

EVOLUTION DES
DISPOSITIFS DE SOUTIEN
A L'ELECTRICITE
RENOUVELABLE

–
Le point par Filière

–
Concilier intégration aux
marchés et ancrage local

Série
Économie

ENE 16

Juin 2017



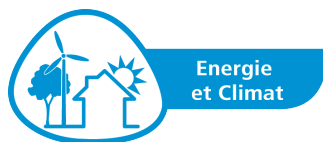
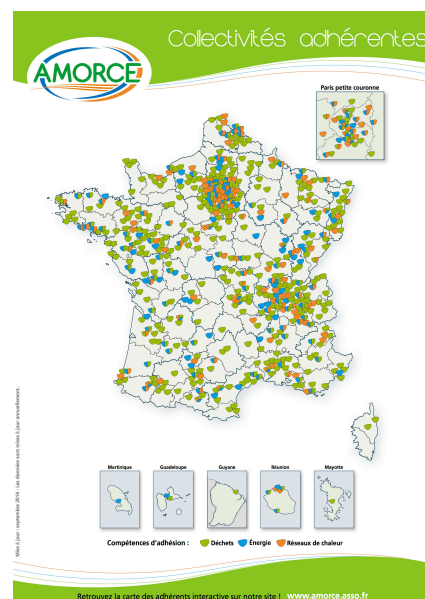
Energie
et Climat

PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 850 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de politiques Énergie-Climat des territoires (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'Etat) et du Parlement (Assemblée nationale et Sénat), AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et dans l'économie circulaire. Partenaire privilégiée des autres structures représentatives des collectivités, des entreprises, ou encore des organisations non gouvernementales, elle a également joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du fonds chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création des nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation de logements énergivores et réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des personnes ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leur expertise pour construire le présent document.

RÉDACTEURS

Thomas DUFFES, tduffes@amorce.asso.fr, Fannie LAVOUÉ, flavoue@amorce.asso.fr,
Maxime ANCHISI, manchisi@amorce.asso.fr, Idriss CHEROUFA

Comité de relecture : Lucie LESSARD et Romain ROY, **AMORCE** ; Brice ARNAUD, **ADEME** ;
Erwan BOUMARD, **Energie Partagée** ; Laure VERHAEGHE, **Lendosphère** ; Emmanuel JULIEN,
SERGIES

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Juin 2017

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	5
SYNTHESE	7
1. CONTEXTE ET FONCTIONNEMENT DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ENERGIE RENOUVELABLES ELECTRIQUES EN FRANCE	9
1.1. ARCHITECTURES DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN	9
1.1.1. <i>L'OBLIGATION D'ACHAT (TARIFS D'ACHAT)</i>	9
1.1.2. <i>LE COMPLEMENT DE REMUNERATION</i>	10
1.2. MODALITES D'ATTRIBUTIONS	12
1.2.1. <i>LE GUICHET OUVERT</i>	12
1.2.2. <i>LES APPELS D'OFFRES (OU QUOTAS AVEC ENCHERES)</i>	13
QUELLE REFORME DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN EN FRANCE ?	15
2. LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN EN VIGUEUR SELON LES FILIERES	17
2.1. EOLIEN POSE EN MER ET ENERGIES MARINES RENOUVELABLES	17
2.2. EOLIEN TERRESTRE	18
2.3. PHOTOVOLTAÏQUE (PV)	20
2.4. METHANISATION (HORS BIOGAZ D'ISDND)	26
2.5. BIOGAZ ISSU D'INSTALLATION DE STOCKAGE DE DECHETS NON DANGEREUX (ISDND)	29
2.6. COGENERATION BIOMASSE (BOIS-ENERGIE)	30
2.7. GEOTHERMIE ELECTRIQUE	32
2.8. VALORISATION ENERGETIQUE DES DECHETS	33
2.9. PETITE HYDROELECTRICITE	34
2.10. COGENERATION AU GAZ NATUREL	36
3. ENJEUX POUR LES COLLECTIVITES LOCALES	39
3.1. VALORISER SA PRODUCTION ENR, QUELLES NOUVELLES POSSIBILITES ?	39
3.2. CANDIDATURE AUX APPELS D'OFFRES ET COLLECTIVITES	39
3.3. ZOOM SUR LE BONUS PARTICIPATIF	40
3.3.1. <i>CADRE REGLEMENTAIRE</i>	40
3.3.2. <i>PRECISIONS APORTEES PAR LA CRE</i>	42
POUR ALLER PLUS LOIN...	46
ANNEXE 1 : DECRYPTAGE DE LA FORMULE DU COMPLEMENT DE REMUNERATION...	47
ANNEXE 2 : CALENDRIER INDICATIF DES PROCEDURES DE MISE EN CONCURRENCE POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES	48
ANNEXE 3 : ARTICULATION ENVISAGEE ENTRE LES NOUVEAUX DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX DIFFERENTES FILIERES DE L'ELECTRICITE RENOUVELABLE (SOURCE : DGEC)	49
ANNEXE 4 : CALENDRIER DE L'APPEL D'OFFRES « EOLIEN A TERRE »	50
ANNEXE 5 : RESUME DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AVANT LA REFORME	51
ANNEXE 6 : CALENDRIER ET FOURCHETTE DE PRIX POUR L'APPEL D'OFFRES PORTANT SUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES « SUR BATIMENTS »	53
ANNEXE 7 : CALENDRIER ET FOURCHETTE DE PRIX POUR L'APPEL D'OFFRES PORTANT SUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES « AU SOL »	54

ANNEXE 8 : CALENDRIER ET FOURCHETTE DE PRIX POUR L'APPEL D'OFFRES PORTANT SUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE BIOMASSE.....	55
ANNEXE 9 : PRECISIONS SUR LES APPELS D'OFFRES PORTANT SUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION D'INSTALLATIONS HYDROELECTRIQUES.....	56
ANNEXE 10 : RESUME DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN A LA COGENERATION GAZ EN 2015	57

INTRODUCTION

Par la fixation d'objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables, la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (TECV) fait des énergies renouvelables un pilier de la transition énergétique française. Pour rappel, le cap à atteindre est désormais fixé à 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030, avec en particulier 40 % d'énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Des outils de soutien public sont nécessaires au déploiement de nouvelles unités de production d'énergies renouvelables compte tenu de leur coût encore supérieur à celui des centrales à énergies fossiles ou fissiles déjà en fonctionnement. Ainsi, dans l'attente d'une maturité généralisée plus forte, leur déploiement ne pourrait pas se faire sur le seul critère de la compétitivité dans un fonctionnement de marché. Les mécanismes incitatifs mis en place sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement.

Pour atteindre sur le long terme les objectifs fixés par la France en matière d'électricité renouvelable, une accélération significative du rythme de développement des projets devra avoir lieu, tout en s'inscrivant dans un cadre Européen précis. La programmation pluriannuelle de l'énergie va dans ce sens en cadrant les objectifs de puissance pour chacune des filières de production d'ici 2023.

Les enjeux de ce développement sont double : il faut développer à court terme les filières les plus compétitives dans une perspective de réduction des coûts, sans pour autant exclure les filières moins matures sur le moyen terme et les filières qui génèrent des externalités positives au-delà de la seule production d'énergie.

En réponse aux lignes directrices Européennes, les modèles économiques des EnR devront s'inscrire autant que possible dans l'équation générale des systèmes électriques (physiquement et financièrement). Cette intégration passera notamment par une mise en concurrence renforcée des projets et une évolution des architectures de soutien. Il faudra en outre conserver une visibilité suffisante pour les acteurs économiques et financiers. Enfin, une intégration environnementale maîtrisée et une acceptation sociale de cette transition seront plus que nécessaires pour répondre au besoin de développement de toutes les filières électriques renouvelables.

Les acteurs locaux ont un rôle clé à jouer dans l'acceptation et la faisabilité des projets EnR sur les territoires. L'ADEME et AMORCE publient cette note pour présenter les principales évolutions des dispositifs de soutien, et donner les clés aux porteurs de projets (collectivités notamment) afin qu'ils continuent à porter ou à soutenir des projets territoriaux.

Ce document peut être à la fois utilisé comme base de compréhension de l'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, mais également comme porte d'entrée aux ressources documentaires disponibles pour chaque filière (arrêtés tarifaires et appels d'offres).

Les points suivants ne seront pas abordés dans le cadre de cette publication :

- *Les autres dispositifs de soutien aux EnR électriques qui existent ou ont existé dans d'autres pays¹*
- *Les dispositifs de soutien pour le gaz renouvelable (biométhane)*
- *Les dispositifs de soutien à la chaleur renouvelable (Fonds chaleur notamment)*

¹ On retrouve par exemple le système des quotas d'électricité verte combiné à un échange de certificats verts en Belgique flamande et en Suède.

- Les dispositifs spécifiques aux installations chez les particuliers qui ont pu exister (Crédit d'impôt, etc.)

Objectifs PPE : production d'électricité renouvelable par filière

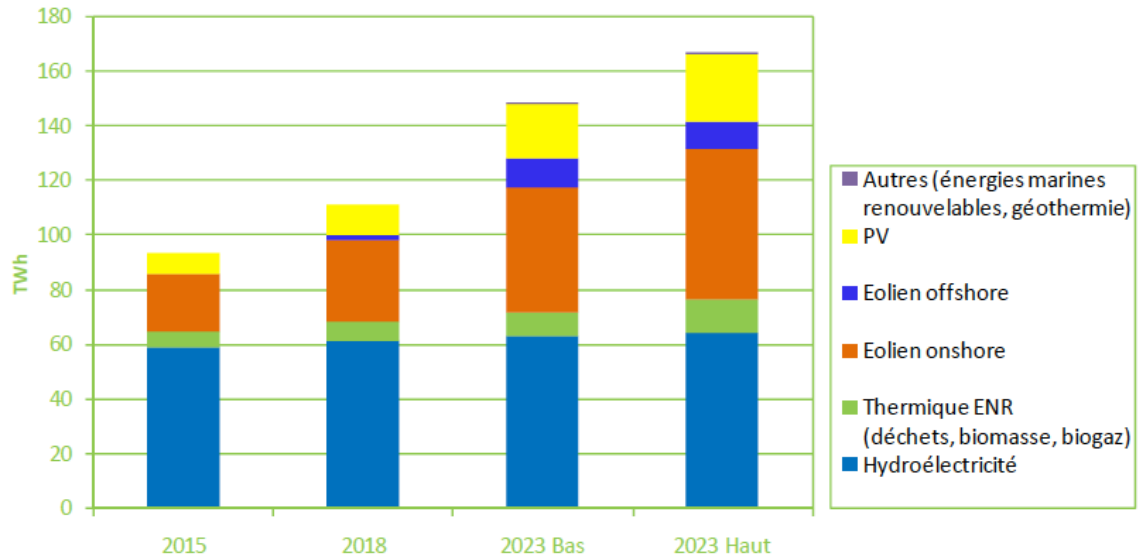


Figure 1: objectifs de la PPE en matière d'électricité renouvelable produite par filière (source: Programmation Pluriannuelle de l'Énergie)

SYNTHESE

Les producteurs d'électricité renouvelable ont bénéficié, jusqu'en 2016, d'un **tarif d'achat** garanti sur une certaine durée (12 à 20 ans selon les filières). Ainsi, ils sont assurés d'écouler leur production électrique à un tarif connu à l'avance, ce qui **sécurise** les porteurs de projets (développeurs et acteurs locaux) et les prêteurs de fonds (organismes bancaires notamment).

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques sont entrés, depuis 2016, dans une nouvelle ère plus complexe et plus incertaine. **Ces soutiens seront désormais intégrés aux marchés de gros de l'électricité** (complément de rémunération) **avec dans certains cas une mise en concurrence renforcée** (appel d'offres).

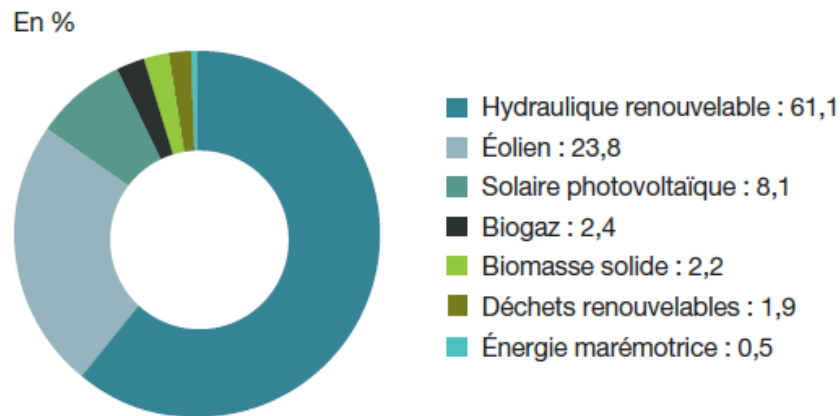
- Le nouveau dispositif de contrat de complément de rémunération impose aux producteurs EnR de vendre eux-mêmes la production électrique sur les marchés, puis l'opérateur obligé lui versera une **prime de complément de rémunération** variable selon le niveau des marchés. Ce dispositif est aussi appelé « marché + prime ». La somme de ces deux recettes (vente d'électricité et primes) devrait permettre d'atteindre une valeur proche de celle qui existe aujourd'hui avec les tarifs d'achat, néanmoins le dispositif va créer de la **complexité**. En réalité, très peu de producteurs vont vendre eux même leur production électrique sur les marchés de gros de l'électricité, et la grande majorité contractualisera avec un tiers qui valorisera pour lui cette production. Ces organismes tiers sont appelés **agrégateurs** : ils sont environ une dizaine en France sur ce marché naissant très dynamique.
- Le système d'**appel d'offres** existe en France depuis plus de 10 ans pour les projets de grande taille et depuis 2011 pour les projets photovoltaïques de moyenne taille. Ce système de mise en **concurrence** entre les projets (critères économiques, environnementaux, etc.) va s'étendre à d'autres types de projets et de filières. Cette généralisation entrainera plus d'**incertitudes** pour les porteurs de projets car ils vont devoir développer des projets sans être sûrs d'obtenir un dispositif de soutien. Les collectivités locales (mais aussi les projets portés par la société civile) sont globalement pénalisées par ce dispositif, car elles ne peuvent pas mutualiser leur risque (elles portent en général un projet unique), et car leur soumission au code des marchés public les rend moins flexibles. Pour pallier en partie ces difficultés, un critère de « financement participatif » a été inclus dans les appels d'offres, permettant d'octroyer un bonus financier à de tels projets.

Concrètement, les projets de petite taille vont continuer à bénéficier d'un tarif d'achat alors que certains gros projets vont devoir passer par un appel d'offres pour bénéficier d'une prime de complément de rémunération. Il faut donc regarder **par filière, mais aussi par puissance de projet pour connaître le dispositif de soutien en vigueur**. Le tableau présenté page 16 donne un panorama simplifié des nouveaux soutiens aux filières.

Chaque dispositif de soutien dispose de forces et de faiblesses et le choix d'un dispositif est une question primordiale au développement d'une filière de production. Pour autant, le dispositif de soutien n'assure pas forcément à lui seul un bon développement des énergies renouvelables : il doit être associé à une **volonté politique**, une **acceptabilité locale** et des **procédures administratives favorables**.

Les lignes directrices européennes de juin 2014 ont eu pour objectif de réformer les mécanismes de soutien, en assurant une meilleure intégration des EnR au marché. Le nouveau mécanisme de vente sur le marché avec prime (complément de rémunération) permettra de responsabiliser les producteurs d'EnR et de les pousser à prendre en compte les données du marché de l'électricité. Mais, sa mise en œuvre est parfois compliquée et présente des

incertitudes liées à la rentabilité des projets. Cette responsabilisation intervient probablement un peu tôt pour certaines filières encore peu matures. Pour autant, une telle réforme peut être efficace si elle se fait de manière progressive. Dans tous les cas, avec des objectifs de développement ambitieux mais réalistes, les énergies renouvelables électriques devront nécessairement trouver leur place dans les marchés de l'énergie à moyen et long terme.



Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après les sources par filière

Figure 2: Production brute d'électricité renouvelable par filière en 2015- total: 89,5 TWh

1. CONTEXTE ET FONCTIONNEMENT DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ÉNERGIE RENOUVELABLES ELECTRIQUES EN FRANCE

Cette première partie vise à fournir quelques éléments de présentation et de compréhension :

- Les architectures des dispositifs de soutien existant en France (1.1), c'est à dire la façon par laquelle la production est soutenue financièrement. Il en existe deux types en France : le **tarif d'achat** et le **complément de rémunération**.
- Les modalités d'attribution existantes en France (1.2), c'est à dire la manière par laquelle les producteurs peuvent bénéficier d'un dispositif de soutien. Il peut s'agir d'un **guichet ouvert** ou d'une mise en concurrence par **appel d'offres**.
- Des évolutions de la politique de soutien à l'électricité renouvelable en France

1.1. Architectures des dispositifs de soutien

1.1.1. L'obligation d'achat (tarifs d'achat)

Le système des tarifs d'achat garantis (feed-in tariff) est longtemps resté le système dominant en Europe. Il a généré des résultats satisfaisants et a permis un développement des énergies renouvelables ces dernières années.

Ce système impose, aux fournisseurs historiques d'électricité (EDF et les entreprises locales de distribution), d'acheter l'électricité renouvelable produite par les producteurs :

- Situés sur la zone de desserte
- À un tarif fixe (quel que soit le prix du marché réel)
- Sur la base de modalités fixées par les pouvoirs publics (arrêtés ministériels)
- Sur une période allant de 12 à 20 ans selon les filières

En général, ce système est associé à une priorité d'injection de l'électricité d'origine renouvelable devant d'autres technologies, indépendamment des différents signaux du marché.

