

MISE EN ŒUVRE DE LA REVISION DES CONTRATS PHOTOVOLTAÏQUES HISTORIQUES PREVUE PAR LA LOI DE FINANCES POUR 2021

L'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 prévoit la réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires du 10 juillet 2006 (« S06 »), du 12 janvier 2010 (« S10 ») et du 31 août 2010 (« S10B »). Cette disposition législative s'articule autour d'un principe de réduction des tarifs en vigueur (premier alinéa) et d'un mécanisme individuel visant à adapter cette réduction dans le cas où la viabilité économique du producteur s'en trouverait mise en cause (deuxième alinéa).

Le présent document présente le contenu des projets de textes réglementaires, objets d'une consultation avec les acteurs de la filière ainsi que les principes méthodologiques retenus pour l'élaboration des nouveaux tarifs relatifs aux installations concernées.

1. CONTEXTE

1.1 Conditions historiques d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques bénéficiant d'un contrat de soutien antérieur à décembre 2010

La loi du 10 février 2000¹ ouvrant le marché de l'électricité a introduit le principe d'un mécanisme d'obligation d'achat au tarif modulé pour des objectifs de politique énergétique. En 2006, afin de favoriser le développement d'un secteur de production d'électricité photovoltaïque en France, un tarif de rachat très incitatif a remplacé le tarif existant depuis 2002² : ce tarif a été fixé à **300 €/MWh** pour des installations non intégrées au bâti et à **550 €/MWh** en cas d'intégration au bâti, contre 138 €/MWh auparavant.

Ces tarifs se sont avérés très attractifs et ont conduit à une très forte augmentation du nombre de projets d'installations, en rupture brutale avec la situation antérieure du secteur en France. Sous les effets conjugués de la baisse des prix des modules photovoltaïques et de la hausse des tarifs, qui, indexés sur l'inflation, dépassaient 600 €/MWh en 2009 dans le cas des installations intégrées au bâti, les demandes de projet se sont multipliées au point que les objectifs nationaux de déploiement des capacités ont été dépassés.

Après une révision du dispositif en janvier 2010 ayant introduit la notion d'intégration simplifiée au bâti, avec un tarif réduit de 30 %, et la régionalisation des tarifs pour les installations au sol, puis en mars 2010 l'adoption de mesures transitoires, et en septembre 2010 une baisse générale des tarifs (12 %)³, un moratoire a été décidé fin 2010⁴ pour définir un mode de soutien plus adapté.

Toutefois, environ 235 000 installations photovoltaïques, représentant une capacité de 3,6 GW, continuent de bénéficier de contrats signés avant le moratoire, et représentent une charge de soutien budgétaire de près de **2 Md€ par an**. Sur l'ensemble de leur durée de vie (de vingt ans, les derniers contrats arrivant à échéance dans les années 2030), ces aides représenteraient des dépenses budgétaires totales de l'ordre de **39,6 Md€** (hors contrats dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain), dont **25 Md€** restent à payer selon le comité de gestion des charges de service public de l'électricité et les estimations réalisées au cours de l'élaboration de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

¹ Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

² Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que mentionnées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité

³ Arrêtés du 12 janvier 2010 et du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que mentionnées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité

⁴ Décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil

1.2 La loi de finances pour 2021 prévoit la réduction du tarif applicable à certaines installations photovoltaïques bénéficiant d'un contrat de soutien antérieur à 2010

C'est pourquoi le Parlement a adopté, sur proposition du Gouvernement, l'**article 225 de la loi de finances pour 2021** (« LFI 2021 ») qui prévoit la réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires « S06 », « S10 » et « S10B » (cf. annexe 1). Son deuxième alinéa prévoit un mécanisme visant notamment à adapter le niveau ou la date de prise d'effet de la réduction « *si ceux-ci sont de nature à compromettre la viabilité économique du producteur* ».

Le Gouvernement élabore le cadre réglementaire nécessaire à l'application de cette disposition. Un **décret en Conseil d'État**, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, doit être publié à cette fin. Ce décret doit être complété par un **arrêté** pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, qui doit fixer les conditions tarifaires applicables à l'ensemble des installations concernées (date de prise d'effet et modalités de calcul de la réduction). Le tarif effectivement applicable à chaque contrat doit être notifié en conséquence à chaque producteur. Le producteur disposerait d'un délai de 15 jours pour faire part de ses observations éventuelles sur sa situation (date de mise en service, localisation géographique, type d'installation). Un délai minimum d'un mois à compter de la publication des textes est envisagé pour procéder à l'ensemble des notifications.

Dans un second temps, outre les avis rendus sur les deux textes réglementaires susmentionnés, la Commission de régulation de l'énergie doit adopter une **délibération** ayant pour objectif de préciser les modalités d'instruction des demandes dont elle serait saisie en application du deuxième alinéa de l'article 225 de la LFI 2021. Ces précisions de méthode doivent être publiées après les textes réglementaires émanant du Gouvernement.

2. MODALITES D'APPLICATION DE L'ARTICLE 225 DE LA LOI DE FINANCES POUR 2021

2.1 Contenu du projet de décret en Conseil d'État

L'article 225 de la LFI 2021 confie au Gouvernement le soin de préciser, par décret en Conseil d'État pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les modalités d'application du principe de réduction tarifaire et du mécanisme visant notamment à adapter le niveau ou la date de prise d'effet de la réduction « *si ceux-ci sont de nature à compromettre la viabilité économique du producteur* » (second alinéa).

S'agissant des modalités de mise en œuvre de la réduction tarifaire, le projet de décret joint au présent document de consultation :

- précise la **notion de « rémunération raisonnable »** ;
- détaille la **nature des paramètres pris en compte** pour l'établissement de la réduction tarifaire conformément aux dispositions de la LFI 2021 ;
- encadre le niveau de la réduction tarifaire en prévoyant un **tarif minimal** ;
- encadre la **prise d'effet** de la réduction tarifaire dans le temps ;
- précise la **procédure de notification** de la réduction tarifaire au producteur concerné.

S'agissant des modalités de mise en œuvre du mécanisme objet du deuxième alinéa de l'article 225 de la LFI 2021, le projet de décret :

- définit les **notions de producteur, viabilité économique, mesures de redressement et de soutien** ;
- précise les **conditions dans lesquelles la Commission de régulation de l'énergie peut être saisie d'une demande de réexamen** par le producteur : le projet de texte fixe une période pour le dépôt des demandes de réexamen. Il confie à la Commission de régulation de l'énergie le soin de détailler, dans une délibération, les modalités de sa saisine, en particulier concernant la liste des pièces à fournir pour la constitution du dossier de réexamen ;
- précise que le **recours à ce dispositif est suspensif** de la mise en œuvre de la réduction tarifaire résultant de l'application de l'alinéa premier de l'article 225 de la LFI 2021. Lors de l'activation de ce dispositif, la CRE délivre un accusé de réception ;
- précise que le producteur dispose d'un délai de huit mois, à compter de la réception de cet accusé de réception, pour fournir les informations nécessaires à la complétude de son dossier. A défaut de production

de l'ensemble des pièces dans le délai de huit mois, la demande de réexamen est réputée rejetée, mettant fin à la suspension susmentionnée. Toute demande de compléments d'information par la CRE devra être satisfaite dans un délai de deux mois. Ce délai peut être prorogé par la CRE d'une durée ne pouvant excéder six mois ;

