



## DELIBERATION N° 2021-160

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juillet 2021 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

### 1. CONTEXTE

#### Conditions historiques d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques sous obligation d'achat

Pour favoriser le développement des énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées (ZNI), la loi du 10 février 2000 a institué un dispositif d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir de sources renouvelables à un tarif règlementé pour une durée de 20 ans.

Depuis 2002<sup>1</sup>, pour permettre l'essor de la filière photovoltaïque, le soutien public des installations photovoltaïques de puissance installée inférieure ou égale à 12 mégawatts a été organisé au travers d'arrêtés tarifaires. L'arrêté du 10 juillet 2006<sup>2</sup> a fixé un tarif d'achat incitatif : il s'élevait à 300 €/MWh pour les installations au sol et à 400 €/MWh pour les installations non intégrées au bâti implantées en métropole et dans les ZNI. Pour les centrales intégrées au bâti, le tarif d'achat était fixé à 550 €/MWh.

L'attractivité de ces tarifs et la forte baisse du prix des équipements photovoltaïques intervenue dès 2009 ont considérablement augmenté la rentabilité de ces installations, provoquant une hausse du nombre de projets à raccorder au réseau public d'électricité au-delà des objectifs fixés par le Grenelle pour 2012.

L'impact sur les finances publiques du développement rapide de la filière a conduit le gouvernement à modifier le cadre du soutien applicable à ces installations au cours de l'année 2010. Les arrêtés successivement publiés en janvier, mars et août ont réduit en moyenne les tarifs de 30 %, introduit la notion d'intégration simplifiée au bâti et régionalisé les tarifs pour les installations au sol et non intégrées au bâti.

Face à un afflux de projets persistant, le gouvernement a, par un décret du 9 décembre 2010 dit « moratoire »<sup>3</sup>, suspendu le bénéfice de l'obligation d'achat pour les installations de plus de 3 kilowatts crête (kWc) afin de réviser les modalités du soutien dont bénéficie la filière.

Dans le cadre de ses avis sur les conditions d'achat de l'électricité photovoltaïque rendus entre 2006<sup>4</sup> et 2010<sup>5</sup>, la Commission de régulation de l'Énergie (CRE) a attiré l'attention des pouvoirs publics sur le niveau élevé des tarifs d'achat de la filière et sur le caractère excessif des rentabilités qu'ils induisaient.

<sup>1</sup> Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

<sup>2</sup> 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 visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>3</sup> 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

<sup>4</sup> Avis du 29 juin 2006 sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000

<sup>5</sup> Avis de la Commission de régulation de l'énergie du 3 décembre 2009 et du 3 mars 2010 portant avis sur un projet d'arrêté relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil et sur un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par certaines

A ce jour, environ 235 000 installations photovoltaïques représentant une capacité de 3,6 GW disposent d'un contrat d'obligation d'achat signé avant le moratoire en application des arrêtés S06, S10 et S10B. Le soutien à ces installations représente un coût budgétaire de près de 2 milliards d'euros par an. La part de ces installations dont la puissance inscrite dans le contrat d'obligation d'achat est supérieure ou égale à 250 kWc est de 0,5 % et représente un coût d'environ 1 milliard d'euros (Md€). Sur l'ensemble de la durée du contrat, soit vingt ans, le coût total de ces aides financières est de l'ordre de 39,6 Md€, dont 20 Md€ environ restent à payer (hors contrats dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain).<sup>6</sup>

### Cadre législatif et réglementaire

Afin d'adapter le cadre du soutien applicable aux installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'achat en application des arrêtés tarifaires du 10 juillet 2006<sup>7</sup> (« S06 »), du 12 janvier 2010<sup>8</sup> (« S10 ») et du 31 août 2010<sup>9</sup> (« S10B ») et mettre fin, pour l'avenir, à la rémunération excessive que perçoivent les producteurs exploitant ces installations, l'article 225 de la loi du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 institue deux mécanismes complémentaires visant à réviser ces tarifs d'achat (ci-après « la révision tarifaire »).

Le premier alinéa de l'article 225 de cette loi prévoit une réduction du tarif d'achat en vigueur pour chaque installation concernée « 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. »

Son deuxième alinéa institue un mécanisme visant à éviter que la réduction tarifaire ne compromette la viabilité économique du producteur titulaire du contrat d'achat révisé (ci-après « la clause de sauvegarde »). Il dispose que « 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 résultants de l'application du premier alinéa [...], si ceux-ci sont de nature à compromettre la viabilité économique du producteur ».

Cet article confie au gouvernement le soin de préciser par un décret en Conseil d'État, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les modalités d'application de la révision tarifaire. Dans sa délibération du 12 juillet 2021<sup>10</sup>, la Commission a émis un avis favorable sur le projet de décret relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque (« le projet de décret ») qui lui a été transmis par la ministre de la transition écologique, le 7 juillet 2021.