Tableau 1: Avantages et inconvénients de l'obligation d'achat

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none">• Couverture du risque prix : les producteurs d'électricité renouvelable savent qu'ils vont vendre leur électricité à un prix déterminé à l'avance par les pouvoirs publics, ce qui leur permet de bénéficier de revenus stables indépendamment des aléas et les différentes fluctuations que connaît le marché de l'électricité.• Couverture du risque volume : l'intégralité de la production est achetée au producteur et ce quel que soit le moment où elle intervient. Il n'y a pas d'engagement de production, ni de prévision de production (<i>pour le producteur du moins</i>).• Couverture du risque de contrepartie pour les investisseurs, le tarif étant fixe et administré par l'État.	<ul style="list-style-type: none">• Les producteurs EnR sont « déconnectés » des signaux envoyés par les prix des marchés de l'électricité• Accentuation des périodes de prix négatifs sur les marchés. La priorité d'accès au réseau pour la production d'électricité renouvelable se traduit par une offre de production sur le marché, et ce indépendamment de la demande et du prix sur ce même marché².

² La non flexibilité de certains moyens de production thermiques favorise également l'occurrence de ces prix de marché négatifs. Ces phénomènes de prix négatifs ont notamment été observés en Allemagne à partir de 2012.

Le Tableau 1 présenté ci-dessus permet de soulever les avantages et inconvénients de cette architecture de soutien.

Le mécanisme de l'obligation d'achat permet d'assurer des revenus stables aux producteurs indépendamment des différentes fluctuations sur le marché de gros de l'électricité. L'obligation d'achat et l'injection prioritaire sur le réseau rendent par ailleurs les producteurs d'électricité renouvelable moins sensibles aux prix spot de l'électricité ce qui peut parfois amplifier des phénomènes de prix négatifs.

1.1.2. Le complément de rémunération

Le système de contrat de complément de rémunération (aussi appelé « marché + prime ») prévoit que **les producteurs d'électricité renouvelable vendent leur électricité renouvelable directement sur le marché de gros de l'électricité, et perçoivent un complément de rémunération (autrement dit une prime)**. Cette prime peut dépendre de plusieurs paramètres (quantités d'électricité injectée, puissance installée, prix moyen de l'électricité, etc.). Le système mis en place en France repose sur une prime à l'énergie (c'est à dire fonction de la quantité d'électricité produite) et définie *ex-post* (c'est à dire calculée à la fin de chaque mois en fonction des données observées).

Pour simplifier, le **montant de la prime totale représente la différence entre un prix cible de référence** (T_e en €/MWh, fixé en France par filière- cf. partie 2) **et le prix moyen de l'électricité sur les marchés de gros (M_o)**.

Avec ce système, le producteur sera sensible aux signaux du marché, ce qui l'incite :

- à produire durant les périodes les plus efficaces, où sa production est corrélée positivement avec les prix de gros de l'électricité
- à limiter sa production dans le cas contraire (périodes des prix négatifs par exemple où les pertes deviendront supérieures aux primes perçues).

Le système choisi par la France est proche de celui déjà retenu en Allemagne, c'est à dire basé sur une prime versée *ex-post*, et variable selon les filières. La Figure 3 permet de visualiser l'architecture type « marché + prime », en comparaison avec une architecture type « tarif d'achat » (en orange).

De manière générale, avec une architecture type « marché + prime », un producteur percevra ainsi :

- Un revenu issu de la **vente de sa production sur les marchés de l'électricité**. Pour cela, la grande majorité des producteurs passera par un agrégateur qui valorisera leur électricité sur les marchés ;
- Une **prime à l'énergie**, permettant d'atteindre un niveau cible (tarif de référence T_e). Ce complément de rémunération est déterminé en France par arrêtés et par filière, ou par l'offre d'un candidat lauréat d'un appel d'offres ;
- Une **prime de gestion**, qui viendra peu ou prou compenser, pour les producteurs, les coûts de contractualisation avec les agrégateurs. Celle-ci se différencie selon les filières et atteint quelques €/MWh ;
- Un revenu issu de la vente des **garanties de capacité depuis le 1^{er} janvier 2017³**, dépendant de la disponibilité des installations de production en hiver ;

³ Pour rappel, le mécanisme de capacité est entré en application au 1^{er} janvier 2017, et permet de rémunérer les producteurs d'électricité pour la mise à disposition de leurs moyens de production lors des périodes de tension sur le réseau électrique (par exemple lors des fortes vagues de froid en hiver).

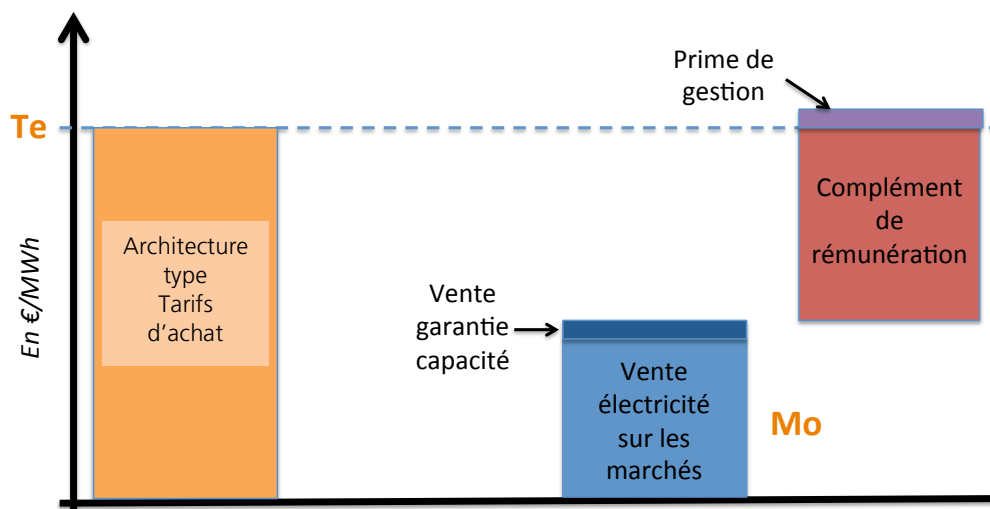


Figure 3: Architecture du mécanisme de marché + prime en comparaison avec une architecture type tarif d'achat (source: DGEC)

Le détail de la formule générale définissant les compléments de rémunération, ainsi que le décryptage de ses différents termes, est proposé dans l'Annexe 1.

Les contrats de complément de rémunération seront plus complexes pour les porteurs de projets. Pour autant, si le producteur valorise correctement sa production électrique (et ses garanties de capacités) sur les marchés, alors **les revenus s'apparentent à ceux d'un tarif d'achat auquel on ajoute les aléas suivants :**

- La production pendant les heures de prix négatifs ne donne pas lieu au versement des primes à l'énergie et de gestion (risque de ne pas pouvoir valoriser de la production ou de devoir payer pour produire)
- Une partie des revenus dépend directement de la valorisation de l'électricité produite sur les marchés (risque profil = avoir des revenus différents de ceux des autres installations en fonction des périodes de production)

Remarques :

- **Concernant les Garanties d'Origine (GO):** d'après le décret n°2016-682 du 27 mai 2016, les producteurs bénéficiant du complément de rémunération devront « *renoncer au préalable au droit d'obtenir la délivrance des garanties d'origine (GO) pour l'électricité produite par l'installation pendant la durée du contrat* ». Les GO sont les seuls éléments permettant de garantir la traçabilité de l'électricité⁴. Elles peuvent être échangées et elles constituent bien souvent la garantie pour le consommateur final de bénéficier d'une offre « verte ». La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 permettra toutefois de garantir l'origine de cette production avec un système de vente aux enchères administré par l'État, mais rien n'a encore été mis en place à l'heure d'écriture de ce document.
- **Concernant l'achat en dernier recours:** afin de sécuriser le financement des installations, de nombreux acteurs avaient défendu la création d'un acheteur en dernier recours, c'est-à-dire la création d'un organisme auquel faire appel pour valoriser la production d'électricité si le producteur et/ou l'agrégateur fait défaut. Afin

⁴ Pour aller plus loin sur la traçabilité de l'électricité « verte » : *ENE12- Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz)*, AMORCE, 2016

que ce filet de sécurité ne soit pas une solution durable, l'acheteur en dernier recours ne pourra au maximum rémunérer le producteur qu'à hauteur de 80% du tarif de référence sur une période de 3 mois (renouvelable sous certaines conditions).

Le Tableau 2 présente les avantages et inconvénients d'une architecture de soutien du type « marché + prime ».

Tableau 2: Avantages et inconvénients du complément de rémunération

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilisation des producteurs d'électricité renouvelable quant à l'intégration de leur production sur les marchés de l'énergie et sur le réseau électrique • Limitation des prix négatifs sur les marchés de gros de l'électricité • Niveau de rémunération global proche d'une architecture type « tarif d'achat » (<i>en théorie</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mécanisme de rémunération complexe et soumis à plus d'aléas que les tarifs d'achats seuls • Complexité de gestion pour les petits producteurs, et notamment pour les collectivités, qui ne peuvent pallier le risque en diversifiant massivement leurs projets (responsabilité d'équilibre, chronophage, etc.) • Baisse de visibilité à court terme pour les financeurs, avec un risque potentiellement répercuté dans les schémas financiers des installations de production

1.2. Modalités d'attributions

1.2.1. Le guichet ouvert

La modalité d'attribution dite de « guichet ouvert » permet d'attribuer un **soutien financier d'achat de la production renouvelable** (complément de rémunération ou tarif d'achat) **sans mise en concurrence directe des porteurs de projet**. Ces derniers peuvent ainsi bénéficier d'un tarif d'achat ou d'un complément de rémunération du moment que leurs projets satisfont les critères d'attribution définis par les pouvoirs publics (via arrêté tarifaire).

Si les guichets ouverts sont plus simples à utiliser et donnent une meilleure visibilité aux producteurs, ce système ne permet pas de contrôler directement la quantité d'énergie qui bénéficie d'un soutien public. Une adaptation insuffisante des tarifs à une baisse des coûts de production d'une filière peut conduire à la fixation de tarifs peu appropriés. A titre d'exemple, la filière photovoltaïque a bénéficié au tournant des années 2010 d'un tarif d'achat permettant une rentabilité parfois trop élevée pour les investisseurs, ayant conduit à créer une « bulle spéculative ». A contrario, des tarifs trop bas limitent très fortement le développement des projets.

A l'exception de quelques appels d'offres lancés par le ministère et administrés par la CRE⁵, **la majorité des installations de production d'électricité renouvelable en France ont bénéficié jusqu'alors de soutiens en guichets ouverts.**

⁵ Pour le solaire photovoltaïque de moyenne et grande puissance en particulier, mais aussi pour l'éolien en mer ou la biomasse.

Le Tableau 3 présente les avantages et inconvénients d'une attribution en guichet ouvert.

Tableau 3: Avantages et inconvénients du guichet ouvert

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Simplicité de gestion pour les porteurs de projet EnR, et bonne visibilité sur le long terme • Pas ou peu de risque de projets infructueux comme cela peut être le cas avec une procédure d'appel d'offres avec mise en concurrence • Modalité d'attribution adaptée aux porteurs de petits projets, qui ne peuvent pas diversifier massivement leur portefeuille de projets (particuliers, mais aussi petits producteurs ou collectivités) • Modalité d'attribution adaptée lorsque les sites potentiels de développement sont nombreux 	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de contrôle direct sur la quantité d'énergie bénéficiant d'un soutien national • Risque d'éventuelle surestimation ou sous-estimation des coûts de production, ce qui pose le problème de l'asymétrie d'information • N'incite pas nécessairement à l'optimisation des coûts pour chaque projet • Risque de conflits d'usage, de la ressource, etc. pour certaines filières

1.2.2. Les appels d'offres (ou quotas avec enchères)

Modalité d'attribution opposée au « guichet ouvert », ce dispositif a pour objectif de fixer une quantité d'électricité *verte* à injecter sur le réseau électrique ou une capacité précise de production pour une filière renouvelable. Au terme d'une procédure d'appel d'offres, les producteurs d'EnR lauréats bénéficient d'un contrat de long terme à prix garanti. Le prix d'achat peut refléter :

- Le prix limite représentant le coût marginal de la dernière offre rejetée (« *bid at the marginal price* »)
- Le prix demandé par chacun des producteurs (« *pay as bid* »)

Les appels d'offres permettent de sélectionner les projets les plus compétitifs et qui répondent à un certain nombre de critères exigés par le cahier des charges, tout en fixant un volume à développer. Ce système est utilisé en France depuis plusieurs années pour quelques filières, notamment l'éolien off-shore, le photovoltaïque de moyennes et grandes tailles (depuis 2011 pour les projets de plus de 100 kWc) et la biomasse sous certaines conditions. Pour les appels d'offres passés **en France, le prix d'achat de la production des lauréats est fixé suivant le prix demandé par chacun des producteurs.**

Le dispositif des appels d'offres induit des coûts de transactions et des contraintes administratives pénalisantes pour les petits producteurs, et notamment pour les projets portés par les collectivités locales.

Le Tableau 4 présente les avantages et inconvénients d'une attribution par appel d'offres.

Tableau 4: Avantages et inconvénients de l'appel d'offres

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Maîtrise de la puissance d'électricité renouvelable installée • Incitation des producteurs à réduire les coûts, s'il y a suffisamment de participants aux mises en concurrence • Théoriquement, la rente différentielle disparaît. Chaque producteur perçoit en théorie une aide ajustée à son besoin propre pour atteindre la rentabilité de ses installations • Modalité d'attribution adaptée aux porteurs de grands projets bénéficiant d'un large portefeuille de projets, et aux filières soumises à des conflits de ressource ou manquant de maturité 	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalisation des petits producteurs en raison du manque de visibilité et du risque pris sur un petit portefeuille de projets. • Pénalisation des petits projets, d'où la nécessité de fixer des sous-familles de projets pour chaque appel d'offre • Risque de phénomènes collusifs lors des enchères, certaines parties pouvant avoir un intérêt à s'entendre afin de surestimer les prix proposés • Risque d'offres spéculatives qui au final ne permettront pas la réalisation des projets • Mise en concurrence nationale pouvant limiter certains projets territoriaux, et déséquilibrer l'atteinte des objectifs régionaux • Théoriquement, perspective de rentabilité moins incitative qu'avec des tarifs d'achat en guichet ouvert, offrant des conditions moins favorables à la prise de risque

Quelle réforme des dispositifs de soutien en France ?

Conformément aux lignes directrices de l'Union européenne parues en 2014⁶, la loi de transition énergétique pour la croissance verte⁷ a profondément modifié les modalités de soutien aux énergies renouvelables électriques en France. En 2016, plusieurs décrets sont venus préciser cette évolution, afin de définir la refonte de l'obligation d'achat (OA) et les conditions générales du complément de rémunération (CR)^{8 9 10}.

Fin 2016, la programmation pluriannuelle de l'énergie¹¹ (PPE) a notamment mis à jour les objectifs de production à installer par filière jusqu'à 2023, ainsi que les moyens à mettre en place pour atteindre ces objectifs (stratégies, appels d'offres, etc.). Les modalités de soutien sont définies par arrêté pour chaque filière pour les guichets ouverts, et dans des cahiers des charges par filière pour chaque appel d'offres.

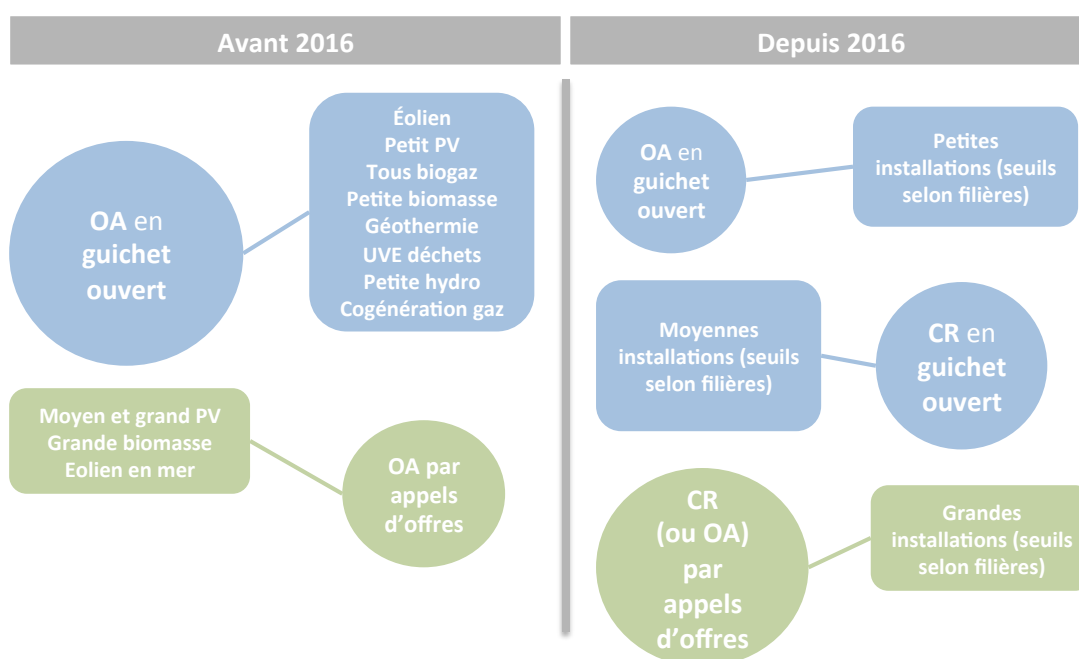


Figure 4: Récapitulatif très simplifié de la réforme des dispositifs de soutien en France (source: AMORCE)

Cette nouvelle réglementation va entraîner deux modifications majeures :

- D'une part, **l'architecture des dispositifs de soutien sera davantage intégrée aux marchés**. En effet, les tarifs d'achat des unités de taille moyenne et grande (à partir de 500 kW en moyenne mais variable selon les filières) vont être remplacés par des contrats de complément de rémunération.

