

Rapport annuel du
Comité de gestion des charges
de service public de l'électricité
(CGCSPE) n°5

Exercice 2022

Table des matières

Synthèse	3
Introduction.....	6
A. Contexte.....	6
B. Périmètre du rapport	7
C. Contenu du rapport.....	7
II. Chiffrage des engagements en métropole continentale (soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières et à la cogénération au gaz naturel)	8
A. Approche méthodologique.....	8
1. Notion d'engagement.....	9
2. Principe général des compensations de l'Etat relatives aux contrats de soutien	10
3. Principe du calcul des charges de service public de l'énergie	11
B. Hypothèses centrales utilisées.....	12
1. Mises en services et sorties de contrat de capacités pour les EnR électriques.....	12
2. Mise en service des installations de production de biométhane injecté	16
3. Evolution des tarifs de soutien	18
4. Scénarios de prix de marché.....	18
C. Impact financier des engagements pris par l'Etat à fin 2022	23
1. Engagements totaux.....	23
2. Chroniques de dépenses	30
III. Recettes pour l'Etat liées à la vente des garanties d'origine associées à la production d'électricité	36
A. Principe des garanties associé à la production d'électricité	36
B. Garanties d'origine relatives à des installations de production d'électricité bénéficiant d'un soutien public.....	36
1. Droit de propriété des garanties d'origine	36
2. Affectation des revenus issus de la valorisation des garanties d'origine	Erreur ! Signet non défini.
3. Revenus issus des précédentes enchères.....	37
C. Estimation des revenus liés à la vente des garanties d'origine associées à la production des installations de production d'électricité bénéficiant d'un engagement de l'Etat à fin 2022	37
1. Hypothèses retenues.....	37
2. Résultats de l'estimation	38
ANNEXE 1 - Fonctionnement du Comité	39
ANNEXE 2 - Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR	41
ANNEXE 3 – Rappels sur les charges de service public de l'énergie	45
A. Remarques sur le périmètre des charges de service public de l'énergie et sur le calcul des charges à compenser.....	45

1. Périmètre des charges de service public de l'énergie	45
2. Remarque méthodologique sur le calcul des charges à compenser	45
B. Historique des charges de service public de l'énergie	46
C. Méthodologie de calcul du coût évité énergie (contrats d'obligation d'achat)	47
ANNEXE 4 – Table des figures	49

Synthèse

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (ci-après « le Comité ») a pour vocation d'éclairer les citoyens et les parlementaires sur les engagements pluriannuels pris par l'Etat au titre des charges de service public de l'énergie, dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

Le Comité tient à souligner la différence entre :

- les travaux budgétaires de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations relatives à l'évaluation des charges de service public de l'énergie portant sur le montant des charges **au titre de l'année précédente, de l'année en cours et de l'année suivante** et donnant lieu à des versements financiers entre l'Etat et les opérateurs supportant de telles charges ;
- et les **travaux prospectifs** menés par le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, portant sur des horizons de temps plus lointains.

L'évaluation des charges effectuée annuellement dans les délibérations de la CRE s'appuie sur des hypothèses de prix de marché de gros plus dynamiques, prenant en compte les effets de l'actuel contexte énergétique, 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'incertitudes, s'agissant notamment de l'évolution des prix de gros 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 régulièrement des retournements de tendance. Il est ainsi nécessaire de rester prudent quant à l'extrapolation de tendances de court terme au regard d'estimations sur des périodes longues. Néanmoins, le Comité prend acte de l'augmentation et de la volatilité des prix de gros de l'énergie sur les marchés à terme depuis les débuts de la crise énergétique, qui conduisent à des révisions drastiques des charges budgétaires comme l'illustre la nouvelle délibération de la CRE du 13 juillet 2023 qui a réévalué les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 et évalué les charges à compenser en 2024¹.

D'autre part, et à la différence des précédents rapports, la Comité a considéré, cette année, une hypothèse d'inflation pour ses scénarios de prix. En plus du scénario dit « PPE 56 non indexé » qui pose un prix de l'électricité de 56 €/MWh en 2028 et constant au-delà de 2030, le Comité a retenu quatre scénarios indexés sur l'inflation. Les deux premiers sont ceux issus de la PPE 2019-2028 (« PPE 42 » et « PPE 56 ») où est appliqué une hypothèse d'inflation de 2 % par an depuis 2019. Les deux autres scénarios correspondent à deux trajectoires de prix qui se fondent sur une approche « tendancielle » en prenant pour hypothèse sur la période 2022-2026 les cotations de prix de marchés observées lors de la 2^{ème} quinzaine du mois de mai 2023 et distincts sur la période 2027-2048 :

- l'un revenant à des niveaux de prix identiques à ceux du scénario 56 indexé de la PPE 2019-2028. Ce scénario est appelé « PPE 56 haut indexé » ;
- et l'autre, appelé « scénario haut indexé » supposant que le prix observé pour l'année 2026 selon les cotations de la 2^{ème} quinzaine de mai 2023 (prix moyen pour une production en base de 90 €/MWh) se maintient à l'horizon de l'évaluation et évolue en fonction de l'inflation.

Une synthèse des 5 scénarios de prix retenus par la Comité peut ainsi être représentée dans le graphique ci-dessous :

¹ <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2024-et-a-la-reevaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2023>

Hypothèse de prix de marché de l'électricité

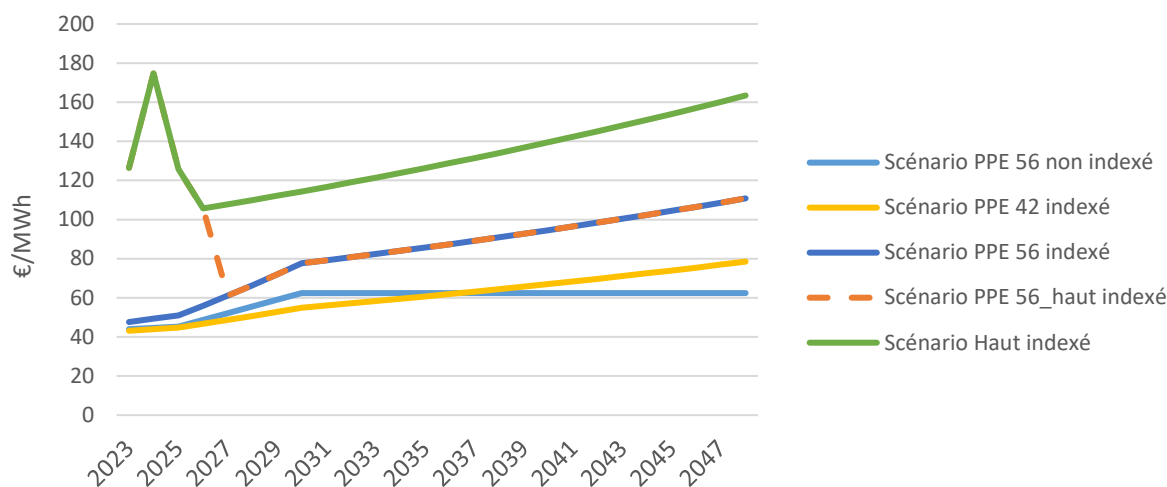


Fig. 1 Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité

Ces hypothèses mériteront d'être réinterrogées dans le cadre des prochains travaux du Comité, notamment dans le contexte de la publication de la troisième PPE (2024-2033).

Le Comité tient, enfin, à rappeler la distinction entre les prix de marché de gros de l'électricité et du gaz et les tarifs de vente payés par les consommateurs (ces derniers intégrant, en plus de la part énergie, le transport, la distribution, les coûts commerciaux, la marge ainsi que la fiscalité²).

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

- Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2022 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 95 et 177 Mds€ jusqu'en 2048 selon le scénario de prix de marché**, dont 46 Mds€ déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2022.
- Sur ces montants, l'essentiel concerne le **soutien aux filières électriques** (EnR et cogénération au gaz naturel) qui génèrent entre **81 à 160 Mds€** d'engagements à fin 2022, soit environ 89 % du total. Les filières pesant le plus dans le montant sont le photovoltaïque pré-moratoire (entre 38 et 40 Mds€), l'éolien terrestre (entre 4 et 34 Mds€), l'éolien en mer (entre 10 et 26 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 8 et 28 Mds€). Ces quatre filières représentent environ entre 63 % et 72 % du coût total des engagements.
- 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-

² <https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite>

moratoire présente un coût unitaire de soutien pour l'État entre 461 €/MWh et 485 €/MWh quand le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe entre 5 €/MWh et 40 €/MWh et celui du photovoltaïque post-moratoire entre 19 €/MWh et 65 €/MWh.

- Le reste à payer total des engagements pris avant fin 2023 dans le scénario « PPE 56 haut indexé » (84Mds€) est plus faible que dans le scénario « PPE 56 » (104Mds€) bien que ces scénarios diffèrent uniquement sur la période 2023-2026.
- Le Comité rappelle la **forte sensibilité de l'évaluation prévisionnelle des engagements aux différentes hypothèses**, s'agissant en particulier des **prix de marché de gros de l'énergie**, très volatils par nature et extrêmement difficiles à prédire en pratique, en particulier à long terme ;
- Ainsi, une variation de **10 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché** sur la période 2023 à 2048 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2022 pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale d'**environ 14 Mds€**, soit de l'ordre de 14 % des engagements restant à payer.
- Une **variation de +1 point d'inflation** (3 % au lieu de 2 % par an) a un **effet baissier sur le reste à payer lié aux engagements à hauteur de 2,5 Mds€** sur la période 2026-2048 (-2,4 %). Les effets sont d'ailleurs, relativement symétriques pour une diminution de 1 point du taux d'inflation (hausse du reste à payer de 2,1 Mds€ soit +2 %). L'effet de l'inflation sur les montants des restes à payer est, cependant, variable selon les filières et les contrats avec tantôt des engagements de l'Etat corrélés positivement à l'inflation (éolien en mer ou solaire pré-moratoire), tantôt corrélés négativement (éolien terrestre, solaire post-moratoire, hydraulique) du niveau du tarif de soutien et de la formule d'indexation prévue pour ce dernier.
- Toutes les garanties d'origine liées à la production d'installations renouvelables qui bénéficient d'un mécanisme de soutien public sont émises au bénéfice de l'Etat qui peut les valoriser sous forme d'enchères. Elles représentent ainsi un revenu supplémentaire très dépendant du prix des garanties d'origine qui est particulièrement volatil. Selon le scénario retenu, les recettes de l'Etat associées à la commercialisation des garanties d'origine associés aux engagements à fin 2022 varient entre **1,0 et 10,7 Mds€**. Si les prix élevés observés lors des premières enchères organisées en 2023 se maintiennent à long terme, les recettes totales liées à la valorisation des garanties d'origine sont relativement conséquentes et représentent entre **7% et 15%** des engagement totaux de l'Etat à fin 2022 (montants déjà payés et reste à payer) concernées selon l'hypothèse de prix de gros retenue.

Dans ses prochains rapports et avis, le Comité envisage d'approfondir :

- l'évaluation des **charges dans les zones non interconnectées** (ZNI) au fur et à mesure que les études d'impact 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 ;
- au travers de l'audition des acteurs des filières renouvelables, l'analyse des **effets de l'évolution récente du contexte énergétique et économique sur les charges de service public de l'énergie**.

Introduction

A. Contexte

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

Le code de l'énergie définit ainsi des obligations assignées aux entreprises du secteur de l'électricité (article L.121-1 et suivants) qui assurent certaines missions du 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. A titre d'illustration, un contrat prenant effet en 2022 peut en effet engendrer des charges jusqu'à 20 ans après la mise en service de l'installation.

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a été institué par la loi du 18 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) avec pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité. La création du Comité visait à instaurer un lieu d'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'impact des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) élaborées par le Gouvernement en métropole continentale et co-élaborées avec les collectivités territoriales pour les zones non interconnectées (ZNI)³.

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

Le présent document constitue le cinquième rapport annuel du Comité et porte sur l'exercice 2022.

B. Périmètre du rapport

Le présent rapport porte, pour la métropole continentale, à la fois sur les charges liées aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel, et sur les charges liées au soutien à l'injection de biométhane pour l'ensemble des engagements pris jusqu'aux 31 décembre 2022.

Faute de nouvelles programmations pluriannuelles de l'énergie, à l'exception de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon depuis l'année dernière, ce rapport ne poursuit pas les travaux d'analyse sur les charges de service public de l'énergie dans les zones non interconnectées (ZNI).

Le présent rapport ne traite pas non plus de 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 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. De même, ce rapport n'étudie pas les charges liées aux dispositifs de protection des consommateurs mis en place dans le cadre de la crise de l'énergie par les récentes lois de finances (boucliers tarifaires, amortisseur électricité). Ces mesures n'entraînent pas, en effet, d'engagements de long terme de l'Etat.

Enfin, le Comité rappelle que les politiques publiques sous-jacentes aux charges de service public de l'énergie objets de ses travaux méritent d'être éclairées à la lumière de considérations et d'enjeux plus larges, notamment en matière de maîtrise de la demande, 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

A la suite de la présente partie introductive, ce rapport va, dans sa partie principale apporter une estimation des charges de service public de l'énergie correspondant aux engagements pris par l'Etat au 31 décembre 2022. Le rapport sera également complété par un bref éclairage sur le fonctionnement et les recettes de l'Etat perçues sur la vente des garanties d'origine associées à la production d'électricité.

Les annexes offrent enfin un rappel des missions et de la composition du Comité de gestion, ainsi que des précisions méthodologiques ou explications détaillées sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et leur financement.

II. Chiffrage des engagements en métropole continentale (soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières et à la cogénération au gaz naturel)

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 gazières) et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale. Ce poste est cependant le plus impactant sur le montant total des charges de service public de l'énergie.

. Il représente historiquement l'essentiel des charges de service public de l'énergie : 63,6 % au titre des charges constatées en 2021 et 76,8 % au titre des charges constatées en 2020 mais évolue fortement dans un contexte de crise des prix de gros. Le tableau ci-dessous présente les charges constatées au titre de 2022 et prévisionnelles au titre de 2023 et 2024 relatives au soutien aux énergies renouvelables (électriques et gazières) et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale calculées par la CRE⁴ et compare celles-ci au total des charges, hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs⁵).

	2022	2023	2024
Charges relatives soutien aux énergies renouvelables (électriques et gazières) et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale	- 1,1 Mds€	- 4,3 Mds€	- 1,7 Mds€
Charges totales hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs)	+ 1,5 Mds€	- 1,7 Mds€	- 0,7 Mds€

Les chiffrages présentés dans cette partie n'intègrent ainsi pas les charges de service public de l'énergie relatives aux zones non interconnectés (ZNI), aux dispositifs sociaux, à l'effacement ou encore à des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs.

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

⁴ Chiffres issus de la délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023 : <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2024-et-a-la-reevaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2023>

⁵ Les charges à compenser au titre de 2022 liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs s'élèvent à 4,0 Mds€.

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 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 :

- la date de demande complète de contrat⁶ dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production d'électricité et la signature du contrat⁷ dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production de biométhane injecté ;
- la date de désignation des lauréats par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre des procédures concurrentielles.

Les engagements chiffrés dans la suite du rapport correspondent aux charges induites par les demandes complètes de contrats (guichets ouverts) faites avant le 31 décembre 2022, ainsi que celles induites par les contrats – déjà signés ou non – des lauréats aux procédures concurrentielles désignés avant la même date.

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.

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

Les délais d'achèvement des installations sont encadrés dans les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges des appels d'offres. Par exemple, les délais suivants sont prévus pour les cahiers des charges des appels d'offres en vigueur à l'été 2023 :

- pour les appels d'offres « photovoltaïque », les délais maximaux d'achèvement sont de 30 mois ;
- pour l'appel d'offres « éolien terrestre », les délais maximaux d'achèvement sont de 36 mois ;
- pour l'appel d'offres « petite hydroélectricité », les délais maximaux d'achèvement sont de 54 mois.

Durant l'été 2022, dans un contexte de hausse du coût des matières premières, de difficultés d'approvisionnement et de hausse des taux d'intérêt, l'ensemble de ces délais ont été repoussés de 18 mois pour les installations éoliennes à terre, photovoltaïques et hydroélectriques, lauréates d'anciens appels d'offres dont la mise en service intervient avant le 31 décembre 2024. Cette mesure ne modifie pas la durée des engagements de l'Etat une fois que les contrats de soutien ont pris effet.

⁶ Les textes réglementaires encadrant les guichets ouverts (arrêtés tarifaires) relatifs à la production d'électricité 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.

⁷ S'agissant du biométhane injecté, c'est la date de signature du contrat qui détermine le tarif d'achat applicable. On considère dans le présent rapport l'État engagé dès lors que le contrat d'achat est signé.

Dans ces exemples, en cas de retard de mise en service, la durée du contrat de soutien est diminuée de la durée du retard.

Par ailleurs, les premiers appels d'offres photovoltaïques⁸ ont permis de constater un taux de non-réalisation des projets de l'ordre de 30 %. Le Comité retient à nouveau cette année un taux de chute de 10 à 20 % pour les projets attribués par appel d'offres selon les filières et les typologies de projets, dans la mesure où les conditions de candidature en matière de maturité des projets (détention préalable des autorisations par exemple) ont été durcies au fil du temps.

Dans le cadre de l'évaluation de l'impact financier (encours) des engagements pluriannuels, le Comité prend en compte les encadrements des délais d'achèvement des installations et les hypothèses relatives à l'éventuelle non-réalisation des projets : il s'appuie sur une vision réaliste des mises en service effectives des installations.

Toutefois, il convient de noter que, s'agissant des procédures concurrentielles, l'engagement maximum de l'État correspond au volume total désigné par le ministre (sans taux de chute). Pour les guichets ouverts, 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 engagement maximum que pourrait devoir honorer l'État si tous les projets étaient *in fine* mis en service.

