

DREAL Nouvelle Aquitaine

Service Environnement Industriel
Mission Changement Climatique
Transition Energétique

Septembre 2017

Hors Série

LA LETTRE ENERGIE

© Arnaud Bouissou

© Laurent Mignaux



PRÉFET
DE LA RÉGION
NOUVELLE-AQUITAINE

Les objectifs et les dispositifs de soutien des énergies renouvelables

- La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : un outil inscrit dans loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- Les objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable et de réduction de la consommation d'énergie fixés par la PPE.
- Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.
- Obligation d'achat et complément de rémunération.
- Outils de soutien aux énergies renouvelables dans le secteur gazier.
- Coût du soutien aux énergies renouvelables.

● **La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : un outil inscrit dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (la PPE).**

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a été promulguée le 17 août 2015.

Elle définit des objectifs précis pour la transformation du système énergétique français, qui constituent une déclinaison des engagements internationaux et européens de la France et fixent des objectifs précis à l'horizon 2030 et 2050 :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par 4 les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;
- augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; en 2030, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;
- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;
- multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement s'est doté d'un **nouvel outil de programmation appelé programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**, qui se substitue aux anciens outils de programmation qui fixe des objectifs quantitatifs, pour chaque filière renouvelable, sur une période de 10 ans à l'exception de la première période prévue pour couvrir la période 2016-2023. La PPE sera revue tous les 5 ans, à l'exception de **la première révision qui interviendra en 2018**.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)

La PPE de métropole continentale exprime les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique définis aux articles L.100-1, L.100-2 et L.100-4 du code de l'énergie.

La PPE est encadrée par les dispositions des articles L.141-1 à L.141-6 du code de l'énergie, modifiés par la loi LTECV. Elle remplace, sur un champ plus large et de manière intégrée, les trois documents de programmation préexistants relatifs aux investissements de production d'électricité, de production de chaleur et aux investissements dans le secteur du gaz.

La PPE comprend les volets suivants :

- **la sécurité d’approvisionnement.** Ce volet définit les critères de sûreté du système énergétique, notamment le critère de défaillance du système électrique ;
- l’amélioration de l’efficacité énergétique et la baisse de la consommation d’énergie primaire, en particulier fossile ;
- **le développement de l’exploitation des énergies renouvelables et de récupération.** La PPE définit en particulier les objectifs de développement des énergies renouvelables pour les différentes filières, pour l’atteinte desquels le Ministre chargé de l’énergie peut engager des appels d’offres ; des objectifs pour chaque filière renouvelable à l’horizon 2018 et 2023 ont ainsi été fixés, allant donc au-delà de leur horizon initial qui était 2020 ;
- **le développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies** et du pilotage de la demande d’énergie pour favoriser notamment la production locale d’énergie, le développement des réseaux intelligents et l’autoproduction ;
- **la stratégie de développement de la mobilité propre ;**
- **la préservation du pouvoir d’achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l’énergie,** en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale. Ce volet présente les politiques permettant de réduire le coût de l’énergie ;
- **l’évaluation des besoins de compétences professionnelles** dans le domaine de l’énergie et à l’adaptation des formations à ces besoins.

La PPE comporte une étude d’impact économique et social, ainsi qu’une évaluation environnementale stratégique. La PPE définit également l’enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l’État et de ses établissements publics mobilisées pour atteindre les objectifs quantitatifs de la programmation.

La première programmation pluriannuelle de l’énergie, publiée le 28 octobre 2016, regroupe :

- le décret du 27 octobre 2016 définissant les principaux objectifs énergétiques et les priorités d’action
- une synthèse des orientations et actions de la PPE ;
- des volets thématiques relatifs à la maîtrise de la demande d’énergie, à la sécurité d’approvisionnement, à l’offre d’énergie, au développement des infrastructures et de la flexibilité, au développement de la mobilité propre, et aux petites zones non interconnectées de métropole ;
- un volet relatif aux impacts économiques et sociaux de la programmation ;
- une évaluation environnementale stratégique ;
- des annexes techniques comportant notamment les hypothèses utilisées pour les scénarios énergétiques.