- prévoit que, lorsqu'elle dispose des informations nécessaires, la CRE accuse réception d'un dossier complet auprès du producteur ;
- dispose que la CRE instruit la demande de réexamen dans un délai maximal de douze mois ;
- précise que la suspension s'interrompt dès lors que les ministres notifient au producteur leur décision résultant de la mise en œuvre du mécanisme visé au second alinéa de l'article 225 de la LFI 2021 et, en tout état de cause, qu'elle ne peut dépasser seize mois à compter de la notification du tarif révisé au terme de la mise en œuvre de l'arrêté mentionné à l'article premier de cet article 225 ;
- précise que l'éventuelle différence entre les sommes perçues par le producteur pendant cette phase suspensive et les sommes qu'il aurait dû percevoir en application de la décision prise par les ministres à l'issue de la mise en œuvre du mécanisme visé au second alinéa de l'article 225 de la LFI 2021 devra être remboursée dans un délai de trois mois à l'issue de la notification de cette décision.

En ce qui concerne la mise en œuvre du deuxième alinéa de la disposition législative, la Commission de régulation de l'énergie doit utiliser un faisceau d'indices pour déterminer si les nouveaux tarifs sont susceptibles de porter atteinte à la viabilité économique du producteur. Le producteur doit ainsi notamment informer la CRE :

- des effets de la réduction tarifaire sur la poursuite de l'exploitation de l'installation ;
- des conditions d'achat du matériel et équipements de l'installation ;
- de sa capacité à honorer les paiements à ses fournisseurs et prestataires ;
- des conditions de financement de l'installation ;
- de sa capacité à rembourser ses dettes – de sorte que puisse être notamment examinée, selon la situation du producteur, la question du remboursement d'une dette raisonnable, sous réserve que toutes les mesures de redressement et de soutien nécessaires à la préservation aient été prises ou envisagées ;
- des distributions passées et anticipées d'une partie du résultat à ses actionnaires ;
- des aides et subventions éventuellement perçues ;
- des spécificités de financement dans les zones non interconnectées.

Par ailleurs, ce projet de texte prévoit **une faculté de résiliation unilatérale** des contrats d'achat entrant dans le champ de l'article 225 de la LFI 2021, à l'initiative du producteur, sans versement de l'indemnité prévue à l'article R. 314-9 du code de l'énergie et en définit les modalités d'application. L'absence de versement d'indemnité est conditionnée à la poursuite de l'exploitation et de la production jusqu'à la fin de la durée initialement prévue par le contrat.

2.2 Contenu du projet d'arrêté

Pour l'application du principe de réduction tarifaire, les dispositions de l'article 225 de la LFI 2021 prévoient que les ministres chargés de l'énergie et du budget fixent par arrêté la réduction tarifaire applicable aux installations concernées, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Le projet d'arrêté joint au présent document de consultation précise :

- les **modalités de calcul** utilisées pour déterminer le niveau de la réduction tarifaire applicable aux installations concernées. Les principes méthodologiques envisagés pour l'établissement de ces valeurs sont exposés au paragraphe 3 ci-dessous ;
- la **date de prise d'effet** de la réduction tarifaire ;
- le **niveau du tarif minimal**.

2.3 Entrée en vigueur des nouveaux tarifs

Le projet d'arrêté prévoit que le tarif d'achat révisé notifié au producteur s'appliquera à compter du 1^{er} octobre 2021. Comme susmentionné, l'activation du mécanisme prévu au deuxième alinéa de l'article 225 de la LFI 2021 sera suspensive de l'application du tarif révisé.

3. HYPOTHESES NECESSAIRES A L'ELABORATION DES NOUVEAUX TARIFS

Pour atteindre les objectifs poursuivis par la disposition législative, les nouvelles conditions tarifaires doivent être définies de sorte que « *la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, n'excède pas une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation* ».

La définition des nouveaux tarifs applicables aux installations concernées repose par conséquent sur une simulation de la rentabilité des capitaux engagés au regard des recettes et des dépenses des installations sur la durée de leur contrat.

Les paragraphes suivants détaillent les hypothèses normatives que l'administration envisage de retenir pour la construction des nouveaux tarifs : **coûts d'investissement** et **coûts d'exploitation, productible, taux de rentabilité interne cibles**. Selon les cas, ces hypothèses peuvent dépendre de la date de mise en service de l'installation, de son implantation géographique, de sa technologie et de sa puissance.

3.1 Hypothèses de coûts

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement constituent un paramètre important de la simulation compte tenu de leur forte évolution sur la période considérée.

La grille des coûts d'investissement que l'administration envisage de retenir prend comme point de départ les données de la Commission de régulation de l'énergie (base « CRE ») portant sur les années 2017 à 2020 pour les installations en toiture (surimposition) et celles au sol, telles que révélées par les appels d'offres. Les coûts déclarés dans le cadre des appels d'offres de la CRE sont des coûts d'investissement complets et intègrent les coûts de développement (études, procédures administratives, etc.), le coût des panneaux photovoltaïques, les coûts de raccordement, les coûts financiers ainsi que les coûts d'assurance, provisions pour risque, aléas et démantèlement. Les CAPEX des installations dont la mise en service était prévue au cours d'une année *N* sont affectées à la mi-année.