### Consultations publiques

Pour l'élaboration du décret et de l'arrêté pris pour la mise en œuvre de la révision tarifaire, le gouvernement a organisé du 2 au 28 juin 2021 une consultation des acteurs concernés.

## **2. COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE**

En application du premier alinéa de l'article 225 de la loi susmentionnée, par un courrier du 20 juillet 2021, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la ministre de la transition écologique pour avis d'un projet d'arrêté relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque prévue par l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021.

Le Conseil supérieur de l'Énergie (CSE) a également été saisi pour avis sur ce projet d'arrêté.

## **3. CONTENU DU PROJET D'ARRETE SOUMIS A LA CRE**

Le projet d'arrêté et ses annexes précisent les modalités de calcul que devront appliquer les ministres chargés de l'énergie et du budget pour déterminer le niveau des nouveaux tarifs d'achat de l'électricité perçus par les producteurs exploitant des installations photovoltaïques de plus de 250 kWc. Il fixe, en outre, la date de prise d'effet de la réduction tarifaire ainsi que le tarif d'achat minimal, mentionné au troisième alinéa de l'article 3 du projet de décret, transmis à la CRE le 7 juillet 2021 pour avis.

<sup>6</sup> Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) n° 2, p. 27, 2019

<sup>7</sup> 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 visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>8</sup> Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

<sup>9</sup> Arrêté du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

<sup>10</sup> Délibération n° 2021-228 de la CRE du 12 juillet 2021 portant avis sur le projet de décret relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque

Pour atteindre l'objectif poursuivi par l'article 225 de la loi du 29 décembre 2020, consistant à réviser les conditions tarifaires de ces installations 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'exède pas une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à [leur] exploitation* », le projet d'arrêté retient une approche normative pour la définition des nouveaux tarifs d'achat.

Les tarifs seront déterminés sur la base d'une simulation de la rentabilité des capitaux engagés au regard des recettes et des dépenses d'une installation « *performante représentative de sa situation sur la durée de son contrat d'achat* » selon les termes du projet de décret relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque. Les annexes 3 à 8 définissent les hypothèses de coûts d'investissement, de coûts d'exploitation, de productible et de taux de rentabilité interne cible avant impôts.

### 3.1 Modalités de calcul des tarifs révisés

#### 3.1.1 Formule de calcul

Le premier article du projet l'arrêté prévoit que le niveau de la réduction tarifaire est fixé conformément aux dispositions de son annexe 1. Cette annexe détaille une formule de calcul, établie en tenant compte des paramètres mentionnés à l'article 225 et explicités à l'article 2 du projet de décret : l'arrêté tarifaire au titre duquel le contrat est conclu, la date de demande complète de contrat d'achat, la date de mise en service de l'installation, sa localisation et ses conditions de fonctionnement (en particulier sa typologie d'implantation et sa puissance crête installée).

La formule de calcul définit le niveau du nouveau tarif d'achat à partir de l'équilibre des recettes et des charges actualisées sur la durée normale du contrat d'obligation d'achat soit 20 ans. Les charges sont déduites des niveaux de coûts d'investissement et d'exploitation normatifs définis aux annexes 3 à 6 du projet d'arrêté. Les recettes sont, quant à elles, calculées à partir du productible défini à l'annexe 7 de ce projet d'arrêté et du tarif d'achat de l'électricité initial applicable à la mise en service de l'installation. L'actualisation des charges d'exploitation est effectuée à un taux égal au taux de rentabilité interne cible correspondant à une rémunération « *raisonnable* » des capitaux. La même actualisation est appliquée aux recettes auxquelles sont superposés les effets des pertes de rendement et de l'indexation annuelle des coefficients « *L* » définis respectivement à l'annexe 1 du projet d'arrêté et au sein des conditions générales du contrat d'achat de chaque producteur.

$$T_{rev} = \frac{I_0 + O_{MES} * \left[ \sum_{i=1}^{k-1} \frac{1}{(1+TRI)^i} + \frac{p_r}{(1+TRI)^k} \right] + \min(O_{MES}, \max(O_{AO}, \alpha + \beta * T_{rev,th})) * \left[ \frac{(1-p_r)}{(1+TRI)^k} + \sum_{i=k+1}^n \frac{1}{(1+TRI)^i} \right]}{D * \left[ \sum_{i=k+1}^n \frac{(1-p_i)^{i-1}}{(1+TRI)^i} + (1-p_r) \frac{(1-p_k)^{k-1}}{(1+TRI)^k} \right] - T_{ref} * \left[ \sum_{i=1}^{k-1} \frac{L_i(1-p_i)^{i-1}}{(1+TRI)^i} + p_r \frac{L_k(1-p_k)^{k-1}}{(1+TRI)^k} \right] + \sum_{i=k+1}^n \frac{(1-p_i)^{i-1}}{(1+TRI)^i} + (1-p_r) \frac{(1-p_k)^{k-1}}{(1+TRI)^k}}$$

#### 3.1.2 Tarif minimum

Le projet d'arrêté prévoit la mise en place d'un tarif d'achat minimum applicable à toutes les installations en application de l'article 3 du projet de décret. Pour les installations situées en métropole continentale, le tarif minimum applicable couvre l'ensemble des charges d'exploitation à venir à partir de la date de révision tarifaire augmenté de 10 %. Pour les installations situées en zones non interconnectées, le projet d'arrêté prévoit comme tarif minimal « *la valeur de la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV)* » définie dans la délibération de la CRE du 15 juillet 2021<sup>11</sup>, en application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie.

