



Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité

Exercice 2018

Table des matières

Synthèse et recommandations	2
I. Introduction	4
II. Organisation des travaux du comité	10
A. Missions et composition	10
B. Travaux du comité	11
III. Présentation des différents mécanismes de soutien et des charges engendrées.....	14
A. Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR	14
B. Historique des charges	18
IV. Evaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018.....	21
A. Approche méthodologique	21
B. Hypothèses centrales utilisées	22
C. Evaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018	24
D. Détail des charges par année correspondant aux engagements existants.	29
E. Analyse de sensibilité	30
F. Engagements pris au cours de l'année 2018	31
ANNEXE 1 – Glossaire.....	33
ANNEXE 2 – Méthodologie de calcul du coût évité.....	34
ANNEXE 3 – Table des figures	35
ANNEXE 4 – Données	37

Synthèse et recommandations

Le comité des charges de service public de l'électricité a pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires, sur les différents engagements pluriannuels pris au titre des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz).

Au terme de ce premier rapport, le comité a priorisé son analyse sur les charges de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale. Dans ce cadre, le comité entre autre :

- souligne le poids des engagements photovoltaïques (PV) antérieurs au moratoire et les différences de coût de soutien unitaire moyen par MWh selon les filières. Les coûts de production des filières renouvelables évoluent et, pour les plus compétitives, se rapprochent des prix observés sur les marchés ;
- rappelle la forte sensibilité des charges de service public aux prix de marché de l'électricité et l'incertitude qui pèse sur ces prix eu égard à leurs déterminants (prix des combustibles fossiles, marché du quota de CO₂, structure du parc de production, etc) ;
- considère nécessaire de resituer les enjeux afférents aux charges de service public de l'énergie dans le contexte global de la transition énergétique, en interface avec les politiques publiques d'aménagement et de développement économique des territoires ainsi que l'objectif de protection du consommateur.

Les principales conclusions ressortant des évaluations du comité sont :

- Le montant total des engagements pris par l'Etat entre le début des années 2000 et fin 2018 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des charges de service public de l'énergie est compris entre 138 et 149 Md€.
- Sur ces montants, entre 103 et 114 Md€ restent à payer dans les années à venir selon une chronique qui, eu égard aux dates d'engagements et à la durée des contrats, s'étale jusqu'en 2043. Le montant déjà payé, environ 35 Md€, représente donc de l'ordre de 25 % du coût global de ces engagements.
- Sur ces 138 à 149 Md€, les filières représentant le principal coût sont le photovoltaïque pré-moratoire (environ 40 Md€), l'éolien terrestre (entre 30 et 34 Md€), l'éolien en mer (entre 21 et 23 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 17 et 19 Md€). Ces 4 filières représentent 77 % du coût total des dispositifs de soutien.
- Une variation de 1€/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2019 à 2043 se traduit par une variation du montant restant à payer au titre des engagements passés de près d'1 Md€. L'effet est une variation "inverse" des restes à payer.

Au terme de ces travaux, le comité estime pertinent de retenir une approche englobante des charges de service public de l'énergie en intégrant le soutien à la production d'électricité et de biométhane injecté.

Par ailleurs, le comité des charges de service public de l'électricité recommande :

- d'employer désormais, dans un souci de lisibilité, le terme « TICFE » plutôt que la dénomination historique « CSPE ». Afin de clarifier ce point, le comité recommande de parler respectivement de « l'ancienne CSPE », pour le régime existant jusqu'en 2015, et de « TICFE » pour la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ayant désormais repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité » ;
- d'appréhender la détermination de l'évolution des charges de service public de l'électricité à horizon 20 ans correspondant à la durée de la plupart des dispositifs de soutien.

Dans ses prochains rapports et avis, le comité approfondira :

- le volet de l'étude d'impact consacré aux charges de service public de l'électricité de la nouvelle PPE pour la métropole continentale (juin 2019) ;
- la question des charges dans les zones non interconnectées (ZNI¹) en vue de l'évaluation des PPE des ZNI, et étendra son analyse au soutien à l'injection de biométhane (charges de service public du gaz).

¹ Les ZNI sont la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. La Nouvelle Calédonie et la Polynésie française, par leurs statuts particuliers, ne sont pas considérées comme des ZNI.

I. Introduction

Suite à l'ouverture du marché de l'électricité, la notion de service public de l'électricité a été introduite, ainsi que celle des charges nécessaires à son financement, dans la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (loi n°2000-108 du 10 février 2000).

Ses principes sont définis par le code de l'énergie, qui dispose que « le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national. Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue :

- à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement,
- à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre,
- à la gestion optimale et au développement des ressources nationales,
- à la maîtrise de la demande d'énergie,
- à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir,
- à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt

- à la cohésion sociale,
- à la lutte contre les exclusions,
- au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement,
- à la recherche et au progrès technologique,
- ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique. » (Article L.121-1 du code de l'énergie).

Le code de l'énergie définit ainsi des obligations aux entreprises du secteur de l'électricité (articles L.121-1 et suivants) qui assurent certaines missions de service public. Il assigne également des obligations de service public aux entreprises du secteur du gaz (articles L.121-32 et suivants) qui assurent également des missions de service public.

En application du code de l'énergie (articles L.121-6 et L.121-35), l'Etat compense les charges de service public de l'électricité et du gaz liées :

- au soutien public au développement des énergies renouvelables (EnR),
- au soutien à la cogénération au gaz naturel (production d'électricité et de chaleur utile),
- au soutien à l'effacement de consommation,
- à la mise en œuvre de la péréquation tarifaire dans le domaine de l'électricité avec les zones non interconnectées (ZNI),
- aux dispositifs sociaux (hors chèque énergie).

La budgétisation des compensations de ces charges s'appuie sur l'évaluation établie annuellement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Une évaluation pluriannuelle des charges doit être réalisée en complément, afin de suivre la dynamique de la dépense publique à plus long terme. En effet, les dispositifs de soutien aux EnR et les contrats mis en place dans les ZNI garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite, les charges présentent donc une certaine inertie. Un contrat signé en 2010 peut engendrer, par exemple, des charges jusqu'en 2030.

L'étude de cette dynamique a déjà fait l'objet de travaux de la CRE, notamment en 2014, au travers de son rapport *la contribution au service public de l'électricité : mécanisme, historique et prospective* ou dans sa délibération annuelle de 2017 sur les charges pour 2018², où elle a établi une prévision à 5 ans des charges et un chiffrage des sommes engagées non encore payées liées aux soutiens organisés sous la forme d'appels d'offres.

Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité a été institué par la loi du 18 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) avec pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité. La création du comité visait à instaurer un lieu d'échanges formalisés sur le sujet des charges de service public de l'électricité et ses implications sur les finances publiques. Le comité a ainsi pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires sur les engagements pluriannuels pris au titre des charges de service public de l'électricité, notamment relatives au développement des investissements nécessaires pour la transition énergétique. Il présente également, à horizon 5 ans et jusqu'au terme des engagements pris, les tendances pour les charges résultant de ces engagements. Le comité rend enfin un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité de l'étude d'impact des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) élaborées par le Gouvernement en métropole continentale et co-élaborées avec les collectivités territoriales pour les ZNI³.

Ce document constitue le premier rapport annuel du comité.

Périmètre du présent rapport

Le présent rapport se concentre à ce stade sur la dynamique des charges et les engagements liés aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale.

Plusieurs raisons justifient ce choix.

Le comité a priorisé l'analyse de ces charges dans le contexte de la révision par le Gouvernement de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de la métropole continentale.

La question des charges de ces mécanismes mérite d'être éclairée à la lumière d'enjeux plus larges relatifs au soutien au développement des énergies renouvelables, et il convient de prendre en compte, en regard des notions de charges analysées par ce rapport, les bénéfices apportés par leur accroissement et les enjeux associés en termes de développement économique local, notamment. Ce n'est pas le cas pour le présent rapport.

Le soutien à la production de biométhane injecté est similaire aux soutiens aux EnR électriques et à la cogénération au gaz naturel. Le comité a donc décidé de prévoir, en extension des missions prévues par le code de l'énergie et en cohérence avec la réforme du financement des charges de service public de l'énergie qui prévoit désormais un traitement commun des charges électriques et gazières, d'inclure cette filière dans son analyse lors de futurs exercices.

La question des charges en ZNI sera quant à elle approfondie par le comité au cours de l'année 2019, afin d'émettre un avis sur le volet concernant les charges de service public de l'énergie dans les études d'impacts des nouvelles PPE élaborées pour les différentes ZNI.

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018

³ Afin de prendre en compte leurs spécificités, les ZNI font à ce jour l'objet de programmations pluriannuelles de l'énergie distinctes. C'est le cas de la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna.

Le présent rapport n'approfondit pas non plus l'évolution des différentes charges de service public de l'énergie prévues par le code de l'énergie et non liées à des engagements de long terme contractualisés par l'Etat ou les opérateurs, comme, par exemple, la compensation des surcoûts des opérateurs pour la mise en œuvre de dispositifs sociaux ou le soutien à l'effacement de consommation (cf. encadré *infra*). Ces charges sont évaluées annuellement par la Commission de régulation de l'énergie.

Contenu du présent rapport

Le présent rapport présente en partie II l'organisation du comité, son activité depuis sa première session en octobre 2017 et les travaux à venir.

Il présente en partie III les différents mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et les charges générées, puis en partie IV une estimation des charges futures correspondant à des engagements passés de l'Etat, ainsi qu'une estimation des engagements pris par l'Etat en matière de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en 2018 en métropole continentale.

La réforme de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la taxe intérieure sur la consommation finale de gaz naturel, de la contribution au tarif spécial de solidarité du gaz et des compensations de charges de service public de l'électricité et du gaz

Le financement des compensations des charges de service public de l'énergie a été modifié en profondeur dans le cadre des lois de finances successives depuis la loi de finances rectificative pour 2015 (loi du 29 décembre 2015.)

La CSPE, contribution acquittée par les consommateurs sur les factures d'électricité qui historiquement finançait les charges du service public de l'électricité, n'est plus liée au financement des énergies renouvelables du secteur électrique. Le cadre juridique de la contribution a été réformé. Il s'agit désormais d'une taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité dont le produit revient directement au budget général de l'Etat. Son taux est resté fixé à 22,5 €/MWh depuis le début de la mise en œuvre de la réforme des charges du service de l'énergie en 2016.

De même, concernant le secteur du gaz, la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel n'est plus liée aux charges de service public du gaz et son produit revient désormais au budget général de l'Etat. La contribution au tarif spécial de solidarité gaz a été supprimée.

Le financement de l'ensemble des charges de service public de l'énergie est assuré par le budget de l'Etat.

Plus spécifiquement, le financement des charges de soutien au développement des énergies renouvelables électriques, au biométhane injecté et à l'effacement est assuré par l'Etat depuis le Compte d'Affectation Spéciale « Transition énergétique » (CAS TE), qui est désormais alimenté par des taxes sur les produits énergétiques les plus émetteurs de gaz à effet de serre : taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (qui s'applique notamment aux carburants fossiles essence et diesel) et taxe intérieure de consommation sur le charbon.⁴

⁴ Le CAS TE peut également être alimenté par les recettes engendrées par la mise aux enchères des garanties d'origine. Les garanties d'origine sont un document électronique certifiant que l'électricité produite l'a bien été à partir d'une source d'énergie renouvelable. Les producteurs concernés peuvent valoriser, de manière distincte aux échanges d'énergie, ces garanties auprès des fournisseurs pour alimenter des offres de fourniture certifiées « vertes ». Lorsqu'un producteur bénéficie d'un dispositif de soutien national, les garanties d'origine reviennent à l'Etat qui peut les vendre par mise aux enchères. La valorisation de ces garanties d'origine diminue ainsi le besoin de financement du soutien aux EnR.

Le financement des charges de service public de l'énergie liées à la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées, à certains dispositifs sociaux, et au soutien public à la cogénération au gaz naturel, est assuré directement depuis le budget général de l'Etat (programme 345 « Service public de l'énergie »).