Elle définit cinq priorités d’action :

- **Développer l’efficacité énergétique, réduire la consommation d’énergie finale et primaire d’énergies fossiles ;**
- **Accélérer le développement des énergies renouvelables ;**
- **Garantir la sécurité d’approvisionnement dans le respect des exigences environnementales ;**
- **Préparer le système énergétique de demain ;**
- **Développer la mobilité propre.**

Pour en savoir plus : [LTECV](#)
[PPE](#)

● **Les objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable et de réduction de la consommation d'énergie fixés par la PPE.**

Le décret du 27 octobre 2016 relatif à la PPE fixe des objectifs ambitieux à l'horizon 2023, qui contribueront à :

- augmenter de plus de 50 % la capacité installée des énergies renouvelables électriques par rapport à 2015;
- doubler la puissance installée des éoliennes terrestres ;
- tripler la puissance installée du parc solaire photovoltaïque ;
- doubler la puissance installée pour la production d'électricité à partir de bois-énergie ;
- valoriser le potentiel de la France pour les énergies renouvelables en mer (EMR) :
les objectifs en puissance installée en 2023 sont fixés à 3 000 MW pour l'éolien en mer posé et à 100 MW pour les énergies marines renouvelables (EMR, éolien flottant, hydrolien);
augmenter le volume des projets qui auront été attribués par appel d'offres et seront donc en cours de réalisation en 2023 jusqu'à 6 000 MW pour l'éolien en mer posé et jusqu'à 2 000 MW pour les EMR, en fonction du retour d'expérience des premiers projets, des concertations locales et des conditions de prix.
- augmenter de plus de 50 % la production de chaleur renouvelable (à partir de biomasse, biogaz, géothermie, pompes à chaleur, solaire thermique) par rapport à 2014 ;
- multiplier par trois la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux;
- injecter dans le réseau de gaz 8 TWh de biogaz issu de la méthanisation, et soutenir le développement du bioGNV (gaz naturel véhicule) à hauteur de 20 % des consommations de GNV en 2023.

Réduction de la consommation d'énergie

Les objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire fossile par rapport à 2012 sont les suivants :

- gaz naturel : - 8,4 % en 2018 et - 15,8 % en 2023
- pétrole : - 15,6 % en 2018 et - 23,4 % en 2023
- charbon : - 27,6 % en 2018 et - 37 % en 2023

L'objectif de réduction de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012 est de - 7 % en 2018 et de - 12,6 % en 2023.

Objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable en France métropolitaine continentale (puissances installées)

Filière	Echéance 31/12/2018	Echéance 31/12/2023
énergie éolienne terrestre	15 000 MW	Option basse : 21 800 MW Option haute : 26 000 MW
énergie radiative du soleil,	10 200 MW	Option basse : 18 200 MW Option haute : 20 200 MW
hydroélectricité, dont énergie marémotrice	25 300 MW (production en année moyenne 61 TWh)	Option basse : 25 800 MW (production en année moyenne 63 TWh) Option haute : 26 050 MW (production en année moyenne 64 TWh)
éolien en mer posé	500 MW	3 000 MW
énergies marines (éolien flottant, hydrolien...),	-	100 MW
géothermie électrique	8 MW	53 MW
bois-énergie	540 MW	Option basse : 790 MW Option haute : 1 040 MW
méthanisation	137 MW	Option basse : 237 MW Option haute : 300 MW

L'objectif de production d'électricité à partir du biogaz pour les deux filières - biogaz de décharge-stations d'épuration et pour la filière usine d'incinération d'ordures ménagères est d'équiper les sites existants de moyens de production électrique permettant de valoriser l'énergie produite lorsque c'est économiquement pertinent et que l'injection du biogaz dans le réseau ou la production de chaleur n'est pas possible.

Objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables et de récupération en France métropolitaine continentale (production globale)

Filière	Echéance 31/12/2018	Echéance 31/12/2023
Biomasse	12 000 ktep	Option basse : 13 000 ktep Option haute : 14 000 ktep
Biogaz	300 ktep	Option basse : 700 ktep Option haute : 900 ktep
Pompes à chaleur	2 200 ktep	Option basse : 2 800 ktep Option haute : 3 200 ktep
Géothermie de basse et moyenne énergie	200 ktep	Option basse : 400 ktep Option haute : 550 ktep
Solaire thermique	180 ktep	Option basse : 270 ktep Option haute : 400 ktep

Objectifs d'injection de bio-méthane dans le réseau de gaz (production globale)

Echéance 31/12/2018 : 1,7 TWh

Echéance 31/12/2023 : 8 TWh

Pour en savoir plus :

Objectifs chiffrés de la PPE :

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033312688&fastPos=1&fastReqId=321307723&categorieLien=id&oldAction=rechTexte\]](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033312688&fastPos=1&fastReqId=321307723&categorieLien=id&oldAction=rechTexte)

● Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables (priorité n°2 de la PPE) bénéficie d'un soutien de l'État soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achat, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux).

Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de ses avantages comparatifs.

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 ces nouveaux objectifs concernant la production d'électricité, le gouvernement dispose principalement de deux types de dispositifs de soutien :

- **les guichets ouverts, qui ouvrent un droit à bénéficier d'un soutien pour toute installation éligible ; conformément aux lignes directrices européennes ils sont désormais plutôt réservés aux petites installations ;**
- **les procédures de mise en concurrence, où le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures (ex : appels d'offres).**

Au sein de ces dispositifs de soutien, ce dernier peut être apporté sous deux formes : l'obligation d'achat à un tarif garanti ou le complément de rémunération, instauré par la loi LTECV et qui consiste à verser une prime au producteur en complément de la vente de son électricité sur le marché.

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables dans le secteur électrique

Les guichets ouverts

Les dispositifs de soutien en guichet ouvert, que ce soit sous forme d'obligation d'achat, ou de complément de rémunération, sont mieux adaptés aux filières matures, pour lesquelles les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquelles les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités.

Ce dispositif est également réservé aux plus petites puissances, principalement inférieures à 500 kW.

Les procédures de mise en concurrence (appel d'offres)

Le soutien attribué à l'issue d'une procédure de mise en concurrence telle que l'appel d'offres ou la procédure de dialogue concurrentiel est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.

Les procédures de mise en concurrence permettent d'améliorer la compétitivité du développement des énergies renouvelables par la mise en concurrence des projets et constituent des outils adaptés pour piloter les trajectoires de développement des énergies renouvelables conformément aux objectifs fixés par la PPE. Les modalités de ces procédures sont décrites aux articles L. 311-10 à L. 311-13-6 du code de l'énergie ainsi qu'aux articles R. 311-12 à D. 311-27-11 du même code.

En effet, lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixés par la PPE ne sont pas atteints, le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des procédures de mise en concurrence pour développer de nouvelles capacités de production.

Les lauréats pourront bénéficier soit d'un tarif d'achat soit d'un complément de rémunération, en fonction de la puissance installée des projets et du cahier des charges de la procédure :

- EDF est l'organisme responsable de la contractualisation et du versement pour le complément de rémunération
- pour l'obligation d'achat, les acheteurs obligés sont EDF et les entreprises locales de distribution. Les contrats d'achat conclus suite à une procédure de mise en concurrence peuvent également être cédés à la demande du producteur titulaire du contrat à un organisme agréé.

Par ailleurs, afin de donner de la visibilité aux investisseurs et aux producteurs, les procédures de mise en concurrence sont désormais lancées sur des périodes pluriannuelles.

Pour en savoir plus :

Dispositifs de soutien aux EnR (AO) : <http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/appels-d-offres>

● Obligation d'achat et complément de rémunération

Ces dispositifs sont prévus aux articles L. 314-1 à L. 314-13 du code de l'énergie pour l'obligation d'achat et L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie pour le complément de rémunération.

Dispositions communes

Les dispositions communes à l'obligation d'achat et au complément de rémunération figurent aux articles R. 314-1 à R. 314-14 du code de l'énergie. Les dispositions particulières à l'obligation d'achat et celles particulières au complément de rémunération figurent respectivement aux articles R. 314-17 à R. 314-22 du code de l'énergie et aux articles R. 314-26 à R. 314-52 du même code.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 12 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Il en est de même pour le complément de rémunération.

Les niveaux des tarifs d'achat ou du complément de rémunération ainsi que les conditions particulières applicables à chaque filière sont prévus dans des arrêtés tarifaires spécifiques à chaque filière pris en application de l'article R. 314-12 du code de l'énergie.

Le niveau des tarifs d'achat et du complément de rémunération, sont et seront revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF ou les entreprises locales de distribution sur leur zone de desserte historique. Dans le cas du complément de rémunération, EDF seule est en charge de la contractualisation et du versement du complément de rémunération.