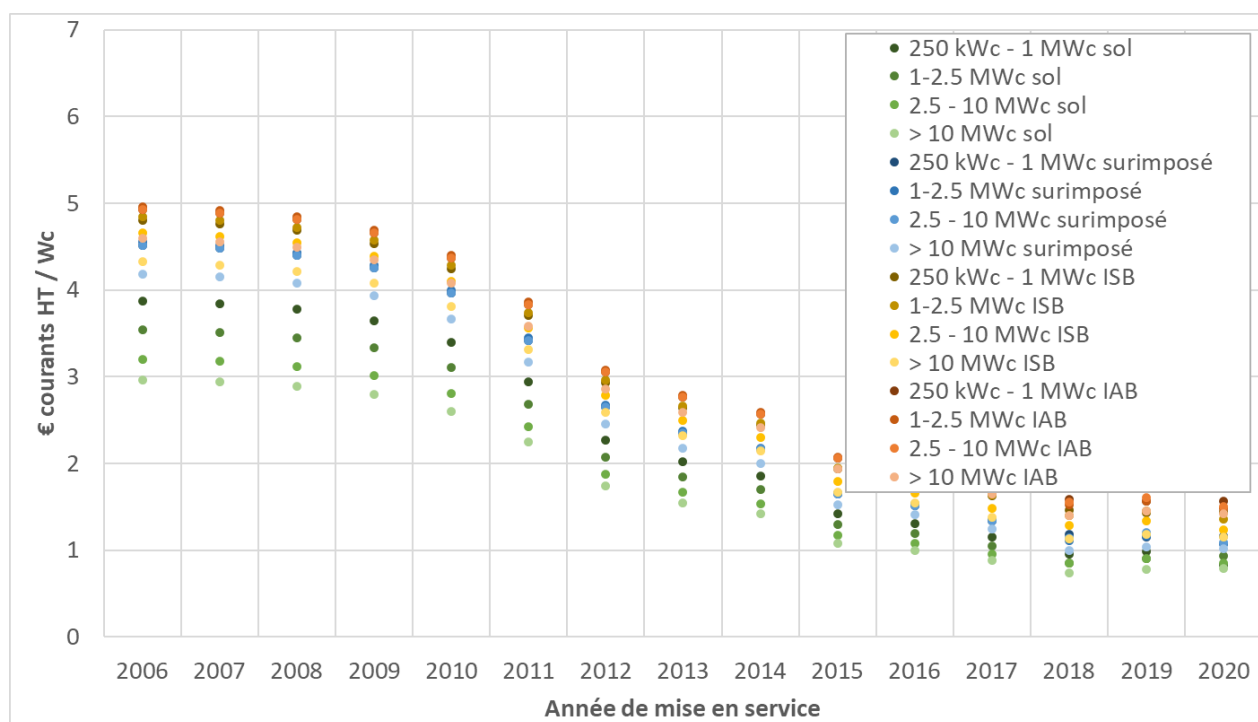
Pour déduire de ces données des valeurs normatives de coûts d'investissement pour les années antérieures à 2017, l'administration envisage de s'appuyer sur le profil d'évolution des coûts complets du solaire photovoltaïque issu du rapport « Renewable Power Generation Costs in 2019 » de l'IRENA (International Renewable Energy Agency). L'administration considère que les données présentées à l'échelle des pays ne constituent pas une source d'informations suffisamment robuste par rapport aux données monde qui présentent une meilleure fiabilité statistique. Par ailleurs, et compte tenu d'une donnée à l'échelle monde, seule les évolutions annuelles sont prises en compte. Une extrapolation des données de la base « CRE » est ainsi réalisée jusqu'à l'année 2010 à partir des coefficients d'évolution intra-annuelle observés sur le profil d'évolution des coûts mis en évidence dans le rapport de l'IRENA susmentionné. Pour les années antérieures à l'année 2010, l'administration retient une hypothèse normative d'évolution des coûts dégressive assise sur un profil d'évolution exponentiel : baisse de 1 % des coûts entre 2006 et 2007, baisse de 2 % des coûts entre 2007 et 2008, baisse de 3 % des coûts entre 2008 et 2009 et baisse de 7 % des coûts entre 2009 et 2010.

L'évaluation du surcoût de l'intégration simplifiée au bâti (« ISB ») repose sur les données de la base « CRE » tandis que celle de l'intégration au bâti (« IAB ») repose sur des données issues de l'Agence de l'environnement et de maîtrise de l'énergie (données « ADEME »). Les surcoûts retenus sont les suivants :

- +0,14 à +0,29 €/Wc pour une installation en intégration simplifiée au bâti (ISB) par rapport à une installation surimposée en toiture, selon le segment de puissance (données de la base « CRE ») ;
- +0,41 €/Wc pour une installation en intégration au bâti (IAB) par rapport à une installation surimposée en toiture (données « ADEME » non différenciables selon la puissance).

Ces surcoûts normatifs permettent d'extrapoler les huit profils de coûts restants pour l'ISB et l'IAB, à chaque fois à segment de puissance identique.

Le graphique ci-dessous présente les profils obtenus pour les 16 segments d'installations à l'aide de la méthodologie détaillée dans les paragraphes précédents.



Les valeurs normatives sont présentées en annexe 2.

Cas des installations situées en zones non interconnectées

S'agissant des installations situées en zones non interconnectées, l'administration envisage de retenir une surcote de + 25 % par rapport aux valeurs retenues pour les installations situées en métropole continentale.

Cette valeur s'appuie sur le rapport du Syndicat des énergies renouvelables (SER) « Anticiper le développement du solaire photovoltaïque compétitif » publié en 2013 qui indique que « les coûts de construction de générateurs photovoltaïques dans les DOM [sont] environ 25 % plus élevés qu'en métropole ».

Coûts d'exploitation

La segmentation retenue pour les coûts d'exploitation est similaire à celle retenue pour les coûts d'investissement, à la différence près que les installations en intégration au bâti (IAB/ISB) sont traitées comme les installations surimposées dans une unique famille « bâtiments ».

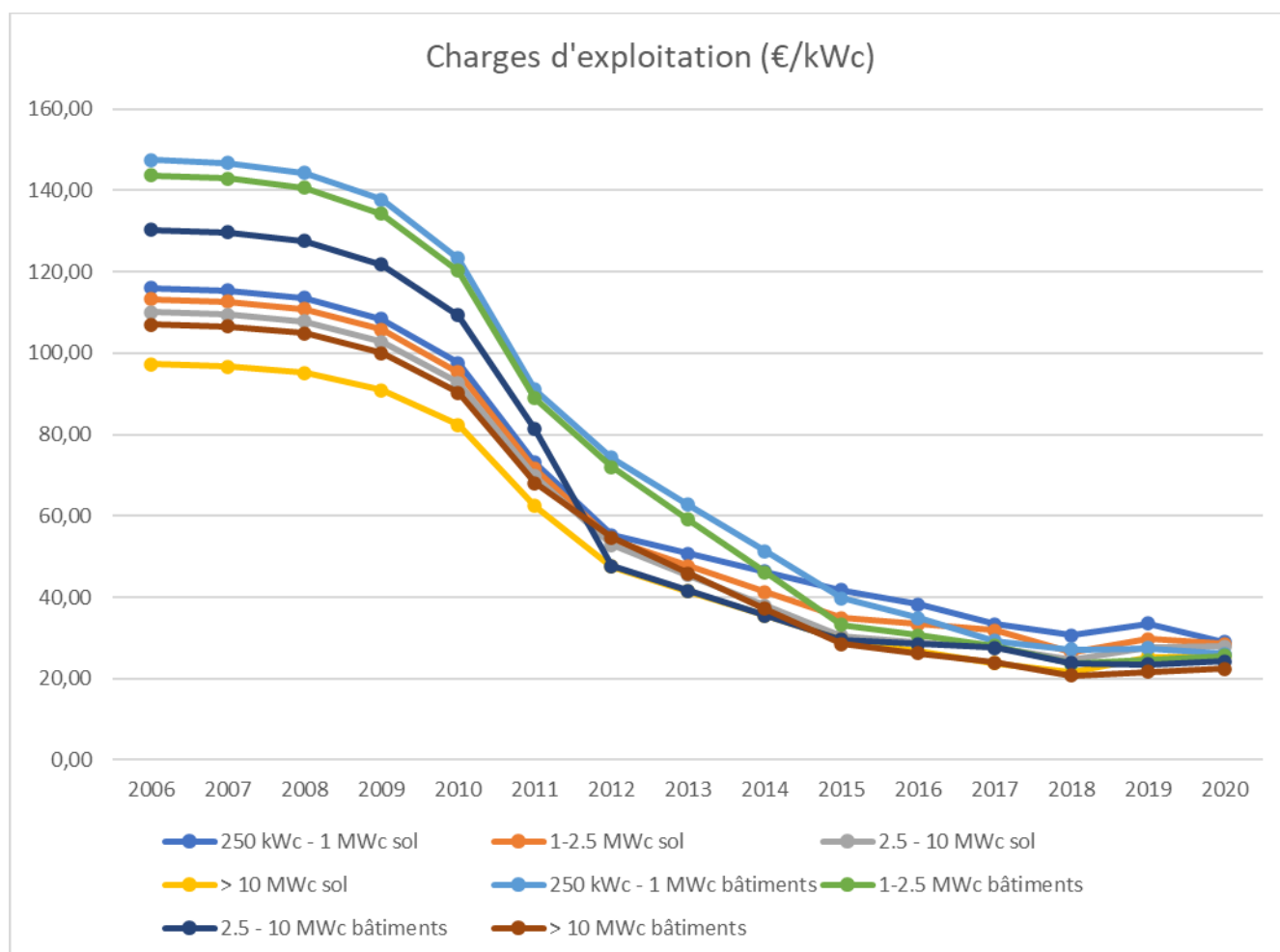
L'administration n'appuie pas son analyse des charges d'exploitation sur des données internationales. Elle considère que les spécificités de chaque pays en matière de coût du travail ou encore de taxes ne permettent pas de tirer d'informations robustes. L'administration envisage de retenir les modalités de construction des charges d'exploitation suivantes :

