

Rapport annuel du
Comité de gestion des charges
de service public de l'électricité
(CGCSPE) n°3

Exercice 2020

Table des matières

Synthèse	3
I. Introduction.....	7
A. Contexte	7
B. Périmètre du rapport	8
C. Contenu du rapport	8
II. Le bilan et les conséquences de la crise sanitaire et économique sur les charges de service public de l'énergie.....	10
A. L'impact modéré de la crise sur les volumes et raccordements d'énergies renouvelables	10
B. L'évolution à la baisse des prix du marché de l'énergie en 2020 compensée par une évolution à la hausse en 2021	13
1. Evolution à la baisse des prix du marché spot et à terme en 2020.....	13
2. Forte augmentation des prix du marché spot et à terme en 2021	14
C. Les fluctuations des charges dans les délibérations de la CRE lissées entre 2020 et 2021	15
D. La conséquence très limitée de la pandémie sur l'évaluation de long terme des charges	16
III. Chiffrage des engagements en métropole continentale	17
A. Approche méthodologique	17
1. Notion d'engagement.....	17
2. Coût évité	18
3. Principe du calcul des charges	19
B. Hypothèses centrales utilisées	20
1. Déploiement et sorties de capacités pour les EnR électriques	20
2. Injection de biométhane sur les réseaux de gaz	22
3. Scénarios de prix de marché.....	24
C. Impact financier des engagements pris à fin 2020	25
1. Engagements totaux.....	26
2. Chroniques de dépenses	28
3. Analyse de sensibilité	31
D. Engagements annuels	32
4. Engagements pris au cours de l'année 2020.....	33
5. Evolution des engagements annuels pris à horizon 2022	34
IV. Les charges de service public de l'énergie relatives aux zones non-interconnectées (ZNI)	36
A. Présentation générale des zones non interconnectées françaises	36
1. Le périmètre du code de l'énergie	36
2. Justifications du recours à des dispositions spécifiques.....	36

3.	Des dispositions qui assurent la cohésion sociale et territoriale	37
B.	Mécanismes de soutien dans les ZNI	38
1.	L'obligation d'achat par guichet ouvert.....	38
2.	L'obligation d'achat par appel d'offres.....	38
3.	Contrats de gré à gré	38
C.	Charges de SPE relatives aux ZNI	39
1.	Prise en compte des charges de SPE en ZNI dans la budgétisation.....	39
2.	Poids des ZNI dans la totalité des charges et leur évolution	40
D.	Evaluation prospective des charges dans les ZNI	41
V.	Programme de travail du Comité	42
A.	S'agissant des zones non interconnectées	42
B.	S'agissant de la prochaine édition du rapport annuel	42
ANNEXE 1 -	Rappels fondamentaux et méthodologiques des travaux du Comité	43
A.	Missions, composition et travaux du Comité de gestion	43
B.	Remarques sémantiques et méthodologiques	45
1.	Remarque sémantique sur l'acronyme CSPE	45
2.	Remarque sur le périmètre des charges de service public de l'énergie	46
3.	Remarque méthodologique sur le calcul des charges à compenser	47
C.	Présentation des différents mécanismes de soutien et des charges engendrées	49
4.	Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR	49
5.	Historique des charges	53
ANNEXE 2 –	Méthodologie de calcul du coût évité.....	56
ANNEXE 3 –	Glossaire	57
ANNEXE 4 –	Table des figures.....	58

Synthèse

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a pour vocation d'éclairer les citoyens et les parlementaires sur les engagements pluriannuels pris par l'État au titre des charges de service public de l'énergie, dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

Dans ce rapport annuel :

- Le Comité dresse un premier **bilan des effets de la crise sanitaire et économique liée à la Covid-19**. Si l'impact de la crise est modéré sur les volumes et les demandes de raccordements de projets renouvelables, l'impact est tangible pour les prix de l'énergie. Ces derniers, en baisse en 2020, ont influé à la hausse sur les charges de service public de l'énergie (SPE) à compenser aux opérateurs en 2021 (env. + 1,45 Md€ dans la délibération de la CRE de 2020 par rapport à la délibération de la CRE de 2019). Toutefois, une inversion de tendance est constatée en 2021 avec des prix de l'énergie qui repartent à la hausse, venant ainsi réduire les charges à compenser aux opérateurs en 2022 (env. - 1,15 Md€ par rapport à la délibération de la CRE de 2020). Les charges constatées au titre de 2020 pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale sont de 6 637 M€, les charges mises à jour au titre de 2021 sont de 5 853 M€ et celles prévisionnelles au titre de 2022 sont de 6 513 M€¹. Le Comité estime que la pandémie aura des conséquences limitées sur l'évaluation de long terme des charges, qui courent jusqu'en 2047. Cependant, il note qu'il est probable que le maintien des prix élevés de marché spot et à terme du gaz et de l'électricité, notamment sous l'effet du prix du CO₂, induise une diminution des charges de SPE.
- Le Comité tient à souligner la différence entre les travaux budgétaires de la CRE dans sa délibération relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie et les **travaux prospectifs** menés par le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité. L'évaluation des charges effectuée par la délibération de la CRE s'appuie sur des hypothèses de prix de marché plus dynamiques, prenant en compte les effets à court et moyen terme de la crise sanitaire et économique, alors que l'évaluation des charges réalisée dans le présent rapport s'appuie sur des scénarios retenus dans le cadre d'un exercice prospectif comportant une plus grande part d'incertitude, s'agissant notamment de l'évolution des prix de marché à long terme.
- Le Comité rappelle que l'évolution des **prix de marché** est par nature difficile à anticiper. En pratique, ces prix s'avèrent très volatils et connaissent des retournements de tendance. À titre d'exemple, sur l'année 2020, le prix de marché de l'électricité spot mensuel moyen a varié entre 13 et 48 €/MWh. Le Comité prend acte de l'augmentation continue récente des prix de l'électricité sur les marchés à terme, au-dessus des valeurs des scénarios retenus (par exemple sur la première quinzaine de juillet, le contrat annuel s'établit en moyenne à 74 €/MWh pour une livraison en 2022, 62 €/MWh pour 2023 et 59 €/MWh pour 2024). Si les prix spot observés sur ces années-là s'avéraient *in fine* conformes aux anticipations du marché, ce qui induirait pour ces années une baisse des charges budgétaires, le Comité observe toutefois que :
 - d'une part, ces valeurs ne préjugent pas d'une tendance de long terme et qu'il n'est, plus généralement, pas souhaitable d'extrapoler une tendance de court terme sur un marché aussi volatil que celui de l'électricité ;

¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2022> ; valeurs retraitées au périmètre d'étude du rapport, soit ENR, biométhane et cogénération en métropole (hors ZNI, dispositifs sociaux, effacements, frais de gestion).

- d'autre part, la prise en compte de ces prix à terme n'affecterait qu'à la marge le chiffrage des engagements puisque seules trois années de charges sont concernées (contre une période totale de soutien de plus de 20 ans).

Le Comité réévaluera, dans son rapport de l'année prochaine, la pertinence de maintenir ou de modifier ses hypothèses de trajectoires de prix hautes et basses retenues pour le calcul des engagements.

- C'est la raison pour laquelle le Comité, à ce stade, retient les deux mêmes **scénarios de prix de marché** que les années précédentes. Outre l'enjeu de comparaison des chiffrages d'une année sur l'autre, ceux-ci présentent l'avantage de donner un encadrement jugé crédible des sommes engagées par l'État sur la durée des contrats de soutien. Pour rappel, il s'agit des trajectoires utilisées dans les évaluations économiques de la PPE 2019-2028. Elles distinguent 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, respectivement appelés « scénario 56 » et « scénario 42 », tiennent compte de prix de vente « captés » en moyenne différents pour les filières solaire, éoliennes terrestre et en mer. L'hypothèse de prix de marché est par ailleurs constante à partir de 2030. Pour le gaz, deux scénarios de prix constant à respectivement 25 et 15 €/MWh sont retenus.

Les principales conclusions du chiffrage des engagements du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale ressortant des évaluations du Comité sont les suivantes :

1) Engagements totaux pris à fin 2020

- Le **coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2020** en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables 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 153 et 172 Md€** en fonction du scénario de prix de marché considéré.
- Sur ces montants, l'essentiel concerne le **soutien aux filières électriques** (EnR et cogénération au gaz naturel) qui génèrent **142 à 159 Md€** d'engagements à fin 2020, soit près de 92 % du total. Les filières représentant le principal coût demeurent le photovoltaïque pré-moratoire (environ 40 Md€), l'éolien terrestre (entre 32 et 39 Md€), l'éolien en mer (entre 23 et 27 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 20 et 24 Md€). Ces quatre filières représentent plus de 80 % du soutien total aux filières électriques en métropole continentale.
- Le Comité souligne que les sommes mobilisées ne sont pas proportionnelles au volume de production et révèlent donc des **coûts de soutien unitaires différents**. Ainsi, le photovoltaïque pré-moratoire présente un coût unitaire de soutien pour l'État de près 500 €/MWh quand le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe autour de 40 €/MWh et celui du photovoltaïque post-moratoire autour de 70 €/MWh. Les chiffrages présentés ne prennent pas en compte les effets de la révision d'une partie des contrats photovoltaïques pré-moratoire, la procédure étant toujours en cours.
- Le **soutien à la filière du gaz renouvelable**, actuellement organisé au travers du seul arrêté de soutien au biométhane injecté, représente **environ 11 à 13 Md€** d'engagements à fin 2020, soit environ 8 % du soutien global. La perspective d'une révision du tarif d'achat du biométhane a favorisé une très forte accélération des signatures de contrats pour des projets de production de biométhane sur 2019-2020, avant la publication du nouvel arrêté tarifaire le 24 novembre 2020. 928 contrats ont été signés en 2019 et 2020, soit 91 % du volume total de contrats à fin 2020.
- La majorité des engagements, soit environ 70 %, reste encore à payer. Le Comité estime ainsi **entre 108 et 126 Md€** les **montants à compenser aux acheteurs 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 2047** (bien que

marginalement après 2044). Les montants déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2020 s'élèvent à 45 Md€.

- **Le reste à payer des engagements pris avant fin 2020** se traduit par des charges annuelles, qui :
 - **croîtront entre 2021 et 2025 d'environ 6,2 à 7,8 Md€** (scénario 56) 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 40 % entre 2029 et 2033 de 6,8 à 4,0 Md€**, 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 3 Md€ par an entre ces deux bornes), 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 1,4 Md€ par an.
- Le Comité rappelle que s'ajouteront à cette chronique les **montants induits par les nouveaux contrats engagés à compter du 1^{er} janvier 2021** et nécessaires à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces engagements complémentaires ont fait l'objet d'un chiffrage dans l'avis du Comité sur le projet de PPE publié à l'été 2019².
- Le Comité rappelle la **forte sensibilité de l'évaluation prévisionnelle des engagements aux différentes hypothèses**, s'agissant en particulier :
 - des **prix de marché de l'énergie**, très volatils par nature et extrêmement difficiles à prédire en pratique, en particulier à long terme ;
 - du **productible des installations**, les filières de production concernées dépendant très largement des conditions météorologiques (ensoleillement, vent, hydraulité), par nature incertaines et pouvant fortement varier d'une année sur l'autre.
- Ainsi, une **variation de 1 €/MWh** à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2021 à 2047 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2020 pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole d'**environ 1,5 Md€** dans les deux scénarios, soit de l'ordre de 1 % des montants. Il convient de rappeler qu'une hausse des prix de marché induit une augmentation du coût évité et se traduit donc *in fine* par une baisse des engagements restant à payer, et inversement³. Le Comité souligne l'importance de réaliser cette évaluation, eu égard à la volatilité des prix de l'énergie.

L'effet d'une **hausse hypothétique de 10 % du productible** de l'ensemble des installations soutenues est estimé à **environ 800 M€** pour l'année au cours de laquelle les charges de soutien sont maximales.

2) Engagements pris au cours de l'année 2020

- Le Comité estime les **engagements pris par l'État au cours de l'année 2020** pour le soutien aux énergies renouvelables **entre 7,4 et 10,3 Md€**.

² Avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de métropole continentale.

https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

³ Cf. Annexe 1, partie C)4) « l'obligation d'achat » et Annexe 2 « Méthodologie de calcul du coût évité »

Pour les filières électriques, ces chiffres sont, tous dispositifs confondus, 0,3 à 1,0 Md€ inférieurs à ceux pris au cours de l'année précédente en 2019.

Les filières éolienne terrestre et photovoltaïque représentent, encore cette année, une grande partie des nouveaux engagements, soit 51 à 61 % du total selon le scénario de prix de marché.

Pour la filière du biométhane injecté, le flux élevé de signatures de contrats pour des projets de production de biométhane observée en 2019 s'est poursuivi en 2020, avant la révision à la baisse du niveau de soutien, conduisant à un montant des engagements pris au cours de 2020 entre 3,5 Md€ et 3,9 Md€ (similaires à celui estimé en au cours de l'année 2019).

3) Engagements prévisionnels qui seront pris en 2021 et 2022

- En complément, le Comité propose cette année une estimation des **nouveaux engagements probables de l'État pour l'année en cours et la suivante**, sur la base (i) des enveloppes prévisionnelles des futurs appels d'offres – conformément au calendrier de la PPE – et (ii) des demandes de contrats anticipées en guichet ouvert.
- Pour les filières électriques, les nouveaux engagements évolueraient de 3,9 Md€ en 2020 à 3,8 Md€ en 2021 et à 4,1 Md€ en 2022 dans le scénario haut des prix de l'électricité. Pour le biométhane injecté, les engagements sont estimés à 3,5 Md€ en 2020 et baisseraient, suite à la révision du tarif d'achat du biométhane, à 1,3 Md€ en 2021 et à 1,6 Md€ en 2022 pour le scénario haut des prix du gaz naturel à 25€/MWh.
- Les **nouveaux engagements totaux** évolueraient donc dans le scénario de prix hauts de **7,4 Md€ en 2020 à 5,1 Md€ en 2021 et 5,7 Md€ en 2022**.

Par ailleurs, dans une quatrième partie, le Comité introduit la définition, le périmètre et le contexte relatifs aux **charges de SPE en ZNI** et la complexité des modélisations prospectives afférentes ; ces dernières feront l'objet de rapports ultérieurs. Les zones non interconnectées (ZNI⁴), insulaires pour leur majorité, ont des coûts de production de l'électricité supérieurs à ceux de métropole continentale en raison de leur isolement géographique. Ces surcoûts sont compensés par les charges de service public de l'énergie. Ces dernières représentent **environ 2,2 Md€ annuels**, c'est-à-dire environ 25 % des charges annuelles de service public de l'énergie.

Dans ses prochains rapports et avis, le Comité approfondira :

- l'évaluation des **charges dans les zones non interconnectées (ZNI)** au fur et à mesure que les études d'impacts des nouvelles PPE élaborées par territoire seront publiées, afin d'émettre un avis sur le volet concernant les charges de service public de l'énergie ;
- en plus du chiffrage des engagements pris au cours de l'année 2021, des **prévisions d'engagement sur cinq ans** pour les années 2022 à 2025 ;
- l'évaluation des **effets sur les charges de service public de l'énergie des mesures gouvernementales pour le soutien aux énergies renouvelables ainsi que des évolutions des dispositifs** de soutien et des réflexions menées autour des enjeux et des développements de ces filières.

⁴ 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

A. Contexte

A la suite de 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).

Le code de l'énergie définit ainsi des obligations assignées 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).

En application du code de l'énergie (articles L. 121-6 et L. 121-35), l'État compense ces entreprises pour 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 pour l'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI),
- aux dispositifs sociaux (hors chèque énergie).

L'inscription budgétaire de la compensation de ces charges s'appuie sur l'évaluation établie annuellement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dès lors qu'une part substantielle de ces charges, notamment en matière de production d'énergie renouvelable, relève de contrats de long terme, le suivi de ces dépenses et l'évaluation prévisionnelle des engagements contractés à ce titre revêt une importance particulière. À titre d'illustration, un contrat signé en 2010 peut en effet engendrer 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 2018⁵, 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 n° 2015-992 du 17 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'échange et de travaux sur les charges de service public de l'électricité et leurs implications en matière de finances publiques, dans un objectif d'information des citoyens et des parlementaires. À cette fin, le Comité réalise chaque année une évaluation des engagements pris par l'État au titre des charges de service public de l'énergie et une projection de l'évolution prévisible de ces engagements dans le futur. Le Comité rend par ailleurs des avis sur les volets budgétaires des études d'impacts des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) élaborées par le Gouvernement en

⁵ 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

métropole continentale et co-élaborées avec les collectivités territoriales pour les ZNI⁶. Le présent document constitue le troisième rapport annuel du Comité, pour l'exercice 2020.

B. Périmètre du rapport

Le présent rapport porte, comme l'année passée, à la fois sur les charges liées aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et sur les charges liées au soutien à l'injection de biométhane.

Depuis son second rapport annuel – et en cohérence avec la réforme du financement des charges de service public de l'énergie qui ne distingue plus les charges liées à l'électricité, au gaz ou au biométhane –, le Comité a en effet décidé d'étendre ses travaux au soutien à la production de biométhane injecté qui présente des enjeux comparables aux énergies renouvelables électriques.

Ce rapport introduit également de premiers éléments d'analyse sur les charges de service public de l'énergie liées aux contrats dans les zones non interconnectées (ZNI). Ces dernières, qui présentent des caractéristiques distinctes, seront approfondies dans de prochains rapports du Comité, lorsque des modèles de simulation adaptés à chaque territoire auront pu être développés.

Le Comité rappelle que le présent rapport n'approfondit pas l'évolution des charges de service public de l'énergie prévues par le code de l'énergie qui ne sont pas 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. Ces charges sont évaluées annuellement par la Commission de régulation de l'énergie.

Par ailleurs, à la différence des précédents rapports, le Comité s'est intéressé cette année non seulement aux engagements pris à la fin de l'année passée (31 décembre 2020) mais également aux engagements de l'Etat pour l'année en cours (2021) et pour l'année suivante (2022), afin d'apprécier la dynamique des engagements pluriannuels de l'Etat au titre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale.

Enfin, le Comité rappelle que les politiques publiques sous-jacentes aux charges de service public de l'énergie objet de ses travaux méritent d'être éclairées à la lumière de considérations et d'enjeux plus larges, notamment en matière de diversification du mix de production d'énergie ou de développement économique. Ces enjeux ne font pas partie du périmètre d'étude du Comité, et ne sont par conséquent pas traités dans ses rapports annuels.

