



## Fiche pédagogique

# LE FONCTIONNEMENT DES MÉCANISMES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE



Afin de développer des énergies renouvelables à hauteur des objectifs de transition énergétique français et européen, les pouvoirs publics ont mis en place des mécanismes de soutien à destination des producteurs.

En 2020, à l'échelle de la France, ce soutien public devrait représenter 5,2 Mds d'euros<sup>1</sup> versés aux producteurs au moyen de deux mécanismes distincts : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. L'OIE revient dans cette note sur leurs modalités de fonctionnement respectives, ainsi que sur les différences entre ces deux mécanismes.

1. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020



# LE FONCTIONNEMENT DE L'OBLIGATION D'ACHAT EN FRANCE

En pratique, l'obligation d'achat (OA) prend la forme d'un contrat prévoyant le versement d'un tarif d'achat directement aux producteurs renouvelables par le cocontractant sur une durée de 15 à 20 ans.

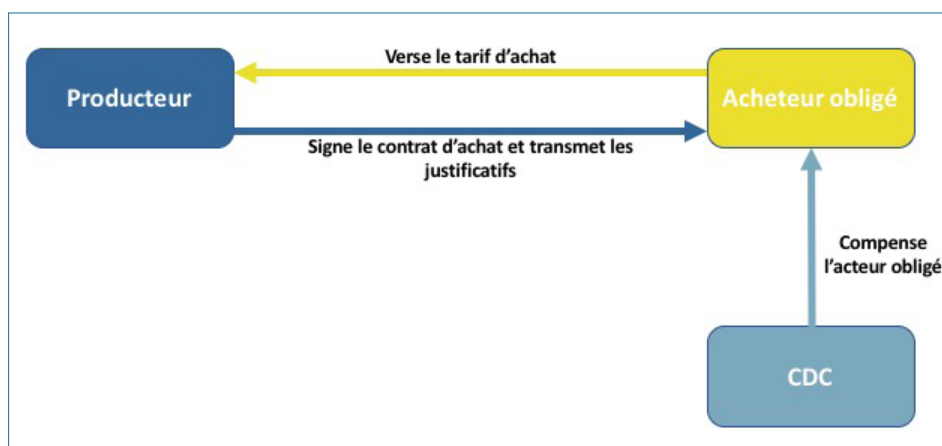
En application de l'article L. 314-1 du code de l'énergie, l'acheteur obligé est obligatoirement EDF – Obligation d'achat (EDF-OA) ou, si le producteur est localisé sur sa zone de desserte, l'entreprise locale de distribution (ELD) concernée. Afin d'obtenir son tarif d'achat, le producteur doit transmettre à l'acheteur obligé les justificatifs prouvant la conformité de sa

demande. Après avoir réalisé certains contrôles, en complément de l'attestation de conformité délivrée par un bureau de contrôle agréé, l'acheteur obligé valide le droit au soutien, élabore le contrat et achète l'énergie produite au producteur. Conformément à la décision annuelle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) relative aux charges de service public de l'électricité, l'acheteur obligé est ensuite compensé par la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

S'agissant du tarif d'achat, les producteurs sont tenus de vendre, à l'exception de l'électricité

autoconsommée, la totalité de l'électricité qu'ils produisent à leur cocontractant. L'article L. 314-4 du code de l'énergie définit les conditions d'achat de ces contrats, qui doivent notamment prendre en compte une estimation des investissements et des charges d'exploitation inhérents à une installation performante représentative de chaque filière, les objectifs énergétiques de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et les frais de contrôle. Ces contrats incluent également une rémunération raisonnable des capitaux immobilisés dans les installations.