### 3.2 Données de coûts normatifs

#### 3.2.1 Hypothèses de coûts d'investissement

Les coûts d'investissement définis par l'arrêté dépendent du trimestre de mise en service, de la puissance de l'installation et de la typologie de l'installation. Les typologies « Sol », « Surimposé », « Intégration au bâti » et « Intégration simplifiée au bâti » sont retenues. Quatre segments sont retenus pour la puissance de l'installation : de 250 kWc inclus à 1 Mwc inclus ; de 1 Mwc exclus à 2,5 Mwc inclus ; de 2,5 Mwc exclus à 10 Mwc inclus ; de 10 Mwc exclus à 12 Mwc inclus.

<sup>11</sup> Délibération n° 2021-231 de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022

Le niveau des coûts d'investissement a fortement varié depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire S06. Pour traduire cette évolution dans le cadre normatif, l'administration s'est d'abord fondée sur les données recueillies par la CRE dans le cadre des appels d'offres pour la production d'électricité concernant les typologies Sol et Surimposée (en toiture) pour la période de 2017 à 2020.

Les coûts d'investissement complets pour la période de 2017 à 2020 pour ces typologies intègrent les coûts suivants : coûts de développement (ingénierie, étude, procédure administrative) ; coûts des modules, des onduleurs, systèmes électriques, structure, raccordement ; coûts financiers, juridiques et d'assurance.

Afin de prendre en compte le délai existant entre les réceptions de candidatures aux appels d'offres et la mise en service des dossiers concernés, un décalage de 18 mois est retenu. Les appels d'offres de la période 2017-2020 permettent ainsi de disposer de niveaux de coûts d'investissement normatifs sur la période 2019-2020.

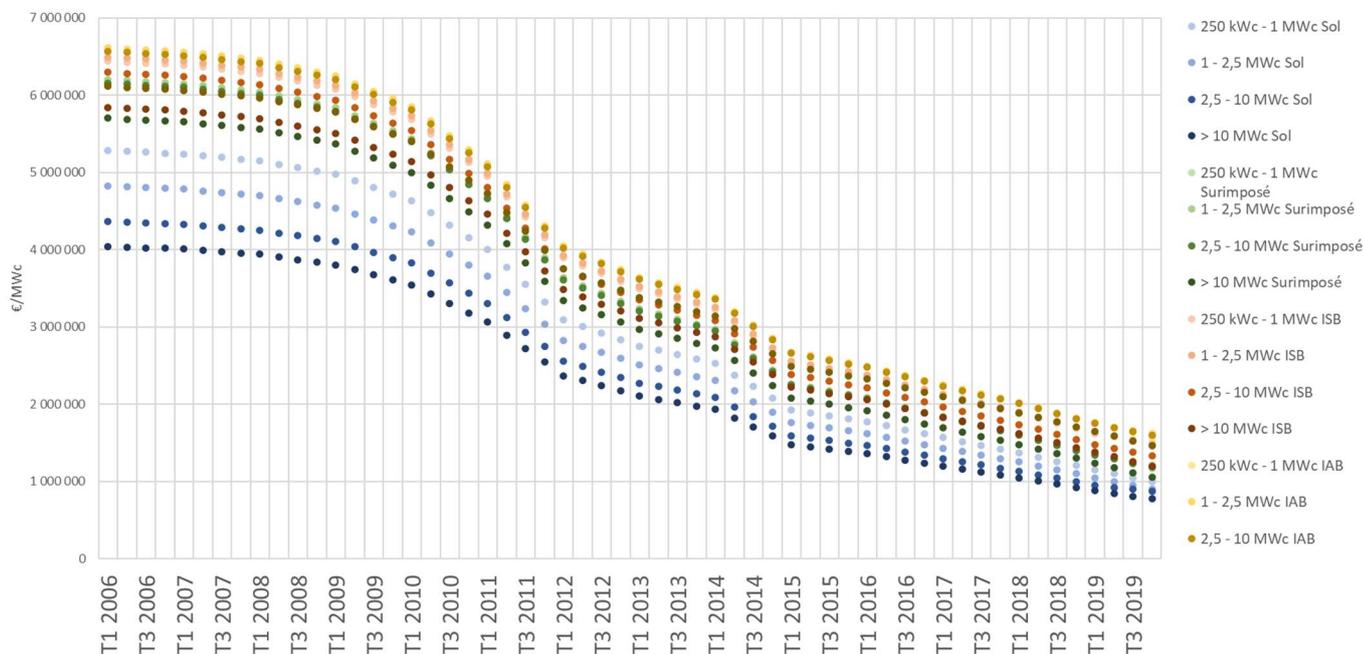
Une extrapolation est réalisée entre 2010 et 2019 à partir des évolutions de coûts publiées par l'IRENA<sup>12</sup> sur le périmètre international en dollars courants, ce périmètre large assure une meilleure robustesse.