⁶ Communication n° 2014/C 200/01 du 28/06/14 relative aux lignes directrices européennes concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

⁷ Loi n°2015-992 du 17 août 2015

⁸ Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie

⁹ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité

¹⁰ Décret n° 2016-690 du 28 mai 2016 pris pour l'application de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie

¹¹ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

- D'autre part, **l'attribution des soutiens utilisera davantage les appels d'offres** au détriment du guichet ouvert. Ainsi certaines filières qui bénéficiaient uniquement d'un arrêté tarifaire devront désormais passer par des appels d'offres (lancés par le ministère de l'Environnement et administrés par la Commission de Régulation de l'Énergie) pour sélectionner les meilleurs projets en fonction du prix demandé et d'autres critères de sélection (environnementaux, etc.). Le système des appels d'offres se généralise progressivement en France depuis 2016. Afin de contribuer à l'atteinte des objectifs de production renouvelable fixés à l'article 3 de la PPE, un calendrier indicatif des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables a été réalisé pour la période 2016-2019. Ce dernier est présenté dans l'Annexe 2.

Ainsi, pour simplifier, les projets de petite taille vont continuer à bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert alors que certains gros projets vont devoir passer par un appel d'offre pour bénéficier d'une prime de complément de rémunération.

Il faut donc regarder **par filière, mais aussi par puissance de projet pour connaître le dispositif de soutien**. Le Tableau 5 donne un panorama simplifié des dispositifs en vigueur ou à venir prochainement¹².

La seconde partie de ce rapport entre dans le détail de chacune des filières électriques renouvelables.

Tableau 5: Panorama simplifié des dispositifs de soutien en vigueur par filière et par seuil

Dispositifs de soutien prévus en 2017	Guichet ouvert Tarif d'achat	Guichet ouvert Complément de rémunération	Appels d'offres Tarif d'achat	Appels d'offres Complément de rémunération
Eolien en mer	-	-	-	Tous
Eolien terrestre	-	Jusqu'à 6 éoliennes	-	Plus de 6 éoliennes
Photovoltaïque	Moins de 100 kW	-	De 100 à 500 kW	De 500 kW à 17 MW
Méthanisation déchets	Moins de 500 kW	-	-	De 500 kW à 5 MW
Méthanisation STEP	Moins de 500 kW	Plus de 500 kW	-	-
Méthanisation ISDND	<i>En cours de discussion avec la Commission Européenne</i>			
Cogénération biomasse	-	-	-	De 300 kW à 25 MW
Géothermie		Tous		
Valorisation énergétique des déchets	<i>En cours de discussion avec la Commission Européenne</i>			
Petite hydroélectricité	Moins de 500 kW	De 500 kW A 1MW	Selon puissance et type de projet	
Cogénération gaz naturel	Moins de 300 kW	De 300 kW à 1 MW	-	Plus de 12 MW

¹² Le même type de tableau, réalisé par la DGEC mais avec une matrice différente est présenté dans l'Annexe 3.

2. LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN EN VIGUEUR SELON LES FILIERES

La présente section propose, pour chaque filière de production d'électricité renouvelable, de faire le point synthétiquement sur les dispositifs de soutien passés et en vigueur : modalités d'attribution, architecture du soutien, seuils, particularités, etc. ;

Remarque : les installations de production qui ont conclu un contrat d'achat à une date antérieure aux évolutions des dispositifs de soutien bénéficieront de ce contrat d'achat jusqu'à son échéance.

2.1. Eolien posé en mer et énergies marines renouvelables

Si l'éolien en mer est déjà présent dans plusieurs pays européens (plus de 5 000 MW au Royaume-Uni et environ 4 100 MW en Allemagne fin 2016), aucun parc n'a encore été raccordé en France début 2017¹³. L'objectif fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe toutefois à 3 000 MW¹⁴ la puissance installée en 2023 pour l'éolien en mer posé, et à 500 MW pour les énergies marines renouvelables (éolien flottant, hydrolienne, etc.). Plusieurs appels d'offres et appels à projets ont été lancés durant les 15 dernières années en France pour lancer la filière de l'éolien posé en mer.

- **Eolien posé en mer :** à partir de plusieurs sites présélectionnés, 2 appels d'offres ont successivement vu le jour en 2011 et 2013¹⁵ (3 000 MW attribués au total), respectivement pour 5 zones¹⁶ et 2 zones¹⁷ d'implantation. La filière étant naissante, le coût des projets restent encore relativement élevé – entre 123 et 227 €/MWh selon l'ADEME¹⁸. Un troisième appel d'offres concernera une zone au large de Dunkerque. La complexité et l'ampleur des projets restreignent le nombre de candidats potentiels : pour cette raison, le troisième appel d'offres est basé sur une procédure de dialogue entre les candidats et le ministère de l'énergie pour échanger sur le futur cahier des charges.
- **Eolien flottant :** l'appel à projet « fermes pilotes d'éoliennes flottantes » de l'ADEME a permis la sélection fin 2016 de 2 lauréats pour la création de fermes pilotes. L'éolien flottant est une filière encore émergente, qui possède moins d'une dizaine de démonstrateurs dans le monde.
- **Hydroliennes :** plusieurs prototypes sont actuellement en cours de développement et de test en France métropolitaine et les premières fermes pilotes pourront être mises en service à moyen terme. L'Etat a récemment donné son feu vert au premier parc pilote hydrolien marin français, qui sera construit au large de Cherbourg (Manche). Le principe de la technologie hydrolienne consiste à transformer la force des courants marins en électricité. Avec ce premier parc de 7 turbines, le « pilote » visera à expérimenter la technologie encore peu mature avant de se développer à plus grande échelle.

Les filières de l'éolien flottant et des énergies marines étant toutefois encore très jeune (mais prometteuses), elles ne seront pas plus abordées dans le cadre de ce document.

¹³ La France comporte pourtant un important potentiel éolien offshore. La FEE estime le potentiel technique théorique à environ 80 GW pour l'éolien en mer « posé ».

¹⁴ Et entre 500 et 6 000 MW de plus en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix (source : PPE)

¹⁵ Un premier appel d'offres en 2005 n'avait abouti à la création d'aucun parc

¹⁶ Le Tréport (déclaré infructueux), Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc, Saint-Nazaire

¹⁷ Le Tréport et Saint-Brieuc

¹⁸ Coûts des énergies renouvelables en France-Édition 2016, ADEME, 2017

2.2. Eolien terrestre

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit de maintenir la continuité du cap fixé par la PPI de 2010 pour l'éolien terrestre. Pour 2023, l'objectif d'une fourchette de 21 800 à 26 000 MW de puissance installée a été fixé¹⁹. L'évolution majeure des dispositifs de soutien à la filière a été finalisée au deuxième trimestre 2017, apportant enfin de la visibilité pour les porteurs de projets éoliens. Le Tableau 6 propose un résumé simplifié de ces dispositifs selon la date de demande de contrat des projets (avant 2016, en 2016, ou à partir de 2017). **Depuis 2016, la filière éolienne n'a plus accès aux traditionnels tarifs d'achat pour l'électricité produite.**

Tableau 6: Résumé des dispositifs de soutien pour l'éolien terrestre

Date de demande complète de soutien	Avant 2016	Du 1 ^{er} janvier 2016 au 30 juillet 2017	À partir de 2017	
Puissances installées	Toutes	Toutes	Jusqu'à 6 éoliennes	Plus de 6 éoliennes
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Complément de rémunération	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Guichet ouvert	Guichet ouvert	Appel d'offres
Tarif de référence pour le soutien	82 €/MWh sur 10 ans PUIS 28 à 82 €/MWh sur 5 ans selon fonctionnement	82 €/MWh sur 10 ans PUIS 28 à 82 €/MWh sur 5 ans selon fonctionnement	72 à 74 €/MWh PUIS 40 €/MWh pour les MWh produits au-delà d'un plafond annuel défini – Sur 20 ans	Selon offre du candidat (entre 0 et 74,8 €/MWh) Octroyé pour 20 ans
Prime de gestion	Non	2,8 €/MWh	2,8 €/MWh	Inclus dans l'offre du candidat
Bonus participatif	-	-	-	De 2 à 3 €/MWh
Texte correspondant	Arrêté du 17 juin 2014	Arrêté du 13 décembre 2016	Arrêté du 6 mai 2017	Appel d'offres (AO) du 5 mai 2017

Selon la date de demande complète de soutien des projets, on note une évolution marquée des dispositifs de soutien, qui ne dépendront ainsi plus des mêmes arrêtés et mécanismes :

→ Avant 2016 :

- Pour les parcs éoliens qui ont fait une demande complète de contrat d'achat **avant le 1^{er} janvier 2016**, ces derniers bénéficieront d'un **tarif d'achat en guichet ouvert** conformément aux dispositions de l'arrêté du 17 juin 2014²⁰.

→ En 2016 :

- Pour les parcs éoliens (de toutes tailles) qui ont fait une demande complète de contrat d'achat **en 2016**, ces derniers bénéficieront d'un **complément de rémunération en**

¹⁹ Au 31 mars 2017, les parcs éoliens installés représentaient **12 141 MW** (Source : panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2017, RTE, SER, ENEDIS, ADEeF)

²⁰ Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

guichet ouvert conformément aux dispositions de l'arrêté du 13 décembre 2016²¹. Le tarif cible retenu, établi de manière transitoire, atteint le même niveau que les anciens tarifs d'achats, ainsi que la même structure dans le temps (10 ans + 5 ans). Un décret²² est venu prolonger le bénéfice de cet arrêté pour les demandes complètes de contrat de complément de rémunération jusqu'au 30 juillet 2017. Cet arrêté aux modalités transitoires sera ensuite abrogé.

→ **Depuis 2017 :**

- **Pour les parcs éoliens jusqu'à 6 éoliennes**²³, pour lesquels la demande complète de contrat de complément de rémunération a été déposée à partir du **1^{er} janvier 2017**, c'est l'arrêté du 6 mai 2017²⁴ qui définit les nouvelles modalités de soutien. Il prévoit également un dispositif de soutien sous forme de **complément de rémunération en guichet ouvert**. En revanche, le nouveau tarif cible est octroyé sur 20 ans, et a été revu à la baisse pour s'adapter à la maturité de la filière. Chaque année, au-delà d'un certain seuil de MWh produits par un parc (dépendant du diamètre des rotors des machines et du nombre d'éoliennes), le tarif cible sera fortement diminué.
A noter : les arrêtés du 6 mai 2017 et du 13 décembre 2016 coexistent sur la moitié de l'année 2017, malgré leurs modalités différentes.
- **Pour les parcs éoliens de plus de 6 éoliennes**, les projets seront sélectionnés et soutenus via une **procédure d'appel d'offres**, ce qui constitue une grande nouveauté pour la filière. Le premier cahier des charges de l'appel d'offres a été publié le 5 mai 2017²⁵, et appelle un volume total de 3 000 MW sur 3 ans, réparti en 6 périodes de 500 MW (cf. Annexe 4). Les lauréats bénéficieront d'un **contrat de complément de rémunération** sur 20 ans. Les projets faisant appel à l'investissement participatif verront un bonus de 2 à 3 €/MWh s'appliquer sur la prime octroyée.

²¹ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

²² Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie

²³ Avec une limite de 3 MW de puissance nominale par machine

²⁴ Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum

²⁵ Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre

2.3. Photovoltaïque (PV)

La PPE a dévoilé des objectifs ambitieux mais réalistes pour la filière photovoltaïque : 10 200 MW d'ici 2018, et une fourchette de 18 200 à 20 200 MW d'ici 2023²⁶.

Le soutien à l'électricité solaire photovoltaïque a bénéficié d'un cadre évolutif durant les dix dernières années, notamment du fait de la diversité des possibilités d'intégration des panneaux solaires dans leur environnement (sur bâtiment ou au sol, de quelques m² à plusieurs centaines de m² installés, etc.).

En résumé, la filière fait depuis le 29 mai 2016 l'objet de deux grandes catégories de soutien :

- **Des tarifs d'achats en guichet ouvert pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc**
- **Des appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc sur bâtiments ou au sol, avec un soutien attribué sous forme de tarif d'achat jusqu'à 500 kWc et de contrat de complément de rémunération au-delà**

Tableau 7: Résumé des dispositifs de soutien au solaire photovoltaïque depuis la réforme des dispositifs de soutien

Depuis la réforme des dispositifs de soutien (établie entre 2016 et 2017)					
Puissances installées	<100 kWc	100 à 500 kWc	500 kWc à 8 MWc	500 kWc à 17 MWc	100 à 500 kWc
Injection ou autoconsommation	Injection ou autoconso.	Injection	Injection	Injection	Autoconso.
Intégration	Bâtiment et ombrière	Bâtiment (et ombrière si moins de 500 kWc)		Parc au sol ou ombrière	Bâtiment
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Complément de rémunération	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Appel d'offres		Appel d'offres	Appel d'offres
Volumes	-	9 périodes de 150 MW		6 périodes de 500 MW	2 périodes de 20 MW + 9 périodes de 50 MW
Tarif de référence	Selon puissance, intégration des panneaux et mode de production	Selon offres moyenne première vague : 106,7 €/MWh		Selon offres moyenne première vague : 62,5 €/MWh pour puissance > 5 MW	Selon offres moyenne seconde vague : 19,4 €/MWh autoconsommé
Durée du contrat	20 ans	20 ans		20 ans	10 ans
Texte correspondant	Arrêté du 9 mai 2017	AO du 9 septembre 2016		AO du 24 août 2016 (dit CRE4)	AO du 2 août 2016 puis du 24 mars 2017

Le Tableau 7 résume brièvement les dispositifs de soutien désormais en vigueur pour la filière photovoltaïque. L'Annexe 5 propose un retour sur les précédents soutiens dont bénéficiait la filière jusqu'alors.²⁷

²⁶ Au 31 mars 2017, on comptait environ 6 853 MW de puissance installée (Source : panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2017, RTE, SER, ENEDIS, ADEeF)

Les éléments présentés ci-après permettent de faire le point sur la filière selon le type d'installations (sur bâtiment, au sol, etc.), et selon les puissances crêtes de production installées.

→ Guichet Ouvert : Installations inférieures ou égales à 100 kWc

- **Anciennes modalités**

Jusqu'au 11 mai 2017, les modalités d'obtention d'un contrat d'achat pour les installations de moins de 100 kW étaient définies par l'arrêté tarifaire du 4 mars 2011²⁸ (modifié en 2013²⁹ et 2015^{30 31}).

En bref, les tarifs d'achat évoluaient à chaque trimestre en fonction des volumes de raccordement demandés au trimestre précédent pour refléter les coûts du marché (quasiment toujours à la baisse, cf. courbe d'évolution et architecture des anciens tarifs d'achat en Annexe 5). Les tarifs d'achat différaient selon plusieurs familles :

- Les installations intégrées au bâti (IAB) - 0 à 9 kWc
- Les installations intégrées de manière simplifiée au bâti (ISB) – 0 à 36 kWc et 36 à 100 kWc
- Les autres installations sur bâtiment de moins de 100 kWc
- Toutes autres installations (*pour celles-ci, les tarifs d'achat ont été supprimés depuis le 29 mai 2016*)

Ces tarifs d'achats ont été applicables pour les options de vente en totalité et de vente en surplus sans différenciation, et c'est la date de demande complète de raccordement qui déterminait le trimestre dans lequel le tarif d'achat s'ancrait. Une fois fixé, le tarif d'achat sur 20 ans ne sera plus affecté par la dégressivité trimestrielle.

Depuis le 29 mai 2016, l'accès à l'obligation d'achat en guichet ouvert se limite aux installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, implantées sur bâtiments, et d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kW. Toutes les autres installations devront donc passer par une procédure d'appel d'offres pour bénéficier d'un soutien.

- **Nouvelles modalités (à compter du 11 mai 2017)**

Les modalités d'obtention d'un contrat d'achat ont été réformées par l'arrêté du 9 mai 2017³². Désormais, les tarifs d'achats, plus complexes, seront construits selon :

- la puissance crête de l'installation (mais aussi la puissance totale des projets sur un même site d'implantation) avec des paliers à 3, 9, 36 et 100 kWc ;

²⁷ Le site internet **Photovoltaïque.info** propose en revue l'intégralité des dispositifs d'aide relatifs à la filière PV de manière détaillée.

²⁸ Arrêté du 4 mars 2011 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

²⁹ Arrêté du 7 janvier 2013 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 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

³⁰ Arrêté du 26 juin 2015 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 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

³¹ Arrêté du 30 octobre 2015 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 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

³² Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

- le mode d'implantation de l'installation sur le bâtiment (*intégration au bâti ou autre : surimposition sur toiture inclinée, toiture plate, allège, bardage, brise-soleil, garde-corps, ombrière, pergolas, mur-rideau*) ;
- le mode de rémunération de l'électricité produite (*vente de la totalité ou vente du surplus*).

Les installations qui souhaitent vendre la totalité de l'électricité produite pourront bénéficier d'un tarif d'achat, comme c'était le cas auparavant. Le principe d'une baisse trimestrielle du tarif, calculée en fonction des demandes de raccordement du trimestre précédent, est maintenu.