## Signature d'un contrat sous obligation d'achat

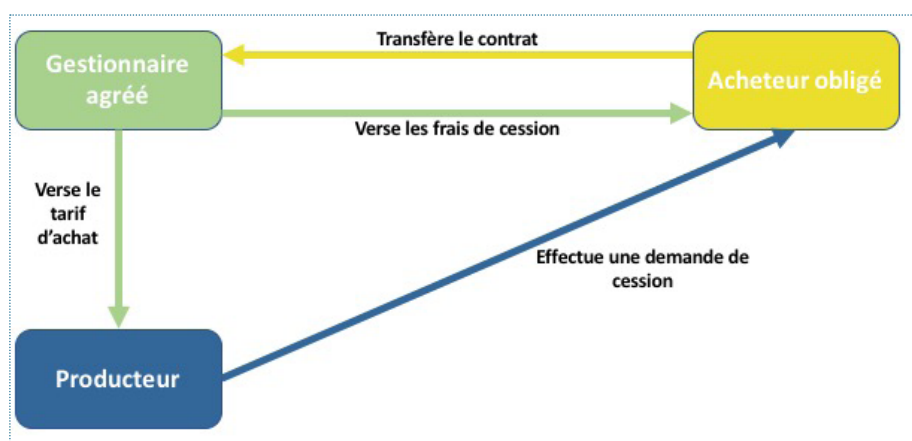


## Transfert des contrats d'obligation d'achat

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)<sup>2</sup> a ouvert depuis 2015 la possibilité pour les producteurs bénéficiant d'un tarif d'achat de transférer<sup>3</sup> la gestion de leur obligation d'achat vers un organisme agréé. Le gestionnaire agréé récupérant la gestion du contrat doit alors verser à l'ancien acheteur obligé des frais de cession équivalents aux coûts de gestion des contrats supportés par cet acheteur obligé entre la date de signature du contrat et le 31 décembre 2016<sup>4</sup>.

Le transfert du contrat est effectif au 1<sup>er</sup> janvier suivant la demande de cession. Une fois un tel transfert effectué, un producteur ne peut demander à retourner dans le périmètre de l'acheteur obligé mais peut en revanche changer à nouveau d'organisme agréé.

## Fonctionnement du transfert des contrats sous OA vers un gestionnaire agréé



## Frais devant être acquittés par un gestionnaire agréé lors du transfert d'un contrat sous OA

	Frais de signature (€)	Frais de gestion (€)
<b>Solaire moins de 250 kWc</b>	55	55 par semestre
<b>Solaire plus de 250 kWc</b>	900	180 par mois
<b>Eolien maritime</b>	10 000	800 par mois
<b>Eolien terrestre</b>	900	200 par mois
<b>Hydraulique</b>	900	300 par mois

Source : Arrêté du 30 mai 2016 fixant le montant des frais dus par l'organisme agréé à l'acheteur au titre de la cession des contrats d'achat

2. Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

3. Article L. 314-6-1 du code de l'énergie

4. A partir de cette date, les frais de gestion des contrats ont directement été comptabilisés dans les charges de service public



## LE FONCTIONNEMENT DU COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION

Le complément de rémunération correspond au versement d'une somme correspondant au différentiel entre le prix de marché et le tarif cible fixé par le contrat pour une durée maximale de 20 ans. Il est versé mensuellement par l'acheteur obligé aux producteurs qui en font la demande avec une régularisation qui intervient au terme de chaque année civile<sup>5</sup>.

Le complément de rémunération est composé de deux primes : une prime « énergie » et une prime « gestion ».

La prime énergie est calculée de la manière suivante :