Un profil de baisse exponentielle des coûts pour une filière naissante à optimisation rapide est enfin retenu pour la période 2006 à 2009 : baisse des coûts de 1 % entre 2006 et 2007 ; baisse des coûts de 2 % entre 2007 et 2008 ; baisse des coûts de 3 % entre 2008 et 2009 ; baisse des coûts de 7 % entre 2009 et 2010.

Pour les deux autres typologies, les coûts d'investissements sont déterminés par application d'un surcoût aux niveaux retenus pour les installations surimposées (en toiture) : +0,14 à +0,29 €/Wc pour les installations en intégration simplifiée au bâti (ISB), en fonction du segment de puissance et sur fondement des données d'une analyse de données réalisée par la CRE en 2014<sup>13</sup> ; +0,41 €/Wc pour les installations intégrées au bâti (IAB) tous segments de puissance confondus, sur fondement d'un bilan national de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'Energie (ADEME) de 2015<sup>14</sup>.

Ces hypothèses de coût d'investissement pour les installations situées en zones non interconnectées sont celles retenues pour les installations de métropole continentale majorées de 25 %.

Coûts d'investissement normatifs en métropole continentale



<sup>12</sup> Renewable Power Generation Costs, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019

<sup>13</sup> Rapport CRE Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, avril 2014, disponible à <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine/consulter-le-rapport>

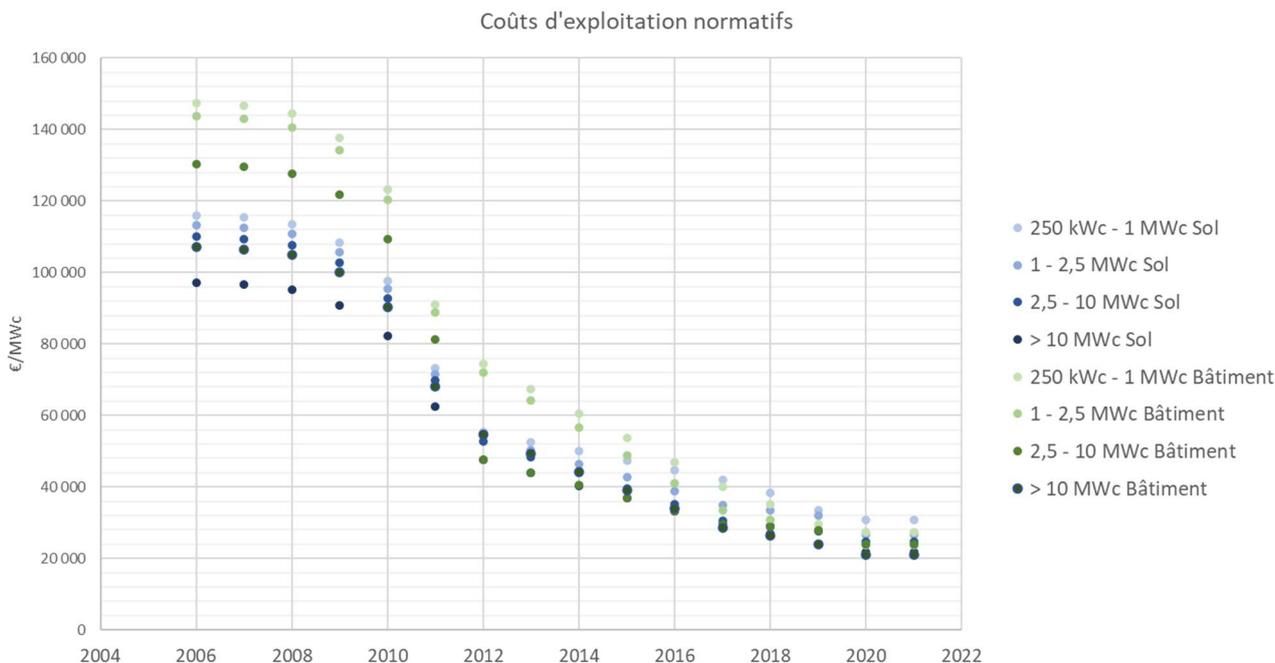
<sup>14</sup> Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'Energie (ADEME), 2015



### 3.2.2 Hypothèses de charges d’exploitation

Les charges d’exploitation sont traitées dans la formule de l’annexe 1 du projet d’arrêté de deux façons, selon que l’on se situe avant ou après la révision du tarif.