La grande nouveauté réside dans le fait qu'un producteur pourra vendre uniquement le « surplus » de sa production selon des modalités différenciées (l'autre partie étant autoconsommée). Dans ce cas, il pourra bénéficier d'une prime à l'investissement (en €/Wc) ainsi que d'un tarif d'achat spécifique pour l'électricité en surplus injectée sur le réseau. En parallèle aux appels d'offres dédiés à l'autoconsommation (pour les projets >100 kWc), cette dernière disposition permettra un soutien de la pratique pour les projets de plus petite taille. Tout comme les tarifs d'achats en « vente de la totalité », la prime à l'investissement sera dégressive à chaque trimestre.

Longtemps privilégiée par les tarifs d'achat depuis 2006, l'intégration au bâti fera désormais l'objet d'une prime avec une dégressivité trimestrielle. Ainsi, **au-delà du 30 septembre 2018, les nouveaux projets n'auront plus accès à la bonification de l'intégration au bâti**. Il s'agit d'un changement majeur pour la filière, et d'une véritable simplification en terme d'implantation des panneaux sur les toitures. Progressivement, les installateurs de panneaux photovoltaïques devront de plus se faire certifier pour que les installations bénéficient des modalités de l'arrêté. Il s'agit d'une mesure visant à limiter l'« éco-délinquance » dans la filière. Comme auparavant, c'est la date de demande complète de raccordement qui déterminera le trimestre dans lequel le tarif d'achat s'ancrera. Une fois fixé, le tarif d'achat sur 20 ans (ou la prime à l'investissement le cas échéant) ne sera plus affecté par la dégressivité trimestrielle.

Les deux tableaux suivants proposent un résumé des modalités d'obligation d'achat désormais en vigueur pour le photovoltaïque de moins de 100 kWc, avec les tarifs estimés au premier trimestre d'application (c'est à dire jusqu'au 30 juin 2017).

Tableau 8 : Tarifs d'achats pour la vente de la totalité de la production

Vente de la totalité de la production		
Type d'installation	Puissance totale	Tarifs estimés au premier trimestre d'application (€/MWh)
Intégration au bâti (IAB) Prime existante jusqu'au 30 septembre 2018	≤3 kWc	232
	≤9 kWc	203,9
Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤3 kWc	187
	≤9 kWc	158,9
	≤36 kWc	120,7
	≤100 kWc	115
Installations au sol ou >100 kWc		0

Tableau 9: Tarifs d'achats et Prime à l'investissement pour la vente du surplus de production uniquement

Vente du surplus de la production (autoconsommation)			
Type d'installation	Puissance totale	Prime à l'investissement (€/kWc)	Tarifs pour l'énergie injectée (€/MWh)
Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤3 kWc	400	100
	≤9 kWc	300	100
	≤36 kWc	200	60
	≤100 kWc	100	60
Installations au sol ou >100 kWc		0	

→ Appels d'Offres : Installations de plus de 100 kWc

Pour la filière PV, les appels d'offres ont permis de contrôler le développement de la filière en maîtrisant les volumes installés³³ dès 2011, et en tirant les coûts vers le bas par la mise en concurrence des projets. Néanmoins de nombreux projets pertinents et titulaires des autorisations nécessaires ne sont pas sortis de terre faute d'avoir obtenu un financement adéquat. C'est notamment le cas des projets situés dans la partie septentrionale de la France. En effet, on estime que près de 80% des grands projets PV lauréats des appels d'offres se situent dans les 4 anciennes régions méridionales (Ancienne Aquitaine, Midi-Pyrénées, Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côte d'Azur).

Sur les précédents appels d'offres, on note bel et bien une baisse des coûts de production au fil des périodes de dépôt de projets (voir figure en Annexe 5). Alors que l'on pourrait se féliciter de cette baisse des tarifs obtenus grâce à la mise en concurrence des projets, on observe que les tarifs d'achats retenus en appels d'offres sont en moyenne supérieurs à certains tarifs d'achats en guichet ouverts des installations de moins de 100 kW³⁴.

Au global, ces appels d'offres ont permis l'émergence d'une multitude de porteurs de projets de taille intermédiaire. La procédure d'appel d'offres reste néanmoins complexe et risquée pour les petits porteurs de projets. A titre d'exemple, la commune de Paris est la seule collectivité à avoir été lauréate en direct d'un ancien appel d'offres. Certaines sociétés d'économie mixte (SEM) ont également obtenu des tarifs d'achat par appels d'offres, leurs modèles de développement étant proches de ceux des développeurs traditionnels.

³³ Pour rappel, la mauvaise évaluation des tarifs d'achats proposés à la fin des années 2000 avait conduit à la création d'une bulle spéculative pour la filière PV, qui avait alors bénéficié d'un fort emballement. Les tarifs d'achats conclus à cette époque resteront en vigueur pendant 20 ans, et pèseront de ce fait sur les consommateurs via la CSPE jusqu'à leur échéance.

³⁴ C'est en particulier le cas pour les installations retenues par appels d'offres (100-250 kWc et >250 kWc) durant la période 2012-2014, pour lesquelles les tarifs d'achats moyens (source : *photovoltaïque.info*) furent supérieurs ou très proches, pour chaque période, aux tarifs d'achats en guichet ouvert des installations avec intégration simplifiée au bâti (ISB) de moins de 36 à 100 kWc. A partir de 2015, les tarifs d'achats des appels d'offres 100-250 kWc se rapprochent des tarifs d'achats en guichet ouvert (ISB 36-100 kWc), tandis que les tarifs d'achats moyens des appels d'offres >250 kWc deviennent, eux, inférieurs.

- **Installations sur bâtiments de 100 kWc à 8 MWc**

De 2011 à 2016, plusieurs appels d'offres ont déjà été administrés par la CRE pour les installations sur bâtiments :

- Pour les installations d'une puissance comprise entre 100 et 250 kWc : des appels d'offres³⁵ ont permis de sélectionner plus de 500 MW de projets, avec un soutien sous forme de tarifs d'achats. Entre la première période du premier AO de juillet 2011 et la dernière période de l'AO de mars 2015, les tarifs d'achats moyens des lauréats retenus ont chuté de près de 43%³⁶.
- Les installations sur bâtiments de plus de 250 kWc ont pu bénéficier des appels d'offres CRE1 (2012), CRE2 (2013) et CRE3 (2015).

Pour la période 2016-2019, la PPE a défini un calendrier précis pour l'appel d'offres des technologies solaires sur bâtiment **de 100 kWc à 8 MWc**³⁷. Au total, 9 périodes de 150 MW chacune sont prévues, et le dispositif de soutien prévu diffère selon la puissance installée :

- **Famille 1 : Les installations sur bâtiments de 100 à 500 kWc** bénéficieront d'un tarif d'achat, dont la valeur sera fonction de chaque offre. Les ombrières de parking rentrent dans cette catégorie ;
- **Famille 2 : Les installations sur bâtiments entre 500 kWc et 8 MWc** bénéficieront d'un contrat de complément de rémunération, dont la valeur sera fonction de chaque offre. Les ombrières de parking ne rentrent pas dans cette catégorie et devront candidater à l'AO CRE4 (cf. point suivant) ;

Les contrats seront conclus pour une durée de 20 ans. L'Annexe 6 présente quelques modalités précises de cet appel d'offres (échéances des 9 périodes et fourchettes de prix attendus).

- **Parcs au sol et ombrières de 500 kWc à 17 MWc**

De 2012 à 2015, 3 appels d'offres, ouverts aux installations solaires au sol dont la puissance excédait 250 kWc, ont été administrés par la CRE³⁸. 1700 MWc de production ont ainsi été sélectionnés, et soutenus via des tarifs d'achats. Entre 2011 et 2013, les prix d'achats moyens des projets retenus ont chuté de 38%³⁹.

Pour la période 2016-2019, un appel d'offres⁴⁰ triannuel (CRE4) pour les installations au sol et sur ombrières de parking a été publié le 24 août 2016, et concerne les installations de **500 kWc à 17 MWc**. Au total, 6 périodes de 500 MW sont prévues, et permettront le soutien de 3 familles d'installations :

- Famille 1 : les installations au sol de puissance comprise entre 5 MW et 17 MW
- Famille 2 : les installations au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MW
- Famille 3 : Les installations sur ombrières de parking de puissance comprise entre 500 kWc et 10 MW

³⁵ Pour être précis, 3 appels d'offres respectivement de 5, 3 et 3 périodes distinctes.

³⁶ Calculé à partir des chiffres disponibles sur photovoltaïque.info

³⁷ Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc

³⁸ Il s'agit des appels d'offres dits CRE1, CRE2 et CRE3, conclus respectivement en février 2012, septembre 2013 et juin 2015.

³⁹ Source : *Panorama Energie-Climat 2015*, DGEC

⁴⁰ Appel d'offres du 24 août 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc »

Toutes les installations retenues bénéficieront d'un complément de rémunération pour une durée de 20 ans. L'Annexe 7 présente quelques modalités du cahier des charges de cet appel d'offres (échéances des 6 périodes et fourchettes de tarifs de références attendus).

- **Appels d'offres « autoconsommation » de 100 kWc à 500 kWc**

L'autoconsommation⁴¹ est un cas particulier de production/consommation, en particulier utilisé pour le photovoltaïque. Ce statut particulier d'autoproduiteur, défini par l'article L.315-1 et suivants du code de l'énergie, a bénéficié d'un appel d'offres dédié en 2016⁴², qui s'est achevé en février 2017. Il a permis la sélection de 134 projets. Fait particulièrement remarquable, la prime proposée par les candidats fut divisée par 2 entre les deux périodes de l'appel d'offres (en moins de 6 mois).

Le principe: plutôt que de rémunérer uniquement l'électricité renouvelable produite et injectée sur le réseau, l'autoproduiteur est aussi rémunéré pour l'électricité qu'il autoconsomme (c'est à dire l'électricité qu'il consomme sans injection sur le réseau public d'électricité). Face aux enjeux soulevés par ce type de production/consommation⁴³, l'appel d'offres vise à expérimenter un nouveau modèle de soutien. **Bien que la filière photovoltaïque fût la principale bénéficiaire des premières tranches attribuées, les appels d'offres sont ouverts à toutes les EnR.** Les projets éligibles concernent des puissances de production entre 100 et 500 kW, et ce afin de favoriser l'autoconsommation sur les sites industriels, tertiaires et agricoles, sur lesquels production photovoltaïque et consommation sont généralement mieux corrélées.

Un autre appel d'offres plus conséquent comportant, des dispositions similaires au premier, a été lancé le 24 mars 2017. Il s'étale sur 3 ans et 9 tranches de 50 MW. La CRE a toutefois émis des réserves quant au volume appelé et au modèle de rémunération proposé⁴⁴. Selon cette dernière, la filière aurait gagné à exploiter les résultats des premiers retours d'expérience avant d'administrer un soutien à grande échelle.

- **Autres appels d'offres**

Des appels d'offres spécifiques ont été proposés pour la filière solaire. En première ligne, les appels d'offres dédiés aux zones non interconnectées (ZNI) :

- Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de techniques de conversion du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100 kWc et situées dans les zones non interconnectées (50 MW en 2015 et 50 MW en 2016)
- Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées

En février 2017, la ministre de l'énergie a lancé un appel d'offres dédié aux technologies solaires innovantes (route solaire par exemple), pour 210 MW.

⁴¹ Pour aller plus loin : *ENT28- autoconsommation d'électricité : enjeux pour le photovoltaïque et les autres EnR*, AMORCE, 2017

⁴² Appel d'offres du 02 août 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation

⁴³ Adaptation du réseau électrique aux flux EnR, économie de soutien national et/ou de factures individuelles, généralisation progressive de la parité réseau pour le PV, etc.

⁴⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale »

2.4. Méthanisation (Hors biogaz d'ISDND)

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit un premier objectif de puissance installée pour les installations de méthanisation de 137 MW pour fin 2018, puis entre 237 et 300 MW pour fin 2023 (103 MW installés fin septembre 2016⁴⁵). Par ailleurs, l'objectif général visé pour le biogaz de stockage et de stations d'épuration est d'équiper les sites existants de moyens de production d'électricité lorsque c'est économiquement pertinent et que l'injection de biométhane dans le réseau ou la production de chaleur n'est pas envisageable. Le cas du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) est traité dans la section suivante (2.5).

Avec la réforme des dispositifs de soutien, la filière biogaz a été divisée en **trois sous-filières**, avec pour chacune, une mise en place de soutien différent en terme de niveau et de forme : les **ISDND** (cf. 2.5), les stations d'épuration **STEP**, et les **autres types de méthanisation** (déchets ménagers, agricoles...).

Le Tableau 10 et le Tableau 11 résument l'évolution des mécanismes de soutien pour la méthanisation (hors STEP et biogaz d'ISDND) et pour le biogaz issu de STEP.

Tableau 10: Résumé des dispositifs de soutien à la méthanisation et au biogaz issu de STEP avant le 29 mai 2016

Date de demande de soutien	Avant le 29 mai 2016 pour la méthanisation (hors STEP et hors ISDND) et le biogaz issu de STEP
Puissances installées	Toutes puissances
Architecture du soutien	Tarif d'achat
Modalité d'attribution	Guichet ouvert
Tarif de référence pour le soutien	De 133,7 €/MWh (P<150kW) à 111,9 €/MWh (P>2 MW) + Prime effluents élevage de 0 à 26 €/MWh + Prime efficacité énergétique de 0 à 40 €/MWh <u>Revalorisation possible par avenant</u> : de 180 €/MWh (P<80kW) à 165 €/MWh (P>300kW) + Prime effluents élevage de 0 à 40 €/MWh Pas de prime à l'efficacité énergétique
Durée	15 ans initialement, extension à 20 ans
Texte correspondant	Arrêté du 19 mai 2011 <u>puis</u> revalorisation par avenant rendue possible par l'arrêté du 30 octobre 2015 <u>puis</u> extension de la durée des contrats d'achat par l'arrêté du 24 février 2017

⁴⁵ Source : Le baromètre 2016 des énergies renouvelables électriques en France, Observ'ER

Tableau 11: Résumé des dispositifs de soutien, en vigueur, à la méthanisation et au biogaz issu de STEP

Date de demande de soutien	Soutien en vigueur pour la méthanisation (hors STEP et hors ISDND)		Soutien en vigueur pour le biogaz issu de STEP	
Puissances installées	< 500 kWé	de 500 kWé à 5 MWé	< 500 kWé	De 500 kWé à 12 MWé
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Tarif d'achat	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Appel d'offres	Guichet ouvert	
Tarif de référence pour le soutien -jusqu'à 2018 pour la méthanisation ⁴⁶ -jusqu'au 1 ^{er} juillet 2017 pour le biogaz de STEP ⁴⁷	De 175 €/MWh (P<80kW) à 150 €/MWh (P=0,5MW) + Prime effluents élevage de 0 à 50 €/MWh	Selon offres (fourchette entre 50 et 200 €/MWh dans le cahier des charges)	De 175,4 €/MWh (P ≤0,2 MW) à 141,8 €/MWh (P=0,5MW)	De 141,8 €/MWh (P=0,5kW) à 70,9 €/MWh (P ≥1MW)
Prime de gestion	-	-	-	2 €/MWh
Bonus participatif	-	5 €/MWh	-	
Durée	20 ans	20 ans	20 ans	
Texte correspondant	Arrêté du 13 décembre 2016	AO CRE 5 biomasse du 17 février 2016 – Famille 2	Arrêté du 9 mai 2017	

Pour les demandes d'aides complétées **avant le 29 mai 2016** :

- Les installations de production d'électricité à partir de biogaz ont pu bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert pour 15 ans, dans les conditions précisées par l'arrêté du 19 mai 2011⁴⁸. Les installations bénéficiaient alors d'un tarif de base fonction de la puissance de l'installation, auquel s'ajoutaient une prime liée à la proportion d'effluents d'élevage traités et une prime d'efficacité énergétique.

Un arrêté en date du 30 octobre 2015⁴⁹ a permis aux installations de méthanisation existantes (hors biogaz d'ISDND) de bénéficier, si elles le souhaitaient, d'un avenant contractuel pour passer sous les nouveaux tarifs décrits dans l'arrêté pour la période résiduelle du contrat en cours. Le tarif d'achat de l'électricité proposé pouvait être complété d'une prime pour le traitement des effluents d'élevage, mais pas d'une prime à l'efficacité énergétique.

Le récent arrêté du 24 février 2017⁵⁰ a permis l'extension de la durée des contrats d'achat de l'électricité dont bénéficient les installations de méthanisation existantes de 15 à 20 ans. Toutefois, le bénéfice du contrat d'achat de l'électricité produite par les installations existantes est limité, au-delà de la quinzième année, à un certain nombre d'heures de fonctionnement par an en équivalent pleine puissance.

⁴⁶ A noter : à partir de 2018, les nouveaux tarifs d'achats proposés seront soumis à une diminution annuelle de 2% par an

⁴⁷ A noter : à partir du 1^{er} juillet 2017, les tarifs de référence diminueront de 0,5% à l'issue de chaque trimestre

⁴⁸ Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

⁴⁹ Arrêté du 30 octobre 2015 modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

⁵⁰ Arrêté du 24 février 2017 modifiant la durée des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

Désormais, un soutien distinct a été mis en place pour la méthanisation issue de STEP et la méthanisation (hors biogaz d'ISDND et hors STEP).