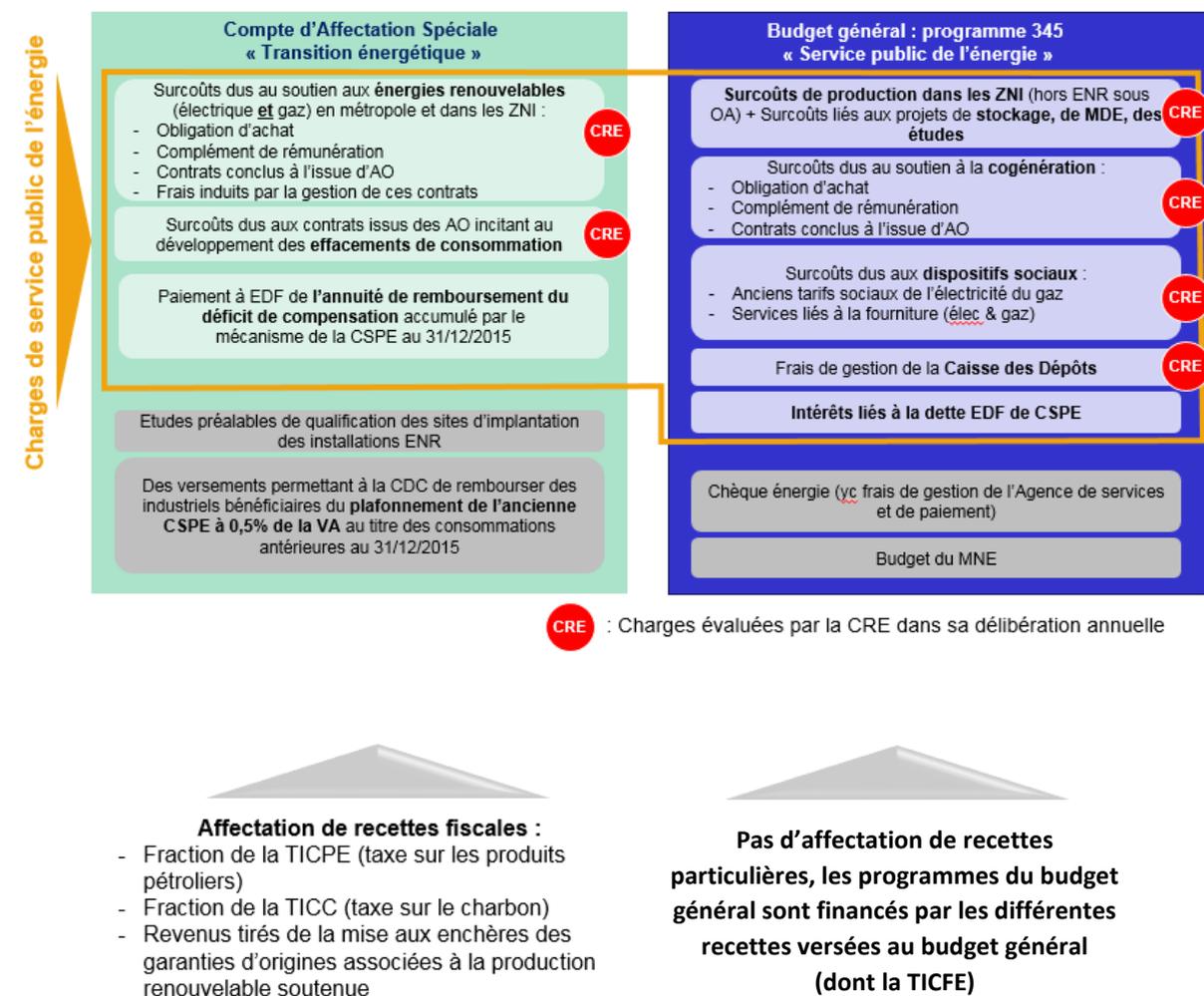


Fig. 1 : Dépenses comptabilisées par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » et le programme « service public de l'énergie » du budget général de l'Etat ; les charges de service public de l'énergie sont encadrées en jaune (source : DGEC)

Il résulte de cette réforme que l'évolution du coût du soutien au développement des énergies renouvelables électriques n'a plus d'impact sur la facture du consommateur d'électricité, mais sur le budget de l'Etat. Il convient de noter qu'une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros se traduit par une augmentation de la facture d'électricité des consommateurs et par une diminution du coût des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, supporté par le contribuable (et vice-versa dans le cas d'une diminution des prix de l'électricité sur les marchés). A l'échelle de la collectivité, les dispositifs de soutien aux EnR stabilisent la rémunération apportée aux moyens de production EnR.

Remarque sémantique :

Depuis cette réforme, l'acronyme CSPE est équivoque. Selon le contexte, il peut renvoyer soit à la notion de contribution au service public de l'énergie (ancien modèle de contribution destinée à un emploi direct ou depuis 2016 la nouvelle taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité qui a repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité »), soit aux charges de service public elles-mêmes.

Afin de clarifier ce point, le comité recommande de parler respectivement de « **l'ancienne CSPE** », pour le régime existant jusque 2015, et de « **TICFE** » pour la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ayant désormais repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité ». L'usage de l'acronyme « CSPE » est à proscrire pour les charges de service public de l'énergie, pour lesquelles il est possible de parler des « **charges SPE** ». L'acronyme « **CGCSPE** », ou une désignation in extenso, sera utilisé pour désigner le comité de gestion des charges de service public de l'énergie.

A titre subsidiaire, la désignation « comité de gestion des charges SPE » est possible également. Il convient cependant de noter que formellement le comité de gestion est saisi des charges de service public de l'électricité et que c'est par extension qu'il peut s'intéresser aux charges de service public de l'énergie, c'est-à-dire de l'électricité et du gaz.

Remarque méthodologique :

Les charges de service public de l'énergie évaluées par le comité au titre des années futures correspondent à des montants prévisionnels des charges imputables aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs (acheteurs obligés, fournisseurs historiques dans les ZNI, etc.) au titre des différentes années considérées.

Le code de l'énergie (articles R.131-30 à R.131-32) prévoit que la CRE évalue annuellement le montant des charges à compenser pour l'année suivante. Pour ce faire, elle se base sur les déclarations des opérateurs qui lui transmettent leurs charges prévisionnelles au titre de l'année concernée. Cette prévision est ensuite corrigée, d'une part, des écarts observés entre les précédentes déclarations des opérateurs et leurs charges constatées au titre de l'année passée, et d'autre part, de la mise à jour de leur prévision de charges au titre de l'année en cours, ainsi que l'échéancier de remboursement du déficit de compensation d'EDF (cf. encadré p. 19).

$$\text{CP}_{19} = \text{CP}'_{19} + (\text{CP}''_{18} - \text{CP}'_{18}) + (\text{CP}_{18} - \text{CR}'_{18}) + (\text{CC}_{17} - \text{CP}''_{17}) + (\text{CP}_{17} - \text{CR}_{17})$$

+ reliquats
+ FF₁₇
+ FGDC₁₉

Charges 2019 =
charges prévisionnelles au titre de 2019 (CP'₁₉)

Mise à jour 2018 { + écart entre reprévision de charges au titre de 2018 et charges prévisionnelles au titre de la même année (CP''₁₈ - CP'₁₈)
+ écart entre les charges prévisionnelles notifiées pour année 2018 et la prévision de recouvrement (CP₁₈ - CR'₁₈)

Régularisation 2017 { + écart entre charges constatées au titre de 2017 et reprévision au titre de la même année (CC₁₇ - CP''₁₇)
+ écart entre les charges prévisionnelles notifiées pour année 2017 et les contributions recouvrées (CP₁₇ - CR₁₇), tenant compte de l'échéancier

+ reliquats des années passées
± intérêts des opérateurs supportant des charges calculés sur la base du déficit ou de l'excédent de compensation des années précédentes (FF₁₇)
+ frais de gestion de la caisse des dépôts (CDC) prévisionnels 2019, net de l'écart sur 2017

Charges de service public

Fig. 2 : Formule de calcul des charges à financer en 2019 (source CRE)

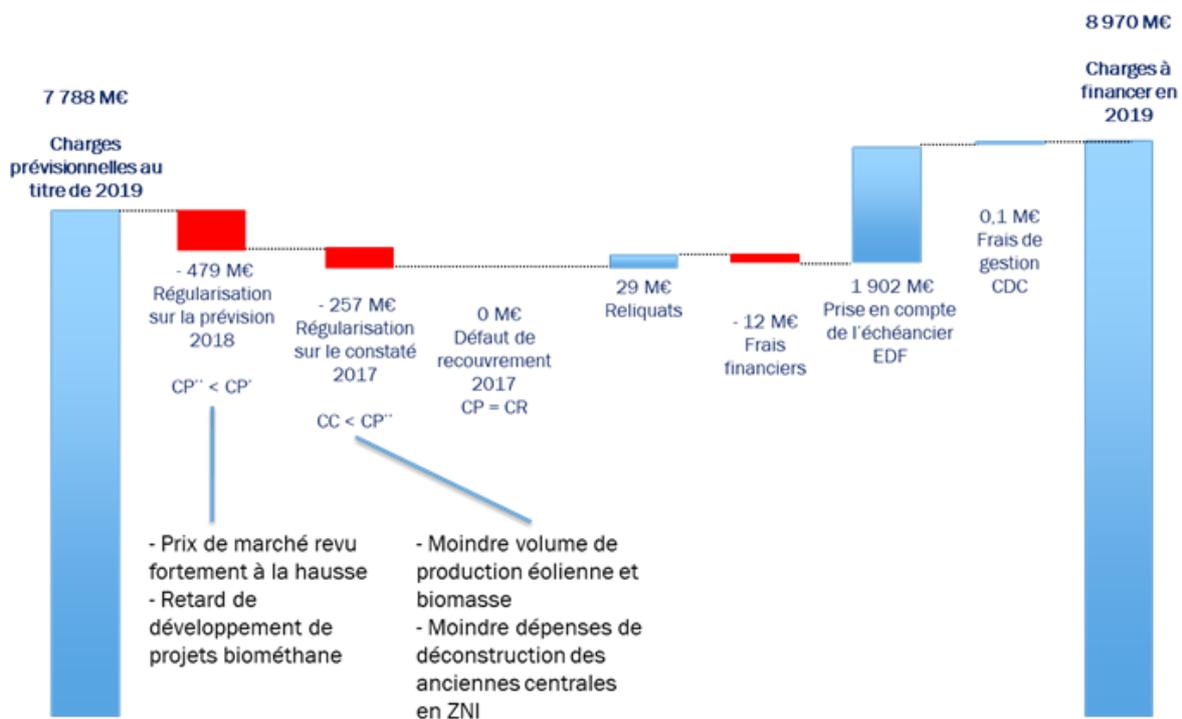


Fig. 3 : Illustration du calcul des charges à financer en 2019 à partir des charges au titre de 2019 (source CRE)

Il convient donc de distinguer les **charges induites au titre d'une année N** des **charges à compenser pour cette même année**, ces dernières intégrant les différents termes de régularisation explicités ci-dessus.

Par ailleurs, le code de l'énergie prévoit que les compensations de charges pour une année considérée N soient versées entre février N et janvier N+1 pour les compensations de charges liées au programme « Service public de l'énergie » et entre mars N et février N+1 pour les compensations de charges liées au compte d'affection spéciale « Transition énergétique ». Cela crée un décalage entre les charges à compenser pour une année considérée et le montant de dépenses pour les comptes de l'Etat (arrêtés du 1^{er} janvier au 31 décembre).

II. Organisation des travaux du comité

A. Missions et composition

Les missions du Comité de Gestion des Charges de Service Public de l'Electricité (CGCSPE) sont encadrées par le code de l'énergie (article L.121-28-1) qui précise :

« Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité a pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité.

A ce titre :

a) Il assure un suivi semestriel des engagements pluriannuels pris au titre des charges de service public de l'électricité, notamment dans le cadre des contrats mentionnés aux articles L. 314-1 et L. 314-18 et des appels d'offres et procédures de mise en concurrence prévus aux articles L. 271-4 et L. 311-10 ;

b) Il estime, tous les ans, au regard du cadre réglementaire et du comportement des acteurs, l'évolution prévisible de ces engagements sur une période de cinq ans ;

c) Il assure le suivi des charges de service public de l'électricité et établit, au moins une fois par an, des scénarios d'évolution des charges de service public à moyen terme ;

d) Il donne un avis préalable sur le volet de l'étude d'impact mentionnée au dernier alinéa de l'article L. 141-3, consacré aux charges de service public de l'électricité ; »

Au titre de sa première mission, le comité apporte donc un éclairage sur les engagements financiers pluriannuels pris par l'Etat lors de la désignation des lauréats des appels d'offres ou la signature des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération dans le cadre des arrêtés tarifaires ouvrant le droit au bénéfice d'une rémunération garantie par l'Etat.

Corollairement, le comité est chargé de prévoir, au titre de sa deuxième mission, l'évolution de ces engagements dans le futur sur le fondement du calendrier prévisionnel des appels d'offres ainsi que des prévisions d'évolution des capacités de production renouvelables soutenues dans le cadre des arrêtés tarifaires – en lien avec les objectifs inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et sur laquelle le comité donne également un avis au titre de sa quatrième mission.

Enfin, au titre de sa troisième mission, le comité évalue pluriannuellement les décaissements annuels induits à la fois par les engagements financiers pris par le passé et par les engagements prévisionnels.

Ainsi, ces trois missions permettent d'informer la représentation nationale ainsi que les citoyens des engagements de long terme de l'Etat pour le soutien des énergies renouvelables et des sommes décaissées annuellement dans le cadre de cette mission.

Le comité est placé auprès du ministre chargé de l'énergie. Le code de l'énergie (article D.121-34) prévoit qu'il comprend :

1° Un député et un sénateur ;

2° Un représentant de la Cour des comptes, désigné par le premier président de la Cour des comptes ;

3° Un représentant de la Commission de régulation de l'énergie désigné par le président du collège de la Commission de régulation de l'énergie ;

4° Un représentant du ministre chargé de l'énergie ;

5° Un représentant du ministre chargé de l'économie ;

6° Un représentant du ministre chargé du budget ;

7° Un représentant du ministre chargé des outre-mer ;

8° Trois personnalités nommées par le ministre chargé de l'énergie en raison de leurs qualifications, notamment économiques, sociales, environnementales et techniques dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non interconnectées ou de la protection des consommateurs.

Mme LAMY, Mme THIEBAULT et M. FAUVRE, en tant que personnalités qualifiées, le directeur du développement des marchés et de la transition énergétique de la CRE, le directeur général de l'énergie et du climat ou son représentant, la directrice générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes ou son représentant, la directrice du budget ou son représentant et le directeur général des outre-mer ou son représentant ont été nommés membres du comité de gestion des charges de service public de l'électricité par arrêté du 13 avril 2017. M. TROESCH, conseiller maître honoraire de la Cour des Comptes désigné par le premier président de la Cour des comptes, a été associé aux travaux menés par le comité en 2019 et M. LIOGER, député désigné par le Président de l'Assemblée Nationale, va l'être prochainement.

Le comité est présidé par Mme LAMY. Mme THIEBAULT est vice-présidente.

