRE, « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », Avril 2014

Pour l'étude présentée ci-après, trois typologies principales d'installations ont été distinguées en fonction du découpage des familles de candidatures et, lorsque la précision était nécessaire, à partir des données déclarées par les candidats.

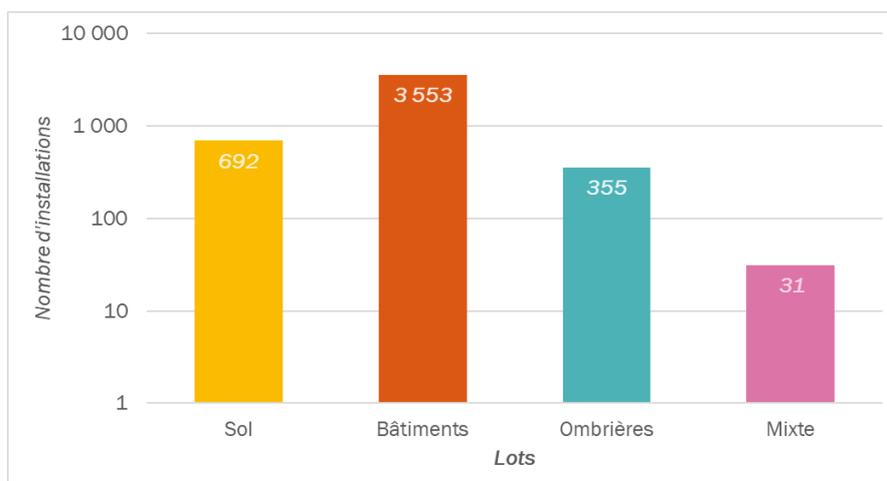


Figure 3 : répartition des installations de l'échantillon de base par typologie

La catégorie « sol » concerne des installations des familles 1 et 2 de l'appel d'offres CRE4 SOL, de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc.

La catégorie « bâtiments » concerne les installations de l'appel d'offres CRE4 BAT (hors projets sur ombrières qui sont éligibles à la famille 1), de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc.

La catégorie « ombrières » concerne les installations de ce type déposées dans la famille 1 de l'appel d'offres CRE4 BAT, dont la puissance est comprise entre 100 et 500 kWc et l'ensemble de la famille 3 – dédiée à cette typologie de projets – de l'appel d'offres CRE4 SOL, de puissance comprise entre 100 kWc et 10 MWc.

La catégorie « mixte » concerne des installations hybrides type « bâtiments + ombrières ». Ces installations ont été exclues des analyses spécifiques par typologie. Elles sont cependant représentées lorsqu'il s'agit de données sur l'ensemble de l'échantillon de base, c'est-à-dire toutes typologies d'installations confondues.

2.2.2 Localisation

Toutes les installations de l'échantillon de base sont situées en France métropolitaine continentale. La répartition régionale est présentée ci-dessous.

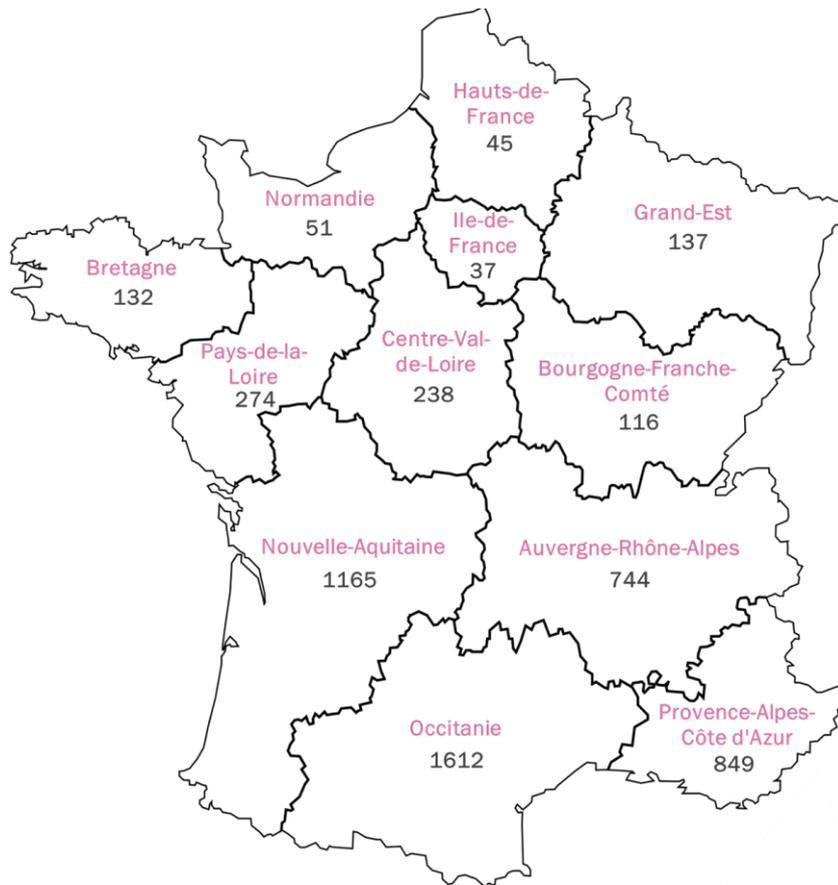


Figure 4 : répartition régionale des installations de l'échantillon de base (en nombre de projets déposés)

Les régions du sud concentrent l'essentiel des projets étudiés, le potentiel photovoltaïque étant plus fort du fait de l'ensoleillement. Il convient de noter que l'échantillon global représente l'ensemble des dossiers déposés aux différentes périodes des appels d'offres et non uniquement les lauréats. On remarque que les régions les plus sollicitées ne présentent pas nécessairement les meilleurs taux de réussite aux appels d'offres, comme le montre le graphique ci-dessous.

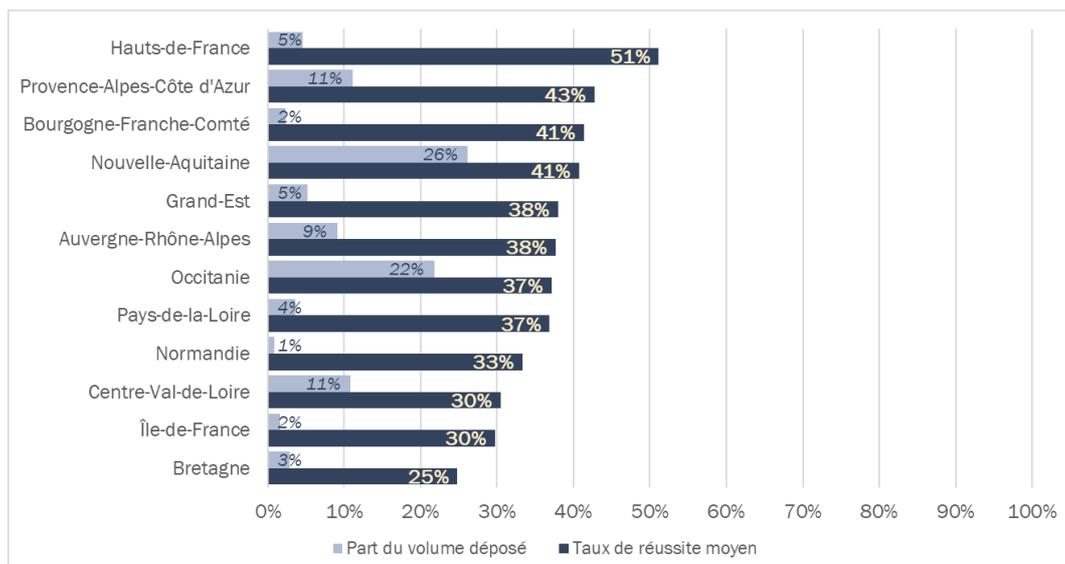


Figure 5 : Taux de réussite moyen par région sur l'échantillon de base

Le cahier des charges de l'appel d'offres CRE4 SOL prévoit un bonus de neuf points (sur un total de 100) pour les projets visant l'utilisation de sites dégradés comme des friches industrielles, des sites pollués ou encore des anciennes mines. Ces sites concernent environ 57 % des installations au sol de l'échantillon.

Les taux de réussites élevés des régions Grand-Est et Hauts-de-France – présentant par ailleurs un ensoleillement moyen inférieur à la moyenne du territoire – aux dernières périodes de l'appel d'offres peuvent notamment s'expliquer par la présence de ce dispositif leur permettant de valoriser leur gisement de friches industrielles. Le pourcentage de projets visant de tels sites est très important dans ces régions, comme le montre le graphique ci-dessous.

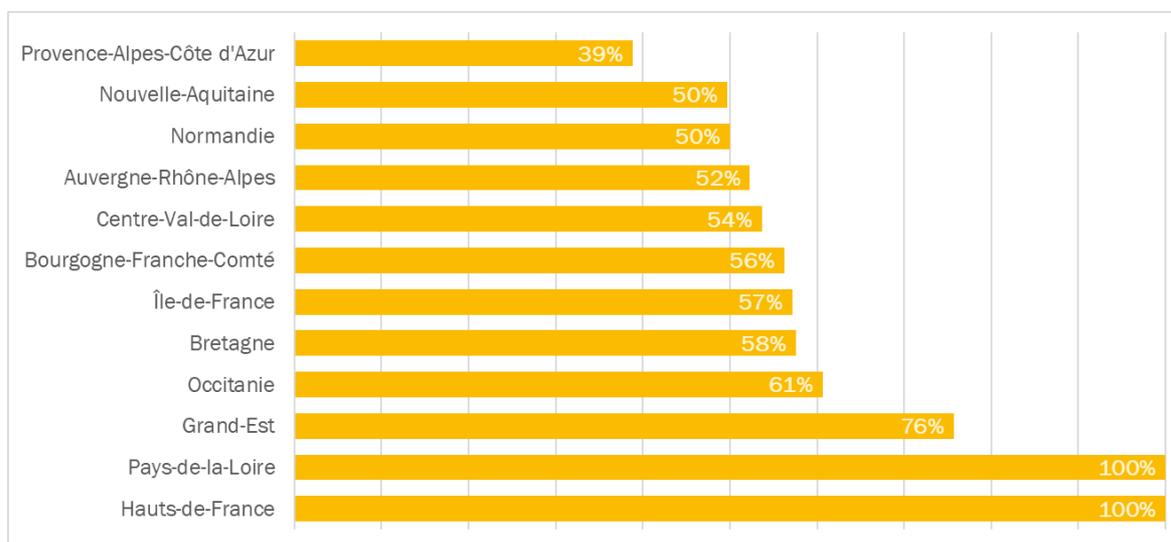


Figure 6 : part des projets au sol prévoyant l'utilisation de sites dégradés par région

Certains paramètres pouvant dépendre de la localisation ont été étudiés par région dans la suite du rapport.

2.3 Lots étudiés

Toutes les données présentées ci-après ont été analysées d'une part sur l'ensemble de l'échantillon de base et, d'autre part, sur un certain nombre de lots plus restreints afin d'étudier les effets éventuels de la typologie et de la taille de l'installation sur les coûts supportés par les exploitants et les rentabilités attendues par les porteurs de projets.

La segmentation retenue comprend trois lots correspondant aux trois typologies principales d'installations présentées plus haut, soit celles au sol, sur bâtiments et sur ombrières de parking. Chacun de ces lots a été découpé en plusieurs « sous-lots » comprenant des installations de tailles jugées équivalentes.

2.3.1 Découpage par valeurs pivots

Afin d'étudier les effets de la taille de l'installation sur différents paramètres, un premier découpage par « valeurs pivots » a été effectué. Les sous-lots ainsi obtenus concentrent des installations dont les puissances sont considérées comme assez proches de valeurs prédéfinies. Le découpage est illustré sur la Figure 7 ci-dessous. Les sous-lots regroupent toutes les installations du lot dont la puissance est comprise dans un intervalle de 20 % autour de la valeur pivot définie.

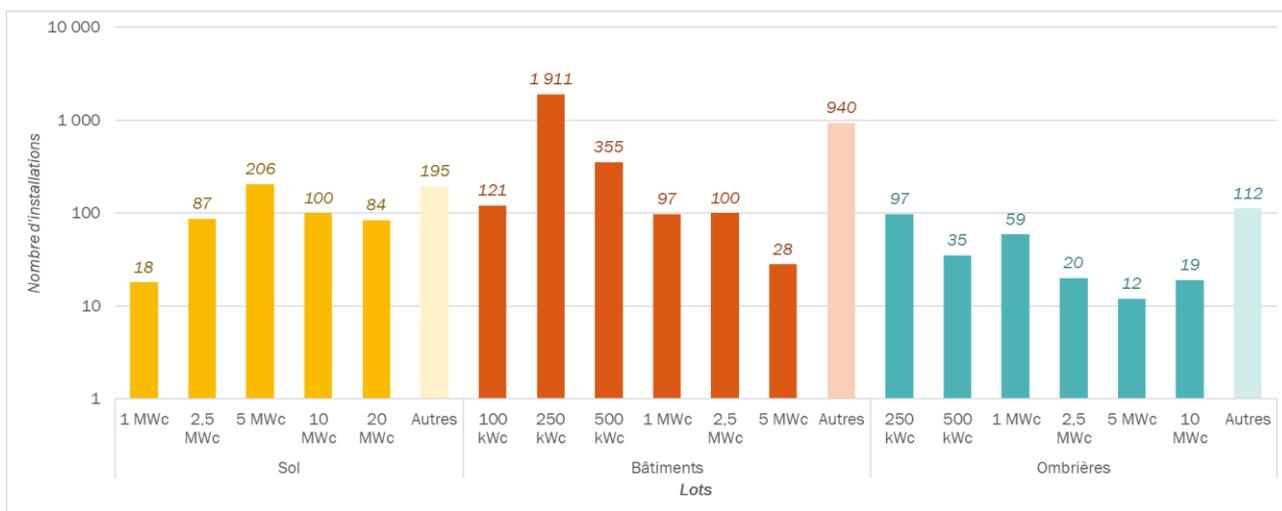


Figure 7 : découpage par valeur pivot et taille des sous-lots

A titre d'exemple, le sous-lot « Bâtiments – 500 kWc » intègre l'ensemble des installations de l'échantillon de base implantées sur bâtiments et dont la puissance est comprise entre 400 et 600 kWc (bornes incluses).

Les installations ne rentrant dans aucun des sous-lots (catégorie « autres ») sont par ailleurs incluses dans les analyses concernant l'ensemble d'un lot, sans distinction de taille.

Cette méthode permet de mettre en évidence des effets de seuil sur certains postes de coûts (voir notamment le paragraphe sur le raccordement). Afin de conserver des échantillons de taille suffisante, l'ensemble des périodes des appels d'offres CRE4 sont représentées dans ces sous-lots.

2.3.2 Découpage par segments

Le découpage par segments est principalement utilisé pour observer les évolutions dans le temps des différents postes de coût étudiés. L'idée est ici de regrouper un plus grand nombre d'installations que pour l'approche par valeurs pivots dans la mesure où les moyennes calculées se limitent à une période isolée d'un appel d'offres. Les segments retenus (cf. Figure 8 ci-dessous), bien qu'assez larges, permettent cependant de regrouper des installations de tailles comparables, celles-ci étant centrées autour du milieu de leur segment.

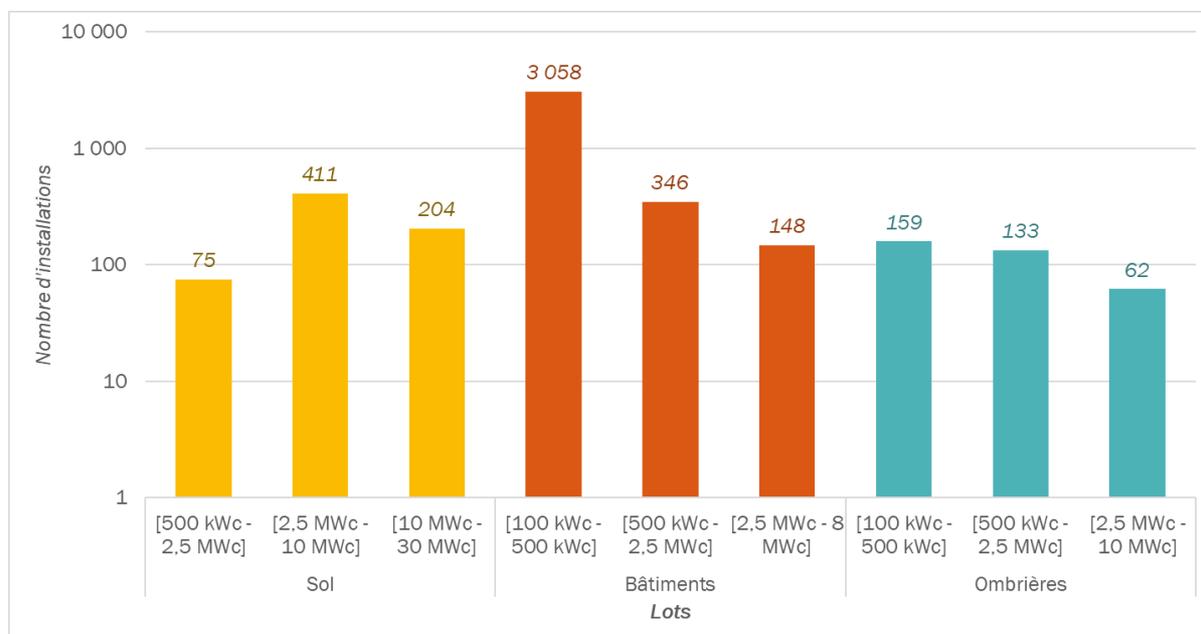


Figure 8 : découpage par segments et taille des sous-lots

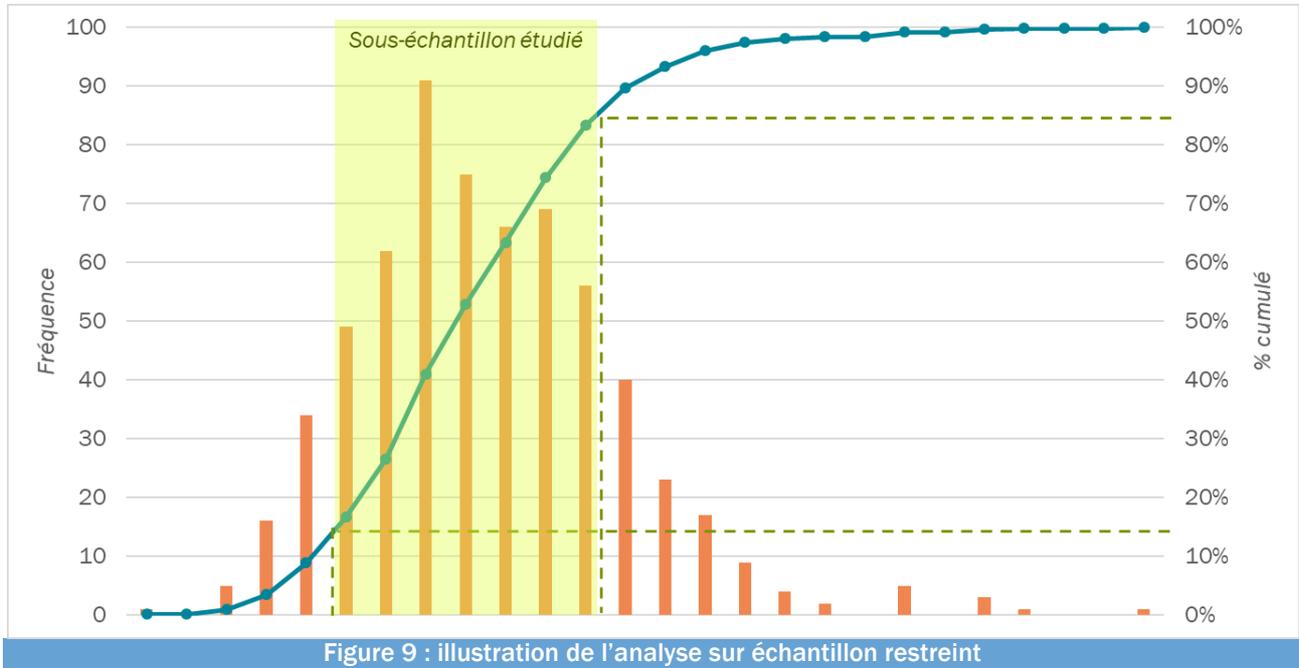
Dans la suite du rapport, les expressions « petites installations », « moyennes installations », « grandes installations » et « très grandes installations » font respectivement référence, quelle que soit la typologie, aux segments de puissance « 100 kWc – 500 kWc », « 500 kWc – 2,5 MWc », « 2,5 MWc – 10 MWc » et « 10 MWc – 30 MWc ». À noter que pour les installations sur bâtiments, la puissance maximale des installations est de 8 MWc du fait de la limite imposée par l'appel d'offres CRE4 BAT.



2.4 Dispersion des données

La dispersion de certains paramètres étudiés au sein d'un même lot peut simplement s'expliquer par une mauvaise appréhension des coûts par une part des producteurs. Afin d'éviter que des valeurs aberrantes faussent les moyennes présentées, chaque paramètre est observé sur un sous-échantillon restreint d'installations pour lesquelles les valeurs sont considérées comme suffisamment centrées.

La méthodologie retenue consiste à éliminer systématiquement les valeurs en-dessous du 15^{ème} centile et au-dessus du 85^{ème} centile, comme le montre la Figure 9 ci-dessous.