C. Contenu du rapport

Le présent rapport dresse d'abord en partie II un premier bilan des effets de la crise sanitaire et économique liée à la Covid-19 sur le développement des énergies renouvelables, les prix de l'énergie et les charges de service public de l'énergie à court et long terme.

Le rapport présente ensuite, en partie III, une estimation des charges correspondant aux engagements pris par l'Etat au 31 décembre 2020, en distinguant les engagements pris par l'Etat au cours de l'année 2020,

⁶ 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.

en matière de soutien aux énergies renouvelables, à la cogénération au gaz naturel et au biométhane injecté en métropole continentale. Des estimations des engagements futurs pour les années 2021 et 2022 sont également présentées.

Enfin, en partie IV, le rapport définit et précise le périmètre et le contexte relatifs aux charges de SPE en ZNI, ainsi que la complexité des modélisations prospectives afférentes.

Les missions et la composition du Comité de gestion, ainsi que certaines remarques sémantiques et méthodologiques ou explications détaillées sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et leur financement, sont présentées en annexes.

II. Le bilan et les conséquences de la crise sanitaire et économique sur les charges de service public de l'énergie

Le Comité présente dans cette partie les effets de la pandémie sur les prix de marché de l'électricité et du gaz naturel ainsi que sur les volumes de production et de raccordement des énergies renouvelables, qui sont les principaux paramètres déterminant l'évolution des charges de service public de l'énergie. Le Comité analyse ensuite l'impact de la crise sanitaire et économique sur le montant des charges de service public de l'énergie à court et à long terme.

Il est rappelé qu'une baisse des prix de l'électricité sur les marchés de gros se traduit par une diminution de la facture d'électricité des consommateurs et par une augmentation du coût du soutien aux énergies renouvelables, supporté par le budget de l'Etat (et inversement dans le cas d'une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés).

Sur le court terme, l'augmentation importante des charges évaluées par la délibération de juillet 2020 de la CRE, en raison de la baisse des prix de l'énergie consécutive à la crise sanitaire, devrait être compensée par une forte diminution des charges dans la nouvelle délibération de juillet 2021, en raison notamment de prix de marché à la hausse en 2021.

Sur le long terme, par construction, les conséquences conjoncturelles de la crise sanitaire et économique sur les prix de l'énergie ne devraient pas avoir d'incidences sur le montant des charges de service public de l'énergie, qui dépendent de l'évolution des prix de marché jusqu'à l'échéance des derniers contrats en 2047.

A. L'impact modéré de la crise sur les volumes et raccordements d'énergies renouvelables

1. Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité

L'année 2020 constitue une année particulière du fait de la crise sanitaire. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique a atteint 24,1 %⁷. La production des énergies renouvelables électriques, assez peu dépendantes de moyens humains pour fonctionner, s'est maintenue en valeur absolue mais a connu une forte progression en pourcentage, notamment l'éolien (+ 17,3 %) et le solaire (+ 2,3 %), au contraire des productions thermiques (- 10,6 %) et nucléaire (- 11,6 %). Les principaux facteurs de la progression en pourcentage des énergies renouvelables sont la baisse concomitante du nucléaire et du thermique, en raison de la baisse de la consommation d'électricité. La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité devrait donc être moindre en 2021.

Durant la crise, le ministère de la transition écologique a pris des mesures afin notamment de prolonger les délais de mises en service des installations ainsi que pour adapter le volume et le rythme des appels d'offres (certaines périodes ont été divisées en deux, d'autres ont été décalées).

2. Projets raccordés en 2020

⁷ Bilan électrique 2020 : <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/production-production-totale/#>

L'évolution des parcs installés des filières de l'éolien et du photovoltaïque en 2020, présentée ci-dessous, suggère que la crise sanitaire et économique a pu entraîner un ralentissement du rythme de raccordement de certains projets d'énergies renouvelables.

Au 31 décembre 2020, le parc éolien français atteint une puissance de 17,6 GW dont environ 1,0 GW a été raccordé en 2020, soit 32 % de moins qu'au cours de l'année 2019. Indépendamment de la crise sanitaire, le volume de raccordement annuel est en baisse continue depuis 2017, année durant laquelle la puissance raccordée avait atteint 1 817 MW.

Éolien : nouveaux raccordements

Puissance raccordée par trimestre, en MW

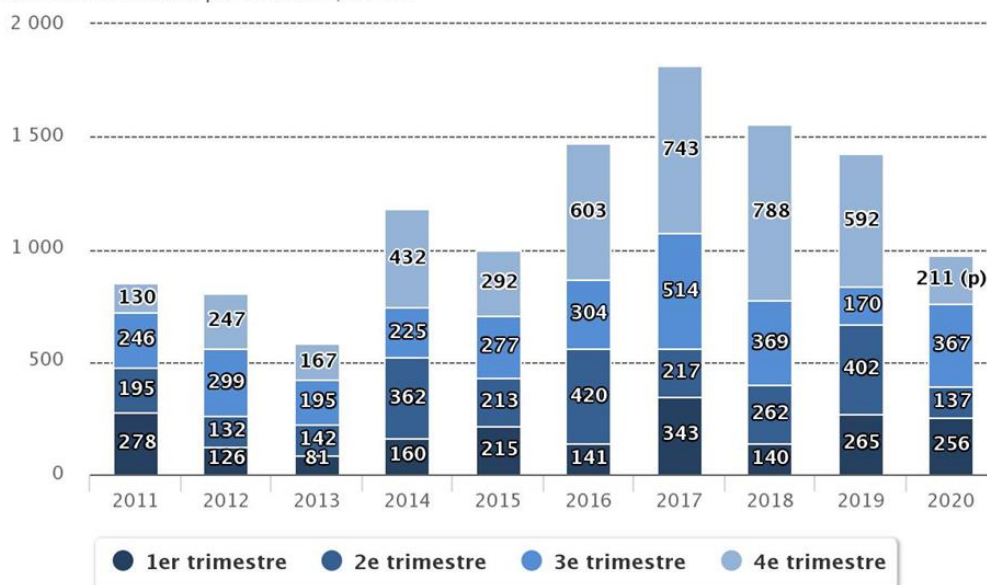


Fig. 1 : Éolien : puissance raccordée par trimestre, MW (Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE)

Pour le photovoltaïque, au cours de l'année 2020, 973 MW supplémentaires ont été raccordés, contre 962 MW au cours de l'année 2019. Le rythme de raccordement progresse lentement depuis 2017, sans que la crise sanitaire ait freiné cette progression.

Solaire photovoltaïque : nouveaux raccordements

Puissance raccordée par trimestre, en MW

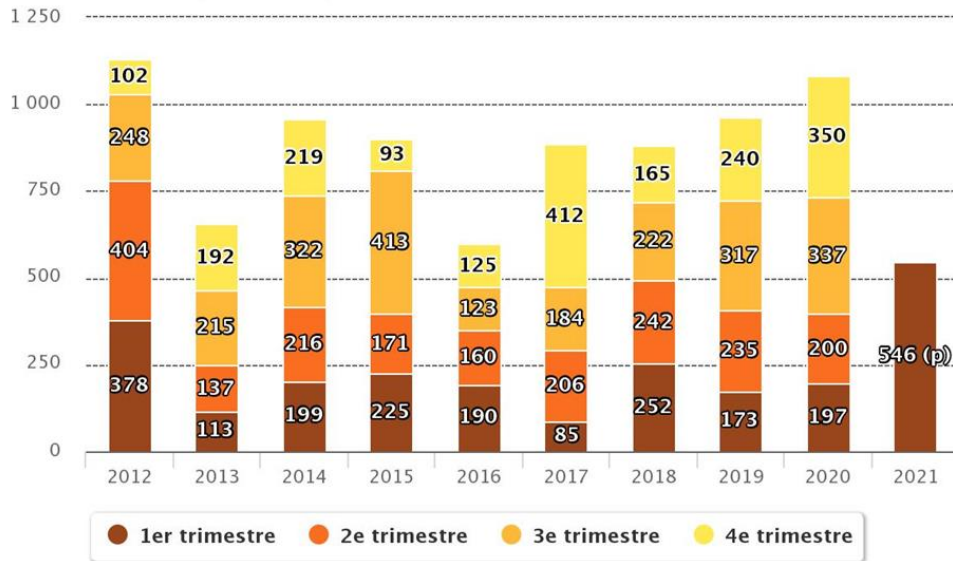


Fig. 2 : Photovoltaïque : puissance raccordée par trimestre, MW (Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE)

3. Soutien public

Du fait de la crise sanitaire, les périodes d'appels d'offres prévues après le 2^{ème} trimestre 2020 ont dû être décalées, ce qui a conduit à un volume moindre de projets lauréats d'appels d'offres qu'initialement prévu.

Ainsi, en éolien, seul un volume de 1 GW a été ouvert et attribué pour un objectif initial de 1,35 GW. En arrêté tarifaire, environ 1,5 GW ont également fait l'objet d'une demande de contrat en 2020.

Pour le photovoltaïque au sol, 1 180 MW ont été ouverts et 981 MW ont été attribués, contre 1 850 MW prévus. De la même manière, pour le photovoltaïque sur bâtiment, 300 MW ont été attribués contre 600 MW prévus. En arrêté tarifaire, environ 290 MW de projets PV sur bâtiment ont également fait l'objet d'une demande de contrat en 2020.

L'incertitude concernant les tarifs photovoltaïques sur bâtiment a conduit à une situation paradoxale de forte baisse. En effet, la filière anticipant des baisses de tarifs, de nombreux porteurs de projets ont déposé des demandes de contrats afin de cranter des tarifs avant la baisse anticipée. Ces demandes de contrats ont à leur tour conduit à la forte baisse des tarifs anticipée. Cette situation s'est répercutée sur 3 trimestres. La formule de dégressivité a été revue le 23 octobre 2020.

Pour l'éolien, l'année a également été marquée par la décision ministérielle de décembre 2019 demandant à EDF OA de ne plus signer de contrat de type « E16 »⁸ une fois atteint le volume notifié à la Commission

⁸ Contrat de complément de rémunération conclu sur la base de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

européenne. Cette situation a induit une réorganisation de nombreux projets et leur réorientation vers les contrats dits « E17 »⁹ et les appels d'offres.

Le développement des projets reste également ralenti par l'incertitude des années 2018 et 2019 sur la validité des décisions de l'autorité environnementale ainsi que par le ralentissement des procédures administratives (notamment d'enquêtes publiques) et de phase d'étude durant la crise sanitaire.

B. L'évolution à la baisse des prix du marché de l'énergie en 2020 compensée par une évolution à la hausse en 2021

1. Evolution à la baisse des prix du marché spot et à terme en 2020

Pour rappel, les prix de l'électricité spot et à terme sont déterminés principalement par les coûts marginaux du dernier moyen de production appelé.

Le contexte sanitaire et économique du premier trimestre 2020 a fortement affecté l'activité et la consommation d'énergie mondiale et française, engendrant une situation inédite d'un point de vue énergétique. La Chine étant un des principaux moteurs de la demande pétrolière dans le monde avec 14 % de la consommation mondiale, le ralentissement de l'économie chinoise lié à la pandémie Covid-19 et les restrictions sur les déplacements ont fait plonger la demande, particulièrement depuis le pic de l'épidémie dans ce pays, en janvier-février 2020. La propagation mondiale de l'épidémie à partir du début du mois de mars et la compétition économique et géopolitique entre les trois plus gros producteurs mondiaux de pétrole (les Etats-Unis, la Russie et l'Arabie saoudite), se sont ajoutées à ce ralentissement. Les prix du pétrole ont été fortement impactés ainsi que les prix de l'électricité et du gaz naturel, qui ont connu également une tendance baissière début 2020.

• Les prix à terme de l'électricité

Les prix à terme de l'électricité étaient assez élevés en 2019, mais sur une tendance baissière depuis le mois d'octobre de cette année-là. Cette baisse s'est accentuée à partir du début de l'année 2020 compte tenu de la baisse des prix du pétrole, du charbon, du gaz et du CO₂, due à la réduction de la demande en Asie. Les prix des contrats pour une livraison en 2021, en moyenne de 51,7 €/MWh sur l'année 2019, se sont établis en moyenne à 41,7 €/MWh sur la période du premier confinement. Ils sont néanmoins repartis à la hausse en avril 2020 à la faveur du rebond du prix du quota ETS, et des anticipations sur la baisse de disponibilité des moyens de production notamment en France (décalage des opérations de maintenance).

Ils ont connu une nouvelle période de baisse entre septembre et début novembre 2020 après la publication par EDF des modifications de plannings augmentant la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire, qui s'est poursuivie après l'annonce de reconfinement, dans le sillage du prix des commodités.

En fin d'année, le prix du contrat annuel Y+1 a de nouveau augmenté, suivant la dynamique du prix des combustibles et surtout celle du CO₂. En décembre, le prix du contrat annuel pour 2021 s'est ainsi établi en moyenne à 49,1 €/MWh en base (+ 5,8 €/MWh par rapport à novembre). Il clôture à 52,1 €/MWh le 29 décembre 2020.

• Les prix spot de l'électricité

⁹ Contrat de complément de rémunération conclu sur la base de l'arrêté tarifaire du 6 mai 2017 modifié par l'arrêté du 30 mars 2020 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de six aérogénérateurs au maximum.

Pendant la période de crise sanitaire, la consommation électrique a sensiblement baissé à la suite du confinement. Entre mars et juin, la consommation a ainsi diminué en moyenne de 11 % par rapport à la moyenne des quatre années précédentes, et jusqu'à près de 18 % en avril. Cette baisse est principalement due à l'arrêt des activités des entreprises, notamment les activités industrielles. La baisse de la demande a ainsi entraîné une chute des prix spot, déjà à un niveau assez bas. Les prix sur le marché spot se sont effondrés lors du premier confinement pour s'établir en moyenne à 15 €/MWh entre le 17 mars et le 11 mai, contre 38 €/MWh à la même période en 2019.

Après le confinement, les prix spot ont repris un cours normal à l'été 2020. Le nouveau confinement à partir du 30 octobre n'a pas eu de conséquence significative sur les prix spot. Après une baisse des prix de l'électricité à 26,7 €/MWh pour une livraison début novembre, les prix sont repartis à la hausse autour de 40 €/MWh.

- **Les prix spots et à terme du gaz naturel**

Les prix du gaz européen ont subi une forte baisse entre mars et juillet 2020, affichant une moyenne de 6 €/MWh pour le spot sur cette période, en baisse de 65 % par rapport à la moyenne des 5 années précédentes. La moyenne en 2020 des prix spots du gaz naturel en France s'élève à 10 €/MWh (contre 14 €/MWh en 2019) et celle des prix à terme à 14€/MWh (contre 18€/MWh). Cette baisse s'est effectuée dans un contexte d'un niveau de remplissage des stockages élevé en 2020, d'offre abondante, de baisse de la demande, et d'un niveau de prix déjà bas au début de l'année 2020.

La délibération de la CRE du 15 juillet 2020 basée sur les prix de marchés bas de la première partie de 2020, a conclu à une augmentation des charges à compenser (cf. C).

2. Forte augmentation des prix du marché spot et à terme en 2021

La tendance haussière constatée en fin d'année 2020 s'est poursuivie en 2021. Avec la reprise de confiance des marchés et l'augmentation de l'activité en Asie, les prix des combustibles ont augmenté. L'adoption le 11 décembre 2020 par les Etats-membres de l'Union européenne du nouvel objectif de diminution de - 55 % des émissions de gaz à effet de serre nettes par rapport à l'année de référence 1990, a engendré une augmentation forte du prix du carbone sur le marché européen, impactant également à la hausse les prix de l'électricité en 2021. Le prix du CO₂ a dépassé pour la première fois 55 €/t en juillet 2021 et la moyenne en 2021 s'élève à 45€/t (contre 25 €/t en 2019 et 2020).

La moyenne des prix spots d'électricité entre le 1^{er} janvier 2021 et le 15 juillet 2021 s'établit en base à 60,1 €/MWh, et celle du contrat annuel pour une livraison en 2022 à 59,7 €/MWh.

Ces prix sont dépendants notamment de la consommation, de l'activité économique, des températures, des productions nucléaire et renouvelables, ainsi que des prix des commodités (combustibles et CO₂).

La délibération de la CRE du 15 juillet 2021 qui évalue les charges de service public de l'énergie à compenser aux opérateurs en 2022 se base sur cette période de prix hauts engendrant une compensation des charges à la baisse (cf. C).

Les prix de marché semblent rester sur une tendance haussière après la délibération de la CRE. Il est probable que le maintien des prix élevés de marché spot et à terme du gaz et de l'électricité, notamment sous l'effet du prix du CO₂, induise une diminution des charges de SPE. Le Comité réévaluera lors du prochain rapport s'il est pertinent de maintenir ou de changer les hypothèses de trajectoires de prix hautes et basses retenues pour le calcul des engagements.

C. Les fluctuations des charges dans les délibérations de la CRE lissées entre 2020 et 2021

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 déclarations prévisionnelles 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.

Les prix bas de l'électricité en 2020 exposés plus haut ont induit une hausse des besoins budgétaires pour la compensation des charges de service public en 2021, en particulier le soutien aux énergies renouvelables électriques au titre de 2020. L'inversion de la tendance des prix en 2021, décrite ci-dessus, induit une baisse des besoins budgétaires pour la compensation des charges de service public de l'énergie en 2022.

- Au titre de 2020, d'après la délibération de la CRE du 15 juillet 2020 sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021¹⁰, la mise à jour de la prévision des charges conduit à une augmentation de 1 050 M€ par rapport aux prévisions initiales, soit 6 742 M€ au lieu de 5 692 M€ dans la délibération du 11 juillet 2019¹¹. Cette hausse résulte très majoritairement de la baisse importante des prix de marché par rapport à ceux attendus lors de l'évaluation de la prévision (- 18,5 €/MWh) en raison notamment de l'état d'urgence sanitaire. La météorologie favorable à l'éolien au premier trimestre 2020 amplifie cette tendance (+ 3 TWh de production par rapport à la prévision initiale). Il est constaté une légère baisse de - 104 M€ des charges au titre de 2020 dans la délibération du 15 juillet 2021¹⁰.
- Au titre de 2021, le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie s'élevait à 6 906 M€ dans la délibération de la CRE du 15 juillet 2020 qui se basait sur des prix de marché bas. La hausse des prix de l'électricité s'est traduite par une mise à jour des charges au titre de 2021 très à la baisse de - 1 053 M€¹⁰ dans la délibération du 15 juillet 2021 sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022¹².

