Rapport annuel du Comité de gestion de charges de service public de l’électricité (CGCSPE) n°6

EXERCICE 2024

Table des matières

1 Synthèse 3

1.1 Objectif du rapport 3

1.2 Hypothèses de prix de gros de l'énergie 3

1.3 Principaux résultats des analyses réalisées par le Comité 5

2 Introduction 10

2.1 Contexte 10

2.2 Périmètre du rapport 10

2.3 Contenu du rapport 11

3 Chiffrage des engagements en métropole continentale (soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières et à la cogénération au gaz naturel) 12

3.1 Approche méthodologique 12

3.1.1 Notion d'engagement 12

3.1.2 Principe général des compensations de l'Etat relatives aux contrats de soutien 14

3.1.3 Principe du calcul des charges de service public de l'énergie 15

3.2 Hypothèses centrales utilisées 15

3.2.1 Mises en service et sorties de contrats de soutien pour les EnR électriques 15

3.2.2 Mise en service des installations de production de biométhane injecté 18

3.2.3 Evolution des tarifs de soutien et conversion en $€_{2024}$ 20

3.2.4 Scénarios de prix de marché 20

3.3 Impact financier des engagements pris par l'Etat à fin 2024 24

3.3.1 Bilan des contractualisations de l'Etat engagées en 2024 24

3.3.2 Estimation du total des engagements de l'Etat à fin 2024 26

3.3.3 Analyses des résultats 29

3.3.4 Présentation des résultats en euros courants 30

3.3.5 Chroniques de dépenses 31

4 Recettes pour l'Etat liées à la vente des garanties d'origine associées à la production d'électricité et de biogaz 35

4.1 Principes encadrant la valorisation des garanties d'origine associées à la production d'électricité et de biogaz bénéficiant d'un soutien étatique 35

4.2 Garanties d'origine relatives à des installations de production d'électricité bénéficiant d'un soutien public 35

4.2.1 Droit de propriété des garanties d'origine 35

4.2.2 Revenus issus des précédentes enchères 36

4.3 Estimation des revenus liés à la vente des garanties d'origine associées à la production des installations de production d'électricité et de biogaz bénéficiant d'un engagement de l'Etat à fin 2024 37
4.3.1 Hypothèses retenues 37
4.3.2 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 – Précisions sur le calcul des 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) 46

1 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.

1.1 Objectif du rapport

Le présent rapport a pour objectif principal de présenter les estimations de charges de service public de l'énergie (CSPE) jusqu'en 2051, engendrées par les engagements pris par l'Etat à fin 2024 en matière de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération.

Les travaux menés par le Comité ont une visée prospective et portent sur un horizon de temps supérieur à vingt ans, correspondant à la durée usuelle des engagements pris par l'Etat.

Les travaux budgétaires menés directement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations relatives à l'évaluation des charges de service public de l'énergie portent eux spécifiquement sur le montant des charges **au titre de l'année précédente, de l'année en cours et de l'année suivante.** Ils donnent lieu à des versements financiers entre l'Etat et les opérateurs supportant de telles charges.

Les résultats issus de ces deux exercices reposent sur un ensemble d'hypothèses communes ; cependant, l'évaluation des charges effectuée annuellement par la CRE s'appuie sur des hypothèses de prix de marché de gros sur des horizons de court/moyen terme, alors que l'évaluation des charges réalisée dans le présent rapport repose 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.

1.2 Hypothèses de prix de gros de l'énergie

Le Comité rappelle que les CSPE dépendent fortement de l'évolution des **prix de marché[1],** qui est par nature difficile à anticiper. En pratique, ces prix s'avèrent très volatils et connaissent régulièrement des retournements de tendance. Cette instabilité a été clairement visible au cours des cinq dernières années : après une forte baisse des prix de gros de l'énergie en 2020 liée à la crise sanitaire de la Covid-19, une très forte hausse s'est matérialisée à partir du second semestre 2021 jusqu'en 2023 dans le contexte de la crise énergétique. Cette hypothèse est particulièrement dimensionnante dans l'estimation réalisée par le Comité.

A l'occasion de ses travaux menés en 2024 relatifs à l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (2025-2030, 2031-2035) en métropole continentale (PPE 3), le CGCSPE a réévalué ses hypothèses de prix de marché. Dans son avis sur le volet budgétaire[2], le CGCSPE a retenu 3 scénarios de prix de marché :

- un scénario « haut », avec un prix de l'électricité de 95 $€_{2024}$/MWh à partir de 2030 et un prix du gaz de 50 $€_{2024}$/MWh ;
- Scénario « médian » : avec un prix de l'électricité de 70 $€_{2024}$/MWh à partir de 2030 et un prix du gaz de 35 $€_{2024}$/MWh ;
- Scénario « bas » : avec un prix de l'électricité de 50 $€_{2024}$/MWh à partir de 2030 et un prix du gaz de 25 $€_{2024}$/MWh.

Dans ces trois scénarios, l'hypothèse de prix jusqu'en 2028 est basée sur les prix à terme de l'électricité et du gaz observés sur la plateforme EEX début novembre 2024.

Une synthèse des trois scénarios de prix retenus par la Comité est présentée dans les deux graphiques ci-dessous :

[1] Le Comité tient, à rappeler la distinction entre les prix de marché de gros de l'électricité et du gaz et les prix 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 fiscalité).

Figure 1 - Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité

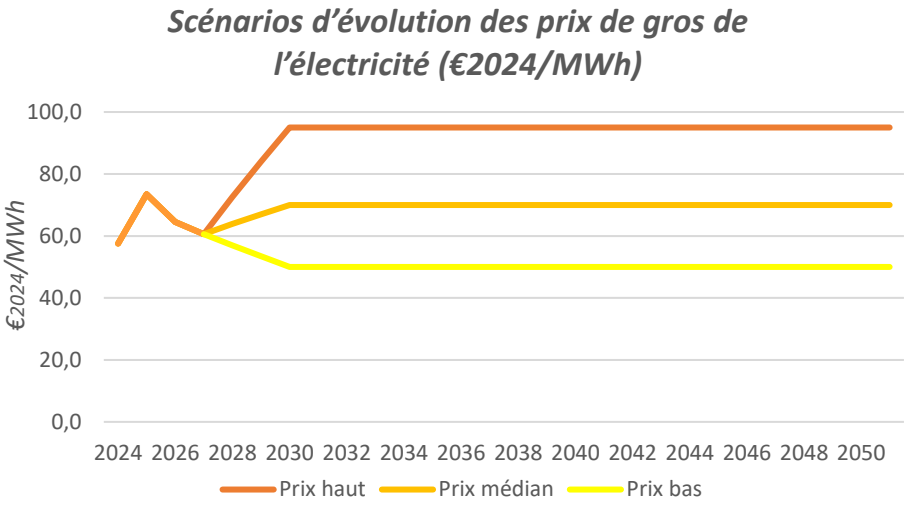
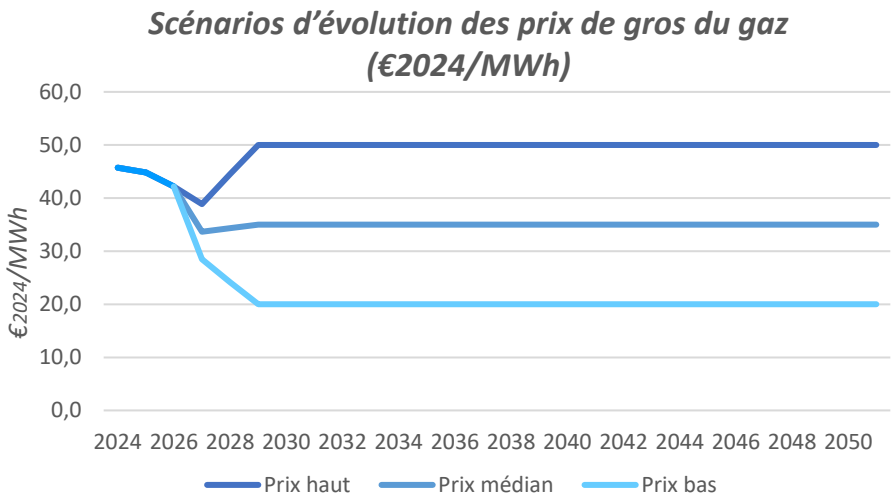