Les charges d’exploitation antérieures à la réduction tarifaire sont considérées constantes depuis l’année de mise en service. Hypothèse est ainsi faite que le producteur n’a pas capté, au cours de la vie de son installation, la baisse des charges d’exploitation observée par ailleurs. Les charges d’exploitation dépendent de l’année de mise en service, de la typologie et de la puissance de l’installation. Les typologies retenues sont « Sol » et « Bâtiment » et la segmentation de puissance est équivalente à celle retenue pour les coûts d’investissement.



S’agissant des charges d’exploitation postérieures à la réduction tarifaire, le projet d’arrêté définit, en son annexe 3, un niveau dépendant du niveau de révision tarifaire, encadré par un niveau maximum, qui correspond aux coûts opérationnels antérieurs à la réduction tarifaire, et un niveau plancher défini en Annexe 6, correspondant aux coûts opérationnels supportés par une installation similaire mise en service en 2021.

$$OPEX_{post-révision} = \min(O_{MES}, \max(O_{AO}, O_{MES}(0,6 + 0,4 \frac{T_{rev,th}}{T_{ref}})))$$

Ces hypothèses de coûts opérationnels pour les installations situées en zones non interconnectées sont identiques à celles retenues pour les installations de métropole continentale présentées sur le graphique précédent, avec une majoration de 25 %.

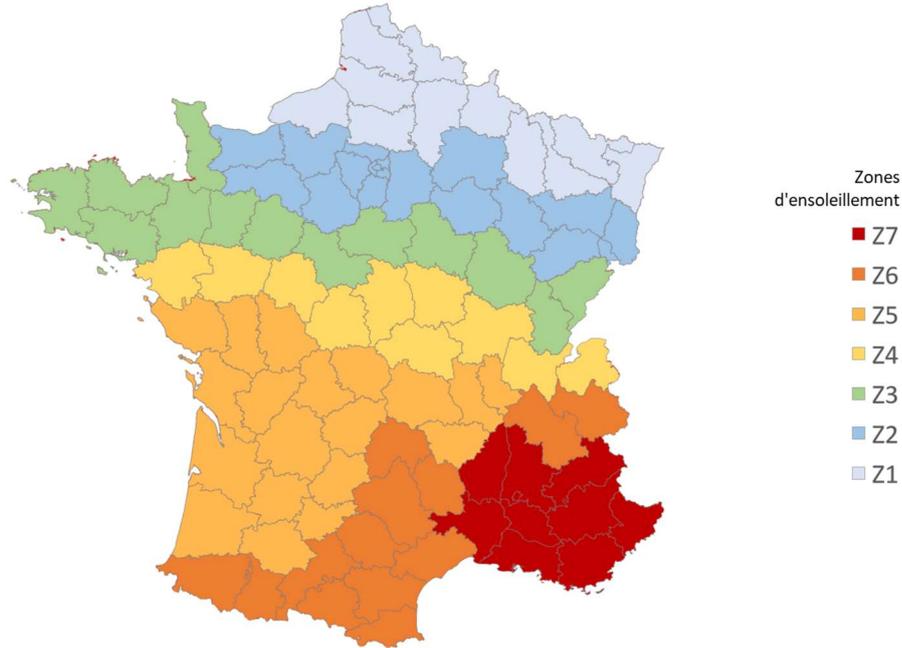
### 3.3 Productibles de référence

Le productible définit le niveau de référence de production des installations photovoltaïques concernées par la réduction tarifaire selon leur zone d’ensoleillement et leur typologie, à raison des deux typologies suivantes : “Sol” et “Bâtiment”. Il dépend de la disponibilité en kWh/kWc, équivalent à un nombre d’heures équivalent pleine puissance (hepp).