Ces nouvelles prévisions à la baisse de 1 158 M€ en 2021 (- 1 058 M€ pour les charges au titre de 2021 et - 104 M€ pour les charges au titre de 2020)¹⁰ viennent compenser les réévaluations à la hausse de + 1,45 Md€ dues à la crise sanitaire et économique de 2020 (+ 1 050 M€ pour les charges au titre de 2020 et + 401 M€ pour les charges au titre de 2019)¹⁰. L'augmentation des dépenses publiques pour le soutien aux énergies renouvelables consécutive à la baisse des prix en 2020 est ainsi compensée par la baisse des dépenses liée à la montée des prix en 2021.

¹⁰ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2021>

¹¹ Valeurs retraitées au périmètre d'étude du rapport, soit ENR, biométhane et cogénération en métropole continentale (hors ZNI, dispositifs sociaux, effacements, frais de gestion).

¹² <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2022>

D. La conséquence très limitée de la pandémie sur l'évaluation de long terme des charges

Sur le long terme, les conséquences conjoncturelles de la crise sanitaire et économique ne devraient pas avoir d'incidences sur le montant des charges de service public de l'énergie.

En effet, d'une part, une fluctuation annuelle du prix de marché à la hausse ou à la baisse n'impacte qu'à la marge les trajectoires de long terme évaluées par le Comité de gestion, qui s'étendent jusqu'en 2047.

D'autre part, la pandémie ne semble pas avoir affecté les volumes de projets engagés en 2020 pour l'essentiel, la baisse des engagements observée sur les énergies renouvelables électriques (cf. III.D) étant principalement due à des effets de calendrier (2 ans entre les deux dialogues concurrentiels pour l'éolien en mer par exemple) et à la baisse des prix à l'issue des appels d'offres photovoltaïque et éolien terrestre.

III. Chiffrage des engagements en métropole continentale

Il convient de rappeler que les chiffrages présentés ci-après ne concernent pas l'ensemble des charges de service public de l'énergie puisqu'ils se concentrent sur les impacts financiers des engagements pris par l'État au titre du soutien aux énergies renouvelables (électriques et gaz) et à la cogénération en métropole continentale, ce poste représentant néanmoins l'essentiel des charges de SPE (76,8 % en 2020). Le cas des ZNI est traité dans la partie suivante (cf. IV).

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 sur le fondement d'hypothèses discutées au sein du Comité. Les grands principes de calcul sont présentés ci-après.

1. Notion d'engagement

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel garantissent aux producteurs une rémunération de l'énergie produite sur le long terme, en les couvrant (intégralement ou quasi-intégralement dans le cas du complément de rémunération) face au risque d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité ou du gaz. Ils traduisent ainsi un engagement pluriannuel de l'État, 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 date de demande complète de contrat¹³ ;
- dans le cadre des procédures concurrentielles : la date de désignation des lauréats par le ministre chargé de l'énergie.

Les engagements chiffrés dans la suite du rapport correspondent aux charges induites par les demandes complètes de contrats dans le cadre de guichets ouverts faites avant le 31 décembre inclus d'une année donnée, ainsi que celles induites par les contrats – déjà signés ou non – des lauréats aux appels d'offres désignés avant la même date. Le rapport du Comité se concentre dans un premier temps sur les engagements pris au 31 décembre 2020, avant de proposer un chiffrage prévisionnel des engagements pour les années 2021 et 2022.

La réception d'une demande de contrat dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou la désignation d'un lauréat à un appel d'offres suffisent en principe à constituer une obligation potentielle de l'État envers un tiers, quand bien même cette obligation ne sera concrétisée qu'à l'issue d'évènements ultérieurs qui ne relèvent pas du contrôle de l'État.

¹³ Les textes réglementaires encadrant les guichets ouverts (arrêtés tarifaires) prévoient que la demande complète de contrat sécurise, sous réserve de la complétude du dossier et de l'éligibilité de l'installation, le droit au contrat d'achat ou de complément de rémunération pour le producteur. On considère ainsi l'État engagé dès lors que cette demande a été déposée.

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 sont notamment encadrés dans les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges des appels d'offres. Ainsi, pour le photovoltaïque, les délais maximaux de mise en service sont actuellement de 20 mois pour les projets sur bâtiment et de 24 mois pour les projets au sol. Ils devraient être allongés à 30 mois toutes technologies confondues dans le cadre des nouveaux appels d'offres dont le lancement est prévu d'ici la fin de l'année 2021. Pour l'éolien terrestre, les délais maximaux 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 premiers appels d'offres photovoltaïques¹⁴ un taux de non-réalisation de l'ordre de 30 %. Bien qu'un tel retour d'expérience ne soit pas encore possible pour les autres filières, un taux de chute – vraisemblablement moindre 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 – paraît probable. Le Comité retient un taux de chute de 10 à 20 % selon les filières et les typologies de projets.

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 des mises en service effectives des installations.

Toutefois, il convient de noter que pour les appels d'offres, l'engagement maximum de l'État 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-après correspondent donc à un engagement « probable » de l'État et non à un maximum.

Les estimations du Comité présentées ci-après ne correspondent ainsi pas à l'engagement budgétaire total que pourrait devoir honorer l'État si tous les projets étaient *in fine* mis en service.

2. Coût évité

Les mécanismes de soutien assurent aux producteurs une rémunération stable de l'énergie en tenant compte de la valeur de marché de l'énergie produite, rendant le montant financier du soutien sensible à l'évolution des prix de marché. De ce fait, lorsque les prix de marché augmentent, les charges à payer pour ces installations diminuent et inversement. 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. Des hypothèses de prix de marché sont donc nécessaires pour évaluer l'impact financier des engagements.

¹⁴ Il est ici fait référence aux vagues dites « CRE1 », « CRE2 » et « CRE3 », respectivement lancées en 2011, 2013 et 2014-2015.

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 instantané (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 ces phénomènes ainsi que les effets sur les prix de marché de la trajectoire de diversification du mix énergétique en développant les énergies renouvelables prévues par la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie. Néanmoins, l'évolution des prix de marché est par nature difficile à anticiper. En pratique, ces prix s'avèrent très volatils et connaissent des retournements de tendance. À titre d'exemple, sur l'année 2020, le prix de marché de l'électricité *spot* mensuel moyen a varié entre 13 et 48 €/MWh.

Le Comité prend acte de l'augmentation continue récente des prix de l'électricité sur les marchés à terme, au-dessus des valeurs des scénarios retenus (par exemple sur la première quinzaine de juillet, le contrat annuel s'établit en moyenne à 74 €/MWh pour une livraison en 2022, 62 €/MWh pour 2023 et 59 €/MWh pour 2024). Si les prix *spot* observés sur ces années s'avéraient *in fine* conformes aux anticipations du marché, ce qui induirait pour ces années une baisse des charges budgétaires, le Comité observe toutefois que :

- d'une part, ces valeurs ne préjugent pas d'une tendance de long terme et qu'il n'est généralement pas souhaitable d'extrapoler une tendance de court terme sur un marché aussi volatil que celui de l'électricité ;
- d'autre part, la prise en compte de ces prix à terme n'affecterait qu'à la marge le chiffrage des engagements puisque seules trois années de charges sont concernées (contre une période totale de soutien de plus de 20 ans).

Le Comité rappelle enfin que les acheteurs obligés (pour l'obligation d'achat) ou producteurs (pour le complément de rémunération) sont tenus de faire certifier leurs capacités sur le marché dédié. Les revenus ainsi tirés du marché de capacité sont déduits des charges à compenser dans la majorité des cas, exception faite des contrats de complément de rémunération pour les lauréats d'appels d'offres. Si la part de capacité valorisable est faible pour le photovoltaïque (environ 3 %), celle-ci peut représenter des montants importants pour des filières comme l'éolien terrestre. Il convient donc de tenir également compte d'hypothèses d'évolution du prix de la capacité à long terme pour le chiffrage des engagements.

3. Principe du calcul des charges

Les engagements, tels que définis ci-dessus, correspondent à la somme des charges induites par les contrats de soutien sur leur durée, le plus souvent 20 ans. Si la compensation annuelle des charges de SPE aux acheteurs obligés se fait différemment selon le type de contrat – obligation d'achat ou complément de rémunération –, le principe de calcul reste le même.

Dans le cadre des travaux du Comité, l'estimation des charges se fait selon la formule suivante :

$$\text{Charges [€]} = \text{Capacité [MW]} \times \left(\text{Productible [Hepp}^{15}] \times (\text{Tarif} - \text{Coût évité énergie}) [\text{€/MWh}] \right) - \text{Coût évité capacité [€/MW]}$$

L'estimation des engagements nécessite donc de prendre des hypothèses pour l'ensemble de ces paramètres, dont les principales sont présentées dans la section suivante.

¹⁵ Heures équivalent pleine puissance, ou MWh produits par MW installé

B. Hypothèses centrales utilisées

Les différents paramètres influant sur les charges à compenser sont assortis d'incertitudes plus ou moins importantes. À titre d'exemple, les niveaux de tarif sont déjà connus pour la grande majorité, ou *a minima* compris dans une fourchette limitée. Les prix de marché, à l'inverse, sont très incertains alors que les charges en dépendent fortement. C'est également le cas des déploiements de capacité (ou d'injection pour le biométhane). Les hypothèses prises pour ces paramètres sont précisées dans les paragraphes suivants.

1. Déploiement et sorties de capacités pour les EnR électriques

Les chroniques prospectives suivantes des mises en service correspondent respectivement aux engagements pris à fin 2020 et aux engagements prévisionnels supplémentaires pour 2021 et 2022. Elles sont présentées par filière pour l'ensemble des EnR électriques et la cogénération. Le Comité rappelle l'absence de nouveaux engagements pour le soutien à la cogénération au gaz naturel depuis 2019. Le parc installé à date, ainsi que les sorties prévisionnelles de contrat, sont également présentés.

Parc soutenu installé à fin 2020

Filière	MW installés
Solaire pré-moratoire	3 651
Eolien terrestre	16 664
Solaire post-moratoire	6 762
Biomasse & biogaz	1 048
Cogénération au gaz naturel	2 862
Hydraulique ¹⁶	2 049
Autres électriques	510
TOTAL	42 990

Fig. 3 : Tableau sur le parc soutenu à fin 2020 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

¹⁶ Pour l'hydroélectricité, l'essentiel du parc installé sur le territoire (environ 20 GW) relève du régime des concessions et n'est donc à ce titre pas éligible aux mécanismes de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le parc soutenu représente quant à lui environ 2 GW de capacité installée.

Mises en services futures liées aux engagements pris au 31 décembre 2020 (MW)

Filière	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eolien terrestre	874	1 394	1 911	1 936	345	0	0	0	0	0
Eolien en mer	0	528	1 041	450	0	992	580	0	0	0
Solaire post-moratoire	2 769	2 215	1 201	390	19	0	0	0	0	0
Biomasse & biogaz	66	44	59	29	7	0	0	0	0	0
Cogénération au gaz naturel	51	51	51	51	0	0	0	0	0	0
Hydraulique	14	28	39	33	16	0	0	0	0	0
Autres électriques	19	3	29	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	3 792	4 262	4 330	2 890	388	992	580	0	0	0

Fig. 4 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2020 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Mises en services futures liées aux engagements prévisionnels pour 2021 (MW)

Filière	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eolien terrestre	0	0	0	299	1 598	299	0	0	0	0
Solaire post-moratoire	0	0	959	1 007	503	0	0	0	0	0
Biomasse & biogaz	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0
Hydraulique	0	0	0	0	5	17	5	0	0	0
TOTAL	0	0	959	1 306	2 106	323	5	0	0	0

Fig. 5 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service futures correspondant aux engagements prévisionnels pour 2021 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Mises en services futures liées aux engagements prévisionnels pour 2022 (MW)

Filière	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eolien terrestre	0	0	0	0	439	1 878	439	0	0	0
Eolien en mer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 000
Solaire post-moratoire	0	0	0	1 240	1 569	784	0	0	0	0
Biomasse & biogaz	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0
Hydraulique	0	0	0	0	0	8	24	8	0	0
TOTAL	0	0	0	1 240	2 007	2 670	470	8	0	1 000

Fig. 6 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service futures correspondant aux engagements prévisionnels pour 2022 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Sorties prévisionnelles de capacité (MW)

Filière	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solaire pré-moratoire	0	0	0	0	-1	-1	-2	-10	-55	-203
Eolien terrestre	-343	-721	-774	-874	-1 470	-1 351	-832	-898	-567	-1 008
Solaire post-moratoire	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2
Biomasse & biogaz	-18	-6	-88	-29	-49	-31	-20	-42	-40	-50
Cogé. au gaz naturel	-88	-122	-134	-271	-318	-352	-207	-176	-316	-308
Hydraulique	0	-1	-46	-225	-742	-9	-12	-61	-46	-22
Autres électriques	-10	-9	-71	-33	-55	-47	-11	0	-29	-106
TOTAL	-459	-859	-1 112	-1 431	-2 635	-1 792	-1 084	-1 187	-1 055	-1 699

Fig. 7 : Tableau sur la chronique prospective des sorties prévisionnelles de capacité par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Les mises en services des nouvelles capacités induites par les engagements de l'État au 31 décembre 2020 devraient s'échelonner jusqu'en 2027, correspondant à l'année de mise en service estimée du parc éolien en mer au large de Dunkerque (lauréat désigné en 2019). Si cette hypothèse est assortie d'une incertitude particulière, eu égard notamment aux procédures récemment engagées contre le projet¹⁷, il convient de rappeler qu'un décalage dans le temps n'affecterait qu'à la marge les engagements totaux induits sur la durée du contrat.

S'agissant des engagements complémentaires prévisionnels pour 2021, les déploiements de capacité devraient commencer en 2023 et s'étaler jusqu'en 2026. L'échéance correspond cette fois-ci aux mises en service (i) des futurs lauréats aux appels d'offres désignés courant 2020 et (ii) des demandes complètes de contrats en guichet ouvert effectuées la même année.

Enfin, pour les engagements 2022, les mises en service devraient s'étaler entre 2024 et 2030, année prévisionnelle de mise en service du lauréat au dialogue concurrentiel pour un parc éolien en mer en Normandie, dont la procédure est en cours.

Par cohérence, seules les années 2021 à 2030 sont présentées pour les sorties de capacité, bien qu'il faille tenir compte des sorties sur toute la durée de calcul des engagements (horizon 2047). La période observée ci-dessus marque cependant l'arrivée des premières sorties notables de contrat, s'agissant notamment des premiers contrats éoliens terrestres en guichet ouvert de 15 ans, signés entre 2005 et 2014.

2. Injection de biométhane sur les réseaux de gaz

Le soutien à la filière du biométhane injecté a été marqué par l'abrogation de l'arrêté tarifaire de 2011¹⁸ en novembre 2020 et son remplacement par un nouveau guichet ouvert¹⁹. Outre l'introduction de nouvelles conditions préalables à l'éligibilité permettant de s'assurer de la maturité des projets (dépôt d'un dossier

¹⁷ Une plainte a été déposée fin juin par le gouvernement belge auprès de la Commission européenne

¹⁸ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

¹⁹ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

ICPE complet et régulier, obtention du permis de construire), le cadre de soutien actuel prévoit une baisse globale du niveau de soutien, une dégressivité du tarif en fonction de la taille des projets ainsi qu'un auto-ajustement trimestriel à la baisse en fonction des demandes de contrats du trimestre précédent – ce dernier mécanisme étant inspiré de celui déjà en place pour la filière photovoltaïque.

L'estimation de la production de biométhane dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat à un tarif réglementé a été réalisée sur la base des informations transmises par les fournisseurs de gaz naturel dans le cadre du bilan des contrats d'achat mentionné à l'article 10 de l'arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le taux de réalisation des projets pour lesquels un contrat a été signé a été estimé sur la base des données disponibles sur l'avancement des projets de méthanisation, notamment les données sur la réalisation des études de faisabilité sur le raccordement à un réseau de gaz naturel et les données sur l'avancée des démarches sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), ainsi que de la distribution historique des délais de réalisation d'un projet de méthanisation en fonction de son degré d'avancement, de sa taille, et du niveau de complexité de la procédure ICPE.

Pour les contrats signés en 2019 et 2020, le taux de réalisation des projets est ainsi estimé à 5 % la première année, 10 % la deuxième et 15 % au cours de la troisième et de la quatrième année. Un taux de montée en régime des nouvelles installations de méthanisation, à hauteur de 35 % de la capacité la première année de fonctionnement, 90 % la deuxième et 95 % les années suivantes, a également été estimé sur la base de l'historique des installations déjà mises en service.

Afin d'évaluer les engagements pour les années 2021 et 2022, la Comité s'est basé sur les objectifs annuels de contractualisation fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie, à savoir un objectif annuel de 800 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur)²⁰ par an pour les contrats d'obligation d'achat à un tarif réglementé et un objectif annuel de 700 GWh PCS par an pour les contrats d'obligation d'achat suite à appel d'offres. L'hypothèse d'un taux de réalisation de 90 % est par ailleurs retenue, en cohérence avec la nouvelle exigence d'un niveau minimum d'avancement des projets à la signature des contrats.

La perspective d'une révision du tarif d'achat du biométhane a favorisé une très forte accélération des signatures de contrats pour des projets de production de biométhane sur 2019-2020, avant la publication du nouvel arrêté tarifaire le 24 novembre 2020. 928 contrats ont été signés en 2019 et 2020, soit 91 % du volume total de contrats à fin 2020.

Les hypothèses d'injection présentées ci-après tiennent compte de cette accélération, s'agissant des engagements au 31 décembre 2020.

²⁰ Le pouvoir calorifique supérieur du combustible indique la quantité de chaleur qu'il va libérer lors de la combustion et de la condensation de la vapeur associée à cette combustion par unité de volume ou de masse.