Figure 2 - Scénarios d'évolution des prix de gros du gaz



Le montant des CSPE dépend plus spécifiquement du revenu moyen de chacune des filières compte tenu de leur profil de production (« prix capté »). Le Comité retient ainsi pour les filières du solaire photovoltaïque, de l'éolien à terre et de l'éolien en mer les mêmes hypothèses, présentées ci-dessous, que dans le projet de PPE3 mis à la consultation début 2025. Ces hypothèses s'appliquent dans les 3 scénarios de long terme de prix de gros.

Tableau 1 - Hypothèses de facteurs de décote annuels pour les prix de gros captés par les filières renouvelables par rapport à une livraison de l'électricité uniforme sur l'année

Filières renouvelables	Hypothèses de décote retenues par le Comité
Eolien terrestre	Décote progressive **de -5 % en 2025 à -10 %** en 2050 et au-delà
Photovoltaïque	Décote progressive **de -20 % en 2025 à -40 %** en 2050 et au-delà
Eolien en mer	**-5 % uniforme** entre 2024 et 2060

Tableau 2 –Récapitulatif des scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz ainsi que des prix captés par les différentes filières renouvelables

€$_{2024}$ / MWh	Scénario de prix bas		Scénario de prix médian		Scénario de prix haut	
	2025	2035	2025	2035	2025	2035
Prix de marché de l'électricité en « base »	73,4	50,0	73,4	70,0	73,4	95,0
Prix capté solaire	58,8	36,0	58,8	50,4	58,8	68,4
Prix capté éolien terrestre	69,8	46,5	69,8	65,1	69,8	88,4
Prix capté éolien en mer	69,8	47,5	69,8	66,5	69,8	90,3
Prix de marché du gaz	44,8	20,0	44,8	35,0	44,8	50,0

1.3 Principaux résultats des analyses réalisées par le Comité

Les principales conclusions du chiffrage par le Comité des engagements du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, présentées en euros constants 2024, sont les suivantes :

- **Le coût des nouveaux engagements pris par l'Etat en 2024 est de l'ordre de 8,9 Mds€$_{2024}$ jusqu'en 2051** dans le scénario de prix médian. 48 % de ce montant est porté par les engagements issus de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 dit « AT S21 Bâtiment » (guichet ouvert pour les petites installations photovoltaïques sur bâtiment)[3].

Tableau 3 : Synthèse des nouvelles contractualisations de l'Etat engagées en 2024 et estimation du coût associé jusqu'en 2051 sur la base du scénario de prix médian

	Puissance totale engagée en 2024 - pré-taux de chute (MW)	Charges associées post-taux de chute sur la durée de soutien dans le scénario médian (en M€$_{2024}$)	Surcoût de production unitaire pour l'Etat sur la durée du soutien dans le scénario médian (€$_{2024}$/MWh)	Tarif de soutien moyen pondéré par la production sur la durée du soutien (€$_{2024}$/MWh)	Date de l'engagement[4]
Photovoltaïque (PV)	**9 638**	**5 492**	**38**	**83**	
PV sur bâtiment	7 313	4 760	39	89	
AT S21 Bâtiment	6 517	4 277	40	89[5]	2024
AO PPE2 - Bâtiment P6	362	225	36	85	18/03/2024
AO PPE2 - Bâtiment P7	181	109	35	84	10/07/2024
AO PPE2 - Bâtiment P8	253	150	34	83	03/12/2024
PV au sol	2 325	732	18	67	

[3] Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

[4] Date de désignation comme lauréat d'un appel d'offre / date de demande complète de contrat pour les guichets ouverts électricité / signature du contrat pour le guichet ouvert biométhane injecté

[5] Les installations en autoconsommation avec une puissance installée entre 0 et 100 kWc ne sont pas pris en compte pour calculer ce tarif moyen du fait de leur mode de soutien. En effet, elles bénéficient d'une prime à l'autoconsommation en €/kWc installé, à laquelle s'ajoute un tarif de rachat du surplus injecté sur le réseau. Il n'est donc pas possible de déterminer un tarif en €/MWh analogue à celui des autres installations.

AO PPE2 - Sol P5	913	296	18	67	04/03/2024
AO PPE2 - Sol P6	948	302	18	67	12/11/2024
AO PPE2 - Neutre P3	464	134	16	65	23/12/2024
Eolien à terre	**2 864**	**1 029**	**10**	**74**	
AO PPE2 - Eolien P6	1 010	353	9	74	14/02/2024
AO PPE2 - Eolien P7	1 062	389	10	74	11/07/2024
AO PPE2 - Eolien P8	755	280	10	74	12/11/2024
AO PPE2 - Neutre P2	37	7	5	70	23/12/2024
Eolien en mer	**812**	**1 239**	**19**	**86**	
AO 5 (Bretagne Sud) (flottant)	270	370	18	85	01/10/2023
AO 6 (Méditerranée - Fos et Occitanie) (flottant)	542	869	19	87	01/08/2024
Hydroélectricité	**10**	**7**	**17**	**88**	
AO Hydro n°3 - P1	10	7	17	88	26/07/2024
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	**13 324**	**7 768**	**23**	**81**	**/**
Biométhane injecté	**803**	**1 139**	**98**	**133**	
Guichet ouvert	803 GWh PCS/an	1 139	98	133	2024
TOTAL toutes filières	**/**	**8 907**	**/**	**/**	**/**

NB : A niveau de tarif équivalent, un contrat de soutien n'engendre pas le même surcoût pour l'Etat du fait d'hypothèses de prix captés différentes entre les filières. Par ailleurs, le tarif moyen sur la durée du contrat est exprimé en €$_{2024}$/MWh et est moins élevé que le niveau du tarif en euros courant lors de son attribution car il n'est généralement pas indexé à 100 %.

- Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2024 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 113 et 167 Mds€$_{2024}$ jusqu'en 2051 selon le scénario de prix de marché,** dont 53 Mds€$_{2024}$ déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2023.

- Sur ces montants, l'essentiel concerne le **soutien aux filières électriques** (EnR et cogénération au gaz naturel) qui génèrent entre **95 à 145 Mds€$_{2024}$** d'engagements à fin 2024, soit environ 86 % du total. Les filières pesant le plus dans ce montant sont le photovoltaïque pré-moratoire[6] (environ 40 Mds€$_{2024}$), le photovoltaïque post-moratoire (entre 16 et 31 Mds€$_{2024}$), l'éolien terrestre (entre 6 et 24 Mds€$_{2024}$) et l'éolien en mer (entre 6 et 21 Md€$_{2024}$). Ces quatre filières représentent entre 60 % et 69 % du coût total des engagements à fin 2024.

- Le soutien à la filière du biométhane injecté représente 19 à 22 Mds€$_{2024}$ d'engagements à fin 2024, soit entre 13 % et 16 % du coût total des engagements.

[6] 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 »).