- les charges d'exploitation (OPEX) supportées par une typologie d'installation donnée dépendent de l'année de mise en service de l'installation. Il convient donc dans un premier temps de construire des données de référence par année de mise en service ;
- l'administration retient, au terme d'échange avec des membres de la filière, que les charges d'exploitation d'une installation donnée restent constantes entre l'année de mise en service de ladite installation et la date de mise en œuvre de la réforme. L'administration considère ainsi que les installations n'ont pas bénéficié de la baisse des charges d'exploitation au cours du temps ;
- l'administration considère toutefois que les charges d'exploitation qui seront supportées par les installations à l'issue de l'entrée en vigueur de la réforme seront inférieures à celles historiquement supportées. Certains postes de charges seront en effet mécaniquement réduits du fait de la réduction tarifaire applicable, c'est le cas notamment de la CVAE (cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises), laquelle dépend directement du niveau du tarif. En outre, historiquement assise sur 1,5 % de la valeur ajoutée, cette charge est, depuis l'année 2021 assise sur 0,75 % de la valeur ajoutée. L'administration considère également que d'autres postes de charges devraient également diminuer au terme de la réduction tarifaire : une part des baux locatifs et des contrats d'asset management sont directement assis sur le chiffre d'affaires de l'installation, les contrats de gestion/maintenance conclus pour des installations bénéficiant d'un tarif

élevé devraient être adaptés afin de prendre en compte la moindre nécessité de bénéficier de conditions d'intervention optimale (le besoin d'assurer une continuité d'activité pour une installation relève d'un arbitrage économique dépendant du potentiel manque à gagner en cas d'interruption, et donc, directement du niveau du tarif d'achat).

Charges d'exploitation historiques

- la CRE dispose d'informations sur les charges d'exploitation supportées par les installations photovoltaïques mises en service entre 2010 et 2012, dans le cadre de ses travaux ayant conduit à l'élaboration du rapport 2014 intitulé « coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine ». Ces données permettent ainsi de construire les charges d'exploitation hors IFER⁵ supportées par segment de puissance et typologie (bâtiment/sol) pour les années 2010-2012 ;
- les données issues des plans d'affaires de la base « CRE » permettent de construire l'évolution des coûts d'exploitation hors IFER par segment de puissance et par typologie entre 2015 et 2020 ;
- les charges d'exploitation des installations mises en service entre 2012 et 2015 sont déterminées au travers d'une interpolation linéaire entre les valeurs déterminées précédemment ;
- pour les années antérieures à l'année 2010, l'administration retient une hypothèse normative d'évolution des coûts dégressive assise sur un profil d'évolution exponentiel : baisse de 1 % des coûts entre 2006 et 2007, baisse de 2 % des coûts entre 2007 et 2008, baisse de 5 % des coûts entre 2008 et 2009 et baisse de 14 % des coûts entre 2009 et 2010 ;
- les valeurs historiques d'IFER sont enfin ajoutées à la chronique ainsi obtenue.



Document de consultation – juin 2021

Les valeurs normatives d'OPEX correspondant aux charges d'exploitation que l'administration retient, selon l'année de mise en service de l'installation, entre ladite année et l'entrée en vigueur de la réforme sont présentées en annexe 3.

Charges d'exploitation après entrée en vigueur de la réforme

Comme susmentionné, l'administration considère que les charges d'exploitation qui seront supportées par les installations photovoltaïques après révision de leur tarif seront réduites.

L'administration envisage de retenir les modalités de calcul des nouvelles charges d'exploitation suivantes :

- les charges d'exploitation d'une installation constituent une fonction affine du niveau du tarif :

$$\text{OPEX} = a * \text{Tarif} + b$$

- l'administration dispose de deux points de référence, à l'année de mise en service de l'installation et en 2020, tirées des chroniques précédemment définies, lui permettant d'établir un jeu de deux équations à deux inconnues et de déterminer les coefficients a et b en fonction du segment considéré (typologie, puissance, année de mise en service) ;
- la réduction tarifaire dépendant du niveau des OPEX prévisionnels, et ce niveau dépendant lui-même du nouveau tarif (lui-même dépendant également des hypothèses de CAPEX, de productible et TRI raisonnable), la méthode de calcul des OPEX prévisionnels repose donc sur un système itératif convergent ;
- le niveau minimal des OPEX retenu correspond au niveau des OPEX supportées par une installation mise en service en 2020.

Des cas types de chronique d'OPEX sont présentés en annexe 4.

Cas des installations situées en zones non interconnectées

S'agissant des installations situées en zones non interconnectées, l'administration envisage de retenir une surcote de + 25 % par rapport aux valeurs retenues pour les installations situées en métropole continentale.

Cette valeur s'appuie sur le rapport du Syndicat des énergies renouvelables (SER) « Anticiper le développement du solaire photovoltaïque compétitif » publié en 2013 qui indique que « les coûts de construction de générateurs photovoltaïques dans les DOM [sont] environ 25 % plus élevés qu'en métropole ».

Prise en compte éventuelle des aides à l'investissement

Les travaux conduits n'ont pas permis, à ce stade, de mettre en évidence des éventuelles aides à l'investissement qu'il conviendrait de prendre en compte de façon normative.

3.2 Hypothèses de productible

Le productible correspond à la quantité d'énergie produite annuellement par unité de puissance installée. Le productible s'exprime donc en unité de temps. Il peut être défini de façon homogène en kWh/kWc ou en hepp (heure équivalent pleine puissance).

Les données dont dispose la Commission de régulation de l'énergie via la base de données d'EDF Obligation d'achat (« EDF OA ») permettent de connaître le productible annuel de chacune des installations depuis leur mise en service.