3. SECTION 1 : COÛTS D'INVESTISSEMENT

Cette section présente l'analyse des coûts d'investissements initiaux (ou CAPEX, pour « *CAPital Expenditure* ») déclarés par les producteurs. Le premier paragraphe donne un aperçu des coûts dans leur ensemble ainsi que du poids relatif des différents postes. Les parties suivantes se focalisent sur un certain nombre de postes de dépense.

3.1 Vue d'ensemble

3.1.1 Evolution dans le temps

Depuis les premières installations développées en France au début des années 2000, la filière photovoltaïque a bénéficié d'une baisse importante de ses coûts d'investissements. Cette tendance - déjà observée à l'occasion de l'audit de la CRE de 2014 - se poursuit, comme le montre la Figure 10 ci-dessous pour les installations dont la date de mise en service est comprise entre 2017 et 2020.

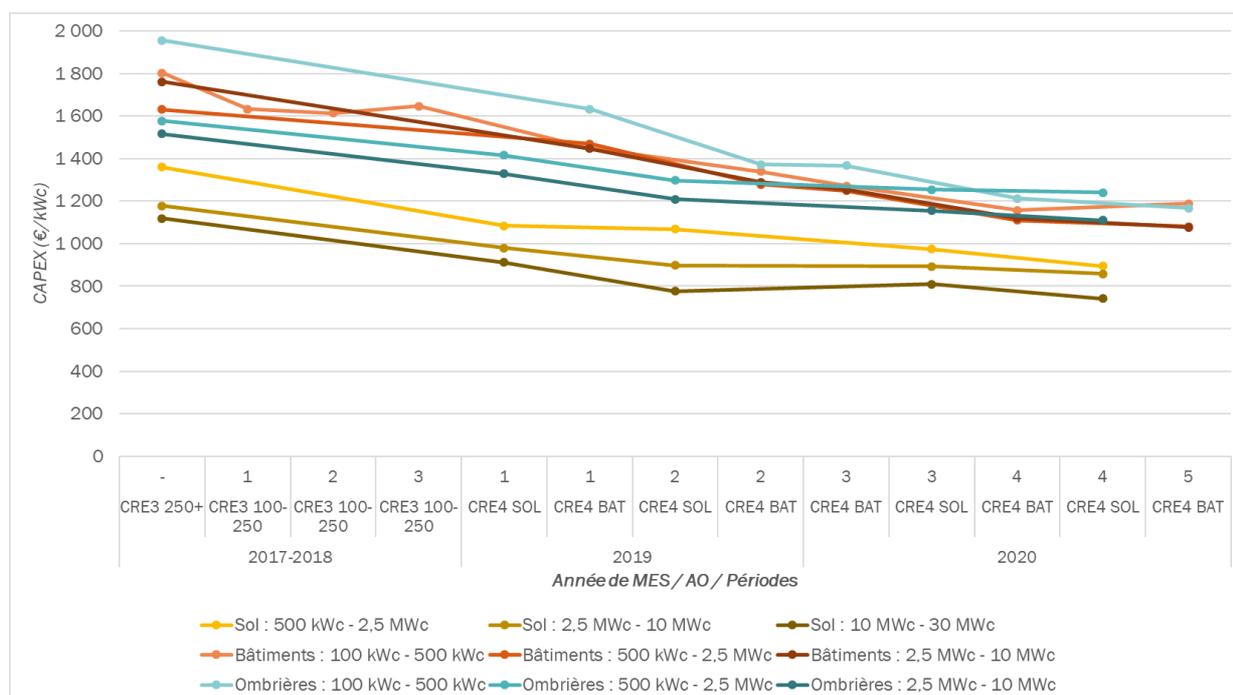


Figure 10 : évolution des CAPEX des installations au sol et sur bâtiments depuis les AO CRE3¹²

Pour rappel, les coûts de référence issus du panel constitué pour l'audit de la CRE de 2014 se situaient autour de 4 000 €/kWc pour les installations mises en service entre 2011 et 2012.

La baisse observée entre les appels d'offres CRE3 et CRE4 est d'en moyenne 32 % sur l'ensemble des segments. Pour les installations au sol, les coûts d'investissements sont désormais passés sous la barre des 1 000 €/kWc et même en-dessous de 800 €/kWc pour les très grands projets¹³. Ceux des installations sur bâtiments et ombrières ont atteint un niveau de 1 100 - 1 200 €/kWc.

Cette baisse s'explique principalement par le développement de la filière industrielle à l'échelle mondiale, ayant notamment permis de réduire le coût des modules (cf. 3.3.1). En France, l'effet d'apprentissage de la filière, favorisé par l'augmentation des volumes appelés dans le cadre des appels d'offres et les différents arrêtés tarifaires s'étant succédé au cours de la dernière décennie, a également permis de tirer les coûts vers le bas. La capacité photovoltaïque installée sur l'ensemble du territoire métropolitain continental est ainsi passée d'un peu plus de 800 MWc en 2010 à plus de 8 000 MWc au troisième trimestre 2018¹⁴. Pour les installations sur bâtiments, une part de la baisse peut être attribuée au passage au surimposé, moins coûteux que l'intégration simplifiée au bâti¹⁵ soutenue précédemment.

Le graphique précédent montre qu'il existe en outre des écarts de coûts entre les différentes technologies.

¹² MES : mise en service. Les années sont estimées sur la base d'un délai normatif de 24 mois à partir de la désignation des lauréats pour les appels d'offres.

¹³ Pour les projets les moins chers ou les plus grands de cette catégorie, ce ratio avoisine même les 600 €/kWc

¹⁴ Données RTE

¹⁵ L'intégration simplifiée au bâti (ISB) correspond, contrairement à la surimposition, à une configuration dans laquelle le support de pose (bac acier par exemple) remplace l'élément de toiture. Il existe également des installations en intégration au bâti (IAB), principalement résidentielles, pour lesquelles les modules assurent directement l'étanchéité.

Les installations au sol sont ainsi moins chères que celles sur bâtiments, avec des CAPEX entre 20 % (moyennes installations) et 23 % (grandes installations) plus bas que ceux des installations sur bâtiments sur les dernières périodes de CRE4. Ceci s'explique principalement :

- par un coût des modules plus faible pour les installations au sol dû à une forte représentation des modules couches minces, moins coûteux que les modules cristallins (cf. 3.3) ;
- par un coût des structures plus important pour les installations sur bâtiments lié à leurs contraintes d'implantation plus fortes (cf. 3.6).

L'achat des structures de support spécifiques aux ombrières de parking induit par ailleurs un surcoût d'investissement pour les installations concernées par rapport à celles sur bâtiments, dont l'effet est visible pour les petites et moyennes installations. Pour les grandes installations, ce surcoût est totalement compensé par des coûts de raccordement plus faibles (cf. 3.2).

3.1.2 Impact de la taille des installations

La filière photovoltaïque se caractérise par un effet d'échelle assez important sur les coûts d'investissement. Le graphique ci-dessous présente la répartition de l'ensemble de l'échantillon de base selon la puissance installée et les coûts d'investissements (les quelques points au-dessus de 2 500 €/kWc ne sont pas affichés).

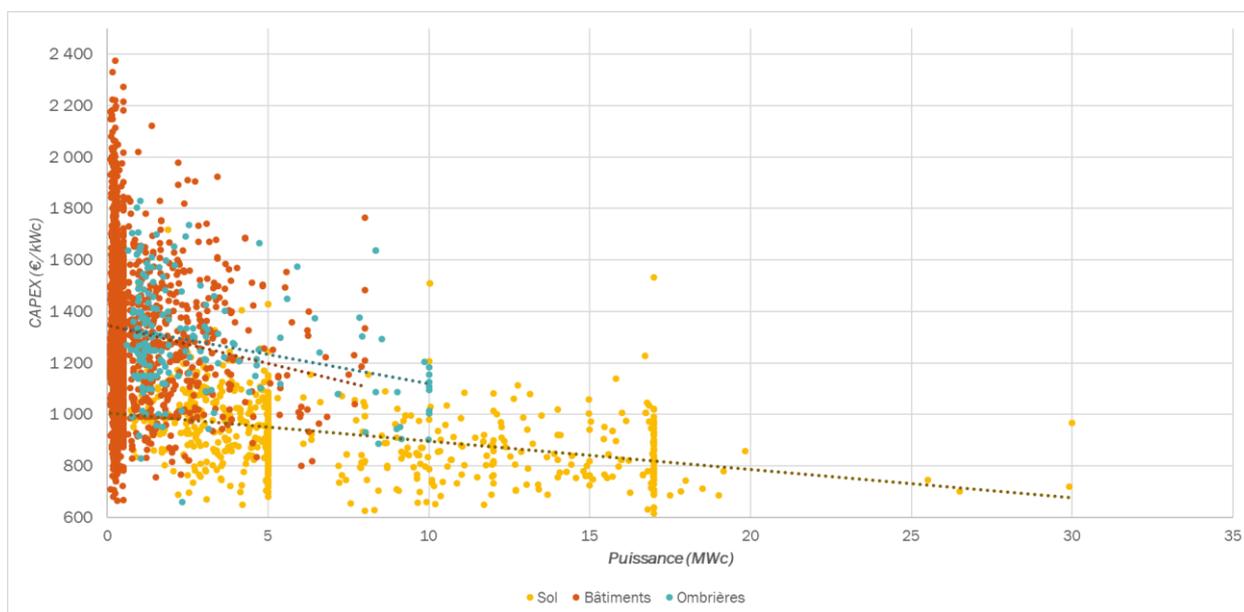


Figure 11 : répartition de l'ensemble des installations en fonction de la puissance installée et des CAPEX

On observe que les projets au sol les moins chers atteignent des coûts d'investissement proches de 600 €/kWc.

La dispersion des données est très importante pour les plus petits projets de chaque catégorie, ce qui peut s'expliquer par une part importante de projets morcelés, du fait des seuils des mécanismes de soutien, et dont les coûts correspondent en réalité à ceux du projet plus grand auquel ils appartiennent. L'effet d'échelle apparaît cependant assez nettement lorsque l'on recentre les données sur des moyennes par taille d'installation, comme le montre la Figure 12 ci-dessous.

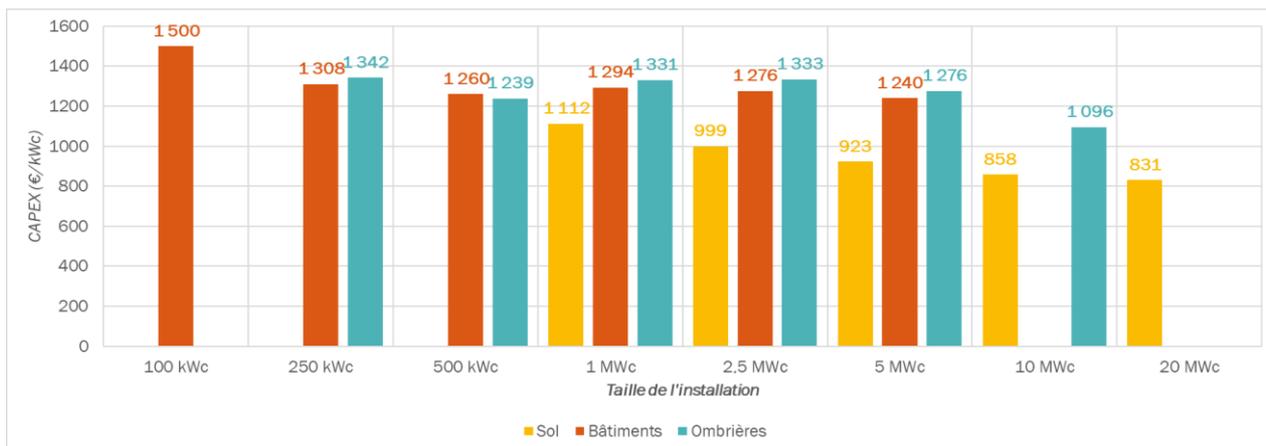


Figure 12 : variation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation

L'écart de coût entre les plus petites et plus grandes installations de chaque catégorie est important. Les CAPEX des installations au sol de très grande taille (environ 20 MWc) sont ainsi environ 25 % moins élevés que ceux des installations les plus petites (environ 1 MWc). Cet écart est de l'ordre de 17 % pour les installations sur bâtiments et d'environ 18 % pour les installations sur ombrières.

Ces économies d'échelle sont en grande partie liées aux postes présentant par nature une grande part de coûts fixes comme la pose du matériel électrique ou encore les frais d'ingénierie et de développement.

Un projet photovoltaïque en toiture d'environ 100 kWc représente ainsi un investissement d'environ 150 k€. A l'opposé, une grande centrale au sol de 20 MWc représente un investissement de l'ordre de 15 M€, soit 100 fois plus pour une puissance 200 fois plus importante.

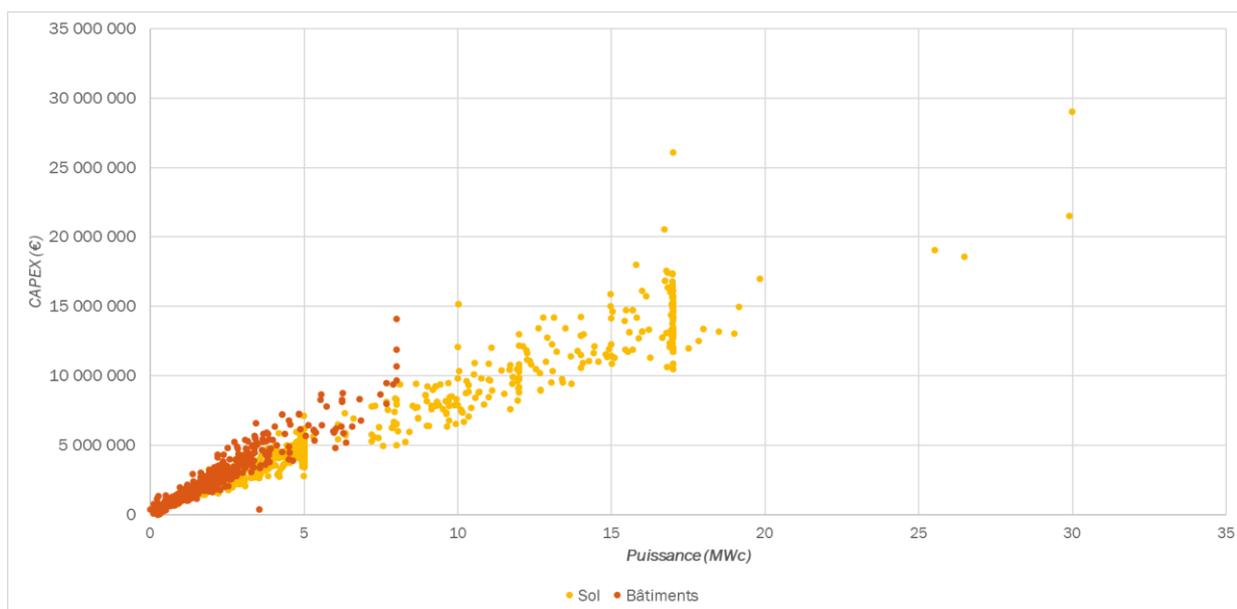


Figure 13 : montants investis en fonction de la taille des projets de l'échantillon de base

3.1.3 Décomposition des CAPEX

Les graphiques ci-dessous présentent la ventilation moyenne des coûts d'investissement en fonction de la taille et selon la typologie de l'installation. Les CAPEX regroupent schématiquement :

- les coûts liés à la centrale elle-même, à savoir l'achat et la pose du matériel électrique (modules photovoltaïques, onduleurs, boîtiers, etc...) et des éléments de structure (souvent en acier ou aluminium), ces deux blocs représentant près de 80 % de l'investissement en moyenne ;
- les coûts de raccordement de l'installation au réseau public de distribution d'électricité, pour 10 % de l'investissement en moyenne ;
- les frais annexes d'ingénierie, de développement, financiers et légaux pour la part restante.



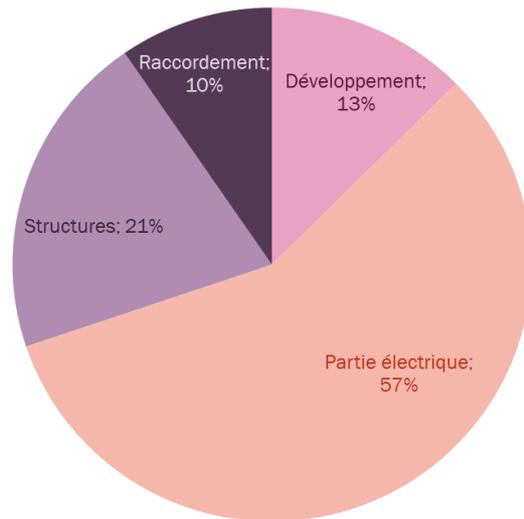


Figure 14 : répartition moyenne des CAPEX par type de dépenses (ensemble des installations)

La ventilation présentée ci-dessus correspond à une moyenne sur l'ensemble de l'échantillon de base et il convient de noter que le poids de certains postes de dépenses peut fortement varier selon la typologie ou la taille de l'installation. Les graphiques ci-dessous présentent la décomposition moyenne des CAPEX pour chaque sous-lot étudié.

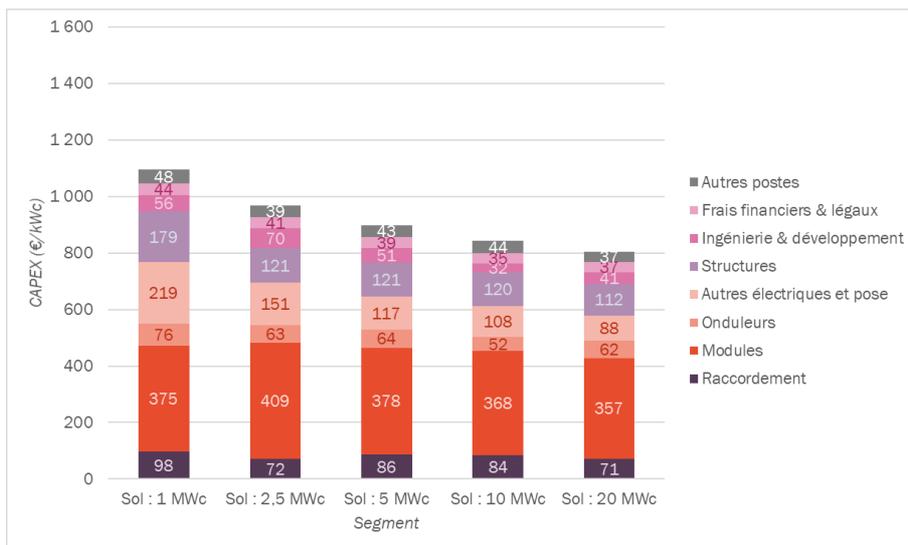


Figure 15 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations au sol)

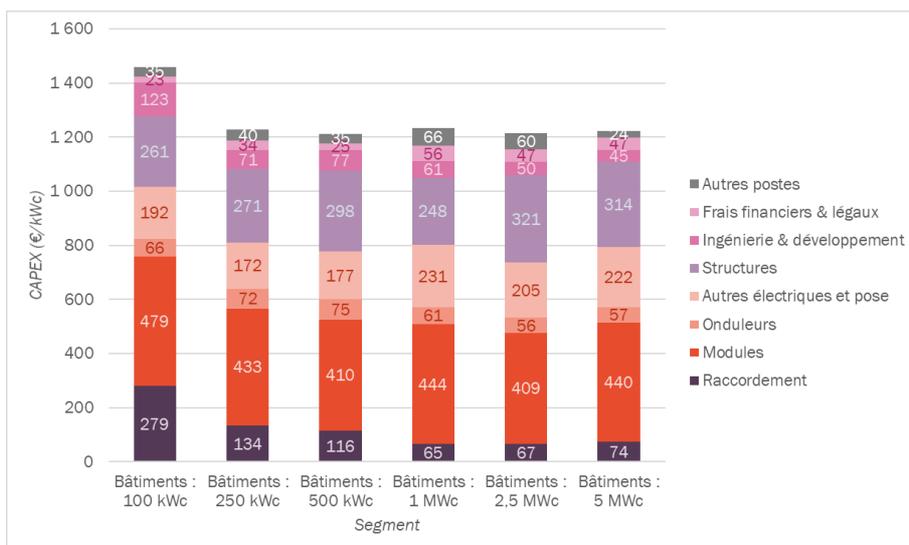


Figure 16 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations sur bâtiments)

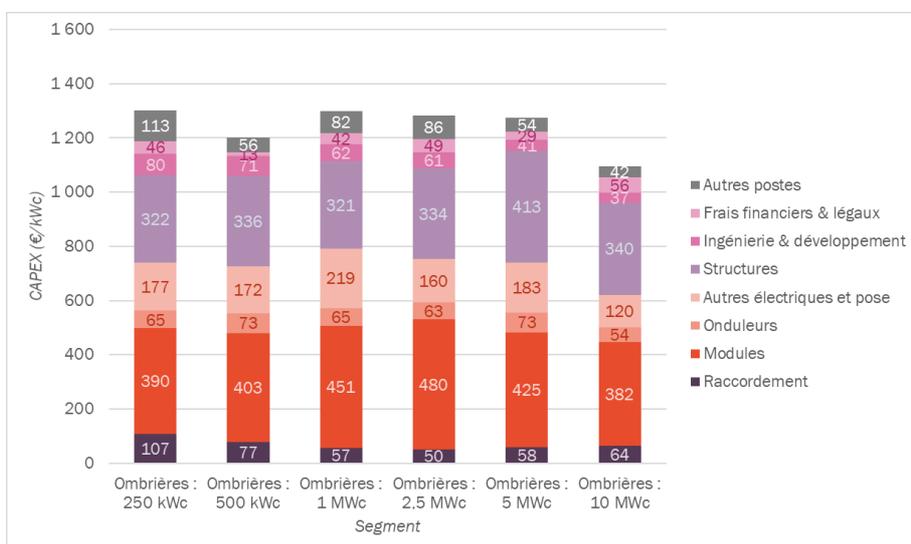


Figure 17 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations sur ombrières)

Raccordement

Les coûts de raccordement représentent de l'ordre de 10 % de l'investissement total pour les plus petites installations. Leur part tend à diminuer lorsque la puissance installée augmente pour les installations sur bâtiments et sur ombrières (environ 5 % des CAPEX pour les grandes installations), une part importante des dépenses étant liée à la distance de l'installation avec le réseau et non à sa taille.