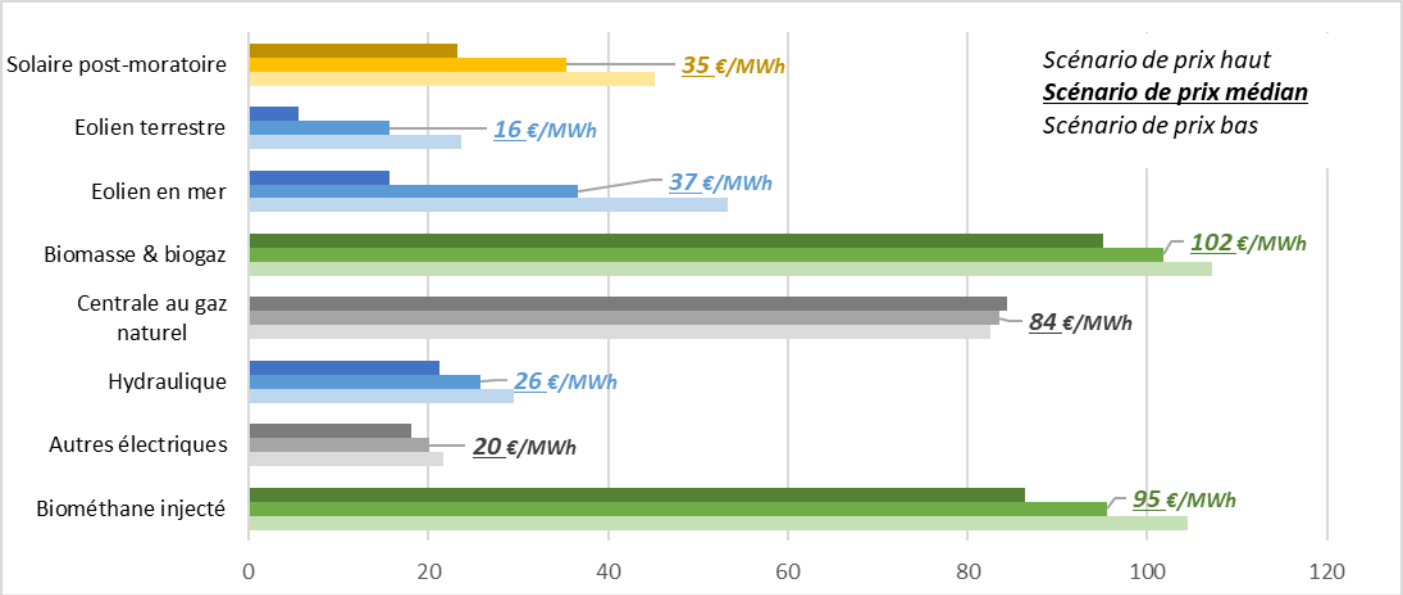
Tableau 4 – Tableau relatif à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2024 en Mds€$_{2024}$

Mds€24 (euros constants)	Paiements passés à fin 2023	Scénario de prix haut	Scénario de prix médian	Scénario de prix bas
		Reste à payer	Reste à payer	Reste à payer
Solaire pré-moratoire	26,2	14,1	14,3	14,4
Solaire post-moratoire	2,3	13,7	22,1	28,8
Eolien terrestre	8,5	-3,0	7,1	15,1
Eolien en mer	-0,2	6,3	14,3	20,8
Biomasse & biogaz	5,7	5,3	6,1	6,7
Centrale au gaz naturel[7]	6,9	5,3	5,2	5,0
Hydraulique	2,0	0,8	1,4	1,9
Autres électriques[8]	0,3	0,6	0,7	0,8
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	**51,6**	**43,1**	**71,1**	**93,5**
Biométhane injecté	1,7	16,9	18,8	20,7
TOTAL toutes filières	**53,2**	**60,0**	**89,9**	**114,2**

- Les différents scénarios de prix permettent d'illustrer la forte sensibilité des résultats à cette hypothèse : une variation à la baisse de 20 €$_{2024}$/MWh pour le prix de l'électricité et de 15€$_{2024}$/MWh pour le prix du gaz par rapport au scénario « médian » considéré, se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements à fin 2024 de **31 Mds€$_{2024}$** jusqu'en 2051, soit une hausse de 30 % des engagements restant à payer.

- Le Comité souligne que les sommes mobilisées sont associées à des volumes soutenus et à des **coûts de soutien unitaires très différents**. Le photovoltaïque pré-moratoire pourrait présenter un coût unitaire de soutien total pour l'État (somme des paiements passés et du reste à payer) entre 498 €$_{2024}$/MWh et 502 €$_{2024}$/MWh, pour le photovoltaïque post-moratoire il pourrait se situer entre 23 €$_{2024}$/MWh et 45 €$_{2024}$/MWh et le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre pourrait se situer entre 6 €$_{2024}$/MWh et 24 €$_{2024}$/MWh.

Figure 3 - Surcoût de production unitaire à payer par l'Etat par filière pour les engagements à fin 2024 hors solaire pré-moratoire (en €24/MWh)

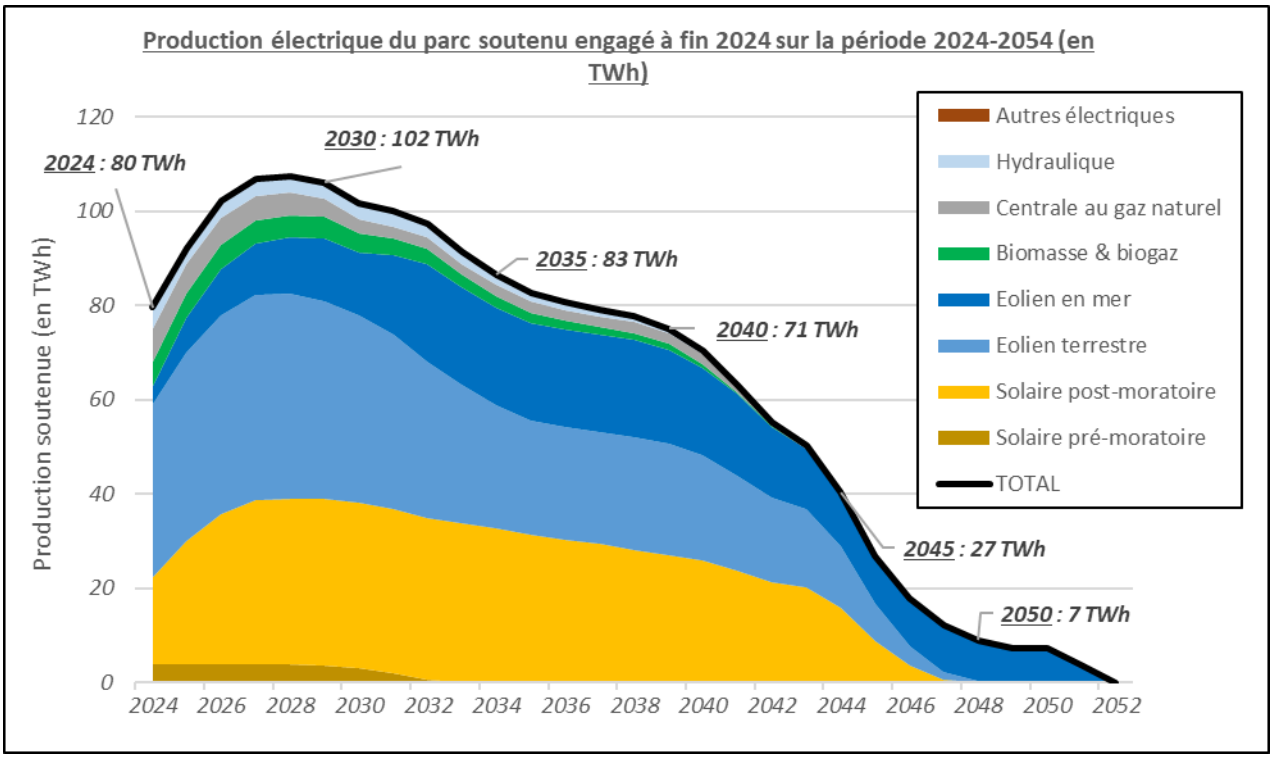


[7] Cette catégorie regroupe les centrales de cogénération au gaz naturel ainsi que la CCG de Landivisiau.
[8] Cette catégorie regroupe les filières d'incinération, gaz de mine, géothermie et les contrats d'appels modulables.