2. Principe général des compensations de l'Etat relatives aux contrats de soutien

Les mécanismes de soutien assurent aux producteurs une rémunération sécurisée et stable de l'énergie produite. Cette énergie est valorisée sur les marchés de l'énergie (soit par un acheteur obligé/organisme agréé dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat soit par le producteur lui-même ou un agrégateur dans le cadre du dispositif de complément de rémunération) et le montant de cette valorisation vient schématiquement se déduire des montants compensés par l'Etat. Le montant des engagements financiers de l'Etat est donc sensible à l'évolution des prix de marché : lorsque les prix de marché augmentent, les charges induites par ces installations diminuent jusqu'à devenir négatives (situation observée depuis le début de la crise des prix de gros de l'énergie en 2021) et inversement. Des hypothèses de prix de marché sont donc nécessaires pour évaluer l'impact financier des engagements. Les annexes 1 et 2 du présent rapport précisent plus en détail le fonctionnement des différents mécanismes de soutien existants, les charges engendrées par ces dispositifs et les modalités de compensation des charges.

⁸ Il est ici fait référence aux vagues dites « CRE1 », « CRE2 » et « CRE3 », respectivement lancées en 2011, 2013 et 2014-2015.

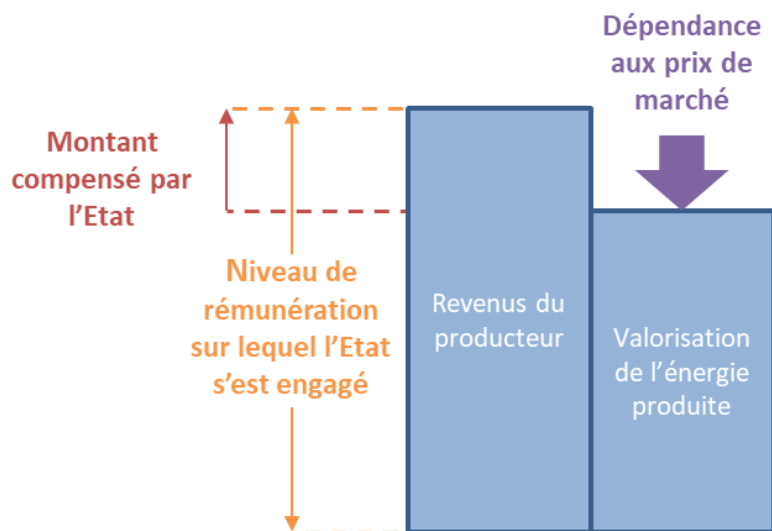


Fig. 2 Représentation schématique de la dépendance aux prix de marché des engagements de l'Etat

Par ailleurs, la production des installations soutenues présente généralement un profil différent d'une production en base (production constante tout au long de l'année). La valorisation moyenne de l'énergie produite par les différentes filières s'éloigne donc d'une simple moyenne arithmétique de prix spot ou d'un produit « Calendaire Base » sur les marchés à terme. Les scénarios d'évolution de prix de marché retenus par le Comité prennent en compte ce phénomène (notion de « prix captés » par une installation ou une filière), ainsi que les effets sur les prix de marché de la trajectoire de diversification du mix énergétique en développant les énergies renouvelables selon le rythme prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie en vigueur. Néanmoins, il convient de souligner que l'évolution des prix de marché est par nature difficile à anticiper, comme le montre le contexte des dernières années, et que les scénarios retenus par le Comité sont donc particulièrement hypothétiques. Ils déterminent cependant au premier ordre les évaluations présentées dans ce rapport.

Le Comité rappelle enfin que les acheteurs obligés/organismes agréés (pour l'obligation d'achat) ou les producteurs (pour le complément de rémunération) sont tenus de faire certifier leurs capacités de production dans le cadre du mécanisme de capacité, lequel rémunère la disponibilité de ces capacités. 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 de certains appels d'offres. Si la part de capacité valorisable est faible pour le photovoltaïque, celle-ci peut représenter des montants importants pour des filières comme l'éolien en mer, l'éolien terrestre ou la petite hydroélectricité. Il convient donc de tenir également compte d'hypothèses d'évolution du prix de la capacité à long terme pour le chiffrage des engagements (explicitées dans la sous-partie B suivante)⁹.

3. Principe du calcul des charges de service public de l'énergie

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 15 ou 20 ans. Si les modalités de la compensation annuelle des charges de service public de l'énergie aux opérateurs supportant ces charges peuvent différer selon le type

⁹ Le Comité fait l'hypothèse que, bien que le mécanisme de capacité sous sa forme actuelle ait été autorisée par la Commission européenne jusqu'en 2026, les capacités de production continueront à bénéficier d'une rémunération capacitaire jusqu'en 2048.

de contrat – obligation d’achat ou complément de rémunération – (cf. annexes 1 et 2 pour plus de détails), le principe général de calcul reste le même.

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

$$\text{Charges [€]} = \text{Capacité [MW]} \times \left(\text{Productible [Hepp}^{10}] \times (\text{Tarif} - \text{Valorisation marché énergie}) [\text{€/MWh}] - \text{Valorisation marché capacité [€/MW]}^{11} \right)$$

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.

B. Hypothèses centrales utilisées

Les différents paramètres influant sur les charges à compenser sont assortis d’incertitudes plus ou moins importantes. En particulier, les niveaux de tarif peuvent évoluer du fait de l’application de formules d’indexations tout au long de la durée des contrats. Les prix de marché futurs ainsi que les mises en services effectives des installations faisant l’objet d’un engagement de l’Etat sont également très incertains. Les hypothèses retenues pour ces paramètres sont précisées dans les paragraphes suivants.

1. Mises en services et sorties de contrat de capacités pour les EnR électriques

Parc ayant généré des charges en 2022 auquel on retranche les installations dont le contrat est arrivé naturellement à échéance en 2022 ainsi que la vision à date des résiliations anticipées

Le tableau ci-dessous dresse un état des lieux du parc ayant généré des charges de service public de l’énergie en 2022. Les installations dont le contrat de soutien est arrivé à échéance courant 2022 ainsi que les résiliations anticipées à l’initiative des producteurs dont la demande a été effectuée avant mai 2023 sont retranchés des chiffres présentés dans le tableau ci-dessous.

Filière	MW en service et soutenus
Solaire pré-moratoire ¹²	3 651
Solaire post-moratoire	10 926
Eolien terrestre	14 410
Eolien en mer	480
Biomasse & biogaz	958
Cogénération au gaz naturel	2 786

¹⁰ Heures équivalent pleine puissance, ou MWh produits par MW installé.

¹¹ Le terme « valorisation marché capacité » intègre une hypothèse de ratio de certification par filière.

¹² La filière solaire pré-moratoire désigne l’ensemble des installations bénéficiant d’un contrat de soutien antérieur au décret moratoire du 9 décembre 2010 suspendant l’obligation d’achat relative aux installations photovoltaïques (contrats dits « S01 », « S06 », « S10 » et « S10B »).

Hydraulique ¹³	1 097
Autres électriques	82
TOTAL	34 390

Fig. 3 Parc en service soutenu à fin 2022 par filière retranché de la vision à date des résiliations anticipées

Sorties prévisionnelles de capacités liées aux contrats arrivés naturellement à échéance

Les sorties prévisionnelles de capacités liées aux contrats arrivés à échéance sont présentées par filière dans le tableau ci-dessous.

Seules les années 2023 à 2030 sont présentées dans le tableau ci-dessous pour les sorties de capacité, bien que l'ensemble des sorties sur toute la durée de calcul des engagements (horizon 2048) soient prises en compte. La période représentée est marquée par l'arrivée des premières échéances notables de contrats, s'agissant notamment des premiers contrats éoliens terrestres en guichet ouvert, d'une durée de 15 ans (contrats de 20 ans dans le guichet ouvert actuel).

Filière	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solaire pré-moratoire	0	-1	-1	-2	-10	-55	-202	-752
Solaire post-moratoire	0	0	0	0	0	-2	-5	-9
Eolien terrestre	-844	-1443	-1348	-828	-898	-571	-1008	-1136
Eolien en mer	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse & biogaz	-28	-49	-31	-20	-43	-39	-52	-122
Centrale au gaz naturel	-271	-317	-352	-207	-167	-316	-308	-413
Hydraulique	-209	-694	-8	-12	-59	-45	-20	-30
Autres électriques	-33	-55	-47	-11	0	-29	-106	-42
TOTAL	-1386	-2558	-1787	-1080	-1178	-1056	-1702	-2505

Fig. 4 Chronique prospective des sorties prévisionnelles de capacités par filière en MW installés¹⁴

Résiliations anticipées de contrats de soutien à l'initiative des producteurs

Dans sa délibération du 13 juillet 2022 d'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie¹⁵, la CRE avait constaté que certains producteurs (pour une puissance installée cumulée de 1,3 GW) avaient choisi de résilier leur contrat d'achat ou de complément de rémunération avant leur date d'échéance pour bénéficier des niveaux très élevés de prix de gros de l'électricité.

¹³ S'agissant de l'hydroélectricité, l'essentiel du parc installé sur le territoire (environ 20 GW) relève du régime des concessions et ne bénéficie pas d'un mécanisme de soutien de type obligation d'achat ou complément de rémunération.

¹⁴ Ce tableau prend en compte la date de sortie naturelle de contrat de tous les contrats ayant généré des charges en 2022 (y compris les résiliations anticipées de contrats). Dans l'estimation, les charges générées par une installation ayant résiliée de manière anticipée son contrat de soutien est retranché du total jusqu'à la date de fin naturelle de son contrat puis l'installation est ensuite traitée comme une résiliation naturelle.

Dans la continuité du phénomène observé l'année passée, la CRE a constaté dans sa délibération du 13 juillet 2023 une accélération du rythme de résiliations sur le second semestre 2022, qui a ensuite fortement ralenti en 2023 (sous l'effet de la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales dans la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023). Selon les informations dont la CRE dispose à fin mai 2023, 4,7 GW d'installations sont concernées par des résiliations anticipées de contrats de soutien.

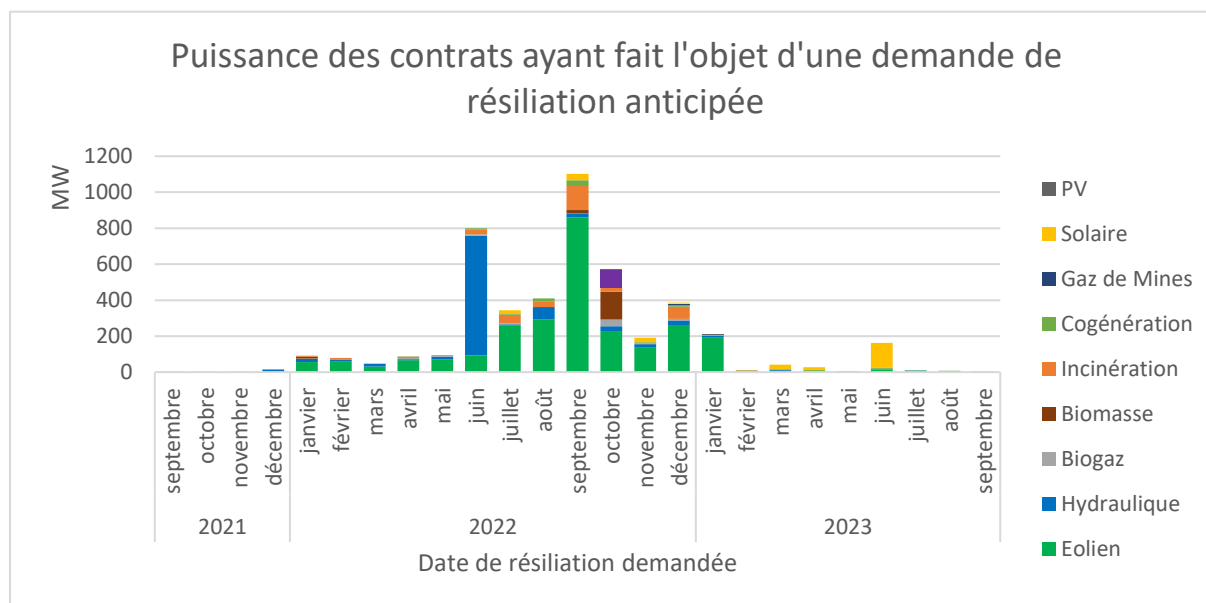


Fig. 5 Puissance des contrats ayant fait l'objet d'une résiliation anticipée (vision à fin mai 2023)

Ces sorties de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique (environ 75 % de la puissance ayant fait l'objet d'une demande de résiliation anticipée), mais touchent quasiment l'ensemble des filières de production. Les contrats concernés sont principalement ceux :

- arrivant à échéance à un horizon de temps où les producteurs peuvent se couvrir sur les marchés à terme ;
- et qui ne prévoyaient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur (en particulier, certains contrats ne prévoient pas le remboursement par les producteurs de l'ensemble du soutien perçu depuis la date de prise d'effet du contrat).

Les moindres recettes de l'Etat sont toutefois en partie compensées par la mise en place, dans le cadre de l'article 54 de la loi de finances pour 2023, d'une mesure de taxation des rentes inframarginales¹⁶ qui s'applique à ces installations entre mi-2022 et fin 2023. Il convient de noter que les recettes de cette taxe ne sont pas prises en compte dans le présent rapport dans la mesure où elles n'entrent pas dans le périmètre des CSPE¹⁷. Du fait notamment de la diminution relative des prix de gros de l'électricité et de la mise en place de cette taxation, les demandes de résiliation sont en baisse depuis le début de l'année 2023.

¹⁶ Taxation des revenus de marché tirés de la vente d'électricité au-delà d'un certain seuil.

¹⁷ La loi du 30 décembre 2022 de finance pour 2023 prévoit une recette de l'ordre de 12,3 Mds€ pour l'ensemble des installations concernées par le dispositif. Il convient toutefois de noter que ce chiffre a été réalisé dans un contexte où les estimations de prix de gros sur la période de la taxe étaient beaucoup plus élevées que les prix *in fine* observés sur la période.

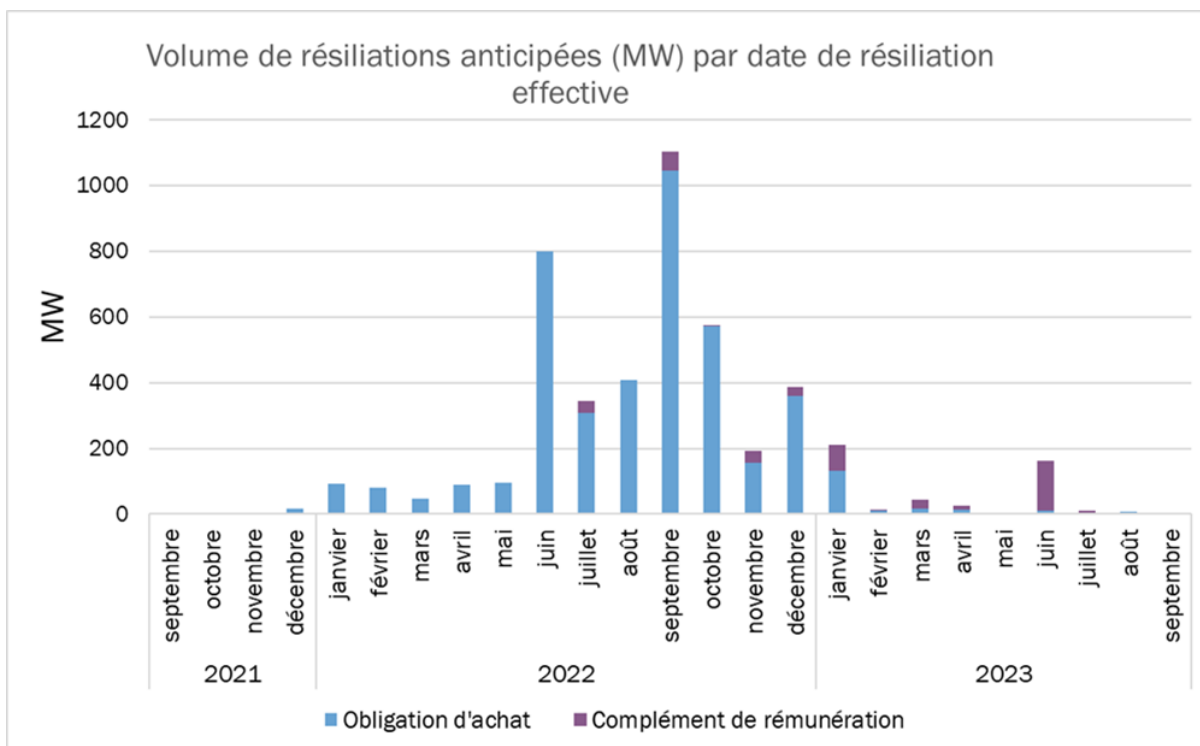


Fig. 6 : Volume de résiliations anticipées selon la date de résiliation effective (vision à fin mai 2023)

Le volume représenté par ces installations a été retiré des estimations futures du volume soutenu présenté dans l'ensemble des analyses du rapport.

Par ailleurs, dans ses estimations, le Comité n'intègre pas d'hypothèse d'éventuelles futures résiliations anticipées, très dépendantes des évolutions des prix de gros.

Mises en services futures liées aux engagements pris au 31 décembre 2022

Les données prospectives présentées dans le tableau ci-dessous concernent les installations bénéficiant d'un engagement de l'Etat à fin 2022 mais n'étant pas encore mises en service. Elles sont présentées par filière pour l'ensemble des énergies renouvelables électriques et pour la cogénération au gaz naturel.

Filière	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Solaire pré-moratoire	0	0	0	0	0	0
Solaire post-moratoire	1159	1747	3620	1390	0	0
Eolien terrestre	13	871	2326	1394	186	0
Eolien en mer	993	54	976	496	0	600
Biomasse & biogaz	3	106	115	17	6	0
Centrale au gaz naturel	1	11	11	9	0	0
Hydraulique	6	35	59	30	5	1
Autres électriques	3	17	7	28	0	0
TOTAL	2180	2840	7113	3365	197	601

Fig. 7 : Chronique prospective des mises en service (en MW installés) correspondant aux engagements existants à fin 2022 par filière

Les mises en service des nouvelles capacités bénéficiant d'un engagement de l'Etat antérieur au 31 décembre 2022 devraient s'échelonner jusqu'en 2028, correspondant à l'année de mise en service estimée

du parc éolien en mer au large de Dunkerque (lauréat désigné en 2019)¹⁸. Si cette hypothèse est assortie d'une incertitude particulière, 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.