L'administration envisage de retenir un productible commun pour l'ensemble des installations regroupées dans un même segment. La segmentation retenue est la suivante :

- segmentation **géographique** : régionale. Cette segmentation paraît suffisamment fine pour capter les différences structurelles d'ensoleillement et éviter tout effet adverse (effet d'aubaine pour des installations jouissant d'un ensoleillement particulièrement important et effet pénalisant pour des installations situées dans des zones peu ensoleillées) tout en disposant d'un panel d'installations suffisamment représentatif par segment ;
- segmentation **typologique** : une différenciation est faite entre des installations sur bâtiment en IAB et ISB, d'une part, et des installations au sol ou non intégrées au bâti, d'autre part ;
- segmentation par puissance : aucune corrélation n'a été observée à ce titre ;

Document de consultation – juin 2021

- segmentation selon l'année de mise en service : aucune segmentation additionnelle n'est retenue à ce titre. Les données en possession de la Commission de régulation de l'énergie permettent en effet de constater que l'évolution du rendement des panneaux photovoltaïques est négligeable au cours de la période 2010 - 2012, laquelle concentre la majorité des mises en service.

Des retraitements ont été effectués sur les données dont dispose la Commission de régulation de l'énergie :

- suppression de la première année de production : l'année n'étant pas complète, le productible calculé se trouve donc biaisé ;
- suppression des années avec un productible inférieur à 800 hepp : pour des productibles aussi faibles, on peut penser que l'installation a subi des événements fortuits lors de l'année d'exploitation considérée.

Les productibles retenus à la date de mise en service de l'installation sont les suivants, en heures équivalent pleine puissance (heep) :

	Bâtiment	Sol
Auvergne-Rhône-Alpes	1175	1366
Bourgogne-Franche-Comté	1068	1165
Bretagne	1074	1107
Centre-Val-de-Loire	1108	1231
Grand-Est	1097	1109
Hauts-de-France	1046	964
Île-de-France	970	1065
Normandie	1043	1206
Nouvelle-Aquitaine	1140	1260
Occitanie	1180	1350
Pays-de-la-Loire	1121	1115
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	1235	1482

Dans certains cas, en particulier lorsque le nombre d'installations mises en service dans la région considérée est peu élevé, des productibles bâtiment supérieurs aux productibles sols peuvent être observés. Ils sont néanmoins conservés à ce stade car représentatifs des conditions de fonctionnement à la maille régionale choisie.

L'administration envisage par ailleurs de retenir une perte de rendement de 0,5 % par an.

Cas des installations situées en zones non interconnectées

Les données dont dispose la Commission de régulation de l'énergie via les bases de données d'EDF SEI OA et d'EDM OA ne permettent pas de retracer le productible différencié en fonction de la typologie de l'installation (sol ou bâtiment). À ce stade des travaux, les simulations effectuées par la Commission de régulation de l'énergie s'appuient donc sur un productible unique quelle que soit la typologie.

La Commission de régulation de l'énergie est en cours de discussion avec les acheteurs obligés afin de compléter les informations manquantes et ainsi différencier le productible constaté pour les installations sur bâtiment et celles au sol.

Les productibles retenus à ce stade sont les suivants, en heures équivalent pleine puissance (heep) :

	Bâtiment - Sol
Corse	1379
Guadeloupe	1394
Guyane	1270
Martinique	1308
Mayotte	1213
Réunion	1369

3.3 Hypothèses de taux de rentabilité interne cible

Les nouvelles conditions tarifaires doivent être définies de sorte que « la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, n'excède pas une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation ».

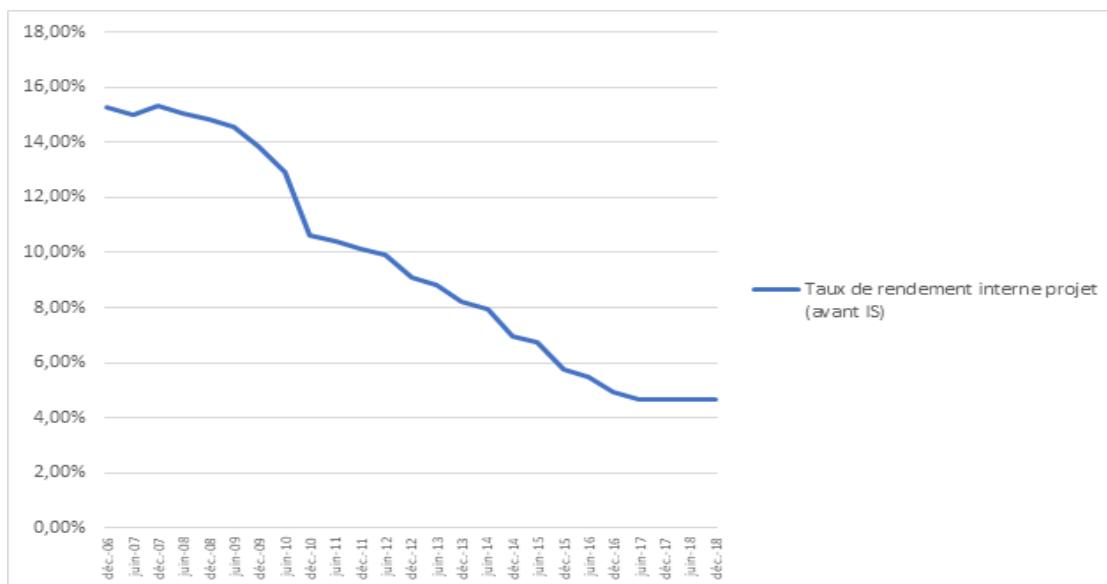
L'administration considère que le caractère « raisonnable » de ce taux de rentabilité s'apprécie au regard des conditions d'investissement de l'époque et de la volonté des pouvoirs publics de développer la filière du solaire photovoltaïque sous-jacente aux conditions d'achat prévues par les arrêtés « S06 », « S10 » et « S10B ».

Les travaux préparatoires aux arrêtés « S06 », « S10 » et « S10B » font apparaître des taux de rentabilité interne avant impôt (ci-après « taux de rentabilité ») sous-jacents de respectivement 15,3 % (S06), 12,9 % (S10) et 10,6 % (S10B) pour les installations intégrées au bâti, que l'administration considère comme raisonnables compte tenu des conditions d'investissement de l'époque. Ces TRI avant impôts intègrent une hypothèse normative de taux d'IS à 34,43 %.

L'administration envisage toutefois de prendre en compte l'évolution des conditions de financement constatée au cours des années suivant la publication des arrêtés tarifaires. L'évolution des taux de rendement actuariels (en moyenne annuelle) des obligations « utilities » (marché obligataire) a ainsi été utilisée pour déterminer l'évolution des conditions de financement sur la période 2006-2019. Les obligations des sociétés EDF, EnBW et Vattenfall ont été retenues – celles-ci constituant des obligations seniors d'entreprises « utilities » en euro et à taux fixe, encore actives et d'une maturité d'environ 15 ans en 2010. A noter que, dans les trois cas, une baisse des conditions de financement est observée à partir de 2012. L'observation de l'évolution du taux des obligations d'Etat permet de mettre en évidence le rôle prépondérant de la baisse du taux sans risque dans l'évolution des conditions de financement.