Le secrétariat général du comité est assuré par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de la transition écologique et solidaire (MTES). Pour la mise en œuvre de ses missions, le comité peut s'appuyer sur des simulations établies par la CRE.

B. Travaux du comité

Le comité s'est réuni pour la première fois en octobre 2017, puis 5 fois au cours de l'année 2018.

Le comité a sollicité l'expertise de ses membres et d'intervenants extérieurs pour assurer sa montée en compétence collective et appréhender les enjeux essentiels des charges de service public de l'énergie et de leur analyse prospective, afin de mener à bien ses missions : préparer son premier rapport annuel (présent document) et son avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité de la nouvelle PPE pour la métropole continentale.

Ainsi, les services de la CRE et la DGEC ont présenté le cadre de soutien aux EnR, les charges de soutien observées par le passé et évaluées par la CRE, la mécanique des contrats de gré à gré en ZNI, ainsi que des éléments sur les coûts des différentes filières de production d'énergie renouvelable.

Les services de la CRE ont également présenté l'analyse prospective des charges à 5 ans qu'elle avait réalisée dans le cadre de sa délibération du 13 juillet 2017. En 2018, la CRE a développé un nouvel outil interne de projection et de simulation des charges de soutien aux EnR, en collaboration avec la DGEC dans la préparation de la nouvelle PPE pour la métropole continentale, pour pouvoir appuyer le comité et réaliser différentes simulations.

Le comité a également auditionné des intervenants extérieurs pour bénéficier de leurs expertises et points de vue sur le développement des filières renouvelables, ainsi que sur les questions liées aux charges de service public de l'énergie :

- Au premier semestre 2018, le comité a échangé avec des experts de RTE, gestionnaire du réseau public de transport de l'électricité, sur le bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France et sur les fondamentaux de la formation du prix sur le marché de l'électricité suivant la présence économique des différents moyens de production selon leurs coûts marginaux, et sur les limites de cette approche.
- Au second semestre, il a échangé avec :
 - des experts de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) autour de l'étude de septembre 2017 sur la filière éolienne française,
 - des intervenants d'Agora Energiewende pour une présentation de l'étude réalisée par le think-tank en lien avec l'IDDRI sur la transition énergétique du secteur électrique en France et en Allemagne,
 - des représentants du Syndicat des Energies Renouvelables (SER) concernant la contribution du syndicat au débat public de la nouvelle PPE, ainsi que la comparaison des dispositifs en guichets ouverts et en appel d'offres.
- Début 2019, le comité a également échangé avec le CLER – Réseau pour la transition énergétique – et avec les magistrats et collaborateurs de la Cour des Comptes ayant réalisé un cycle de contrôle sur la politique de soutien aux énergies renouvelables.

Il apparaît aux membres que le travail du comité doit permettre d'éclairer auprès du public et des parlementaires les enjeux liés à la connaissance des charges de service public de l'énergie dans le cadre de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables.

L'analyse de l'évolution des charges de service public de l'énergie sur le moyen ou long terme est en effet complexe à plusieurs titres :

- le système électrique est en pleine transformation du fait de la transition énergétique ;
- il est difficile d'anticiper les évolutions des marchés de l'électricité, très sensibles à l'adéquation de l'offre et de la demande électrique en Europe et à des paramètres macro-économiques ;
- l'analyse doit être menée à horizon 20 ans, correspondant à la durée de la plupart des dispositifs de soutien ;
- les coûts de production des filières renouvelables évoluent et, pour les plus compétitives, se rapprochent des prix observés sur les marchés.

Le premier rapport du comité de gestion a vocation à rendre compte des enjeux liés aux mécanismes de soutien aux EnR et à la cogénération au gaz naturel, ainsi qu'à l'évaluation des charges liés à ces dispositifs pour les engagements existants. Ce travail nécessite de définir les fondamentaux méthodologiques et d'identifier les principales incertitudes sur l'évolution des charges. Cette analyse servira de fondement au comité pour formuler son avis sur l'étude d'impact de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie.

A ce stade, il n'a pas été possible au comité de mener une évaluation des perspectives d'évolution des charges liées à des engagements de long-terme dans les ZNI⁵, où est mise en œuvre la péréquation tarifaire. La question des charges en ZNI sera approfondie par le comité en 2019, dans le cadre de l'élaboration de ses avis sur le volet concernant les charges de service public de l'énergie dans les études d'impacts des nouvelles PPE élaborées par les différentes ZNI.

⁵ Pour rappel, les ZNI sont la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey.

Les charges en ZNI et les autres charges de service public de l'électricité et du gaz

Dans les ZNI, les surcoûts de production et d'achats supportés par l'opérateur du service public de l'électricité, désigné par la loi suivant les territoires⁶, par rapport au coût de production pris en compte dans le tarif réglementé de vente, sont couverts au titre de la péréquation tarifaire par les compensations de charges de service public de l'énergie. Les contrats au titre des politiques de soutien aux EnR dans ces territoires et de la péréquation tarifaire (contrats de gré-à-gré, tarifs d'achat, appels d'offres) ont une durée de vie généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Dans sa délibération du 12 juillet 2018, la CRE a évalué le montant des charges de service public de l'énergie dans les ZNI liées au soutien aux EnR et à la péréquation tarifaire à **1 960 M€** en 2019 et avait fourni dans sa délibération précédente une estimation des charges à 5 ans.

Outre les soutiens de long-terme aux EnR (production renouvelable électrique et injection de biométhane), à la cogénération au gaz naturel et au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI, les charges de service public de l'énergie intègrent aussi, des charges non liées à des engagements de long-terme contractualisés par l'Etat ou les opérateurs :

- appels d'offres annuels visant à développer les capacités d'effacement de consommation électrique ; dont le montant de charges prévisionnelles s'élève à **45 M€** (évaluation de la CRE au titre de l'année 2019 – cf. délibération du 12 juillet 2018) ;
- dispositifs de protection des consommateurs en précarité énergétique (services associés au chèque énergie⁷, contributions des fournisseurs aux fonds de solidarité pour le logement, et, auparavant, les anciens tarifs sociaux de l'électricité et du gaz) ; dont le montant de charges prévisionnelles s'élève à **36,8 M€** (évaluation de la CRE au titre de l'année 2019 – cf. délibération du 12 juillet 2018) ;

Enfin, la mise en œuvre des compensations de charges de service public de l'énergie inclut :

- des frais financiers, résultant des intérêts liés aux écarts, positifs ou négatifs, dans la compensation annuelle des charges prévisionnelles par rapport à la réalité des charges constatées,
- des frais de gestion,
- la prise en compte d'un échéancier de remboursement du déficit de compensation à EDF accumulé dans le cadre de l'ancienne CSPE (cf. encadré « Le déficit de compensation auprès d'EDF et son remboursement » en partie III.b, historique des charges).

⁶ Electricité de Mayotte, Eau et Electricité de Wallis et Futuna, et EDF SEI dans les autres territoires.

⁷ Le dispositif « chèque énergie » a été généralisé en 2018 pour remplacer les anciens tarifs sociaux de l'électricité et du gaz. Ce dispositif ne relève pas des charges de service public de l'énergie telles que définies par le code de l'énergie (l'aide est versée via l'Agence de Services et de Paiements), mais les services associés au dispositif offerts par les opérateurs des secteurs de l'électricité et du gaz aux bénéficiaires du dispositif font l'objet de compensations financières relevant du cadre des charges de service public de l'énergie.

III. Présentation des différents mécanismes de soutien et des charges engendrées

A. Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR

Les dispositifs de soutien aux EnR dans les secteurs électrique et gazier, ainsi qu'à la cogénération au gaz naturel, garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite, en complément de la valeur de marché de cette énergie. Ils sont adaptés au niveau de coût et de risque de chaque filière et couvrent intégralement ou quasi-intégralement les producteurs contre l'évolution des prix de marché.

Le surcoût qui en résulte est supporté par les acteurs en charge de l'achat de l'énergie ainsi produite ou du versement du complément de rémunération. Il est compensé par l'État au titre des charges de service public de l'énergie.

Afin de gagner en efficacité et de se conformer au cadre européen, notamment aux lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, les mécanismes de soutien ont évolué au fil des années. Les mécanismes de soutien se distinguent selon deux critères : leurs modalités d'attribution d'une part et la forme du soutien attribué.

Modalités d'attribution du soutien

Pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel, il existe ainsi deux modalités d'attribution :

- des attributions en « guichet ouvert », ouvrant un droit à bénéficier d'un soutien pour toute installation éligible. Le code de l'énergie précise les catégories d'installations éligibles à l'obligation d'achat en guichet ouvert (articles D.314-15 et D.314-16) et celles éligibles au complément de rémunération en guichet ouvert (articles D.314-23 à D.314-25) ;
- des procédures de mise en concurrence, sous la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels, où le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures. Ce dispositif est utilisé pour le développement des principales filières EnR.

Le biométhane injecté est aujourd'hui intégralement soutenu dans le cadre d'un guichet ouvert, la possibilité de recourir à des appels d'offres ayant toutefois été introduite dans la loi en 2016.

Forme du soutien attribué

Les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération, dont le niveau vise à couvrir les coûts de l'installation tout en assurant une rentabilité normale du projet.

L'obligation d'achat

Dans le cadre de l'obligation d'achat, tout kilowattheure (kWh) injecté sur le réseau public est acheté à un tarif d'achat, fixé à l'avance (soit par un arrêté tarifaire, soit par le candidat dans le cadre d'une procédure concurrentielle) par un acheteur obligé (EDF, entreprise locale de distribution, organisme agréé ou l'acheteur de dernier recours) qui se charge de sa mise sur le marché et assume les responsabilités qui y sont associées (responsabilité d'équilibre notamment). Ce dispositif, prévu par le code de l'énergie (articles L. 314-1 à L. 314-13), vise essentiellement les installations de petites tailles.

Les charges de service public de l'énergie couvrent les surcoûts supportés par les acheteurs obligés correspondant à la différence entre le coût d'achat de cette électricité et la valeur de sa vente sur les marchés (appelée usuellement « coût évité »), suivant la valeur de marché de l'énergie acquise et de la capacité⁸.

Le « coût évité » s'appelle ainsi, car historiquement, disposer de cette énergie permettait aux acheteurs obligés de ne pas l'acheter sur le marché pour fournir leurs clients. Aujourd'hui, il s'agit dans la plupart des cas d'une source de recettes pour les acheteurs obligés qui sont incités à valoriser l'énergie (en MWh) et la contribution à la sécurité d'approvisionnement (capacité, en MW) sur les marchés selon des modalités définies par la CRE.

La méthodologie de calcul du coût évité est détaillée en annexe au présent rapport.

Les charges de service public couvrent également, depuis début 2017, les frais de gestion occasionnés pour les acheteurs obligés. Ils recourent, notamment, la gestion contractuelle et financière, les frais d'accès au marché pour la vente de l'énergie et de la capacité, ainsi que les coûts des écarts associés⁹.

Le complément de rémunération

Le mécanisme du complément de rémunération¹⁰ diffère de l'obligation d'achat, car il place les producteurs directement face au marché de gros de l'électricité et aux signaux de prix de court terme.

Il prévoit en effet que les producteurs d'électricité renouvelable commercialisent leur production directement sur les marchés et qu'un complément de rémunération vienne compenser l'écart entre les revenus tirés de cette vente et un tarif de référence. Ce dernier est fixé selon le type d'installations dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence. Ce dispositif vise à intégrer les producteurs au fonctionnement des marchés, tout en leur garantissant une rémunération raisonnable.

⁸ Le mécanisme de capacité est un dispositif prévu par la loi « NOME » du 7 décembre 2010 visant à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France. Il a ainsi été créé un marché des « garanties de capacité », qui vient compléter le marché de l'énergie électrique. Sur ce marché, les installations de production sont rémunérées pour l'énergie électrique qu'elles produisent (injection de X MWh d'énergie électrique sur une période donnée). Sur le marché de la capacité, c'est l'assurance qu'elles apportent au système qui est valorisée (certification de la capacité à injecter X MW de puissance électrique).

⁹ Les acteurs des marchés de l'électricité (énergie et capacité) sont tenus d'équilibrer leurs périmètres en assurant l'égalité entre volumes apportés et volumes soutirés. En cas d'écart sur les volumes apportés par rapport à ce qui était anticipé (par exemple une production renouvelable différente de celle anticipée du fait de variations climatiques), le responsable du périmètre d'équilibre doit compenser les écarts en réglant les volumes correspondants, ce qui a un coût.

¹⁰ Prévu par le code de l'énergie (articles L.314-18 à L314-27).

Le complément de rémunération consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle est déduite une valorisation forfaitaire de l'énergie et des garanties de capacité, et à laquelle est ajoutée une prime de gestion également proportionnelle à l'énergie produite :

$$CR = \text{Energie} * (T_e - M_0) - (\text{Valorisation capacité}) + \text{Energie} * P_{\text{gestion}}$$

\uparrow
Revenu marché de référence
énergie
 \uparrow
Revenu marché de référence
capacité
 \uparrow
Prime de gestion

Ce complément de rémunération peut être qualifié de prime variable, ou *ex post*, dans la mesure où le montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence de l'électricité M_0 , en prenant également en compte la valorisation de la capacité.

Les modalités de calcul de ces différentes composantes du complément de rémunération sont définies dans le cadre des différents arrêtés tarifaires ou procédures de mise en concurrence. La composante de gestion et la déduction de la valorisation des garanties de capacité ne sont, en général, pas explicites pour les contrats conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence. Ces éléments sont intégrés dans l'offre de prix du producteur.