Centrale photovoltaïque

L'achat des modules photovoltaïques constitue le principal poste de dépense. Il varie entre 30 % et 44 % du coût total d'investissement selon la taille et le type d'installation. Ce coût représente une part d'autant plus importante des CAPEX que l'installation est grande et donc que les coûts fixes (frais de développement par exemple) deviennent marginaux. En comparaison, l'achat des onduleurs pèse assez peu et représente entre 4 et 8 % du total. Le poste « autres électriques », correspondant à l'achat du reste des composants (boîtiers de jonction, câbles, etc...) et comprenant fréquemment la pose des différents éléments constitutifs de l'installation électrique (modules et onduleurs compris), représente en moyenne 15 % de l'investissement total.

L'achat des structures supportant les modules constitue également un poste important de dépense, en particulier pour les installations sur bâtiments et sur ombrières pour lesquelles il représente respectivement en moyenne 22 % et 27 % du total. Cette part est de 14 % pour les installations au sol pour lesquelles les structures coûtent en moyenne 2 fois moins cher que pour les installations sur bâtiments sur des segments de puissance comparable. Le surcoût est encore plus important pour les installations sur ombrières (cf. 3.6). Le montant de ce poste dépend beaucoup des contraintes d'implantation et donc de la typologie de l'installation et est donc relativement variable d'un projet à l'autre.



Autres frais

Les frais annexes à la réalisation du projet (bureaux d'études, frais juridiques et financiers) représentent en moyenne 13 % des CAPEX totaux, tous types d'installations confondus. Il s'agit d'un poste constitué en partie de coûts fixes. On constate ainsi que le montant en €/kWc diminue de moitié entre les installations les plus petites (100 kWc) et les plus grandes (20 MWc), toutes typologies confondues.

Le bloc « autres postes » est assez difficile à définir puisque son appréciation peut varier selon les porteurs de projets. Parmi les dépenses initiales ne rentrant dans aucun des postes de coûts prédéfinis, on peut notamment retrouver les frais d'assurance de construction « dommages-ouvrage » ou encore le coût d'acquisition de la parcelle ou du bâtiments pour les exploitants souhaitant devenir propriétaires. Ce bloc représente en moyenne 5 % du coût total d'investissement, toutes typologies d'installations confondues.

3.2 Raccordement

Le raccordement constitue l'un des postes de coût les plus hétérogènes. Ce poste varie entre 50 et 279 €/kWc selon le type et la taille de l'installation, ce qui représente entre 5 à 16 % de l'investissement total.

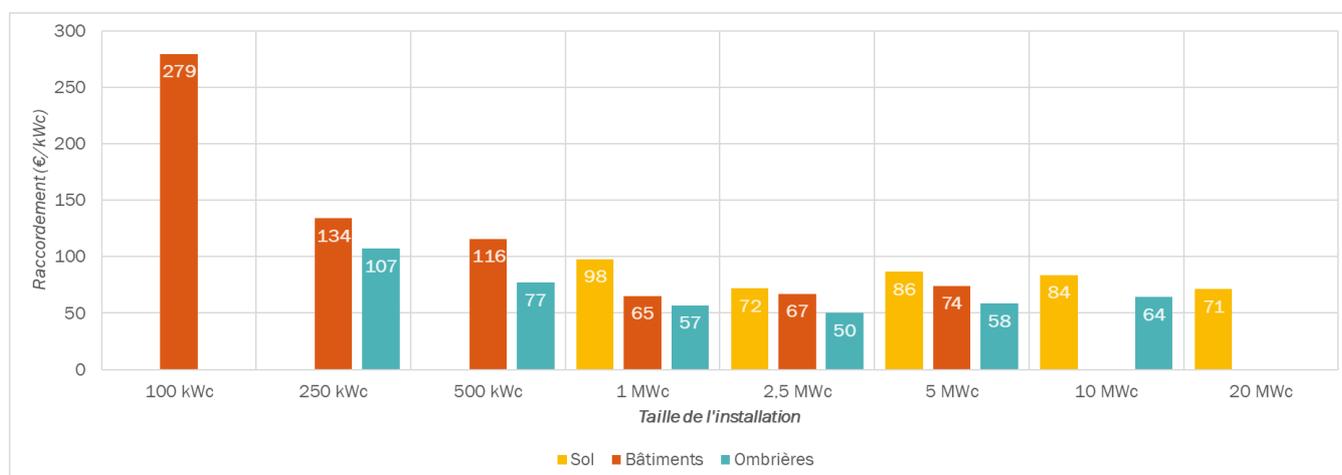


Figure 18 : coûts de raccordement en fonction de la typologie et de la taille des installations

L'effet d'échelle est particulièrement visible au sein des installations en basse tension (< 250 kVA) car ces dernières peuvent être redevables, en plus de la contribution au titre de la quote-part S3REnR¹⁶, du coût des postes HTA/BT en cas de contrainte. En effet, ces postes ne font pas partie du périmètre de mutualisation de la quote-part.

Au-delà de l'effet d'échelle, les coûts de raccordement dépendent de la proximité et de l'état du réseau. On constate ainsi que les installations au sol, souvent plus éloignées car en zone rurale, présentent des coûts de raccordement plus élevés que les installations sur bâtiments (+ 19 % en moyenne sur les segments de tailles comparables). Le niveau plus faible des installations sur ombrières (- 23 % par rapport aux installations sur bâtiments) peut s'expliquer par leur proximité avec une installation électrique de taille importante (point de soutirage d'un centre commercial par exemple), ne nécessitant alors pas ou peu de travaux de renforcement du réseau pour l'intégration de l'installation de production photovoltaïque.

La disparité des coûts de raccordement est particulièrement importante pour les installations sur bâtiments, leur distance au réseau pouvant grandement varier. En particulier, les bâtiments agricoles présentent des coûts en moyenne plus élevés (+ 54 % toutes puissances confondues) que le reste, comme le montre la Figure 19 ci-dessous.

¹⁶ Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables



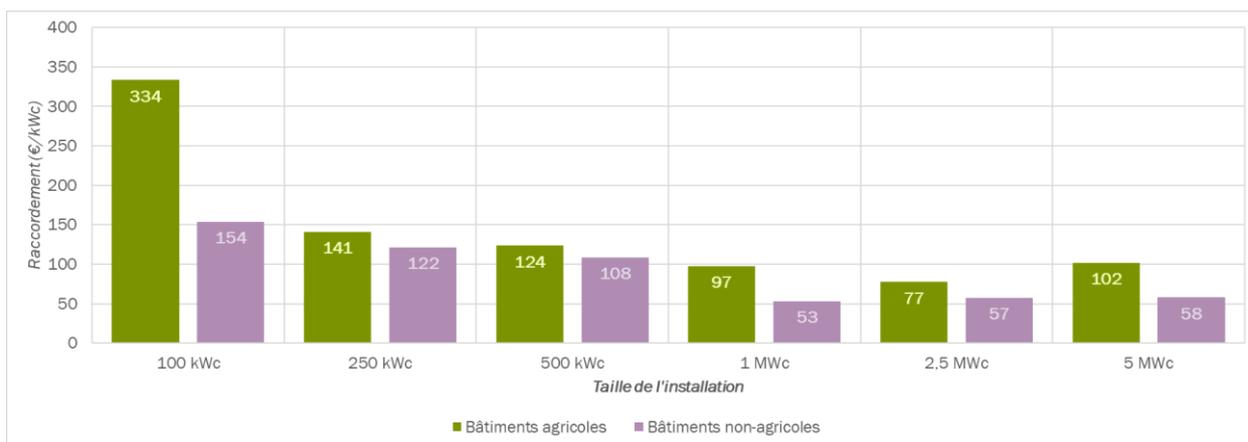


Figure 19 : surcoûts de raccordement des installations sur bâtiments agricoles

On constate par ailleurs des disparités régionales non négligeables, comme le montre la Figure 20 ci-dessous.

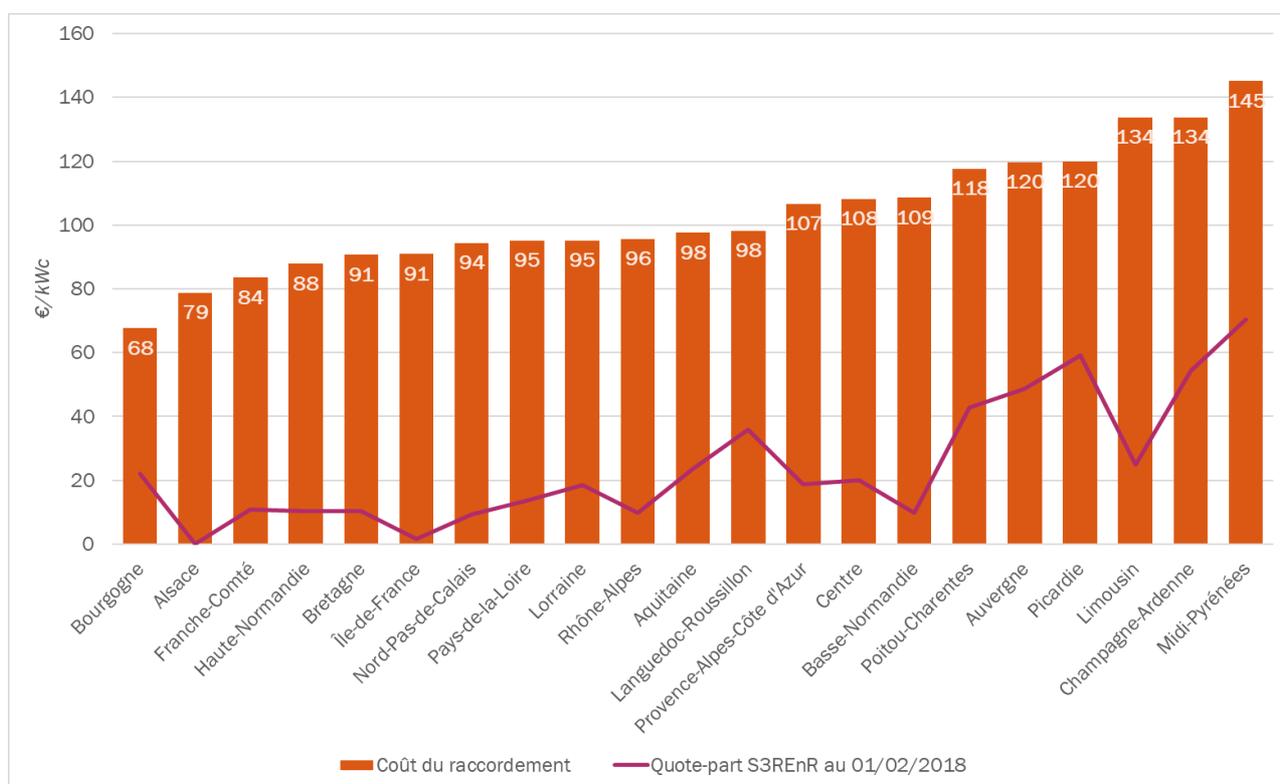


Figure 20 : coût du raccordement par région (installations sur bâtiments non-agricoles uniquement)

On observe plus d'un facteur deux entre la région la moins chère en moyenne (Bourgogne) et la région la plus chère (Midi-Pyrénées). Les coûts moyens de raccordement ont été calculés selon l'ancien découpage des régions afin de les comparer aux quotes-parts régionales du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR). Il existe en effet une certaine corrélation entre ces coûts et le montant de la quote-part régionale, cette dernière pouvant représenter jusqu'à la moitié des dépenses totales de raccordement.

Enfin, les dispositions introduites par la loi du 24 février 2017 et telles que prévues par l'arrêté du 30 novembre 2017¹⁷ permettent désormais aux producteurs d'énergies renouvelables dont la puissance de l'installation est inférieure à 5 MWc de bénéficier d'une réfaction tarifaire sur leurs coûts de raccordement pouvant aller jusqu'à 40 % du montant brut. Il n'a cependant pas été observé de différence majeure dans les coûts déclarés pour les périodes de candidature postérieures à l'arrêté, à savoir les périodes 4 et suivantes de la vague CRE4. Pour ces dernières, les coûts déclarés semblent donc correspondre, au moins dans la majorité des cas, aux coûts complets de raccordement¹⁸.

¹⁷ Arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

¹⁸ Il convient de noter que dans le cas contraire, il pourrait y avoir une légère sous-estimation des coûts pour les gammes de puissance concernées par la réfaction, d'au maximum à 4 % des CAPEX totaux pour les installations de puissance inférieure ou égale à 500 kWc et diminuant au



3.3 Modules

3.3.1 Evolution dans le temps

Les modules sont l'élément principal de toute installation photovoltaïque et constituent le premier poste de dépense. Leur achat représente entre 29 et 44 % de l'investissement total.

La baisse des coûts observée sur l'ensemble de la filière (cf. 3.1) a été majoritairement entraînée par la diminution des coûts de fabrication des modules photovoltaïques. Depuis 2014, le prix des modules déclaré par les candidats aux appels d'offres français est passé de plus de 700¹⁹ €/kWc à 327 €/kWc (- 56 %) ²⁰, toutes technologies confondues pour les installations de plus de 100 kWc. Si l'on s'intéresse aux deux dernières années uniquement (appels d'offres CRE4), la baisse est d'environ 26 % (cf. Figure 21 ci-dessous).

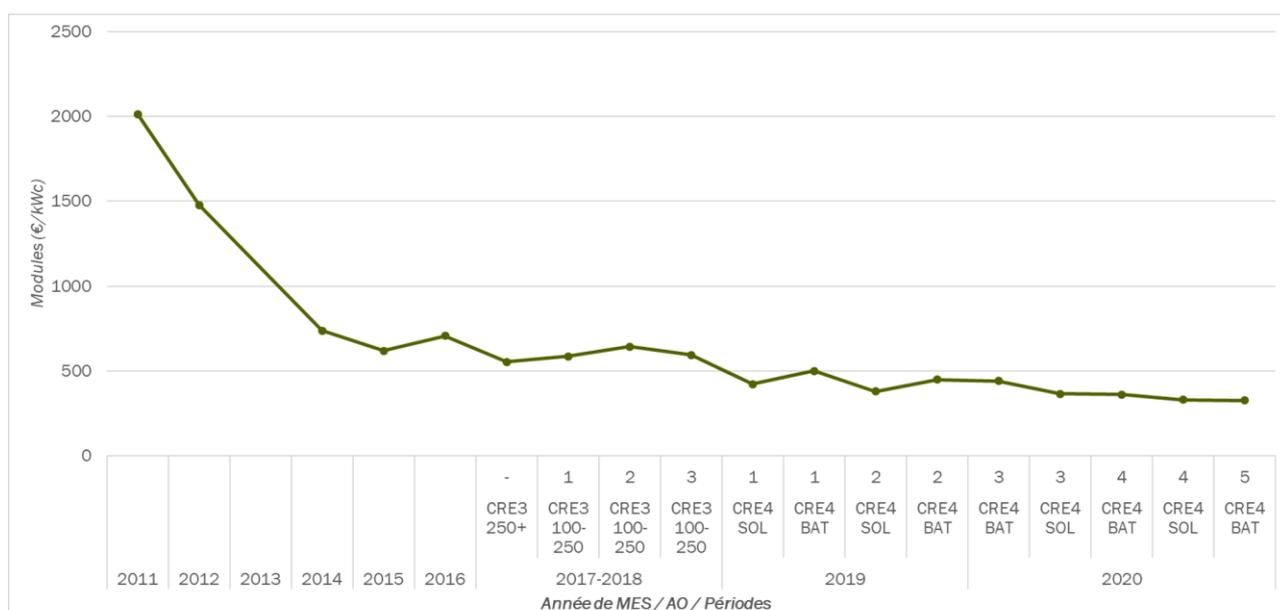


Figure 21 : évolution du coûts des modules photovoltaïques depuis 2011 (toutes technologies confondues)

Parmi les dynamiques de baisses des coûts constatées sur les différents postes de l'investissement, celle des modules est la plus importante. Pour les installations sur bâtiments par exemple, le coût des modules a diminué d'environ 34 % sur les cinq premières périodes de l'appel d'offres CRE4 BAT alors même que les CAPEX n'ont baissé que de 18 %. On constate donc logiquement que la part des modules dans le coût d'investissement total tend à diminuer.

Le prix moyen constaté des modules aux dernières périodes des appels d'offres CRE4 était de 324 €/kWc (sol), 327 €/kWc (bâtiments) et 322 €/kWc (ombrières). Au-delà de l'effet volume, le coût des modules est principalement déterminé par la technologie et les choix de fabrication.

3.3.2 Technologie

Deux grandes familles de modules sont actuellement représentées dans les appels d'offres :

- les modules à base de silicium mono ou polycristallin, les premiers utilisant du silicium avec un degré de purification plus important et présentant donc un meilleur rendement ;
- les modules de type « couche mince » à base de tellure de cadmium (CdTe), au procédé de fabrication plus rapide et moins coûteux mais présentant des rendements en moyenne plus faibles.

La Figure 22 ci-dessous montre la part des différentes technologies pour chaque typologie d'installation. Les rendements et les coûts moyens observés par technologie sont également indiqués.

delà avec la dégressivité des taux de réfaction (valeur calculée avec le taux de réfaction maximum de 40 % et avec une part du raccordement dans les CAPEX totaux de 10 %).

¹⁹ Moyenne constatée sur les installations du panel de l'audit CRE 2014 dont la mise en service était prévu pour 2014.

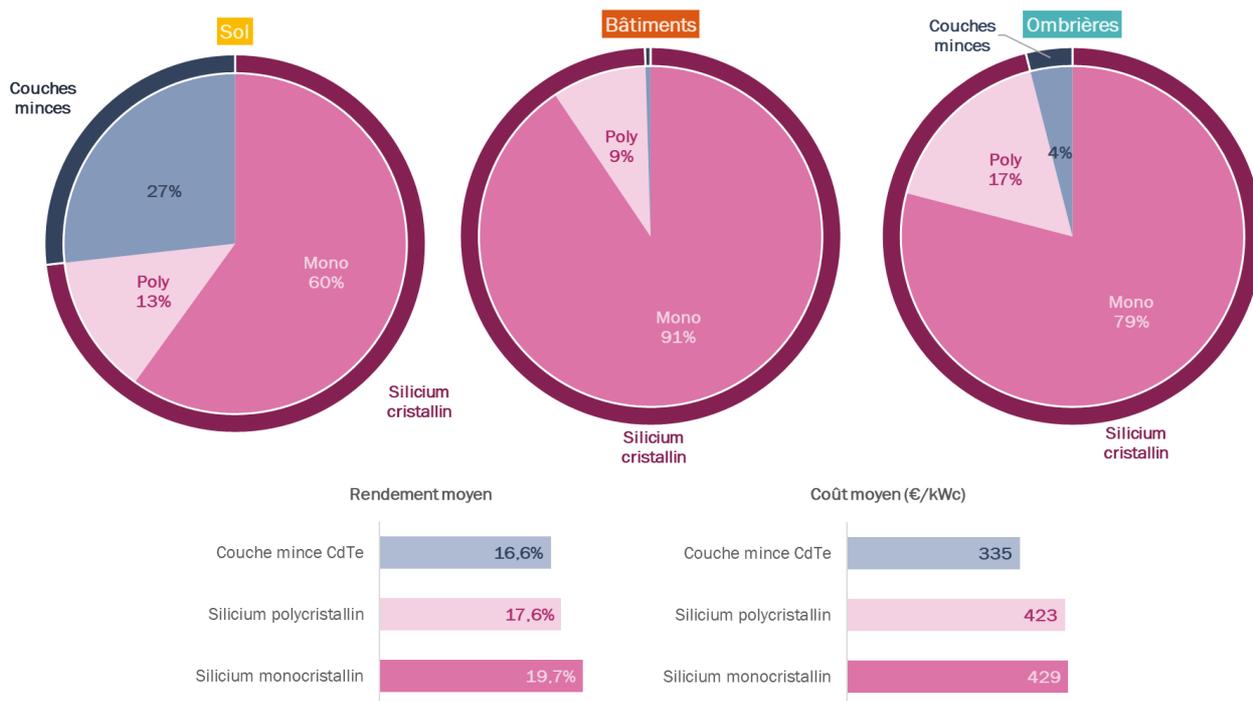


Figure 22 : panorama des différentes technologies de modules

L'écart de coût entre les deux technologies cristallines s'est considérablement resserré ces dernières années. La filière monocristalline semble avoir rattrapé son retard industriel et présente désormais des ratios « rendement/coût » intéressants et de meilleurs bilans carbone que la filière polycristalline²¹, ce qui explique sa forte représentation sur l'ensemble de l'échantillon étudié. Le coût anticipé des modules monocristallins a ainsi baissé d'environ 28 % depuis le début des appels d'offres CRE4, se rapprochant ainsi du coût des modules polycristallins tout en conservant des rendements supérieurs. On constate toutefois une tendance à la hausse des rendements sur les technologies polycristalline et couches minces, comme le montre le graphique ci-dessous.