L'administration envisage par ailleurs de prendre en compte la baisse rapide du risque filière, tel que perçu par les investisseurs à mesure que celle-ci gagnait en maturité. Les « bêtas » désendettés sous-jacents aux taux de rentabilité des arrêtés S06, S10 et S10B permettent d'observer cette évolution de la perception du risque filière. Les travaux de la Commission de régulation de l'énergie permettent par ailleurs de se fonder sur une valeur additionnelle en 2017 tirée d'un audit qu'elle avait mené à cette époque.

En combinant dans un modèle MEDAF de détermination de coût moyen pondéré du capital (CMPC) les points de passage obligés, c'est-à-dire les taux de rendement interne sous-jacents à l'arrêté de 2006 et aux deux arrêtés de 2010, l'évolution des conditions générales de financement et celle du risque de la filière, on peut tracer une courbe des taux de rendement avant IS avec une valeur pour chaque semestre. Cette courbe est fortement décroissante jusqu'en juin 2017.



Les valeurs normatives sont présentées en annexe 5.

Cas des installations situées en zones non interconnectées

Compte tenu des difficultés à retracer avec fiabilité les taux de rentabilité sous-jacents aux arrêtés pour les zones non interconnectées, le taux de rémunération issu de l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées, ainsi que les taux « raisonnables » en métropole, tels que reconstitués ci-dessus, sont utilisés. Le taux de l'arrêté du 23 mars 2006 s'élève à 11,0 % en base avant impôts.

La courbe de taux de rentabilité retenue pour les zones non interconnectées est égale au maximum entre le taux de rentabilité métropole et 11 % (d'après l'arrêté du 23 mars 2006).

Annexe 1

Article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2021 de finances pour 2021 :

« Le tarif d'achat de l'électricité produite par les installations d'une puissance crête de plus de 250 kilowatts utilisant l'énergie radiative du soleil moyennant des technologies photovoltaïques ou thermodynamiques est réduit, pour les contrats conclus en application des arrêtés du 10 juillet 2006, du 12 janvier 2010 et du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que mentionnées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, à un niveau et à compter d'une date fixés par arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget de telle sorte que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, n'excède pas une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation. Le projet d'arrêté est soumis pour avis à la Commission de régulation de l'énergie. Cet avis est rendu public. La réduction du tarif tient compte de l'arrêté tarifaire au titre duquel le contrat est conclu, des caractéristiques techniques de l'installation, de sa localisation, de sa date de mise en service et de ses conditions de fonctionnement.

« Sur demande motivée d'un producteur, les ministres chargés de l'énergie et du budget peuvent, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, fixer par arrêté conjoint un niveau de tarif ou une date différents de ceux résultant de l'application du premier alinéa du présent article, si ceux-ci sont de nature à compromettre la viabilité économique du producteur, notamment en tenant compte des spécificités de financement liées aux zones non interconnectées, sous réserve que celui-ci ait pris toutes les mesures de redressement à sa disposition et que les personnes qui le détiennent directement ou indirectement aient mis en œuvre toutes les mesures de soutien à leur disposition, et dans la stricte mesure nécessaire à la préservation de cette viabilité. Dans ce cas, les ministres chargés de l'énergie et du budget peuvent également allonger la durée du contrat d'achat, sous réserve que la somme des aides financières résultant de l'ensemble des modifications soit inférieure à la somme des aides financières qui auraient été versées dans les conditions initiales. Ne peuvent se prévaloir du présent alinéa les producteurs ayant procédé à des évolutions dans la structure de leur capital ou dans leurs modalités de financement après le 7 novembre 2020, à l'exception des mesures de redressement et de soutien susmentionnées.

« Un décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, précise les modalités d'application du présent article. »

Annexe 2

Les valeurs normatives de coûts d'investissement pour les installations situées en métropole continentale sont présentées ci-dessous en euros Hors Taxes par Watt-crête, selon le trimestre de mise en service, le segment de puissance, et la typologie de l'installation :