Chronique de production d'électricité soutenue liée aux engagements pris au 31 décembre 2022

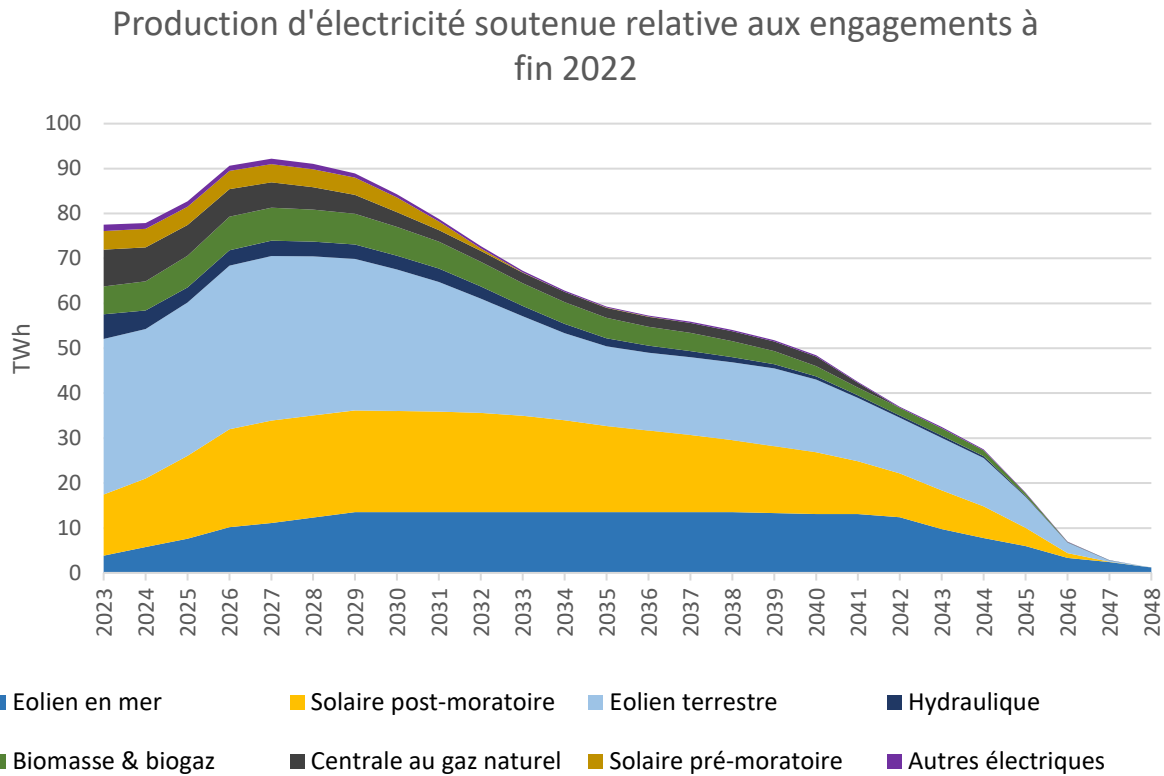


Fig. 8 : Chronique de production d'électricité soutenue liée aux engagements pris au 31 décembre 2022

2. Mise en service des installations de production de biométhane injecté

A fin 2022, l'ensemble des installations de production de biométhane injecté faisant l'objet d'un soutien de l'Etat bénéficie de contrats d'obligation d'achat, attribués dans le cadre d'un guichet ouvert.

L'estimation de la production de biométhane dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat 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 13 de l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le Comité retient une hypothèse de taux de réalisation entre 60% et 80% selon les arrêtés tarifaires concernés. 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 retenu sur la base de l'historique des installations déjà mises en service.

¹⁸ Il convient de noter que l'engagement relatif au parc éolien en mer au large de la Normandie (procédure dite « AO4 ») est effectif depuis début 2023 et n'est donc pas comptabilisé dans le présent rapport.

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 la période 2019-2020, avant la publication du nouvel arrêté tarifaire le 24 novembre 2020. 922 contrats ont été signés en 2019 et 2020, soit 87 % du volume total de contrats à fin 2022. Le dynamisme de développement de la filière sur cette période a conduit à dépasser largement l'objectif de production fixé par la PPE à l'horizon 2023, à savoir une production annuelle de 6 TWh de biométhane injecté.

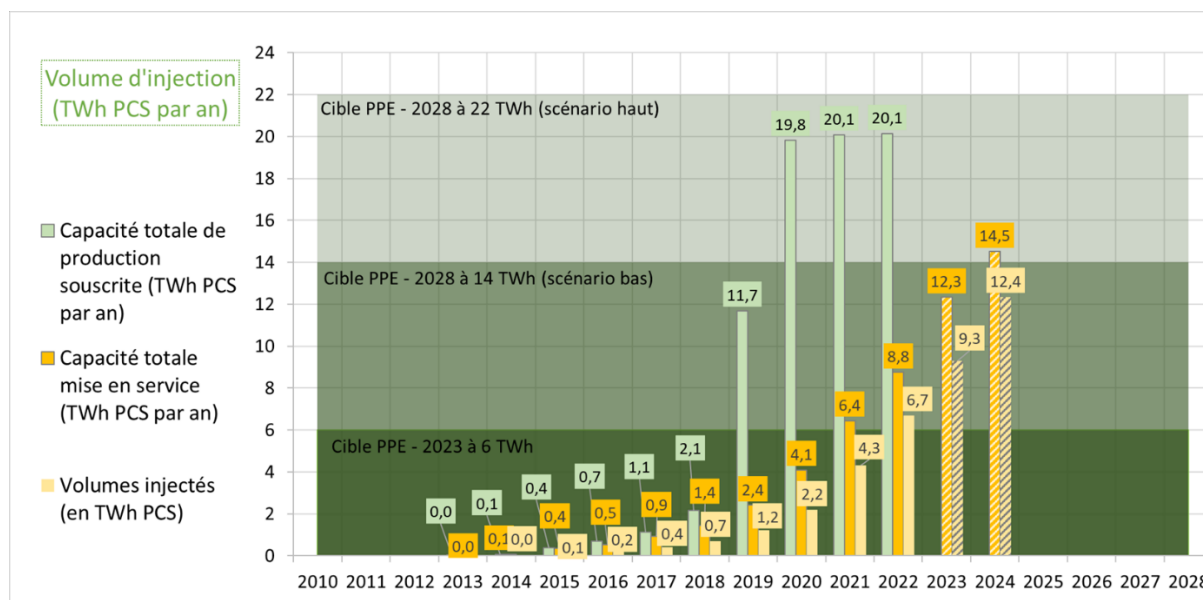


Fig. 9 : Graphique relatif au rythme de développement de la filière du biométhane injecté

NB : les volumes présentés dans ce graphique pour 2023 et 2024 correspondent aux volumes prévisionnels déclarés par les acheteurs obligés dans le cadre de l'exercice d'évaluation des CSPE pour 2024 mené en 2023.

Les années 2021 et 2022 se caractérisent par un rythme de signature de contrat beaucoup plus faible : seul 42 contrats ont été signés. Il conviendra d'analyser par la suite l'impact de la publication récente de l'arrêté du 10 juin 2023¹⁹, qui revalorise les conditions tarifaires pour les nouvelles installations d'une production annuelle inférieure à 25 GWh PCS.

Le Comité a ainsi retenu la chronique d'injection suivante s'agissant des engagements à fin 2022 :

¹⁹ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Hypothèses d'injection de biométhane relatives aux engagements à fin 2022

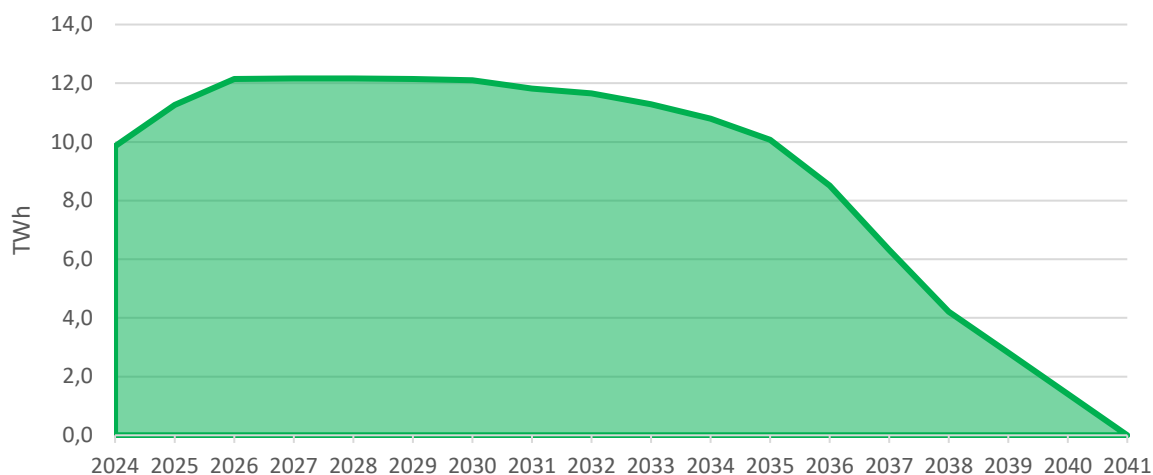


Fig. 10 : Evolution des engagements liés au biométhane injecté au 31 décembre 2022

NB : la durée des contrats d'obligation d'achat portant sur des installations de production de biométhane injecté est de 15 ans.

Les premières mises en service d'installations de production de biométhane injecté bénéficiant de contrats de soutien ont été réalisées en 2011, mais principalement à partir de 2013-2014. Ainsi, les premières arrivées à échéance de contrat interviendront principalement à partir de 2028-2029.

3. Evolution des tarifs de soutien

Les différents contrats de soutien attribués prévoient généralement une indexation du tarif d'achat (dans le cas d'une obligation d'achat) ou du tarif de référence (dans le cas d'un complément de rémunération), en fonction de l'évolution de certains indices INSEE.

S'agissant de l'évolution future de ces indices, le Comité fait l'hypothèse qu'ils suivent tous une hypothèse d'inflation normative centrale de 2%/an sur la durée d'étude, correspondant à la cible d'inflation de la Banque Centrale Européenne.

4. Scénarios de prix de marché

Le Comité rappelle la forte dépendance des chiffrages présentés dans ce rapport aux scénarios de prix de marché sur le long terme, pour l'électricité et le gaz. 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.

Dans le présent rapport, le Comité reprend les deux scénarios utilisés dans ses précédents rapports annuels. 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 (« scénario PPE 56 ») et une variante où le prix moyen est de 42 €/MWh en 2028 (« scénario PPE 42 »). L'hypothèse de prix de marché est par ailleurs constante au-delà de 2030. Pour ces deux scénarios, le Comité suppose un prix du gaz constant à respectivement 25 et 15 €/MWh depuis son deuxième rapport annuel.

A la différence des précédents rapports, le Comité prend toutefois pour hypothèse que ces trajectoires de prix évoluent en fonction du niveau d'inflation qui est retenu par ailleurs pour l'indexation annuelle des tarifs d'achat des contrats de soutien, tout au long de la durée des contrats (hypothèse centrale d'inflation de 2% par an). Dans un souci de comparaison des chiffrages d'une année sur l'autre, le Comité retient par ailleurs une trajectoire de prix non indexée sur l'inflation. Les trois scénarios retenus à ce titre sont donc les suivants :

- « **PPE 42 indexé** » correspondant au « scénario PPE 42 » auquel il est appliqué une hypothèse d'inflation de 2% par an à partir 2019, date de l'élaboration de ce scénario ;
- « **PPE 56 indexé** » correspondant au « scénario PPE 56 » auquel il est appliqué une hypothèse d'inflation de 2% par an à partir 2019, date de l'élaboration de ce scénario ;
- « **PPE 56 non-indexé** » correspondant au « scénario PPE 56 » non indexé sur l'inflation.

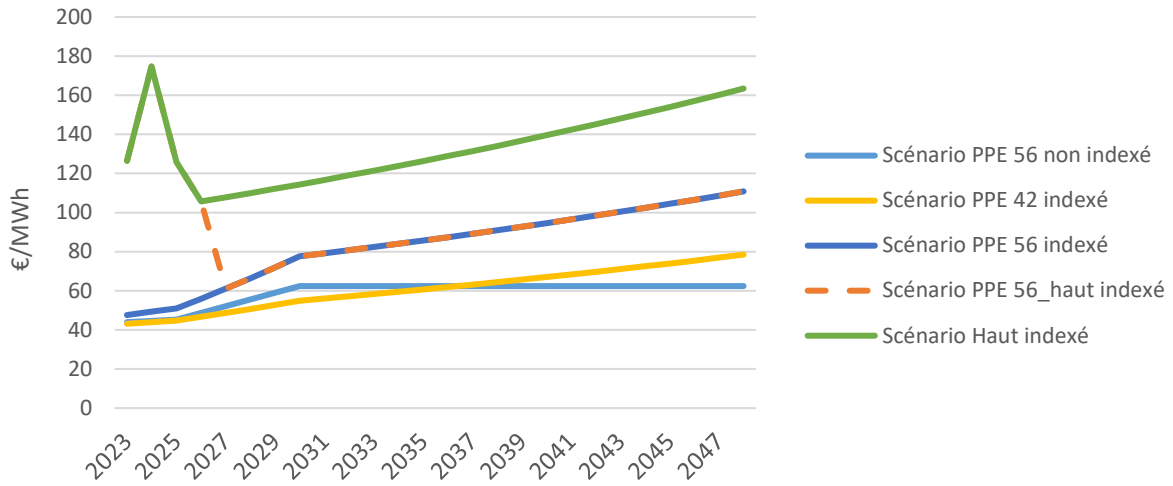
Face à la forte augmentation des prix de l'énergie observée depuis l'été 2021, le Comité a également introduit deux nouveaux scénarios dans le précédent rapport pour tenir compte des prix observés sur les marchés à terme de l'électricité et du gaz. Les principes méthodologiques utilisés pour construire ces scénarios ont été repris dans le présent rapport, en considérant toutefois que les trajectoires de prix évoluent également en fonction de l'inflation. Cela conduit le Comité à retenir :

- Un scénario dit « **PPE 56_haut indexé** », qui suppose un prix annuel moyen sur la période 2023-2026 correspondant à la moyenne des cotations de prix de marché observée pour ces années lors de la 2^e quinzaine de mai 2023²⁰ sur les marchés à terme (s'agissant du prix de l'électricité : 126€/MWh en 2023, 175 €/MWh en 2024, 126 €/MWh en 2025 et 106 €/MWh en 2026 et s'agissant du prix du gaz : 39 €/MWh en 2023, 46 €/MWh en 2024, 42 €/MWh en 2025 et 35 €/MWh en 2026)²¹. Sur la période 2025-2050 ce scénario suppose des prix identiques à ceux du scénario « 56 indexé ». Ce scénario permet d'appréhender l'impact d'une forte variation des prix de l'énergie de durée limitée sur les charges de service public de l'énergie.
- Le second scénario introduit par le Comité dans le présent rapport est le scénario « **Haut indexé** » qui est identique au « scénario 56_haut indexé » sur la période 2023-2026 mais suppose que la moyenne des cotations de prix de marché observée pour l'année 2026 lors de la 2^e quinzaine de mai 2023 (106 €/MWh s'agissant du prix de l'électricité et 35 €/MWh s'agissant du prix du gaz) se maintient en suivant l'hypothèse d'inflation de 2% par an à l'horizon de l'évaluation. Ce scénario permet d'évaluer les charges de service public de l'énergie en cas de hausse durable des prix de l'énergie.

²⁰ Alignement des dates de cotations retenues avec l'exercice annuel d'évaluation des CSPE mené par la CRE.

²¹ Il convient de noter que ces prix à terme intègrent théoriquement déjà l'anticipation par les acteurs d'un éventuel effet inflationniste sur les prix de gros.

Hypothèse de prix de marché de l'électricité



Hypothèse de prix de marché du gaz

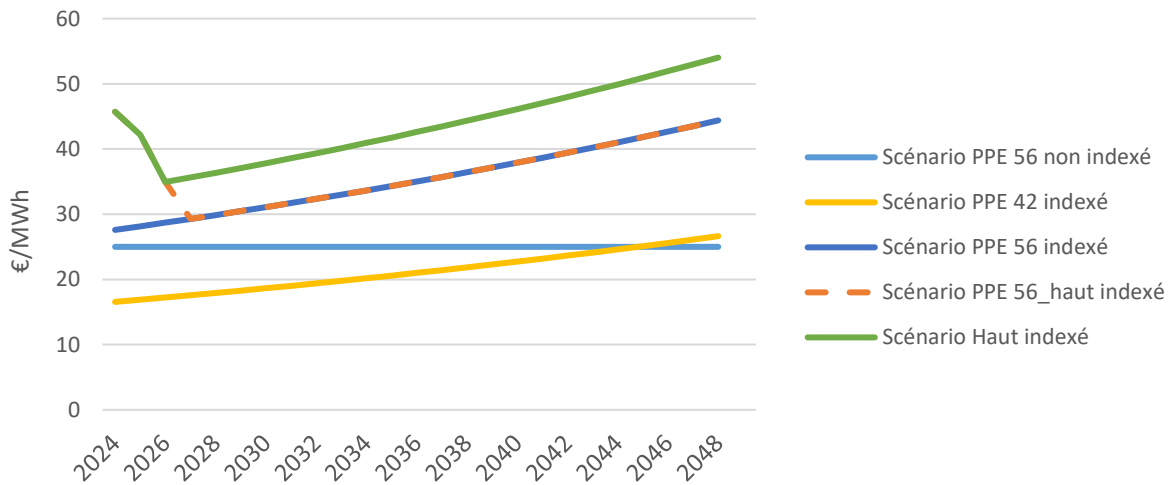


Fig. 11: Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz

Les scénarios retenus tiennent également compte de prix de vente « captés » en moyenne pour les filières photovoltaïques et éoliennes (à terre et en mer)²² qui diffèrent du prix « en base »²³. Pour l'ensemble des scénarios, la différence entre les prix de vente « captés » et l'hypothèse de prix moyen du marché de l'électricité en base s'appuie sur les scénarios de prix par filière utilisés dans les évaluations économiques de la PPE 2019-2028.