Le complément de rémunération est versé par EDF et compensé par l'Etat au titre des charges de service public de l'énergie.

Les deux schémas de synthèse suivants permettent d'illustrer :

- la manière dont ces deux modalités de soutien engendrent des charges ;
- les flux physiques et financiers qui résultent de la mise en œuvre de ces modalités entre l'Etat, l'opérateur qui exerce une mission de service public et le producteur.

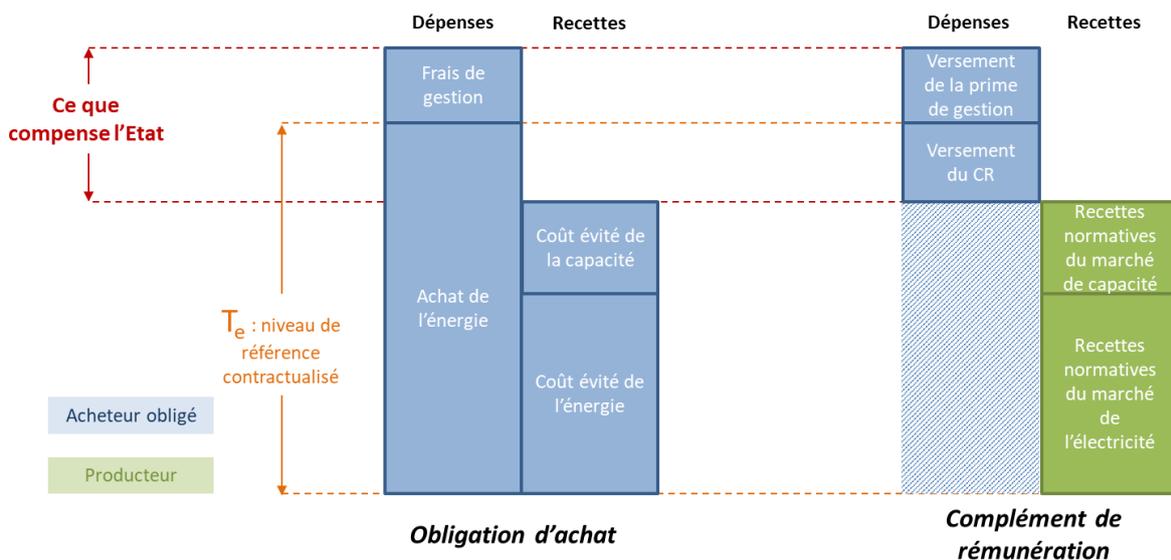
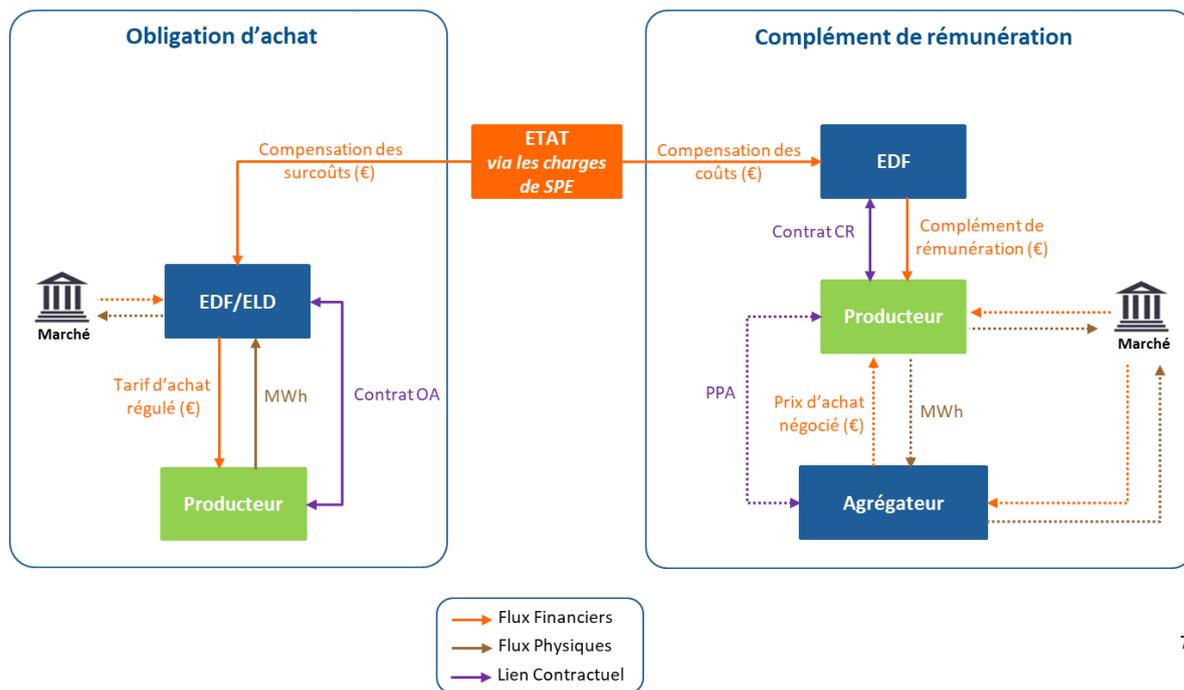


Fig. 4 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)



7

Fig. 5 : Comparaison du mécanisme d'obligation d'achat avec le mécanisme de complément de rémunération (source CRE)

Modalité d'attribution	Guichet ouvert		Appel d'offres	
	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Tarif d'achat	Complément de rémunération
Eolien en mer				Tous projets
Eolien terrestre		6 éoliennes max. de 3 MW max.		+ 6 éoliennes ou éolienne de + 3MW
PV au Sol				500 kW à 30 MW
PV Bâtiment	< 100 kW		100 à 500 kW	500 kW à 8MW
Autoconsommation	< 100 kW (Tarif d'achat et prime à l'investissement)			100 à 1000 kW
Biogaz STEP	< 500 kW	> 500 kW		
Biogaz déchets (ISDND)	< 500 kW	> 500 kW		
Petite hydro	< 500 kW	500 - 1000 kW		
Biomasse				300kW et 25MW
UIOM		Tous		
Géothermie		Tous		

Fig. 6 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutiens aux EnR électriques (source MTES/DGEC)

B. Historique des charges

Pour les énergies renouvelables en métropole continentale, 65 % des charges sont aujourd'hui induits par l'obligation d'achat et le complément de rémunération. Les charges liées aux ZNI représentent, quant à elles, environ 25 % du total. Le reste correspond aux charges induites par le soutien à la cogénération au gaz naturel (9 %), ainsi qu'aux dispositifs sociaux et au soutien à l'effacement de consommation (1 %).

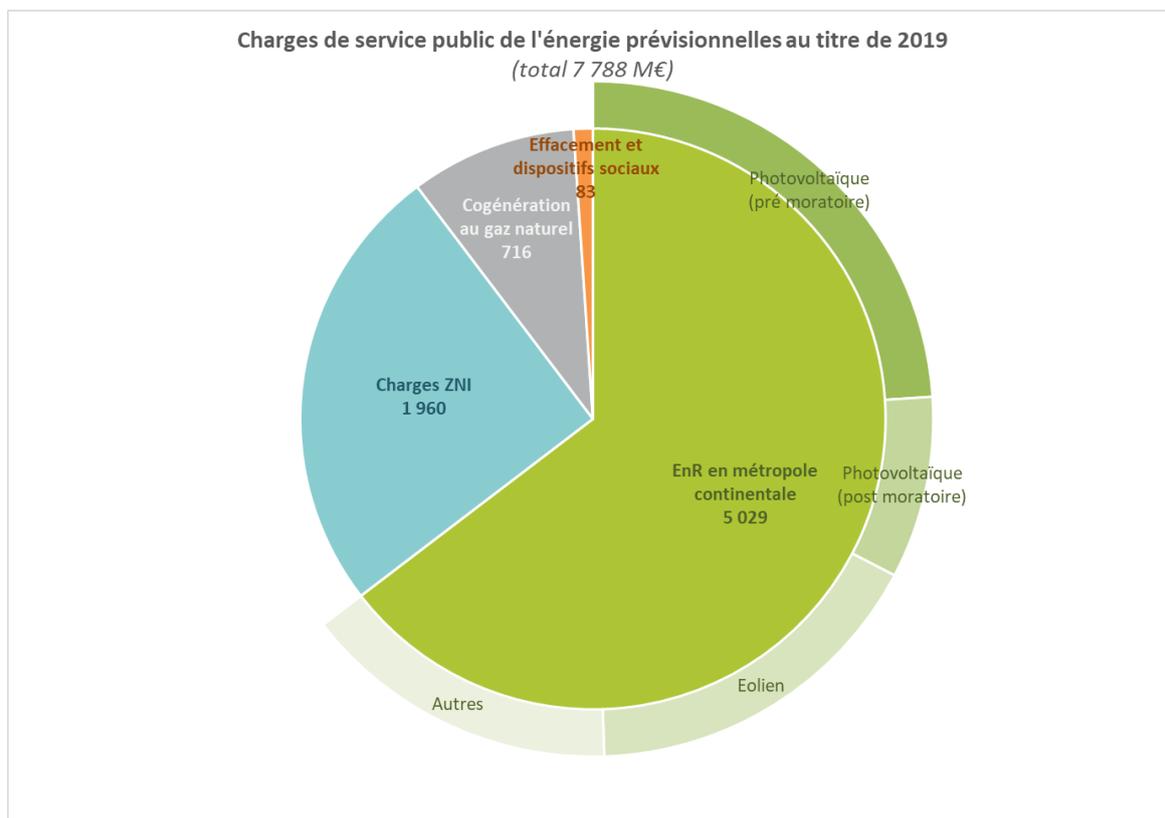


Fig. 7 : Répartition des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2019 (Source : CRE)

Le soutien aux filières photovoltaïque et éolienne représente aujourd'hui l'essentiel des charges liées aux EnR en métropole continentale (77 %) et près de la moitié des charges totales de service public de l'énergie. Le développement rapide de ces deux filières permis par les différents mécanismes de soutien (arrêtés tarifaires et appels d'offres) a largement contribué à l'augmentation des charges constatée sur la dernière décennie. Entre 2009 et 2019, les charges liées au soutien aux EnR en métropole continentale sont ainsi passées de 613 M€ à 5 029 M€. Concernant la filière photovoltaïque, il convient de distinguer les soutiens engagés avant le moratoire de 2010 qui ont mené à la création d'une bulle spéculative et pèsent encore aujourd'hui pour près de 25 % des charges de SPE en 2019 (cf. graphique ci-dessus), et les soutiens engagés après le moratoire, nettement moins onéreux (cf. graphique ci-après).

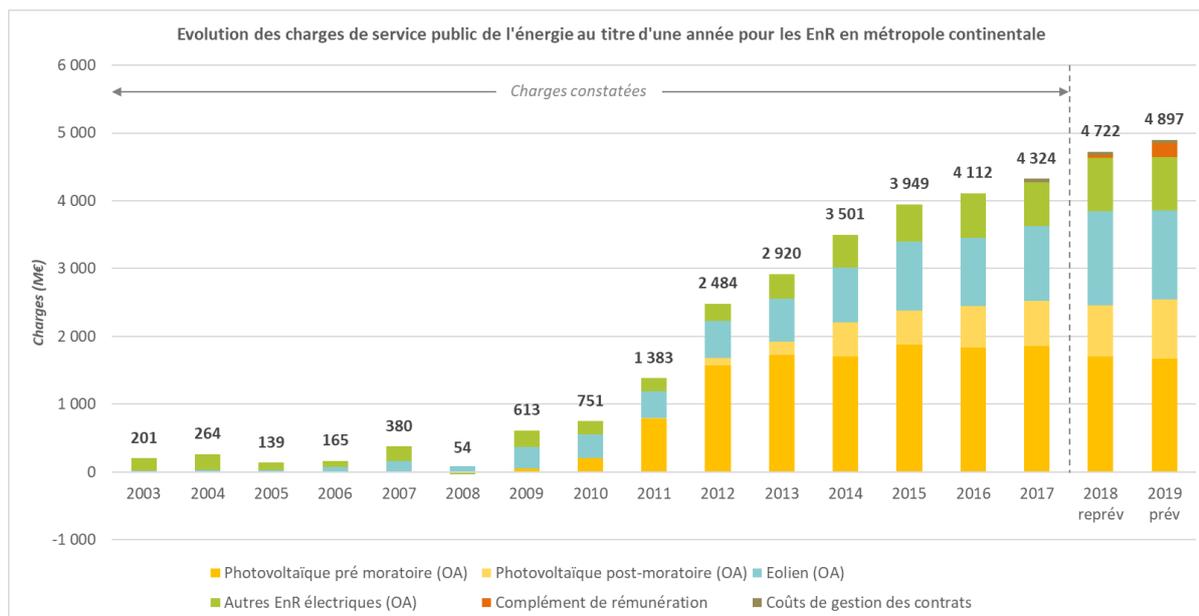


Fig. 8 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année pour les EnR en métropole continentale (Source : CRE)

Le déficit de compensation auprès d'EDF et son remboursement

Entre 2009 et 2015, les recettes de l'ancienne CSPE n'ont pas couvert la totalité des charges de service public de l'électricité. Il en a résulté un déficit de compensation, supporté uniquement par EDF, les autres entreprises qui supportent des missions de service public étant compensées pour l'intégralité des charges supportées.

Ce déficit s'est constitué principalement du fait du fort dynamisme de certaines charges (soutien aux EnR et péréquation tarifaire), accentué par une baisse des prix de marché plus forte que prévue, accroissant le coût du soutien aux EnR et à la cogénération au gaz naturel, conjuguée à un plafonnement de l'évolution du taux de l'ancienne CSPE à +3€/MWh d'une année à l'autre.