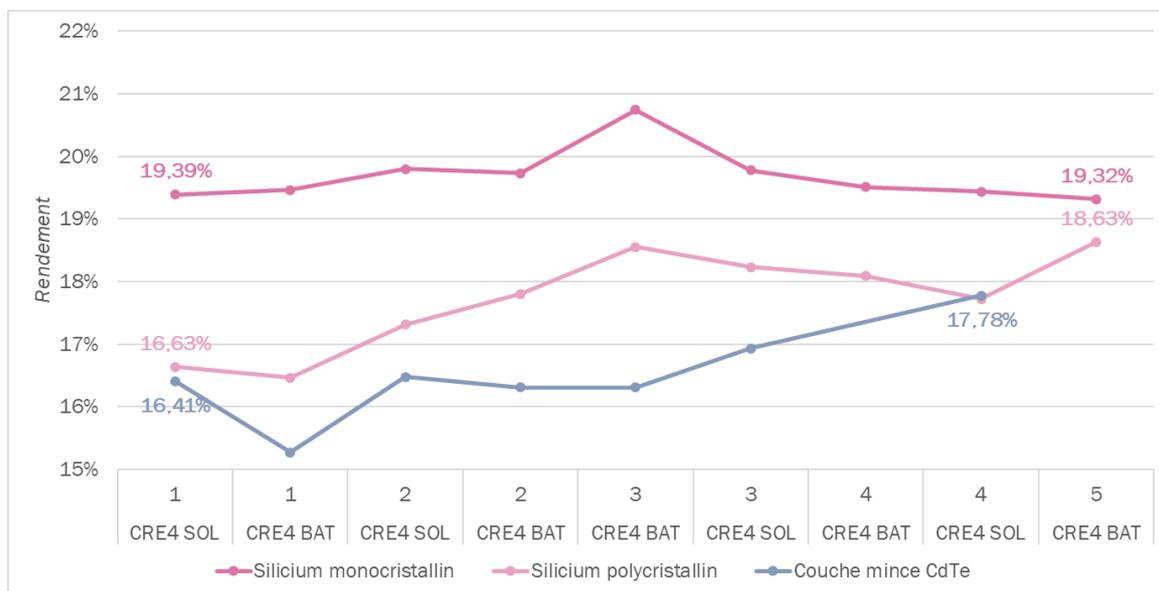


Figure 23 : évolution des rendements moyens par technologie sur les appels d'offres CRE4

Quelle que soit la technologie, l'effet volume sur le coût d'achat des modules est assez important (cf. Figure 24 ci-après), même s'il peut être masqué dans le cas d'un développeur portant plusieurs projets de petite taille.

²¹ L'évaluation carbone simplifiée (ECS) moyenne calculée sur l'ensemble des modules monocristallins de l'échantillon est de 320 kg. eq CO₂/kWc contre 335 kg. eq CO₂/kWc pour les modules polycristallins.



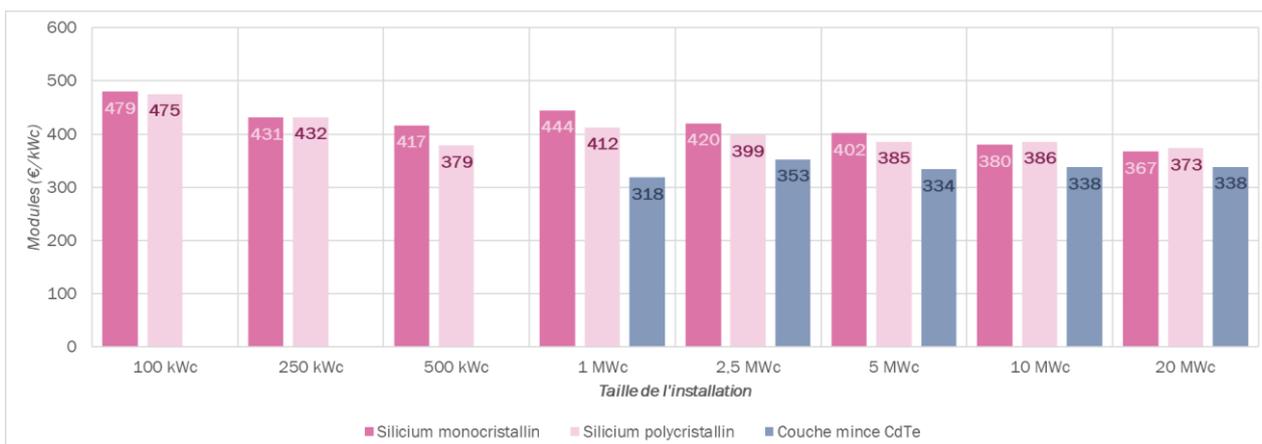


Figure 24 : variation du coût d'achat des modules en fonction de la taille de l'installation

Pour les modules cristallins, on observe des écarts d'environ 23 % (mono) et 21 % (poly) sur les coûts entre les installations les plus grandes et les plus petites. Les écarts de coûts entre les différentes technologies tendent par ailleurs à se resserrer lorsque la taille des installations augmente.

3.3.3 Lieu de fabrication

Au-delà des différences liées au processus de fabrication inhérent à chaque technologie et aux matières premières utilisées, le coût des modules dépend également du coût de la main d'œuvre. On constate ainsi que les modules asiatiques sont en moyenne 12 % moins chers que ceux assemblés en Europe. La Figure 25 ci-dessous représente, en fonction du lieu d'assemblage (Asie et hors Asie), le coût moyen des modules ainsi que la part des projets de l'échantillon concernés.



Figure 25 : coûts des modules en fonction de leur provenance

La part des modules asiatiques croît avec la taille des installations. Ceci peut s'expliquer par le poids du critère carbone dans les différents appels d'offres, moins important pour les familles d'installations au sol (environ 20 % de la note) que pour les installations sur bâtiments ou ombrières (30 %). Les porteurs de projets sont alors moins incités à se tourner vers des modules présentant un faible bilan carbone, arbitrants plutôt en faveur du moindre coût. Pour les installations au sol, on constate effectivement une ECS moyenne de 343 kilogrammes d'équivalent CO₂ par kWc installé, plus élevée que pour les installations sur bâtiments et ombrières (321 kg. eq CO₂/kWc).

Le bilan carbone des modules photovoltaïques assemblés en Asie est d'en moyenne 348 kg. eq CO₂/kWc sur l'ensemble de l'échantillon, contre 316 kg. eq CO₂/kWc pour les modules assemblés en Europe. Si l'on s'intéresse uniquement au module assemblés en France, le bilan carbone moyen est de 304 kg. eq CO₂/kWc.

3.4 Onduleurs

L'achat des onduleurs représente entre 4 et 8 % de l'investissement total. D'en moyenne 84 et 112 €/kWc sur les appels d'offres CRE3 250+ et CRE3 100-250 (première période), le coût semble s'être stabilisé légèrement en-dessous de 60 €/kWc sur les dernières périodes des appels d'offres CRE4 ce qui représente une baisse de l'ordre de 42 % tous segments confondus²².

²² Tendance observée sur tous les segments, sauf sur l'échantillon des ombrières de l'appel d'offres CRE4 SOL sans explication évidente



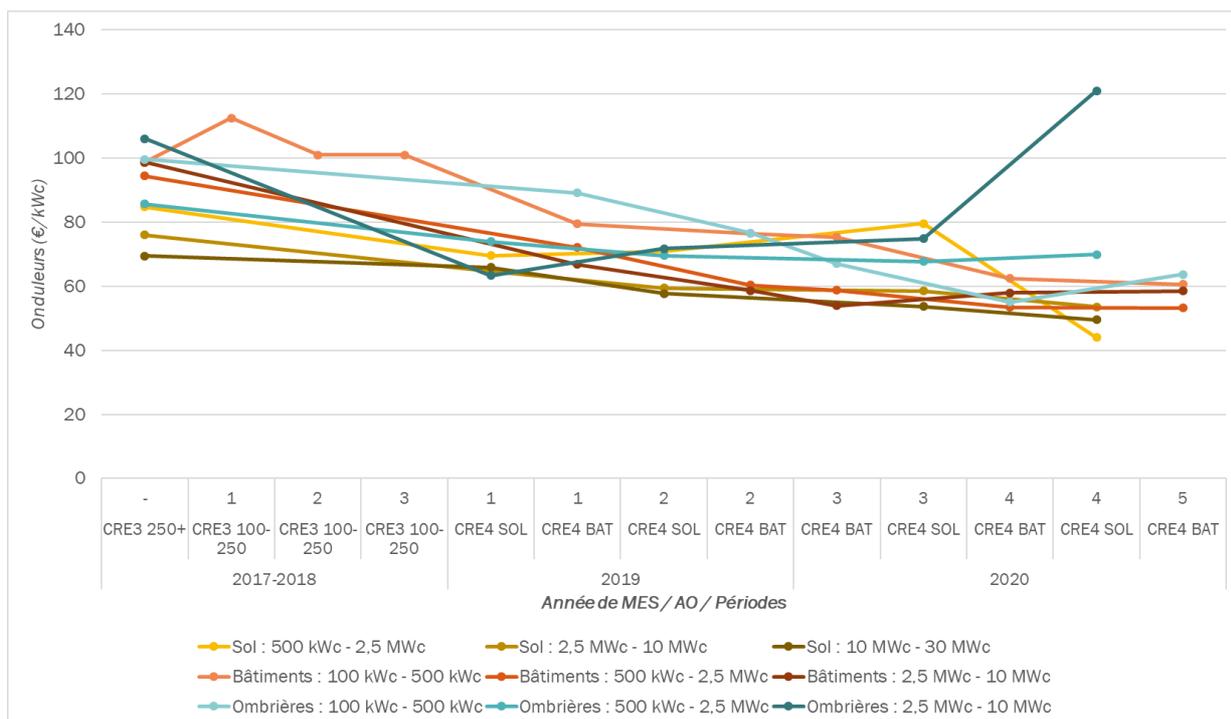


Figure 26 : évolution du coût des onduleurs depuis les appels d’offres CRE3

L’effet volume sur le coût d’achat des onduleurs n’est pas évident en-deçà de 500 kWc mais on observe néanmoins une baisse globale au-delà (cf. Figure 27 ci-dessous). Si les onduleurs peuvent être décentralisés (micro-onduleurs) – c’est-à-dire propres à chaque module, les installations de grande taille ont souvent recours à des onduleurs centralisés (pour toute l’installation), à des onduleurs type « string » (pour une rangée de modules), ou à une association des deux. De telles configurations permettent d’optimiser les coûts.

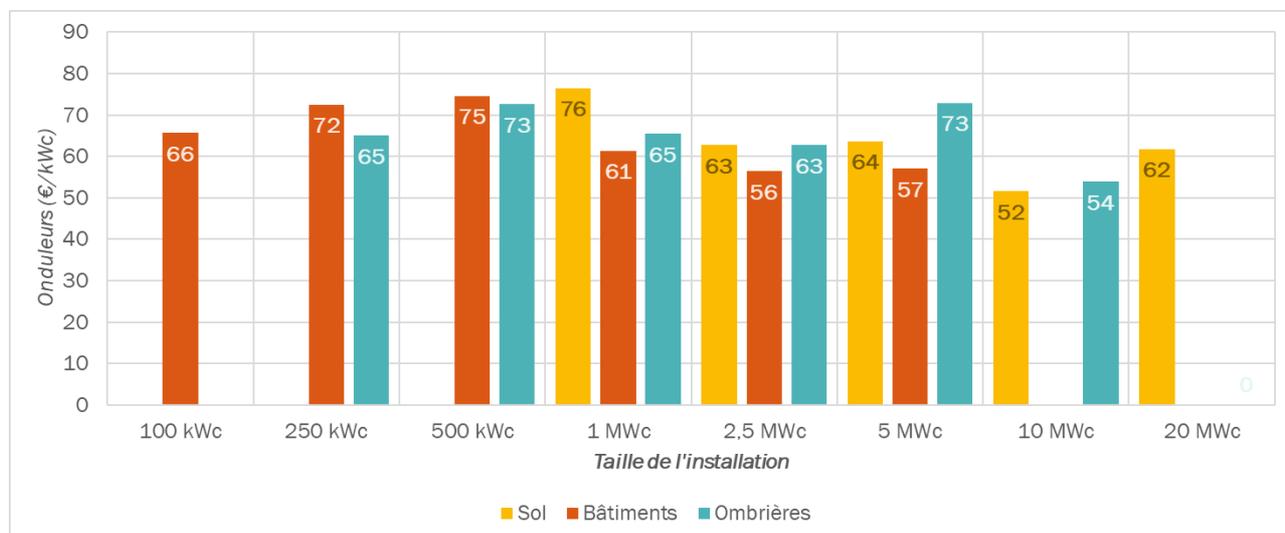


Figure 27 : variation du coût d’achat des onduleurs en fonction de la taille de l’installation

Les onduleurs utilisés proviennent principalement de Chine, d’Allemagne et, dans une moindre mesure, d’autres pays d’Europe comme la France, l’Autriche, l’Espagne ou encore l’Italie.

3.5 Autres électriques

Outre l’achat des principaux constituants de l’installation (modules et onduleurs) l’investissement comprend également, pour la partie électrique, l’achat du matériel annexe type boîtiers ou câbles ainsi que la pose des différents composants. Ce poste représente en moyenne 15 % de l’investissement total.

Si l’on constate une baisse de ce poste depuis les appels d’offres CRE3, celle-ci semble s’être ralentie depuis les premières périodes de CRE4. On observe même une légère augmentation sur les dernières périodes pour les installations sur bâtiments (petites et moyennes installations). L’optimisation des coûts liée à la professionnalisation de la filière semble avoir été compensée (voire surcompensée) par l’augmentation du coût de la main d’œuvre et du prix des composants. Il s’agit du troisième poste de dépenses après l’achat des modules et des structures, les



coûts moyens constatés sur les dernières périodes des appels d'offres CRE4 SOL et BAT toutes installations cofondues étant de respectivement 119 et 198 €/kWc.

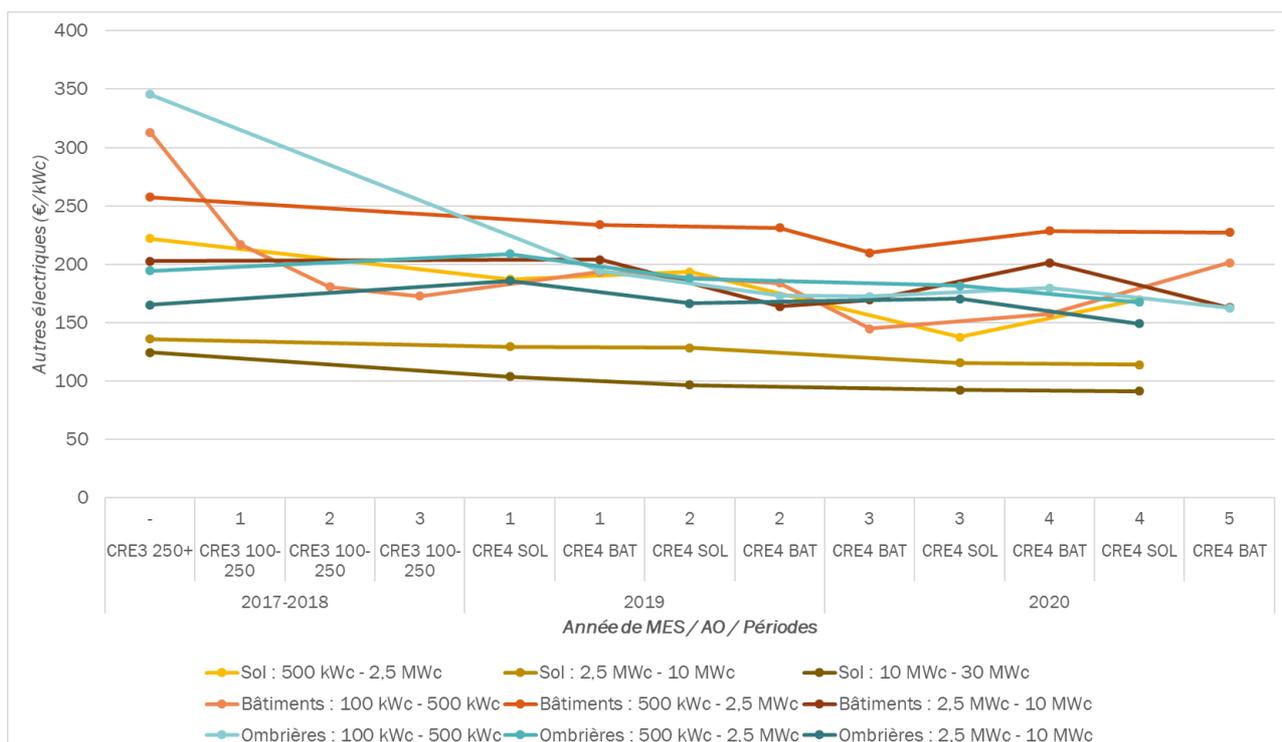


Figure 28 : évolution du poste "autres électriques" depuis les appels d'offres CRE3

À puissance équivalente, le coût des installations sur bâtiments est toujours plus élevé que celui des installations au sol pour ce poste, ce qui peut s'expliquer par un accès plus complexe aux toitures. On observe par ailleurs un certain effet d'échelle, particulièrement marqué pour les installations au sol. Celles d'environ 20 MWc affichent un coût d'environ 88 €/kWc pour ce poste contre 219 €/kWc pour celles d'environ 1 MWc.

3.6 Structures

L'évolution du coût des structures est similaire à la dynamique observée pour le poste « autres électriques ». Sur la filière du photovoltaïque au sol, on constate une baisse de l'ordre de 19 % depuis l'appel d'offres CRE3 250+ qui semble s'être ralenti sur les dernières périodes de CRE4 avec des coûts moyens situés entre 107 et 146 €/kWc selon le segment. On observe au contraire une légère remontée pour les petites et moyennes installations sur bâtiments après une baisse initiale, les coûts se situant aujourd'hui entre 130 et 295 €/kWc selon le segment considéré.

Si le périmètre de ce poste de dépenses peut couvrir la pose des structures en plus de leur achat et donc dépendre du coût de la main d'œuvre, l'évolution des prix semble être majoritairement dépendante du cours des matériaux utilisés pour la fabrication, par exemple l'acier, l'aluminium ou encore le béton pour le lestage lorsque celui-ci est nécessaire (par exemple pour des toitures particulièrement exposées au vent).

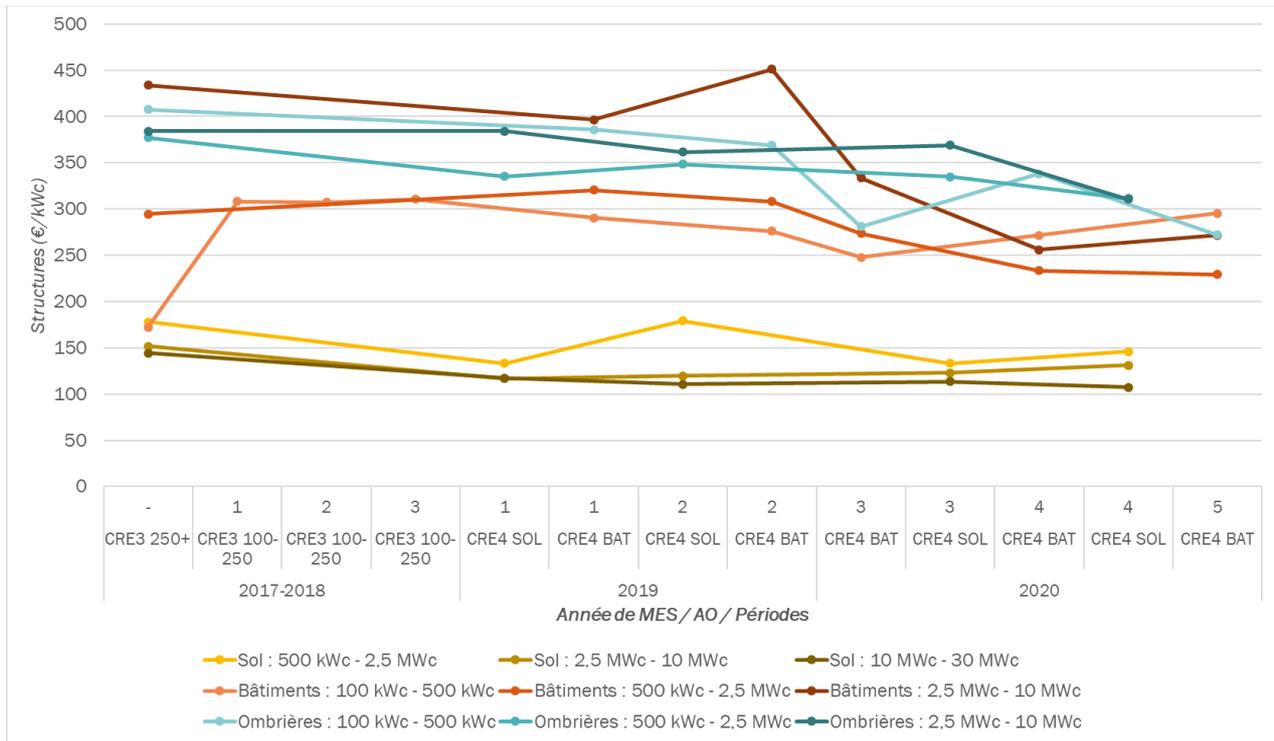


Figure 29 : évolution du coût des structures depuis les appels d'offres CRE3

Les structures utilisées pour les installations au sol apparaissent beaucoup moins onéreuses que celles des autres typologies d'installations. On constate par exemple un écart de coût de l'ordre de 43 % avec les installations sur bâtiments sur les segments comparables aux dernières périodes des appels d'offres CRE4.