²² 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 : à titre d'exemple, le prix « capté » par les installations photovoltaïques est formé sur les heures d'ensoleillement.

€courants / MWh	Haut indexé		PPE 56 haut indexé		PPE 56 indexé		PPE 56 non-indexé		PPE 42 indexé	
	2022	2030	2022	2030	2022	2030	2022	2030	2022	2030
Prix de marché électricité (base)	126	114	126	78	48	78	44	62	43	55
Prix capté solaire	107	82	107	60	40	60	37	48	37	37
Prix capté éolien terrestre	109	91	109	64	41	64	38	51	37	42
Prix capté éolien en mer	113	98	113	68	43	68	40	55	39	46
Prix de marché gaz	39	38	39	31	27	31	25	25	16	19

Fig. 12 : Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz ainsi que des prix captés par les différentes filières renouvelables

Il convient de noter que les hypothèses de prix au-delà de 2030 auront un impact plus limité sur l'estimation des engagements de l'Etat dans la mesure où les volumes de production soutenus lié à un engagement effectué avant fin 2022 seront plus faibles.

S'agissant du prix des garanties de capacité, le Comité retient les prix observés lors de l'enchère du 22 juin 2023 pour les années de livraison 2023 (49 586 €/MW) et 2024 (35 000 €/MW) et, à partir de 2025, une trajectoire suivant l'inflation à partir du prix observé pour l'année de livraison 2024.

Point sur la distinction entre les prix de marché de l'électricité et les tarifs de vente pour les consommateurs

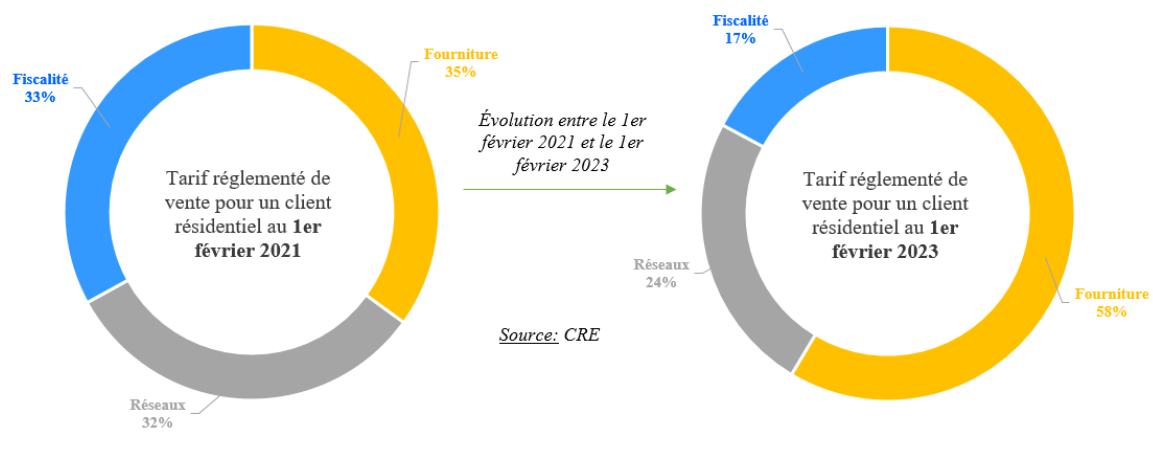
Dans le cadre de la présentation des hypothèses des prix de marché de l'électricité, le Comité tient à rappeler la distinction de ces derniers avec les tarifs de vente de l'électricité pour les consommateurs. En effet, les consommateurs, qu'ils aient souscrit à une offre de marché ou au tarif réglementé de vente, bénéficient d'un prix de détail qui intègre :

- le coût de l'approvisionnement à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) cédé à 42 €/MWh ;
- le coût du complément d'approvisionnement sur les marchés de gros (lié aux hypothèses retenues dans le présent rapport) ;
- le coût de l'approvisionnement en garanties de capacité ;
- les coûts d'acheminement par les réseaux de transport et de distribution (regroupés au sein du TURPE : Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la CRE) ; les coûts commerciaux du fournisseur et les coûts des Certificats d'Economie d'Energie (CEE) ;
- la marge ou rémunération du fournisseur ;
- la fiscalité qui regroupe la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), l'accise électricité (ex-TICFE) et la TVA.

Historiquement, les 3 principaux postes de coûts : la fourniture (qui regroupe les parts énergie (y compris l'ARENH) et capacité, les coûts commerciaux et CEE et la marge), les coûts d'acheminement et la fiscalité représentaient environ chacun un tiers de la part des tarifs de vente de l'électricité. La forte hausse des prix de gros de l'électricité depuis le second semestre de l'année 2021 est, cependant, en train de faire évoluer la structure tarifaire avec une part énergie croissante reflétant pour les fournisseurs des coûts d'approvisionnement plus élevés sur les marchés de gros.

À titre d'exemple, la part fourniture du tarif réglementé de vente d'électricité (TRVe) pour les résidentiels a progressé de 35 à 58 % entre février 2021 et février 2023 selon la CRE malgré la mise en place d'un bouclier tarifaire qui a limité à 4 % le 1^{er} février 2022 puis à 15 % le 1^{er} février 2023 la hausse des TRVe.

Enfin, les lois de finances pour 2022 et 2023 ont instauré un dispositif de « bouclier tarifaire » à destination des clients résidentiels et petits professionnels éligibles aux TRVE à la suite desquelles les TRVE ont été gelés à un niveau inférieur à ceux proposés par la CRE.



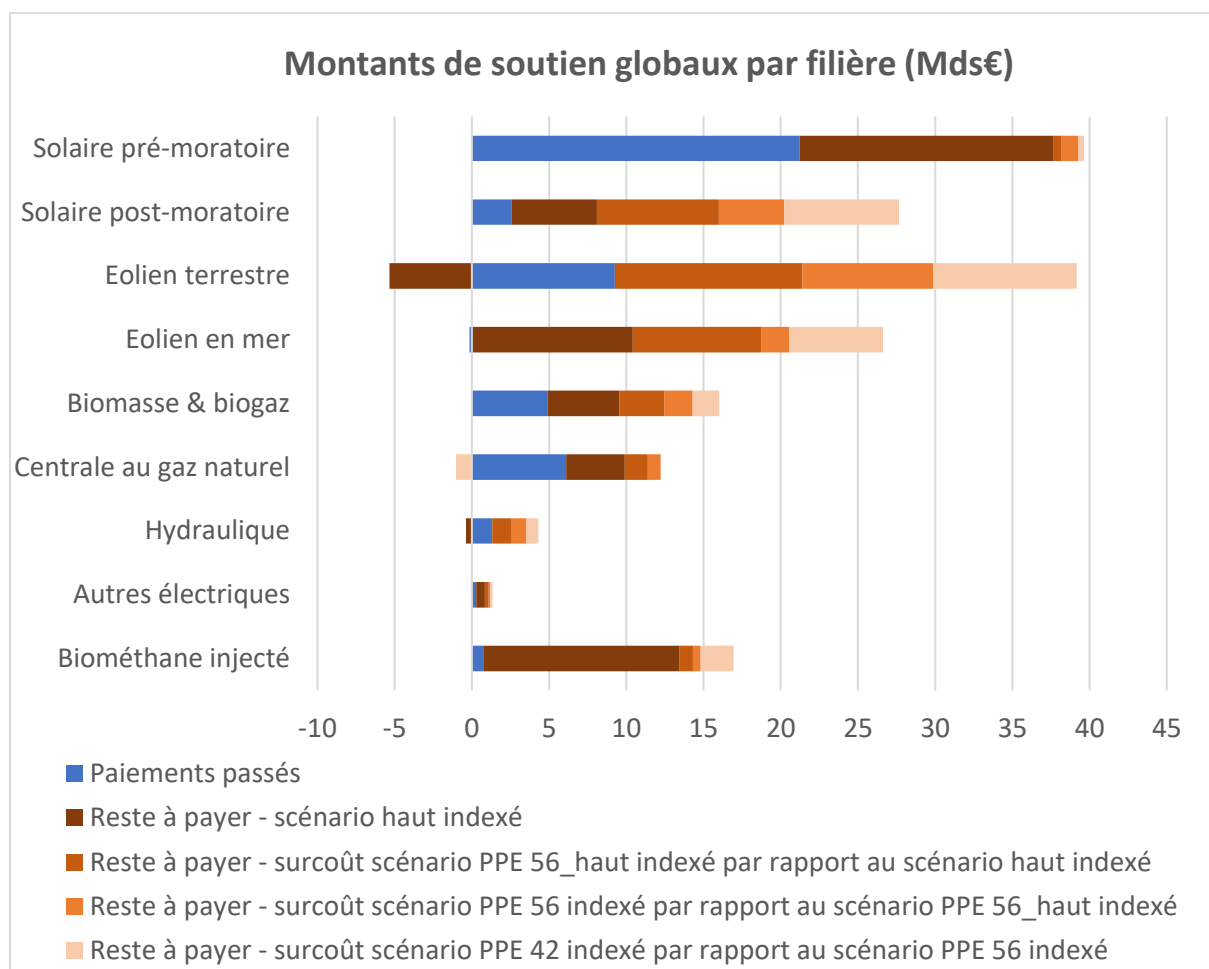
C. Impact financier des engagements pris par l'Etat à fin 2022

Le présent paragraphe expose l'estimation par le Comité des **engagements de l'Etat au 31 décembre 2022** au titre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, en considérant les hypothèses présentées ci-dessus.

1. Engagements totaux

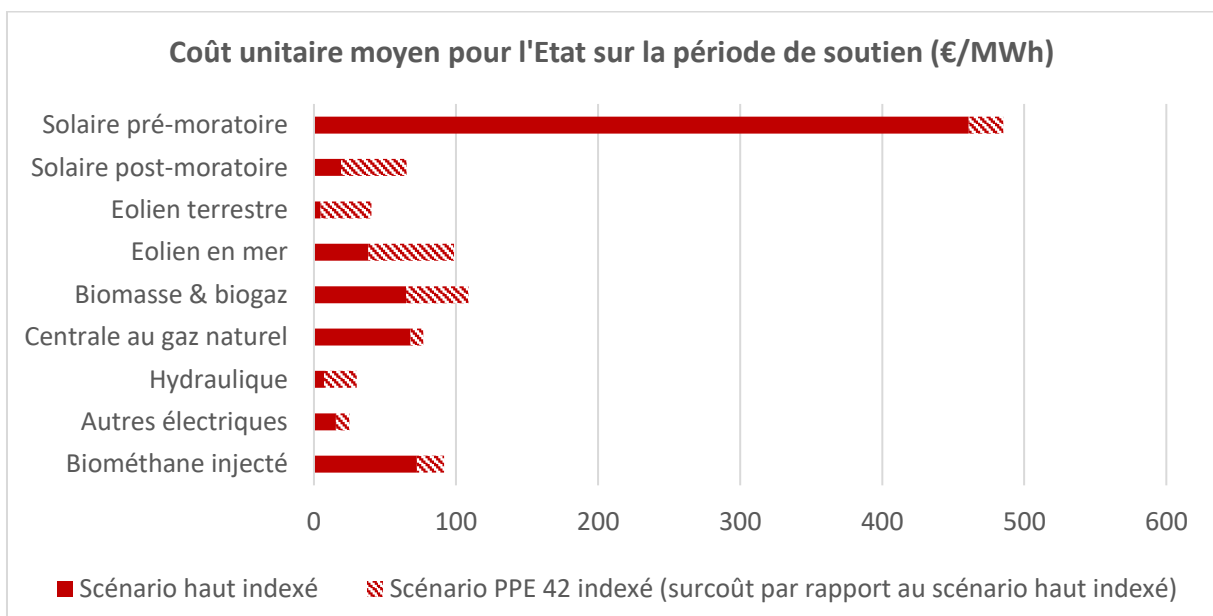
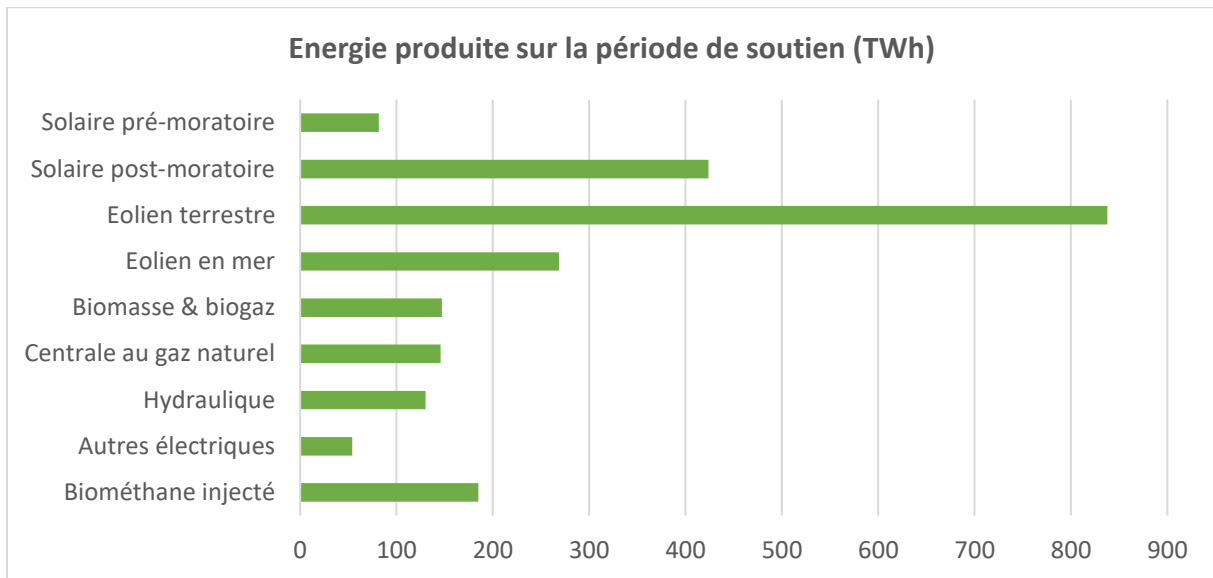
Les graphiques suivants présentent, pour les engagements à fin 2022 et par filière :

- l'évaluation des montants de soutien globaux par filière (paiements passés et charges induites restant à payer) ;
- l'évaluation de l'énergie totale produite sur la durée des contrats ;
- l'évaluation du coût unitaire moyen du soutien en €/MWh sur la durée des contrats : ce montant ne correspond pas à un coût de production mais au coût pour les finances publiques de chaque MWh produit et soutenu, incluant l'ensemble des sommes déjà versées.

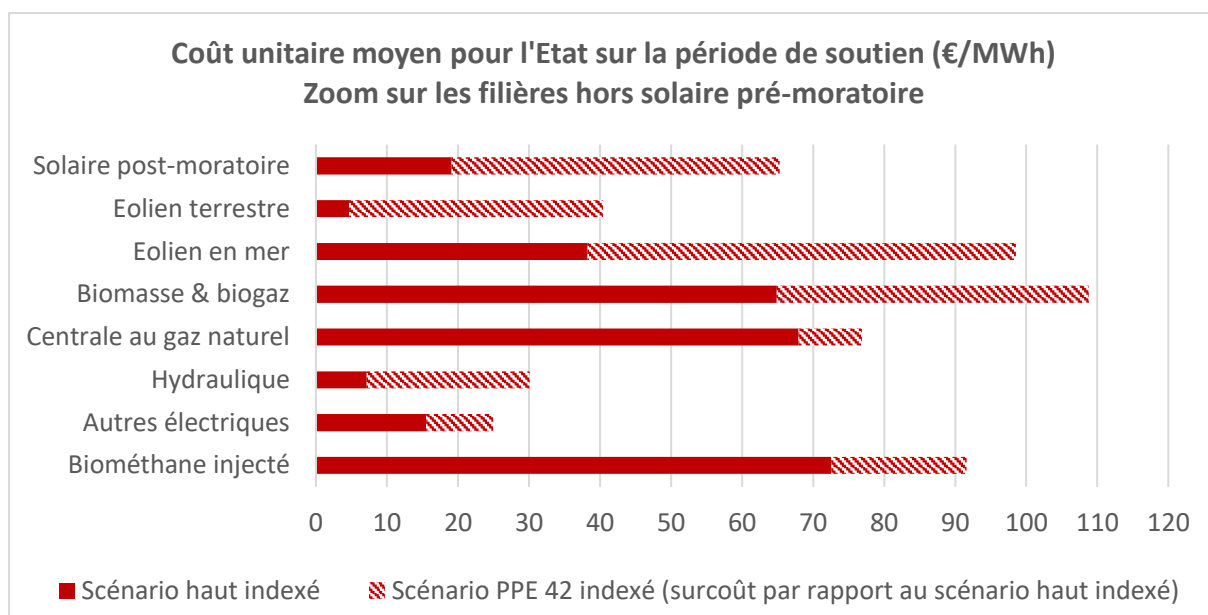


NB : Pour les filières Eolien à terre et Hydraulique, le scénario Haut indexé conduit à une estimation du reste à payer négatif. Pour lire l'estimation s'agissant des autres scénarios, il est nécessaire de retrancher ce montant au total des montants positifs : par exemple, le soutien total à la filière éolien terrestre dans le scénario PPE 56_haut indexé est de l'ordre de 16 Mds€ (environ +9 Mds€ déjà payé, un reste à payer dans

le scénario Haut indexé d'environ - 5 Mds€ et un écart d'environ +12 Mds€ entre le scénario PPE 56_haut indexé et le scénario Haut indexé).



NB : Ce graphique correspond à la somme des montants déjà payés et des charges prévisionnelles futures positives et négatives, divisée par la somme de la production passée et prévisionnelle sur la durée du soutien. La valorisation de l'électricité produite est retirée du coût unitaire pour l'Etat.