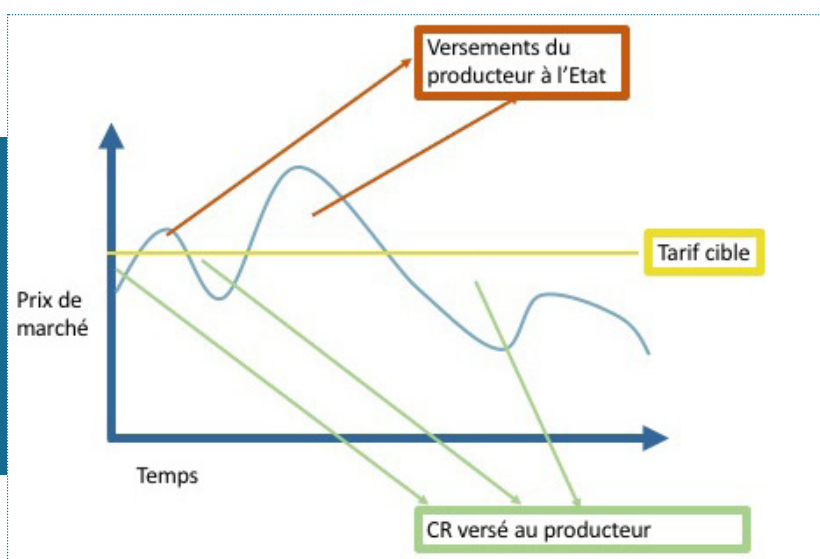
$$P = E * (T - M) \text{ avec}$$

E : le nombre d'heure durant lesquelles l'installation a produit et où le prix spot est positif ou nul

T : le tarif cible fixé pour le complément de rémunération

M : le prix de référence sur le marché journalier pondéré par la production de l'installation

Lorsque le prix de marché est inférieur au tarif cible, l'Etat verse au producteur le complément de rémunération, tandis que lorsque c'est le prix de marché qui est supérieur au tarif cible le producteur doit reverser à l'Etat la différence entre ces deux tarifs.



Le producteur bénéficiant du complément de rémunération va donc pouvoir vendre son électricité sur les marchés, soit directement, soit au moyen d'un agrégateur ou via un Power Purchase Agreement (PPA)<sup>7</sup>.

La prime de gestion est calculée afin de couvrir :

- les coûts forfaitaires des écarts liés à la différence entre l'électricité réellement produite et la prévision de production ;

- les coûts variables et coûts fixes liés à l'accès au marché de l'électricité et à l'accès au marché de capacité comprenant notamment les frais d'inscription sur les différents registres ;

- les coûts des contrôles par les organismes agréés.

Un producteur titulaire d'un contrat d'obligation d'achat en cours peut demander son transfert vers un contrat de complément

de rémunération. Durant une durée maximale de trois ans, le producteur ayant réalisé une telle démarche peut demander son retour vers l'obligation d'achat.

## MODE D'ATTRIBUTION DU SOUTIEN : GUICHET OUVERT OU APPEL D'OFFRES

L'attribution du soutien est en pratique réalisée au travers de deux modalités alternatives utilisées par les pouvoirs publics en France : le guichet et l'appel d'offres. Le guichet permet à tout producteur remplissant les critères d'un cahier des charges défini par la DGEC et publié sur le site de la CRE de bénéficier du mécanisme de soutien public.

Il présente l'avantage de simplicité pour les producteurs mais n'offre pas aux pouvoirs publics la possibilité de contrôler précisément les volumes soutenus, ni d'introduire de concurrence entre les porteurs de projets de manière à ne sélectionner que les projets les plus compétitifs. En effet, l'ensemble des projets dont le coût est inférieur au prix fixé dans le guichet pourront bénéficier de

soutien public sans distinction basée sur leur coût. A l'inverse, les appels d'offres permettent de fixer un volume d'énergies renouvelables à soutenir et d'interclasser les offres soumises par les producteurs afin de dégager les projets les moins coûteux pour la collectivité. Ils entraînent cependant une plus grande complexité pour les producteurs et concernent donc principalement les plus gros

5. Sauf pour les installations en cogénération pour laquelle cette régularisation intervient au terme de chaque année calendaire

6. L'article R. 314-38 du code de l'énergie donne également la possibilité de remplacer ou combiner cette formule par les prix à terme sur les marchés. Dans les appels d'offres solaires et éolien actuels, les prix journaliers sont utilisés.