En dehors des installations au sol, on n'observe pas de réel effet volume pour ce poste (voir Figure 30). La tendance est même plutôt inverse pour les installations sur bâtiment. En effet, comme évoqué plus haut, les grandes toitures sont plus fréquemment disponibles sur des sites isolés et plus ventés et/ou sur des structures plus fragiles mécaniquement que des logements pouvant ainsi nécessiter un renforcement ou un lestage plus important.

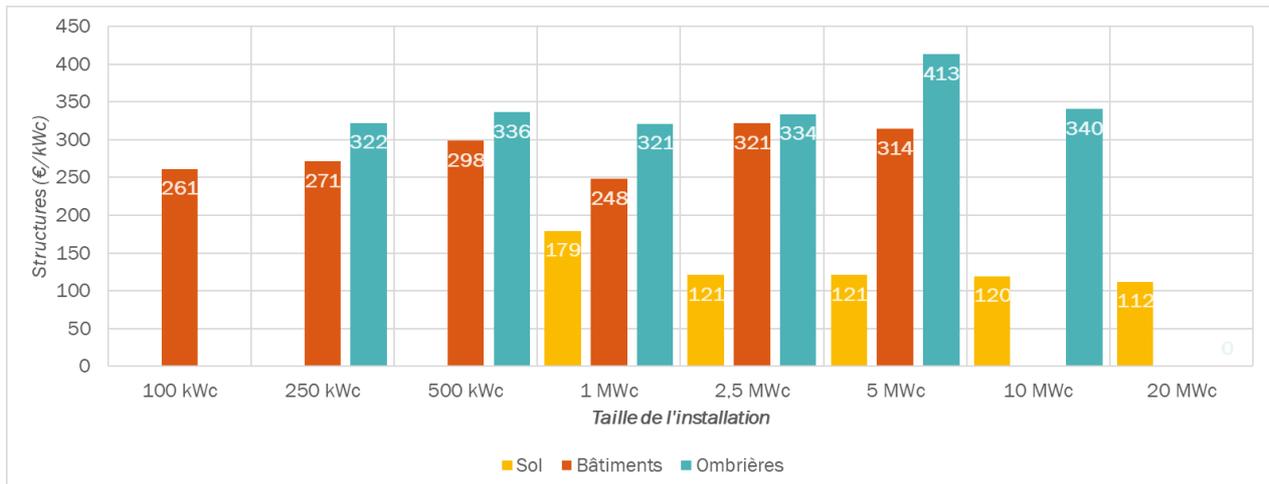


Figure 30 : variation du coût des structures en fonction de la taille de l'installation

On observe par ailleurs un surcoût relativement important pour les installations sur ombrières, les petites et moyennes installations étant près de 30 % plus chères que leurs équivalents sur bâtiments. Ces supports ayant également vocation à servir d'abri pour voitures, leur composition particulière et leur taille plus importante peuvent expliquer cet écart de coût. Le poste représente d'ailleurs une part importante des CAPEX totaux pour les installations sur ombrières (cf. 3.1.3).

4. SECTION 2 : COÛTS D'EXPLOITATION ET TAXES

Cette section se concentre sur les coûts supportés par les producteurs une fois l'installation mise en service. Il s'agit des coûts d'exploitation (OPEX, pour « *OPERational EXPenditure* ») d'une part et des coûts liés à la fiscalité d'autre part (impôts, taxes et versements assimilés : ITVA). Comme pour les CAPEX, les coûts sont d'abord présentés dans leur ensemble puis analysés poste par poste.

Toutes les valeurs présentées dans cette section correspondent aux montant déclarés par les producteurs pour la première année de fonctionnement de leur installation.

4.1 Vue d'ensemble

4.1.1 Evolution dans le temps

Coûts d'exploitation (OPEX)

Les coûts d'exploitation (OPEX) annuels suivent également une tendance à la baisse depuis quelques années. D'en moyenne 23 €/kWc au début des appels d'offres CRE3, on constate aujourd'hui des niveaux moyens de respectivement 16 et 18 €/kWc sur les dernières périodes de CRE4 SOL et BAT, soit une baisse globale de près de 30 %.

Bien que ces coûts ne dépendent majoritairement pas de la production effective (pas de combustible et une maintenance essentiellement routinière), il est intéressant d'étudier le coût du MWh d'énergie produit. Compte tenu des productibles déclarés par les candidats de l'échantillon, les OPEX annuels se situent en moyenne, pour les dernières périodes de CRE4, autour de 12 €/MWh pour les installations au sol et 15 €/MWh pour celles sur bâtiments avec des écarts selon les gammes de puissance.

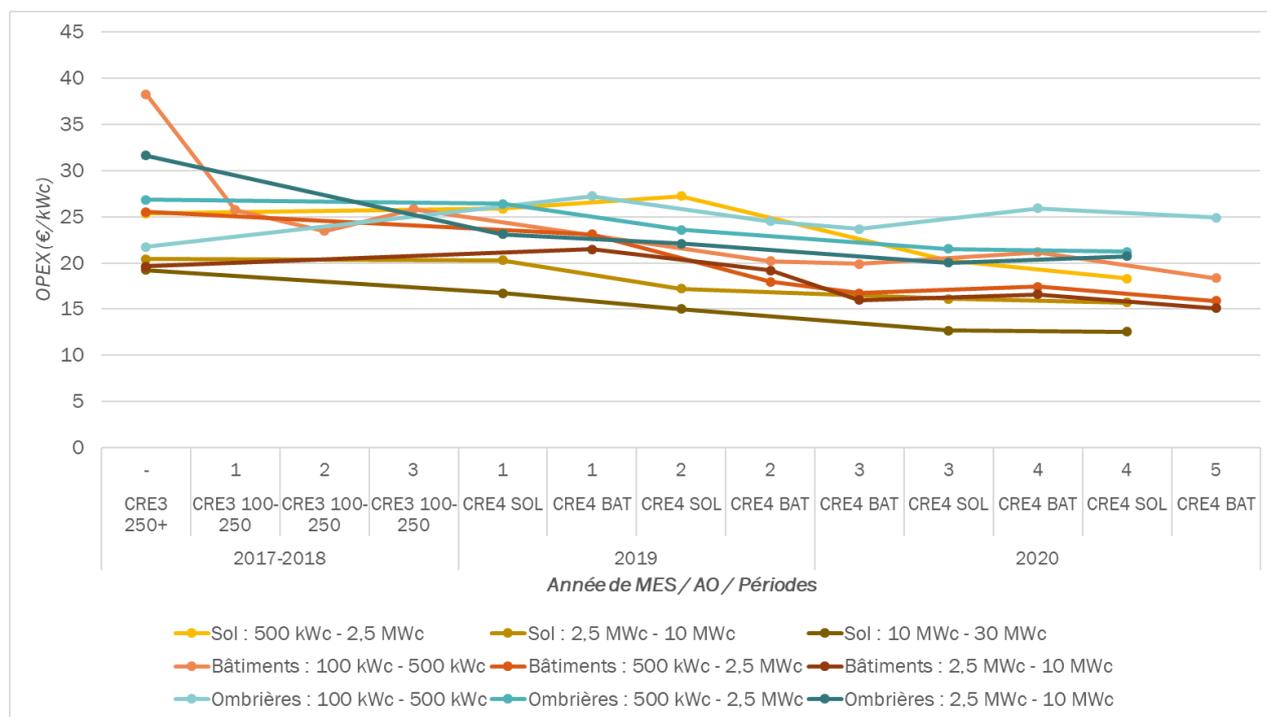


Figure 31 : évolution des OPEX depuis les AO CRE3

Impôts, taxes et versements assimilés (ITVA)

Sur le plan fiscal, les coûts annuels anticipés par les producteurs sont relativement stables depuis les appels d'offres CRE3. Les moyennes actuelles se situent entre 6 et 8 €/kWc selon la typologie et le segment considérés.

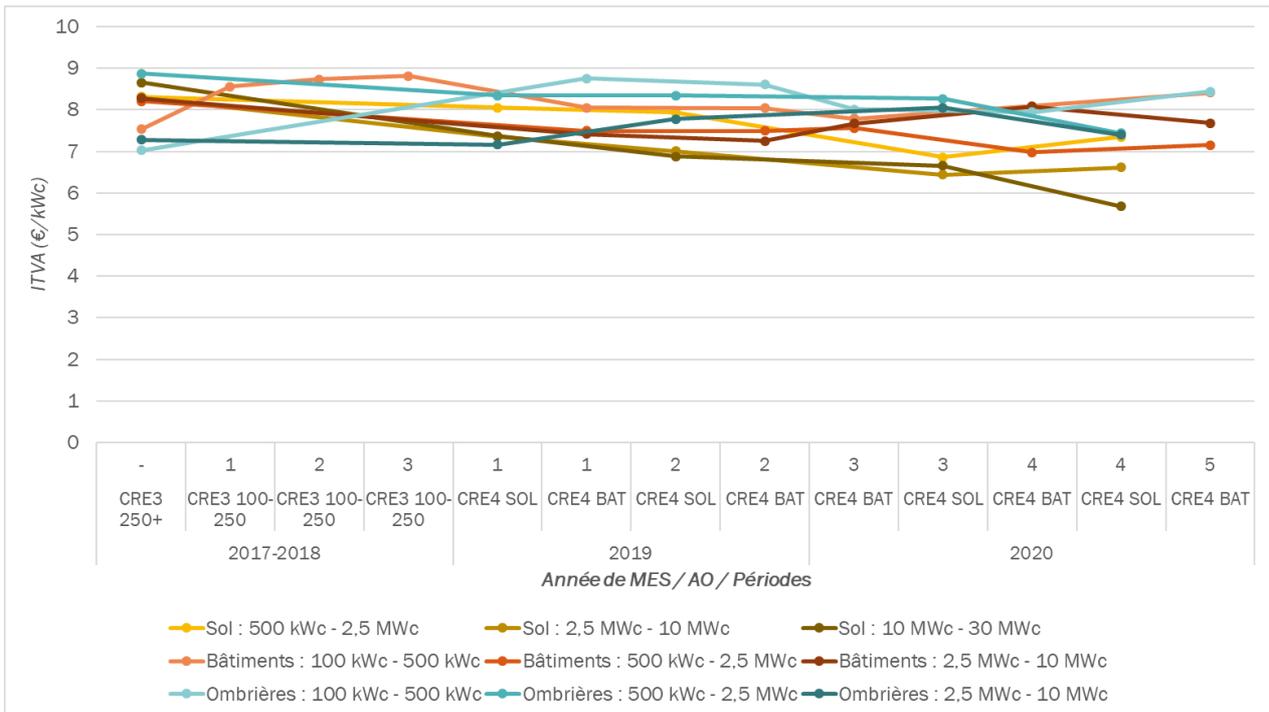


Figure 32 : évolution des ITVA depuis les appels d’offres CRE3

4.1.2 Impact de la taille de l’installation

OPEX

On constate un certain effet d’échelle sur les coûts d’exploitation, particulièrement marqué pour les installations au sol et pour les petites installations sur bâtiments et ombrières. Les opérations de maintenance comportent notamment une part de coûts fixes, le déplacement d’une personne à fréquence fixe étant souvent nécessaire pour les entretiens routiniers, indépendamment de la taille de l’installation.

Pour les grandes installations, cet effet est en partie compensé par l’apparition de nouvelles dépenses comme les frais de vente de l’électricité sur le marché pour les installations en complément de rémunération (puissances supérieures à 500 kWc) ou encore l’augmentation du taux de producteurs non propriétaires et donc un impact plus marqué du loyer dans les OPEX moyens. Les producteurs propriétaires sont d’ailleurs moins nombreux pour les installations sur ombrières que pour celles sur bâtiments, ce qui contribue à l’écart d’OPEX plus élevés entre ces deux catégories d’installations à puissance égale.

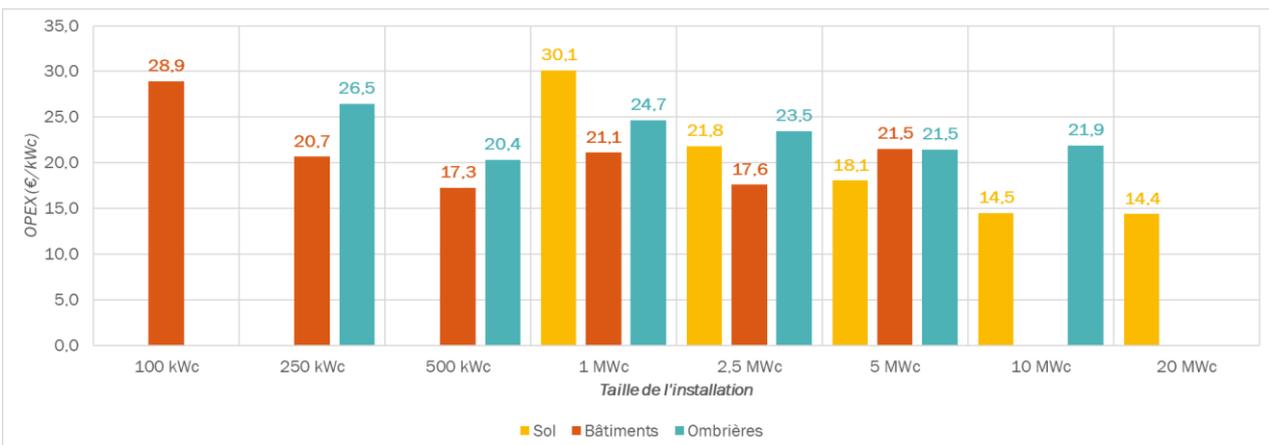


Figure 33 : variation des OPEX en fonction de la taille de l’installation

ITVA

On ne constate pas d’effet d’échelle pour les coûts liés à la fiscalité. L’IFER, principal poste de dépense, est fixé chaque année pour toutes les installations de plus de 100 kWc et est proportionnel à la puissance installée.



4.1.3 Décomposition

Sur l'ensemble des installations étudiées, les coûts d'exploitation (OPEX) représentent en moyenne 71 % des dépenses annuelles de fonctionnement. Le reste est constitué des différentes taxes et versements assimilés (ITVA) comme l'IFER ou encore la taxe foncière.

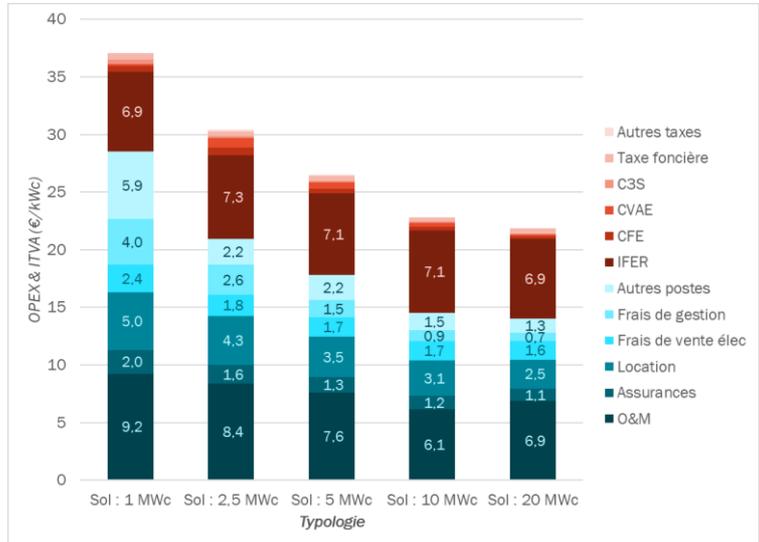


Figure 34 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations au sol)

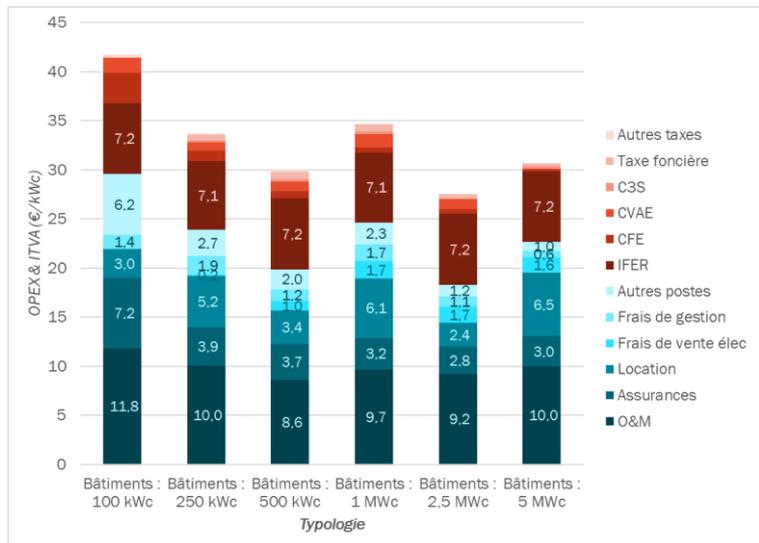


Figure 35 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations sur bâtiments)

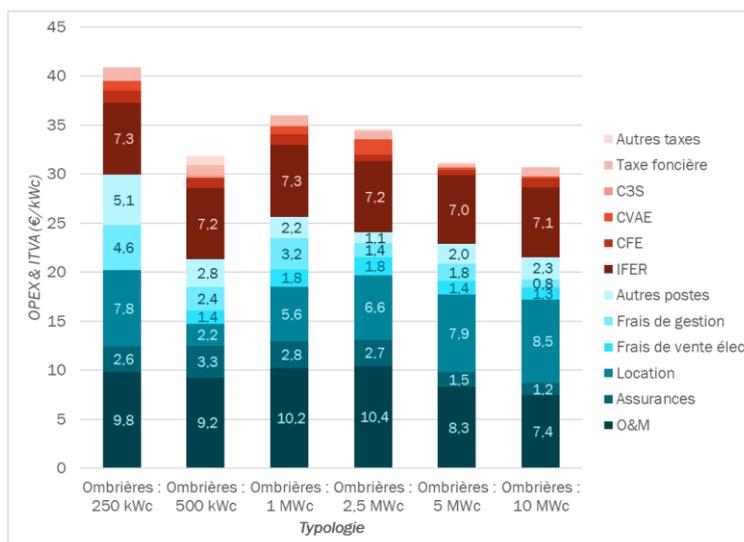


Figure 36 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations sur ombrières)

OPEX

Les coûts « Operations and Maintenance » (O&M) représentent le poste principal de dépense (entre 25 et 40 % des coûts annuels de fonctionnement en moyenne sur l'ensemble des installations étudiées) et regroupent 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). Ils varient entre 6,1 et 11,9 €/kWc selon la taille et la typologie de l'installation

Les frais annuels d'assurances type responsabilité civile, dommages aux biens ou encore perte d'exploitation s'élèvent en moyenne à 3,3 €/kWc. Ils dépendent notamment du nombre de services auquel l'exploitant décide de souscrire, seule la responsabilité civile étant obligatoire pour conclure le contrat d'accès au réseau public de distribution.

Les frais de location correspondent au loyer versé dans le cadre du bail pour la mise à disposition du terrain (installations au sol) ou de la toiture (installations sur bâtiments) lorsque l'exploitant n'est pas propriétaire. Dans ce cas de figure, le coût moyen annuel constaté est d'environ 4 €/kWc.

Les frais de vente de l'électricité ne concernent que les installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération, à savoir les installations de puissance supérieure à 500 kWc (soit l'intégralité des installations au sol et une portion des installations sur bâtiments et ombrières). Dans la plupart des contrats avec un agrégateur, ils sont payés en proportion de l'énergie produite. Le coût moyen constaté pour les installations concernées est d'environ 1,3 €/MWh (ou 1,7 €/kWc si l'on rapporte à la puissance installée).

Les frais de gestion 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. Ces frais s'établissent à 1,5 €/kWc en moyenne.

Le poste « autres » représente en moyenne 10 % du total des OPEX.

ITVA

Pour les installations photovoltaïques, l'essentiel de la fiscalité 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. Au 1^{er} janvier 2019, l'IFER s'élevait à 7,57 €/kWc. Elle représente en moyenne 21 % des dépenses annuelles liées à l'installation. Il convient de noter que, rapportée à l'énergie produite, cette imposition est beaucoup plus importante pour la filière photovoltaïque (environ 6 €/MWh) que pour d'autres filières renouvelables comme l'éolien (3 €/MWh) ou encore l'hydroélectricité (1 €/MWh)²³.

Le paiement de la cotisation foncière des entreprises (CFE) constitue le deuxième poste des dépenses fiscales. Cette cotisation est payée pour chaque entreprise sur la base de la valeur locative des biens assujettis à une taxe foncière. Elle s'élève en moyenne à 0,6 €/kWc pour les installations étudiées.

²³ Ces valeurs sont calculées à partir des montants de l'IFER fixée au 1^{er} janvier 2019 pour ces trois filières (7,57 €/kWc pour les filières photovoltaïque et éolienne et 3,155 €/kWc pour la filière hydroélectrique) et d'hypothèses standards de productibles.



Les autres taxes sont plus marginales. Elles représentent chacune moins de 1 % des dépenses annuelles. On y retrouve notamment la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) et la taxe foncière. Cette dernière n'est d'ailleurs pas comptabilisée pour la quasi-totalité des installations sur bâtiment, les immobilisations destinées à la production d'électricité d'origine photovoltaïque en étant exonérées dès lors qu'elles ne sont pas fixées au sol à perpétuelle demeure et qu'elles ne présentent pas le caractère de véritables bâtiments ou d'ouvrages en maçonnerie.