La LTECV a également prévu que des acteurs agréés par l'État puissent, à la demande d'un producteur titulaire d'un contrat d'achat, se substituer aux acheteurs obligés pour la gestion des contrats d'achat et le versement des tarifs d'achat. Conformément à la loi, la cession d'un contrat n'est possible qu'après conclusion initiale du contrat avec un acheteur obligé.

Obligation d'achat

Dans un système d'obligation d'achat, tout kilowattheure injecté sur le réseau public est acheté par un acheteur obligé à un tarif d'achat, supérieur au niveau moyen du prix de marché, fixé à l'avance et permettant de couvrir les coûts de l'installation tout en assurant une rentabilité normale du projet.

La liste des installations éligibles à l'obligation d'achat en guichet ouvert est définie aux articles D. 314-15 et D. 314-16 du code de l'énergie :

- installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et eaux captées gravitairement (moins de 500 kW) ;
- installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque implantées sur bâtiment (puissance crête inférieure à 100 kW) ;
- installations de moins de 500 kW (12 MW pour celles implantées dans des zones non interconnectées), utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute, ou produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, ou issu d'installations de stockage de déchets non dangereux ;
- installations flottantes utilisant l'énergie mécanique du vent, ou utilisant l'énergie houlomotrice ou hydrocinétique, désignées lauréates d'un appel à projets spécifique ;
- installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel (moins de 300 kW) ;
- installations valorisant l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion de gaz de mine (moins de 12 MW) ;
- installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

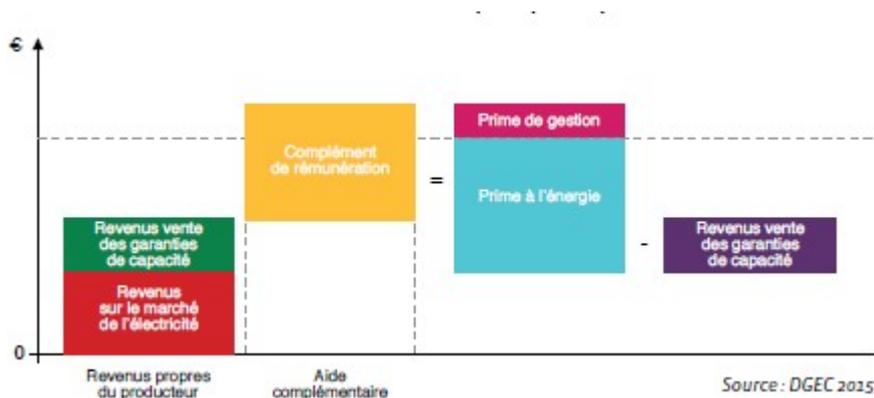
Complément de rémunération

Le complément de rémunération, introduit par la loi LTECV, est une prime versée à un producteur d'énergie renouvelable en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Elle a pour objectif de donner au producteur un niveau de rémunération permettant de couvrir les coûts de son installation tout en assurant une rentabilité normale de son projet.

Cette prime est proportionnelle à l'énergie produite et calculée comme la différence entre un tarif de référence, assimilable aux tarifs d'obligation d'achat, et un prix de marché de référence (déterminé et publié chaque mois par la CRE, conformément à l'article R. 314-46 du code de l'énergie).

À cela s'ajoute une prime de gestion qui vise à couvrir les coûts de commercialisation des producteurs d'énergies renouvelables pour vendre leur électricité sur le marché. Ce montant est déterminé dans les arrêtés tarifaires. La dernière partie du complément est la prise en compte des éventuels revenus de ventes de garanties de capacités.

Enfin, les tarifs de référence intègrent un mécanisme de dégressivité automatique. Le dispositif le plus simple est de 0,5 % par trimestre à compter du 1^{er} juillet 2016. D'autres sont plus complexes et tiennent compte de l'évolution de la puissance du parc national (géothermie).



La liste des installations éligibles au complément de rémunération en guichet ouvert est définie aux articles D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie :

- installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et eaux captées gravitairement (moins de 1 MW) ;
- installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque implantées sur bâtiment (puissance crête inférieure à 100 kW) ;
- installations comprises entre 500 kW et 12 MW, utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, ou issu d'installations de stockage de déchets non dangereux ;
- installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel (moins de 1 MW) ;
- installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par traitement thermique de déchets ménagers ou assimilés ;
- installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques ;
- installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre, ne possédant aucun aérogénérateur de puissance nominale supérieure à 3 MW et dans la limite de six aérogénérateurs.