Dans le cadre de la réforme du financement des compensations de charges de service public de l'énergie mise en œuvre à partir de 2016 (cf. encadré p.5), le déficit à fin 2015 a fait l'objet d'un échéancier de remboursement. Cet échéancier a été défini par l'arrêté du 13 mai 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, ajusté par l'arrêté du 2 décembre 2016, afin de tenir compte du déficit de compensation 2015 constaté par la CRE dans sa délibération du 13 juillet 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement du déficit de compensation par l'Etat d'ici à 2020 :

En M€	DÉFICIT DE COMPENSATION restant dû au 31 décembre de l'année n hors intérêts 2015	REMBOURSEMENT EN PRINCIPAL du déficit précité par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »	PAIEMENT DES INTÉRÊTS FUTURS associés au déficit précité
2015	5778,9	0	
2016	5585,8	194	99,3
2017	4357,8	1228	99,5
2018	2735,8	1622	87,2
2019	896,8	1839	62,5
2020	0	896,8	40,6
Total	NA	5772	389,1

Fig. 9 : Tableau récapitulatif par année du déficit de compensation auprès d'EDF et son remboursement (Source : MTES/DGEC)

Le compte d'affectation spécial « Transition énergétique » finance, au titre du programme budgétaire « Engagements financiers liés à la transition énergétique », le remboursement du déficit de compensation (remboursement du principal). Le paiement des intérêts relève, lui, du budget général de l'Etat.

IV. Evaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018

A. Approche méthodologique

L'ensemble des évaluations budgétaires présentées dans cette partie sont issues des travaux de modélisation réalisés par les services de la Commission de régulation de l'énergie et du Ministère de la transition écologique et solidaire sur le fondement d'hypothèses discutées au sein du comité et présentées ci-dessous.

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite, en les couvrant (intégralement ou quasi-intégralement dans le cas du complément de rémunération) face aux risques de l'évolution des prix sur les marchés de l'électricité ou du gaz. Ils traduisent ainsi un engagement pluriannuel de l'Etat, au travers des opérateurs assujettis aux obligations de service public de l'énergie, dans la politique de soutien aux énergies renouvelables.

Le comité retient comme point de départ des « engagements pluriannuels » qu'il évalue suivant les dispositions du code l'énergie ((article L.121-28-1) :

- dans le cadre d'arrêtés tarifaires : la signature des contrats d'achats ou de complément de rémunération ;
- dans le cadre des procédures concurrentielles : la désignation des lauréats par le ministre chargé de l'énergie.

Les projets EnR engagent ainsi l'Etat dès lors qu'a été constituée une obligation potentielle de l'Etat envers un tiers pour provoquer une sortie de ressource financière, même si l'obligation ne sera confirmée que par des événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'Etat.

En effet, les projets s'exposent, dans leur mise en œuvre, à des délais de mise en service, et dans certains cas, à un aléa de non-réalisation.

Les délais de mise en service prévue sont notamment encadrés dans les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges des appels d'offres. Ainsi, pour le photovoltaïque, les délais de mise en service sont actuellement de 20 mois pour les projets sur bâtiment et de 24 mois pour les projets au sol. Pour l'éolien terrestre, les délais de mise en service sont de 36 mois. Pour tout retard de mise en service, le porteur de projet s'expose à des pénalités sur le tarif ou le complément de rémunération, sauf si ce retard est induit par (1) un retard dans les travaux de raccordement, non imputable au producteur ou (2) en cas d'événement imprévisible et extérieur au producteur.

Il a, de plus, été observé depuis 2011 dans le cadre des dispositifs de soutien par appel d'offres, un taux de non-réalisation de l'ordre de 30 % pour le PV sur bâtiment et de 20 % pour le PV au sol. Compte-tenu de la modification des cahiers des charges pour les appels d'offres visant à ne retenir à terme que les offres les plus matures détenant déjà les autorisations nécessaires, il est attendu une baisse de ces taux de chute à l'avenir.

Dans le cadre de l'évaluation de l'impact financier (encours) des engagements pluriannuels, le comité prend en compte ces deux phénomènes et s'appuie donc sur la vision la plus probable de mises en service effectives des installations EnR.

Il est à noter que dans le cadre de l'évaluation ultérieure que le Comité devra réaliser de l'impact budgétaire du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la métropole continentale, dans la mesure où elle fixe des objectifs de développement des EnR en termes de mise en service effective, cette problématique d'approche probabiliste ou normative aura moins d'impact. En pratique, si le taux de non-réalisation s'avère supérieur à ce qui était anticipé, il sera compensé lors des appels d'offres suivants, afin de pouvoir atteindre la cible prévue. Ce recalage pourra conduire à des déplacements temporels de charges, mais sécurisera la trajectoire d'atteinte des objectifs de déploiement des énergies renouvelables : un projet considéré comme engagé en année N, avec des charges à partir de l'année N+2, qui ne se réaliseront pas, pourra être remplacé dans l'évaluation de la chronique de charges par un nouveau projet engagé plus tard avec des charges débutant donc plus tard également.

La PPE est ainsi un instrument de pilotage de la politique énergétique permettant de sécuriser des objectifs de bon fonctionnement du système électrique et de déploiement des énergies renouvelables dans un univers incertain, sans pour autant que l'Etat ne contrôle la réalisation de chaque engagement, qui dépend, elle, des porteurs de projets. Les mécanismes de soutien assurant aux producteurs EnR une rémunération stable de l'énergie en tenant compte de la valeur de marché de l'énergie produite, le montant financier du soutien est sensible à l'évolution des prix de marché. De ce fait, lorsque les prix de marché s'accroissent, les charges à payer pour ces installations diminuent et vice versa.

Des hypothèses de prix de marché sont donc nécessaires pour évaluer l'impact financier des engagements. Par ailleurs, la production est variable selon les horaires, notamment pour les filières solaire et éolienne terrestre ou en mer. La moyenne pondérée du prix spot suivant la production de ces différentes filières est différente de la moyenne à l'échelle du marché. L'évaluation du comité prend en compte l'ambition annoncée par le Gouvernement de poursuivre la diversification du mix énergétique en développant les énergies renouvelables dans la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie. Néanmoins, il convient de noter que l'évolution des prix de marché est par nature difficile à anticiper. En pratique, ce prix s'avère très volatile et connaît des retournements de tendance. A titre d'exemple, pour la livraison en 2018, les prix de marché constatés ont varié entre 25 et 44 €/MWh.

B. Hypothèses centrales utilisées

La chronique prospective des mises en services correspondant aux engagements existants à fin 2018 est résumée dans le tableau suivant, par filière :

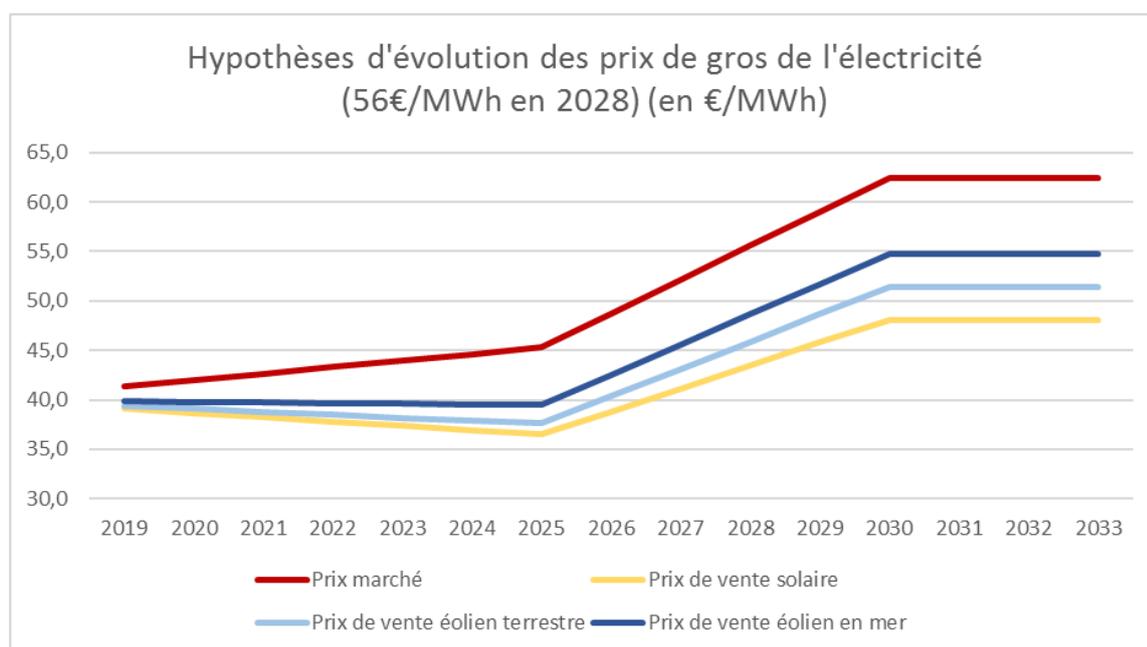
En MW	Parc soutenu en service avant 2018	Hypothèses mises en service						Sorties installations soutenues					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023+	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solaire avant moratoire	3 656	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solaire après 2010	3 800	1 388	1 530	1 814	715	214	0	0	0	0	0	0	0
Eolien terrestre	12 985	2 231	1 900	1 600	1 665	0	0	-94	-114	-248	-554	-757	-842
Eolien en mer	0	0	0	0	480	498	1 942	0	0	0	0	0	0
Hydraulique	1 898	65	33	27	31	34	0	-10	-2	0	-2	-25	-136
Cogénération au gaz naturel	2 434	308	1	7	0	0	0	-106	-70	-91	-110	-131	-206
Biomasse	446	180	39	97	23	0	0	0	0	0	0	-39	-39
Biogaz	404	84	14	32	28	0	0	-13	-2	-2	-6	-23	-31
Autres	678	12	6	6	68	54	0	-136	-77	-27	-15	-40	-47

Fig. 10 : Tableau sur la chronique prospective des mises en services correspondant aux engagements existants à fin 2018 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Les graphiques suivants précisent les deux hypothèses d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité utilisées par le comité et identiques aux trajectoires utilisées dans le projet de PPE : un scénario où le prix moyen de l'électricité est de 56€/MWh en 2028 et une variante où le prix moyen est de 42€/MWh en 2028.

Ces deux scénarios tiennent compte de prix de vente « captés » en moyenne différents pour les filières solaire, éoliennes terrestre et en mer¹¹. Le prix de marché est par ailleurs pris constant au-delà de 2030.

- Scénario 1 : « 56€/MWh en 2028 »

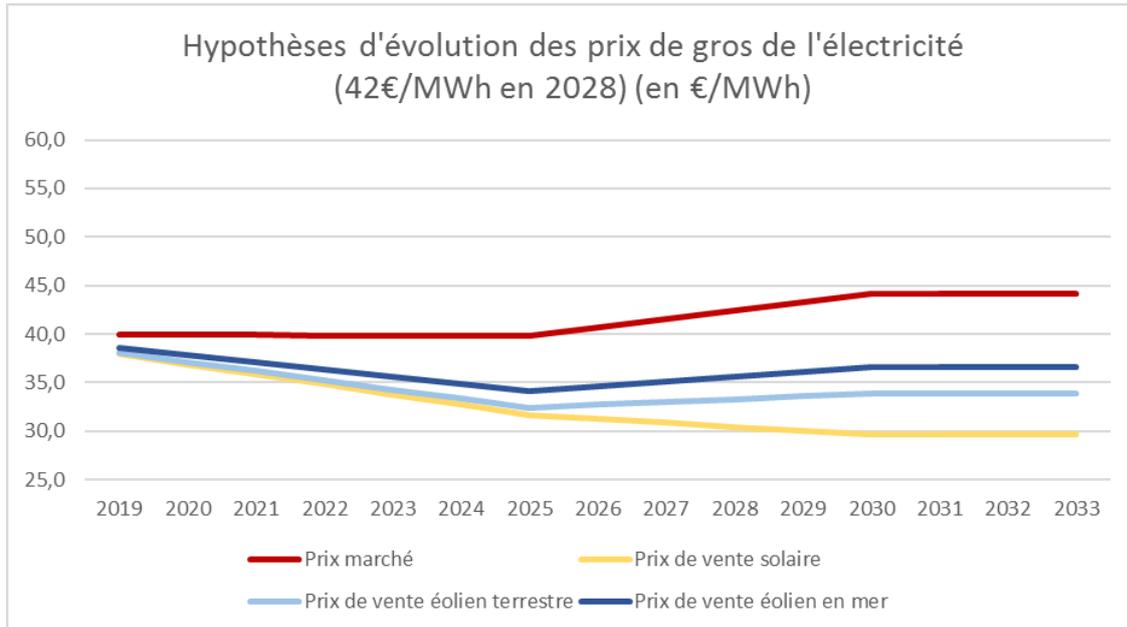


En euros courants / MWh	2019	2023	2028	2030+
Prix marché	41,3	44,0	55,6	62,4
Prix de vente solaire	39,1	37,4	43,5	48,1
Prix de vente éolien terrestre	39,4	38,2	45,9	51,4
Prix de vente éolien en mer	39,9	39,6	48,6	54,7

Fig. 11 : Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

¹¹ Les prix de vente « captés » par les différentes filières tiennent compte de la répartition des heures de production de chacune des technologies, qui n'est pas homogène sur l'année, et conduit donc à un prix moyen différent du prix annuel moyen : à titre d'exemple, le prix « capté » par les installations photovoltaïques est formé sur les heures d'ensoleillement.