- **Méthanisation hors STEP et hors ISDND :**
 - **les installations de moins de 500 kW** peuvent bénéficier d'un **tarif d'achat en guichet ouvert** pour 20 ans⁵¹, dont les modalités sont définies par l'arrêté du 13 décembre 2016⁵². L'arrêté fixe un tarif dégressif selon la puissance installée, avec une prime aux effluents pour une proportion d'effluents d'élevage dans le tonnage des intrants supérieure ou égale à 60%. A noter qu'une dégressivité de 0,5 % par trimestre sera appliquée au tarif à compter du 1^{er} janvier 2018 pour toute nouvelle demande. Par ailleurs, cet arrêté impose la réalisation d'une étude de préfaisabilité de l'injection pour les installations supérieures ou égales à 300 kWé situées sur une commune desservie par un réseau de gaz naturel.
 - **Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 500 kW** devront passer par une **procédure d'appel d'offres** pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération. L'appel d'offres CRE biomasse du 17 février 2016⁵³, comporte une famille dédiée « méthanisation ». Les projets « méthanisation » sont répartis sur 3 périodes de 10 MWé (cf. Annexe 8 pour le détail du calendrier). Ils bénéficieront d'un complément de rémunération, et les puissances admissibles sont comprises entre 0,5 et 5 MWé. Considérant que l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel est un emploi plus efficace du biogaz produit par méthanisation que la production d'électricité, les projets situés sur une commune desservie par un réseau public de gaz naturel font l'objet d'une étude de préfaisabilité d'une valorisation énergétique en injection.
- **Biogaz issu de stations d'épurations (STEP) :** l'arrêté du 9 mai 2017⁵⁴ définit les modalités des nouveaux soutiens. Les installations bénéficieront désormais d'un **tarif d'achat en dessous de 500 KW et d'un complément de rémunération au-delà**, en guichet ouvert. Pour pouvoir bénéficier de cet arrêté, il faut que l'approvisionnement des installations de l'unité amont comporte une proportion de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles supérieure à 50% en tonnage des intrants. Les contrats conclus auront une durée de 20 ans, mais les sommes versées au producteur dans le cadre de son contrat sont plafonnées à un nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance de 120 000 heures sur la durée totale du contrat (le contrat prend fin dès l'atteinte de ce plafond d'heures). Le tarif de base décroît linéairement selon les puissances installées. A compter du 1^{er} juillet 2017, la valeur de ce tarif de base diminue de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre. Comme pour la méthanisation (hors STEP et hors ISDND), les projets situés sur une commune desservie par un réseau public de gaz naturel font l'objet d'une étude de préfaisabilité d'une valorisation énergétique en injection.

⁵¹ L'arrêté prévoit que le contrat est conclu pour une durée de vingt ans à compter de sa prise d'effet mais que les sommes versées au producteur dans le cadre de son contrat sont plafonnées à un nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance de 140 000 heures sur la durée totale du contrat

⁵² Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie

⁵³ Appel d'offres du 17 février 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse

⁵⁴ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles

2.5. Biogaz issu d'installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND)

Comme expliqué dans la section 2.4, pour les nouveaux soutiens, la filière biogaz se divise désormais en **trois sous-filières**, avec pour chacune une mise en place d'un soutien différent en terme de niveau et de forme : les **ISDND** (traité dans cette section), les stations d'épuration **STEP** (cf. 2.4), et les **autres types de méthanisation** (cf. 2.4)

Pour autant, avant 2016, la sous-filière du biogaz issu d'ISDND bénéficiait déjà d'un niveau de soutien différent des deux autres filières mais la forme était identique. Le Tableau 12 résume l'évolution de ces dispositifs de soutien.

Tableau 12: Résumé des dispositifs de soutien au biogaz issu d'ISDND

Date de demande de soutien	Avant le 29 mai 2016 pour le biogaz issu d'ISDND	Soutien en vigueur pour le biogaz issu d'ISDND
Puissances installées	Toutes puissances (<150 kW à > 2 MW)	<i>En cours de discussions</i>
Architecture du soutien	Tarif d'achat	
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	
Tarif de référence pour le soutien	De 97,45 €/MWh (P<150kW) à 81,21 €/MWh (P>2 MW) + Prime efficacité énergétique de 0 à 40 €/MWh	<i>En projet – absence de tarif dans l'attente d'une délibération</i>
Durée	15 ans	<i>En projet</i>
Texte correspondant	Arrêté du 19 mai 2011	

Avant le 29 mai 2016 :

- Les installations de production d'électricité à partir de biogaz issu ISDND ont pu bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert pour 15 ans, dans les conditions précisées par l'arrêté du 19 mai 2011⁵⁵. Les installations bénéficiaient alors d'un tarif de base fonction de la puissance de l'installation, auquel s'ajoute une prime à l'efficacité énergétique.

Depuis le 29 mai 2016 :

- La question du **biogaz issu d'ISDND** est encore en cours de négociation entre le ministère de l'énergie et la Commission Européenne. Dans l'attente d'une délibération définitive, il n'existe plus de soutien à l'électricité issue de biogaz d'ISDND pour les nouvelles installations.

⁵⁵Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

2.6. Cogénération biomasse (bois-énergie)

La PPE a fixé un objectif pour la cogénération bois-énergie de 540 MW en 2018 et de 790 à 1040 MW en 2023. Fin 2016, on comptait 408 MW de puissance électrique installée en cogénération biomasse. La chaleur issue de ces cogénérations alimente majoritairement des sites industriels et des réseaux de chaleur urbains.

Plusieurs modifications ont affecté la filière en 2016, notamment la **suppression des guichets ouverts au profit d'appels d'offres uniquement**.

Le Tableau 13 permet de résumer ces évolutions, et les soutiens en vigueur pour la filière.

Tableau 13: Résumé des dispositifs de soutien à la biomasse (bois-énergie)

Date de demande de soutien	Avant le 29 mai 2016		Depuis le 29 mai 2016	
Puissances installées	Entre 5 et 12 MWé ⁵⁶ (à partir de 1MWé sous-conditions)	> 12 MWé	0,3 à 25 MWé	Entre 1 et 20 MWé , en remplacement de cogénération au gaz naturel >12MWé
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Appel d'offres	Appel d'offres	Appel d'offres
Tarif de référence pour le soutien	Tarif fixe : 43,4 €/MWh + Prime d'efficacité énergétique (si >5 MW) comprise entre 77,1 et 125,3 €/MWh	Selon offres (en moyenne entre 86 et 145 €/MWhé)	Selon offres (Entre 50 et 200 €/MWh selon le cahier des charges) Prime moyenne de la 1 ^{ère} tranche : 122 €/MWhé	Selon offres (mais inférieur à 200 €/MWh selon le cahier des charges)
Durée	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans
Prime de gestion	-	-	Intégrée dans les offres	Intégrée dans les offres
Bonus participatif	-	-	5 €/MWh	5 €/MWh
Texte correspondant	Arrêté du 27 janvier 2011	AO CRE 1, 2,3 et 4 biomasse	AO CRE 5 biomasse du 17 février 2016 Famille 1	AO CRE du 6 décembre 2016

⁵⁶ Mégawatt électrique

Jusqu'au 29 mai 2016, le soutien à la filière bois énergie pour la production d'électricité (en cogénération) s'articulait autour de 2 axes :

- **Pour les installations entre 5 et 12 MWé**⁵⁷, il existait un tarif d'achat en guichet ouvert, valable pendant 20 ans. Ce tarif comportait une part fixe, et une part variable selon l'efficacité énergétique notamment. L'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011⁵⁸ en définissait les modalités.
- **Pour les installations de plus de 12 MWé**, 4 appels d'offres (dits CRE « biomasse ») se sont succédés depuis 2004. Ils ont visé à développer des projets de cogénération alimentés par de la biomasse, et soutenus par obligation d'achat. Des appels d'offres ont ainsi vu le jour en 2004 (dit AO CRE biomasse), 2007 (CRE2 biomasse), 2009 (CRE3 biomasse), 2010 (CRE4 biomasse). Au total, les 83 projets lauréats représentent 1267 MW. En 2015, seuls 550 MW étaient effectivement en fonctionnement⁵⁹.

Depuis le 29 mai 2016, le soutien à la filière a connu d'importantes modifications. En effet, Le financement des cogénérations bois énergie passera désormais **uniquement par des appels d'offres** administrés par la CRE. 2 appels d'offres publiés en 2016 doivent être distingués :

- **L'appel d'offres CRE biomasse du 17 février 2016**⁶⁰, comportant une famille « bois-énergie ». Les projets bois-énergie seront répartis sur 3 périodes de 50 MWé (cf. Annexe 8 pour le détail du calendrier), dont 10MWé sont réservés aux projets de moins de 3 MWé. Ils bénéficieront d'un complément de rémunération, pour un tarif de référence encadré entre 50 et 200 €/MWh, et une puissance électrique comprise entre 0,3 et 25 MWé. Les projets doivent notamment être des cogénérations comportant un rendement total supérieur ou égal à 75%. La première vague de l'appel d'offres a permis de dévoiler 14 lauréats en mars 2017, dont 9 projets de moins de 3 MWé. La prime moyenne des projets s'élève à 122 €/MWh.
- **L'appel d'offres spécifique du 6 décembre 2016**⁶¹, qui vise à installer des centrales biomasse en cogénération, en remplacement d'installations de cogénération alimentées par du gaz naturel. Ainsi, les « *candidats sont soit propriétaires, soit titulaires d'une option d'achat conditionnée à la sélection au présent appel d'offres d'une installation de cogénération d'électricité et de chaleur alimentée au gaz naturel* » de plus de 12 MWé. La puissance cumulée appelée par cet appel d'offres n'est que de 40 MWe d'installations biomasse, pour une unique période se terminant en juin 2017. Les lauréats bénéficieront d'un nouveau complément de rémunération pour les installations gaz jusqu'à l'achèvement des centrales biomasse (dans la limite de 4 années), puis les centrales biomasse auront accès au complément de rémunération pour 20 ans une fois mise en fonctionnement.

Les projets participatifs pourront faire l'objet d'une bonification à hauteur de 5 €/MWh dans le cas des 2 appels d'offres précédemment mentionnés.

⁵⁷ Exception faite des installations exploitées par une entreprise référencée sous le code NAF 1610A dont l'énergie thermique est exclusivement valorisée pour le séchage et autres traitements thermiques de la production de cette même entreprise, où la puissance doit être supérieure ou égale à 1 MW.

⁵⁸ Arrêté du 27 janvier 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

⁵⁹ Source : ATEE- club cogénération

⁶⁰ Appel d'offres du 17 février 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse

⁶¹ Appel d'offres du 6 décembre 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par de la biomasse, en remplacement d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par du gaz naturel

2.7. Géothermie électrique

La géothermie électrique en France est très peu exploitée, avec seulement deux centrales en activité : celle de bouillante en Guadeloupe (16 MW) et celle de Soultz-sous-Forêts en métropole (environ 2 MW). Pour pouvoir produire de l'électricité d'origine géothermique, il est nécessaire de travailler dans une gamme de température relativement élevée, que le sol est capable de fournir à des emplacements singuliers et bien précis. Le premier projet mondial utilisant la technologie dite EGS (*enhanced geothermal system*) a vu le jour en France à Soultz-sous-Forêt : le potentiel est donc naissant. La PPE fixe un objectif de puissance supplémentaire installée en métropole de 8 MW en 2018 et de 53 MW en 2023.

La production électrique à partir de géothermie a bénéficié **jusqu'en 2016 d'un soutien sous forme de tarif d'achat** auquel s'ajoutait une prime d'efficacité énergétique.

A compter de 2016 et conformément aux lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides d'État, **la filière bénéficie désormais d'un soutien sous forme de complément de rémunération en guichet ouvert**. L'arrêté du 13 décembre 2016⁶² précise les modalités de ce nouveau soutien :

- Le contrat est conclu pour une durée de 20 ans à compter de sa prise d'effet
- Le tarif de référence est constitué d'un terme de base de 246 €/MWh, modulé par un terme multiplicateur (Alpha) révisé chaque année (la visibilité de l'évolution de ce terme est donnée dans l'arrêté, il varie entre 1,45 et 0,6). La prime à l'efficacité énergétique a cependant été supprimée. Le tarif deviendra dégressif lorsque la puissance de production totale installée en métropole continentale sera supérieure à 100 MW. La prime de gestion liée à la vente sur le marché est fixée à 2 €/MWh.

Du fait des importants CAPEX des projets, le coefficient multiplicateur Alpha a été utilisé pour cette filière afin de permettre un remboursement des investissements plus rapide. Pour rappel, ce terme permet de bénéficier d'un complément de rémunération plus élevé sur les premières années de fonctionnement des installations, et dégressif par la suite.

Un projet de décret, visant à abaisser le seuil réglementaire de 150°C à 110°C pour la géothermie de « haute énergie », devrait également faciliter de futures investigations.

Tableau 14: Résumé des dispositifs de soutien à la géothermie

Date de demande de soutien (en métropole)	Jusqu'au 30 mai 2016	Depuis le 14 décembre 2016
Puissances installées	Toutes	Toutes
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Guichet ouvert
Tarif de référence pour le soutien	200 €/MWh + prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 80 €/MWh	246 €/MWh modulé par un coefficient multiplicateur alpha revu chaque année (entre 1,45 et 0,6)
Prime de gestion	-	2 €/MWh
Texte correspondant	Arrêté du 17 juin 2014	Arrêté du 13 décembre 2016

⁶² Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques telles que visées au 5° de l'article D. 314-23 du code de l'énergie

2.8. Valorisation énergétique des déchets

L'énergie produite par les installations de traitement thermique peut être valorisée en électricité et/ou en chaleur. En ce qui concerne l'énergie électrique, la fin progressive des contrats d'obligation d'achat va modifier de manière importante les habitudes des unités de traitement thermique vis-à-vis de la vente d'électricité :

- **Jusqu'au 29 mai 2016**, l'électricité produite par les installations de traitement thermique des ordures ménagères a été vendue dans le cadre d'une **obligation d'achat en guichet ouvert** sur une période de 15 ans. Les producteurs qui ont contractualisé avant le 29 mai ont bénéficié (ou bénéficient encore) :
 - d'une prime fixe dépendant notamment de la puissance de production installée, de la disponibilité en hiver et de la puissance garantie en hiver. Cette prime n'est versée qu'à la fin de chaque mois d'hiver (novembre à mars) ;
 - d'un tarif d'achat augmenté d'une prime à l'efficacité énergétique ;
 Au terme des contrats d'achat définis par l'arrêté du 2 octobre 2001⁶³, il était possible de bénéficier d'un nouveau contrat grâce à l'arrêté rénovation du 14 décembre 2006⁶⁴, en réalisant un nouvel investissement sur des postes liés à la production d'énergie d'au moins 720 €/kW de puissance électrique installée. Si le contrat d'achat n'était pas renouvelé, les producteurs pouvaient vendre leur électricité directement sur le marché libre, décider d'arrêter leur production ou l'utiliser en autoconsommation.

- **Dans le cadre de l'évolution des dispositifs de soutien**, la question des installations de traitement thermique des déchets est encore en cours de négociation entre le ministère de l'énergie et la Commission Européenne à la date d'écriture de ce document. Au terme des contrats d'achats, la filière pourrait ainsi ne plus bénéficier de soutien. Dans l'attente d'une délibération définitive, il n'existe plus de soutien à l'électricité issue du traitement thermique pour les nouvelles installations ni pour celles arrivant en fin de contrat d'achat (l'arrêté rénovation de 2006 ayant également été abrogé).

Tableau 15: Résumé des dispositifs de soutien à la valorisation énergétique des déchets

Date de demande de soutien (en métropole)	Jusqu'au 29 mai 2016	Soutien en vigueur
Puissances installées	Toutes	Toutes
Architecture du soutien	Tarif d'achat	<i>En cours de discussions</i>
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	
Tarif de référence pour le soutien	Selon tension de raccordement, saison, puissance installée et garantie, efficacité énergétique, disponibilité, etc.	<i>En projet – absence de tarif dans l'attente d'une délibération</i>
Prime de gestion	-	<i>En cours de discussions</i>
Durée	15 ans	
Textes correspondants	Arrêté du 2 octobre 2001 puis rénovation du 14 décembre 2006	

⁶³ Fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, à l'exception des installations utilisant du biogaz

⁶⁴ Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000.

2.9. Petite hydroélectricité

L'hydroélectricité est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire et la première source d'électricité renouvelable en France, avec environ 67 TWh de production annuelle. La PPE prévoit d'augmenter la capacité de production hydroélectrique entre 500 et 750 MW d'ici 2023.

Bien que la filière hydroélectrique soit mature aujourd'hui, il peut être nécessaire de lui apporter un soutien afin d'exploiter le potentiel restant : c'est en particulier le cas pour la petite hydroélectricité (moins de 10 MW).

Avant le 29 mai 2016, les installations hydroélectriques pouvaient bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert. Plusieurs types de contrats se sont succédés (appelés H97 ou H07, selon les années de parution des arrêtés), et beaucoup de producteurs étaient ou sont encore sous le régime de ces contrats. Sous réserve de réalisation d'investissement de rénovation, les producteurs bénéficiaires d'un contrat H97 ont pu obtenir en 2012 un nouveau contrat aux mêmes conditions tarifaires et pour la même durée que le précédent (dit HR97).

Depuis le 29 mai 2016, les installations de petite hydroélectricité autorisées peuvent bénéficier en **guichet ouvert** :

- d'un **tarif d'achat** pour les installations de **moins de 500 kW**
- d'un **complément de rémunération** pour les installations de **500 kW à 1 MW**

Les installations d'une puissance **supérieure ou égale à 1 MW** devront passer par une procédure d'**appel d'offres** pour bénéficier d'un contrat de **complément de rémunération**. Le Tableau 16 propose un résumé du cadre de soutien à la petite hydroélectricité.