NB : les résultats du scénario de prix médian sont soulignés et présentés en gras dans la ligne centrale. Les lignes adjacentes correspondent au scénario de prix haut et au scénario de prix bas

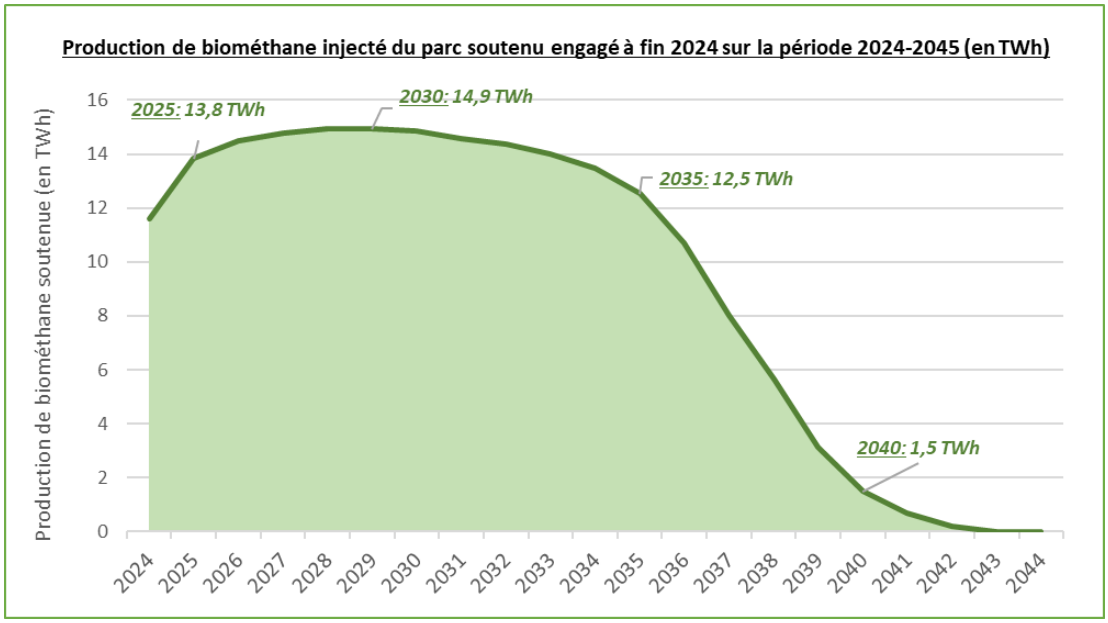
- Les engagements à fin 2024 devraient engendrer une chronique de production d'électricité soutenue qui atteint son maximum en 2028 avec une production annuelle totale de 108 TWh.

Figure 4 - Chronique de production d'électricité soutenue liée aux engagements pris à fin 2024



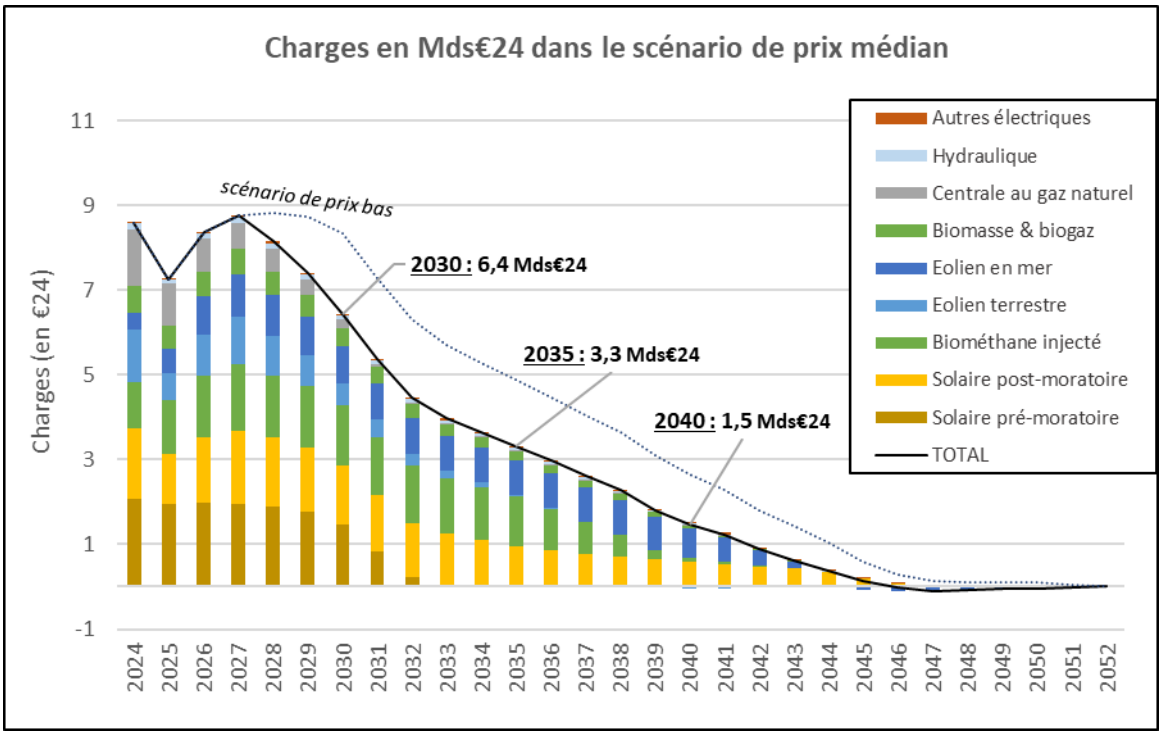
- Les engagements à fin 2024 devraient engendrer une chronique de production de biométhane injecté soutenue qui atteint son maximum en 2028 avec une production annuelle totale de 14,9 TWh PCS.

Figure 5 – Chronique prévisionnelle de production de biométhane injecté du parc ayant fait l'objet d'un engagement à fin 2024



- Les charges issues des engagements à fin 2024 augmentent jusqu'à un maximum de 8,8 Mds€$_{2024}$ atteint en 2027 et 2028, puis diminuent sensiblement à partir de 2031 et 2032 notamment avec l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire ainsi que l'arrivée à échéance progressive des premiers contrats portant sur l'éolien à terre.