- Scénario 2 : « 42€/MWh en 2028 »



En euros courants / MWh	2019	2023	2028	2030+
Prix marché	40,0	39,9	42,4	44,2
Prix de vente solaire	37,9	33,8	30,4	29,6
Prix de vente éolien terrestre	38,1	34,3	33,3	33,9
Prix de vente éolien en mer	38,5	35,6	35,6	36,6

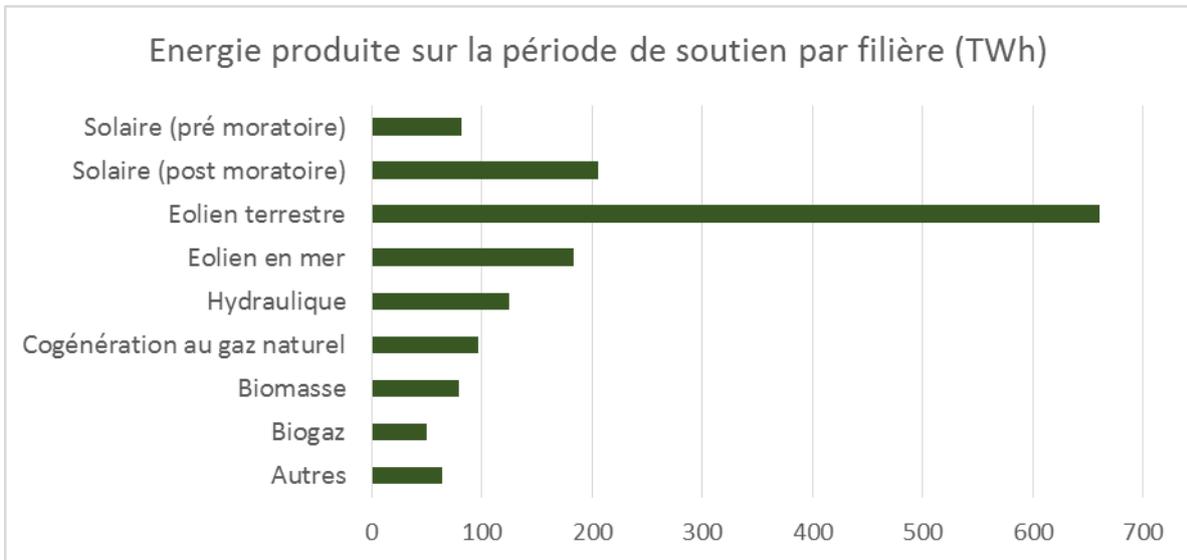
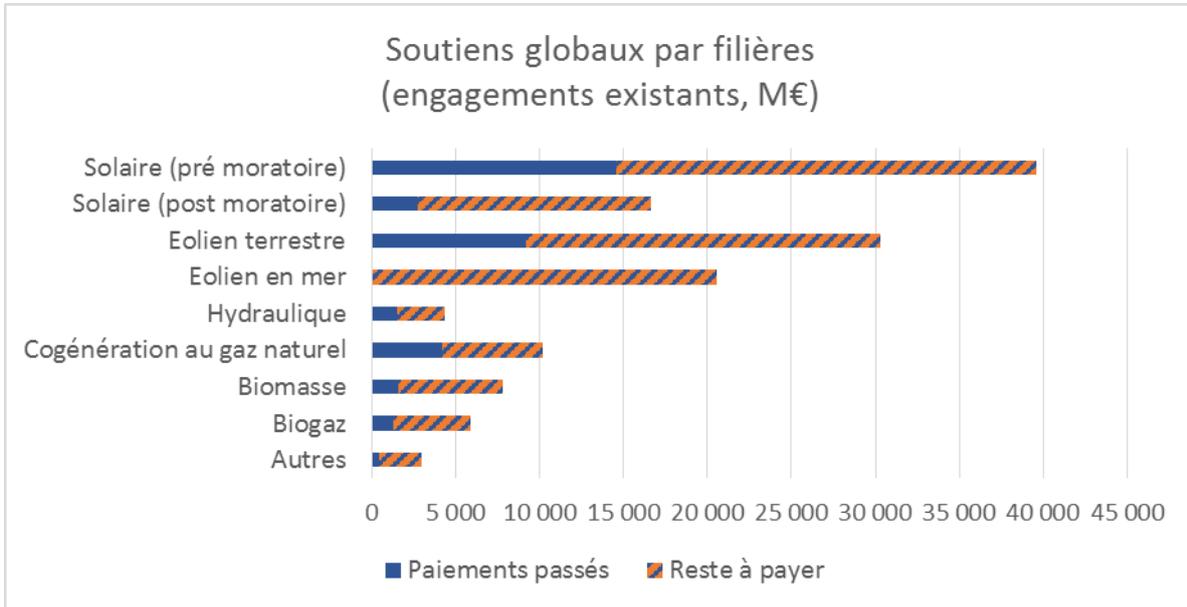
Fig. 12 : Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

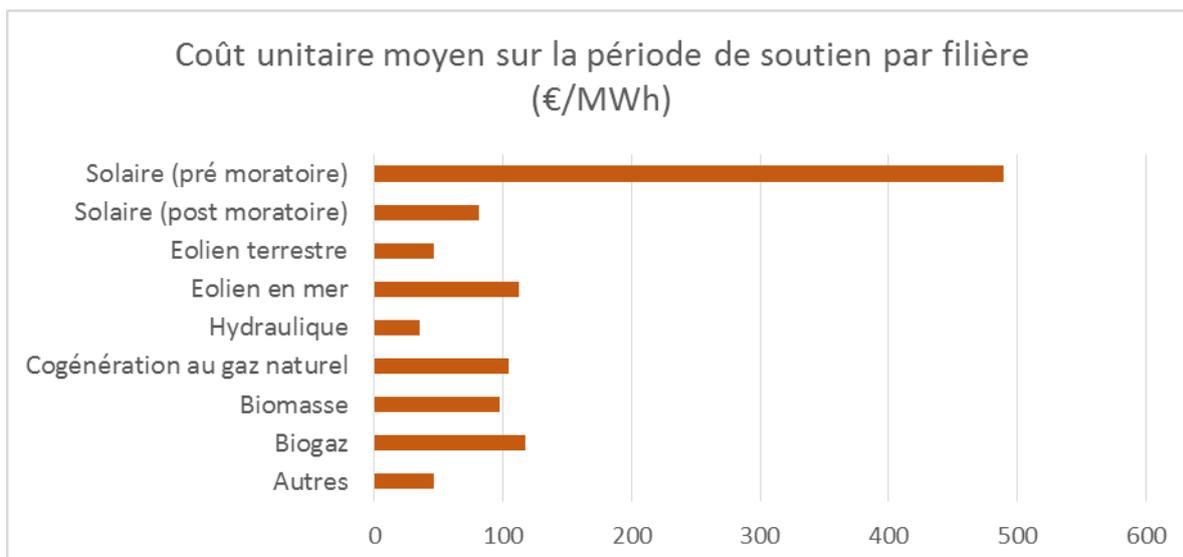
C. Evaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018

Suivant les hypothèses indiquées précédemment, les graphiques suivants indiquent, pour les engagements existants :

- l'évaluation des montants de soutien globaux par filière (paiements passés et total des charges prévisionnelles restants à payer des soutiens engagés jusqu'à la fin des engagements, détaillées par année dans la partie suivante),
- l'énergie produite,
- le coût unitaire du soutien en €/MWh sur la période de soutien.

- Scénario 1 : « 56€/MWh en 2028 »



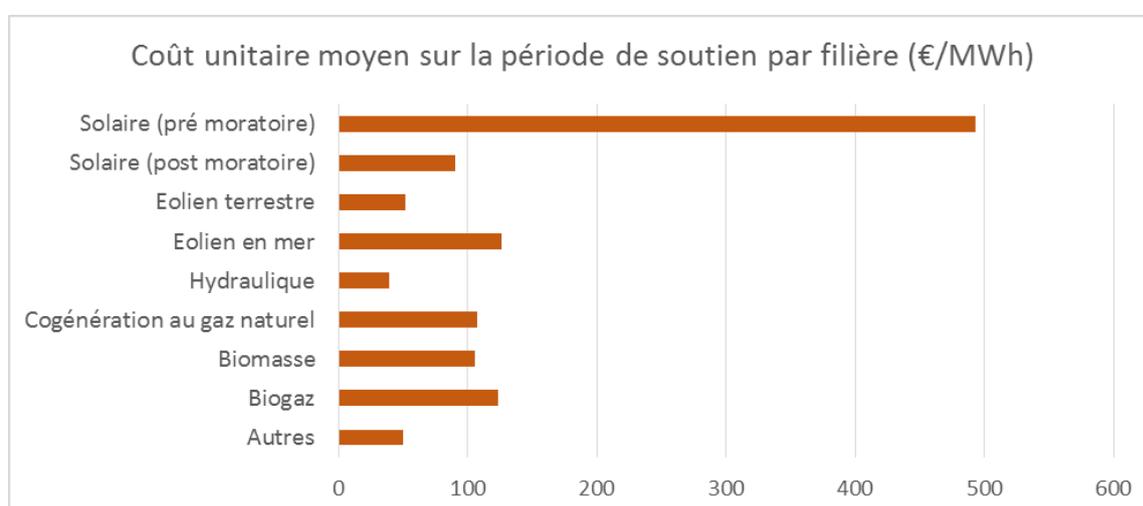
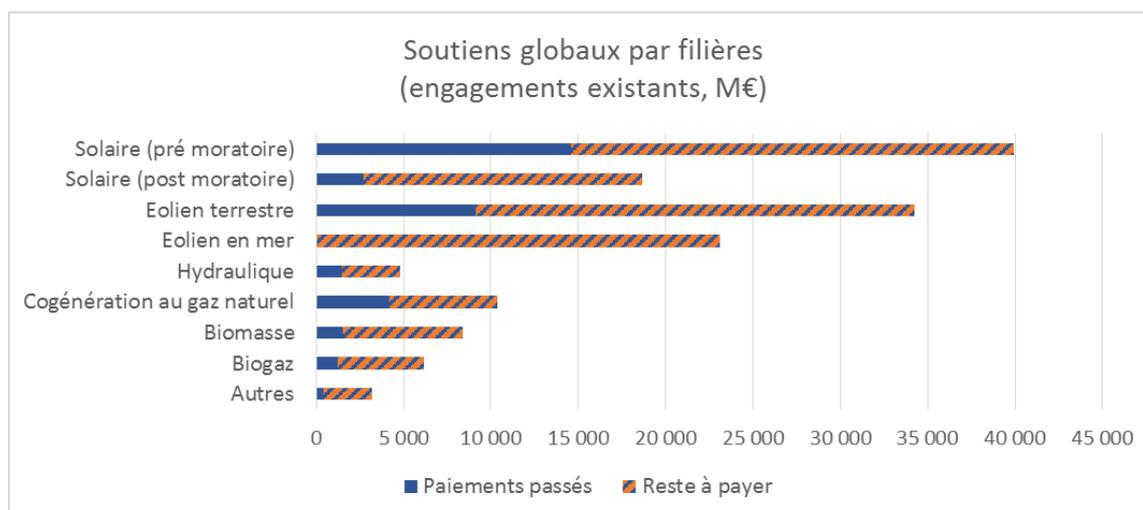


En M€ (euros courants)	Total soutien	Reste à payer
Autres	2 983	2 539
Biogaz	5 874	4 626
Biomasse	7 771	6 222
Cogénération au gaz naturel	10 141	5 942
Hydraulique ¹²	4 335	2 844
Eolien en mer	20 556	20 556
Eolien terrestre	30 341	21 196
Solaire après 2010	16 662	13 954
Solaire avant moratoire	39 595	25 043
TOTAL EnR électrique et cogénération au gaz naturel (engagements à fin 2018)	138 257	102 921

Fig. 13 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

¹² Inclut seulement le « petit hydraulique » (inférieur à 1 MW).

- Scénario 2 : « 42 €/MWh en 2028 »



En M€ (euros courants)	Total soutien	Reste à payer
Autres	3 202	2 756
Biogaz	6 190	4 939
Biomasse	8 416	6 865
Cogénération au gaz naturel	10 405	6 200
Hydraulique	4 827	3 333
Eolien en mer	23 114	23 114
Eolien terrestre	34 274	25 108
Solaire après 2010	18 689	15 978
Solaire avant moratoire	39 963	25 409
TOTAL EnR électrique et cogénération au gaz naturel (engagements à fin 2018)	149 080	113 703

Fig. 14 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Analyse des résultats

Le coût total des engagements pris par l'Etat entre le début des années 2000 et fin 2018 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des charges de service public de l'énergie, est compris entre 138 et 149 Md€.

Sur ces montants, entre 103 et 114 Md€ restent à payer dans les années à venir selon une chronique qui, eu égard aux dates d'engagements et à la durée des contrats, s'étale jusqu'en 2043 (voir section D). Le montant déjà payé, environ 35 Md€, représente donc de l'ordre de 25 % du coût global de ces engagements.

Sur ces 138 à 149 Md€, les filières représentant le principal coût sont le photovoltaïque pré-moratoire (environ 40 Md€), l'éolien terrestre (entre 30 et 34 Md€), l'éolien en mer (entre 21 et 23 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 17 et 19 Md€). Ces 4 filières représentent 78 % du coût total des dispositifs de soutien.

Néanmoins, les sommes mobilisées ne correspondent pas à des volumes de production équivalents et révèlent donc des coûts de soutien unitaires différents. Ainsi, le photovoltaïque pré-moratoire présente un coût unitaire de soutien de près de 500 €/MWh quand le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe entre 46 et 52 €/MWh et le photovoltaïque post 2010 entre 81 et 91 €/MWh.