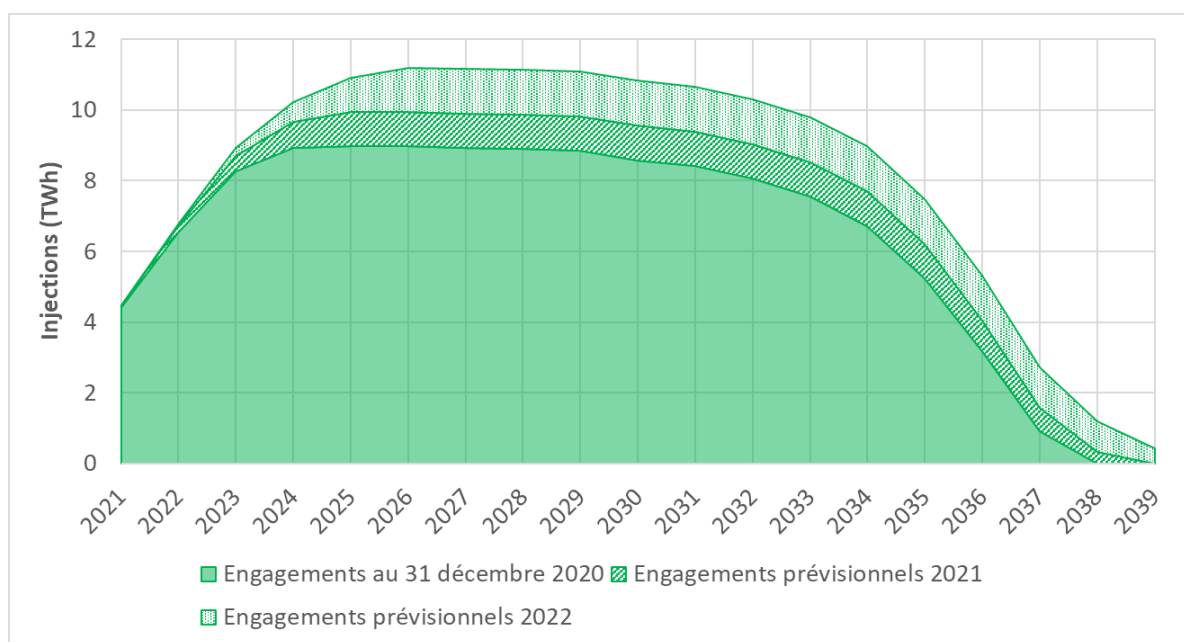


Fig. 8 : Graphique relatif à l'évolution des engagements liés au biométhane injecté au 31 décembre 2020, prévisionnels 2021 et 2022 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

NB : la durée des contrats de soutien est de 15 ans pour le biométhane injecté

Le Comité tient à souligner que le ralentissement anticipé sur les engagements futurs pour les deux prochaines années tient compte des mécanismes mis en place pour maîtriser les nouvelles signatures de contrats et éviter une nouvelle envolée de celles-ci.

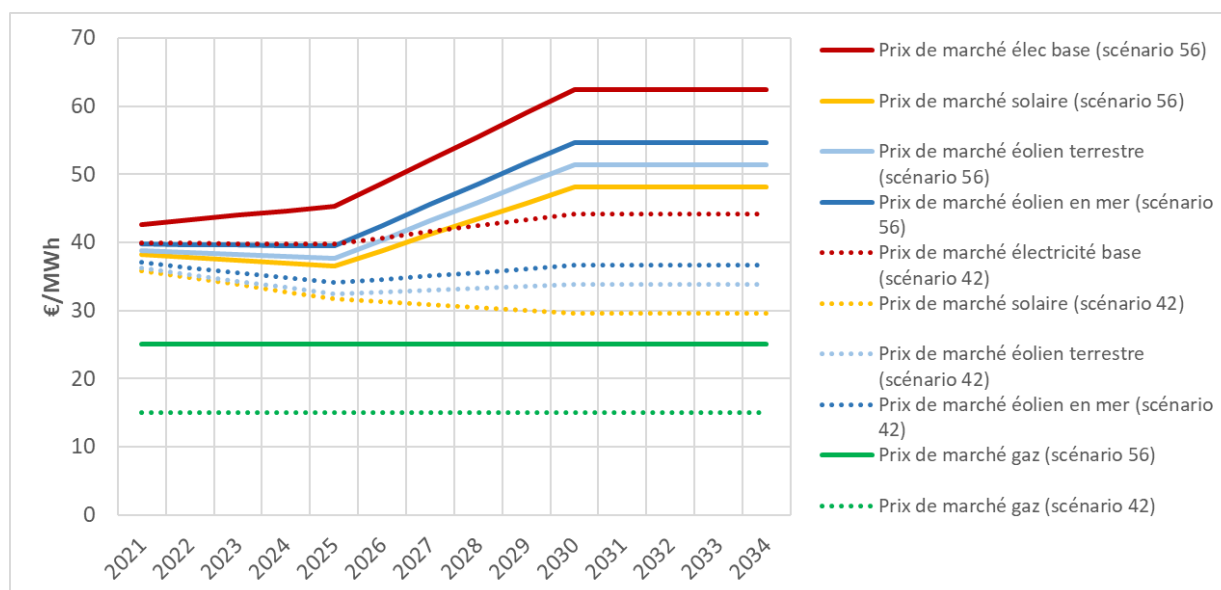
3. Scénarios de prix de marché

Le Comité rappelle la forte dépendance des chiffrages présentés ci-dessous aux scénarios de prix de marché, pour l'électricité et le gaz. Cette sensibilité est d'autant plus forte que les prix des filières sur lesquelles l'essentiel de la capacité est déployé se rapprochent des prix de gros. Il est donc fondamental d'explicitier les scénarios retenus dans le cadre d'un exercice prospectif de calcul des charges de service public de l'énergie, *a fortiori* dans la mesure où l'incertitude sur l'évolution des prix de marché est importante, en particulier à très long terme.

Le Comité retient les deux mêmes scénarios que les années précédentes. Outre l'enjeu de comparaison des chiffrages d'une année sur l'autre, ceux-ci présentent l'avantage de donner un encadrement jugé crédible des sommes engagées par l'État sur la durée des contrats de soutien.

Pour rappel, il s'agit des trajectoires utilisées dans les évaluations économiques de la PPE 2019-2028. Elles distinguent 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, ci-après respectivement appelés « scénario 56 » et « scénario 42 », tiennent compte de prix de vente « captés » en moyenne différents pour les filières solaire,

éoliennes terrestre et en mer²¹. L'hypothèse de prix de marché est par ailleurs constante au-delà de 2030. Pour le gaz, deux scénarios de prix constant à respectivement 25 et 15 €/MWh sont retenus.



€/courants / MWh	Scénario 56				Scénario 42			
	2021	2025	2028	2030+	2021	2025	2028	2030+
Prix de marché électricité (base)	42,7	45,3	55,6	62,4	39,9	39,8	42,4	44,2
Prix de vente solaire	38,3	36,5	43,5	48,1	35,9	31,7	30,4	29,6
Prix de vente éolien terrestre	38,8	37,6	45,9	51,4	36,2	32,4	33,3	33,9
Prix de vente éolien en mer	39,8	39,5	48,6	54,7	37,1	34,1	35,6	36,6
Prix de marché gaz	25,0				15,0			

Fig. 9 : Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh en 2028 et de la trajectoire utilisée du prix du gaz (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

S'agissant du prix de la capacité, le Comité retient une trajectoire suivant l'inflation à partir du prix moyen des enchères pour l'année de livraison 2022, soit 23 287 €/MW.

Le Comité retient par ailleurs une hypothèse normative d'inflation de 2 % par an.

C. Impact financier des engagements pris à fin 2020

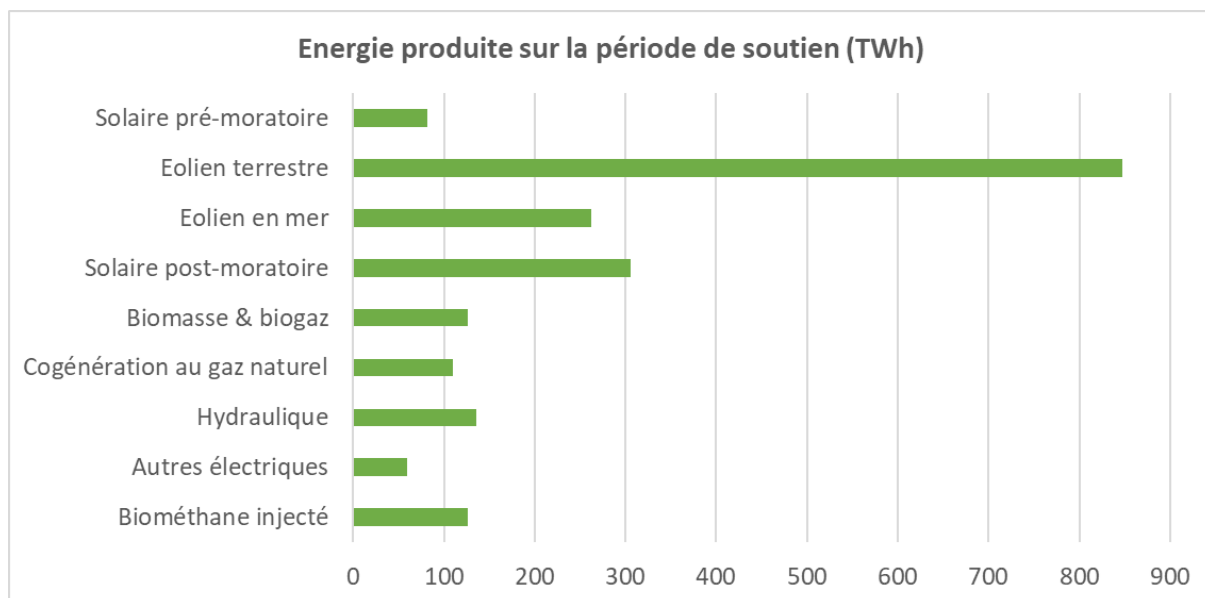
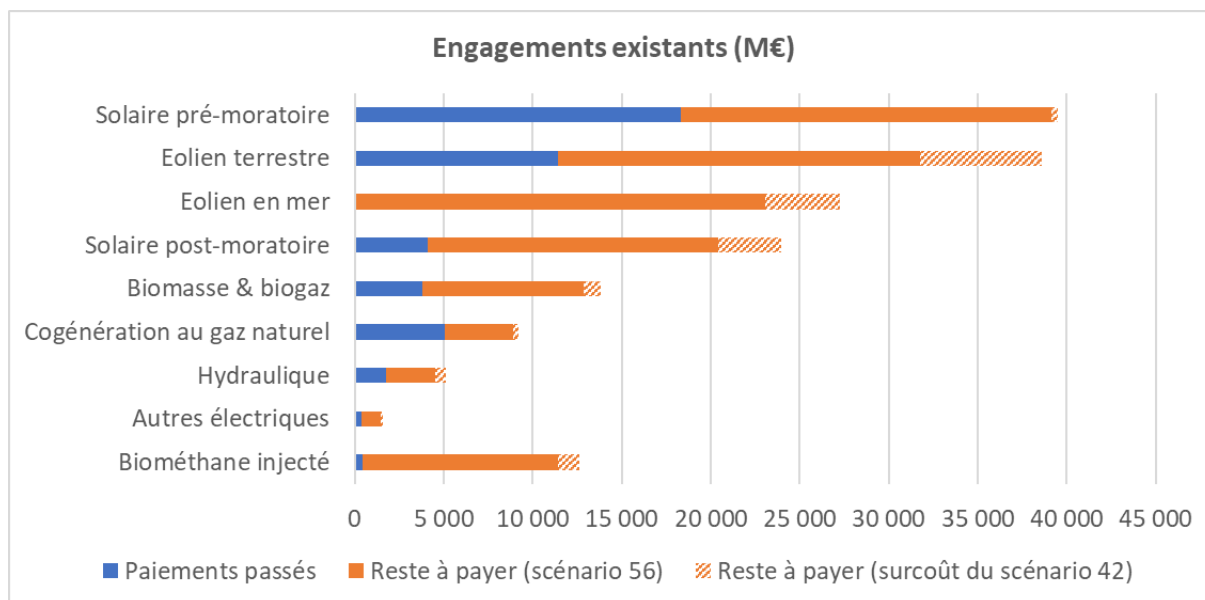
Le présent paragraphe expose l'estimation des **engagements de l'État au 31 décembre 2020** au titre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale par le Comité, suivant les hypothèses correspondantes présentées ci-dessus.

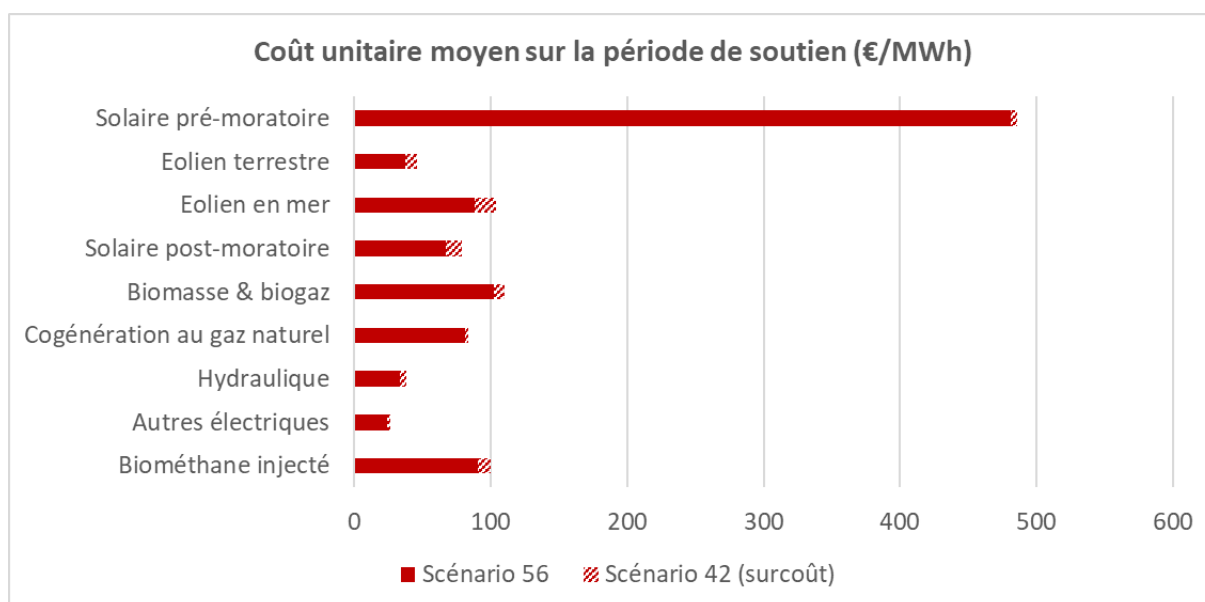
²¹ Les prix de vente « captés » par les différentes filières tiennent compte de la répartition des heures de production de chacune des technologies, qui n'est pas homogène sur l'année, et conduit donc à un prix moyen différent du prix annuel moyen : à titre d'exemple, le prix « capté » par les installations photovoltaïques est formé sur les heures d'ensoleillement.

1. Engagements totaux

Les graphiques suivants présentent, pour les engagements à fin 2020 et par filière :

- l'évaluation des montants de soutien globaux par filière (paiements passés et charges induites restant à payer) ;
- l'énergie produite au total sur la durée des contrats ;
- le coût unitaire moyen du soutien en €/MWh, également sur la durée des contrats.





M€ (euros courants)	Scénario 56		Scénario 42	
	Total soutien	Reste à payer	Total soutien	Reste à payer
Solaire pré-moratoire	39 111	20 782	39 470	21 141
Eolien terrestre	31 740	20 327	38 608	27 195
Eolien en mer	23 030	23 030	27 246	27 246
Solaire post-moratoire	20 388	16 313	23 945	19 869
Biomasse & biogaz	12 867	9 084	13 846	10 062
Cogénération au gaz naturel	8 890	3 815	9 197	4 122
Hydraulique	4 496	2 728	5 119	3 351
Autres électriques	1 437	1 037	1 586	1 185
TOTAL EnR électriques et cogénération	141 959	97 116	159 016	114 173
Biométhane injecté	11 411	10 983	12 625	12 197
TOTAL toutes filières	153 370	108 099	171 641	126 370

Fig. 10 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2020 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Analyse des résultats

Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2020 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables 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 153 et 172 Md€**.

Sur ces montants, l'essentiel concerne le **soutien aux filières électriques** (EnR et cogénération au gaz naturel) qui génèrent **142 à 159 Md€** d'engagements à fin 2020, soit près de 92 % du total. Les filières représentant le principal coût demeurent le photovoltaïque pré-moratoire (environ 40 Md€), l'éolien terrestre (entre 32 et 39 Md€), l'éolien en mer (entre 23 et 27 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire

(entre 20 et 24 Md€). Ces quatre filières représentent plus de 80 % du soutien total aux filières électriques en métropole continentale.

Le **soutien à la filière du gaz renouvelable**, actuellement organisé au travers du seul arrêté de soutien au biométhane injecté, représente **environ 11 à 13 Md€** d'engagements à fin 2020, soit environ 8 % du soutien global.

La majorité des engagements, soit plus de 70 %, reste encore à payer. Le Comité estime ainsi entre 108 et 126 Md€ les montants à compenser aux acheteurs 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 2047 (bien que marginalement après 2044, cf. paragraphe suivant). Les montants déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2020 s'élèvent à 45 Md€.

Le Comité souligne que 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 pour l'État de près 500 €/MWh quand le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe autour de 40 €/MWh et celui du photovoltaïque post-moratoire autour de 70 €/MWh.

Remarques sur le photovoltaïque pré-moratoire

Les chiffres présentés ci-dessus ne tiennent pas compte des effets de la révision d'une partie des contrats photovoltaïques pré-moratoire, la procédure étant toujours en cours²². Le Comité souligne l'incertitude sur les économies de charges réalisées *in fine*.

Remarques sur la filière du biométhane injecté

Les engagements à fin 2020 pour le soutien au biométhane injecté sont estimés entre 11 et 13 Md€, soit environ 4 Md€ supérieurs aux estimations de l'année passée (les engagements à fin 2019 s'élevaient à 8 Md€). Ce montant de 4 Md€ supplémentaires correspond aux engagements pris au cours de l'année 2020. Il est similaire à l'estimation des engagements pris au cours de l'année 2019.

Le Comité a tenu compte des informations sur le stock de demandes de contrats des acheteurs obligés. La perspective de la révision à la baisse du niveau de soutien (cf. B.2) semble avoir conduit à une accélération des demandes de contrats ces dernières années. L'importance des signatures de contrats pour des projets de production de biométhane observées en 2019 s'est poursuivie en 2020. Ce dynamisme de développement de la filière devrait conduire au dépassement de l'objectif de production fixé par la PPE à l'horizon 2023, à savoir une production annuelle de 6 TWh de biométhane.

A court terme, les mécanismes mis en place pour encadrer le rythme des signatures de nouveaux contrats devraient permettre de mieux maîtriser les nouveaux engagements. A moyen terme, des baisses de coût consécutives à l'industrialisation de la filière pourraient permettre de diminuer progressivement le niveau de soutien à la filière.