NB : s'agissant de la filière du biométhane injecté, il convient de noter que les chiffres présentés sur le graphique ci-dessus correspondent à une quantité d'énergie (TWh) sous forme de gaz alors que pour les autres filières il s'agit d'une quantité d'énergie (TWh) sous forme d'électricité.

M€ (euros courants)	Paiements passés à fin 2022	Scénario Haut indexé	Scénario PPE 56_haut indexé	Scénario PPE 56 indexé	Scénario PPE 56 non indexé	Scénario PPE 42 indexé
		Reste à payer	Reste à payer	Reste à payer	Reste à payer	Reste à payer
Solaire pré-moratoire	21 217	16 451	16 943	18 029	18 272	18 439
Solaire post-moratoire	2 578	5 517	13 408	17 656	22 997	25 096
Eolien terrestre	9 259	-5 332	6 822	15 297	22 717	24 583
Eolien en mer	-151	10 424	18 723	20 547	25 956	26 638
Biomasse & biogaz	4 913	4 637	7 538	9 379	10 943	11 103
Centrale au gaz naturel	6 114	3 796	5 274	6 115	5 944	5 099
Hydraulique	1 317	-390	872	1 839	2 496	2 591
Autres électriques	288	551	796	915	1 051	1 059
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	45 534	35 654	70 375	89 778	110 376	114 607
Biométhane injecté	731	12 686	13 582	14 091	15 162	16 211
TOTAL toutes filières	46 265	48 340	83 957	103 869	125 538	130 818

Fig. 13 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2022

Les paiements passés à fin 2022 sont plus faibles que les paiements passés à fin 2021 (49 097 M€ dans le quatrième rapport annuel) du fait de charges au titre de 2022 négatives pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières et à la cogénération au gaz naturel (cf. annexe 3).

L'estimation du reste à payer dans le scénario 56 non indexé (utilisé dans les précédents rapports annuels) est relativement proche de celle réalisée à partir du scénario 42 indexé. Il n'est ainsi pas présenté dans les autres graphiques pour faciliter leur lecture.

Analyse des résultats

Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2022 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 95 et 177 Mds€ selon le scénario de prix de marché** (somme des paiements passés et du reste à payer). Ces montants correspondent à une production passée et prévisionnelle de l'ordre de 2 270 TWh sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien engagés.

La majorité des engagements reste encore à payer (entre 51 % et 74 %), bien que cela dépende sensiblement du scénario de prix retenu. Le Comité estime ainsi entre 48 et 131 Mds€ 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 2048 (bien que marginalement après 2044). Les montants déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2022 s'élèvent à 46 Mds€.

Sur ces montants, l'essentiel concerne le **soutien aux filières électriques** (installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable et installations de cogénération au gaz naturel), qui génèrent entre **81 à 160 Mds€** d'engagements à fin 2022, soit environ 89 % du coût total des engagements. Les filières représentant le poids financier le plus important sont le photovoltaïque pré-moratoire (entre 38 et 40 Mds€), l'éolien terrestre (entre 4 et 34 Mds€), l'éolien en mer (entre 10 et 26 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 8 et 28 Mds€). Ces quatre filières représentent environ entre 63 % et 72 % du coût total des engagements.

Le **soutien à la filière biométhane injecté** représente **13 à 17 Mds€** d'engagements à fin 2022, soit entre 10 % et 14 % du coût total des engagements.

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 entre 461 €/MWh et 485 €/MWh quand le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe autour entre 5 €/MWh et 40 €/MWh et celui du photovoltaïque post-moratoire entre 19 €/MWh et 65 €/MWh.

Remarques sur le photovoltaïque pré-moratoire

L'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 a instauré un dispositif visant à réduire les tarifs d'achat de l'électricité applicables à certaines installations photovoltaïques pré-moratoire. Ce dispositif repose, d'une part, i) sur un principe général de réduction des tarifs applicables à ces installations et, d'autre part, ii) sur un mécanisme visant à réviser les nouvelles conditions tarifaires d'un producteur, à sa demande, s'il démontre que la réduction tarifaire est susceptible de remettre en cause sa viabilité économique (appelé « clause de sauvegarde »).

Pour tenir compte de ce dispositif, le Comité avait intégré dans son précédent rapport annuel des hypothèses conduisant à une réduction des charges de service public de l'énergie de 1,885 Mds€ sur l'ensemble de la durée de l'étude. La décision du 27 janvier 2023 du Conseil d'Etat a cependant annulé

l'arrêté du 26 octobre 2021 relatif à la révision des contrats mentionnés ci-dessus. Le Gouvernement, prenant acte de cette décision, a décidé de ne pas poursuivre le dispositif.

En conséquence, le Comité n'a plus intégré d'hypothèses sur ce sujet dans son chiffrage à partir de 2023.

Remarques sur la filière du biométhane injecté

Les engagements à fin 2022 pour le soutien au biométhane injecté sont estimés entre 13 et 16 Mds€, soit un niveau relativement équivalent aux estimations de l'année passée (les engagements à fin 2021 s'élevaient entre 12 Mds et 15 Mds€). En effet, le nombre de nouvelles demandes de contrats déposées en 2022 pour la filière biométhane injecté est faible.

Sensibilité des résultats à la variation des prix de marché

Le reste à payer des engagements de l'Etat dépend sensiblement des hypothèses de prix de marché retenues. Cette sensibilité est d'autant plus forte pour les filières dont les tarifs de soutien sont relativement proches des prix de marché. A ce titre, le reste à payer relatif à la filière solaire pré-moratoire est relativement stable indépendamment du scénario retenu (-11 % dans le scénario Haut indexé par rapport au scénario PPE 42 indexé), alors que le reste à payer relatif aux filières éoliennes à terre et hydraulique passe respectivement de 24,6 Mds€ et 2,6 Mds€ dans le scénario PPE 42 indexé à -5,3 Mds€ et -0,4 Md€ dans le scénario Haut indexé (représentant respectivement une baisse de 122 % et de 115 %).

Pour apprécier la sensibilité de ces chiffrages aux variations des prix de marché, le Comité a également évalué l'élasticité du montant des restes à payer au titre des engagements passés à une évolution de 10 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché de l'énergie sur l'ensemble de la période (2022 à 2048), en effectuant une simple translation vers le haut ou vers le bas des scénarios retenus. Il convient de noter que l'effet est symétrique et indépendant du scénario retenu pour appliquer la sensibilité.

M€ (euros courants)	Majoration uniforme de 10 €/MWh sur les prix de marché	Impact relatif sur le scénario PPE 56 indexé
	Delta de restant à payer (M€)	Restant à payer (M€)
Solaire pré-moratoire	-338	-2%
Solaire post-moratoire	-3 637	-21%
Eolien terrestre	-5 123	-33%
Eolien en mer	-2 685	-13%
Biomasse & biogaz	-923	-10%
Centrale au gaz naturel	844	14%
Hydraulique	-424	-23%
Autres électriques	-73	-8%
Biométhane injecté	-1 691	-12%

Total	-14 048	-14%
-------	---------	------

Fig. 14 : Analyse de sensibilité à la variation des prix de marché du reste à payer

Ainsi, une variation de **10 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché** sur la période 2023 à 2048 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2022 pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale d'**environ 14,0 Mds€**, soit de l'ordre de 14 % des engagements restant à payer dans le scénario PPE 56 indexé. Il convient de noter que le montant du reste à payer évolue dans le sens inverse des évolutions de prix de marché sauf pour la filière « Centrale au gaz naturel » du fait d'une forte indexation du coût d'achat sur les prix du gaz.

Remarques sur les charges de service public de l'énergie négatives

Si les prix de l'énergie se maintenaient à un niveau élevé sur la durée, certaines installations généreraient un montant de charges total négatif sur l'ensemble de la durée de leur contrat. Cela est notamment le cas dans le scénario Haut indexé retenu par le Comité.

Le Comité souhaite souligner le caractère incertain de ces recettes. En effet, une installation bénéficiant d'un soutien négatif sur l'ensemble de la durée de son contrat pourrait décider de résilier de manière anticipée ce dernier²⁴. Ces potentielles sorties anticipées génèrent une forte incertitude sur l'évaluation des engagements de l'Etat dans un contexte de prix de l'énergie élevés.

Par ailleurs, il convient de prendre note de la dépendance des montants des contributions des filières au budget de l'Etat au dispositif de déplafonnement des contrats de complément de rémunération en cours, prévu par la loi du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022 (en particulier s'agissant de la filière éolienne à terre). Celui-ci représente une part importante des recettes cumulées prévisionnelles des énergies renouvelables électriques au budget de l'Etat au titre de 2022 et 2023, de l'ordre de 30 à 50 %. Il a plus généralement un impact structurant sur le long terme pour les finances publiques.

Pour rappel, les contrats concernés prévoyaient une limite aux sommes dont le producteur était redevable lorsque le complément de rémunération devenait négatif, soit en cas de prix de marché supérieur au tarif fixé dans le contrat de complément de rémunération. Le reversement des sommes par le producteur était plafonné au montant total des aides perçues depuis le début du contrat, ce qui amenait le producteur à conserver l'intégralité du prix de vente de l'électricité produite une fois ce plafond atteint.

Sensibilité des résultats à l'hypothèse d'inflation retenue

Les estimations réalisées dépendent à deux titres de l'hypothèse d'inflation retenue de 2% par an sur la période 2023-2048 :

- l'évolution des prix de l'électricité et du gaz qui sont supposés dépendre entièrement de l'hypothèse d'inflation. Une inflation plus importante appliquée aux prix va impliquer une baisse des charges ;

²⁴ Il convient de noter que certains contrats prévoient des indemnités à verser par le producteur en cas de résiliation anticipée à son initiative, mais d'autres non. Dans le premier cas, le producteur pourrait être tout de même amené à résilier son contrat s'il estime que les revenus additionnels provenant d'une vente sur le marché dépassent le montant des indemnités à verser.

- l'évolution des tarifs de soutien qui, selon les filières et les contrats, dépendent en partie de l'hypothèse d'inflation. Une inflation plus importante appliquée aux tarifs de soutien va impliquer une hausse des charges.

Afin d'apprécier la sensibilité des résultats à l'hypothèse d'inflation retenue, le Comité a retenu des hypothèses d'inflation à terme haute et basse sur la durée d'étude consistant à considérer une inflation annuelle de respectivement 3% et 1% sur la période 2026-2048. Les estimations relatives au scénario PPE 56 indexé évoluent de la manière suivante :

M€ (euros courants) Scénario PPE 56 indexé	Hypothèse d'inflation médiane (+2%/an)	Hypothèse d'inflation basse (+1%/an)		Hypothèse d'inflation haute (+3%/an)	
	Reste à payer (M€)	Reste à payer (M€)	Variation (%)	Reste à payer (M€)	Variation (%)
Solaire pré-moratoire	18 029	18 001	-0,2%	18 057	0,2%
Solaire post-moratoire	17 656	18 778	6,4%	16 402	-7,1%
Eolien terrestre	15 297	16 707	9,2%	13 710	-10,4%
Eolien en mer	20 547	20 336	-1,0%	20 706	0,8%
Biomasse & biogaz	9 379	9 370	-0,1%	9 380	0,0%
Centrale au gaz naturel	6 115	6 086	-0,5%	6 145	0,5%
Hydraulique	1 839	1 906	3,6%	1 765	-4,0%
Autres électriques	915	885	-3,4%	949	3,7%
Biométhane injecté	14 091	13 901	-1,4%	14 289	1,4%
Total	103 869	105 969	2,0%	101 404	-2,4%

Globalement, la hausse de l'hypothèse d'inflation a un effet baissier sur le reste à payer lié aux engagements pris à fin 2022. En effet le passage d'une hypothèse de 2%/an à 3%/an d'inflation sur la période 2026-2048 implique une diminution du reste à payer total de **2,5 Mds€** (correspondant à une baisse de **2,4%**). Les résultats sont relativement symétriques pour une diminution de l'hypothèse d'inflation (augmentation du reste à payer de **2,1 Mds€**, correspondant à une hausse de **2%**).

Il convient toutefois de noter que ce résultat est disparate selon les contrats de soutien, qui sont ci-dessus agrégés par filière : pour certains la hausse de l'hypothèse d'inflation engendre une hausse du reste à payer et pour d'autres une baisse. Cet effet dépend principalement de la différence entre :

- le niveau du tarif de soutien multiplié par la part variable de la formule d'indexation (hausse des coûts d'achat) ;
- l'hypothèse retenue pour le niveau des prix de marché (hausse de la valorisation marché de l'énergie produite).

Ainsi, s'agissant de la filière éolienne en mer pour laquelle la majorité des installations bénéficie d'un coût d'achat relativement élevé et indexé à 100% sur l'inflation (toutes les installations hormis celle développée à Dunkerque), les engagements de l'Etat sont corrélés positivement à l'inflation.

Pour la filière solaire pré-moratoire, bien que les tarifs ne soient indexés qu'à 20% sur l'inflation, ces derniers sont en moyenne suffisamment élevés pour que les engagements de l'Etat soient également corrélés positivement à l'inflation.

Au contraire, s'agissant des filières éolienne terrestre, solaire post-moratoire et hydraulique, pour lesquelles les tarifs sont en moyenne plus modérés et relativement peu indexés sur l'inflation (respectivement 30%, 20% et 50%), les engagements de l'Etat sont corrélés négativement à l'inflation.

Il convient toutefois de noter que les résultats présentés dans cette partie supposent que les prix de gros de l'électricité et du gaz ainsi que les indices INSEE utilisés pour l'indexation des tarifs (représentant généralement le coût de production dans l'industrie en France, le coût de la main d'œuvre en France et le coût des matières premières) évoluent selon une hypothèse commune d'inflation. Bien que les prix de l'énergie et les indices INSEE utilisés devraient tous deux être à priori corrélés positivement à l'« inflation générale des prix », en pratique ils n'évolueront pas de la même manière.

2. Chroniques de dépenses

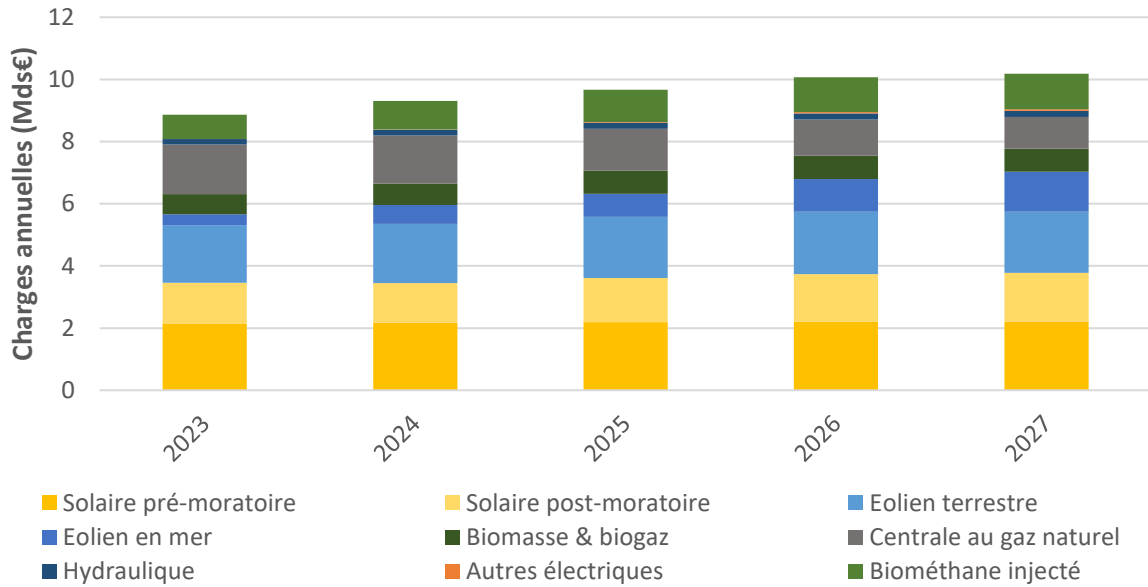
Les travaux du Comité se concentrent en premier lieu sur l'estimation des engagements totaux, c'est-à-dire sur la durée des contrats de soutien. Les chroniques de dépenses sur les prochaines années, détaillées ci-après, sont donc présentées à titre informatif. En particulier, le Comité tient à souligner l'écart naturel entre les chiffres affichés au titre des premières années (2023 et 2024) et ceux de la délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024. Ces derniers s'appuient notamment sur des hypothèses de prix de marché plus dynamiques (notamment s'agissant de la puissance quasi-certaine vendue à terme en amont de la période de livraison) et intègrent un niveau de détail plus important sur les modalités de compensation des charges pour ces années.

L'évaluation des charges par la CRE permet de calculer les montants qui seront compensés par l'Etat aux acheteurs obligés : elle prend ainsi en compte l'ensemble des spécificités de court terme qui peuvent impacter fortement les charges d'une année sur l'autre. L'estimation effectuée par le Comité à un objectif plus prospectif permettant d'appréhender les engagements de l'Etat sur un horizon moyen et long terme.

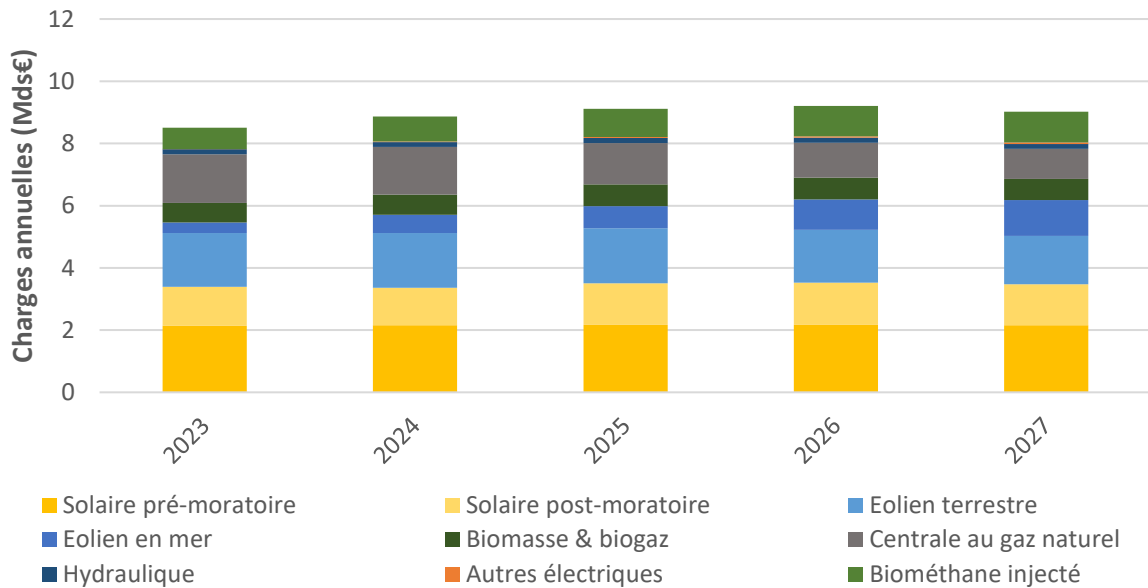
Les graphiques suivants détaillent ainsi, selon les mêmes hypothèses que précédemment, l'évolution prévisionnelle des charges au titre des engagements pris à fin 2022 pour les cinq prochaines années, puis jusqu'en 2048 (fin des derniers contrats engagés au 31 décembre 2022). La chronique jusqu'en 2048 met en évidence l'effet sur le volume de 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.