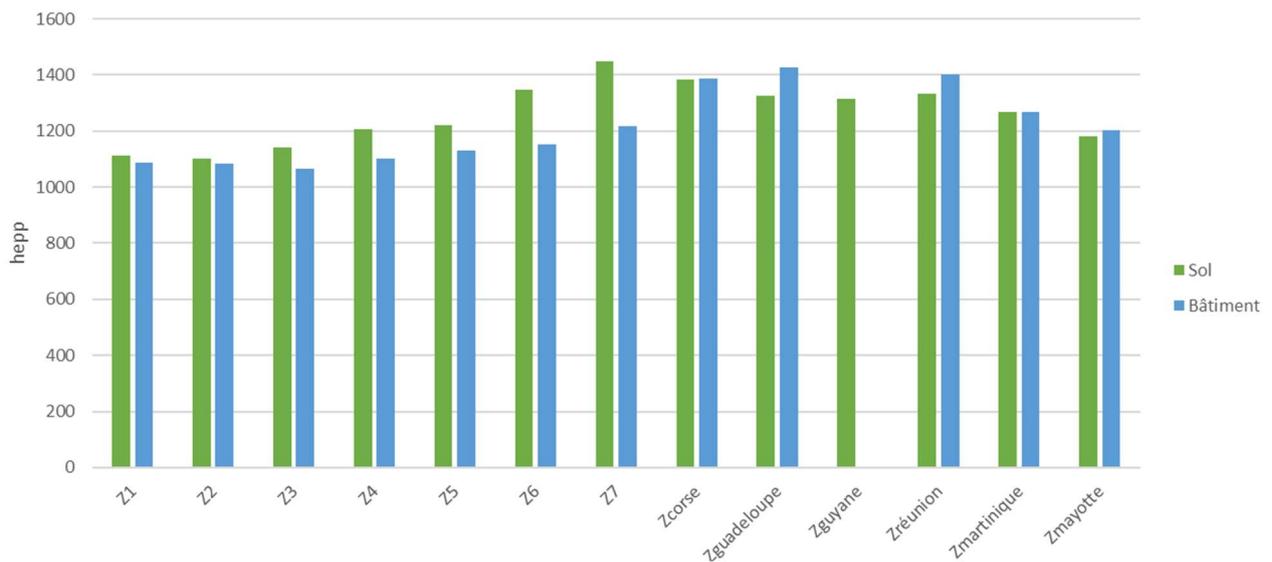
L’annexe 7 du projet d’arrêté définit un niveau de disponibilité de référence pour chacune des sept zones d’ensoleillement en métropole continentale. Pour les zones non interconnectées (ZNI), chaque territoire constitue une zone d’ensoleillement spécifique.



Modulation géographique des productibles de référence



Productibles en hepp selon la zone d'ensoleillement



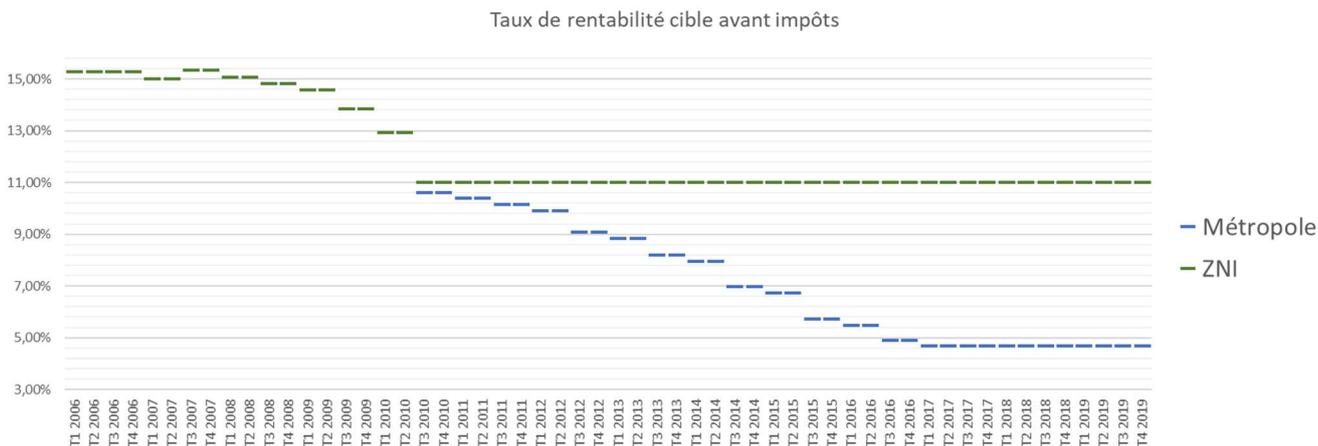
Le productible de référence est calculé par l'administration à partir de l'ensemble des données historiques de production recueillies auprès des acheteurs obligés depuis la mise en service des installations concernées par la révision tarifaire. Au niveau de disponibilité retenu est appliquée une correction liée aux pertes annuelles de rendement, incluses dans le facteur d'actualisation dédié. Le projet d'arrêté retient une hypothèse de perte de rendement de 2 % la première année d'exploitation puis une perte annuelle de rendement de 0,7 % ensuite durant toute la durée du contrat. Le projet définit ainsi le niveau de productible à retenir pour chaque installation, selon sa typologie et sa zone d'ensoleillement, sur toute la durée du contrat d'achat.

### 3.4 Evaluation des taux de rentabilité cible avant impôts

Les hypothèses normatives retenues à l'annexe 8 du projet d'arrêté concernant les taux de rentabilité ont pour objet de quantifier le caractère raisonnable de « 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 [...] compte tenu des risques inhérents ».

Les hypothèses de taux de rentabilité cible sont établies au regard des TRI sous-jacents aux arrêtés S06 et S10. Elles se fondent également sur l'évolution des conditions de financement constatée et sur la baisse rapide du risque filière perçu par les investisseurs à mesure que celle-ci gagnait en maturité. L'attribution du TRI est fonction du semestre de mise en service de l'installation considérée.