4.2 Coûts O&M

La croissance du portefeuille de parcs pour les entreprises exploitantes – leur permettant par exemple d'optimiser la maintenance en augmentant le volume de parc par opérateur mobilisé – ainsi que les gains d'efficacité de la filière peuvent expliquer la dynamique initiale de baisse constatée sur le poste O&M (environ -33 % depuis le début les appels d'offres CRE3). L'augmentation du coût du travail tend par ailleurs à amortir ce phénomène, comme le montre la Figure 37 ci-dessous.

Les prix se situent aujourd'hui aux alentours de 6 €/kWc pour les installations au sol et légèrement en-dessous de 9 €/kWc pour les installations sur bâtiments et ombrières.

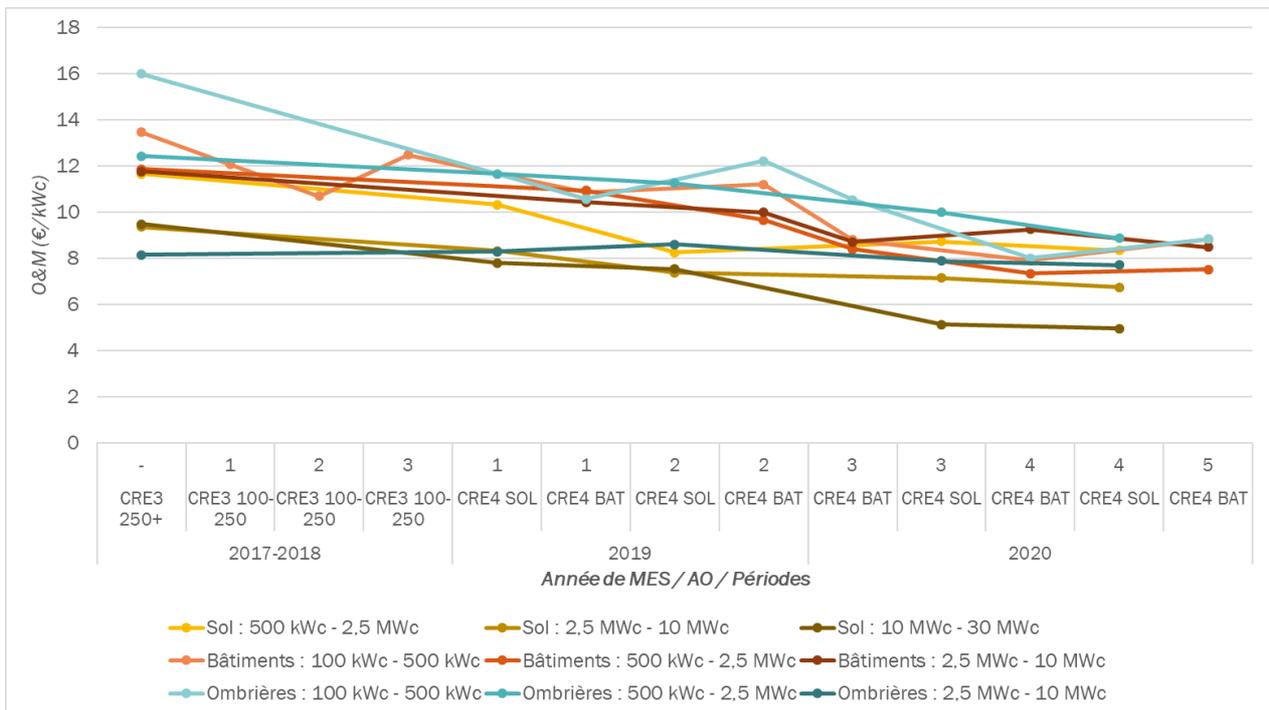


Figure 37 : évolution des coûts d'O&M depuis les AO CRE3

Le coût unitaire annuel de la maintenance décroît globalement lorsque la taille de l'installation augmente. Les systèmes photovoltaïques ne requièrent pas ou que rarement de maintenance lourde, l'essentiel reposant sur le déplacement du ou des opérateur(s) sur place pour les vérifications de routine (inspection visuelle, dépoussiérage des onduleurs, inspection des boîtiers...) et donc une part importante de coûts fixes.

On observe cependant un sursaut aux alentours d'1 MWc pouvant s'expliquer par des logiques de maintenance différentes entre moyennes et grandes installations. Pour ces dernières, il est possible que les producteurs aient fréquemment recours à des contrats de maintenance englobant un plus grand nombre de services que pour les petites installations. Les installations présentant des risques plus importants en cas d'intempérie majeure (forts vents, grêles...) comme les ombrières ou certaines toitures photovoltaïques peuvent par ailleurs expliquer les différences de coûts constatés entre les différentes typologies (cf. Figure 38 ci-dessous), les opérations de maintenance préventives étant alors planifiées plus fréquemment.



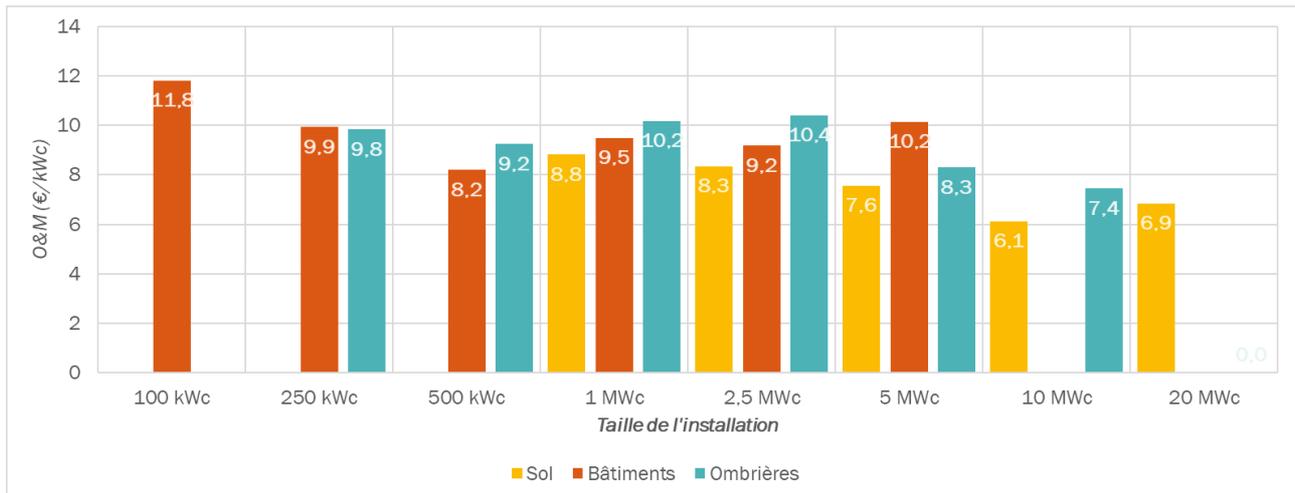


Figure 38 : variation des coûts d'O&M en fonction de la taille de l'installation

4.3 Assurances

Le coût des assurances suit également une tendance à la baisse, avec des prix d'en moyenne 1,2 €/kWc pour la dernière période de CRE4 SOL et 2,9 €/kWc pour la dernière période de CRE4 BAT. La baisse moyenne est de 46 % sur l'ensemble des segments depuis les appels d'offres CRE3.

Ce coût était par ailleurs particulièrement élevé lors de l'audit de 2014 lors duquel avaient été relevées des moyennes situées entre 7 et 9 €/kWc, les risques liés au photovoltaïque étant à l'époque assez mal appréciés. L'importante baisse constatée depuis s'explique par une meilleure appréhension de la filière par les assureurs et une meilleure connaissance de ses performances. Des assurances spécifiques « sur mesure » ont par ailleurs pu être créées, permettant d'optimiser le coût pour le producteur.

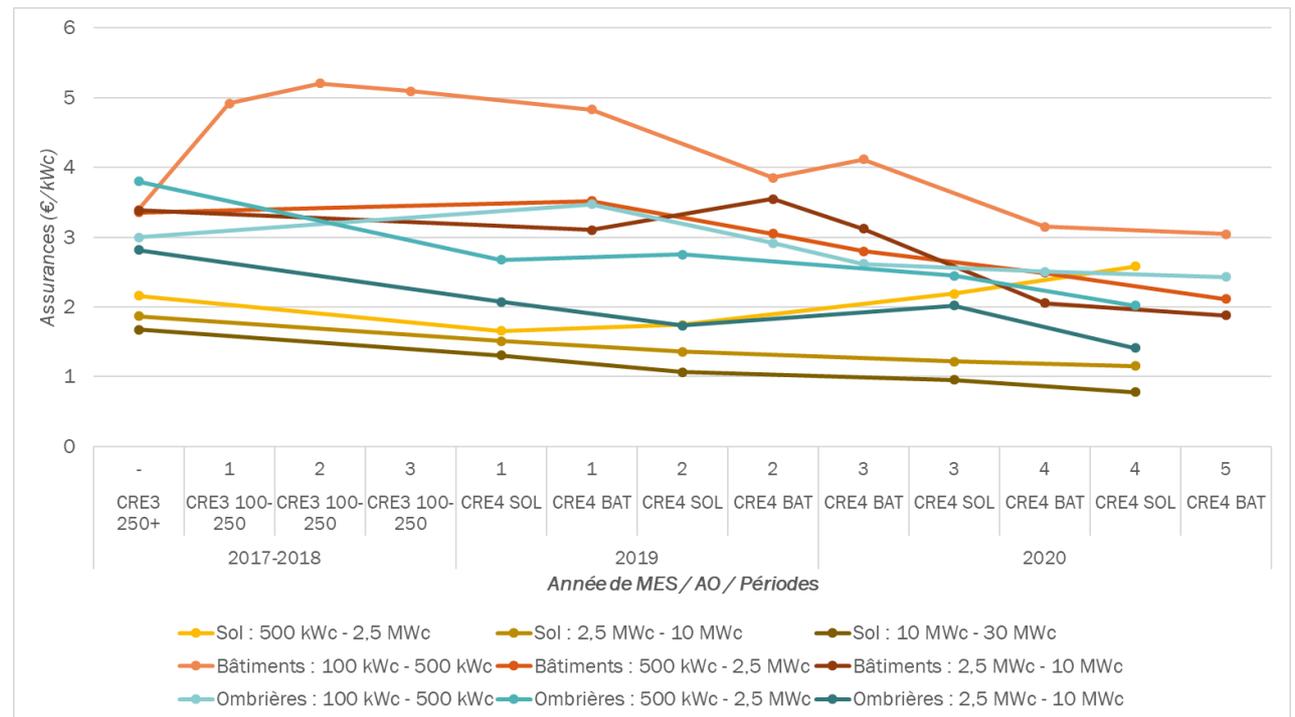


Figure 39 : évolution dans le temps du coût des assurances

Les coûts plus faibles des installations au sol par rapport aux autres typologies semblent traduire un risque anticipé plus faible. Comme exposé dans les paragraphes précédents, la plus forte exposition aux aléas climatiques et à des dommages humains et matériels pour les toitures et les ombrières peuvent expliquer le surcoût constaté sur ces typologies. Le coût des assurances demeure cependant plus faible pour les installations sur ombrières que celles sur bâtiments (entre -19 et -31 % selon le segment considéré). Comme le montre la Figure 40 ci-dessous, l'effet d'échelle sur ce poste est assez net.



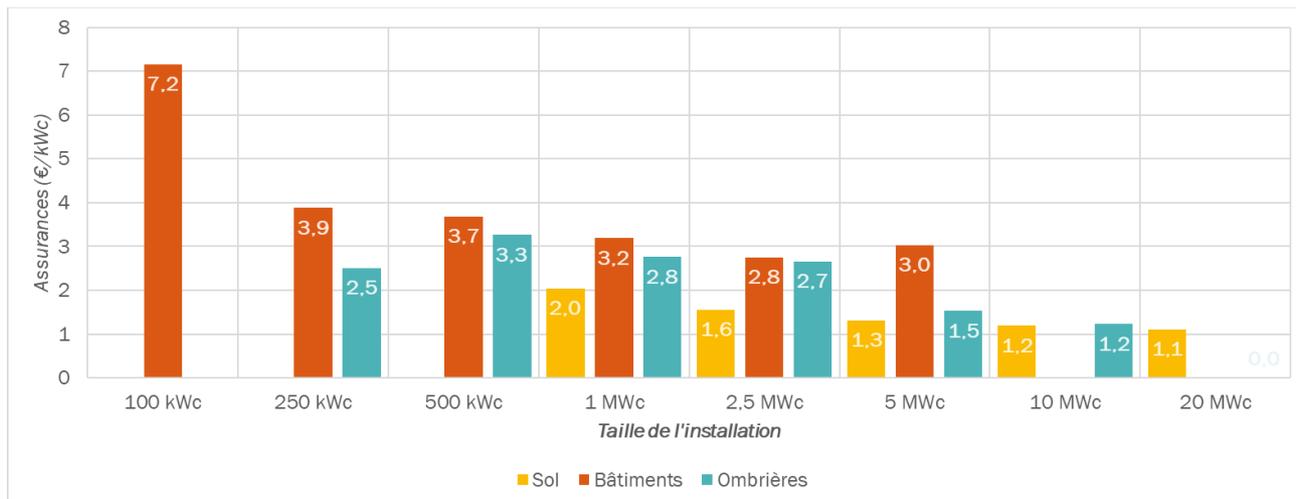


Figure 40 : variation du coût des assurances en fonction de la taille de l'installation

Si le coût est par ailleurs relativement homogène sur l'ensemble du territoire, la région Ile-de-France se démarque avec un coût moyen toutes typologies confondues particulièrement élevé de 5,9 €/kWc (+ 72 % par rapport à la moyenne nationale). A l'opposé, la région Hauts-de-France affiche quant à elle un coût moyen de 1,5 €/kWc (-56 % par rapport à la moyenne nationale).

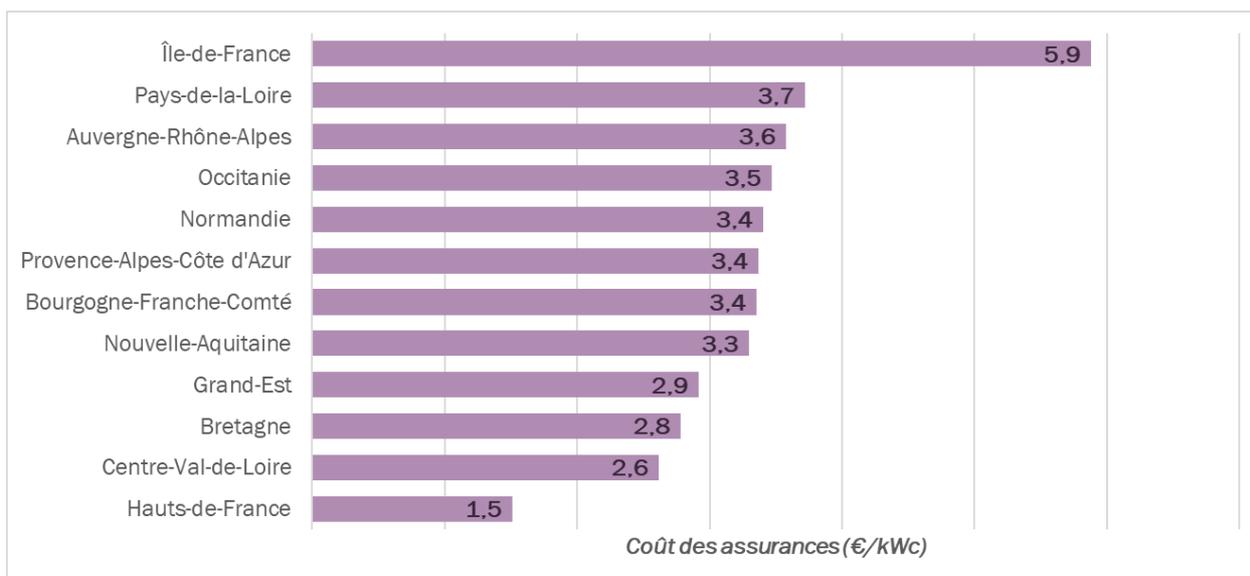


Figure 41 : coût moyen des assurances par région (toutes typologies confondues)

4.4 Location

On ne constate pas de tendance très nette d'évolution dans le temps des frais de location en dehors des installations au sol (-36 % depuis les appels d'offres CRE3). Le coût moyen annuel de location se situe aujourd'hui autour de 4 €/kWc, toutes typologies confondues²⁴.

Il est par ailleurs intéressant d'étudier la part des producteurs déclarant un montant nul pour ce poste, c'est-à-dire la part de propriétaires ou d'exploitants ayant pour projet d'acquérir la toiture ou la parcelle visée. Les données sont présentées dans le graphique ci-dessous par taille et typologie d'installation.

²⁴ Cette moyenne ne prend pas en compte les projets pour lesquels l'exploitant est propriétaire du terrain.



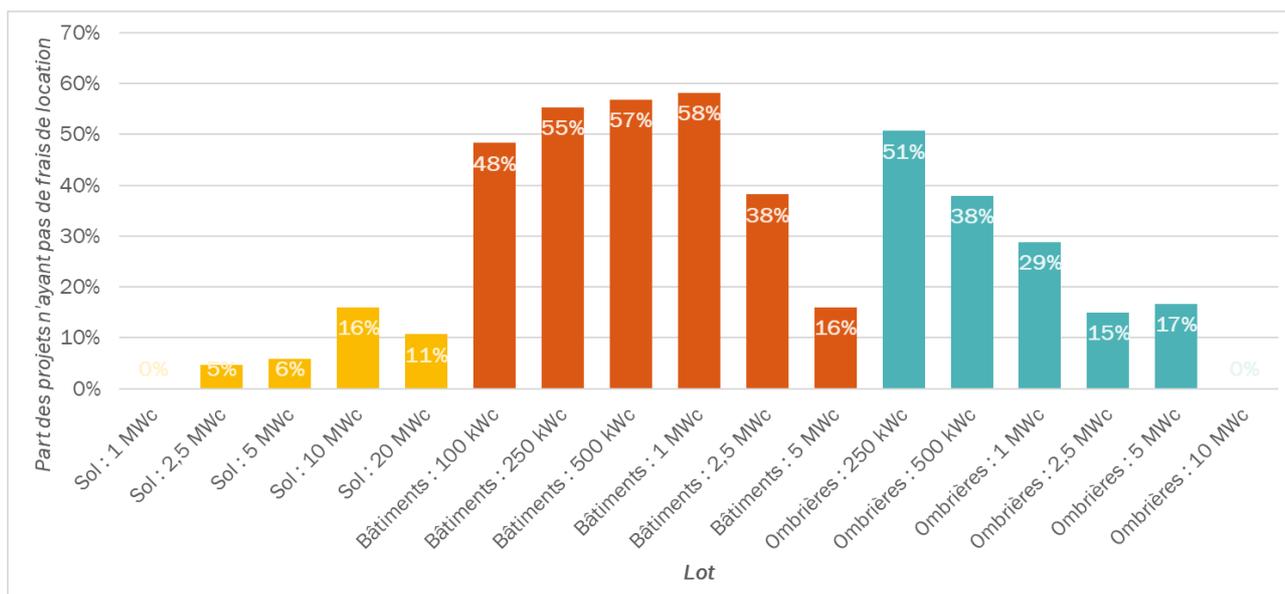


Figure 42 : part des projets n'ayant pas de frais de location en fonction du type et de la taille de l'installation

On constate en premier lieu que le taux est très faible pour les installations au sol (de l'ordre de 10 %). Il s'agit donc majoritairement de locations de terrain par le producteur, par exemple à un propriétaire (particulier, agriculteur, etc...) n'exploitant pas lui-même l'installation. Les « propriétaires-exploitants » sont en revanche plus fréquents pour les installations sur bâtiments (environ la moitié des projets) et, dans une moindre mesure, pour les installations sur ombrières.

Quelle que soit la typologie d'installation considérée, ce cas de figure tend à se raréfier quand la taille de l'installation augmente, les grandes installations étant majoritairement exploitées par des entreprises spécialisées. On observe d'ailleurs que, pour les installations au sol, le poste « autres » des CAPEX est en moyenne 22 % plus élevé pour les projets prévoyant un loyer nul, ce qui peut correspondre en partie au surcoût de l'acquisition de la parcelle.

Il n'existe par ailleurs pas de réel effet d'échelle sur les frais de location puisque ceux-ci sont directement proportionnels à la taille du terrain ou de la toiture.

On observe par contre des variabilités assez importantes selon les régions, en particulier pour les installations au sol. La région PACA présente le coût moyen le plus élevé avec 5,6 €/kWc contre 1,5 €/kWc pour la région Hauts-de-France.