Evolution prévisionnelle des charges au titre des engagements pris à fin 2022 pour les cinq prochaines années

Scénario PPE 42 indexé



Scénario PPE 56 indexé



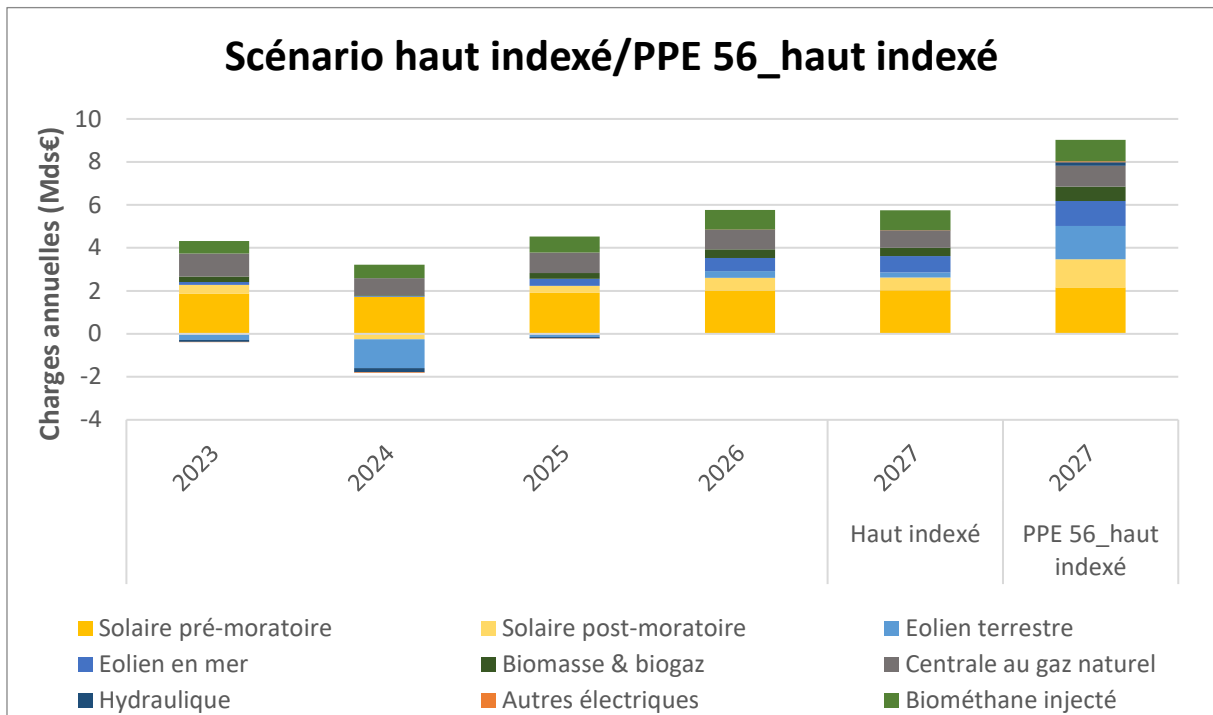


Fig. 15 : Chronique prospective à horizon 2026 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 s'agissant des scénarios PPE 42 indexé, PPE 56 indexé, PPE 56 haut indexé et Haut indexé

NB : Pour certaines filières et certaines années, les scénarios Haut indexé et PPE 56_haut indexé conduisent à une estimation de charges négatives. Pour lire le total des charges pour une année, il est nécessaire de retrancher les montants négatifs aux montants positifs : par exemple l'estimation des charges totales au titre de 2024 s'élève à 1,4 Md€.

Le Comité rappelle que les chroniques ci-dessus sont relativement sensibles 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.

Evolution prévisionnelle des charges au titre des engagements pris à fin 2022 jusqu'en 2048

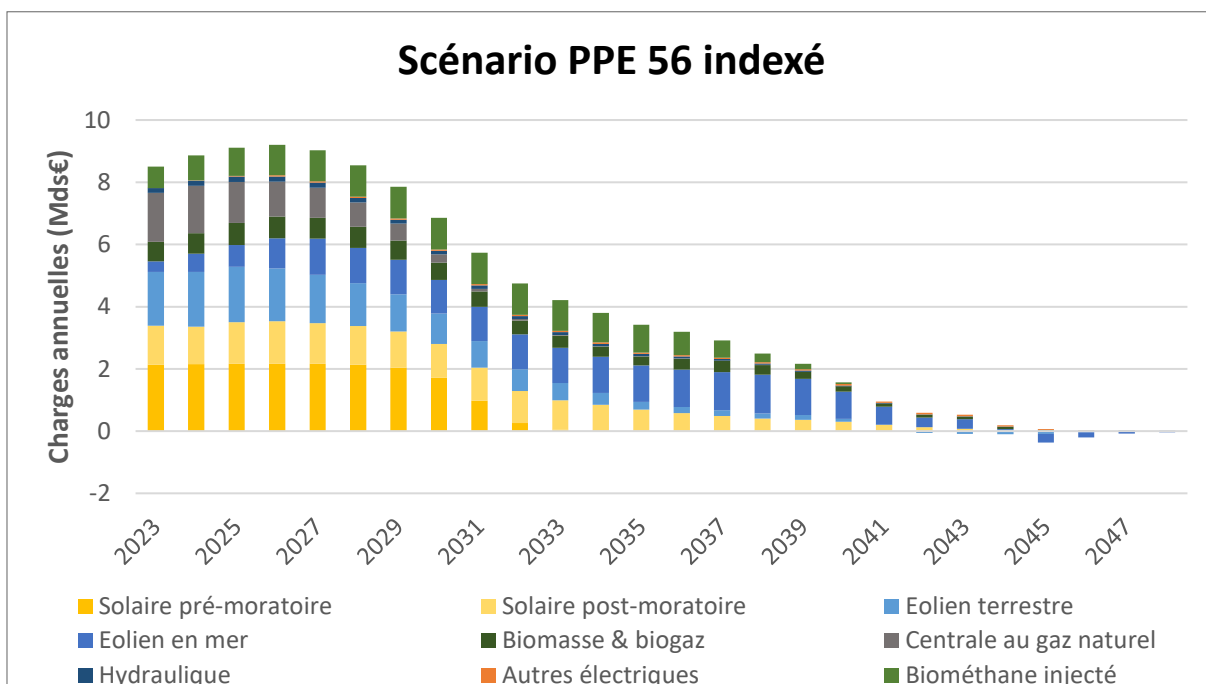
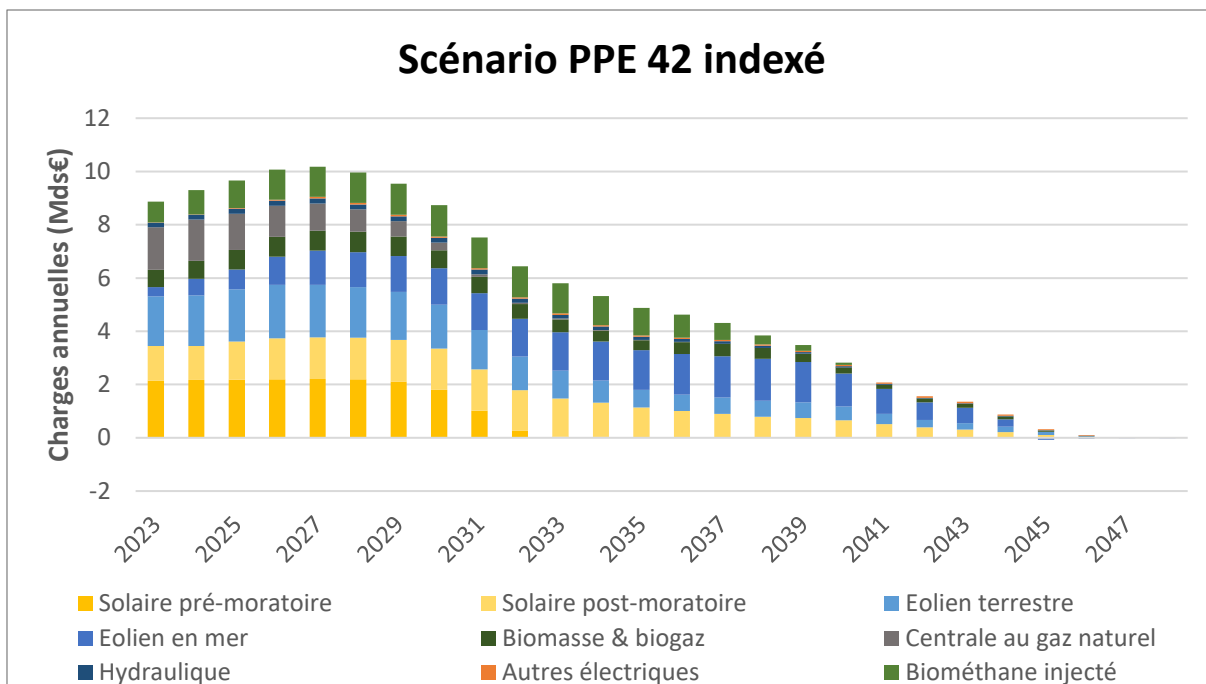


Fig. 16 : Chronique prospective à horizon 2048 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 pour les scénarios PPE 42 indexé et PPE 56 indexé

Le reste à payer des engagements pris avant fin 2022 dans le scénario PPE 56 indexé se traduit par des charges annuelles qui :

- augmentent entre 2023 et 2026, d'environ 8,5 à 9,2 Mds€ , sous l'effet de la mise en service de projets déjà engagés et en particulier des projets éoliens en mer des premiers appels d'offres commerciaux lancés en France ;
- avant de connaître une baisse notable, d'environ 40 % entre 2029 et 2032 (de 7,9 à 4,7 Mds€), en particulier sous l'effet notamment (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 2,1 Mds€, et (ii) de l’arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres ;

- diminuent moins fortement entre 2033 et 2039 (entre 2 Mds€ et 4 Mds€ par an entre ces deux bornes), année après laquelle les charges annuelles diminueront sous l’effet notamment de l’arrivée à échéance des premiers contrats de soutien portant sur des installations éoliennes en mer, qui en régime permanent, auront représenté un montant de l’ordre de 1,2 Md€ par an.

Les charges annuelles sont plus élevées dans le scénario PPE 42 indexé mais la forme de la chronique de ces dernières est relativement similaire à celle relative au scénario PPE 56 indexé.

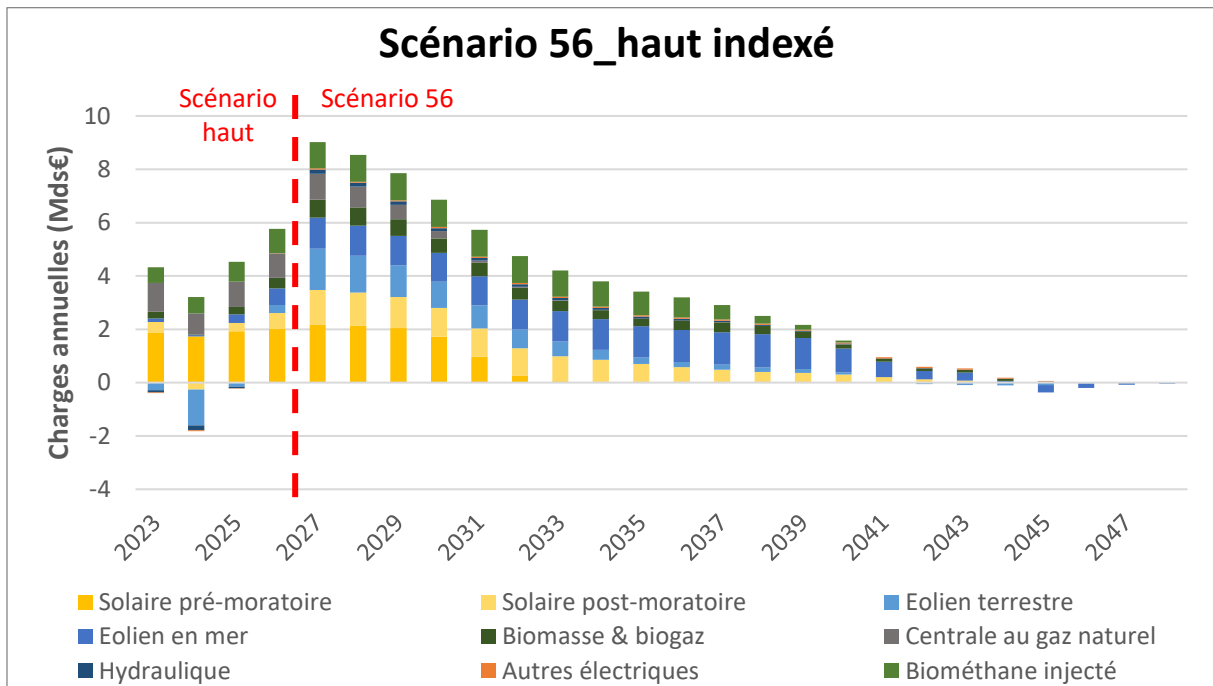


Fig. 17 : Chronique prospective à horizon 2048 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu’à fin 2022 pour le scénario PPE 56_haut indexé

Le reste à payer total des engagements pris avant fin 2022 dans le scénario PPE 56_haut indexé est significativement plus faible que dans le scénario 56 indexé, bien que ces scénarios diffèrent uniquement sur la période 2023-2026. En effet celui-ci passe de 104 Mds€ dans le scénario PPE 56 indexé à 84 Mds€ dans le scénario PPE 56_haut indexé (baisse de 19%). Sur l’ensemble de la période 2023-2026, les charges totales sont de l’ordre de 15,4 Mds€ dans le scénario PPE 56_haut indexé alors qu’elles sont de 35,7 Mds€ dans le scénario 56 indexé.

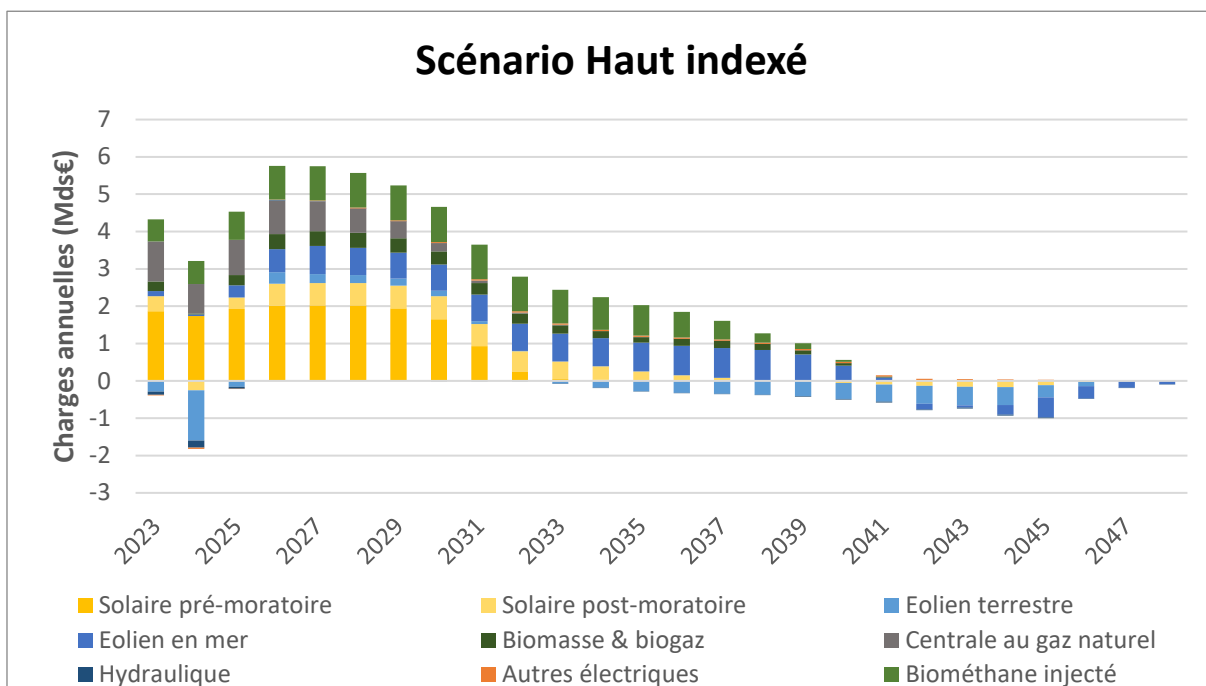


Fig. 18 : Chronique prospective à horizon 2048 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 pour le scénario Haut indexé

Le reste à payer total des engagements pris avant fin 2022 dans le scénario Haut indexé se distingue de celui du scénario PPE 56 haut indexé par une baisse des charges sur la période 2027-2048 :

- sur la période 2027-2029, le montant annuel des charges s'établit entre 5,2 Mds€ et 5,7 Mds€, alors qu'il s'établit entre 7,9 Mds€ et 9,0 Mds€ dans le scénario PPE 56_haut indexé ;
- sur la période 2033-2037, le montant des charges annuel s'établit entre 1,3 Md€ et 2,4 Mds€ alors qu'il s'établit entre 2,9 Mds€ et 4,2 Mds€ dans le scénario PPE 56_haut indexé ;
- sur l'ensemble de la période 2027-2048, le reste à payer total dans le scénario Haut indexé diminue de 34,3 Mds€ par rapport au scénario PPE 56_haut indexé. Cette somme correspond donc à la différence de reste à payer entre les deux scénarios (les hypothèses sur la période 2023-2026 sont identiques) et représente une baisse de 41%.