Zoom sur la filière PV

Les contrats concernant la filière photovoltaïque pré-moratoire représentent une charge importante du fait des tarifs élevés (en moyenne 505 €/MWh¹³) auxquels ils donnaient droit. Ce dispositif a néanmoins permis de lancer la filière photovoltaïque en France, dont les coûts d'investissement ont baissé de plus de 70 % sur la période 2009-2017. Les prix proposés aux dernières périodes d'appels d'offres sont à présent de l'ordre de 55 €/MWh au sol et de 85 €/MWh pour les installations sur grandes toitures, le tarif accessible aux plus petites installations s'élevant quant à lui à 187 €/MWh. Une poursuite de la baisse du coût des installations est attendue, mais sûrement sur un rythme plus lent qui dépendra des progrès technologiques (amélioration des rendements), des gains de productivité et des équilibres offre-demande au niveau mondial.

Zoom sur la filière éolienne terrestre

La filière éolienne terrestre est aujourd'hui la deuxième source d'électricité renouvelable, après l'hydroélectricité. Jusqu'en 2017, la filière a été soutenue via des arrêtés tarifaires pour un niveau de rémunération se situant aujourd'hui autour de 88 €/MWh¹⁴ pour les contrats en cours. Depuis, la rémunération de la filière a baissé, portée par la publication du nouvel arrêté tarifaire en 2017 (72 à 74 €/MWh, hors prime de gestion), ainsi que l'introduction du soutien par appel d'offres la même année (le prix moyen pondéré des offres déposées à la première période était d'environ 65 €/MWh).

¹³ Prix moyen constaté au 31 décembre 2017

¹⁴ Idem

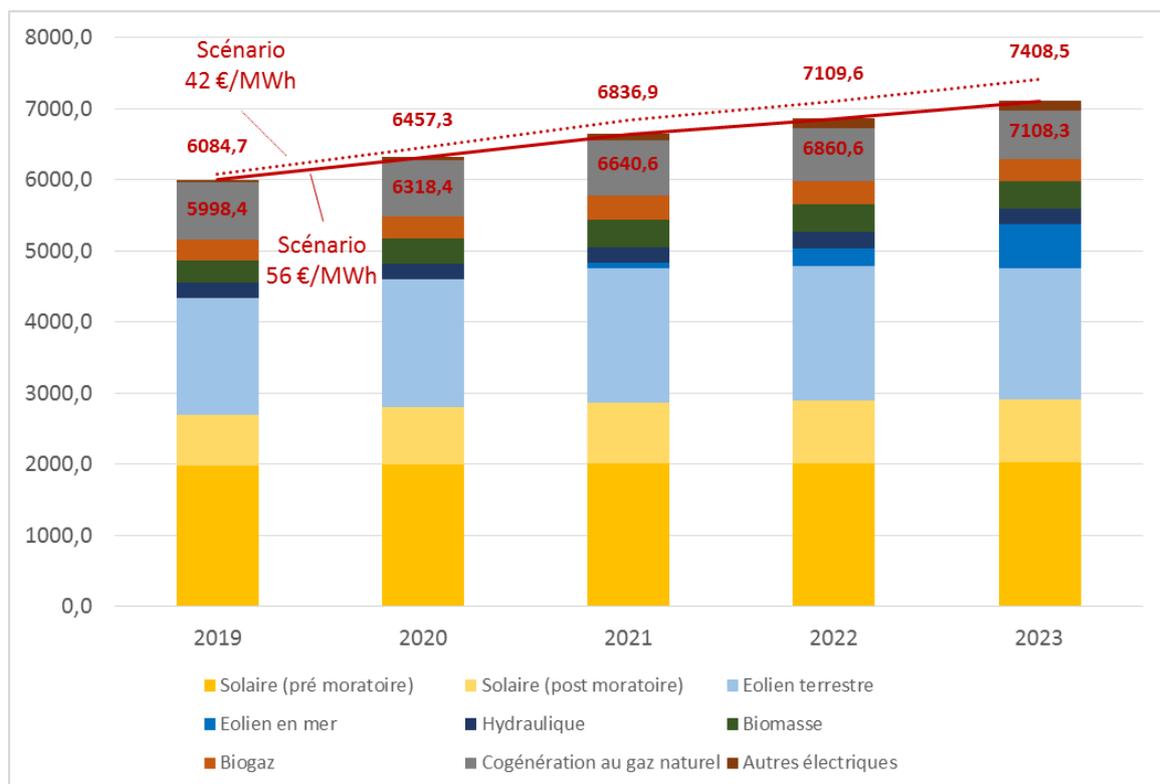
Zoom sur la filière éolienne en mer

Les engagements de l'Etat pour la filière de l'éolien en mer (hors éolien flottant) correspondent aux six parcs lauréats des appels d'offres lancés en 2011 et 2013. Le montant total, initialement évalué par la CRE à 41 Md€ dans sa délibération du 13 juillet 2017¹⁵, a été revu à la baisse, afin de tenir compte des renégociations ayant eu lieu courant 2018. Cette renégociation est permise par les dispositions de la loi du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance concernant les procédures de mise en concurrence relatives aux installations de production d'énergie renouvelable en mer, dont les candidats retenus ont été désignés avant le 1^{er} janvier 2015. Il convient cependant de noter qu'une partie de ces charges sera transférée dans le TURPE, les coûts de raccordements étant désormais supportés par RTE.

D. Détail des charges par année correspondant aux engagements existants.

Les graphiques suivants détaillent année par année, selon les mêmes hypothèses que précédemment, l'évolution prévisionnelle des charges correspondant aux engagements existants sur 5 ans, puis jusqu'en 2043.

Ils mettent notamment en évidence l'effet sur le volume des charges de service public, autour de 2030, de la fin des contrats photovoltaïques antérieurs au moratoire.



¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018

Fig. 15 : Chronique prospective à horizon 2023 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2018 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

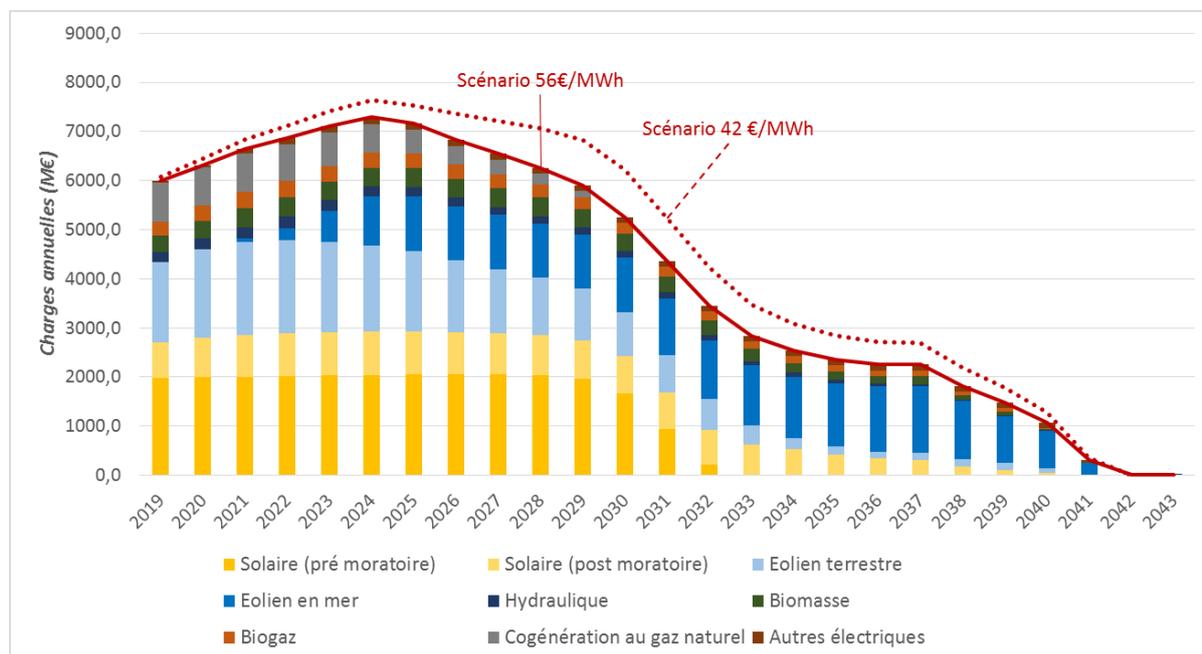


Fig. 16 : Chronique prospective à horizon 2043 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2018 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Le reste à payer des engagements pris avant fin 2018 se traduit par des charges annuelles, qui :

- croîtront entre 2019 et 2024 d'environ 6 à 7,3 Md€ sous l'effet de la mise en service de projets déjà engagés, et en particulier des projets éoliens en mer
- avant de connaître une baisse notable, d'environ 50 % entre 2029 et 2033, en particulier sous l'effet (i) de l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire qui représentent – à plein régime, jusqu'en 2029 – des charges annuelles de l'ordre de 2 Md€, et (ii) de l'arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres ;
- décroîtront moins fortement entre 2033 et 2037 (autour de 2,5 Md€ par an), année après laquelle les charges annuelles diminueront sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats éoliens en mer, qui en régime permanent, auront représenté de l'ordre de 1,2 Md€ par an.

A ces montants s'ajoutera la chronique des charges prises à compter du 1^{er} janvier 2019 dans le cadre de l'atteinte des objectifs du projet de PPE. Celle-ci fera l'objet d'un avis du comité de gestion d'ici juin 2019.

E. Analyse de sensibilité

Les charges de soutien aux énergies renouvelables étant égales à la différence entre une rémunération de référence (définie dans les arrêtés tarifaires ou proposée par le producteur dans le cadre d'un appel d'offres) et la valeur de marché de l'énergie produite, l'évaluation prévisionnelle des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2018 est fortement sensible à l'évolution des prix de marché de

l'électricité. La différence de plus de 10 Md€ entre les chiffrages présentés *supra* pour les trajectoires haute et basse d'évolution des prix de marché (*confer* respectivement les figures 13 et 14 ci-dessus) illustre cette sensibilité.

Pour apprécier la sensibilité de ses chiffrages à la variation du prix de marché, le comité a évalué l'élasticité du montant des restes à payer au titre des engagements passés à une évolution de 1 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché de l'électricité sur l'ensemble de la période (2019 à 2043) – en effectuant une simple translation vers le haut ou vers le bas des trajectoires de prix présentées aux figures 11 et 12 ci-dessus. Les résultats sont détaillés dans le tableau ci-après.

en M€ courants	Restant à payer (scénario 56€/MWh)	Delta d'engagements		Restant à payer (scénario 42€/MWh)	Delta d'engagements	
		-1 €/MWh	+1 €/MWh		- 1 €/MWh	+1 €/MWh
Autres	2 539	22	-22	2 756	22	-22
Biogaz	4 626	34	-34	4 939	34	-34
Biomasse	6 222	62	-62	6 865	62	-62
Cogénération au gaz naturel	5 942	56	-56	6 200	56	-56
Hydraulique	2 844	60	-60	3 333	60	-60
Eolien en mer	20 556	156	-156	23 114	149	-149
Eolien terrestre	21 196	403	-403	25 108	392	-392
Solaire après 2010	12 852	142	-142	14 860	132	-132
Solaire avant moratoire	26 146	43	-43	26 527	41	-41
TOTAL ENR électrique et cogénération au gaz naturel	102 921	979	-979	113 703	949	-949

Fig. 17 : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Ainsi, une variation de 1€ /MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2019 à 2043 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2018 pour le soutien aux énergies renouvelables en métropole d'un peu moins d'1 Md€ dans les deux scénarios.

À titre d'illustration, l'appréciation du prix moyen pour la livraison d'énergie en 2018 (cotation du produit « Calendar 2018 ») a oscillé entre 25 et 44 €/MWh sur le marché de l'électricité au cours de l'année – le prix spot moyen constaté sur l'année s'établissant finalement à 50,2 €/MWh selon les chiffres du bilan électrique 2018.

F. Engagements pris au cours de l'année 2018

Une fois l'état des lieux des charges restant à payer correspondant aux engagements passés de l'Etat réalisé, le comité s'intéressera annuellement aux nouveaux engagements de l'Etat pris au cours de l'année passée. Pour les EnR et la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, il s'agit des charges induites, d'une part par les contrats signés au cours de l'année dans le cadre des arrêtés tarifaires de chaque filière et, d'autre part, par la désignation des lauréats au cours de la même année à l'issue des différentes périodes des appels d'offres en cours ou clôturés. Ces engagements sont calculés sur la durée de vie des contrats, le plus souvent 20 ans.

Les chiffres présentés ci-dessous reposent sur des hypothèses de mise en service différentes selon la nature du dispositif :

- Pour les appels d'offres, les volumes considérés comme engagés aux cours d'une année correspondent aux volumes désignés par le ministre au cours de cette même année. Un taux de chute variable selon les dispositifs (de l'ordre de 10 %) est ensuite appliqué.
- S'agissant des tarifs d'achat, les hypothèses de flux futurs sont calées sur les historiques observés sur les dernières années pour chaque dispositif (ou un dispositif antérieur équivalent). L'année d'engagement d'un volume donné est calculée « à rebours » en fonction de son année de mise en service et d'un délai normatif pour la filière (2 ans pour la filière solaire et 3 ans pour la filière éolienne par exemple)¹⁶.