Tableau 16: Résumé des dispositifs de soutien à la petite hydroélectricité

Date de demande de soutien	Jusqu'au 29 mai 2016	Soutien en vigueur à la petite hydroélectricité		
Puissances installées	Toute la petite hydro.	< 500 kW	De 500 kW à 1MW	A partir de 1 MW
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Guichet ouvert (AO possible)	Guichet ouvert (AO possible)	Appel d'offres (AO)
Tarif de référence pour le soutien	H07, H97 ou HR97	Variable selon type d'installations neuves	Variable selon type d'installations, neuf ou rénovation	Selon offres
Prime de gestion	-	-	2 €/MWh	-
Bonus participatif	-	3 €/MWh Si AO	3 €/MWh Si AO	3 €/MWh
Durée	15 ans, renouvelable sous conditions	20 ans	20 ans	20 ans
Textes correspondants		Arrêté du 13 décembre 2016		Appel d'offres du 2 mai 2016 Puis Appel d'offres du 3 mai 2017

Les installations hydroélectriques, dont la petite hydroélectricité, possèdent la capacité de produire de l'énergie de manière continue (sous réserve de pluviométrie) et/ou flexible. Pour autant, ces installations restent soumises à des enjeux environnementaux forts, notamment en termes d'intégration dans les milieux naturels et de prise en compte de la biodiversité.

Les **modalités des nouveaux soutiens en guichet ouvert** ont été définies par l'arrêté du 13 décembre 2016⁶⁵ :

- Les installations éligibles à un tarif d'achat devront nécessairement être de nouvelles installations, et les tarifs se distinguent selon les installations (hauteur de chute en particulier).
- En revanche, les installations éligibles au complément de rémunération pourront être :
 - De nouvelles installations à partir de 500 kW, avec plusieurs tarifs de référence distincts selon le type d'installations (ce sont les mêmes tarifs cibles que les contrats d'achats).
 - Des installations existantes de moins 1 MW, sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement répondant aux critères de l'arrêté. Dans ce cas, les tarifs de référence sont calculés en fonction de l'investissement prévu, et les centrales de moins de 500 kW pourront bénéficier d'un complément de rémunération.

L'appel d'offres du 2 mai 2016⁶⁶ administré par la CRE, a porté sur la réalisation d'installations nouvelles situées en France métropolitaines. Il comportait 3 lots distincts pour une puissance appelée supérieure à 55 MW, et s'est clos en décembre 2016. Selon les puissances, les lots pourront bénéficier d'un tarif d'achat ou d'un complément de rémunération. Le détail des lots est donné dans l'Annexe 9. A l'issue de ce premier appel d'offres, 19 lauréats ont été désignés, pour une capacité de production de 27 MW.

Un second appel d'offres⁶⁷ a été lancé en mai 2017, et sera cette fois-ci étalé en 3 périodes de 35 MW sur 3 ans. Ce nouveau cahier des charges a été simplifié par rapport au précédent, avec un nombre de familles réduit (voir Annexe 9). Seules les installations de puissance supérieure ou égale à 1 MW pourront candidater à l'appel d'offres, et obtiendront un complément de rémunération sur 20 ans.

⁶⁵ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement

⁶⁶ Appel d'offres du 2 mai 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques

⁶⁷ Appel d'offres du 3 mai 2017 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques - Développement de la petite hydroélectricité

2.10. Cogénération au gaz naturel

La cogénération au gaz naturel est la seule filière non renouvelable à faire l'objet d'un dispositif de soutien à la production d'électricité.

En ce qui concerne la filière, la PPE prévoit de « *privilégier des investissements permettant une flexibilité et une transformation ultérieure aisée vers la cogénération à partir de ressources renouvelables* ». Les nouvelles dispositions indiquent d'ailleurs clairement une volonté des pouvoirs publics de développer les filières de micro et mini cogénération, et de convertir les installations de grandes tailles existantes vers le renouvelable.

Les installations de cogénération gaz ont depuis 1997 bénéficié d'un dispositif de soutien fondé sur l'obligation d'achat, par l'opérateur historique, de l'électricité produite. Les tarifs d'achats permettaient aux installations de rémunérer leur production électrique sur une durée contractuelle de 12 ans à un tarif avantageux.

La plupart des contrats d'obligation d'achat sont donc arrivés à échéance entre 2008 et 2013. Dès lors les producteurs ont eu la possibilité de signer un nouveau contrat, sous certaines conditions d'investissement dans la rénovation des installations, alors même qu'elles pouvaient encore être en bon état. D'autres ont au contraire fait le choix de cesser la production et de démanteler les installations. Par conséquent, les cogénérations gaz naturel se sont fortement développées sur les réseaux de chaleur depuis la fin des années 90.

Ces dernières années, les lignes du soutien à la cogénération au gaz naturel ont évolué afin de définir progressivement un cadre nouveau. Cette évolution est motivée par la mutation générale des dispositifs de soutien, mais également par la mise en place du mécanisme de capacité, qui affecte tout particulièrement ces centrales de production. Les soutiens diffèrent ainsi selon les puissances de production électrique, mais également selon les dates de demande de soutien et le caractère nouveau ou déjà existant des installations. Dans tous les cas de figure, les unités de cogénération doivent valoriser la chaleur et maintenir une efficacité énergétique minimale afin d'assurer une économie d'énergie primaire par rapport à la production séparée de chaleur et d'électricité. Cette économie doit être au minimum de 10 %. Ainsi, concrètement :

- **Pour les nouvelles installations :**
 - Les petites unités (**inférieure ou égale à 300kWé**) continueront de bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert ;
 - Les unités de **300 kWé à 1 MWé** bénéficieront d'un complément de rémunération en guichet ouvert ;
 - Les unités de **plus de 1 MWé** ne bénéficieront a priori d'aucun nouveau soutien pour l'heure ;

- **Pour les installations existantes de cogénération dont le tarif d'achat arrive à échéance :**
 - Les unités de puissance **inférieure ou égale à 1 MWé** pourront bénéficier d'un complément de rémunération sous réserve de l'engagement du producteur à réaliser un programme d'investissement de rénovation. La rémunération fixe proportionnelle (14 ou 23 €/MWh) est toutefois plus faible que pour les installations nouvelles (54 €/MWh), et dépend directement du programme

d'investissement (380 €/kW ou 630 €/kW). Ces dispositions sont précisées dans l'arrêté du 3 novembre 2016⁶⁸ ;

- Les unités de **plus de 12 MWé** ont eu accès à un dispositif transitoire (la prime de disponibilité) jusqu'au 31 décembre 2016, permettant d'assurer une rémunération pour les cogénérations sorties de l'obligation d'achat, jusqu'à la mise en place du mécanisme de capacité. La situation à venir de ces installations est complexe et fait l'objet d'un point dédié ci-dessous.

Jusqu'à la publication des dispositions relatives au complément de Rémunération en 2016, il était possible de déposer des demandes de contrat ouvrant droit à obligation d'achat (CODOA) pour bénéficier d'un contrat C13. De ce fait, de nombreuses demandes ont été déposées entre le 1^{er} janvier et le 29 mai 2016, et de nombreux projets sont encore amenés à sortir. Cependant, la commission européenne refusant d'octroyer ces tarifs d'achats après le 1^{er} janvier 2016, un nouvel arrêté spécifique est en cours d'élaboration pour les projets concernés. Cet arrêté permettra d'octroyer un complément de rémunération selon les tarifs cibles du contrat d'achat C13. Pour rappel, des dispositions similaires avaient eu lieu pour la filière éolienne.

Pour précision, la valorisation de chaleur issue d'une cogénération gaz naturel, sur un réseau de chaleur, n'est pas considérée comme une énergie renouvelable et de récupération.

Le cas spécifique des installations existantes de plus de 12 MWé

Les unités de production de plus à 12 MWé peuvent bénéficier d'un contrat offrant un complément de rémunération sous certaines conditions précises (arrêté du 17 août 2016⁶⁹). Comme le prévoit la PPE et conformément à la législation européenne, les installations de plus de 12 MWé sont encouragées à une conversion aux énergies renouvelables. Les réseaux de chaleur urbains ne pourront vraisemblablement pas candidater à ces appels d'offres, destinés aux industriels calo-intensifs. Pour cela, sous certaines conditions, les producteurs concernés pourront candidater à deux appels d'offres distincts :

- **L'appel d'offres « cogénération-biomasse »** (cf. l'appel d'offre de la section 0) vise à soutenir de manière transitoire (4 ans) la production des installations de cogénération à haut rendement alimentées au gaz naturel fournissant en chaleur en continu, en attendant le remplacement et la construction – en lieu et place de ces dernières – d'installations de cogénération alimentées en biomasse.
- **Un projet d'appel d'offres⁷⁰** prévoit de soutenir pour une durée de 5 ans les installations existantes de cogénération à haut rendement alimentées au gaz naturel et fournissant en chaleur un consommateur régulier et continu. L'installation de cogénération aujourd'hui alimentée avec du gaz naturel doit alors soit incorporer progressivement du biogaz dans son approvisionnement par la construction d'un moyen de production de biogaz, soit acheter des garanties d'origine (GO) attestant de l'injection de biométhane dans le réseau. La puissance cumulée appelée devrait être de 650 MW.

⁶⁸ Arrêté du 3 novembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel implantées sur le territoire métropolitain continental et présentant une efficacité énergétique particulière

⁶⁹ Pris en application de l'article L. 311-13-6 du code de l'énergie

⁷⁰ Portant sur le maintien en activité d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par du gaz naturel et l'incorporation progressive de biogaz dans ces installations

Tableau 17: Résumé des dispositifs de soutien à la cogénération gaz depuis 2017 **pour les installations existantes**

Depuis 2017 pour les installations existantes			
Puissances installées	< 1 MWé	> 12 MWé	
Architecture du soutien	Complément de rémunération	Complément de rémunération	<i>Complément de rémunération</i>
Modalité d'attribution	Guichet ouvert sous conditions	Appel d'offres sous conditions	<i>Appel d'offres sous conditions</i>
Tarif de référence	14 ou 23 €/MWh selon programme d'investissement + prime d'économie d'énergie primaire + rémunération fonction du prix du gaz	50 €/MWh + rémunération fonction du prix du gaz	<i>Inconnu à date de publication</i>
Durée	15 ans	4 ans	<i>5 ans</i>
Prime de gestion	1 €/MWh	Inclus dans offres	<i>Inclus dans offres</i>
Texte correspondant	Arrêté du 3 novembre 2016	AO cogénération-biomasse du 6 décembre 2016	<i>AO en projet avec inclusion de biogaz</i>

Tableau 18: Résumé des dispositifs de soutien à la cogénération gaz depuis 2016 **pour les installations nouvelles**

Depuis 2016 pour les installations nouvelles			
Puissances installées	< 300 kW (inclus)	De 300 kW (exclus) à 1 MW (exclus)	>1 MW
Architecture du soutien	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Aucun soutien prévu à ce jour
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Guichet ouvert	-
Tarif de référence	54 €/MWh + prime d'économie d'énergie primaire + rémunération fonction du prix du gaz (contrat C16)	47 €/MWh + prime d'économie d'énergie primaire + rémunération fonction du prix du gaz	-
Durée	15 ans	15 ans	-
Prime de gestion	Non	1 €/MWh	-
Texte correspondant	Arrêté du 3 novembre 2016		-

3. ENJEUX POUR LES COLLECTIVITES LOCALES

La présente partie vise à faire un focus sur la question des collectivités locales dans l'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques.

3.1. Valoriser sa production EnR, quelles nouvelles possibilités ?

Comme explicité dans la première partie de ce document, les énergies renouvelables électriques seront désormais beaucoup plus intégrées aux marchés de l'électricité.

Avec un objectif de 40% de production électrique renouvelable d'ici 2030, les EnR devront nécessairement faire preuve de maturité en s'ancrant progressivement dans le système électrique (physique et financier). Même si cet ancrage intervient relativement tôt, les acteurs de toutes filières, dont les collectivités, devront nécessairement prendre en compte et intégrer la mutation des soutiens dans leur façon de gérer les projets. De manière générale, les projets engloberont un panel d'acteurs plus vaste, avec une ingénierie financière complexe et un risque porté plus grand.

Toutefois, les nouveaux niveaux de soutien devraient se trouver à un niveau comparable aux dispositifs précédents dans de nombreux cas. Certains acteurs anticipent même des niveaux de rémunération légèrement supérieurs puisqu'une prime de gestion sera versée pour palier le coût des moyens de valorisation de l'énergie sur le marché.

Plusieurs cas de figure peuvent se présenter pour les installations de production d'électricité renouvelable des collectivités :

- **Pour les installations (nouvelles ou en exploitation) encore éligibles aux tarifs d'achats** : aucune évolution n'intervient comparé aux modalités précédemment mises en œuvre ;
- **Pour les installations (nouvelles ou rénovées) pouvant bénéficier d'un complément de rémunération** : les producteurs devront vendre directement leur production sur les marchés de l'électricité. Cette opération étant complexe et chronophage, les collectivités vont généralement passer par les services d'un agrégateur, qui se chargera de vendre la production à leur place. Elles passeront dans ce cas un contrat avec ce dernier (pour la vente directe de l'énergie sur le marché et la valorisation des certificats de capacité), ainsi qu'un contrat avec un opérateur obligé (pour la prime de soutien complémentaire versée) ;
- **Pour les sites arrivés à l'échéance d'un contrat d'obligation d'achat**, qui ne peuvent bénéficier d'un nouveau soutien : la production devra être vendue sur les marchés (de gré à gré⁷¹ ou sur le marché organisé), et faire l'objet d'une valorisation des certificats de capacité et éventuellement des certificats de garanties d'origine. Les agrégateurs proposent également ces services.

3.2. Candidature aux appels d'offres et collectivités

De manière générale, le mécanisme d'attribution des soutiens par appels d'offres apportera moins de visibilité aux porteurs de projets. Pour les collectivités porteuses d'un projet EnR, le risque porté sera plus important qu'en guichet ouvert. En effet, cela nécessite d'investir dans les coûts de développement des projets, en ne sachant pas si le projet sera retenu dans le cadre des appels d'offres.

D'autant plus que les procédures administratives inhérentes aux personnes publiques, et leur soumission aux règles de la commande publique, compliquent leur possibilité de concourir aux

⁷¹ A noter que la vente sur le marché de gré à gré peut aussi être contractualisée par le biais d'acheteurs long terme pour l'électricité verte

appels d'offres. Les plus grands groupes ont moins de difficultés à se projeter dans ce système car ils peuvent mutualiser les risques sur plusieurs projets alors que les acteurs locaux portent souvent un projet unique. Pour limiter ces difficultés, l'ADEME et la Caisse des Dépôts travaillent, en collaboration avec des acteurs de l'investissement participatif, sur un outil national de mutualisation des risques de développement.

L'octroi d'un bonus aux projets participatifs⁷² (collectivités et/ou citoyens) a été rendu possible dans les appels d'offres. Devant la difficulté de l'administration française à justifier des bonifications dans les tarifs d'achat vis à vis de la Commission Européenne, cette bonification des projets participatifs s'est finalement retrouvée dans les critères des appels d'offres uniquement. La bonification ne bénéficie donc pas aux petits projets, mais elle présente un intérêt non négligeable pour les projets de taille moyenne et grande qui sont soumis à appel d'offres.

Ce bonus pour les projets participatifs s'établit de 2 à 5 €/MWh selon les filières. Sans apporter autant de visibilité que le guichet ouvert, **cette prise en compte des projets participatifs rendra la tâche moins difficile pour les collectivités et les citoyens qui portent des projets EnR**. Cette « bonification » permet de prendre en compte les avantages intrinsèques des projets participatifs (acceptabilité, gouvernance, économie circulaire, etc.) et compenser les difficultés pour les acteurs locaux à se projeter dans les appels d'offres.

3.3. Zoom sur le bonus participatif

3.3.1. Cadre réglementaire

→ Une dynamique issue de la loi TECV

La loi relative à la transition énergétique (TECV) encourage le recours au financement participatif dans les sociétés de projet de production d'énergie renouvelable, tant de la part des citoyens que des collectivités. C'est tout l'objet des articles 109 et 111 de cette loi que de faciliter ces flux financiers⁷³.

La loi TECV a renvoyé à une ordonnance le soin de redéfinir les critères applicables aux appels d'offres pour la production d'énergie renouvelable afin de valoriser les investissements participatifs. L'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 précise que, parmi les critères qui pourront figurer :

- « *la part du capital détenue par les habitants résidant à proximité du projet ou par les collectivités territoriales ou leurs groupements sur le territoire desquels le projet doit être implanté⁷⁴ par les sociétés porteuses du projet, qu'elles soient régies par le livre II du code de commerce, par les [articles L. 1521-1 et suivants du code général des collectivités territoriales](#) ou par la [loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération](#), ainsi que,*

- la part du capital proposée à ces habitants, collectivités ou groupements. »

⁷² Voir modalités détaillées dans la partie 3.3 suivantes

⁷³ Pour en savoir plus, consultez la publication ENE09 « Financement des projets d'énergie renouvelables par les collectivités et les citoyens : enjeux sociaux et politiques, retombées économiques, montages juridiques », AMORCE/ADEME, mars 2016

⁷⁴ Différentes rédactions concernant le lien géographique entre la collectivité et le projet « sur le territoire » ou « à proximité du territoire » se retrouvent dans les différents textes. Si l'article 109 qui autorise les collectivités à prendre des parts dans des sociétés de projet EnR a été mis en conformité avec l'article 111 qui prévoit les modalités de proposition de participation au financement et au capital sur ce point – désormais « sur leur territoire ou sur des territoires situés à proximité » -, l'article relatif aux critères participatifs dans les appels d'offres « biométhane » continue de faire référence au territoire de la collectivité (L. 466-5 du code de l'énergie).