7. OIE, Les Corporate PPA, novembre 2019



## Récapitulatif des différents modes de soutien et des modalités d'attribution

Filière	Obligation d'achat	Complément de rémunération	
	Guichet	Guichet	Appel d'offres
Solaire sur bâtiment	< 100 kW		Entre 0,1 et 8 MWc
Solaire au sol			> 0,5 MWc <sup>8</sup>
Hydraulique	< 500 kW		> 1 MW
Eolien terrestre		< 18 MW <sup>9</sup>	> 4 MW <sup>10</sup>

Sources : CRE, Code de l'énergie

En France, le soutien aux énergies renouvelables est réalisé filière par filière (solaire, éolien, hydraulique, etc.) au travers d'appels d'offres dédiés afin de prendre en compte les spécificités de chacune d'entre elles.

Une expérimentation d'appel d'offres

technologiquement neutre a été effectuée en 2018, à l'issue de laquelle l'ensemble des lauréats ont été des projets photovoltaïques, qui présentaient un coût moyen du MWh plus faible que les projets relevant d'autres filières renouvelables. Ce type d'appel

d'offres ne permet cependant pas de prendre en compte la variabilité et la saisonnalité de la production – qui constituent pourtant des paramètres essentiels au fonctionnement du système électrique – dans l'interclassement des offres déposées.

## QUELLES DIFFÉRENCES ENTRE LE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION ET L'OBLIGATION D'ACHAT ?

L'obligation d'achat et le complément de rémunération constituent deux mécanismes distincts de soutien à l'activité des producteurs d'énergies renouvelables. Tous deux doivent permettre au producteur d'atteindre un niveau de rémunération suffisant à son activité, c'est-à-dire permettre la couverture des coûts de son installation tout en assurant la rentabilité de son projet. L'obligation d'achat repose sur le versement d'un tarif d'achat aux producteurs en échange de l'énergie produite, tandis que le complément de rémunération correspond au versement d'une prime calculée comme étant la différence entre les prix du marché de gros au moment de l'injection et un tarif cible. Le producteur bénéficiant du

complément de rémunération vend pour son compte sur les marchés l'électricité qu'il a produite, contrairement à l'obligation d'achat pour laquelle c'est le gestionnaire du contrat (gestionnaire agréé ou gestionnaire obligé) qui réalise cette vente.

Historiquement, l'obligation d'achat a concerné une majorité d'installations avant d'être progressivement remplacée<sup>11</sup> par le mécanisme du complément de rémunération introduit par la LTECV de 2015. Ce dernier présente deux avantages principaux : il permet de limiter l'apparition sur les marchés de prix négatifs qui seraient imputables aux mécanismes de soutien et donne la possibilité aux producteurs renouvelables de devenir de véritables acteurs de marché

en participant à l'ensemble des mécanismes permettant le bon fonctionnement du système électrique.

Cette évolution se retrouve dans les chiffres : si en 2018, l'obligation d'achat concernait en métropole 99 % du volume des EnR électriques soutenues, (soit 57,9 TWh<sup>12</sup> d'électricité soutenue), elle ne devrait plus concerner que 57 % de l'électricité renouvelable commençant à injecter en 2019. En effet, le « stock » de contrats signés avant 2019 explique l'importance de l'obligation d'achat dans le volume total, tandis que le « flux » de nouveaux contrats conduit à ce que près de 43 % des nouvelles installations bénéficient du mécanisme du complément de rémunération.

8. Trois familles existent pour cet appel d'offres :

- PV au sol compris entre 0,5 et 5 MWc
- PV au sol supérieur à 5 MWc
- PV installé sur des ombrières de parking, compris entre 0,5 et 10 MWc s

9. Avec une limitation à 6 éoliennes de moins de 3 MW chacune

10. Installations d'au moins 7 éoliennes et/ou dont l'une des éoliennes a une puissance installée de plus de 3 MW ou pouvant justifier d'un refus au guichet

11. OIE, Le soutien financier aux énergies renouvelables électriques en pleine transition, juillet 2018

12. Annexe 3 de la délibération de la CRE du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020