Le Comité rappelle que s'ajouteront à ces différentes chroniques les montants induits par les nouveaux contrats engagés à compter du 1^{er} janvier 2023 et nécessaires à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie²⁵.

²⁵ Une nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie doit être adoptée en 2023.

III. Recettes pour l'Etat liées à la vente des garanties d'origine associées à la production d'électricité

A. Principe des garanties associées à la production d'électricité

Une garantie d'origine est définie juridiquement comme étant un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir d'une source d'énergie donnée²⁶. Dans le présent rapport, les garanties d'origine relatives à la production de biométhane injectée ne sont pas traitées.

Une garantie d'origine peut être émise pour chaque MWh d'électricité produit par une installation pour un mois donné. Lorsque les garanties d'origine sont émises à la demande de l'exploitant de l'installation, ce dernier peut les vendre indépendamment de l'électricité qui leur est associée.

Afin d'attester que l'origine de l'électricité consommée est renouvelable, la garantie d'origine est supprimée du registre : la garantie d'origine est dite alors « annulée ». Les garanties d'origine sont annulées par les fournisseurs d'électricité ou les consommateurs pour certifier une quantité d'électricité d'origine renouvelable consommée durant un mois donné. En France, un fournisseur d'électricité souhaitant proposer à ses clients une « offre verte » doit annuler les garanties d'origine correspondant à la part d'électricité dont la source est ainsi garantie. Pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée, la garantie d'origine doit provenir d'une production du même mois que le mois de consommation qu'elle certifie.

B. Garanties d'origine relatives à des installations de production d'électricité bénéficiant d'un soutien public

1. Droit de propriété des garanties d'origine

L'article L. 311-21 du code de l'énergie prévoit que l'électricité produite pour laquelle une garantie d'origine a été émise par le producteur ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Ainsi l'émission par le producteur d'une garantie d'origine portant sur l'électricité produite dans le cadre d'un de ces contrats entraîne la résiliation immédiate de ce dernier.

Toutes les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables et qui bénéficient d'un mécanisme de soutien public (obligation d'achat ou complément de rémunération) sont ainsi inscrites sur le registre des garanties d'origine au nom de l'Etat. Toutes les garanties d'origine émises liées à production de ces installations sont au bénéfice de l'Etat, qui peut en valoriser tout ou partie : cette valorisation est effectuée dans le cadre d'une enchère mensuelle organisée par la plateforme EEX lors de laquelle l'Etat est le seul vendeur (premières enchères organisées en 2019).

²⁶ Directive (UE) 2018/2001 ainsi que l'article Art. L. 311-25 du code de l'énergie pour l'électricité et l'article D.446-17 du code de l'énergie pour le gaz.

2. Revenus issus des précédentes enchères

Depuis 2021, la quasi-totalité des garanties d'origine associées aux installations bénéficiant d'un contrat de soutien sont commercialisées par l'Etat. Il convient de noter que les recettes associées ont très fortement augmenté lors des dernières années : 4 M€ pour les garanties d'origine émises au titre de 2019, 2,9 M€ au titre de 2020, 17 M€ au titre de 2021 et 208 M€ au titre de 2022. Le prix des garanties d'origine a en effet connu une forte hausse depuis le premier trimestre 2022.

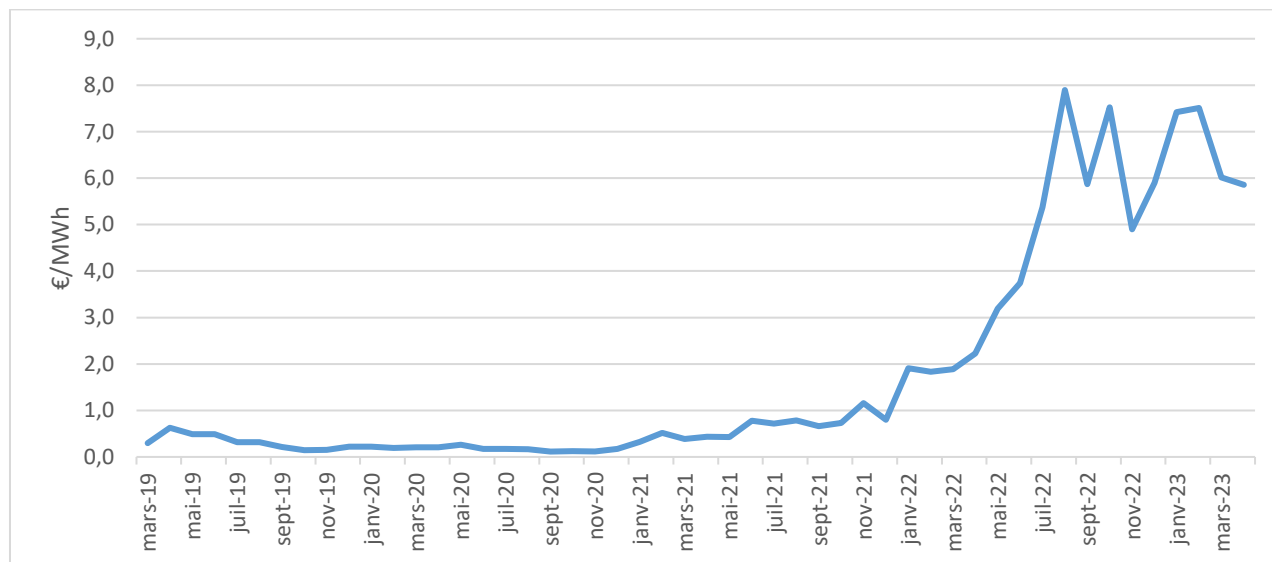


Fig. 19 : Evolution du prix des garanties d'origine vendues aux enchères en €/MWh

C. Estimation des revenus liés à la vente des garanties d'origine associées à la production des installations de production d'électricité bénéficiant d'un engagement de l'Etat à fin 2022

1. Hypothèses retenues

Hypothèses relatives au volume de garanties d'origine valorisé

Les chroniques de production associées aux engagements de l'Etat à fin 2022 pour cette estimation sont identiques à celles retenues pour le calcul des engagements de l'Etat qui découlent des hypothèses explicitées dans la partie II.B.4.

Par ailleurs, le Comité considère que les garanties d'origine associées aux engagements à fin 2022 seront entièrement valorisés par l'Etat et que le cadre règlementaire s'agissant des volumes de production éligibles se prolongera sur la durée d'étude. Ainsi, l'ensemble de la production issue des filières photovoltaïque, éolienne terrestre, éolienne en mer, hydraulique, biogaz, biomasse et géothermie ainsi que la moitié de la production de la filière incinération d'ordures ménagères est valorisé sur la durée d'étude.

Hypothèses relatives au prix de valorisation des garanties d'origine

Les prix relatifs à la valorisation des garanties d'origine sont hautement incertains sur la durée de l'étude. La Comité a ainsi retenu trois scénarios distincts :

- Le scénario « Moyenne 2021 » considère que le prix moyen pondéré par les volumes vendus de **0,65 €/MWh** observé lors des enchères organisées par l'Etat pour les garanties d'origine émises

au titre de 2021 se prolonge sur la période 2023-2048, en suivant une hypothèse d'inflation de 2%/an à partir de 2023 ;

- Le scénario « Moyenne 2022 » considère que le prix moyen pondéré par les volumes vendus de **4,07 €/MWh** observé lors des enchères organisées par l'Etat pour les garanties d'origine émises au titre de 2022 se prolonge sur la période 2023-2048 en suivant une hypothèse d'inflation de 2%/an à partir de 2023 ;
- Le scénario « Moyenne 2023 » considère que le prix moyen pondéré par les volumes vendus de **6,64 €/MWh** observé lors des enchères organisées par l'Etat pour les garanties d'origine émises au titre de 2023 se prolonge sur la période 2023-2048 en suivant une hypothèse d'inflation de 2%/an à partir de 2023.

2. Résultats de l'estimation

M€ (euros courants)	Scénario moyenne 2021	Scénario moyenne 2022	Scénario moyenne 2023
	Recettes 2023-2048	Recettes 2023-2048	Recettes 2023-2048
Solaire	314	1 966	3 212
Eolien terrestre	398	2 492	4 071
Eolien en mer	221	1 381	2 256
Biomasse & biogaz	71	446	729
Hydraulique	36	225	368
Autres électriques	4	28	46
TOTAL EnR électriques	1 045	6 539	10 682

Les résultats dépendent ainsi très fortement de l'hypothèse de prix des garanties d'origine retenue. Toutefois, si les prix élevés observés lors des premières enchères organisées en 2023 se maintiennent à long terme, les recettes totales pour l'Etat liées à la valorisation des garanties d'origine sont relativement conséquentes et représentent entre 7% et 15% des engagements totaux de l'Etat à fin 2022 (montants déjà payés et reste à payer) concernées selon l'hypothèse de prix de gros retenue.

Il convient toutefois de noter que ces recettes sont très incertaines, notamment du fait qu'un prix de la garantie d'origine élevé sur la durée de l'étude pourrait également amplifier le phénomène de résiliations anticipées pour certaines installations.

ANNEXE 1 - Fonctionnement du Comité

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 ; »

Ces missions permettent d'informer la représentation nationale, ainsi que les citoyens, des engagements de long terme de l'Etat au titre du soutien aux énergies renouvelables et des sommes décaissées annuellement dans le cadre de cette mission. L'analyse de l'évolution des charges de service public de l'énergie sur le moyen-long terme est 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 prix de marché de gros de l'électricité et du gaz, comme l'a montré la crise des prix de gros ayant démarré en 2021 ;
- l'analyse doit être menée à horizon 20 ans, correspondant à la durée de la plupart des dispositifs de soutien, période sur laquelle l'évolution incertaine de nombreux paramètres amoindrit la robustesse des résultats présentés.

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 GASSIN, 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 arrêtés du 13 avril 2017 et du 17 septembre 2021. 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.

Le Comité est présidé par Mme GASSIN depuis septembre 2021²⁷. 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 énergétique (MTE). Pour la mise en œuvre de ses missions, le Comité s'appuie sur des analyses établies par la CRE.

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 en 2020, 9 fois en 2021, 4 fois en 2022 et 7 fois en 2023.

Le Comité a rendu 4 rapports annuels entre 2019 et 2022 ainsi que 3 avis spécifiques sur les volets budgétaires de l'étude d'impact des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) de la métropole continentale en juillet 2019, du territoire de la Réunion en décembre 2021 et de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon en mars 2023.

Les travaux du Comité ont repris à partir de début 2023 pour rédiger son cinquième rapport annuel.

²⁷ Par arrêté de la ministre de la transition écologique en date du 17 septembre 2021 modifiant l'arrêté du 13 avril 2017 portant nomination au comité de gestion des charges de service public de l'électricité

ANNEXE 2 - Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières, ainsi qu'à la cogénération au gaz naturel, garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite. Ils sont adaptés au niveau de coût et de risque de chaque filière et couvrent les producteurs contre l'évolution des prix de marché.

Le surcoût qui en résulte est supporté par les opérateurs 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, évaluées annuellement par la CRE.

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

Il existe deux modalités d'attribution principales du soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières, ainsi qu'à la cogénération au gaz naturel :

- des « guichets ouverts », ouvrant un droit à bénéficier d'un soutien pour toute installation éligible. Dans le cadre d'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 projets soutenus soit en phase avec les objectifs de la PPE. Ce type de soutien est aujourd'hui limité aux plus petites installations ;
- 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.

Forme du soutien attribué

Les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération, dont le niveau des tarifs assurés (tarif d'achat ou tarif de référence) vise à couvrir les coûts des installations, tout en leur assurant une rentabilité raisonnable.

L'obligation d'achat

Dans le cadre de l'obligation d'achat, tout 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), un 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 aujourd'hui essentiellement les installations de petites tailles.

Les charges de service public de l'énergie couvrent les surcoûts supportés par les acheteurs obligés/organismes agréés/acheteur de dernier recours 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 des garanties de capacité.

Les charges de service public couvrent également les frais de gestion occasionnés pour les acheteurs obligés/organismes agréés/acheteur en dernier recours. Ils recourent, notamment, la gestion contractuelle et financière, les frais d'accès au marché pour la vente de l'énergie et des garanties de capacité, ainsi que les coûts des écarts associés.

Le complément de rémunération

Le mécanisme du complément de rémunération²⁸ diffère de l'obligation d'achat car il implique que les producteurs commercialisent eux-mêmes leur production d'électricité sur les marchés et soient sensibilisés dans une certaine mesure aux signaux de prix de court terme.

Un complément de rémunération vient compenser l'écart entre les revenus tirés de la vente sur les marchés 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 et relativement prévisible sur le long terme.

Plus précisément, le complément de rémunération consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle est déduite une valorisation forfaitaire de l'énergie et peut être déduite une valorisation forfaitaire des garanties de capacité, et à laquelle peut être 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 .

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 alors intégrés dans l'offre de prix du producteur.

Le complément de rémunération est versé par EDF Obligation d'Achat (« EDF OA »). Les surcoûts associés sont compensés par l'État au titre des charges de service public de l'énergie.

Il convient de noter que le complément de rémunération peut être négatif en cas de prix de marché de référence supérieur au tarif de référence : dans ce cas, ces montants doivent être reversés par le producteur à EDF OA et sont ensuite déduits des charges compensées par l'État à EDF OA.

Synthèse

Les deux schémas de synthèse suivants permettent d'illustrer :

- la manière dont les 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.

²⁸ Code de l'énergie : articles L.314-18 à L314-27.

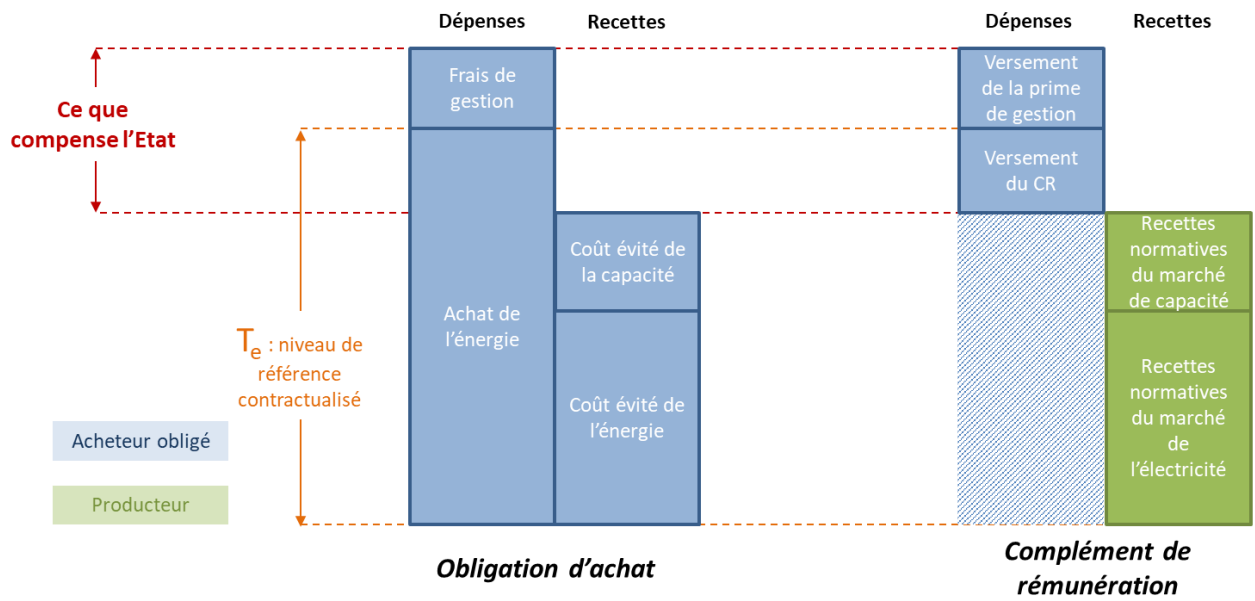


Fig. 20 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat et dans le mécanisme du complément de rémunération

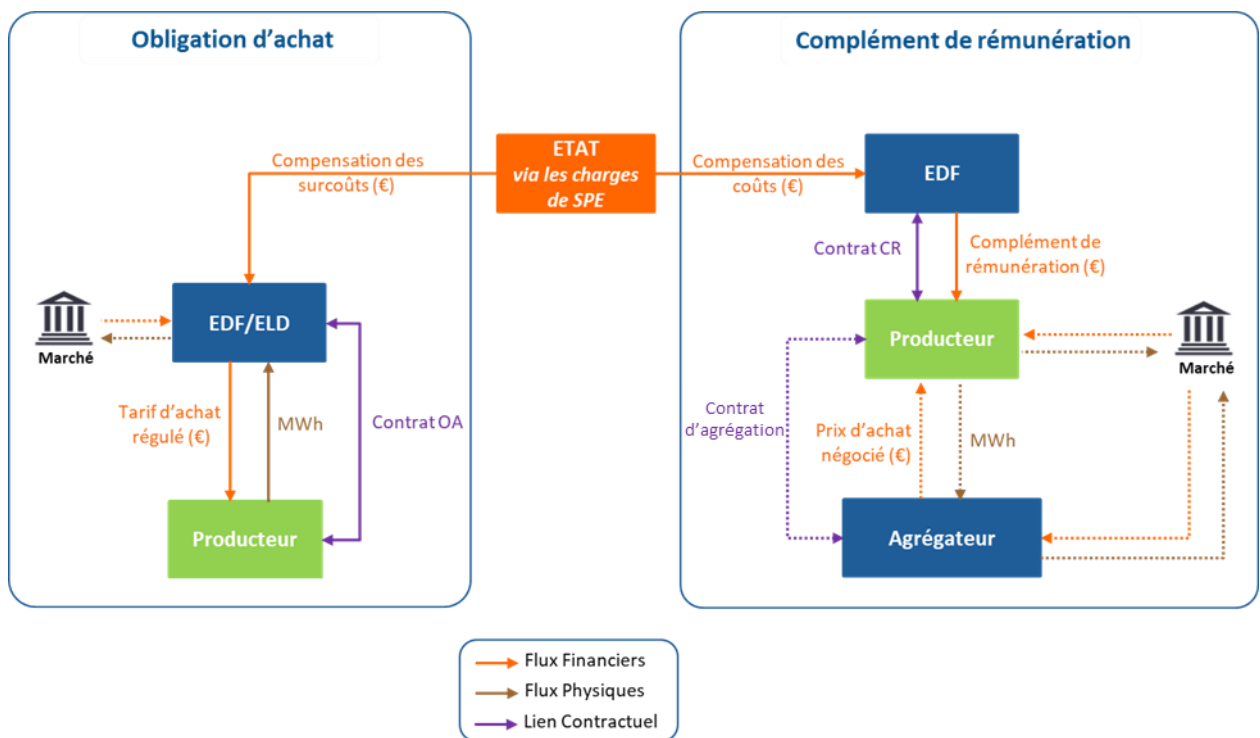


Fig. 21 : Comparaison des flux financiers pour les mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération

Le tableau ci-dessous résume les dispositifs de soutien applicables aujourd'hui pour une nouvelle installation souhaitant bénéficier d'un dispositif de soutien.