Toutefois, il convient de noter que pour les appels d'offres, l'engagement maximum de l'Etat correspond au volume total désigné par le ministre (sans taux de chute). Pour les tarifs d'achat, il s'agit de l'ensemble des contrats attribués au cours de l'année, y compris ceux qui n'aboutiront pas à une mise en service. Dans les deux cas, les montants calculés et présentés ci-dessous correspondent donc à un engagement « probable » de l'Etat et non à un maximum.

ENGAGEMENTS 2018 (M€)	Appels d'offres		Tarifs d'achat	
	56€	42€	56€	42€
Autres	0	0	346	369
Biogaz	20	22	507	548
Biomasse	408	475	0	0
Cogénération au gaz naturel	0	0	19	23
Hydraulique	63	86	68	80
Eolien terrestre	811	1 254	1 320	1 844
Solaire	1 059	1 614	445	509
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	2 360	3 450	2 705	3 374

Fig. 18 : Tableau des engagements pris par l'Etat en 2018 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération au gaz naturel (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Les engagements pris par l'Etat en 2018 pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération au gaz naturel se situent entre 5,1 et 6,8 Md€, tous dispositifs confondus.

¹⁶ Par exemple, pour l'arrêté tarifaire photovoltaïque en cours (S17), les volumes considérés comme engagés au cours de l'année 2018 correspondent aux volumes dont la mise en service est prévue pour l'année 2020.

ANNEXE 1 – Glossaire

ADEME :	Agence pour l'environnement et la maîtrise de l'énergie
CAS TE :	Compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »
(Charges) SPE :	(Charges de) Service public de l'énergie (électricité et gaz)
CGCSPE :	Comité de gestion des charges de service public de l'électricité
CSPE :	Contribution au service public de l'électricité <ul style="list-style-type: none">• Ancienne CSPE : Article L121-10 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015• Nouveau régime de CSPE (= TICFE, taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) : Article 266 quinquies C du code des douanes
CR :	Complément de rémunération
CRE :	Commission de régulation de l'énergie
DGEC :	Direction générale de l'énergie et le climat
EnR :	Energies renouvelables
EEX :	European Energy Exchange
kWh et MWh :	kilowattheure et mégawattheure
LTECV :	Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte
MTES :	Ministère de la transition écologique et solidaire
OA :	Obligation d'achat
PPE :	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RTE :	Réseau de transport d'électricité
SER :	Syndicat des Energies Renouvelables
TICC :	Taxe intérieure de consommation sur le charbon
TICFE :	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (a remplacé l'ancienne « CSPE » et repris la dénomination historique)
TICGN :	Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
TICPE :	Taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers
ZNI :	Zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental

ANNEXE 2 – Méthodologie de calcul du coût évité

Les délibérations de la CRE du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat définissent les modalités de l'évaluation annuelle par la CRE des charges relatives à l'obligation d'achat. Elles définissent notamment quelles références de prix servent à évaluer de manière prévisionnelle ou définitive la valeur captée par les acheteurs obligés.

Dans le cas d'EDF OA, la valorisation de l'énergie est différenciée selon une part dite « quasi-certaine » et une part « aléatoire », visant à prendre en compte la possibilité pour EDF de procéder à des ventes à terme d'une partie des volumes. Le graphique ci-dessous représente ces blocs sur une année. Le coût évité prévisionnel de la part quasi-certaine est évalué à partir de moyennes de prix de produits à terme observés sur EEX (European Energy Exchange) la bourse européenne de l'énergie, pour différents blocs de production : ruban de base, production supplémentaire premier trimestre (Q1), production supplémentaire des mois de novembre (M11) et décembre (M12).

Le calcul du coût évité prend également en compte la mise en place du mécanisme de capacité et la valorisation de certificats de capacité attachés à la production lors de sessions d'enchères organisées par EPEX Spot (bourse des marchés spot européens de l'électricité) à partir de fin 2016.

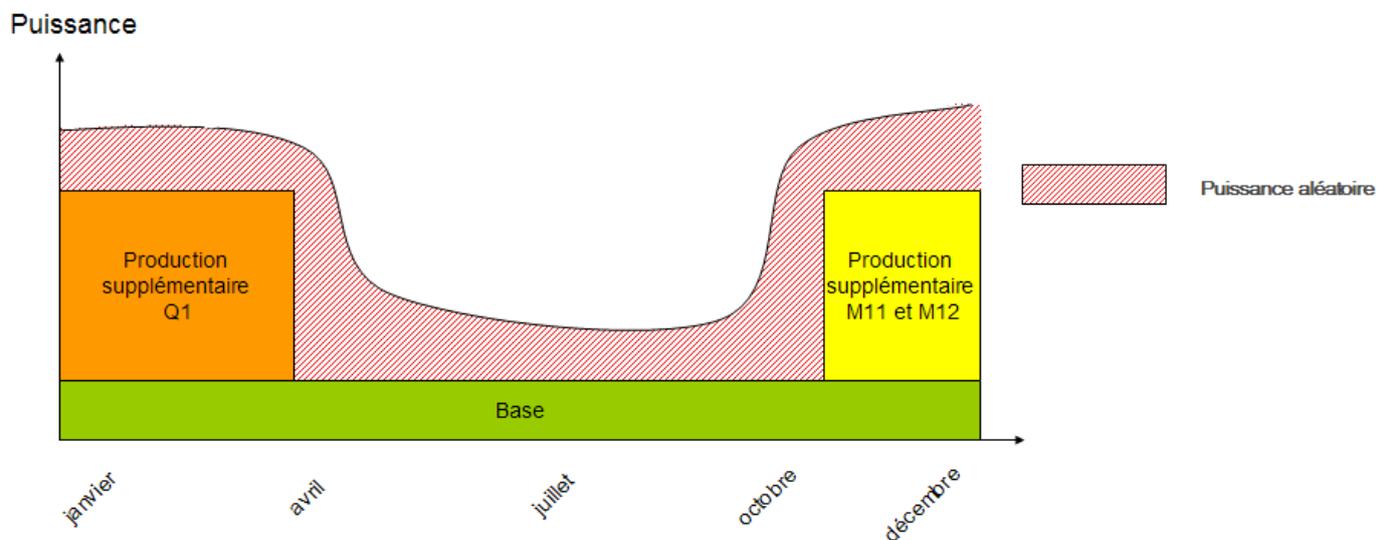


Fig. 19 : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)

ANNEXE 3 – Table des figures

- **Fig. 1 :** Dépenses comptabilisées par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » et le programme « service public de l'énergie » du budget général de l'Etat ; les charges de service public de l'énergie sont encadrées en jaune (source : DGEC)
- **Fig. 2 :** Formule de calcul des charges à financer en 2019 (source CRE)
- **Fig. 3 :** Illustration du calcul des charges à financer en 2019 à partir des charges au titre de 2019 (source CRE)
- **Fig. 4 :** Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)
- **Fig. 5 :** Comparaison du mécanisme d'obligation d'achat avec le mécanisme de complément de rémunération (source CRE)
- **Fig. 6 :** Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutiens aux EnR électriques (source MTES/DGEC)
- **Fig. 7 :** Répartition des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2019 (Source : CRE)
- **Fig. 8 :** Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année pour les EnR en métropole continentale (Source : CRE)
- **Fig. 9 :** Tableau récapitulatif par année du déficit de compensation auprès d'EDF et son remboursement (source : MTES/DGEC)
- **Fig. 10 :** Tableau sur la chronique prospective des mises en services correspondant aux engagements existants à fin 2018 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 11 :** Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité (56€/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 12 :** Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 13 :** Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2018 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité (56€/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 14 :** Graphiques et tableau relatifs au détail des charges par année correspondant aux engagements existants pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

- **Fig. 15** : Chronique prospective à horizon 2023 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2018 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 16** : Chronique prospective à horizon 2043 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2018 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 17** : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité ((Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 18** : Tableau des engagements pris par l'Etat en 2018 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération au gaz naturel (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 19** : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)

ANNEXE 4 – Données

Tableaux relatifs au détail des charges par année correspondant aux engagements existants pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et DGEC)

(En M€, courants)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Autres	33,0	40,2	92,0	133,1	132,4	131,9	131,0	127,2	124,7	122,1	119,0	115,8
Biogaz	282,6	310,3	335,3	331,7	318,0	308,2	300,2	288,7	275,8	257,5	238,4	219,4
Biomasse	325,2	358,9	392,6	395,5	377,0	382,3	387,9	383,5	379,4	375,3	371,5	352,5
Cogénération au gaz naturel	811,7	794,6	771,3	740,3	682,4	591,2	484,9	382,7	312,1	226,9	134,3	2,0
Eolien terrestre	1644,2	1801,7	1896,6	1890,1	1843,8	1753,5	1636,0	1454,9	1295,5	1165,5	1047,5	889,6
Hydraulique	204,6	212,0	218,3	225,5	222,8	198,6	179,6	173,1	163,0	150,3	140,1	130,8
Solaire après 2010	719,3	810,4	854,1	875,7	880,6	878,9	877,2	855,3	833,3	811,5	789,4	764,5
Eolien en mer	0,0	0,0	77,4	253,0	622,5	999,4	1113,0	1112,0	1111,6	1111,9	1112,8	1114,4
Solaire avant moratoire	1977,7	1990,2	2002,8	2015,7	2028,9	2042,2	2055,7	2057,5	2056,6	2038,5	1955,8	1662,8
Total charges (soutiens engagés)	5998,4	6318,4	6640,6	6860,6	7108,3	7286,3	7165,3	6835,0	6551,9	6259,4	5908,8	5251,7

(En M€, courants)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Autres	115,9	117,3	117,3	118,8	120,3	121,8	123,4	125,0	117,4	109,7	49,1	0,0	0,0
Biogaz	204,9	189,3	145,5	134,5	120,9	110,0	102,2	66,4	57,3	28,9	0,0	0,0	0,0
Biomasse	312,4	293,4	245,3	198,6	180,0	164,5	166,7	86,7	74,8	17,9	0,0	0,0	0,0
Cogénération au gaz naturel	2,0	2,1	1,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eolien terrestre	761,3	642,9	394,0	227,0	156,9	141,6	144,5	147,5	150,5	96,2	1,3	1,3	1,3
Hydraulique	127,8	110,9	90,8	79,4	63,8	49,2	40,5	24,2	18,1	12,9	5,8	0,2	0,2
Solaire	749,7	700,8	618,4	522,7	423,1	340,4	303,4	184,4	100,8	47,1	13,2	0,1	0,1
Eolien en mer	1148,5	1183,2	1218,6	1254,7	1291,6	1329,2	1367,6	1185,4	956,0	761,1	231,5	0,0	0,0
Solaire avant moratoire	933,4	213,3	0,9	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Total charges (soutiens engagés)	4355,9	3453,2	2832,4	2537,9	2357,2	2257,4	2248,9	1820,3	1475,4	1074,5	301,4	2,2	2,2

Tableaux relatifs au détail des charges par année correspondant aux engagements existants pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et DGEC)

(En M€, courants)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Autres	35,3	43,6	97,1	139,6	139,6	139,6	138,9	138,0	138,7	138,9	135,2	130,0
Biogaz	286,0	315,7	342,8	340,8	328,2	319,4	312,4	306,0	297,5	282,7	266,3	249,2
Biomasse	329,9	366,6	403,8	409,2	392,0	399,9	407,9	412,8	417,9	423,1	428,6	416,0
Cogénération au gaz naturel	822,7	810,5	791,6	764,2	708,4	617,2	508,9	410,9	342,8	255,2	155,3	2,6
Eolien terrestre	1688,8	1874,3	1998,5	2015,2	1987,4	1910,2	1800,8	1680,9	1574,9	1494,1	1420,0	1284,5
Hydraulique	212,4	223,8	234,2	245,4	245,3	218,2	196,0	196,8	193,1	185,8	181,0	176,8
Solaire après 2010	727,1	825,3	877,0	905,8	916,9	921,1	925,2	930,2	934,9	939,6	943,5	943,9
Eolien en mer	0,0	0,0	79,5	261,5	647,3	1044,8	1169,4	1195,0	1221,2	1248,0	1275,5	1303,6
Solaire avant moratoire	1982,7	1997,5	2012,6	2027,9	2043,4	2059,0	2074,8	2087,4	2097,0	2089,0	2014,4	1721,8
Total charges (soutiens engagés)	6084,7	6457,3	6836,9	7109,6	7408,5	7629,3	7534,3	7358,1	7218,1	7056,4	6819,8	6228,4

(En M€, courants)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Autres	128,2	128,8	127,4	128,8	130,3	131,9	133,4	135,0	126,7	118,2	52,9	0,0	0,0
Biogaz	231,9	213,3	162,4	149,7	133,9	121,3	112,3	72,9	62,9	31,7	0,0	0,0	0,0
Biomasse	367,6	344,9	289,6	236,0	214,1	195,7	197,7	102,5	88,3	21,4	0,0	0,0	0,0
Cogénération au gaz naturel	2,7	2,7	2,2	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eolien terrestre	1105,4	940,5	592,6	356,0	256,4	233,8	236,7	239,6	242,6	157,6	1,6	1,6	1,7
Hydraulique	171,5	147,8	120,2	104,4	83,5	64,0	52,3	31,1	23,1	16,5	7,6	0,2	0,2
Solaire	925,9	869,2	774,4	664,8	550,9	456,0	412,5	270,1	160,0	80,1	23,2	0,1	0,1
Eolien en mer	1337,7	1372,4	1407,8	1444,0	1480,9	1518,5	1556,8	1347,2	1082,1	858,6	262,5	0,0	0,0
Solaire avant moratoire	967,5	221,7	1,0	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Total charges (soutiens engagés)	5238,3	4241,4	3477,6	3086,3	2850,6	2721,8	2702,3	2199,1	1786,3	1284,7	348,4	2,6	2,6