Année	Trimestre	250 kWc - 1				1 - 2.5 MWc				2.5 - 10 MWc				> 10 MWc			
		MWc sol	sol	MWc sol	sol	MWc surimposé	surimposé	MWc surimposé	> 10 MWc surimposé	MWc ISB	ISB	MWc ISB	ISB	MWc IAB	IAB	MWc IAB	IAB
2006	T1	3,87	3,54	3,20	2,96	4,51	4,55	4,51	4,18	4,79	4,84	4,65	4,32	4,92	4,96	4,92	4,59
2006	T2	3,87	3,54	3,20	2,96	4,51	4,55	4,51	4,18	4,79	4,84	4,65	4,32	4,92	4,96	4,92	4,59
2006	T3	3,87	3,54	3,20	2,96	4,51	4,55	4,51	4,18	4,79	4,84	4,65	4,32	4,92	4,96	4,92	4,59
2006	T4	3,86	3,53	3,19	2,96	4,50	4,54	4,50	4,17	4,78	4,83	4,64	4,31	4,91	4,95	4,91	4,58
2007	T1	3,86	3,52	3,18	2,95	4,49	4,53	4,49	4,16	4,78	4,82	4,63	4,30	4,90	4,94	4,90	4,57
2007	T2	3,85	3,51	3,18	2,94	4,48	4,52	4,48	4,15	4,77	4,81	4,62	4,29	4,89	4,93	4,89	4,56
2007	T3	3,83	3,50	3,17	2,93	4,47	4,50	4,47	4,14	4,75	4,79	4,61	4,28	4,88	4,91	4,88	4,55
2007	T4	3,82	3,49	3,15	2,92	4,45	4,48	4,45	4,12	4,73	4,77	4,59	4,26	4,86	4,89	4,86	4,53
2008	T1	3,80	3,47	3,14	2,91	4,43	4,46	4,43	4,10	4,71	4,75	4,57	4,24	4,84	4,87	4,84	4,51
2008	T2	3,79	3,46	3,13	2,90	4,41	4,44	4,41	4,09	4,69	4,73	4,55	4,23	4,82	4,85	4,82	4,50
2008	T3	3,76	3,43	3,11	2,88	4,38	4,42	4,38	4,06	4,67	4,71	4,52	4,20	4,79	4,83	4,79	4,47
2008	T4	3,73	3,40	3,08	2,85	4,35	4,38	4,35	4,02	4,63	4,67	4,49	4,17	4,76	4,79	4,76	4,43
2009	T1	3,70	3,38	3,05	2,83	4,31	4,34	4,31	3,99	4,59	4,63	4,45	4,13	4,72	4,75	4,72	4,40
2009	T2	3,66	3,35	3,03	2,80	4,27	4,30	4,27	3,96	4,55	4,59	4,41	4,10	4,68	4,71	4,68	4,37
2009	T3	3,62	3,30	2,99	2,77	4,21	4,25	4,21	3,90	4,50	4,54	4,36	4,05	4,62	4,66	4,62	4,31
2009	T4	3,56	3,25	2,94	2,72	4,14	4,17	4,14	3,84	4,43	4,46	4,28	3,98	4,55	4,58	4,55	4,25
2010	T1	3,49	3,19	2,89	2,67	4,07	4,10	4,07	3,77	4,35	4,39	4,21	3,91	4,48	4,51	4,48	4,18
2010	T2	3,43	3,13	2,83	2,63	4,00	4,03	4,00	3,70	4,28	4,32	4,14	3,84	4,41	4,44	4,41	4,11
2010	T3	3,34	3,05	2,76	2,56	3,89	3,92	3,89	3,61	4,18	4,21	4,03	3,75	4,30	4,33	4,30	4,02
2010	T4	3,23	2,95	2,66	2,47	3,76	3,79	3,76	3,48	4,04	4,08	3,90	3,62	4,17	4,20	4,17	3,89
2011	T1	3,11	2,84	2,57	2,38	3,62	3,65	3,62	3,36	3,91	3,94	3,76	3,50	4,03	4,06	4,03	3,77
2011	T2	2,99	2,73	2,47	2,29	3,49	3,51	3,49	3,23	3,77	3,80	3,63	3,37	3,90	3,92	3,90	3,64
2011	T3	2,85	2,60	2,36	2,18	3,32	3,35	3,32	3,08	3,61	3,64	3,46	3,22	3,73	3,76	3,73	3,49
2011	T4	2,69	2,45	2,22	2,06	3,13	3,15	3,13	2,90	3,41	3,44	3,27	3,04	3,54	3,56	3,54	3,31
2012	T1	2,52	2,30	2,08	1,93	2,94	2,96	2,94	2,72	3,22	3,25	3,08	2,86	3,35	3,37	3,35	3,13
2012	T2	2,36	2,15	1,95	1,80	2,74	2,76	2,74	2,54	3,03	3,06	2,89	2,68	3,15	3,17	3,15	2,95
2012	T3	2,24	2,05	1,85	1,71	2,61	2,63	2,61	2,42	2,89	2,92	2,75	2,56	3,02	3,04	3,02	2,83
2012	T4	2,18	1,99	1,80	1,67	2,54	2,56	2,54	2,35	2,82	2,85	2,68	2,49	2,95	2,97	2,95	2,76
2013	T1	2,11	1,93	1,75	1,62	2,46	2,48	2,46	2,28	2,75	2,77	2,60	2,42	2,87	2,89	2,87	2,69
2013	T2	2,05	1,87	1,69	1,57	2,39	2,41	2,39	2,21	2,67	2,70	2,53	2,35	2,80	2,82	2,80	2,62
2013	T3	2,00	1,83	1,65	1,53	2,33	2,35	2,33	2,16	2,61	2,64	2,47	2,30	2,74	2,76	2,74	2,57
2013	T4	1,96	1,79	1,62	1,50	2,28	2,30	2,28	2,11	2,56	2,59	2,42	2,25	2,69	2,71	2,69	2,52
2014	T1	1,92	1,75	1,58	1,47	2,23	2,25	2,23	2,07	2,52	2,54	2,37	2,21	2,64	2,66	2,64	2,48
2014	T2	1,88	1,71	1,55	1,44	2,19	2,20	2,19	2,03	2,47	2,49	2,33	2,17	2,60	2,61	2,60	2,44
2014	T3	1,80	1,64	1,49	1,38	2,10	2,11	2,10	1,94	2,38	2,40	2,24	2,08	2,51	2,52	2,51	2,35
2014	T4	1,69	1,54	1,40	1,29	1,97	1,98	1,97	1,82	2,25	2,27	2,11	1,97	2,38	2,39	2,38	2,23
2015	T1	1,58	1,44	1,31	1,21	1,84	1,86	1,84	1,71	2,12	2,15	1,98	1,85	2,25	2,27	2,25	2,12
2015	T2	1,47	1,34	1,21	1,13	1,71	1,73	1,71	1,59	2,00	2,02	1,85	1,73	2,12	2,14	2,12	2,00
2015	T3	1,40	1,28	1,16	1,07	1,63	1,65	1,63	1,51	1,92	1,94	1,77	1,65	2,04	2,06	2,04	1,92
2015	T4	1,37	1,25	1,13	1,05	1,60	1,61	1,60	1,48	1,88	1,90	1,74	1,62	2,01	2,02	2,01	1,89
2016	T1	1,34	1,23	1,11	1,03	1,57	1,58	1,57	1,45	1,85	1,87	1,71	1,59	1,98	1,99	1,98	1,86
2016	T2	1,32	1,20	1,09	1,01	1,53	1,55	1,53	1,42	1,82	1,84	1,68	1,56	1,94	1,96	1,94	1,83
2016	T3	1,28	1,17	1,06	0,98	1,50	1,51	1,50	1,39	1,78	1,80	1,64	1,53	1,91	1,92	1,91	1,80
2016	T4	1,25	1,14	1,03	0,95	1,45	1,46	1,45	1,34	1,73	1,75	1,59	1,49	1,86	1,87	1,86	1,75
2017	T1	1,21	1,10	1,00	0,92	1,41	1,42	1,41	1,30	1,69	1,71	1,55	1,44	1,82	1,83	1,82	1,71
2017	T2	1,17	1,07	0,97	0,89	1,36	1,37	1,36	1,26	1,65	1,66	1,50	1,40	1,77	1,78	1,77	1,67
2017	T3	1,13	1,03	0,94	0,86	1,32	1,32	1,32	1,21	1,60	1,61	1,46	1,35	1,73	1,73	1,73	1,62
2017	T4	1,08	0,98	0,91	0,83	1,28	1,26	1,27	1,15	1,56	1,55	1,41	1,29	1,69	1,67	1,68	1,56
2018	T1	1,03	0,93	0,89	0,79	1,24	1,20	1,22	1,09	1,52	1,49	1,36	1,23	1,65	1,61	1,63	1,50
2018	T2	0,98	0,88	0,86	0,76	1,20	1,14	1,17	1,02	1,48	1,43	1,31	1,16	1,61	1,55	1,58	1,43
2018	T3	0,96	0,86	0,86	0,75	1,18	1,12	1,15	1,00	1,46	1,41	1,29	1,14	1,59	1,53	1,56	1,41
2018	T4	0,97	0,87	0,87	0,76	1,17	1,13	1,16	1,01	1,45	1,42	1,30	1,15	1,58	1,54	1,57	1,42
2019	T1	0,98	0,88	0,88	0,77	1,16	1,14	1,18	1,02	1,44	1,43	1,32	1,16	1,57	1,55	1,59	1,43
2019	T2	0,99	0,89	0,89	0,78	1,15	1,15	1,19	1,03	1,44	1,44	1,33	1,17	1,56	1,56	1,60	1,44
2019	T3	0,97	0,90	0,89	0,78	1,15	1,15	1,19	1,04	1,43	1,44	1,33	1,18	1,56	1,56	1,60	1,45
2019	T4	0,93	0,91	0,88	0,78	1,15	1,13	1,16	1,03	1,44	1,42	1,30	1,17	1,56	1,54	1,57	1,44
2020	T1	0,89	0,92	0,87	0,79	1,16	1,10	1,13	1,02	1,44	1,39	1,27	1,16	1,57	1,51	1,54	1,43

Annexe 3

Les valeurs normatives de coûts d'exploitation pour les installations situées en métropole continentale sont présentées ci-dessous en euros Hors Taxes par kilowatt-crête, selon l'année de mise en service, le segment de puissance, et la typologie de l'installation :