Modalité d'attribution	Guichet ouvert		Procédure concurrentielle	
	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Obligation d'achat	Complément de rémunération
Eolien en mer				Tous les projets
Eolien terrestre		Moins de 6 éoliennes et à caractère citoyen ou contraint en hauteur		Tous les autres projets
PV au sol				> 500 kW (avec un maximum fixé à 30 MW pour certains types de terrains)
PV sur bâtiments	≤ 500 kW			> 500 kW
Autoconsommation	≤ 100 kW (tarif + prime à l'investissement)			500 kW – 10 MW
Biogaz	< 500 kW			500 kW – 5 MW
Petite hydroélectricité	< 500 kW	500 kW – < 1 MW		1 MW – 4,5 MW
Biomasse ²⁹				
UIOM ³⁰				
Géothermie ³¹				
Biométhane injecté	≤ 25 GWh PCS		> 25 GWh PCS	

Fig. 22 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutien aux nouvelles installations EnR électriques et gaz

²⁹ 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 ciblant la production de chaleur.

³⁰ Il n'existe désormais plus de soutien à la filière d'incinération d'ordures ménagères.

³¹ Le soutien à la filière géothermie a été abrogé par un arrêté du 11 mai 2021.

ANNEXE 3 – Rappels sur les charges de service public de l'énergie

A. Remarques sur le périmètre des charges de service public de l'énergie et sur le calcul des charges à compenser

1. Périmètre des charges de service public de l'énergie

Les charges de service public de l'énergie comprennent :

- les charges considérées 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 ;
- les frais de gestion supportés par les opérateurs en charge de ces contrats de soutien ;
- les charges liées au soutien en zones non-interconnectées (ZNI).

2. 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 au titre des différentes années considérées.

Il convient 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-dessous.

Le code de l'énergie (articles R. 131-30 à R. 131-32) prévoit en effet que la CRE évalue annuellement le montant des charges à compenser pour l'année suivante CP_{N+1} selon la formule ci-dessous.

$$CP_{N+1} = CP'_{N+1} + (CP''_N - CP'_N) + (CP_N - CR'_N) + (CC_{N-1} - CP''_{N-1}) + (CP_{N-1} - CR_{N-1}) + R_{N-1} + FF_{N-1} + FGDC_{N+1} + FEnchèresGO_{N+1}$$

Fig. 23 : Formule de calcul des charges à compenser (source CRE)

Pour les charges à compenser en année N + 1, ce montant correspond globalement :

- au montant prévisionnel des charges au titre de l'année suivante (CP'_{N+1}) ;
- augmenté ou diminué de la mise à jour de la prévision de l'année N, correspondant à :
 - l'écart entre la mise à jour de la prévision de charges au titre de l'année N (CP''_N) et les charges initialement prévues au titre de cette même année (CP'_N) ;
 - l'écart entre les charges prévisionnelles à compenser en 2022 notifiées aux opérateurs (CP_N) et la prévision de recouvrement au titre de 2022 (CR'_N) ;
- augmenté ou diminué de la régularisation de l'année N-1, correspondant à :
 - l'écart entre les charges constatées au titre de l'année N-1 (CC_{N-1}) et les charges prévisionnelles mises à jour au titre de cette même année (CP''_{N-1}) ;
 - l'écart entre les charges prévisionnelles à compenser en N-1 notifiées aux opérateurs (CP_{N-1}) et les contributions recouvrées pour l'année N-1 (CR_{N-1}) ;

- augmenté ou diminué des charges constatées au titre des années antérieures (R_{N-1}). Les opérateurs peuvent en effet déclarer des charges au titre des années antérieures qui ne pouvaient être prises en compte lors des déclarations de charges précédentes : il s'agit de reliquats ;
- augmenté ou diminué des intérêts prévus aux articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, calculés opérateur par opérateur, par application du taux de 1,72 % à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année précédente (FF_{N-1}) ;
- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations, au vu de la déclaration prévue au III de l'article R. 121-30 du code de l'énergie : ce montant comprend l'écart constaté entre les frais prévisionnels en année N+1 et les frais effectivement exposés au titre de l'année N-1 ($FGDC_{N+1}$) ;
- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion et d'inscription au registre national des garanties d'origine supportés par Powernext pour la mise aux enchères prévue à l'article L. 314-14-1 du code de l'énergie, arrêté dans les conditions précisées au IV de l'article R. 121-30 : ce montant comprend l'écart constaté entre les frais prévisionnels en année N+1 et les frais effectivement exposés au titre de l'année N-1 ($FEnchèresGO_{N+1}$).

La figure ci-dessous détaille ainsi le montant des charges à compenser en 2024 en application de la méthodologie susmentionnée.

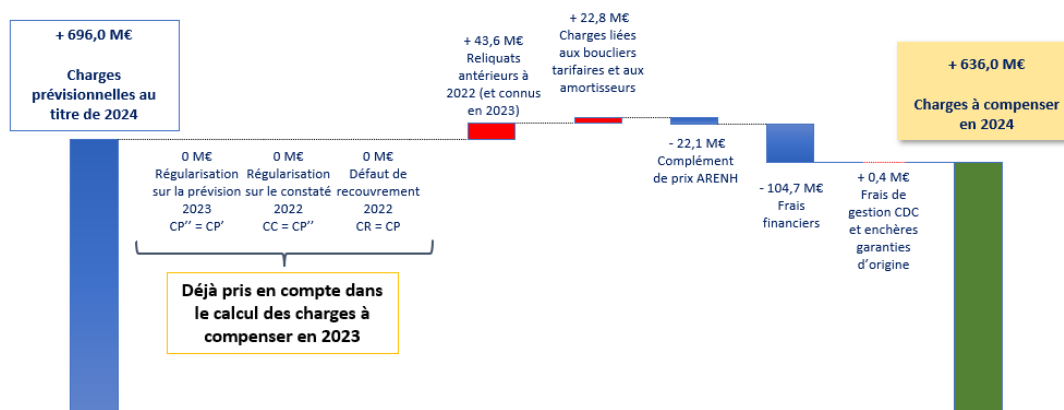


Fig. 24 : Illustration du calcul des charges à compenser en 2024 selon la délibération annuelle du 13 juillet 2023 (source CRE)

B. Historique des charges de service public de l'énergie

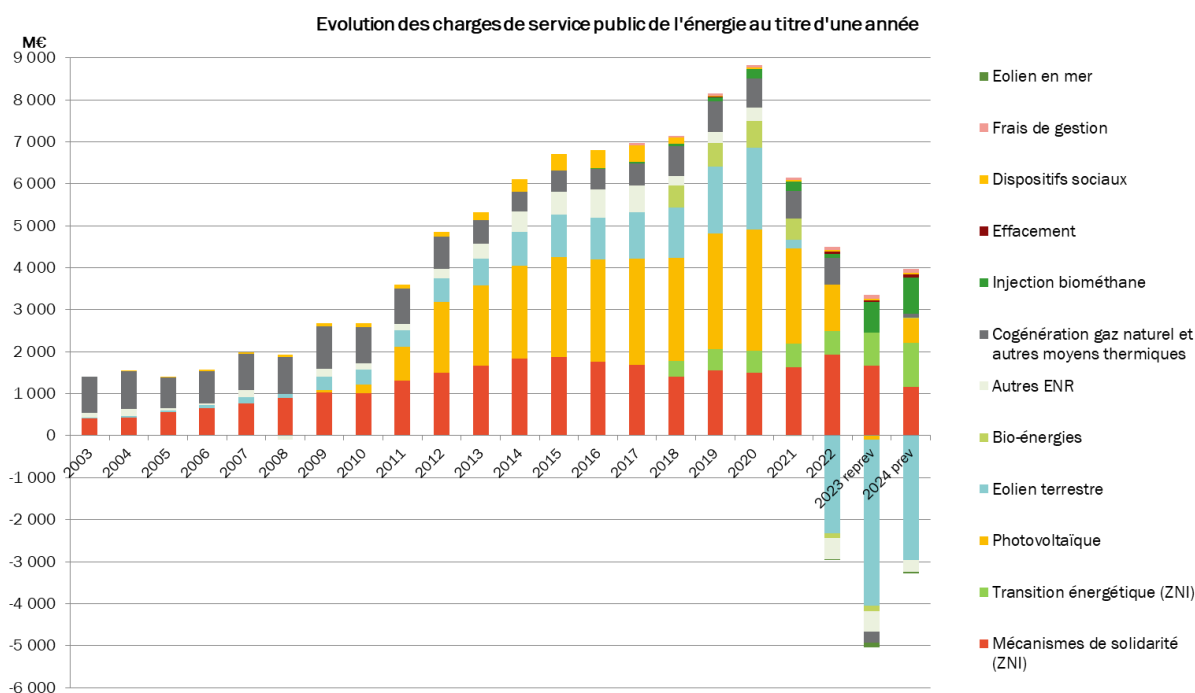


Fig. 25 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année issue de la délibération du 13 juillet 2023

La figure ci-dessus permet d'illustrer les deux dynamiques opposées qui caractérisent l'historique des charges de service public de l'énergie.

Jusqu'en 2020, la hausse permanente des charges est portée par l'augmentation constante du volume de soutien aux énergies renouvelables, sans connaître un choc exogène trop impactant.

A compter de 2021, la tendance s'inverse, sous l'impulsion de la crise des prix de de gros. En effet, la valorisation de l'électricité soutenue sur les marchés – définie comme le « coût évité énergie » tel que détaillé dans la partie suivante – devient alors de plus en plus importante au cours des années. Ainsi, le surcoût lié aux contrats d'achat, qui est compensé par les charges de service public de l'énergie, s'amoindrit. Il convient d'ailleurs de noter qu'à compter de 2022, certaines filières renouvelables – en particulier l'éolien terrestre – contribuent positivement au budget de l'Etat.

C. Méthodologie de calcul du coût évité énergie (contrats d'obligation d'achat)

Pour évaluer les surcoûts liés aux contrats d'achat, la CRE calcule, en application de la méthodologie définie dans sa délibération du 29 juin 2023³², le coût évité par ces contrats, c'est-à-dire la valorisation qui peut être faite de la production soutenue. La CRE calcule à la fois un « coût évité énergie » et un « coût évité capacité ». La présente annexe se concentre sur le « coût évité énergie ».

S'agissant de l'évaluation des charges constatées, le coût évité énergie est calculé en fonction des productions effectives et des prix de marché constatés pour l'année considérée. S'agissant de la prévision du coût évité pour l'année en cours (mise à jour de la prévision initiale) et de l'année suivante (prévision

³² Délibération de la CRE du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale : <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/methodologie-d-evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-en-metropole-continentale>

initiale), elle est réalisée sur la base des prix de gros à terme constatés entre le 15 et le 31 mai de l'année en cours.

Dans le cas des contrats en obligation d'achat au périmètre d'EDF OA, qui est beaucoup plus conséquent que tout autre acheteur obligé, la valorisation de l'énergie est différenciée selon une part dite « quasi-certaine » dont la valorisation est fondée sur des prix de marché à terme, et une part dite « aléatoire », dont la valorisation se fonde sur des prix de marché de court terme.

En cohérence avec le profil agrégé de la production annuelle des installations sous obligation d'achat (et notamment des installations de cogénération au gaz naturel qui produisent principalement en hiver), la part quasi-certaine est composée :

- d'un ruban de base ;
- d'un bloc correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre (Q1) ;
- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre (M11) et décembre (M12).

La part aléatoire correspond à la différence entre la production effective des installations sur le périmètre d'EDF OA et la production quasi-certaine. Le graphique ci-dessous représente ces modes de valorisation sur une année de production.

Le coût évité prévisionnel de la part quasi-certaine est ainsi évalué à partir de moyennes de prix de produits à terme observés sur EEX (*European Energy Exchange*), pour différents blocs de production : ruban de base, production supplémentaire premier trimestre (Q1), production supplémentaire des mois de novembre (M11) et décembre (M12).

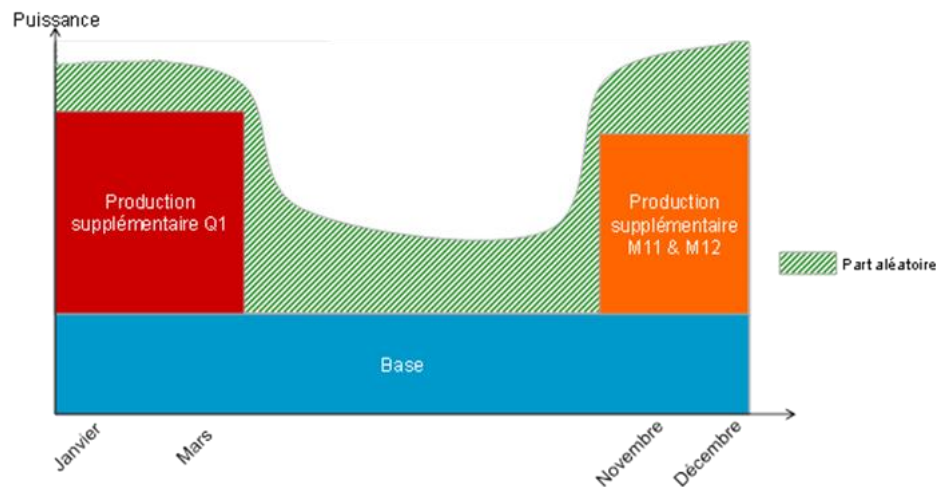


Fig. 26 : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)

ANNEXE 4 – Table des figures

<i>Fig. 1 Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité.....</i>	<i>4</i>
<i>Fig. 2 Représentation schématique de la dépendance aux prix de marché des engagements de l'Etat</i>	<i>11</i>
<i>Fig. 3 Parc en service soutenu à fin 2022 par filière retranché de la vision à date des résiliations anticipées.....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 4 Chronique prospective des sorties prévisionnelles de capacités par filière en MW installés.....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 5 Puissance des contrats ayant fait l'objet d'une résiliation anticipée (vision à fin mai 2023)</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 6 : Volume de résiliations anticipées selon la date de résiliation effective (vision à fin mai 2023)</i>	<i>15</i>
<i>Fig. 7 : Chronique prospective des mises en service (en MW installés) correspondant aux engagements existants à fin 2022 par filière</i>	<i>15</i>
<i>Fig. 8 : Chronique de production d'électricité soutenue liée aux engagements pris au 31 décembre 2022</i>	<i>16</i>
<i>Fig. 9 : Graphique relatif au rythme de développement de la filière du biométhane injecté</i>	<i>17</i>
<i>Fig. 10 : Evolution des engagements liés au biométhane injecté au 31 décembre 2022</i>	<i>18</i>
<i>Fig. 11: Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz.....</i>	<i>20</i>
<i>Fig. 12 : Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz ainsi que des prix captés par les différentes filières renouvelables.....</i>	<i>21</i>
<i>Fig. 13 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2022</i>	<i>25</i>
<i>Fig. 14 : Analyse de sensibilité à la variation des prix de marché du reste à payer.....</i>	<i>28</i>
<i>Fig. 15 : Chronique prospective à horizon 2026 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 s'agissant des scénarios PPE 42 indexé, PPE 56 indexé, PPE 56 haut indexé et Haut indexé</i>	<i>32</i>
<i>Fig. 16 : Chronique prospective à horizon 2048 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 pour les scénarios PPE 42 indexé et PPE 56 indexé</i>	<i>33</i>
<i>Fig. 17 : Chronique prospective à horizon 2048 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 pour le scénario PPE 56_ haut indexé</i>	<i>34</i>
<i>Fig. 18 : Chronique prospective à horizon 2048 des charges correspondant aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2022 pour le scénario Haut indexé.....</i>	<i>35</i>
<i>Fig. 19 : Evolution du prix des garanties d'origine vendues aux enchères en €/MWh</i>	<i>37</i>
<i>Fig. 20 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat et dans le mécanisme du complément de rémunération.....</i>	<i>43</i>
<i>Fig. 21 : Comparaison des flux financiers pour les mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération</i>	<i>43</i>
<i>Fig. 22 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutien aux nouvelles installations EnR électriques et gaz</i>	<i>44</i>
<i>Fig. 23 : Formule de calcul des charges à compenser (source CRE).....</i>	<i>45</i>
<i>Fig. 24 : Illustration du calcul des charges à compenser en 2024 selon la délibération annuelle du 13 juillet 2023 (source CRE)</i>	<i>46</i>
<i>Fig. 25 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année issue de la délibération du 13 juillet 2023.....</i>	<i>47</i>
<i>Fig. 26 : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)</i>	<i>48</i>