Le cas particulier des installations situées dans les ZNI est traité en imposant un minimum de taux de rendement interne cible avant impôts de 11 %. Ce taux correspond au taux de rentabilité qu'une telle installation pouvait espérer au travers d'une vente de gré à gré entre 2006 et 2020 tel que fixé par 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.



## 4. ANALYSE DE LA CRE

### 4.1 Sur les modalités de calcul de la réduction tarifaire

#### 4.1.1 Sur la méthodologie de calcul des nouveaux tarifs

Le projet d'arrêté soumis à la CRE pour avis fixe comme indicateur d'une rentabilité raisonnable le taux de rendement interne projet avant impôts. La CRE considère comme pertinente l'utilisation de cet indicateur pour la construction des nouveaux tarifs. Elle l'utilise elle-même de façon constante comme indicateur lors de ses avis portant sur les arrêtés tarifaires permettant le soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières, dans la mesure où il reflète la trésorerie générée par un projet et permet ainsi de comparer les projets entre eux en s'affranchissant des effets de structure actionnariale et capitalistique.

La CRE souligne que la méthode de calcul retenue par la ministre de la transition écologique, formules de calcul et données associées comprises, vise à faire preuve de transparence auprès des producteurs concernés par la révision tarifaire et autres observateurs. Elle l'accueille favorablement.

#### 4.1.2 Sur la valeur du tarif d'achat minimal

Le niveau de soutien dont bénéficient jusqu'à présent les installations photovoltaïques concernées par la réduction tarifaire, en application des tarifs d'achat S06, S10 et S10B, a déjà permis à près de 4 % des producteurs d'atteindre la rentabilité cible fixée à l'annexe 8 du projet d'arrêté. L'ensemble des revenus qu'ils ont déjà perçus est suffisant pour couvrir les coûts passés et à venir, ainsi que rémunérer leur investissement.

La définition d'un nouveau tarif d'achat à un niveau nul trouve ainsi, pour certaines installations, une justification économique. Pour autant, afin d'inciter les producteurs à poursuivre l'exploitation de leur installation, le projet prévoit la mise en place d'un tarif d'achat minimal applicable à toutes les installations. La CRE est favorable à ce principe.

#### S'agissant des installations situées en métropole continentale

Pour les installations situées en métropole continentale, le projet d'arrêté prévoit une rémunération minimum à hauteur des charges d'exploitation définies dans le cadre normatif, augmenté de 10 % de marge brute.

Cette rémunération présente l'avantage de mettre en place un cadre économique minimum permettant la poursuite de l'exploitation de la centrale, puisque les frais de fonctionnement seront couverts par le nouveau tarif d'achat. Celui-ci permet, d'une part, d'apporter une marge d'exploitation satisfaisante compte tenu des risques d'exploitation que le producteur supporte, et d'autre part, de couvrir les producteurs de risques en cas d'inflation des coûts ou d'évolution de la fiscalité.

Par ailleurs, les producteurs, par application des dispositions du décret, ont la possibilité de rompre leur contrat d'achat sans coût, afin de valoriser leur électricité à une valeur marchande potentiellement plus élevée, par exemple *via* la vente sur le marché de gros, ou *via* la signature de contrats privés de gré à gré (PPA).

#### S'agissant des installations situées en zones non interconnectées

Le projet d'arrêté prévoit, pour les installations situées en zones non interconnectées, que « *le niveau du tarif d'achat calculé en application de l'annexe 1 ne peut être inférieur à la valeur de la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV)* ».

Cette prescription tient compte de l'absence actuelle de possibilité de valorisation de l'énergie électrique produite sur des marchés dans les zones non interconnectées. L'achat, par l'acheteur obligé, d'une électricité à hauteur de la PPTV permet de garantir une rémunération de l'ordre de celle dont bénéficierait un producteur situé en métropole continentale qui ferait le choix de rompre son contrat d'achat dans l'objectif de vendre son électricité au prix de marché.

### **4.1.3 Sur le plafonnement de l'énergie produite**

Le projet d'arrêté prévoit un plafonnement annuel de l'électricité pouvant bénéficier du tarif d'achat. Ainsi, au-delà de 1 500 hepp pour les installations situées en métropole continentale et 1 800 hepp pour les installations situées en ZNI, un tarif fixe de 5 c€/kWh s'applique. Cette disposition, déjà existante dans les arrêtés visés par la réduction tarifaire, a vocation à éviter les éventuelles fraudes ainsi que les rémunérations excessives pour les sites disposant de conditions d'ensoleillement exceptionnelles.

## **4.2 Sur l'approche et les hypothèses normatives**

La CRE accueille favorablement l'approche normative retenue par la ministre de la transition écologique.

Avec cette approche normative, les producteurs aux performances économiques proches de la norme pourront obtenir une rentabilité supérieure à celle des acteurs les moins performants.