Année	250 kWc - 1 MWc sol	1-2.5 MWc sol	2.5 - 10 MWc sol	> 10 MWc sol	250 kWc - 1 MWc bâtiments	1-2.5 MWc bâtiments	2.5 - 10 MWc bâtiments	> 10 MWc bâtiments
2006	116,00	113,24	110,06	97,28	147,49	143,68	130,34	107,11
2007	115,38	112,64	109,48	96,76	146,70	142,92	129,64	106,54
2008	113,57	110,86	107,75	95,24	144,39	140,67	127,60	104,86
2009	108,36	105,78	102,82	90,87	137,78	134,23	121,76	100,06
2010	97,63	95,38	92,79	82,35	123,35	120,24	109,34	90,37
2011	73,14	71,57	69,76	62,47	91,09	88,93	81,31	68,07
2012	55,34	54,19	52,86	47,54	74,38	72,07	47,65	54,70
2013	50,77	47,69	45,35	41,46	62,79	59,07	41,54	45,92
2014	46,33	41,31	37,96	35,52	51,34	46,21	35,56	37,27
2015	41,83	34,89	30,53	29,52	39,84	33,30	29,53	28,57
2016	38,21	33,42	29,05	26,69	34,98	30,68	28,59	26,28
2017	33,45	31,95	27,59	23,87	29,34	28,08	27,66	23,93
2018	30,64	26,47	24,56	21,51	27,13	23,59	23,75	20,85
2019	33,55	29,80	27,66	25,38	27,44	24,57	23,43	21,63
2020	29,06	28,55	27,96	25,59	26,10	25,66	24,33	22,39

Annexe 4

Sont présentées ci-dessous, les chroniques d'OPEX que l'administration envisage de retenir pour quelques cas types, de puissance 2 MWc, titulaires d'un contrat conclu au terme de l'arrêté S06 pour les installations mises en service en 2009 et d'un contrat conclu au terme de l'arrêté S10 pour les installations mises en service en 2011, 2012 et 2013.

Typologie	Région	Département	Année de mise en service (1 ^{er} janvier)	OPEX historiques (€/kWc)	OPEX prévisionnels (€/kWc)
Sol	Auvergne-Rhône-Alpes	Ain	2009	105,8	105,8
Sol	Bretagne	Côtes-d'Armor	2009	105,8	105,8
Sol	Grand-Est	Aube	2009	105,8	105,8
Sol	Hauts-de-France	Nord	2009	105,8	105,8
Sol	Nouvelle-Aquitaine	Charente-Maritime	2009	105,8	105,8
Intégré au bât	Auvergne-Rhône-Alpes	Drôme	2009	134,2	134,2
Intégré au bâti	Bretagne	Finistère	2009	134,2	134,2
Intégré au bâti	Grand-Est	Marne	2009	134,2	134,2
Intégré au bâti	Hauts-de-France	Nord	2009	134,2	134,2
Intégré au bâti	Nouvelle-Aquitaine	Landes	2009	134,2	134,2
Sol	Auvergne-Rhône-Alpes	Allier	2011	71,6	46,7
Sol	Bretagne	Côtes-d'Armor	2011	71,6	71,6
Sol	Grand-Est	Aube	2011	71,6	71,6
Sol	Hauts-de-France	Nord	2011	71,6	71,6
Sol	Nouvelle-Aquitaine	Corrèze	2011	71,6	67,9
Intégré au bâti	Auvergne-Rhône-Alpes	Drôme	2011	88,9	88,9

Document de consultation – juin 2021

Intégré au bâti	Bretagne	Finistère	2011	88,9	88,9
Intégré au bâti	Grand-Est	Marne	2011	88,9	88,9
Intégré au bâti	Hauts-de-France	Nord	2011	88,9	88,9
Intégré au bâti	Nouvelle-Aquitaine	Landes	2011	88,9	88,9
Sol	Auvergne-Rhône-Alpes	Allier	2012	54,2	28,5
Sol	Bretagne	Côtes-d'Armor	2012	54,2	32,5
Sol	Grand-Est	Marne	2012	54,2	34,1
Sol	Hauts-de-France	Nord	2012	54,2	43,1
Sol	Nouvelle-Aquitaine	Corrèze	2012	54,2	28,5
Intégré au bâti	Auvergne-Rhône-Alpes	Drôme	2012	72,1	30,0
Intégré au bâti	Bretagne	Finistère	2012	72,1	46,9
Intégré au bâti	Grand-Est	Marne	2012	72,1	42,7
Intégré au bâti	Hauts-de-France	Nord	2012	72,1	52,3
Intégré au bâti	Nouvelle-Aquitaine	Landes	2012	72,1	35,5
Sol	Auvergne-Rhône-Alpes	Ardèche	2013	47,7	28,5
Sol	Bretagne	Côtes-d'Armor	2013	47,7	28,5
Sol	Grand-Est	Marne	2013	47,7	28,5
Sol	Hauts-de-France	Nord	2013	47,7	28,5
Sol	Nouvelle-Aquitaine	Creuse	2013	47,7	28,5
Intégré au bâti	Auvergne-Rhône-Alpes	Drôme	2013	59,1	25,7
Intégré au bâti	Bretagne	Finistère	2013	59,1	25,7
Intégré au bâti	Grand-Est	Marne	2013	59,1	25,7

Intégré au bâti	Hauts-de-France	Nord	2013	59,1	25,7
Intégré au bâti	Nouvelle-Aquitaine	Lot-et-Garonne	2013	59,1	25,7

Annexe 5

Document de consultation – juin 2021

Les valeurs normatives de taux de rentabilité interne cible pour les installations situées en métropole continentale sont présentées ci-dessous selon le trimestre de mise en service de l'installation :

Trimestre	Métropole
T1 2005	15,3%
T2 2005	15,3%
T3 2005	15,3%
T4 2005	15,3%
T1 2006	15,3%
T2 2006	15,3%
T3 2006	15,3%
T4 2006	15,3%
T1 2007	15,0%
T2 2007	15,0%
T3 2007	15,3%
T4 2007	15,3%
T1 2008	15,1%
T2 2008	15,1%
T3 2008	14,8%
T4 2008	14,8%
T1 2009	14,6%
T2 2009	14,6%
T3 2009	13,8%
T4 2009	13,8%
T1 2010	12,9%
T2 2010	12,9%
T3 2010	10,6%
T4 2010	10,6%
T1 2011	10,4%
T2 2011	10,4%
T3 2011	10,1%
T4 2011	10,1%
T1 2012	9,9%
T2 2012	9,9%
T3 2012	9,1%
T4 2012	9,1%
T1 2013	8,8%
T2 2013	8,8%
T3 2013	8,2%
T4 2013	8,2%
T1 2014	8,0%
T2 2014	8,0%
T3 2014	7,0%
T4 2014	7,0%
T1 2015	6,7%
T2 2015	6,7%
T3 2015	5,7%
T4 2015	5,7%
T1 2016	5,5%
T2 2016	5,5%
T3 2016	4,9%
T4 2016	4,9%
T1 2017	4,7%
T2 2017	4,7%
T3 2017	4,7%
T4 2017	4,7%
T1 2018	4,7%
T2 2018	4,7%
T3 2018	4,7%
T4 2018	4,7%
T1 2019	4,7%
T2 2019	4,7%
T3 2019	4,7%
T4 2019	4,7%