2. Chroniques de dépenses

Les travaux du Comité se concentrent en premier lieu sur l'estimation des engagements totaux, c'est-à-dire sur la durée des contrats de soutien. Les chroniques ci-après sont donc données à titre informatif. En

²² Les projets de décret et d'arrêté qui encadreront la révision ont été communiqués par le gouvernement aux acteurs de la filière le 2 juin 2021.

particulier, le Comité tient à souligner l'écart naturel entre les chiffres affichés pour les premières années (2021 et 2022) et ceux de la délibération de la CRE relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022 publiée le 15 juillet 2021²³. Ces derniers s'appuient notamment sur des hypothèses de prix de marché plus dynamiques et prennent en compte à ce titre les effets à court et moyen terme de la crise sanitaire et économique ainsi que de la reprise économique en début d'année 2021 (cf. II).

Les graphiques suivants détaillent année par année, selon les mêmes hypothèses que précédemment, l'évolution prévisionnelle des charges au titre des engagements pris à fin 2020, pour les cinq prochaines années, puis jusqu'en 2047 (fin des derniers contrats engagés au 31 décembre 2020). 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. Les charges résiduelles après 2044 correspondent aux dernières années de contrat pour le parc éolien en mer au large de Dunkerque.

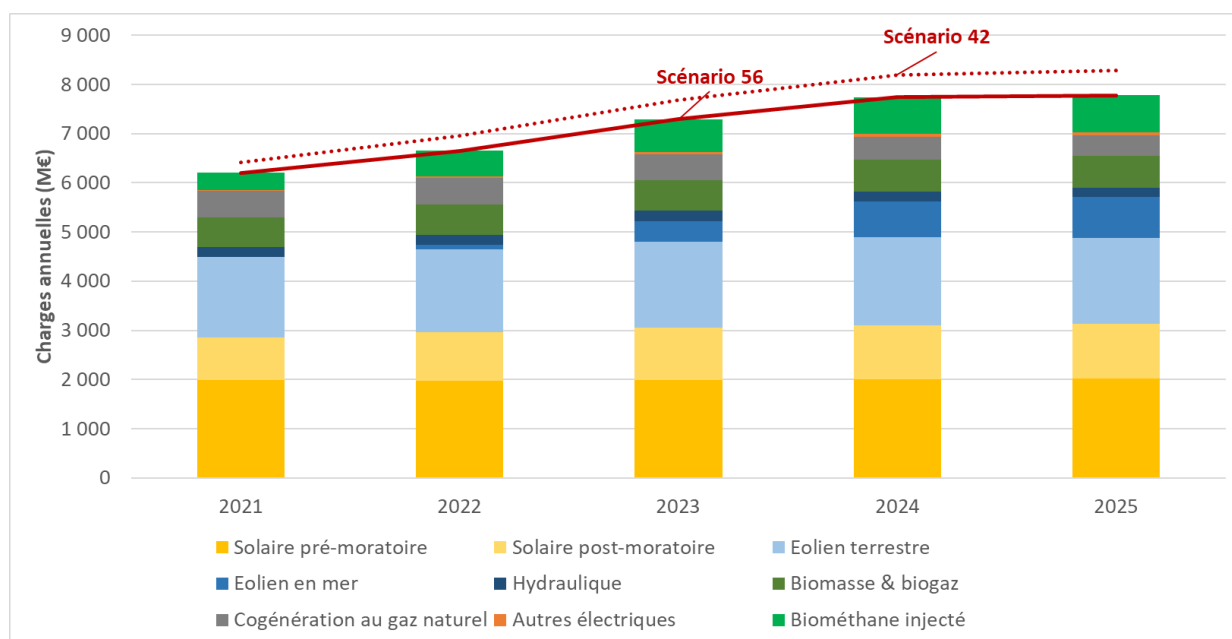


Fig. 11 : Chronique prospective à horizon 2025 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2020 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Le Comité rappelle que la chronique ci-dessus est particulièrement sensible aux hypothèses d'années de mises en service retenues. Bien que celles-ci n'affectent qu'à la marge les engagements totaux, les retards de déploiement pourraient décaler une part non négligeable des montants à compenser dans le temps, par exemple pour l'éolien en mer.

²³ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2022>

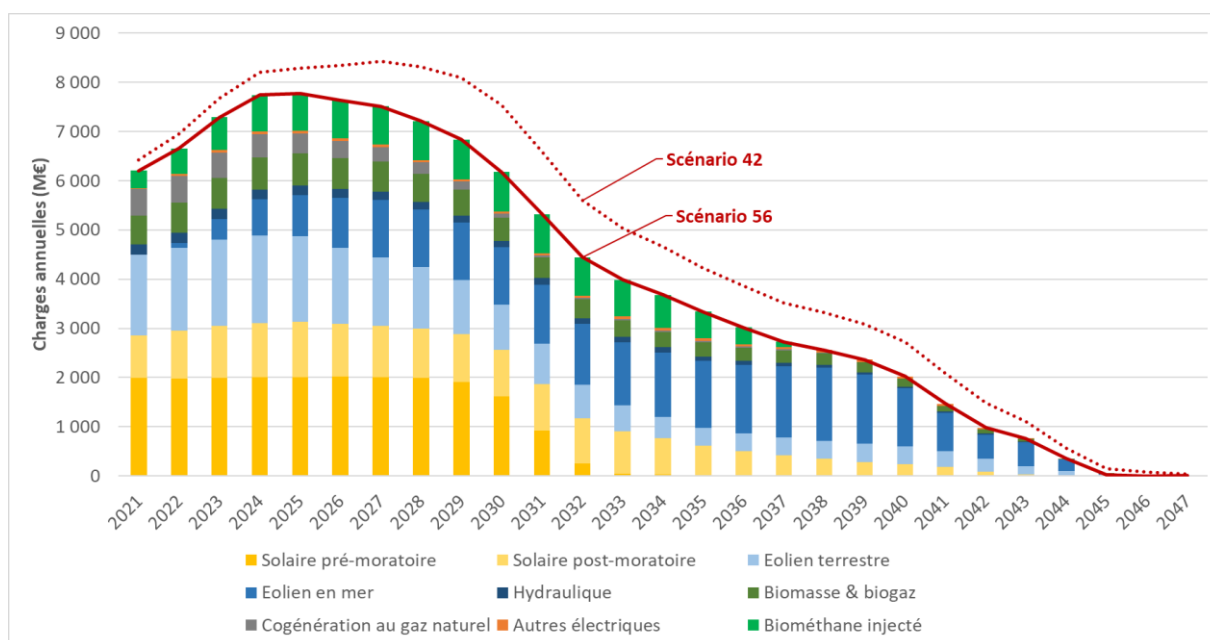


Fig. 12 : Chronique prospective à horizon 2047 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2020 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Le reste à payer des engagements pris avant fin 2020 se traduit par des charges annuelles, qui :

- **croîtront entre 2021 et 2025 d'environ 6,2 à 7,8 Md€** (scénario 56) 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 40 % entre 2029 et 2033 de 6,8 à 4,0 Md€, 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 3 Md€ par an entre ces deux bornes), 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 1,4 Md€ par an.

Le Comité rappelle que s'ajouteront à cette chronique les montants induits par les nouveaux contrats engagés à compter du 1^{er} janvier 2021 et nécessaires à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces engagements complémentaires ont fait l'objet d'un chiffrage dans l'avis du Comité sur le projet de PPE publié à l'été 2019²⁴ qui estimait que les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs 2028 se situeraient entre 21 et 61 Md€ sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien. Des estimations des engagements supplémentaires pour 2021 et 2022 sont par ailleurs présentées dans la section suivante (cf. D2).

²⁴ Avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de métropole continentale.

https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

3. Analyse de sensibilité

Le Comité rappelle la **forte sensibilité de l'évaluation prévisionnelle des engagements à fin 2020 aux différentes hypothèses**, s'agissant en particulier :

- des **prix de marché de l'énergie**, très volatils par nature et extrêmement difficiles à prédire en pratique, en particulier à long terme ;
- du **productible des installations**, les filières de production concernées dépendant très largement des conditions météorologiques (ensoleillement, vent, hydraulité), par nature incertaines et pouvant fortement varier d'une année sur l'autre.

Sensibilité à la variation des prix de marché

Pour apprécier la sensibilité de ses chiffres aux variations de marché, le Comité a une nouvelle fois 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'énergie sur l'ensemble de la période (2021 à 2047), en effectuant une simple translation vers le haut ou vers le bas de l'ensemble des trajectoires de prix présentées précédemment (cf. B3).

MONTANTS ENGAGÉS (M€ courants)	Restant à payer		
	Scénario 56	Scénario 42	Delta +/-1 €/MWh sur le prix de marché
Solaire pré-moratoire	20 782	21 141	42
Eolien terrestre	20 327	27 195	587
Eolien en mer	23 030	27 246	262
Solaire post-moratoire	16 313	19 869	268
Biomasse & biogaz	9 084	10 062	83
Cogénération au gaz naturel	3 815	4 122	44
Hydraulique	2 728	3 351	59
Autres électriques	1 037	1 185	15
TOTAL EnR électriques et cogénération	97 116	114 173	1 360
Biométhane injecté	10 983	12 197	136
TOTAL toutes filières	108 099	126 370	1 496

Fig. 13 : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité à la variation des prix de marché (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Ainsi, une variation de **1 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché** sur la période 2021 à 2047 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2020 pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole d'**environ 1,5 Md€** dans les deux scénarios, soit de l'ordre de 1 % des engagements restant à payer. Il convient de rappeler qu'une hausse des prix de marché induit une augmentation du coût évité et se traduit donc *in fine* par une baisse des engagements restant à payer, et inversement. Le Comité souligne l'importance de cette évaluation, eu égard à la volatilité des prix de l'énergie.

Sensibilité au productible des installations

Le Comité s'est également intéressé à l'impact d'une variation du productible des installations sur les charges à compenser. Le graphique ci-dessous présente les surcoûts de charges (selon les deux scénarios

de prix de marché) sous une hypothèse de productible supérieure de 10 % à l'hypothèse centrale sur toute la durée des contrats. En pratique, les variations interannuelles d'ordre météorologique se compensent aujourd'hui, au moins en partie, *a fortiori* sur une période aussi longue (plus de 20 ans). La différence de 10 % est supposée correspondre à une variation d'amplitude crédible d'une année sur l'autre. Cependant, l'évolution du climat ne permet pas à long terme d'affirmer que ce schéma sera maintenu.

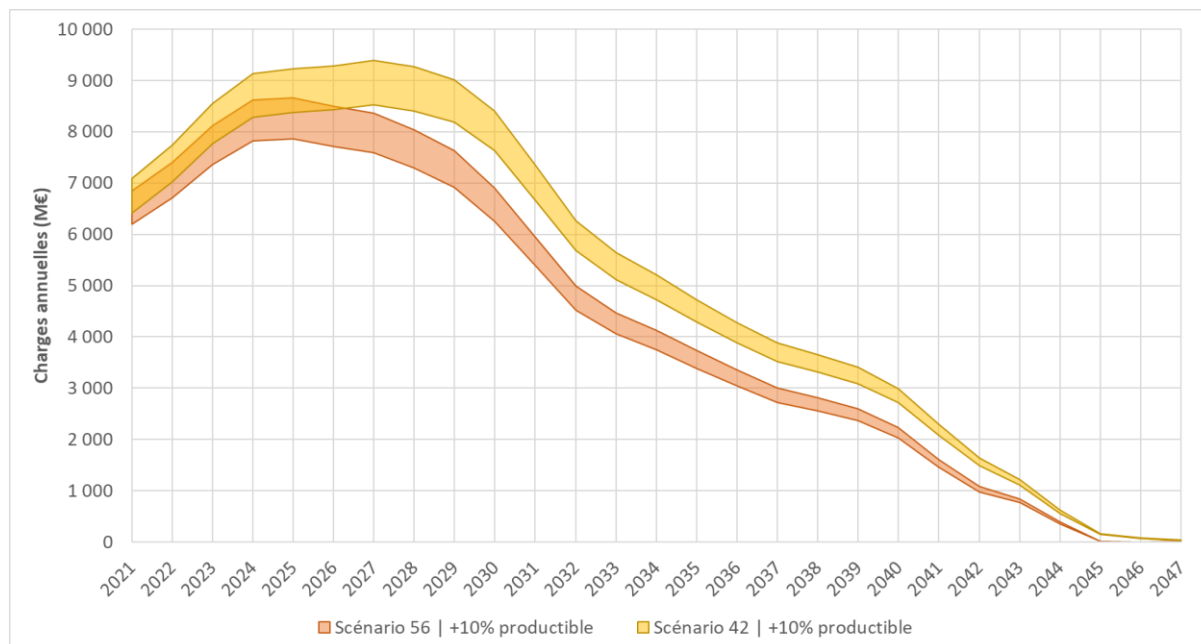


Fig. 14 : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité au productible des installations (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

L'effet d'une hausse hypothétique de 10 % sur le productible de l'ensemble des installations soutenues est estimé à environ 800 M€ pour l'année au cours de laquelle les charges de soutien sont maximales.

D. Engagements annuels

Une fois l'état des lieux des charges restant à payer correspondant aux engagements passés de l'État réalisé, le Comité s'intéresse, comme chaque année, aux nouveaux engagements de l'État pris au cours de l'année écoulée. Pour l'ensemble des filières, il s'agit des charges induites, d'une part par les demandes complètes de contrats déposées 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 des contrats, le plus souvent 20 ans.

En complément, le Comité propose cette année une estimation des engagements probables de l'État pour l'année en cours et la suivante, sur la base (i) des enveloppes prévisionnelles des futurs appels d'offres – conformément au calendrier de la PPE – et (ii) de trajectoires de mises en service en guichet ouvert basées sur les historiques de ces dernières années.

Le Comité rappelle qu'il ne s'agit pas de l'engagement maximum de l'État, mais d'un engagement probable sur la base des taux de chutes moyens observés sur les différentes filières (demandes de contrats dans le cadre de guichets ouverts n'aboutissant pas et abandons de projets lauréats d'appels d'offres).

4. Engagements pris au cours de l'année 2020

Le Comité estime les **engagements pris par l'État au cours de l'année 2020** pour le soutien aux énergies renouvelables entre **7,4 et 10,3 Md€**. Le détail est présenté dans le tableau ci-dessous.

ENGAGEMENTS 2020 (M€)	Appels d'offres		Tarifs d'achat		Tous dispositifs confondus	
	Scénario 56	Scénario 42	Scénario 56	Scénario 42	Scénario 56	Scénario 42
Eolien terrestre	1 145	2 227	1 060	1 773	2 205	4 000
Eolien en mer	0	0	0	0	0	0
Solaire post-moratoire	952	1 468	633	769	1 585	2 236
Biomasse & biogaz	0	0	113	125	113	125
Hydraulique	0	0	39	47	39	47
TOTAL EnR électriques	2 097	3 695	1 845	2 714	3 941	6 409
Biométhane injecté	0	0	3 506	3 862	3 506	3 862
TOTAL toutes filières	2 097	3 695	5 350	6 576	7 447	10 271

Fig. 15 : Tableau des engagements pris par l'Etat en 2020 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et le biométhane injecté (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Pour les filières électriques, ces chiffres sont, tous dispositifs confondus, 0,3 à 1,0 Md€ inférieurs à ceux pris au cours de l'année précédente. Cette baisse s'explique notamment par :

- l'absence de période pour l'appel d'offres hydroélectricité cette année, décalée à cause de la crise sanitaire ;
- la fin du soutien aux filières biomasse et biogaz par appel d'offres, la dernière période s'étant tenue en 2019 ;
- l'absence de dialogue concurrentiel pour l'éolien en mer en 2020, la désignation du lauréat pour le prochain parc (Normandie) étant prévue pour 2022 ;
- la baisse des prix sur les appels d'offres photovoltaïques principaux (- 4 €/MWh pour les installations au sol), couplée à une baisse des volumes lauréats (- 880 MW au total pour les appels d'offres au sol et sur bâtiments) ;
- la baisse des prix sur l'appel d'offres éolien terrestre (- 4 €/MWh environ).

Les filières éoliennes terrestre et photovoltaïque représentent, encore cette année, une grande partie des nouveaux engagements, soit 51 à 61 % du total selon le scénario de prix de marché.

Il convient de noter que si les volumes d'énergies renouvelables électriques développés en guichet ouvert²⁵ représentent une part importante des engagements liés au développement des énergies renouvelables électriques (42 à 47 % selon le scénario de prix de marché), ces montants correspondent à des installations plus petites en moyenne et produisant donc moins que celles développées par appel d'offres. Ces dernières, plus compétitives, présentent donc un surcoût unitaire plus faible. À titre d'exemple, les coûts unitaires de soutien pour ces nouvelles installations sont estimés, sur la durée des contrats, à :

- 12 €/MWh par appel d'offres contre 16 €/MWh en guichet ouvert pour l'éolien terrestre ;
- 23 €/MWh par appel d'offres contre 40 €/MWh en guichet ouvert pour le photovoltaïque.

²⁵ Cf. précisions en annexes p. 53.

5. Evolution des engagements annuels pris à horizon 2022

Afin d'apprécier la dynamique des engagements pluriannuels de l'État au titre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale, le Comité s'est également intéressé cette année aux engagements de l'État pour l'année en cours et l'année suivante. Les résultats sont présentés ci-dessous. Le Comité précise que ces chiffrages sont assortis d'une incertitude importante du fait du manque de visibilité sur certaines filières, en particulier pour les guichets ouverts.