Figure 6 - Chroniques de charges des engagements à fin 2024 en Mds€$_{2024}$ sur la période 2024-2051 dans le scénario de prix médian et sensibilité avec le scénario de prix bas[9]



- Selon le scénario retenu, les recettes de l'Etat sur la période 2025-2051 associées à la commercialisation des garanties d'origine liées aux engagements à fin 2024[10] varient entre **1,1 et 7,4 Mds€$_{2024}$.** Si les prix s'établissent à long terme à un niveau élevé similaire à ceux observés en 2023 (prix moyen de 4,37 €$_{2024}$/MWh), les recettes totales liées à la valorisation des garanties d'origine sont relativement conséquentes et représentent, en fonction du scénario de prix de gros, entre **11 % et 23 %** des engagements totaux de l'Etat à fin 2024 restant à payer à partir de 2025 pour les énergies renouvelables électriques, contre seulement 1 à 3 % si le prix des garanties d'origine électricité se maintient à un niveau proche de la valeur moyenne de l'année 2024 (prix moyen de 0,67 €$_{2024}$/MWh).

- Depuis le 9 novembre 2020, toutes les garanties d'origine liées à la production de biométhane injecté par des installations soutenues sont émises au bénéfice de l'Etat. Dans l'hypothèse où le prix observé lors de la dernière enchère (février 2025) se maintiendrait à long-terme, les garanties d'origine représenteraient **0,2 Mds€$_{2024}$** de recettes pour l'Etat sur la période 2025-2051 soit de l'ordre de **1 %** des engagements totaux de l'Etat à fin 2024 restant à payer à partir 2025 pour le biométhane injecté.

[9] L'estimation du Comité diffère sensiblement pour l'année 2024 de celle dans la CRE dans le cadre de l'exercice CSPE. Cela s'explique principalement par le fait que le Comité ne prend pas en compte dans son chiffrage qu'une grande partie de la production sous obligation d'achat est vendue à terme lors des années précédentes à des prix plus élevés que l'hypothèse retenue par le Comité s'agissant de l'année 2024 (voir annexe 3 pour davantage de détails sur la méthode de calcul du coût évité énergie).

[10] L'ensemble des garanties d'origine liées à la production d'installations d'électricité renouvelables qui bénéficient d'un mécanisme de soutien public sont émises au bénéfice de l'Etat, qui peut les valoriser dans le cadre d'enchères. Elles représentent ainsi un revenu supplémentaire très dépendant du prix des garanties d'origine qui est particulièrement volatil.

2 Introduction

2.1 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).

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 2024 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)[11].

2.2 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'au 31 décembre 2024.

Faute de nouvelles programmations pluriannuelles de l'énergie, 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. 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

[11] 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.

économique. Ces enjeux ne font pas partie du périmètre d'étude du Comité et ne sont par conséquent pas traités dans ses rapports annuels.

2.3 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 2024. 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 et de gaz renouvelable. Ce chiffrage reprend les mêmes hypothèses que celles présentées dans l'avis du Comité sur le volet budgétaire de la PPE3 en métropole continentale, publié en janvier 2025.[12]

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.

[12] https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/Avis_du_CGCSPE_PPE3.pdf

3 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 respectivement 58 % et 64 % des CSPE prévisionnelles totales (hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs) au titre de 2024 et 2025, selon la délibération de la CRE n°2024-139 du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

Tableau 5 – Comparaison des charges constatées au titre de 2023 et prévisionnelles au titre de 2024 et 2025 relatives au soutien aux énergies renouvelables (électriques et gazières) et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale avec le total des charges, hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs)

	2023	2024	2025
Charges relatives au soutien aux énergies renouvelables (électriques et gazières) et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale	**- 3,5 Mds€**	**3,9 Mds€**	**6,1 Mds€**
Charges totales hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) mais comprenant notamment les charges relatives aux zones non-interconnectées	**- 0,9 Mds€**	**6,6 Mds€**	**9,5 Mds€**

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

3.1 Approche méthodologique

L'ensemble des évaluations budgétaires présentées dans cette partie sont issues des travaux de modélisation réalisés par les services de la CRE 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.

3.1.1 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 contrat[13] dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production d'électricité et la signature du contrat[14] 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.

[13] 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.

[14] 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.

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 2024, 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 début 2025 :

- *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 36 mois.*

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

Dans son estimation, le Comité prend en compte les encadrements des délais d'achèvement des installations, les abandons déjà signalés par les porteurs de projets et des hypothèses relatives à la non-réalisation de certains projets toujours lauréats : il s'attache ainsi à considérer une vision réaliste des mises en service effectives des installations.

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 prennent en compte un taux de chute et 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.

Taux de chute observés lors des appels d'offres dits « CRE4 » (période 2017-2021)

Les appels d'offres dits « CRE4 » se sont étendus sur la période 2017-2021. Compte tenu du temps écoulé depuis les dernières périodes de ces appels d'offres, seule la mises en service de volumes résiduels est encore à prévoir. Il est donc possible de dresser un premier bilan provisoire relatif aux taux de chute de ces appels d'offres, qui devraient permettre la mise en service d'une puissance cumulée de 1,9 GW pour l'éolien à terre (3,8 GW désignés lauréats de l'appel d'offres *« CRE4 Eolien à terre »*), 4,0 GW pour le photovoltaïque au sol (6,0 GW désignés lauréats de l'appel d'offres *« CRE4 PV Sol »*) et 1,1 GW pour le photovoltaïque sur bâtiment (2,3 GW désignés lauréats de l'appel d'offres « *CRE4 PV Bâtiment »*).

Les taux de chute de ces appels d'offres sont ainsi très élevés, puisqu'ils devraient être de l'ordre de 49 % pour l'appel d'offres « *CRE4 Eolien à terre »*, et de respectivement 34 % et 54 % pour les appels d'offres photovoltaïques « *CRE4 PV Sol »* et « *CRE4 PV Bâtiment ».*

Ces niveaux s'expliquent notamment par la possibilité donnée par la puissance publique à l'automne 2023 aux lauréats de ces appels d'offres d'abandonner leur statut de lauréat pour recandidater dans le cadre des périodes des appels d'offres dits PPE2, à des niveaux de tarif plus avantageux, du fait de la hausse du coût des matières premières et des coûts de financement. Ce mécanisme exceptionnel d'abandon et de recandidature a été clôturé en décembre 2024.

Ces taux de chute très élevés résultent donc de circonstances exceptionnelles et le Comité estime que ces derniers devraient être moins élevés pour les appels d'offres dits PPE2 attribués à partir de 2021.

3.1.2 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 (pendant la crise des prix de gros de l'énergie ayant débuté 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.

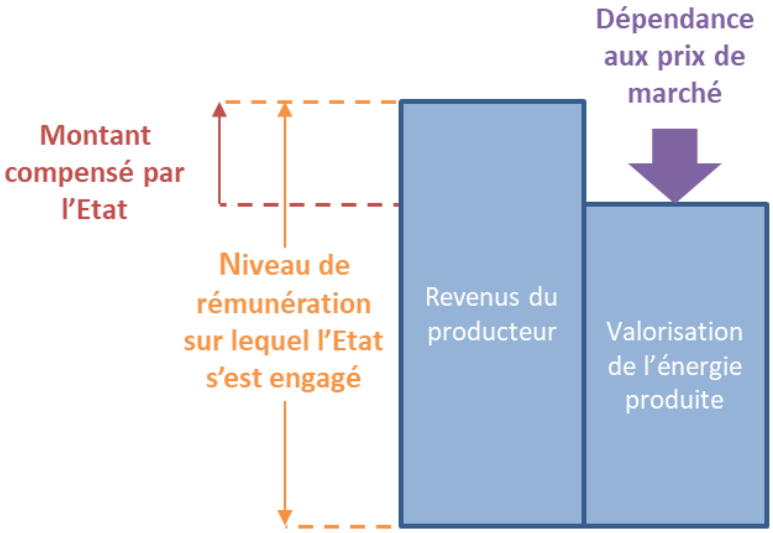


Figure 7 - Représentation schématique de la dépendance aux prix de marché des engagements de l'Etat

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) [15].