L'ensemble des données de coûts d'investissement et de charges d'exploitation s'appuie sur le recueil de données issues de rapports provenant d'organismes publics comme la CRE, l'ADEME et l'IRENA. La CRE est favorable à l'utilisation de ces données qu'elle considère plus représentatives et transparentes que les autres méthodologies proposées par les acteurs consultés par le gouvernement sur le projet d'arrêté, pour la construction de ces hypothèses.

Pour finir, la CRE considère également ces données comme cohérentes compte tenu des analyses qu'elle a déjà menées dans le cadre de son audit de 2014 ayant conduit à la publication du rapport « *coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine* »<sup>15</sup> et de son rapport de 2019 portant sur les coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale<sup>16</sup>.

### **4.3 Sur les taux de rentabilités cibles**

Les taux de rentabilité cibles avant imposition sont déterminés dans un modèle MEDAF de détermination de coût moyen pondéré du capital (CMPC) par combinaison des taux de rendement internes (TRI) sous-jacents aux arrêtés S06, S10 et S10B, de l'évolution des conditions de financement et de celle du risque filière.

Les taux de rentabilité retenus sont considérés par la CRE comme étant des références raisonnables en ce qu'ils se déduisent d'estimations rationnelles de l'évolution des conditions de financement, du taux sans risque et du risque filière réalisées à partir des données représentatives issues des travaux préparatoires des arrêtés S06, S10 et S10B et d'un audit de la CRE datant de 2017.

<sup>15</sup> Rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>

<sup>16</sup> Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Coûts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>

#### **4.4 Sur la date de prise d'effet de la réduction tarifaire**

Pour préserver au mieux les intérêts financiers de l'Etat, la réduction tarifaire devra produire ses premiers effets au cours de l'année 2021. La date d'entrée en vigueur prévue à l'article 2 du projet d'arrêté, soit le 1<sup>er</sup> octobre 2021, apparaît donc raisonnable.

La CRE note que, selon les dispositions du projet de décret, l'activation de la clause de sauvegarde suspend l'application du tarif résultant de l'arrêté. La CRE considère que, pour que cette disposition produise pleinement ses effets et permette aux producteurs le souhaitant d'activer la clause de sauvegarde avant la prise d'effet de la réduction tarifaire, il convient de prévoir un délai minimal de 6 semaines entre la date de notification des tarifs réduits applicables à chacune des installations concernées par la réforme et la date de prise d'effet de ladite réduction tarifaire.

### **5. ETUDE D'IMPACT**

Sur près de 1 100 installations concernées par la révision, 59 % conserveront le bénéfice de leur tarif initial, avant application de la clause de sauvegarde. Dans les zones non interconnectées, qui regroupent environ 20 % des installations, moins d'une installation sur trois voit son tarif réduit.

Compte tenu de la forte baisse du prix des équipements photovoltaïques intervenue entre 2010 et 2012, c'est essentiellement l'année de mise en service des installations qui détermine s'il y a ou non réduction du tarif. Moins d'une installation sur dix mises en service en 2010 enregistre une réduction de son tarif, tandis que plus de neuf installations sur dix mises en service en 2013 voient leur tarif réduit.

Il y a aussi un effet d'échelle : pour une même technologie, le tarif d'achat initial ne diffère pas selon la puissance. Ainsi, les installations de grande puissance ont pu réduire leurs coûts tout en bénéficiant du même tarif. Les catégories de grande puissance voient donc logiquement plus souvent leur tarif révisé que les installations de même technologie, mais de plus petite puissance : environ une installation au sol sur dix ayant une puissance crête inférieure à 1 MWc voit son tarif réduit, tandis que plus de huit installations au sol sur dix ayant une puissance crête supérieure à 10 MWc sont concernées par une réduction tarifaire.

Enfin, environ une installation sur vingt voit son tarif réduit au niveau du tarif minimum défini au sein de l'annexe 2 du projet d'arrêté.

S'agissant des charges de service public de l'énergie (CSPE) sur la durée restante des contrats, qui dépendent de l'évolution moyen et long terme des prix de marché de l'électricité ainsi que des affectations de catégorie de typologie (en application de l'annexe 9 du projet d'arrêté), la CRE estime une économie potentielle de 3,7 milliards d'euros dans les mêmes hypothèses que celles qui ont servi au calcul du montant de 9,3 milliards d'euros de CSPE restant à couvrir. Cette première estimation ne tient pas compte des effets de la mise en œuvre de la clause de sauvegarde.

29 juillet 2021

## **AVIS DE LA CRE**

En application des dispositions de l'article 225 de la loi n°2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, la CRE a été saisie pour avis le 20 juillet 2021, par la ministre de la transition écologique, d'un projet d'arrêté relatif à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque prévue par l'article 225 de la loi susmentionnée.

La CRE émet un avis favorable sur ce projet d'arrêté.

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition écologique, au ministre de l'économie, des finances et de la relance et au ministre délégué chargé des comptes publics. La délibération sera publiée sur le site internet de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 29 juillet 2021.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**