Tableau récapitulatif des mécanismes de soutien aux EnR électriques

Filière	Puissance (kW)				
	< 100	< 300	< 500	< 1 000	> 1 000
Biogaz (STEP et ISDND)	Guichet ouvert (OA)			Guichet ouvert (CR)	
Biogaz (autres cas)	Guichet ouvert (OA)			Appel d'offre (CR)	
Biomasse		Appel d'offre (CR)			
Cogénération gaz	Guichet ouvert (OA)				Appel d'offre (CR)
	Guichet ouvert (CR)				
Eolien terrestre*	Guichet ouvert (CR)	Appel d'offre (CR)			
Gaz de mine	Guichet ouvert (OA)				
Géothermie	Guichet ouvert (CR)				
Hydroélectricité	Guichet ouvert (OA)				
	Guichet ouvert (CR)				
		Appel d'offre (OA)		Appel d'offre (CR)	
Incinération déchets ménagers	Guichet ouvert (CR)				
Photovoltaïque	Guichet ouvert (OA)	Appel d'offre (OA)		Appel d'offre (CR)	
Energies marines	Guichet ouvert (OA) + appels à projets ADEME				
Eolien en mer	Appel d'offre (CR)				

* limite du guichet ouvert : 6 aérogénérateurs et aucun de puissance > 3 MW

Légende : Obligation d'achat (OA), Complément de rémunération (CR)

Pour en savoir plus : [La liste des installations éligibles à l'obligation d'achat en guichet ouvert est définie aux articles D. 314-15 et D. 314-16 : articles](#)

[La liste des installations éligibles au complément de rémunération en guichet ouvert est définie aux articles D. 314-23 à D. 314-25 articles](#)

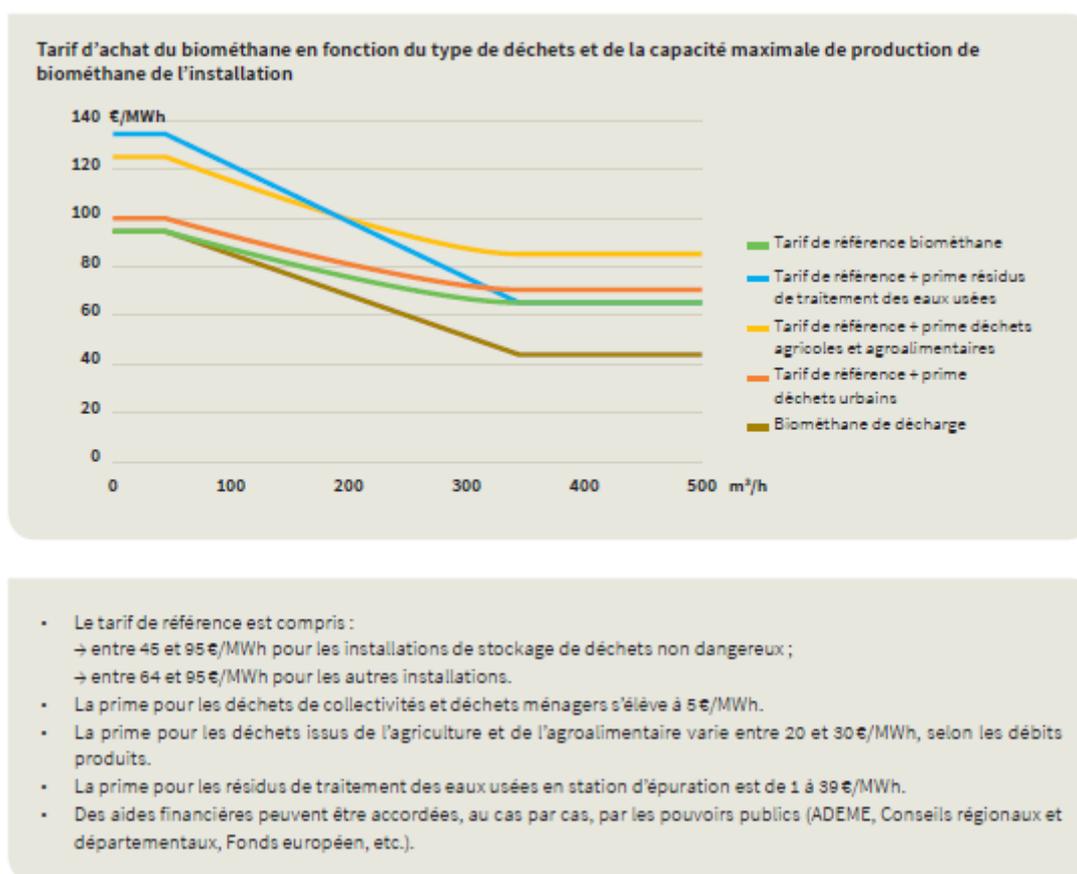
[Dispositifs de soutien aux EnR \(OA\)](#)