[15] 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 2051.

3.1.3 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 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 :

$$Charges\ [€] = Capacité\ [MW] \times \begin{pmatrix} Productible\ [Hepp^{16}] \times (Tarif - Valorisation\ marché\ énergie)[€/MWh] \\ - Valorisation\ marché\ capacité\ [€/MW]^{17} \end{pmatrix}$$

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.

3.2 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.

3.2.1 Mises en service et sorties de contrats de soutien pour les EnR électriques

Fins prévisionnelles de contrats, arrivés à leur échéance

Les arrivées à échéance prévisionnelles de contrats de soutien sont présentées par filière dans le tableau ci-dessous, avec un focus sur la période de 2024 à 2030 (bien que l'ensemble des sorties sur toute la durée de calcul des engagements (horizon 2051) soit bien pris en compte dans le chiffrage). 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 désormais).

[16] Heures équivalent pleine puissance, ou MWh produits par MW installé.
[17] Le terme « valorisation marché capacité » intègre une hypothèse de ratio de certification par filière.

Tableau 6 - Chronique prospective des sorties prévisionnelles « naturelles » de soutien des capacités de production par filière (en MW installés)[18]

Filière	2024-2030	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solaire pré-moratoire	**-1 022**	-1	-1	-2	-10	-55	-201	-751
Solaire post-moratoire	**-16**	0	0	0	0	-2	-5	-9
Eolien terrestre[19]	**-5 410**	-720	-877	-499	-778	-484	-963	-1 087
Eolien en mer	**0**	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse & biogaz	**-289**	-14	-20	-11	-32	-39	-51	-122
Gaz naturel	**-2 042**	-304	-345	-207	-167	-316	-302	-401
Hydraulique	**-829**	-694	-2	-10	-51	-31	-13	-28
Autres électriques	**-54**	0	0	0	0	-13	-34	-8
TOTAL	**-9 663**	**-1 732**	**-1 245**	**-730**	**-1 040**	**-940**	**-1 569**	**-2 407**

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

Dans sa délibération du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie, la CRE avait constaté que les résiliations anticipées de contrats de soutien ont connu un fort ralentissement en 2023, avec un volume cumulé de 0,6 GW de contrats résiliés contre 4,2 GW en 2022, sous l'effet conjugué de :

(i) la baisse progressive des prix de gros intervenue à partir de fin 2022 après une période marquée par des prix particulièrement élevés et

(ii) la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales par la loi de finances pour 2023, prolongée par la loi de finances pour 2024.

Par ailleurs, la grande majorité de ces résiliations anticipées concernait des contrats sans aucune pénalité de sortie. L'ensemble des nouveaux contrats signés prévoyant une pénalité de sortie correspondant au remboursement par le producteur de l'ensemble des sommes versées depuis le début du contrat, ce phénomène devrait être plus limité en cas de nouvelle forte hausse des prix de gros.

Les résiliations anticipées ayant eu lieu durant l'année 2024 (vision à fin octobre 2024) s'élèvent au total à 0,3 GW, dans la continuité du ralentissement observé depuis 2023. La majorité de ces résiliations anticipées (0,2 GW sur les 0,3 GW) concernent des installations photovoltaïques au sol soutenues par complément de rémunération, qui ont probablement signé un PPA[20].

Le Comité tient compte, dans son chiffrage, des résiliations anticipées ayant eu lieu avant octobre 2024 et n'intègre pas d'hypothèse d'éventuelles futures résiliations anticipées, très dépendantes des évolutions des prix de gros.

Mises en service futures liées aux engagements à fin 2024 (post taux de chute)

Les données prospectives présentées dans le tableau ci-dessous concernent les installations bénéficiant d'un engagement de l'Etat à fin 2024, mais n'étant pas encore mises en service à fin 2023. Elles sont présentées par filière pour l'ensemble des énergies renouvelables électriques et pour la cogénération au gaz naturel, et découlent des hypothèses de mise en service et de taux de chute formulées par le Comité.

[18] Ce tableau prend en compte la date de sortie naturelle de contrat de tous les contrats ayant généré des charges en 2023 (y compris les résiliations anticipées de contrats). Dans l'estimation, les charges générés 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.

[19] Les volumes en fin de contrat sont particulièrement importants dans les années à venir pour la filière éolienne à terre car les premiers contrats attribués étaient d'une durée de 15 ans alors qu'elle est de 20 ans pour la plupart des autres filières.

[20] Les Power Purchase Agreement (PPA) sont des contrats d'achat d'électricité conclus à long terme entre un producteur d'énergie et un acheteur qui peut être généralement un consommateur ou un fournisseur d'électricité.

Figure 8 - Chronique prospective des nouvelles mises en service post taux de chute (en MW installés) correspondant aux engagements existants à fin 2024 par filière

Filière	Total	2024	2025	2026	2027	>2027
Solaire pré-moratoire	**0**	0	0	0	0	0
Solaire post-moratoire	**19 070**	7 782	5 490	4 735	798	264
Eolien terrestre	**6 923**	3 060	1 425	1 437	762	240
Eolien en mer	**4 717**	766	996	496	0	2 459
Biomasse & biogaz	**31**	9	9	6	6	0
Centrale au gaz naturel	**31**	11	11	9	0	0
Hydraulique	**99**	28	23	23	22	2
Autres électriques	**53**	17	7	28	0	0
TOTAL	**30 923**	**11 672**	**7 962**	**6 736**	**1 588**	**2 966**

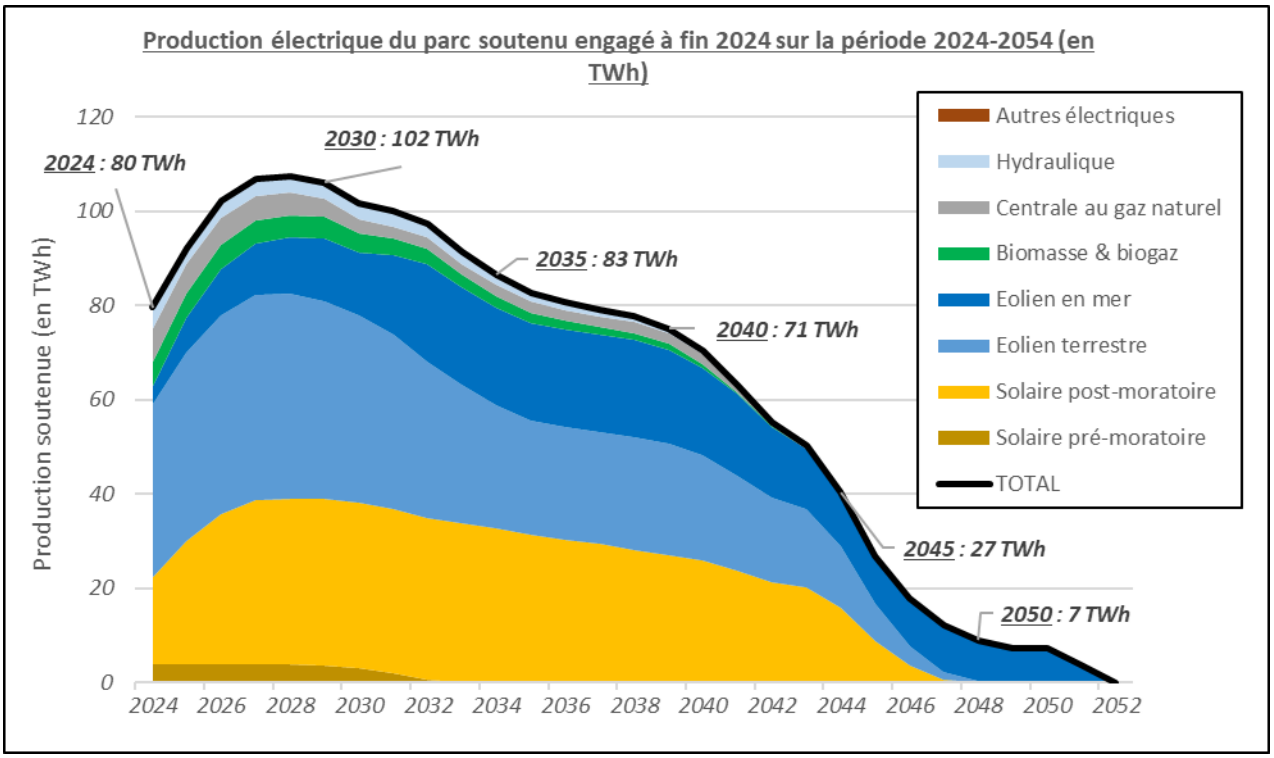
Les mises en service des nouvelles capacités bénéficiant d'un engagement de l'État antérieur au 31 décembre 2024 devraient s'échelonner jusqu'en 2031, correspondant à la mise en service des derniers parcs éolien en mer attribués à fin 2024.