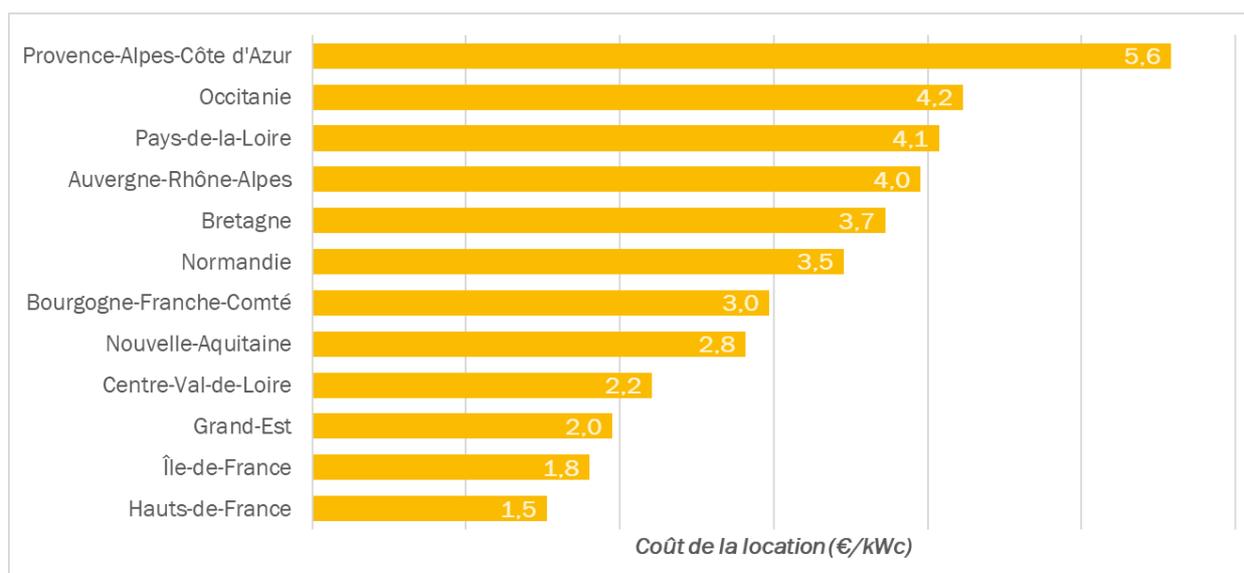


Figure 43 : coût de la location annuelle par région pour les installations au sol

4.5 Frais de vente électricité

Ce poste correspond aux frais anticipés de vente sur le marché de l'électricité produite. S'agissant uniquement des contrats en complément de rémunération, ce poste ne concerne que les installations de plus de 500 kWc à partir des appels d'offres CRE4 (ce régime de soutien introduit par la LTECV n'existait pas pour les appels d'offres CRE3



et les précédents). Dans la majorité des cas, les producteurs ont recours à un agrégateur gérant un portefeuille de plusieurs installations.

Bien que la période de temps étudiée soit limitée, on observe tout de même une baisse importante de ces frais pour les installations concernées, comme le montre la Figure 44 ci-dessous. Le coût moyen est passé d'environ 1,6 €/MWh à 1,0 €/MWh sur les premières périodes des appels d'offres CRE4 (-34 %). Cette baisse peut non seulement s'expliquer par une meilleure négociation des contrats par les producteurs - les valeurs présentées pour les premières périodes correspondent aux tout premiers contrats de complément de rémunération pour le photovoltaïque, mais aussi par une augmentation progressive de la taille des portefeuilles des agrégateurs et donc un meilleur foisonnement et un amortissement des frais fixes.

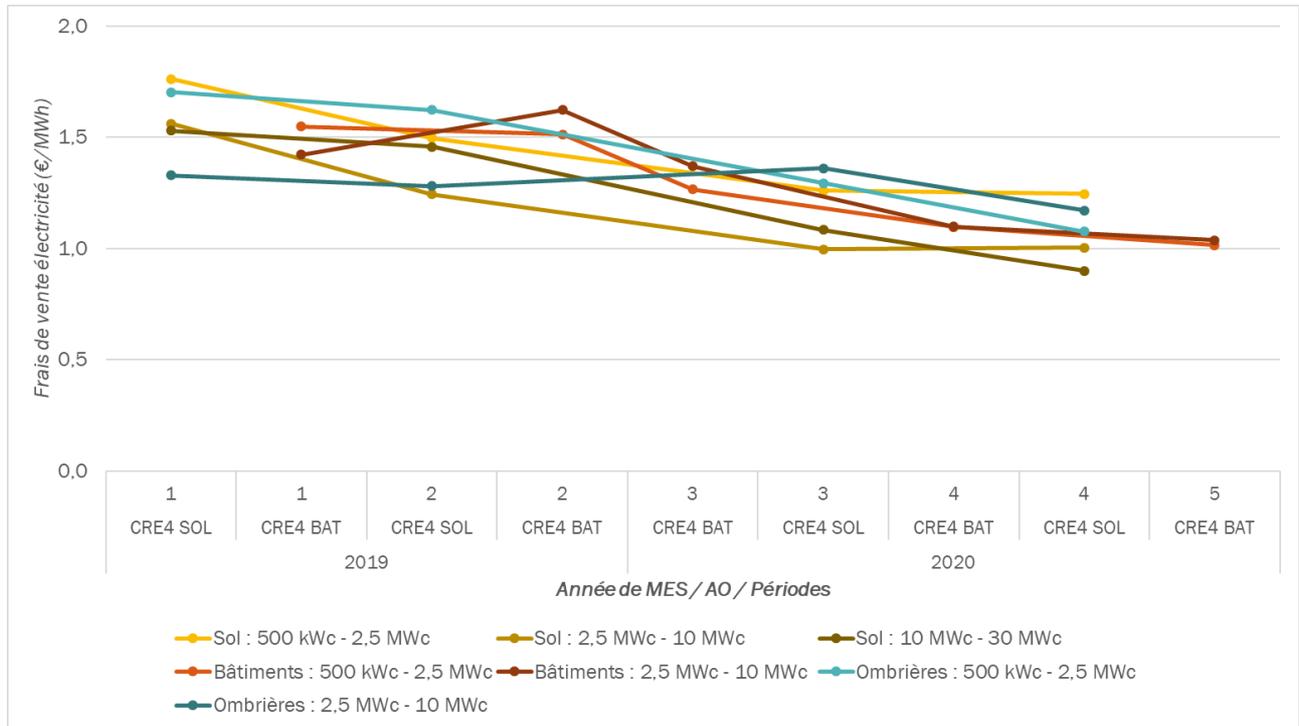


Figure 44 : évolution dans le temps des frais de vente sur le marché (valeurs nulles exclues)

5. SECTION 3 : ASPECTS FINANCIERS

L'analyse financière présentée ci-après est divisée en deux parties. La première concerne la structure du financement des projets. La seconde se focalise sur les rentabilités attendues par les investisseurs.

5.1 Financement des projets

5.1.1 Endettement

La Figure 45 ci-dessous montre la distribution du taux d'endettement pour l'ensemble des projets considérés (échantillon CRE4), toutes installations confondues.

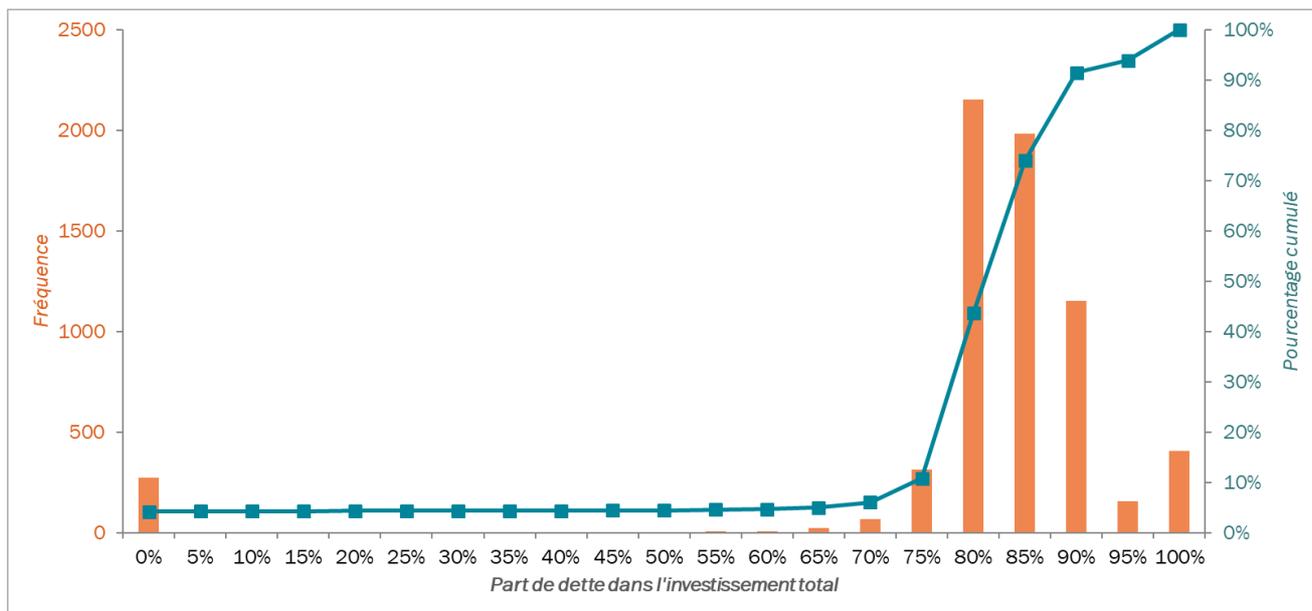


Figure 45 : distribution des projets selon la part de dette

Le taux d'endettement moyen s'élève à 80 % pour les installations au sol et 83 % pour les installations sur bâtiments, très proches des moyennes constatées sur les appels d'offres CRE3.

La part de dette est plus faible en moyenne pour les installations sur ombrières, avec seulement 73 % des CAPEX. Les exploitants de ces dernières sont généralement les entreprises déjà présentes sur place appartenant à des grands groupes (grande distribution par exemple) et disposant d'importantes capacités d'autofinancement. On constate d'ailleurs que 16,9 % des projets sur ombrières se financent intégralement en fonds propres, alors que ce cas de figure est très rare pour les installations au sol (3,6 % des projets) et sur bâtiments (2,9 %).

5.1.2 Structure de l'emprunt

Si la part de dette moyenne dans les investissements ne fluctue que très peu dans le temps, les taux d'emprunt ont quant à eux évolué. Centrés autour de 3 % il y a quelques années, les taux observés aujourd'hui sont un peu plus dispersés mais également plus bas en moyenne. On relève ainsi un taux moyen de 2,63 % pour les installations au sol, 2,40 % pour les installations sur ombrières et 2,09 % pour les installations sur bâtiments sur les dernières périodes des appels d'offres CRE4 (cf. Figure 46 ci-dessous).

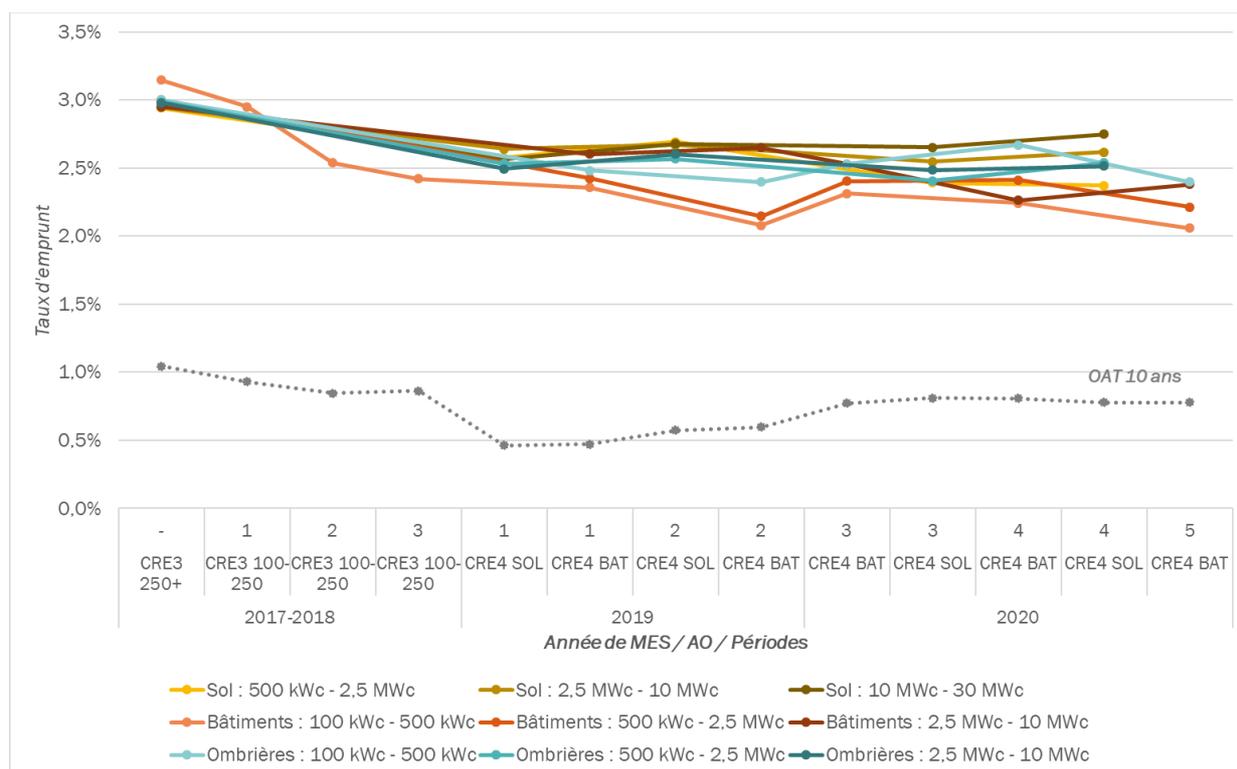


Figure 46 : évolution du taux d'emprunt depuis les appels d'offres CRE3

Ces taux d'emprunts ont été comparés à au taux des obligations assimilables du Trésor à 10 ans, celui-ci étant généralement considéré comme une référence du taux « sans risque » (courbe grise ci-dessus)²⁵. On constate une réduction tendancielle de l'écart entre les taux d'emprunt et ce taux sans risque traduisant une plus grande confiance des banques, l'activité photovoltaïque étant aujourd'hui considérée comme encore moins risquée qu'il y a quelques années.

La durée moyenne des emprunts est quant à elle assez stable dans le temps et très proche de la durée des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération de 20 ans. On relève ainsi une durée moyenne de 19 ans pour les installations au sol et sur ombrières, et de 18 ans pour celles sur bâtiments.

5.2 Rentabilités attendues

Dans la suite du rapport, l'indicateur de rentabilité retenu correspond au taux de rentabilité interne des projets (« TRI projet » dans la suite du rapport), avant imposition.

5.2.1 Distribution

La Figure 47 ci-dessous présente la distribution des TRI projets sur 20 ans observés dans les plans d'affaires sur l'ensemble de l'échantillon CRE4 (en bleu) et sur le sous-ensemble des projets désignés lauréats (en vert).

²⁵ Les points de la courbe grise correspondent aux moyennes des OAT sur les 12 derniers mois précédant chaque période de candidature

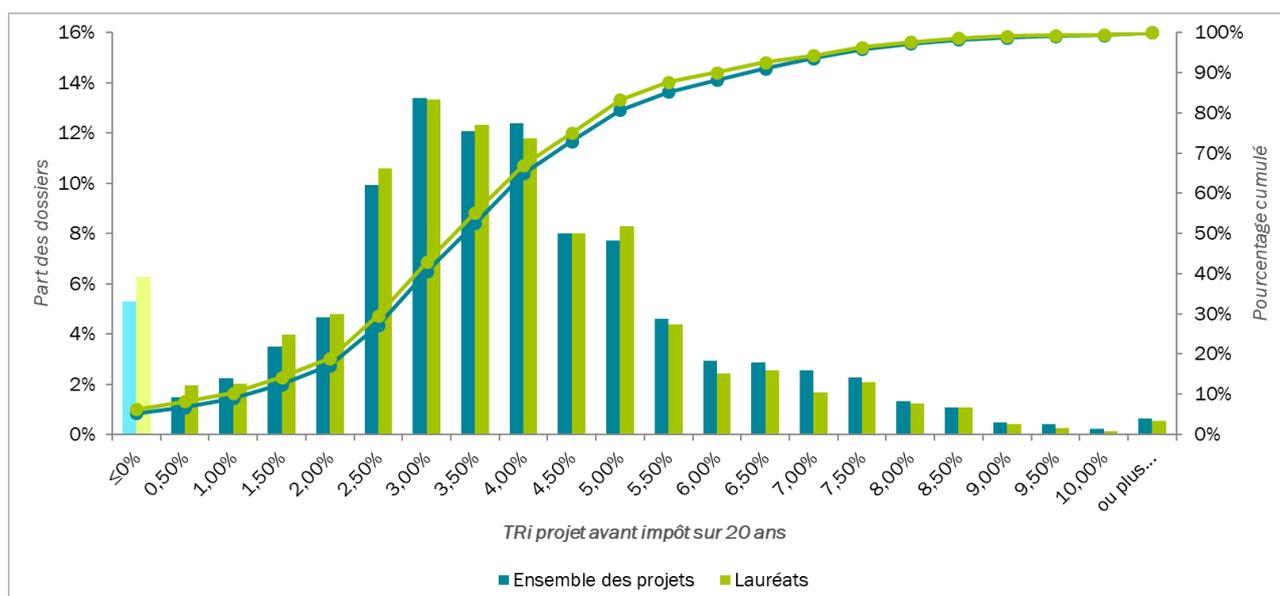


Figure 47 : distribution des rentabilités attendues par les porteurs de projet sur 20 ans

Le TRI projet moyen²⁶ sur 20 ans observé est de 3,66 % pour les projets déposés. Les TRI sur 20 ans se situent entre 2,14 % et 5,56 % pour 70 % des projets. Les rentabilités attendues par les candidats des projets désignés lauréats (3,55 %) sont en moyenne plus faible que celles des autres projets (3,74 %).

Un certain nombre de projets présentent des rentabilités négatives ou très faibles qui, au-delà des éventuelles erreurs de déclaration dans le plan d'affaires, peuvent correspondre à des situations où l'investisseur recherche une rentabilité sur 30 ans.

En effet, les investisseurs ne considèrent pas systématiquement la rentabilité sur la durée du contrat de soutien et peuvent fixer des objectifs à plus long terme, la durée de vie des installations photovoltaïques étant supérieure. Les déclarants ont d'ailleurs renseigné des recettes pendant 29 ans en moyenne – le fichier étant en outre limité à 30 années de production. En considérant les projets ayant déclaré sur une période de 30 ans²⁷, le TRI projet moyen constaté est de 4,72 %, soit plus d'un point supérieur à celui sur 20 ans.

5.2.2 Effet de la réfaction

L'ensemble des installations de l'échantillon seront mises en service entre 2019 et 2020. A ce titre, elles pourront toutes, dans la limite du seuil de 5 MWc, profiter de la réfaction sur les coûts de raccordement prévue par l'arrêté du 30 novembre 2017²⁸. Comme mentionné au paragraphe 3.2, les porteurs de projets ne semblent pas avoir intégré l'économie d'investissement ainsi réalisée dans leurs plans d'affaires. Il est donc intéressant d'estimer l'effet sur la rentabilité du projet de la baisse de dépense d'investissement induite par la réfaction.

Le graphique ci-dessous présente, pour l'ensemble des installations bénéficiant d'un taux de réfaction non nul, l'écart de rentabilité²⁹ calculé sur l'investissement avec et sans réfaction.

²⁶ En excluant comme sur les autres indicateurs du rapport les 15 % les plus bas et les plus élevés.

²⁷ Pour les déclarants ayant renseigné moins que 30 ans, la rentabilité est considérée sur la période déclarée.

²⁸ Les premiers lauréats de CRE4 ayant été désignés début 2017, on considère qu'aucun n'a signé de convention de raccordement avant le 30 novembre 2017. Tous les projets CRE4 sont donc ici supposés éligibles à la réfaction.

²⁹ L'indicateur de rentabilité est le TRI projet avant impôt sur 20 ans.

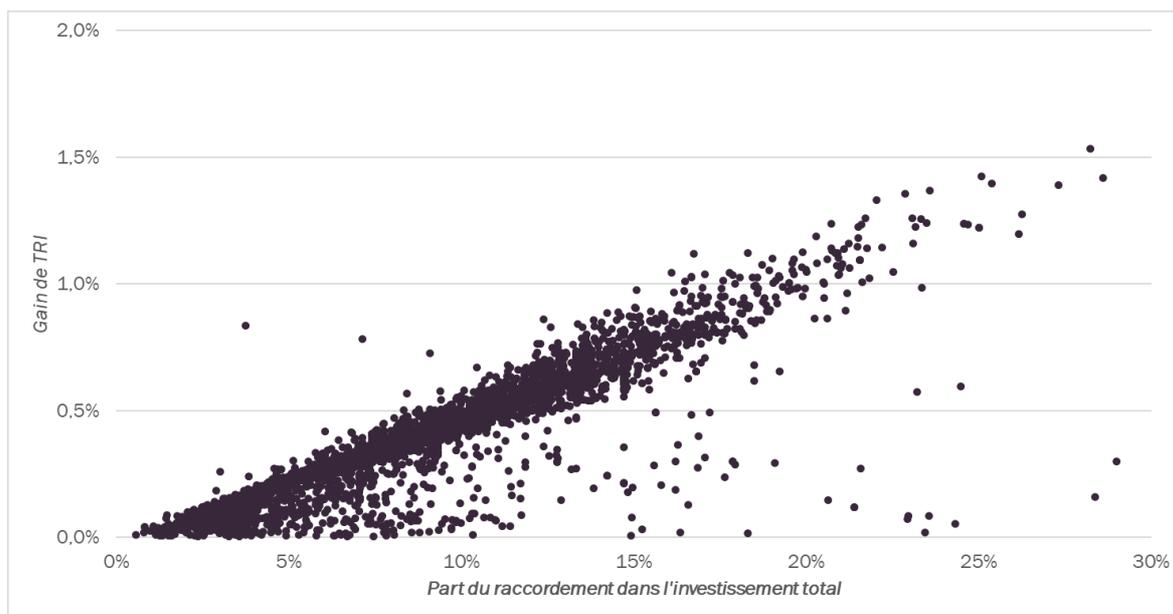


Figure 48 : écarts de rentabilité liés à la réfaction sur les coûts de raccordement

L'impact de la réfaction sur la rentabilité dépend non seulement de la part du raccordement dans l'investissement total (tel qu'affiché sur le graphique ci-dessus), mais également du taux de réfaction applicable à l'installation dépendant de la puissance installée et expliquant donc l'étalement des valeurs constatées à parts de l'investissement équivalentes.