M€	Scénario 56			Scénario 42		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Eolien terrestre	2 205	1 929	2 240	4 000	3 710	4 603
Eolien en mer	0	0	-57	0	0	1 391
Solaire post-moratoire	1 585	1 656	1 687	2 236	2 550	3 048
Biomasse & biogaz	113	116	118	125	129	132
Hydraulique	39	83	121	47	114	173
TOTAL EnR électriques et cogénération	3 941	3 784	4 109	6 409	6 503	9 346
Biométhane injecté	3 506	1 267	1 616	3 862	1 406	1 798
TOTAL toutes filières	7 447	5 051	5 725	10 271	7 909	11 144

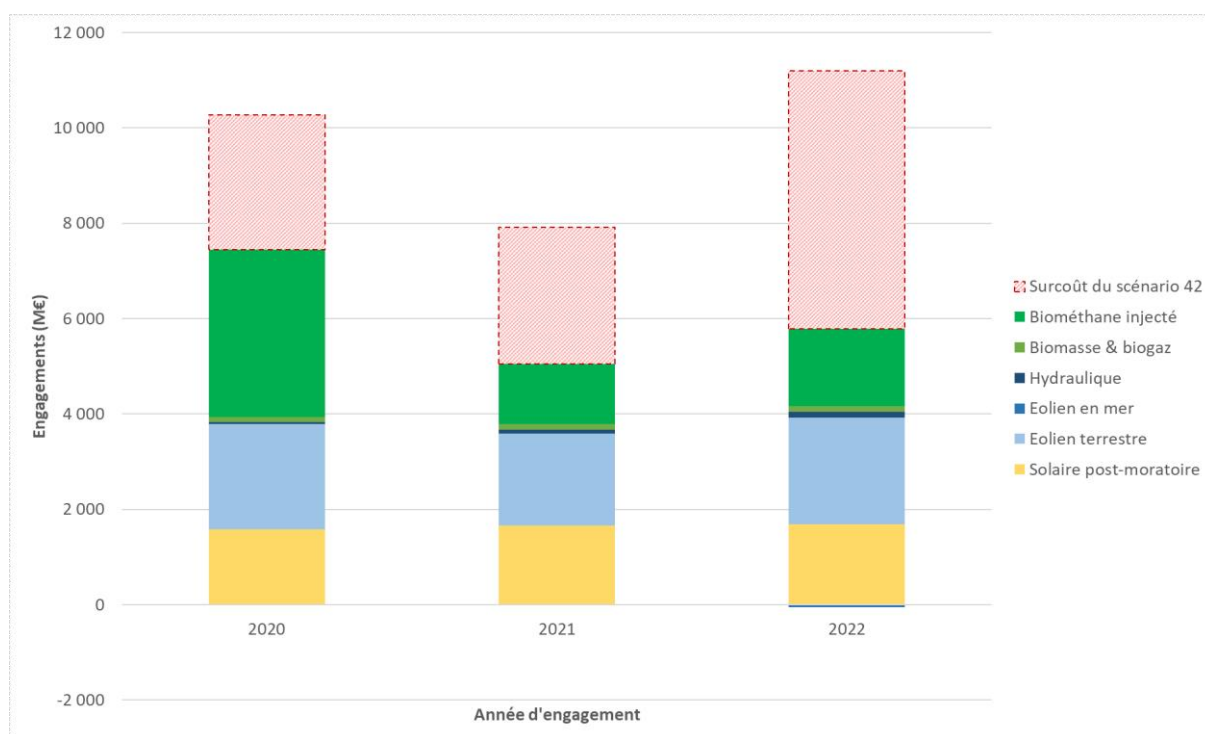


Fig. 16 : Tableau et graphique des engagements pris par l'Etat en 2020 et des engagements prévisionnels en 2021 et 2022 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et le biométhane injecté (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Pour les filières électriques, les engagements évolueraient de 3,9 Md€ en 2020 à 3,8 Md€ en 2021 et à 4,1 Md€ en 2022 dans le scénario haut des prix de l'électricité et de 6,4 Md€ en 2020 à 6,5 Md€ en 2021 et à 9,3 Md€ en 2022 pour le scénario bas des prix de l'électricité.

Pour le biométhane injecté, les engagements sont estimés à 3,5 Md€ en 2020, suite à la révision du tarif d'achat du biométhane, ils baisseraient à 1,3 Md€ en 2021 et à 1,6 Md€ en 2022 pour le scénario du gaz naturel à 25€/MWh. Pour le scénario bas du gaz naturel à 15€/MWh, les évolutions seraient de 3,9 Md€ en 2020, 1,4 Md€ en 2021 et 1,8 Md€ en 2022.

Le Comité souligne l'incertitude sur les engagements 2022, notamment liée aux engagements induits par le futur lauréat pour le parc éolien en mer de Normandie (1 GW), très fortement sensibles aux prix de marché sur la durée du contrat (2030-2049). En faisant l'hypothèse d'un tarif égal à celui de l'appel d'offres de Dunkerque (44€/MWh), les engagements totaux pour ce parc sont ainsi estimés négatifs (proches de zéro) dans le scénario 56, et à environ 1,4 Md€ dans le scénario 42.

Indépendamment de la dynamique interannuelle, les chiffres ci-dessus illustrent à nouveau la très forte sensibilité des engagements aux prix de marché. Cet effet est dû, pour les filières les plus compétitives (solaire au sol, éolien terrestre et en mer) représentant par ailleurs l'essentiel des déploiements de capacités anticipés, à la baisse des coûts désormais proches des prix de marché.

Les appels d'offres pluriannuels permettent de donner de la visibilité aux filières sur les prochaines années. Les nouveaux cahiers des charges, dont la CRE a récemment été saisie par la ministre chargée de l'énergie²⁶, prévoient un calendrier d'attribution de capacités pour les filières photovoltaïque, éolienne et hydroélectrique jusqu'en 2026. Cette planification permet par ailleurs au Comité d'estimer avec une certaine précision les engagements futurs de l'État au titre du soutien aux EnR, s'agissant *a minima* des appels d'offres qui représentent l'essentiel des volumes. Le Comité rappelle que cette visibilité, entièrement dépendante du pilotage de la politique énergétique par le gouvernement, est essentielle pour l'atteinte des objectifs ambitieux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

²⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Avis/deliberation-de-la-cre-du-17-juin-2021-portant-avis-relatif-aux-sept-projets-de-cahiers-des-charges-d-appels-d-offres-pour-le-soutien-a-la-producti>

IV. Les charges de service public de l'énergie relatives aux zones non-interconnectées (ZNI)

Cette partie consacrée aux zones non-interconnectées (ZNI) est une première présentation sur la définition, le périmètre et le contexte relatifs aux charges de SPE en ZNI, ainsi que sur la complexité des modélisations afférentes.

Les caractéristiques spécifiques de ces charges, et la diversité des zones concernées, ne permettent pas à ce jour au Comité de réaliser une évaluation similaire à celle qui est présentée dans ce rapport pour la métropole continentale. Mais la CRE prévoit à terme de développer un modèle de calcul des charges de SPE par territoire, au gré des saisines sur les projets de PPE dans les différentes ZNI, pour que le Comité puisse évaluer les charges futures de SPE.

A. Présentation générale des zones non interconnectées françaises

1. Le périmètre du code de l'énergie

Le code de l'énergie prévoit que la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna font l'objet d'une PPE distincte par territoire qui est co-élaborée entre le représentant de l'État et le Président de la Collectivité régionale ou territoriale.

Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE nationale. Saint-Martin et Saint-Barthélemy ne sont pas couverts par les dispositions du code de l'énergie mais le droit de l'énergie applicable à la date de leur prise de compétence continue de s'appliquer. Ces territoires possèdent la compétence relative à l'énergie et celle-ci fait l'objet de conventions avec l'Etat. Une convention a été signée en 2020 pour Saint-Barthélemy et une seconde le sera prochainement pour Saint-Martin.

La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie française, ne sont, quant à elles, pas couvertes par les dispositions du code de l'énergie.

2. Justifications du recours à des dispositions spécifiques

En raison de leur isolement géographique, les zones non interconnectées, insulaires pour leur majorité, ont des coûts de production de l'électricité supérieurs à ceux de métropole. Ces surcoûts sont justifiés par plusieurs facteurs : une part encore importante de production d'origine fossile, le nombre réduit d'acteurs des filières énergétiques limitant l'efficacité et le nombre de projets susceptibles d'être lauréats des procédures d'appel d'offres, ainsi que la taille réduite des systèmes électriques qui limite la réalisation d'économies d'échelle. Ces surcoûts sont compensés par l'intermédiaire des charges de service public de l'énergie.

Très différents de la métropole continentale, ces territoires présentent certains traits caractéristiques communs. Le coût de production de l'électricité y est plus élevé et des spécificités techniques sont à prendre en compte, telles que :

- la fragilité du réseau de petite dimension et non secouru par des connexions à d'autres réseaux voisins, ce qui pose des enjeux de sûreté de l'alimentation électrique ;
- la capacité de ces petits réseaux à accueillir des productions intermittentes : le seuil de déconnexion en est la traduction ;
- la problématique du développement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables ainsi que le développement de véhicules propres dans les flottes publiques ;
- un plafonnement de la quote-part du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR) mise à la charge du gestionnaire du réseau a été instauré pour favoriser le développement des énergies renouvelables.

Ces territoires n'en sont pas moins très différents les uns des autres et ils ne présentent pas le même cadre juridique. Les objectifs fixés par la loi LTECV du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte sont spécifiques à chaque territoire :

- pour la Corse et les îles bretonnes : objectif métropolitain ;
- pour Wallis et Futuna : 30 % d'énergie renouvelable en 2030 et autonomie énergétique en 2050 ;
- pour tous les autres territoires : 50 % d'énergie renouvelable en 2020 et autonomie énergétique en 2030.

Enfin, ces territoires ont des ressources et des potentiels différents en termes de géothermie, de biomasse (bagasse par exemple), d'hydraulique, de solaire et d'éolien, ainsi que des dynamiques démographiques et économiques contrastées.

3. Des dispositions qui assurent la cohésion sociale et territoriale

La France a fait le choix de la péréquation tarifaire, c'est-à-dire d'assurer un même niveau de tarifs de l'électricité dans les ZNI qu'en métropole malgré des coûts de production très supérieurs dus notamment au caractère insulaire de certains territoires, à leurs contraintes géographiques, aux limites de leurs infrastructures portuaires et routières et aux orientations politiques locales qui imposent le recours à des solutions technologiques spécifiques.

Ce principe de solidarité nationale (un même prix de l'électricité partout en France) repose sur deux instruments :

- la compensation des charges de service public de l'énergie ;
- la compensation des charges de distribution d'électricité par l'intermédiaire du fonds de péréquation de l'électricité.

L'absence de marché de l'électricité constitue une autre spécificité des ZNI. Il n'y a ainsi pas d'offres de marché pour la fourniture d'électricité, uniquement des tarifs réglementés de vente (TRV) proposés par les fournisseurs historiques (EDF SEI, EDM à Mayotte, EEWf à Wallis-et-Futuna). Toutefois, la production est ouverte à la concurrence : des producteurs tiers (Albioma, Voltalia, EDF PEI, Akuo, etc.) vendent de l'électricité au fournisseur historique.

B. Mécanismes de soutien dans les ZNI

Trois instruments économiques soutiennent aujourd'hui le développement de la production d'électricité dans les ZNI :

1. L'obligation d'achat par guichet ouvert²⁷

Il s'agit d'un tarif garanti, défini par arrêté, sur une durée de 15 à 25 ans (dans la plupart des cas, 20 ans), selon des dispositions réglementaires similaires à celles applicables en métropole continentale. Cet instrument est adapté aux filières pour lesquelles les coûts sont suffisamment connus et homogènes d'un projet à l'autre. Il concerne aujourd'hui les installations photovoltaïques de petite puissance (moins de 100 kWc), les projets éoliens et les installations hydrauliques de faible puissance. Certaines installations biogaz existantes bénéficient aujourd'hui d'un tarif, abrogé depuis. Le guichet ouvert en ZNI est très similaire à celui en métropole ; pour le photovoltaïque sur toiture de moins de 100 kWc le tarif est dégressif en fonction du nombre de demandes de raccordement les deux trimestres précédents.

Le coût de production d'une installation soutenue par obligation d'achat est déterminé par un **tarif en €/MWh injecté** fixé par un arrêté tarifaire. Ce tarif est constant sur la durée du contrat (une part de celui-ci peut cependant être indexée sur l'inflation ou d'autres indices). Si l'installation ne produit pas d'électricité, elle ne perçoit aucun soutien.

2. L'obligation d'achat par appel d'offres

Comme pour la métropole continentale, il s'agit d'une procédure d'attribution de contrats d'obligation d'achat à l'issue d'une mise en concurrence de projets. Les lauréats bénéficient d'un contrat pour leur production sur une période définie et à leur prix de soumission. Cet instrument est adapté aux filières pour lesquelles le niveau de concurrence est suffisamment élevé. Les installations photovoltaïques de grande taille répondent par exemple aujourd'hui à ce critère.

Le tarif en €/MWh injecté est fixé par le producteur dans son dossier de candidature à l'appel d'offres. Comme dans le cas de l'obligation d'achat par guichet ouvert, ce tarif est constant sur la durée du contrat et si l'installation ne produit pas d'électricité, elle ne perçoit aucun soutien.

3. Contrats de gré à gré

Cet instrument, spécifique aux ZNI, est utilisé dans tous les autres cas. La CRE analyse au cas par cas les coûts des installations. Les filières concernées sont notamment la biomasse, la géothermie, l'éolien (dans certains cas) et la production thermique (diesel, charbon). Le dispositif du contrat de gré-à-gré est également utilisé pour les installations de stockage.

²⁷ Cf. précisions en annexes p. 53.

Les contrats de gré à gré sont conclus, après validation par la CRE, entre le porteur de projet et le fournisseur historique (uniquement en l'absence d'appels d'offres et d'arrêtés tarifaires applicables pour les projets de production). Ils sont applicables pour les projets de production, de stockage ou de maîtrise de la demande en énergie (MDE).

Le code de l'énergie prévoit que la compensation de ces projets de contrat au titre des charges de SPE est évaluée et définie par la CRE sur la base du coût « normal et complet », diminué des recettes et subventions dont bénéficie le porteur de projet par ailleurs et dans la limite des surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter pour les projets de stockage et de MDE. Cette évaluation nécessite un examen approfondi de la CRE selon une méthodologie publique. Aujourd'hui, environ 50 moyens de production d'électricité dans les ZNI bénéficient d'un contrat de gré-à-gré.

La compensation d'une installation en gré-à-gré est constituée d'une part fixe (PPG) qui rémunère le capital investi et couvre les charges fixes d'exploitation, et d'une part variable (PPE) qui couvre les charges variables d'exploitation. Si une installation en gré-à-gré est disponible mais qu'elle n'injecte pas d'électricité sur le réseau car le gestionnaire de réseau de distribution ne l'a pas appelée, alors seule la part fixe de la compensation est versée au producteur.

C. Charges de SPE relatives aux ZNI

1. Prise en compte des charges de SPE en ZNI dans la budgétisation

Les charges de SPE relatives aux ZNI sont toutes compensées par le programme 345 « Service public de l'énergie » à la suite de la suppression du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS TE) en 2021, au sein de l'action 11 « Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain ». Dans le cadre de son évaluation annuelle des charges, la CRE regroupe désormais ces dépenses en deux sous actions intitulées :

- « Soutien à la transition énergétique dans les zones non interconnectées » comprenant :
 - les surcoûts d'achat d'électricité dans le cadre des contrats conclus entre des producteurs tiers et les fournisseurs historiques dus au soutien aux ENR par obligation d'achat (conclus dans le cadre d'arrêtés tarifaires ou à l'issue d'un appel d'offres) (éolien et PV) ;
 - les contrats de gré à gré EnR (biomasse, éolien, PV, hydro, géothermie, etc.) ;
 - les coûts dus aux actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) dans la limite des surcoûts de production évités ;
 - les coûts dus aux ouvrages de stockage dans la limite des surcoûts de production évités (pas de charges pour le moment) ;
 - les coûts dus aux études des projets d'approvisionnement électrique (pas de charges pour le moment).
- « Mécanismes de solidarités avec les zones non interconnectées » comprenant :
 - les contrats de gré à gré thermique pour les producteurs tiers (fioul, gaz, etc.) ;
 - les charges induites par l'exploitation des moyens de production d'électricité historiques d'EDF SEI.

L'application de la péréquation tarifaire induit une compensation correspondant à l'écart entre les coûts de production (thermique et EnR) et les recettes de ventes issues des tarifs réglementés de vente (TRV) pour EDF SEI.

2. Poids des ZNI dans la totalité des charges et leur évolution

Les charges de SPE prévisionnelles au titre de 2021 relatives aux ZNI (hors dispositifs sociaux) représentent 2,1 Mds soit 23 % du total des charges de SPE.

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022 (total 8 810,3 M€)

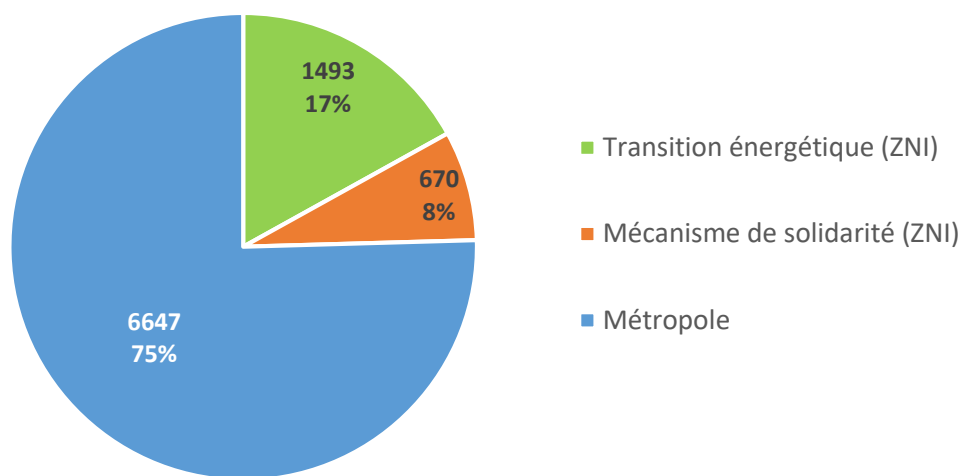


Fig. 17 : Part des charges en ZNI dans la totalité des charges de service public de l'énergie au titre de 2022 (Source : CRE)

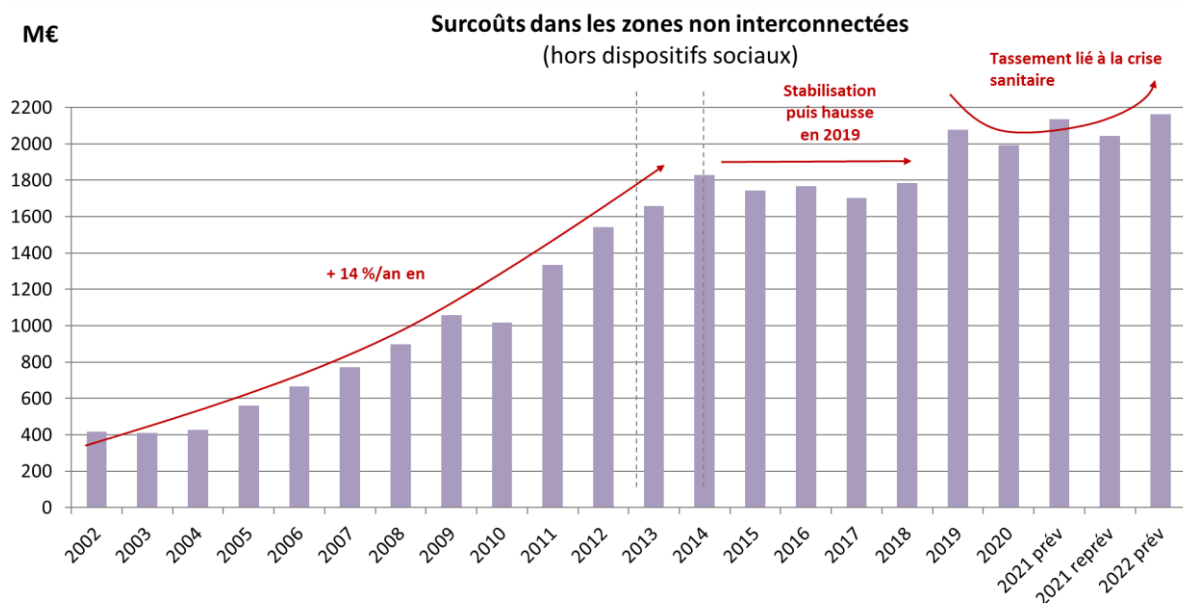


Fig. 18 : Evolution annuelle des charges en ZNI (Source : CRE)

L'augmentation de 14% par an de 2002 à 2012 peut s'expliquer par différents facteurs :

- La croissance démographique et du niveau de vie a provoqué une hausse de la demande en électricité (entre +2% et +5% par an lors de cette période)
- Le vieillissement du parc de production a engendré des coûts d'entretien plus importants
- Les taxes locales ont augmenté (exemple de la Taxe Sur le Carburant en Guyane)
- Le parc de production étant composé en grande partie de centrales thermiques, les coûts de production sont fortement dépendants des prix des combustibles fossiles ainsi que du prix des quotas d'émission de CO₂. Ces derniers ont augmenté lors de cette période.