[Dispositifs de soutien aux EnR \(CR\)](#)

● Outils de soutien aux énergies renouvelables dans le secteur gazier

Tout producteur de bio-méthane souhaitant injecter sa production dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel est éligible à une obligation d'achat en guichet ouvert, sous réserve de la préservation du bon fonctionnement des réseaux.

Dans ce système, le bio-méthane injecté est acheté par un fournisseur de gaz naturel à un tarif d'achat fixé à l'avance et permettant de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation de production de bio-méthane tout en assurant une rentabilité normale du projet. L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 20 ans.



Source : Panorama du gaz renouvelable en 2016, publication GRDF, GRTgaz, TIGF, SER

Par ailleurs, L'article L. 446-5 du code de l'énergie dispose que, lorsque les capacités de production de biogaz destiné à être injecté dans le réseau de gaz ne répondent pas aux objectifs chiffrés de la programmation pluriannuelle de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à une procédure d'appel d'offres.

Les lauréats des appels d'offres pourront bénéficier d'un tarif d'achat pour le bio-méthane injecté dans le réseau de gaz.

● Coût du soutien aux énergies renouvelables

Financement du dispositif

Jusqu'à fin 2015, le soutien aux énergies renouvelables électriques était financé au travers des charges de service public de l'électricité, répercutées in fine sur le consommateur d'électricité via une taxe appelée contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Le soutien des installations injectant du bio-méthane dans le réseau de gaz était, pour sa part, financé par le biais d'une contribution bio-méthane, répercutée in fine sur le consommateur de gaz naturel.

Une réforme de la CSPE a eu lieu début 2016, qui s'est traduite par la budgétisation des charges de service public de l'énergie et la création d'un compte d'affectation spéciale appelé « Transition Energétique ». C'est ce compte d'affectation spéciale qui finance désormais les énergies renouvelables, électricité comme gaz.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les charges de service public sont financées par les taxes intérieures de consommation d'électricité, mais également de gaz (Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel - TICGN) et à partir de 2017, des autres produits énergétiques (Taxe Intérieure de Consommation sur les houilles, lignites et Cokes - TICC et Taxe Intérieure de Consommation des Produits Energétiques - TICPE).

Il appartient à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'évaluer chaque année ces charges.

Quelques chiffres

Dans sa délibération du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018, la CRE estime que le soutien aux énergies renouvelables (EnR) électriques représente 69 % des charges de service public de l'énergie au titre de 2018, la péréquation tarifaire hors EnR 18 % (23 % avec EnR), le soutien à la cogénération 9 %, les dispositifs sociaux 2 % et le soutien à l'injection de bio-méthane 1 %.

Le montant total prévisionnel pour 2018 s'établit à 7 940 M€ (soit 5 480 M€ pour le développement des EnR électriques), contre 7 220 M€ en 2017 et 6 800 M€ en 2016.

En 2018, la filière photovoltaïque représente 2 890 M€ (2 700 M€ en 2017) et la filière éolienne 1 520 M€ (1 290 M€ en 2017). La quasi-totalité (plus de 99%) est constitué d'obligation d'achat.

Par ailleurs, dans la même délibération, la CRE estime à 99,5 M€ pour l'année 2018 les coûts associés à l'obligation d'achat de bio-méthane, contre 37,3 M€ en 2017 et 18,6 M€ en 2016.

Pour en savoir plus : [Coût du soutien aux EnR](#)