Le gain moyen calculé est de 0,46 points de TRI projet avant impôt sur 20 ans. Si l'on s'intéresse uniquement aux installations de moins de 500 kWc bénéficiant du taux maximum de réfaction (40 % sur les ouvrages propres et sur la quote-part S3REnR), le gain moyen est de 0,55 points.

Cette rentabilité supplémentaire correspond à un effet d'aubaine pour les porteurs de projet lauréats des périodes antérieures à l'arrêt du 30 novembre 2017 n'ayant pas pu anticiper le montant de la réfaction. S'agissant des périodes suivantes, il convient de tenir compte de ce gain afin d'apprécier la rentabilité visée par les porteurs de projets, ceux-ci ayant été en mesure d'internaliser l'économie d'investissement dans leur offre de prix.

5.2.3 Evolution dans le temps

Sur les premières périodes de CRE4 étudiées, les rentabilités attendues ont diminué, notamment sous l'effet du caractère plus concurrentiel des appels d'offres et de la baisse du risque associé à l'activité de production photovoltaïque. Les TRI projet moyen sur 20 et 30 ans ont ainsi diminué de respectivement 1,3 et 0,9 points.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des TRI projet avant impôt sur 20 ans sur l'ensemble des périodes des appels d'offres CRE4 étudiées. La courbe en pointillés correspond aux moyennes des TRI calculés après application de la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement.

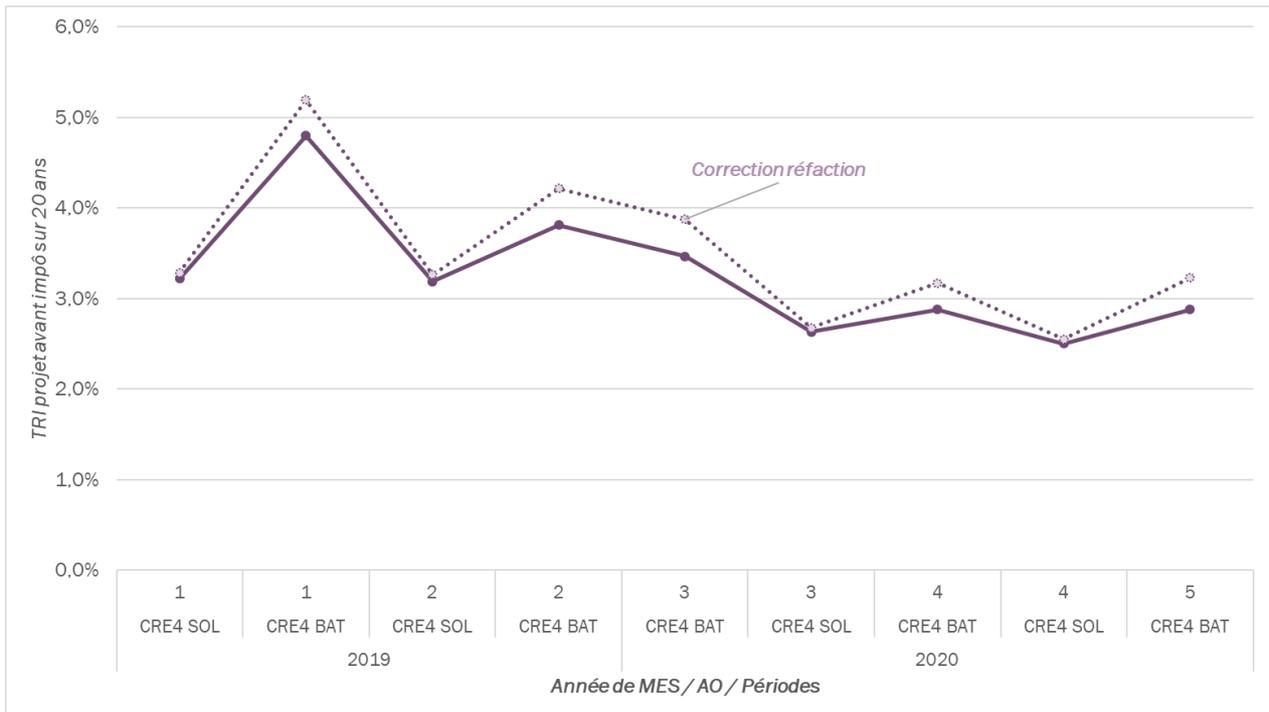


Figure 49 : évolution dans le temps des rentabilités attendues sur 20 ans

Les rentabilités moyennes attendues se situent aujourd'hui autour de 3 % sur 20 ans et 4 % sur 30 ans.

6. SECTION 4 : COUT COMPLET DE PRODUCTION

La présente section a pour objectif de donner une appréciation du coût complet de production (LCOE) moyen actuel de la filière photovoltaïque en France pour l'ensemble des configurations d'installation analysées.

6.1 Méthodologie

Le coût complet de production (LCOE) représente l'ensemble des coûts de l'installation (investissement initial et dépenses annuelles de fonctionnement) rapportés à l'énergie produite par l'installation sur une période de temps donnée (durée du contrat ou durée de vie par exemple). La formule de calcul utilisée est la suivante :

$$LCOE_N = CAPEX_0 + \frac{\sum_{i=1}^N \frac{OPEX_i + ITVA_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_i}{(1+t)^i}}$$

Avec :

- N, le nombre d'années de production considérées ;
- LCOE_N, le coût actualisé de l'énergie (« Levelized Cost Of Energy ») sur N années, en €/MWh ;
- CAPEX₀, l'investissement initial en année 0, en € ;
- OPEX_i, les coûts d'exploitation pour l'année i, en € ;
- ITVA_i, les taxes et versements assimilés pour l'année i, en € ;
- E_i, l'énergie produite en année i, en MWh ;
- t, le taux d'actualisation retenu.

Le LCOE correspond donc à une somme de flux actualisés à un taux qu'il conviendra de fixer (cf. 6.4). Les paragraphes suivant visent à présenter les hypothèses retenues pour le calcul des différents LCOE, par typologie et taille d'installation. Les résultats sont présentés au paragraphe 6.5.

6.2 Hypothèses de productible

Afin d'estimer le volume d'énergie produit par une installation photovoltaïque, il convient d'estimer sa disponibilité annuelle, exprimée en « heures équivalent pleine puissance » (Hepp/an)³⁰.

Celle-ci dépend majoritairement de l'implantation géographique, l'ensoleillement n'étant pas le même sur l'ensemble du territoire métropolitain continental. On constate ainsi que les productibles déclarés par les candidats sont en moyenne 17 % plus élevés dans les quatre régions du sud³¹ que sur le reste du territoire. Bien que dans une moindre mesure, la configuration de l'installation influence également le productible, l'ombrage et les possibilités d'orientation pouvant être des facteurs limitants.

L'hypothèse retenue pour le calcul des LCOE correspond à la moyenne constatée sur l'ensemble de l'échantillon CRE4 pour toutes les typologies d'installations, soit 1 243 Hepp/an. Une hypothèse de perte annuelle de rendement des panneaux de 0,5 %, correspondant à la valeur moyenne déclarée par les candidats de l'échantillon, a par ailleurs été prise en compte.

6.3 Hypothèses de coûts

Les hypothèses centrales de coûts (CAPEX, OPEX et ITVA) retenues correspondent aux moyennes constatées pour l'ensemble des projets candidats sur les dernières périodes de CRE4 pour les installations au sol, sur bâtiments et sur ombrières et pour chaque segment de puissance étudié (petites, moyennes, grandes et très grandes installations, cf. 2.3.2). La seule exception est l'IFER, qui a été fixé à hauteur de la dernière valeur connue au 1^{er} janvier 2019, soit 7,57 €/kWc, pour tous les types et toutes les tailles d'installation.

Le tableau ci-dessous présente l'ensemble des valeurs retenues.

³⁰ La notion de productible, exprimé en kWh d'énergie produits annuellement par kWc de puissance crête installée, peut indifféremment être utilisée, les deux grandeurs étant homogènes.

³¹ Nouvelle-Aquitaine, Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur

Coûts (€/kWc)	Sol			Bâtiments			Ombrières		
	500 kWc - 2,5 MWc	2,5 MWc - 10 MWc	10 MWc - 30 MWc	100 kWc - 500 kWc	500 kWc - 2,5 MWc	2,5 MWc - 8 MWc	100 kWc - 500 kWc	500 kWc - 2,5 MWc	2,5 MWc - 10 MWc
Investissement initial	894	858	741	1 188	1 080	1 077	1 167	1 241	1 109
Charges d'exploitation	18,4	15,2	12,1	16,5	15,1	14,8	23,3	20,5	20,9
Fiscalité	8,5	8,4	8,2	8,2	8,0	8,0	8,9	8,4	8,6

Figure 50 : hypothèse centrales de coûts retenues pour le calcul du LCOE (données en €/kWc)

Pour les dépenses annuelles, une hypothèse normative de croissance d'1 %/an a été appliquée sur les charges d'exploitation (OPEX).

6.4 Hypothèses d'actualisation

Le taux d'actualisation généralement retenu pour le calcul du LCOE correspond au coût moyen pondéré du capital investi (CMPC), qui se décompose comme suit :

$$CMPC = \frac{D \times C_{dette} + FP \times C_{FP}}{D + FP}$$

Avec :

- CMPC, le taux correspondant au coût moyen pondéré du capital investi ;
- D, le montant total de l'emprunt, en € ;
- C_{dette} , le coût de la dette soit le taux d'emprunt ;
- FP, le montant total des apports en propres, en € ;
- C_{FP} , le coût des fonds propres.

Du point de vue d'un investisseur, la rentabilité du projet devra être supérieure à son CMPC pour déclencher un financement. La rentabilité attendue calculée pour un projet à partir des coûts déclarés et du prix demandé correspond donc à un majorant du CMPC du projet. Dans le cadre d'un appel d'offres avec un niveau de concurrence suffisant, le TRI calculé peut être considéré comme une approximation raisonnable du CMPC.

Bien que les logiques d'investissement et l'appréciation des risques puissent différer selon le type d'installation, les hypothèses de taux d'actualisation retenues ci-après sont communes à toutes les typologies et toutes les tailles d'installation. Celles-ci ont respectivement été fixées à 3,66 % et 4,72 % sur 20 et 30 ans, soit les TRI projet avant impôt moyens constatés sur l'ensemble de l'échantillon CRE4 pour ces durées, légèrement supérieures à celles observées sur les dernière périodes.

6.5 Résultats

Le graphique ci-dessous présente les résultats de l'analyse des LCOE pour chaque typologie d'installation et chaque segment de puissance. Les valeurs sont calculées sur 20 et 30 ans.

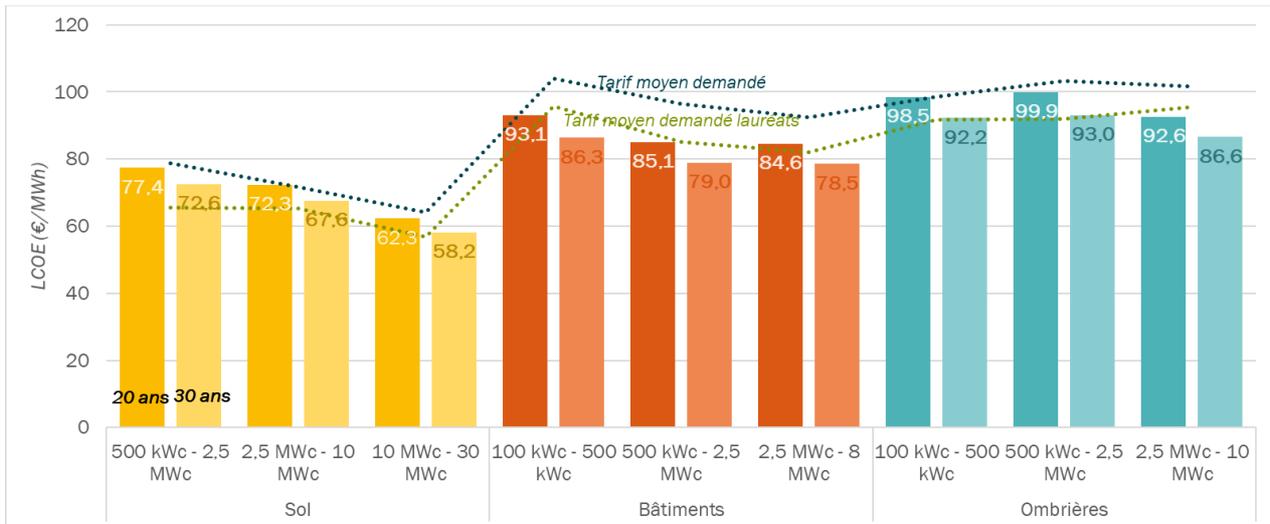


Figure 51 : résultats de l'analyse des LCOE par segment sur 20 et 30 ans

Les résultats obtenus varient sensiblement selon l'hypothèse d'actualisation retenue. On remarque notamment qu'un écart d'un demi-point sur le CMPC entraîne une variation de l'ordre de 2 à 3 €/MWh sur le LCOE 20 ans.

Le LCOE est par ailleurs très variable selon la taille et le type d'installation considérés. Ces variations sont principalement liées aux différences très marquées de coûts d'investissements, notamment entre les installations au sol présentant des CAPEX très bas - a fortiori sur les grandes puissances - et les autres. Les LCOE calculés sont d'ailleurs majoritairement constitués de coûts fixes, entre 78 et 84 % du coût complet selon le segment et la typologie d'installation.

Il est important de noter que ces coûts représentent des moyennes sur l'ensemble des projets présentés. Un grand nombre d'entre eux présentent notamment des coûts bien inférieurs. A ce titre, il est intéressant d'estimer le LCOE de la filière photovoltaïque pour les projets les plus compétitifs. Dans cette optique, les prix des lauréats aux dernières périodes des appels d'offres CRE4 ont été analysés par segment et sont présentés dans le graphique ci-dessous. En effet, pour un projet donné présentant une rentabilité raisonnable, il est possible d'approcher le LCOE à partir du prix demandé par le candidat³².

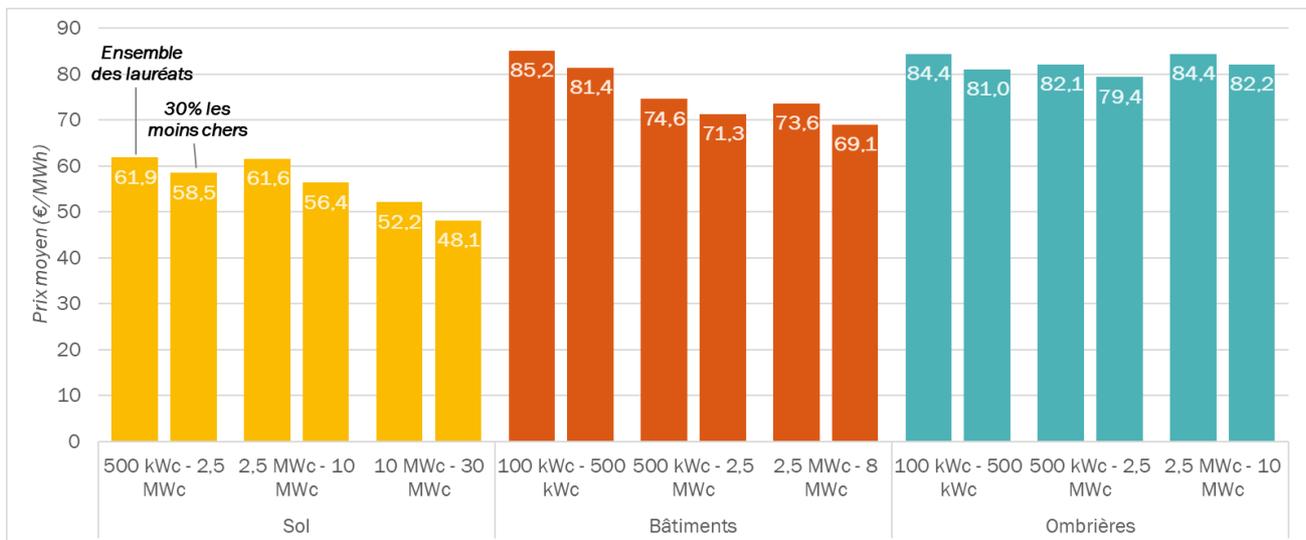


Figure 52 : prix moyen des lauréats aux dernières périodes des appels d'offres CRE4 (résultats par segment)

On observe que les projets au sol de très grande taille (> 10 MWc) les plus compétitifs présentent d'ores et déjà des coûts proches ou inférieurs aux prix de marché observés ces dernières années.

³² Il existe néanmoins des écarts entre le LCOE calculé ici et le prix de l'offre liées aux modalités d'indexation des contrats et d'actualisation différenciée propre à chaque offre.



TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : évolution de la puissance solaire raccordée depuis 2006 (<u>source</u> : RTE).....	7
Figure 2 : illustration du périmètre des appels d'offres CRE4.....	9
Figure 3 : répartition des installations de l'échantillon de base par typologie.....	10
Figure 4 : répartition régionale des installations de l'échantillon de base (en nombre de projets déposés).....	11
Figure 5 : Taux de réussite moyen par région sur l'échantillon de base.....	11
Figure 6 : part des projets au sol prévoyant l'utilisation de sites dégradés par région.....	12
Figure 7 : découpage par valeur pivot et taille des sous-lots.....	13
Figure 8 : découpage par segments et taille des sous-lots.....	13
Figure 9 : illustration de l'analyse sur échantillon restreint.....	14
Figure 10 : évolution des CAPEX des installations au sol et sur bâtiments depuis les AO CRE3.....	15
Figure 11 : répartition de l'ensemble des installations en fonction de la puissance installée et des CAPEX) ...	16
Figure 12 : variation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation.....	17
Figure 13 : montants investis en fonction de la taille des projets de l'échantillon de base.....	17
Figure 14 : répartition moyenne des CAPEX par type de dépenses (ensemble des installations).....	18
Figure 15 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations au sol).....	18
Figure 16 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations sur bâtiments).....	19
Figure 17 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations sur ombrières).....	19
Figure 18 : coûts de raccordement en fonction de la typologie et de la taille des installations.....	20
Figure 19 : surcoûts de raccordement des installations sur bâtiments agricoles.....	21
Figure 20 : coût du raccordement par région (installations sur bâtiments <u>non-agricoles</u> uniquement).....	21
Figure 21 : évolution du coût des modules photovoltaïques depuis 2011 (toutes technologies confondues).....	22
Figure 22 : panorama des différentes technologies de modules.....	23
Figure 23 : évolution des rendements moyens par technologie sur les appels d'offres CRE4.....	23
Figure 24 : variation du coût d'achat des modules en fonction de la taille de l'installation.....	24
Figure 25 : coûts des modules en fonction de leur provenance.....	24
Figure 26 : évolution du coût des onduleurs depuis les appels d'offres CRE3.....	25
Figure 27 : variation du coût d'achat des onduleurs en fonction de la taille de l'installation.....	25
Figure 28 : évolution du poste "autres électriques" depuis les appels d'offres CRE3.....	26
Figure 29 : évolution du coût des structures depuis les appels d'offres CRE3.....	27
Figure 30 : variation du coût des structures en fonction de la taille de l'installation.....	27
Figure 31 : évolution des OPEX depuis les AO CRE3.....	28
Figure 32 : évolution des ITVA depuis les appels d'offres CRE3.....	29
Figure 33 : variation des OPEX en fonction de la taille de l'installation.....	29
Figure 34 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations au sol).....	30
Figure 35 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations sur bâtiments).....	30
Figure 36 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations sur ombrières).....	31
Figure 37 : évolution des coûts d'O&M depuis les AO CRE3.....	32
Figure 38 : variation des coûts d'O&M en fonction de la taille de l'installation.....	33
Figure 39 : évolution dans le temps du coût des assurances.....	33
Figure 40 : variation du coût des assurances en fonction de la taille de l'installation.....	34
Figure 41 : coût moyen des assurances par région (toutes typologies confondues).....	34

Figure 42 : part des projets n'ayant pas de frais de location en fonction du type et de la taille de l'installation 35

Figure 43 : coût de la location annuelle par région pour les installations au sol..... 35

Figure 44 : évolution dans le temps des frais de vente sur le marché (valeurs nulles exclues)..... 36

Figure 45 : distribution des projets selon la part de dette..... 37

Figure 46 : évolution du taux d'emprunt depuis les appels d'offres CRE3 38

Figure 47 : distribution des rentabilités attendues par les porteurs de projet sur 20 ans..... 39

Figure 48 : écarts de rentabilité liés à la réfaction sur les coûts de raccordement..... 40

Figure 49 : évolution dans le temps des rentabilités attendues sur 20 ans 41

Figure 50 : hypothèse centrales de coûts retenues pour le calcul du LCOE (données en €/kWc)..... 43

Figure 51 : résultats de l'analyse des LCOE par segment sur 20 et 30 ans 44

Figure 52 : prix moyen des lauréats aux dernières périodes des appels d'offres CRE4 (résultats par segment) 44