Par la suite, une stabilisation du surcoût a été observée s'expliquant notamment par un tassement de la consommation et une stagnation du prix des combustibles fossiles.

D. Evaluation prospective des charges dans les ZNI

75 % du total national des charges sont déjà intégrées au périmètre du rapport annuel du Comité. Il s'agit des contrats d'obligation d'achat (OA) et de complément de rémunération (CR) pour le soutien aux filières renouvelables et à la cogénération en métropole continentale, dont la modélisation est commune.

Les charges ZNI (23 %) ne peuvent en revanche pas être modélisées de façon homogène :

- Les charges induites par les **contrats d'OA** (éolien et PV), bien que leur calcul soit similaire à celui utilisé pour la métropole continentale, présentent des spécificités de modélisation s'agissant notamment du coût évité, qui n'est pas calculé via le prix de marché mais en fonction de la PPTV (partie production des TRV) ;
- Les charges induites par les **contrats de gré à gré** constituent l'essentiel des difficultés de modélisation puisqu'elles requièrent, au cas par cas pour les centrales, des hypothèses sur la part fixe (PPG) qui rémunère le capital investi et couvre les charges fixes d'exploitation, et sur la part variable (PPE), qui couvre les charges variables d'exploitation. Les montants doivent par ailleurs être indexés en fonction de l'évolution du prix des combustibles et du CO₂ notamment ;
- Les charges induites par **l'exploitation du parc historique** dépendent de l'amortissement des centrales, des frais fixes de fonctionnement et de l'utilisation de ces moyens ;
- En dehors de la production issue d'OA, compensée quoiqu'il arrive, le reste des charges dépend de la consommation des territoires et donc de l'appel des différents moyens de production. Contrairement à la métropole continentale, l'évaluation des charges en ZNI implique ainsi la **modélisation d'un équilibre offre-demande à long terme** et induit donc une complexité supplémentaire.

La CRE prévoit à terme de développer un modèle par territoire, au gré des saisines sur les projets de PPE dans les différentes ZNI afin d'y évaluer l'impact des différentes programmations. Une fois ces outils disponibles, le Comité pourra s'appuyer dessus afin d'évaluer l'impact financier des engagements pris par l'État en matière de soutien aux EnR dans ces territoires. Ces évaluations prospectives feront l'objet de rapports ultérieurs.

V. Programme de travail du Comité

A. S'agissant des zones non interconnectées

Les ZNI font l'objet de programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) distinctes par territoire. Celles-ci sont actuellement en cours de révision. A l'instar de ses travaux sur la PPE en métropole continentale²⁸, le Comité rendra ses avis sur les volets budgétaires des différentes études d'impact des PPE par ZNI, au fur et à mesure de leurs publications.

Les charges de SPE dans les ZNI impliquent de prendre en compte – en plus des contrats d'obligation d'achat comme pour la métropole continentale – des cadres de soutien particuliers. La difficulté additionnelle de modélisation, notamment induite par les contrats de gré-à-gré souvent complexes comme indiqué dans la partie V, a conduit le Comité à les écarter de ses chiffrages dans un premier temps. Le Comité a choisi d'introduire dès ce rapport de premiers éléments sur les ZNI en attendant d'inclure à terme, dans son rapport annuel, les chiffrages des engagements pris par l'État pour le soutien aux EnR dans ces territoires.

B. S'agissant de la prochaine édition du rapport annuel

En plus des prévisions de l'année en cours et de l'année suivante estimées dans cette édition du rapport, le Comité prévoit d'intégrer, dès son prochain rapport, des prévisions d'engagements sur cinq ans. Le prochain rapport annuel pourra ainsi contenir, en plus du chiffrage des engagements pris au cours de l'année 2021, des prévisions d'engagements pour les années 2022 à 2025.

Le Comité souhaite également, dès l'année prochaine, éclairer les parlementaires et les citoyens sur les conséquences en matière de charges de service public de l'énergie des mesures gouvernementales liées au soutien aux énergies renouvelables. Le Comité s'attachera à ce titre à dresser un panorama des évolutions des dispositifs de soutien ou des réflexions menées en ce sens et à en analyser les implications en matière de finances publiques. Par exemple, le Comité pourra se pencher sur les dispositions de révision du guichet tarifaire pour l'éolien, le rehaussement du guichet du photovoltaïque sur des bâtiments ou encore les mesures liées à l'autoconsommation.

²⁸ Qui ont fait l'objet d'une publication à l'été 2019 : https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

ANNEXE 1 - Rappels fondamentaux et méthodologiques des travaux du Comité

A. Missions, composition et travaux du Comité de gestion

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 antérieurement et par les engagements prévisionnels.

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 à 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. Les modalités d'information des parlementaires au Comité font toujours actuellement l'objet de discussions. Le Comité souhaite présenter ses rapports aux Commissions de l'Assemblée Nationale et du Sénat concernées.

Le Comité était présidé par Mme LAMY jusqu'à avril 2021. Mme THIEBAULT et le directeur du développement des marchés et de la transition énergétique de la CRE sont vice-présidents.

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

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 Comité s'est réuni pour la première fois en octobre 2017, puis 5 fois au cours de l'année 2018, 8 fois en 2019, 3 fois à distance jusqu'à mi-2020 compte tenu du contexte sanitaire et 6 fois en 2021.

Consécutivement aux travaux et aux auditions des intervenants extérieurs conduits dans le cadre de la rédaction du premier rapport annuel du Comité de gestion²⁹, les membres ont auditionné de nouveaux 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. Le Comité a échangé une nouvelle fois avec le SER (Syndicat des Energies Renouvelables), qui lui a présenté son

²⁹ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPE.pdf>

appréciation du volet financier du projet de PPE par rapport aux objectifs des différentes filières ainsi que ses propositions d'évolution de la PPE issues de son cahier d'acteur. L'ADEME est également intervenue devant le Comité sur les trajectoires de coûts de charges de service public de l'énergie.

Le Comité a ensuite préparé et rendu son avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité de la nouvelle PPE pour la métropole continentale³⁰. Dans le cadre de sa mission, le Comité a formulé des recommandations et rédigé des ajustements par rapport au projet de PPE. Les propositions de précisions et de mises à jour ont été intégrées à la PPE finale³¹. Entre le projet de PPE soumis pour avis au Comité en 2019 et la PPE finale adoptée par décret le 21 avril 2020, certaines évolutions dans le domaine de compétence du Comité sont à noter. La part de la consommation d'énergie d'origine renouvelable en 2030 a été relevée à 33 % au lieu de 32 % en cohérence avec la loi Energie Climat. Les objectifs relatifs à l'éolien en mer ont été rehaussés : hausse des appels d'offres pour l'éolien en mer, x 2 pour l'éolien flottant en Méditerranée en 2022 (500 MW), nouveau projet d'éolien posé en 2021 2022 (500-1000 MW), dès 2025 projets (éolien posé ou flottant) de 1 000 MW (500 MW dans la précédente version). Le guichet de soutien au photovoltaïque sur petites et moyennes toitures a été étendu à 300 kWc (auparavant limité à 100 kWc). La PPE revoit à la hausse l'enveloppe de soutien allouée à la filière biogaz.

La deuxième période de l'année a été consacrée à l'acculturation des membres du Comité de gestion sur les charges en ZNI et leurs déterminants en vue des futurs avis sur les PPE en ZNI.

Le Comité a rendu son deuxième rapport annuel à l'été 2020.

Les travaux du Comité ont repris à partir de début 2021 pour rédiger ce troisième rapport annuel.

B. Remarques sémantiques et méthodologiques

1. Remarque sémantique sur l'acronyme CSPE

Depuis la réforme entrée en vigueur en 2016, 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, il convient 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.

³⁰ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

³¹ http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/comment_les_commentaires_et_avis_sur_le_projet_de_ppe_ont_ete_pris_en_compte_et_les_principales_modifications_apportees.pdf (ligne 205, p.29)

La réforme de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) issue de la LFR pour 2015 et la suppression du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » au 1^{er} janvier 2021 prévue par la LFI pour 2020

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. Il résulte de cette réforme que l'évolution du coût du soutien au développement des énergies renouvelables électriques et gazières 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). Il en est de même pour le gaz. Sur le plan économique, les dispositifs de soutien aux EnR stabilisent la rémunération apportée aux moyens de production EnR.

Plus spécifiquement :

* De 2016 à 2020 : le financement des charges de soutien au développement des énergies renouvelables électriques, au biométhane injecté et à l'effacement était assuré par l'Etat depuis le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS TE), qui était 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. 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 »).

*A partir de 2021 : L'article 89 de la loi de finances pour 2020 supprime le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » à compter du 1er janvier 2021. Les dépenses jusqu'à présent exécutées sur ce CAS et financées par une fraction de la TICPE et de la TICC sont désormais à la charge du budget général. Toutes les charges de service public de l'énergie évaluées par la CRE sont réunies dans un unique programme composé de ces charges, le programme 345 « Service public de l'énergie » dans son nouveau périmètre.

2. Remarque sur le périmètre des charges de service public de l'énergie

Les charges de service public de l'énergie comprennent les charges évaluées dans le cadre de ce rapport, c'est-à-dire les engagements de long terme sur le soutien aux énergies renouvelables

électriques, à la cogénération au gaz naturel et au biométhane injecté mais également certaines des charges en ZNI non évaluées dans ce présent rapport ainsi que d'autres charges non liées à des engagements de long-terme contractualisés.

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 territoires³², 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 généralement comprise entre 20 et 30 ans. Dans sa délibération du 15 juillet 2021, 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 **2 164 M€** en 2021.

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 :

- Les appels d'offres annuels visant à développer les capacités d'effacement de consommation électrique ; dont le montant de charges prévisionnelles s'élève à **40 M€** (évaluation de la CRE au titre de l'année 2022 – cf. délibération du 15 juillet 2021) ;
- Les dispositifs de protection des consommateurs en précarité énergétique (services associés au chèque énergie³³, 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 **30,9 M€** (évaluation de la CRE au titre de l'année 2022 – cf. délibération du 15 juillet 2021).

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 dont l'échéance s'est terminée en 2020.

3. Remarque méthodologique sur le calcul des charges à compenser

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.

³² Electricité de Mayotte, Eau et Electricité de Wallis et Futuna, et EDF SEI dans les autres territoires.

³³ 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.

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.

$$\begin{aligned}
 CP_{22} = & \boxed{CP'_{22}} + \boxed{(CP''_{21} - CP'_{21}) + (CP_{21} - CR'_{21})} + \boxed{(CC_{20} - CP''_{20}) + (CP_{20} - CR_{20})} \\
 & + \text{reliquats} \\
 & + FF_{20} \\
 & + FGDC_{22} + FEnchèresGO_{22}
 \end{aligned}$$

Charges 2022 =

charges prévisionnelles au titre de 2022 (CP'_{22})

Mise à jour 2021 {

- + écart entre reprévision de charges au titre de 2021 et charges prévisionnelles au titre de la même année ($CP''_{21} - CP'_{21}$)
- + écart entre les charges prévisionnelles notifiées pour année 2021 et la prévision de recouvrement ($CP_{21} - CR'_{21}$)

Régularisation 2020 {

- + écart entre charges constatées au titre de 2020 et reprévision au titre de la même année ($CC_{20} - CP''_{20}$)
- + écart entre les charges prévisionnelles notifiées pour année 2020 et les contributions recouvrées ($CP_{20} - CR_{20}$), 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 (FF_{20})
- + frais de gestion de la caisse des dépôts (CDC) prévisionnels 2022, net de l'écart sur 2020
- + frais de gestion de la mise aux enchères des garanties d'origine (gérée par Powernext) prévisionnels 2022

Fig 19. : Formule de calcul des charges à financer en 2022 (source CRE)

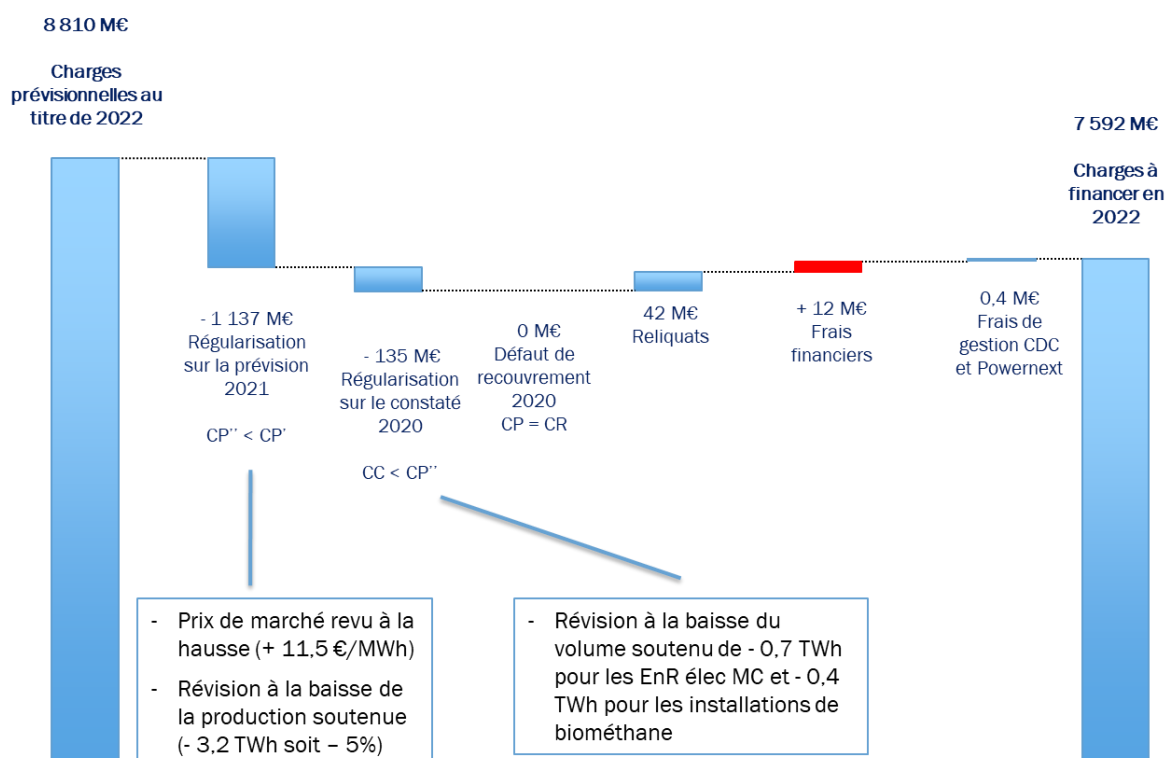


Fig. 20 : Illustration du calcul des charges à financer en 2022 à partir des charges prévisionnelles estimées au titre de 2022 (source CRE)

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 ». Cet échéancier de versement explique qu'il y ait 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).

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

4. 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. Ils se distinguent selon deux critères : leurs modalités d'attribution d'une part et la forme du soutien attribué d'autre part.

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 principales :

- 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). Dans un guichet ouvert, le volume de projets pouvant bénéficier du soutien n'est pas explicitement limité, cependant le prix proposé est calibré de manière à s'assurer que le volume de projet soit en phase avec les objectifs de la PPE. Dans le guichet ouvert pour les petites installations sur bâtiments (de puissance comprise entre 0 et 100 kWc) ce tarif est mis à jour automatiquement en fonction des demandes de raccordement effectuées au cours des deux trimestres précédents ;
- 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.

Pour sa part, 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 capacité³⁴.

³⁴ 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).

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 de la valeur obtenue sur les marchés pour les productions Enr par les acheteurs obligés qui sont incités à valoriser l'énergie (en MWh) et la contribution à la sécurité d'approvisionnement (capacité, en MW) selon des modalités définies par la CRE³⁵. Le « coût évité » varie donc en fonction des évolutions de marché.

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 associés³⁶.

Le complément de rémunération

Le mécanisme du complément de rémunération³⁷ 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.

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 :

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

Revenu marché de référence énergie
Revenu marché de référence capacité
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'État au titre des charges de service public de l'énergie.

Les deux schémas de synthèse suivants permettent d'illustrer :

³⁵ La méthodologie de calcul du coût évité est détaillée en annexe 2 du présent rapport annuel.

³⁶ 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.

³⁷ Prévu par le code de l'énergie (articles L.314-18 à L314-27).

- 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.