→ Les conditions fixées par les cahiers des charges

La présente partie se fonde sur le contenu des cahiers de charges d'appels d'offres pris en application de cet article, ainsi que sur les questions posées par les soumissionnaires et les réponses apportées officiellement sur le site de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans le cadre de cette procédure.⁷⁵ Les critères n'étant pas précisément fixés par les textes, ils sont susceptibles d'être modifiés dans les différents cahiers de charge. Pour le moment, il apparaît que la version stabilisée ⁷⁶ des exigences en matière de financement participatif est la suivante :

« le Candidat s'engage à être au moment de la réalisation du projet :

- une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités ; ou
- une société par actions régie par le livre II du code de commerce ou par le titre II du livre V de la première partie du code général des collectivités territoriales dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités ; ou
- une société coopérative régie par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération ~~collectivité territoriale~~⁷⁷ dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités ;

ou si le Candidat s'engage à ce que 40% du **financement du projet** soit apporté, distinctement ou conjointement par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités ; [...]

[...] le Candidat peut joindre à son offre une lettre d'engagement sur l'honneur à respecter les conditions ci-dessus à l'achèvement de l'installation et jusqu'à trois ans après la Date d'achèvement. [...]

Pour l'application de ces prescriptions, les personnes physiques doivent s'acquitter de taxe d'habitation dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes. »

Depuis début 2017, les cahiers des charges ont été amendés. D'une part, il est précisé que « pendant ces trois années, c'est la valeur absolue du montant détenu ou apporté, distinctement ou conjointement, par vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités, qui doit être maintenue sous cette forme participative. » D'autre part, la condition de proximité géographique est reformulée : « pour l'application de ces dispositions, les personnes physiques doivent être domiciliées dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes. »

⁷⁵ A date de publication de cette étude, ont été analysés les cahiers des charges (disponibles en téléchargement sur le site internet de la CRE) pour les appels d'offres pour

- les installations de production d'électricité à partir de biomasse, de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation,

- les installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc »,

- les installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et combrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc ».

⁷⁶ Du moins, figurant dans les 3 derniers appels d'offres étudiés ici.

⁷⁷ La mention « collectivité territoriale » qui figure à cet endroit est une erreur. C'est ce que précise la CRE dans sa réponse à la question 90 de l'appel d'offres concernant l'autoconsommation en métropole.

→ Un bonus financier

Sous l'impulsion d'AMORCE notamment, la bonification des projets participatifs dans les appels d'offres a été actée dans la loi TECV et plusieurs modalités opérationnelles ont été débattues : quotas dédiés, bonus financier, etc.

L'option retenue a été le droit à une prime au MWh produit sur toute la durée du contrat. Pour les appels d'offres parus jusqu'à présent, le montant de la prime variait de 3 à 5 euros / MWh.

Il est précisé que si le candidat s'engage à développer un projet avec financement participatif et que les conditions ne sont pas *in fine* réunies pendant les 3 premières années, le montant de sa rémunération sera diminué par une prime négative (-3 ou -5 euros /MWh selon le niveau de la prime espérée).

L'ensemble de ces conditions ont appelé des questions de la part des pétitionnaires à la fois sur les notions financières, sur les personnes pouvant financées, sur la durée de l'engagement ainsi que sur des aspects plus formels.

3.3.2. Précisions apportées par la CRE

La CRE a parfois précisé que les réponses qu'elle apportait étaient uniquement valables dans le cadre de l'appel d'offres considéré. Néanmoins, on peut considérer que pour une même formulation dans le cahier des charges, elle n'adoptera pas une doctrine différente et on note dans la grande majorité des cas des réponses similaires lorsqu'une même question a été posée à l'occasion des différents appels d'offres.

→ Le montage financier

Les cahiers des charges exigent que 40% du capital/ du financement provienne d'au moins 20 personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités.

○ Participation au capital

Outils financiers mobilisables : Les différentes réponses de la CRE définissent le **capital** comme les fonds propres et les quasi-fonds propres. Selon elle, les **quasi-fonds propres** sont des ressources financières n'ayant pas la nature comptable de fonds propres, mais s'en approchant. Il s'agit des instruments financiers donnant accès à terme au capital. Ils regroupent notamment les comptes courants d'associés⁷⁸, les obligations convertibles, OBSA. Ils ne regroupent cependant pas les obligations simples, emprunts participatifs ou encore titres subordonnés.⁷⁹ Cette définition figure d'ailleurs dans les nouveaux cahiers des charges.

La CRE a eu l'occasion de confirmer que les mini-bons collectés sur une plateforme de crowdfunding n'entrent pas dans la définition de quasi-fonds propres.

Filialisation et intermédiaires : La CRE autorise la détention de parts de façon indirecte. Ainsi, une SEM dont la majorité du capital est détenue par une collectivité peut prendre des parts dans une société de projet et laquelle pourra prétendre au bonus « financement participatif » dès lors que la proportion détenue par la collectivité, *in fine*, est bien de 40%⁸⁰. (Voir un exemple en figure 5.)⁸¹

⁷⁸ Toutes les réponses de la CRE sont identiques sur cette définition. On pourra néanmoins s'interroger sur la conformité à la doctrine de la CRE d'un montage dans lequel un associé aurait 1% du capital et 40% du financement en compte-courant d'associés.

⁷⁹ Réponse à la question 91 de l'appel d'offres autoconsommation

⁸⁰ Réponse à la question 64 de l'appel d'offres centrales au sol

⁸¹ Cette interprétation de la CRE est intéressante pour les SEM. En revanche, pour les autres types de sociétés (type SAS) dans lesquelles les collectivités peuvent prendre part dans le cadre de la loi TECV (article 109), les avis divergent sur cette possibilité de filialisation puisque le texte ne le prévoit pas explicitement.

De son côté, la CRE a précisé qu'il n'y avait pas de « rang » - comprendre de sociétés intermédiaires – maximum.⁸²

La CRE a aussi admis les montages dans lesquels une société lève 100% de ses fonds auprès de plusieurs lots d'au moins 20 personnes physiques et prend 40% du capital de plusieurs sociétés projets, chacune candidate à l'appel d'offres. Cela facilite le traitement de ces opérations par les acteurs du financement participatif.

De même, en ce qui concerne les personnes physiques, elle autorise que celles-ci se regroupent au sein d'une personne morale (club d'investisseurs, coopérative ou structure Esus, société créée par une plateforme de crowdfunding par exemple) sous réserve que le candidat démontre clairement le respect de cette prescription du cahier des charges⁸³.

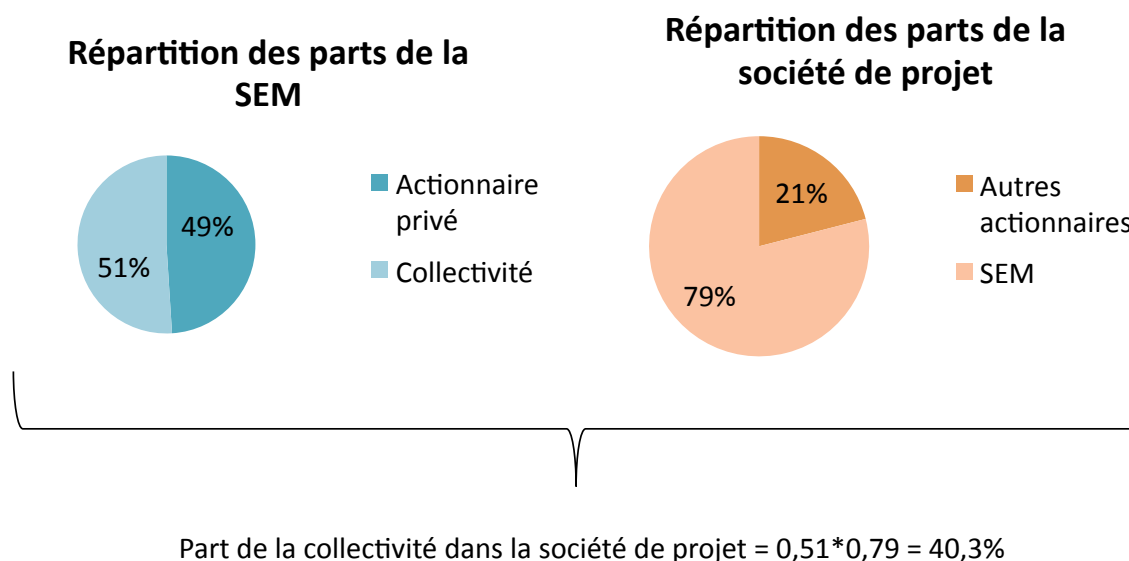


Figure 5: Exemple de schéma d'investissement indirect autorisé

o Participation au financement

Le **financement** est l'ensemble du financement du projet, ce qui inclut donc la dette bancaire et les fonds propres notamment.⁸⁴ Il s'agit de la somme nécessaire à la réalisation de l'investissement initial du projet.

Peu de questions ont été posées à ce sujet.

A noter que la formulation du cahier des charges ne permet pas de recourir à 20% de financement participatif pour le financement et 20% pour l'investissement⁸⁵.

o Articulation entre la participation des collectivités et celle des personnes physiques

La liste des tiers contributeurs tant pour l'investissement que pour le financement est bien à lire de façon ouverte. Les collectivités ou leurs groupements peuvent détenir la totalité des 40% de même que les personnes physiques peuvent aussi détenir les 40%. Il est aussi possible que les collectivités détiennent 20% et que les personnes physiques détiennent les 20 autres %.⁸⁶

⁸² Réponse à la question 206 de l'appel d'offres centrales au sol

⁸³ Réponse à la question 40 de l'appel d'offres production d'électricité à partir de biomasse

⁸⁴ Réponse à la question 89 de l'appel d'offres centrales au sol

⁸⁵ Réponse à la question 247 de l'appel d'offres centrales au sol

⁸⁶ Réponse à la question 44 de l'appel d'offres autoconsommation en métropole

→ Les contributeurs éligibles

Le financement participatif est entendu avec une logique de proximité⁸⁷. Ainsi, les cahiers des charges imposaient que les personnes physiques qui peuvent contribuer au projet soient celles qui s'acquittent de la taxe d'habitation dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes. Dans les nouvelles versions des cahiers des charges, il s'agit des personnes physiques domiciliées dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes.

Pour ce qui est des collectivités territoriales, le code de l'énergie indique que les critères retenus dans les appels d'offres tiennent notamment compte de la part du capital détenu par [...] les collectivités territoriales ou leurs groupements sur le territoire ou à proximité du territoire desquels le projet doit être implanté. Cette condition n'est pas reprise dans le cahier des charges mais l'esprit des textes reste néanmoins celui-ci. Reste que la notion de proximité n'est pas définie⁸⁸.

Pour rappel :

- Les collectivités territoriales sont les communes, les départements, les régions, les collectivités à statut particulier et les collectivités d'outre-mer selon l'article 72 de la Constitution de 1958.
- Les groupements de collectivités sont les établissements publics de coopération intercommunale et les syndicats mixtes ouverts (non élargis) et fermés, les pôles métropolitains, les pôles d'équilibre territoriaux et ruraux, les agences départementales, les institutions ou organismes interdépartementaux et les ententes interrégionales selon l'article L. 5111-1 du code général des collectivités territoriales (CGCT).

La CRE a ainsi eu l'occasion de rappeler qu'un établissement public industriel et commercial (EPIC) n'entrait pas dans les critères pour contribuer au financement participatif⁸⁹.

→ Le maintien de l'engagement dans le temps

Le respect de ces critères doit être maintenu pendant une durée minimum de 3 ans selon l'ensemble des cahiers de charges étudiés. En cas de non-respect, le lauréat risque de voir amputé sa rémunération du niveau de la prime attendue. Au-delà des 3 ans, les contraintes sur la composition du capital sont levées, le capital peut être modifié sans conditions et la prime continuera à être versée⁹⁰.

La durée de 3 ans débute à la date d'achèvement du projet, qui est définie dans les cahiers des charges comme la date d'envoi de l'attestation de conformité. C'est l'envoi de cette attestation qui conditionne la mise en service de l'installation.

A noter que les modifications de la structure du capital qui interviennent avant la date d'achèvement doivent être autorisées par le préfet tandis que celles intervenant postérieurement à la date d'envoi de l'attestation de conformité peuvent être réalisées librement, sous réserve de respecter les conditions du cahier des charges et de faire l'objet d'une information au préfet dans un délai d'un mois.

⁸⁷ Article L. 311-10-1 du code de l'énergie

⁸⁸ A noter pour les collectivités territoriales qui utiliseraient l'article 109 de la loi TECV : une condition supplémentaire est requise pour les installations situées à proximité du territoire (et non sur le territoire lui-même) : ces installations doivent « participer à l'approvisionnement énergétique de leur territoire », ce qui n'est pas sans poser question sur l'application concrète de cette précision.

⁸⁹ Réponse à la question 87 de l'appel d'offres autoconsommation en métropole

⁹⁰ Réponse à la question 37 de l'appel d'offres autoconsommation en métropole

Sur la question du maintien de ces engagements dans le temps, la CRE s'est positionnée en indiquant que le montant devait être maintenu pendant 3 ans en valeur absolue, tant pour la participation au capital qu'au financement⁹¹. Cette précision a été reprise par les nouveaux cahiers de charges à partir de début 2017.

→ Présentation de l'offre de candidature

Les questions posées à la CRE ont permis d'apporter des précisions sur d'autres points moins centraux, notamment les questions de présentation de l'offre.

○ Délibération de la collectivité

On apprend ainsi que la « *délibération portant sur l'objet de l'offre* » qui doit figurer dans le dossier de réponse, ne peut se contenter d'être « *une délibération générale de vote du budget qui affecte des crédits au développement des ENR sur le patrimoine de l'agglomération* ». ⁹²

○ Prix proposé

Il est également mentionné que le prix demandé par le soumissionnaire dans son offre ne doit pas inclure le niveau de la prime. « *Si le Candidat a un projet qu'il souhaite présenter à un tarif de 10 cts d'euros par kilowattheure (100 €/MWh), et qu'il s'engage également à l'investissement participatif, le prix à indiquer dans son formulaire de candidature est bien 10 cts d'euros par kilowattheure (100 €/MWh). S'il remplit effectivement les critères pour bénéficier du bonus à l'investissement participatif, le montant de sa prime sera bien 10,3 cts d'euros par kilowattheure (103 €/MWh).* » ⁹³

○ Choix des techniques

Dans la mesure où tous les candidats doivent choisir un dispositif de production d'électricité (technologie, référence et fabricant) pour pouvoir candidater mais que les collectivités territoriales ne peuvent donner ces indications avant d'avoir procédé à une sélection dans le cadre d'un marché public, les collectivités ne sont pas en mesure de s'engager fermement sur la technologie choisie. A ce sujet, la CRE rappelle qu'il est possible de modifier les dispositifs choisis sous réserve que le choix n'aboutisse pas à dégrader la note obtenue et d'en informer le préfet dans un délai d'un mois.

On peut recommander aux collectivités concernées de lancer un marché public pour sélectionner leurs fournisseurs, avant de déposer le dossier à l'appel d'offres, sans toutefois signer l'acte d'engagement de ce marché.

Elles pourront ainsi monter un dossier techniquement solide, qui pourra être réalisé après la notification par le Ministère.

⁹¹ Réponse à la question 14 des réponses publiées le 20 avril 2017 sur l'appel d'offres centrales au sol

⁹² Réponse à la question 64 de l'appel d'offres autoconsommation en métropole

⁹³ Réponse à la question 143 de l'appel d'offres centrales au sol

Pour aller plus loin...

- **Groupe d'échanges AMORCE « Énergies renouvelables et collectivités locales »**
- **Coûts des énergies renouvelables en France- Édition 2016**, ADEME, 2017
- **Les cahiers des charges des appels d'offres administrés par la CRE :** <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>
- **Le site internet de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat :** <http://www.developpement-durable.gouv.fr/dispositifs-soutien-aux-energies-renouvelables>
- **La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie :** <http://www.developpement-durable.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>
- **Financement des projets d'énergies renouvelables par les collectivités et les citoyens**, AMORCE, 2016
- **Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement**, IDDRI, 2016
- **Bilan électrique 2015**, RTE et **Bilan électrique 2016 :** <http://bilan-electrique-2016.rte-france.com/>, RTE
- **Panorama de l'électricité renouvelable au 31 mars 2017**, RTE, SER, ENEDIS, ADEeF

ANNEXE 1 : Décryptage de la formule du complément de rémunération

La formule générale de calcul du complément de rémunération est la suivante :

$$CR = \underbrace{\sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i})}_{\text{Prime à l'énergie ex-post}} - \underbrace{(Nb_{capa} \cdot p_{ref\ capa})}_{\text{Déduction de la valorisation des garanties de capacité}} + \underbrace{\sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion}}_{\text{Ajout d'une prime de gestion}}$$

Où :

- **N, i** : sont des nombres entiers correspondant au pas de temps de calcul de la prime. Ce pas de temps peut être annuel, pluri-mensuel ou mensuel et est fixé par filières ;
- **E_i** : représente la production nette d'électricité en MWh, sur le pas de temps i.
- **α** : correspond à un coefficient de dégressivité de la prime. Il est seulement utilisé pour la géothermie ;
- **T_e** : correspond à un tarif de référence par filières exprimé en €/MWh. T_e est l'équivalent du tarif d'achat actuel ;
- **M_{0i}** : correspond au prix de marché de référence représentatif de la valorisation de l'électricité produite sur les marchés de l'électricité exprimé en €/MWh sur le pas de temps i. Ce terme est calculé sur les heures de prix spots positifs éventuellement pondérés par la production de la filière ;
- **Nb_{capa}** : nombre normatif de garanties de capacités de l'installation pour une année de livraison, en MW ;
- **P_{ref capa}** : prix de référence représentatif du prix de la garantie de capacité échangée pour l'année de livraison considérée déterminé ex-post, en €/MW ;
- **P_{gestion}** : une prime unitaire de gestion, exprimée en €/MWh

ANNEXE 2 : Calendrier indicatif des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques

Source : Décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, Article 3, XI.