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 des contrats.

Chronique de production d'électricité soutenue liée aux engagements pris à fin 2024

La figure ci-dessous présente la chronique totale de la production soutenue liée aux engagements à fin 2024, en tenant compte des mises en service des installations engagées à fin 2024 qui n'ont pas encore généré de charges présentées *supra*. Cette chronique atteint son maximum en 2028, avec une production totale de 108 TWh.

Figure 9 - Chronique de production d'électricité soutenue liée aux engagements pris à fin 2024



3.2.2 Mise en service des installations de production de biométhane injecté

A fin 2024, 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 ou d'un appel d'offres lancé fin 2023[21]. L'arrêté tarifaire en vigueur est l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Un dispositif de soutien extrabudgétaire, les certificats de production de biométhane (CPB), entrera en vigueur en 2026 (démarrage de la première période d'obligation, à savoir 2026-2028). Ce dispositif établit des trajectoires d'obligation de restitution de biométhane aux fournisseurs de gaz naturel et devrait permettre 1) la mise en service de nouvelles installations afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 et 2) de maintenir en exploitation les installations existantes (installations biométhane injecté en fin de soutien et installations de production du biogaz pour la production d'électricité sous réserve d'une conversion en injection).

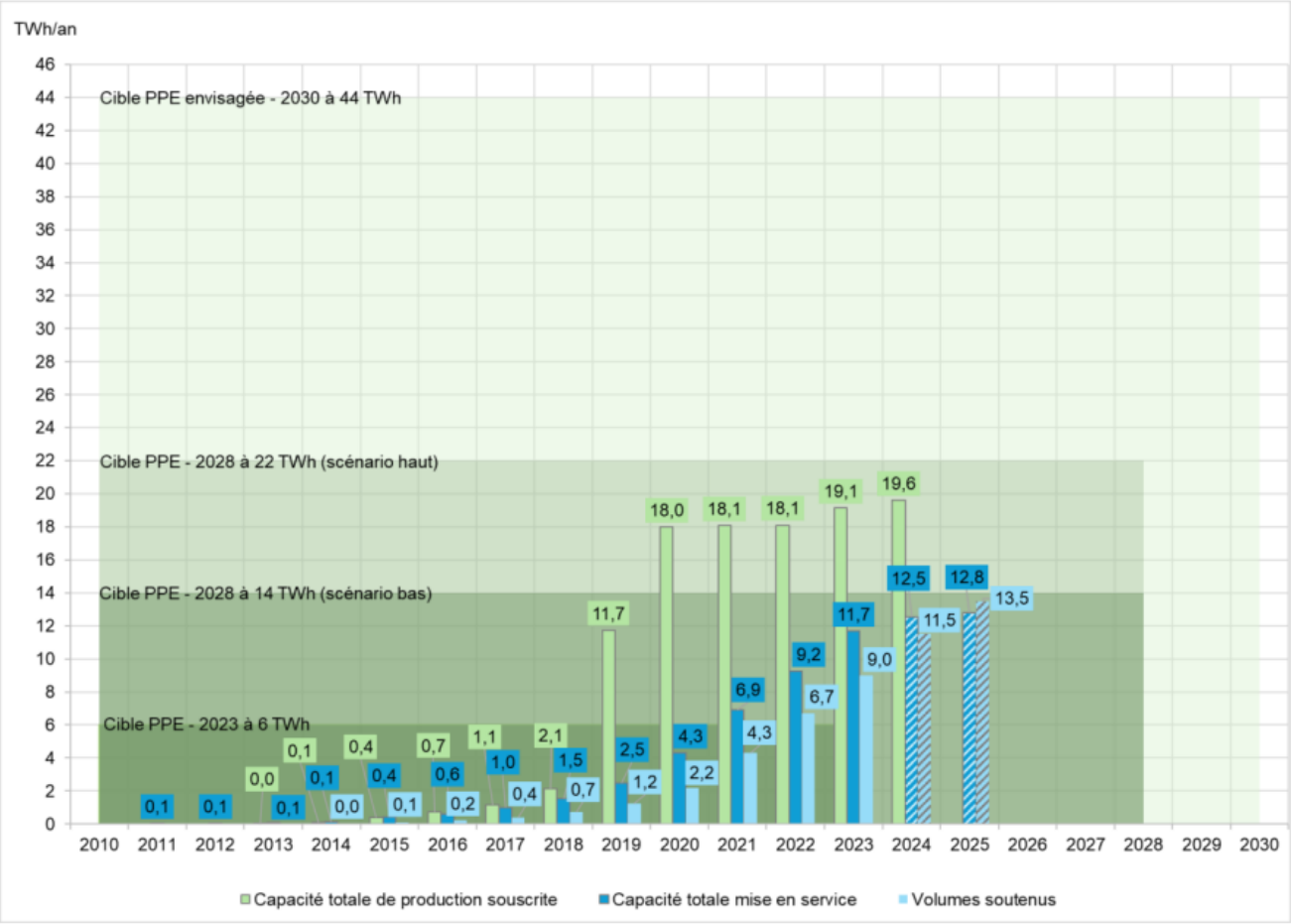
Dynamisme de la filière

La perspective d'une révision du tarif d'achat du biométhane a entraîné 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. Des contrats représentant un volume de 16,3 TWh PCS ont été signés en 2019 et 2020, soit environ 80 % du volume total de contrats signés à fin 2024.

Les années 2021 et 2022 se caractérisent par un rythme de signature de contrats bien plus faible, avec seulement 0,3 GWh PCS de contrats signés. La publication de l'arrêté du 10 juin 2023[22], qui a revalorisé les conditions tarifaires pour les nouvelles installations d'une production annuelle inférieure à 25 GWh PCS, a permis de relancer le rythme de signature de contrat avec plus de 1,1 TWh PCS signé en 2023 et 0,8 TWh PCS signés en 2024.

[21] Une seule période de cet appel d'offres a été lancée le 27 décembre 2023 et seul un projet a été désigné lauréat. Cet appel d'offres ne sera pas reconduit.
[22] Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Figure 10 - Cumul de la capacité de production des installations de biométhane injecté (i) ayant signé un contrat d'achat (vert), (ii) ayant mis en service leur installation (bleu), et (iii) comparaison aux volumes injectés effectivement soutenus, vu du 2e deuxième trimestre 2024 (source : délibération de la CRE du 11 juillet 2024 susmentionnée)



NB : les parties hachurées du graphique correspondent aux volumes prévisionnels retenus dans le cadre du calcul des CSPE pour 2025 (juillet 2024).