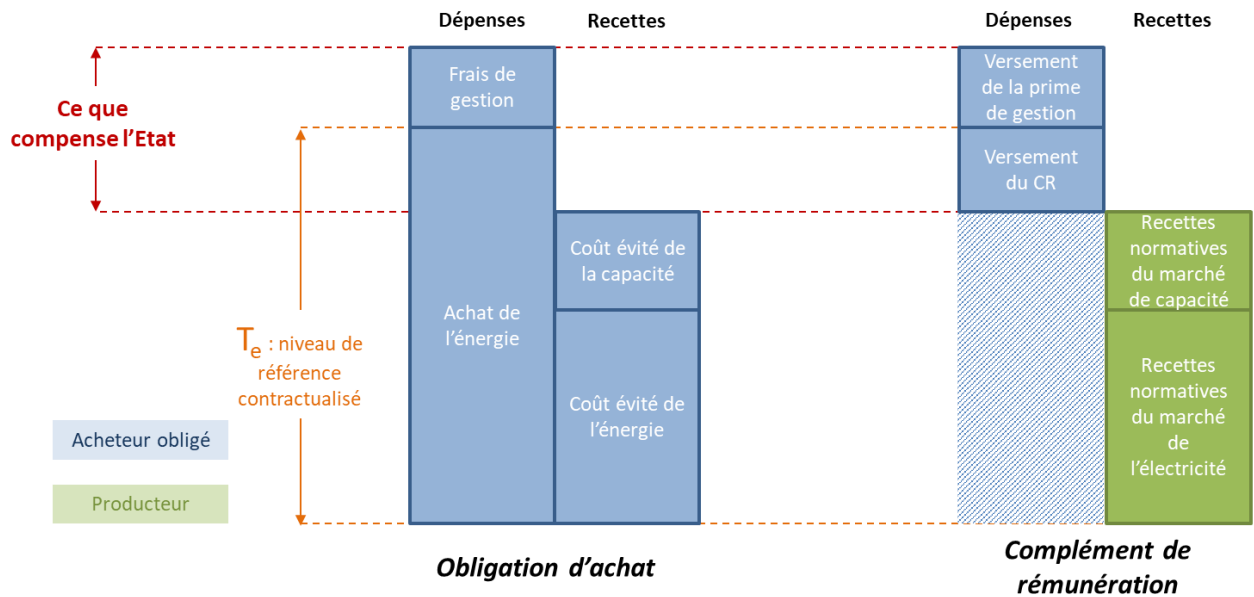


Fig. 21 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)

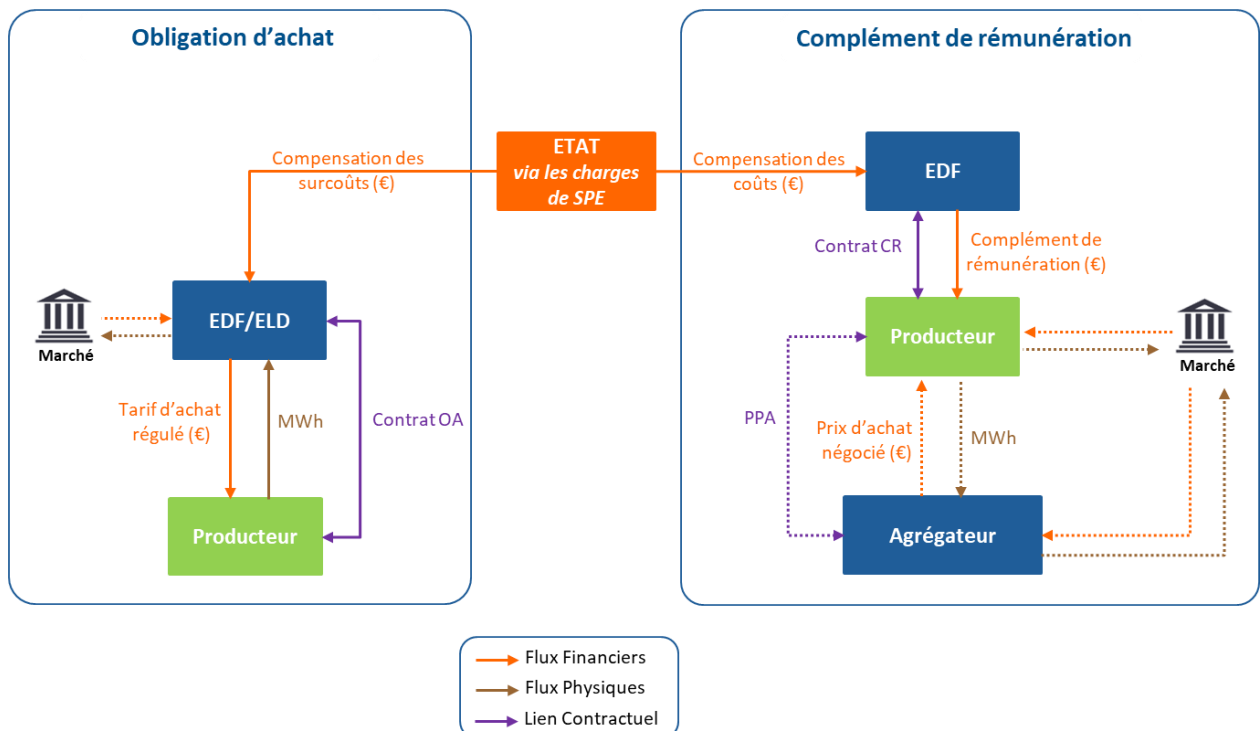


Fig. 22 : Comparaison du mécanisme d'obligation d'achat avec le mécanisme de complément de rémunération (source CRE)

Modalité d'attribution	Guichet ouvert		Appel d'offres ³⁸	
	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Obligation d'achat	Complément de rémunération
Eolien en mer				Tous projets
Eolien terrestre ³⁹		Jusqu'à 6 éoliennes		Plus de 6 éoliennes
PV au sol				500 kW – 30 MW
PV sur bâtiments ⁴⁰	< 100 kW		100 – 500 kW	500 kW – 8 MW
Autoconsommation	< 100 kW (tarif + prime à l'investissement)			100 kW – 1 MW
Biogaz méthanisation	< 500 kW			500 kW – 5 MW
Biogaz STEP	< 500 kW	> 500 kW		
Biogaz déchets (ISDND)	< 500 kW	> 500 kW		
Petite hydroélectricité	< 500 kW	500 kW – 1 MW		1 MW – 4,5 MW
Biomasse ⁴¹				
UIOM		Tous projets		
Géothermie		Tous projets		
Biométhane injecté	Tous projets			

Fig. 23 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutiens aux EnR électriques (source MTE/DGEC)

5. Historique des charges

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale représentent 59 % des charges de service public de l'énergie. Les charges liées aux ZNI, dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques inclus, représentent, quant à elles, environ 25 % du total. Le reste correspond aux charges induites par le soutien à la cogénération au gaz naturel (7 %), le soutien au biométhane injecté (8 %) ainsi qu'aux dispositifs sociaux et au soutien à l'effacement de consommation (1 %).

³⁸ Pour l'éolien en mer, il s'agit désormais de dialogues concurrentiels.

³⁹ Le périmètre de l'appel d'offres devrait être élargi à l'ensemble des installations quelle que soit leur taille. Le guichet ouvert devrait être maintenu pour certaines installations particulières comme celles contraintes en hauteur ou les projets citoyens.

⁴⁰ Le seuil d'éligibilité de l'arrêté tarifaire pour les installations photovoltaïques sur bâtiments devrait prochainement être réhaussé à 300 kW.

⁴¹ Il n'existe désormais plus de cadre de soutien à la production d'électricité à partir de biomasse, la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028 se concentrant sur la production de chaleur.

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022 (total 8 810 M€)

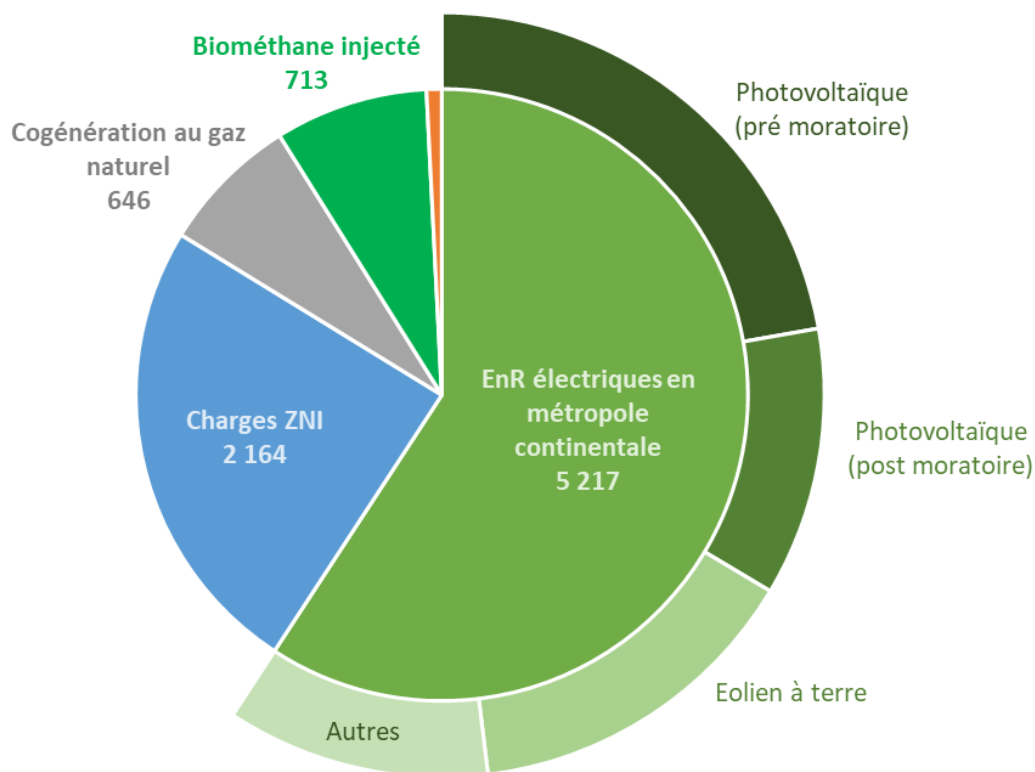


Fig. 24 : Répartition des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022 (Source : Délibération du 15 juillet 2021 de la CRE)

Les montants présentés dans la figure 24 correspondent à la prévision des acheteurs obligés au titre de 2022. Ce chiffrage fera, comme chaque année à l'occasion du calcul des charges de service public de l'énergie par la CRE, l'objet d'une re-prévision en juillet de l'année prochaine avant d'être revu une dernière fois l'année suivante sur la base des charges effectivement constatées par les acheteurs obligés.

Le soutien aux filières photovoltaïque et éolienne représente aujourd'hui l'essentiel des charges liées aux EnR électriques en métropole continentale (81 %) 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 2022, les charges liées au soutien aux EnR électriques en métropole continentale sont ainsi passées de 613 M€ à 6 003 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 pour près d'un quart des charges de SPE en 2022 (cf. graphique ci-dessus), et les soutiens engagés après le moratoire, nettement moins onéreux (cf. graphique ci-après).

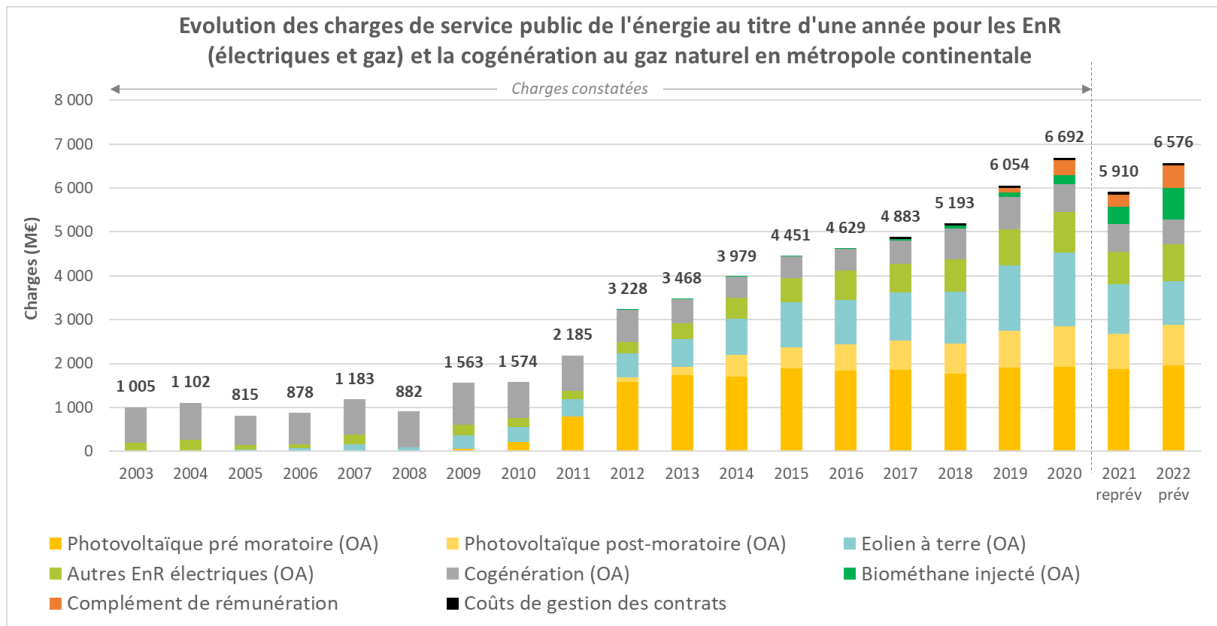


Fig. 25 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année pour les EnR en métropole continentale (Source : CRE)

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.

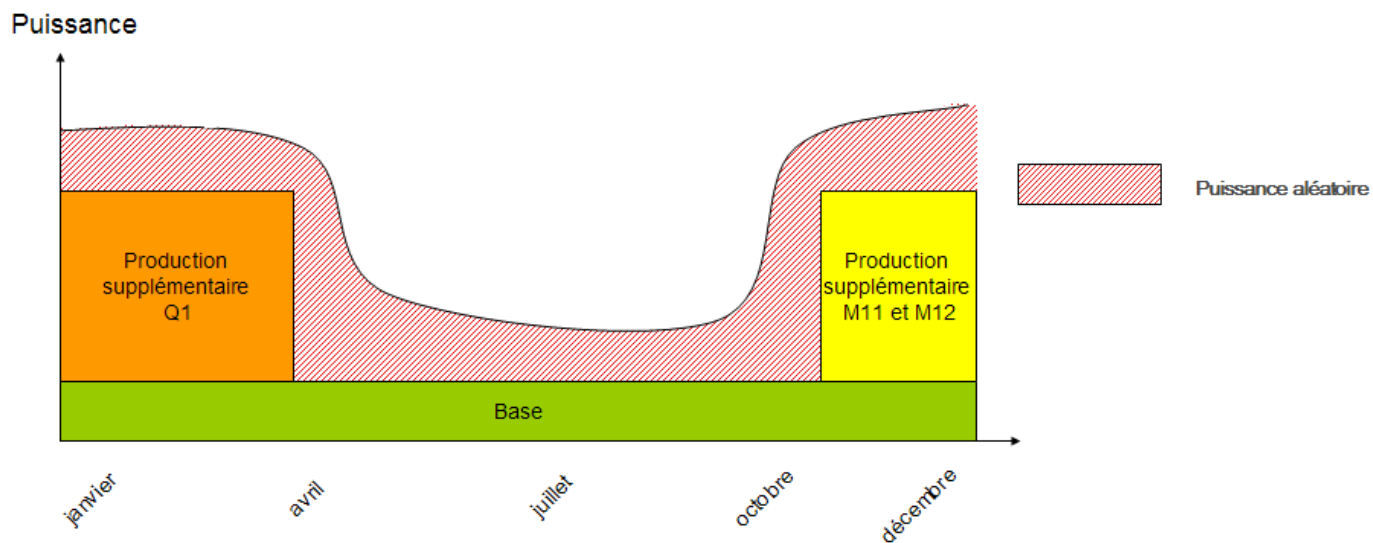


Fig. 26 : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)

ANNEXE 3 – 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
ICPE :	Installations classées pour la protection de l'environnement
kWh et MWh :	kilowattheure et mégawattheure
LTECV :	Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte
MTE :	Ministère de la transition écologique
OA :	Obligation d'achat
PPE :	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PV :	Photovoltaïque
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 4 – Table des figures

Fig. 1 : Eolien : puissance raccordée par trimestre, MW (Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE)

Fig. 2 : Photovoltaïque : puissance raccordée par trimestre, MW (Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE)

Fig. 3 : Tableau sur le parc soutenu à fin 2020 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 4 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2020 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 5 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service futures correspondant aux engagements prévisionnels pour 2021 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 6 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service futures correspondant aux engagements prévisionnels pour 2022 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 7 : Tableau sur la chronique prospective des sorties prévisionnelles de capacité par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 8 : Graphique relatif à l'évolution des engagements liés au biométhane injecté au 31 décembre 2020, prévisionnels 2021 et 2022 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 9 : Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh en 2028 et de la trajectoire utilisée du prix du gaz (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 10 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2020 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 11 : Chronique prospective à horizon 2025 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2020 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 MTE/DGEC)

Fig. 12 : Chronique prospective à horizon 2047 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2020 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 MTE/DGEC)

Fig. 13 : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité à la variation des prix de marché (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 14 : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité au productible des installations (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 15 : Tableau des engagements pris par l'Etat en 2020 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et le biométhane injecté (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 16 : Tableau et graphique des engagements pris par l'Etat en 2020 et des engagements prévisionnels en 2021 et 2022 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et le biométhane injecté (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTE/DGEC)

Fig. 17 : Part des charges en ZNI dans la totalité des charges de service public de l'énergie au titre de 2022 (Source : CRE)

Fig. 18 : Evolution annuelle des charges en ZNI (Source : CRE)

Fig. 19 : Formule de calcul des charges à financer en 2022 (source CRE)

Fig. 20 : Illustration du calcul des charges à financer en 2022 à partir des charges prévisionnelles estimées au titre de 2022 (source CRE)

Fig. 21 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)

Fig. 22 : Comparaison du mécanisme d'obligation d'achat avec le mécanisme de complément de rémunération (source CRE)

Fig. 23 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutiens aux EnR électriques (source MTE/DGEC)

Fig. 24 : Répartition des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022 (Source : Délibération du 15 juillet 2021 de la CRE)

Fig. 25 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année pour les EnR en métropole continentale (Source : CRE)

Fig. 26 : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)