CALENDRIER prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (Sol)		Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (500MW)		Echéance 2 (500MW)		Echéance 3 (500MW)		Echéance 4 (500MW)		Echéance 5 (500MW)		Echéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (150MW)		Echéance 2 (150MW)		Echéance 3 (150MW)		Echéance 4 (150MW)		Echéance 5 (150MW)		Echéance 6 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (50 à 100 MW)			Echéance 2 (50 à 100 MW)				Echéance 3 (50 à 100 MW)				
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (10 MW)			Echéance 2 (10 MW)				Echéance 3 (10 MW)				
Eolien en mer		Lancement d'un AO et des études techniques mutualisées												
Petite hydro-électricité		Lancement AO n° 1		Echéance AO n° 1		Attribution AO n° 1							Echéance AO 2	
Hydrolien			Lancement AO n° 1											Lancement AO n° 2
Eolien flottant			Lancement AO n° 1											

AO : appel d'offres.

ANNEXE 3 : Articulation envisagée entre les nouveaux dispositifs de soutien aux différentes filières de l'électricité renouvelable (source : DGE)

Le présent tableau, initialement présenté par la DGE en 2016, a été modifié par AMORCE lors de l'écriture de ce document afin de coller à l'actualité de mars 2017.

Filière	Puissance (kW)			
	100	< 300	< 500	≤ 1000
Obligation d'achat (OA)				
Complément de rémunération (CR)				
Appels d'offre (AO)				
Hydraulique		OA	CR	AO (CR)
Incinération de déchets ménagers			AO (OA)	
Biomasse		En cours de discussion avec la Commission Européenne		
Biogaz (eaux usées et stockage de déchets non dangereux)		En cours de discussion avec la Commission Européenne		
Biogaz (autres cas)		OA		AO (CR)
Géothermie			CR	
Cogénération gaz naturel		OA	CR	AO (CR)
Gaz de mine			OA	
Photovoltaïque (PV)		OA	AO (OA)	AO (CR)
Eolien terrestre*		CR - jusqu'à 6 éoliennes		
Energies marines		OA (+ Appels à projets ADEME ou NER 300)		
Eolien en mer				AO - plus de 6 éoliennes

NB: Les cahiers des charges des appels d'offres peuvent restreindre la puissance des installations concernées par l'appel d'offres
 * Pour l'éolien terrestre, il est envisagé dans un premier temps de conserver le dispositif actuel, notifié en 2014

ANNEXE 4 : Calendrier de l'appel d'offres « éolien à terre »

	Période de dépôt des offres		Puissance cumulée appelée (MW)
	Du :	Au : (Date limite de dépôt des offres)	
1 ^{ère} période	1 ^{er} novembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	500
2 ^{ème} période	1 ^{er} mai 2018	1 ^{er} juin 2018	500
3 ^{ème} période	1 ^{er} novembre 2018	1 ^{er} décembre 2018	500
4 ^{ème} période	1 ^{er} mai 2019	1 ^{er} juin 2019	500
5 ^{ème} période	1 ^{er} novembre 2019	1 ^{er} décembre 2019	500
6 ^{ème} période	1 ^{er} mai 2020	1 ^{er} juin 2020	500

Source : Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre.

ANNEXE 5 : Résumé des dispositifs de soutien au solaire photovoltaïque avant la réforme

Le tableau suivant présente l'ancienne segmentation des soutiens à la filière photovoltaïque. Ces modalités sont restées en application :

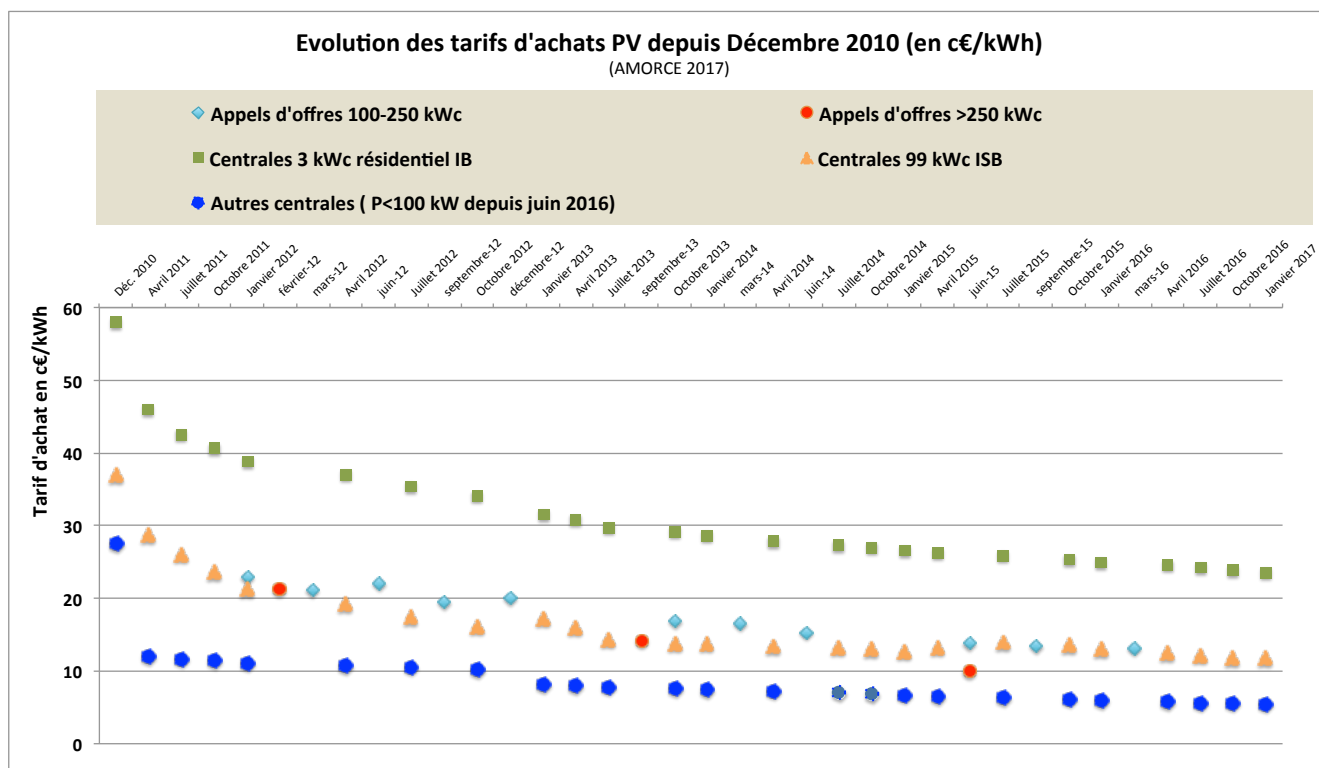
- **Jusqu'en mai 2017** pour le petit PV (<100 kWc)
- **Jusqu'à fin 2016** pour les appels d'offres simplifiés (100 à 250 kWc), les derniers lauréats ayant été désignés en octobre 2016
- **Jusqu'à fin 2015** pour les appels d'offres relatifs aux installations de plus de 250 kWc, les derniers lauréats ayant été désignés en décembre 2015

Avant la réforme des dispositifs de soutien			
Puissances installées	<100 kWc	100 à 250 kWc	>250 kWc
Injection ou autoconsommation	Injection	Injection	Injection
Intégration	Bâtiment	Bâtiment	Bâtiment ou sol
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Appel d'offres simplifié	Appel d'offres
Volumes appelés	-	1 ^{er} : 145 MW 2 ^{ème} : 122 MW 3 ^{ème} : 240 MW	CRE1 : 520 MW CRE2 : 380 MW CRE3 : 800 MW
Tarif de référence	Voir tableau ci-dessous	Tarif moyens retenus pour le 3 ^{ème} AO : 135,6 €/MWh	Tarif moyens déposés pour l'AO CRE3 : 99,26 €/MWh
Durée du contrat	20 ans	20 ans	20 ans
Texte correspondant	Arrêté du 4 mars 2011	1 ^{er} : AO 2011-2012 2 ^{ème} : AO 2013-2014 3 ^{ème} : AO 2015-2016	CRE1 : 2012 CRE2 : 2013 CRE3 : 2015

Le tableau ci-dessous présente la structure des **tarifs d'achats en guichets ouverts selon l'ancien arrêté du 4 mars 2011**.

Catégorie d'installation	Puissance	1 ^{er} trimestre 2016	2 ^{ème} trimestre 2016	3 ^{ème} trimestre 2016	4 ^{ème} trimestre 2016	1 ^{er} trimestre 2017
Intégration au bâti (IAB)	0-9 kWc	25,01	24,63	24,26	23,9	23,54
Intégration simplifiée au bâti (ISB)	0-36 kWc	13,82	13,27	12,74	12,49	12,39
	36-100 kWc	13,13	12,61	12,10	11,86	11,77
Autres installations sur bâtiment	0-100 kWc	5,96	5,80	5,65	5,51	5,36
Autres installations	0-12 MW	5,96	5,8 puis 0 depuis le 29 mai 2016	0	0	0

La figure suivante présente l'évolution des tarifs d'achats du photovoltaïque de 2010 jusqu'au premier trimestre 2016, ainsi que les prix moyens sélectionnés lors des précédents appels d'offres.



ANNEXE 6 : Calendrier et fourchette de prix pour l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations photovoltaïques « sur bâtiments »

Période de candidature	(€/MWh)	Famille 1	Famille 2
1ere	Psup	143	143
	Pinf	95	95
2eme	Psup	140	140
	Pinf	93	93
3eme	Psup	137	137
	Pinf	91	91
4eme	Psup	134	134
	Pinf	89	89
4eme	Psup	132	132
	Pinf	87	87
6eme	Psup	130	130
	Pinf	86	86
7eme	Psup	128	128
	Pinf	85	85
8eme	Psup	126	126
	Pinf	84	84
9eme	Psup	124	124
	Pinf	83	83

	Période de dépôt des offres		Puissance cumulée appelée (MWc)	
	Du :	Au : (Date limite de dépôt des offres)	Famille 1	Famille 2
1 ^{ère} période	24/02/2017	10/03/2017 à 14h	75	75
2 ^{ème} période	23/06/2017	07/07/2017 à 14h	75	75
3 ^{ème} période	23/10/2017	06/11/2017 à 14h	75	75
4 ^{ème} période	23/02/2018	09/03/2018 à 14h	75	75
5 ^{ème} période	22/06/2018	06/07/2018 à 14h	75	75
6 ^{ème} période	22/10/2018	05/11/2018 à 14h	75	75
7 ^{ème} période	22/02/2019	08/03/2019 à 14h	75	75
8 ^{ème} période	21/06/2019	05/07/2019 à 14h	75	75
9 ^{ème} période	21/10/2019	04/11/2019 à 14h	75	75

- Famille 1 : 100 à 500 kWc (ombrières incluses)
- Famille 2 : 500 kWc à 8 MWc (ombrières exclues)

ANNEXE 7 : Calendrier et fourchette de prix pour l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations photovoltaïques « au sol »

- Famille 1 : les installations au sol de puissance comprise entre 5 MW et 17 MW
- Famille 2 : les installations au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MW
- Famille 3 : Les installations sur ombrières de parking de puissance comprise entre 500 kWc et 10 MW

	Période de dépôt des offres		Puissance cumulée appelée (MWc)		
	Du :	Au : (Date limite de dépôt des offres)	Famille 1	Famille 2	Famille 3
1 ^{ère} période	9 janvier 2017	3 février 2017 à 14h	300	135	65
2 ^{ème} période	9 mai 2017	1 ^{er} juin 2017 à 14h	300	135	65
3 ^{ème} période	8 novembre 2017	1 ^{er} décembre 2017 à 14h	300	135	65
4 ^{ème} période	9 mai 2018	1 ^{er} juin 2018 à 14h	300	135	65
5 ^{ème} période	8 novembre 2018	3 décembre 2018 à 14h	300	135	65
6 ^{ème} période	9 mai 2019	3 juin 2019 à 14h	300	135	65

Période de candidature	(€/MWh)	Famille 1	Famille 2	Famille 3
1ere	Psup	110	120	150
	Pinf	50	55	70
2eme	Psup	106	116	145
	Pinf	48	53	68
3eme	Psup	102	112	140
	Pinf	47	51	65
4eme	Psup	99	108	135
	Pinf	45	49	63
5eme	Psup	95	104	130
	Pinf	43	47	61
6eme	Psup	92	100	125
	Pinf	42	45	58

ANNEXE 8 : Calendrier et fourchette de prix pour l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse

Issu du Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse – Février 2016

- Famille 1 : Bois-énergie (entre 50 et 200 €/MWh)
- Famille 2 : Méthanisation (entre 50 et 200 €/MWh)

	Période de dépôt des offres		Puissance cumulée appelée (MWe)	
	Du :	Au : (Date et heure limites de dépôt des offres)	Famille 1	Famille 2
1 ^{ère} période	15/02/2016	22/08/2016 à 14h	50	10
2 ^{ème} période	01/03/2017	01/09/2017 à 14h	50	10
3 ^{ème} période	28/02/2018	31/08/2018 à 14h	50	10

ANNEXE 9 : Précisions sur les appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques

→ L'appel d'offres de mai 2016 était constitué de 3 lots distincts :

- **Lot 1** : installations implantées sur de nouveaux sites, de puissance supérieure ou égale à 500 kW -**25 MW de puissance cumulée**
- **Lot 2** : installations équipant des seuils existants -**30 MW de puissance cumulée**
 - Sous lot 2a : installations équipant des seuils existants, de puissance supérieure ou égale à 500 kW, ayant un usage principal préexistant de navigation, d'irrigation, ou d'alimentation en eau potable (AEP) ;
 - Sous lot 2b : installations équipant des seuils existants, de puissance supérieure ou égale à 500 kW, sans usage préexistant ;
 - Sous lot 2c : installations équipant des seuils existants, de puissance supérieure ou égale à 150 kW et strictement inférieure à 500 kW
- **Lot 3** : installations équipant des seuils existants, de puissance supérieure ou égale à 36 kW et strictement inférieure à 150 kW – **50 projets**

Les lauréats des lots 1, 2a et 2b bénéficient d'un contrat de complément de rémunération.
Les lauréats des lots 2c et 3 bénéficient d'un contrat d'achat.

→ L'appel d'offres de mai 2017 est constitué de 2 familles :

- Famille 1 – **20 MW pour chaque période** :
 - Nouvelles installations hydroélectriques disposant d'ouvrages de prise d'eau nouveaux ;
 - Installations ne prévoyant aucune exploitation d'ouvrages de prise d'eau situés sur des tronçons de cours d'eau classés dans la liste mentionnée du 1° du I de l'article L. 214-17 du code de l'environnement.
- Famille 2 – **15 MW pour chaque période** :
 - Nouvelles installations hydroélectriques disposant d'ouvrages de prise d'eau existants dont l'arasement ne figure pas sur un document de planification ou de programmation (SDAGE, programme de mesures, SAGE, contrats de rivières et autres contrats territoriaux de restauration de cours d'eau, ou étude publique relative à un programme de restauration de la continuité écologique réalisée par un établissement public territorial de bassin ou un établissement public d'aménagement et de gestion de l'eau ou tout autre groupement de collectivités territoriales) ;
 - Lorsque l'installation est située sur les cours d'eau classés dans les listes mentionnées au 1° du I. de l'article L. 214-17 du code de l'environnement, installations disposant de turbines ichtyo-compatibles, ou s'il est démontré que de telles turbines ne peuvent pas être installées, de prises d'eau ichtyo-compatibles ;
 - Pour une installation additionnelle, le productible supplémentaire apporté par le projet représente au moins 10% du productible de l'installation existante défini par le préfet de département dans son précadrage.

ANNEXE 10 : Résumé des dispositifs de soutien à la cogénération gaz en 2015

En 2015		
Puissances installées	< 12 MW	>12 MW
Architecture du soutien	Obligation d'achat	Prime de disponibilité (fin au 31 décembre 2016)
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	
Tarif de référence	Tarif selon la puissance garantie en hiver, le coût du gaz, la production et l'efficacité énergétique (contrats C13 et CS15 notamment)	-
Durée	12 ans	-
Texte correspondant	Arrêté du 31 juillet 2001	Arrêté du 1 ^{er} juillet 2015

	< 300 kW	300 kW à 1 MW	1 à 12 MW	>12 MW
2015	Obligation d'achat			Prime de disponibilité
2016	Obligation d'achat			Complément de rémunération (appels d'offres)
2017	Obligation d'achat			
2018	Obligation d'achat			
		Complément de rémunération (guichet ouvert)	Pas de soutien à ce jour	