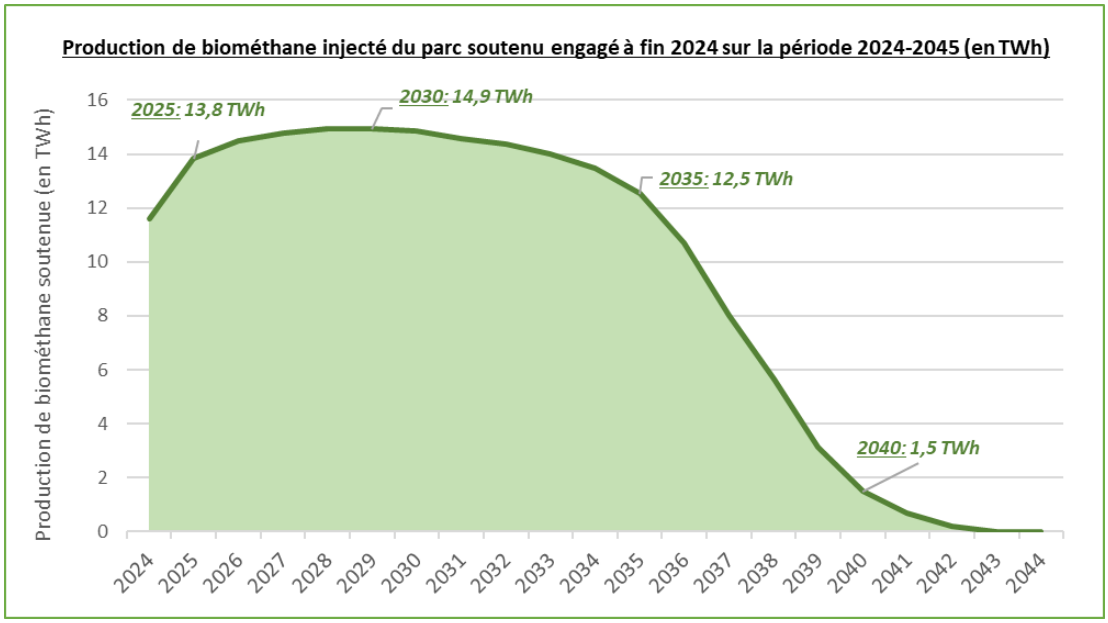
Hypothèses retenues et chronique de production

Le Comité fait l'hypothèse d'un taux de montée en régime des nouvelles installations de méthanisation, à hauteur de 50 % de la capacité la première année de fonctionnement, 90 % la deuxième, avant d'atteindre le plein régime à partir de la troisième année. Ces hypothèses se basent sur le Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)[23] mené par la CRE en 2024.

La production de biométhane injecté sur la dernière année pour laquelle des données sont disponibles (du 01/01/2024 au 31/12/2024) était de 11,6 TWh PCS[24]. Le Comité estime que les projets qui ont fait l'objet d'un engagement de l'Etat avant fin 2024 vont permettre à ce niveau de production annuelle d'augmenter de +3,3 TWh PCS (+28 %) à horizon 2028. Pour ce faire, le Comité tient compte de la montée en charge de certaines installations déjà en service (+1,5 TWh PCS) et de la mise en service de nouvelles installations ayant signé un contrat de soutien, en incluant une hypothèse de taux de chute (+1,7 TWh PCS).

[23] https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/bilan-technique-et-economique-des-installations-de-production-de-biomethane-injecte-hors-step-et-isdnd.html
[24] https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/708

Figure 11 – Chronique prévisionnelle de production de biométhane injecté du parc ayant fait l'objet d'un engagement à fin 2024



Pour rappel, 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. Néanmoins, pour la majeure partie des installations soutenues ayant signé un contrat dans les années 2019-2020, une grande partie des contrats arrivera à échéance entre 2036 et 2039, en tenant compte des délais de mise en service de ces installations.

3.2.3 Evolution des tarifs de soutien et conversion en €$_{2024}$

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.

Comme pour son avis sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la PPE3 en métropole continentale, le Comité présente ses estimations de charge en €$_{2024}$ en tenant compte de l'hypothèse d'inflation précitée. Dans ce cadre, 1 €$_{2024}$ est égal à 1,7 €$_{2050}$. S'agissant des données économiques passées, les données d'inflation réelle[25] ont été considérées pour permettre l'obtention de résultats en €$_{2024}$.

Dans ses précédents rapports annuels, le Comité présentait des valeurs de charges en euros courants, considérant ainsi une équivalence entre 1 €$_{2024}$ et 1 €$_{2050}$. Certains résultats seront ainsi également présentés en euros courants à des fins de comparaison.

3.2.4 Scénarios de prix de marché

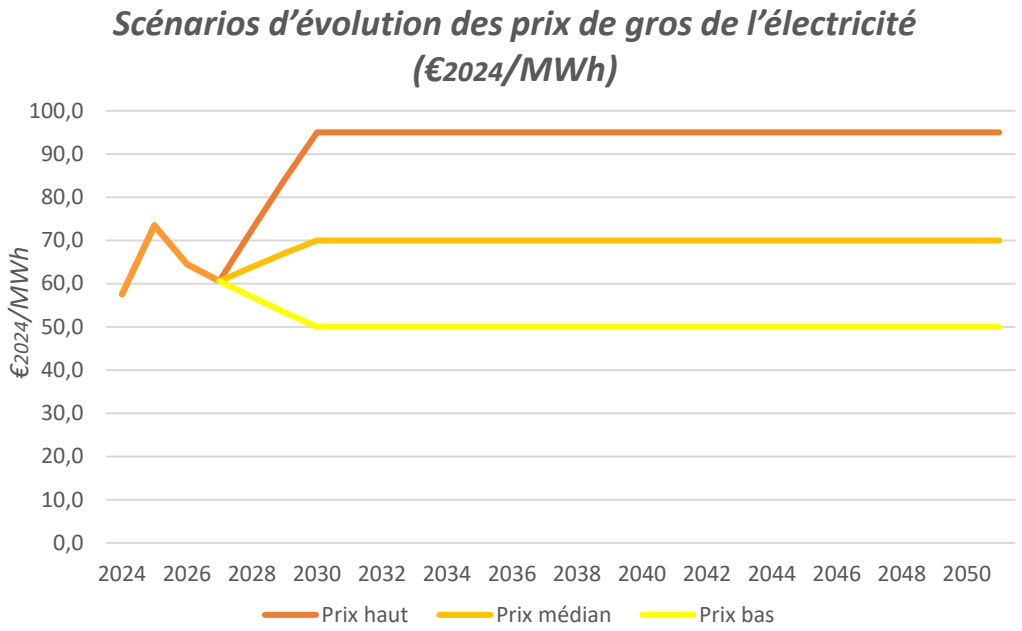
Le Comité rappelle la forte dépendance des chiffrages présentés dans ce rapport aux scénarios de prix de marché sur le long terme, pour l'électricité et le gaz. Il est donc fondamental d'expliciter les scénarios retenus dans le cadre d'un exercice prospectif de calcul des charges de service public de 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.

[25] https://www.insee.fr/fr/statistiques/4268033

Dans le présent rapport, le Comité reprend les trois scénarios de prix de marché de l'électricité et du gaz retenus dans le cadre du volet budgétaire de la PPE3.

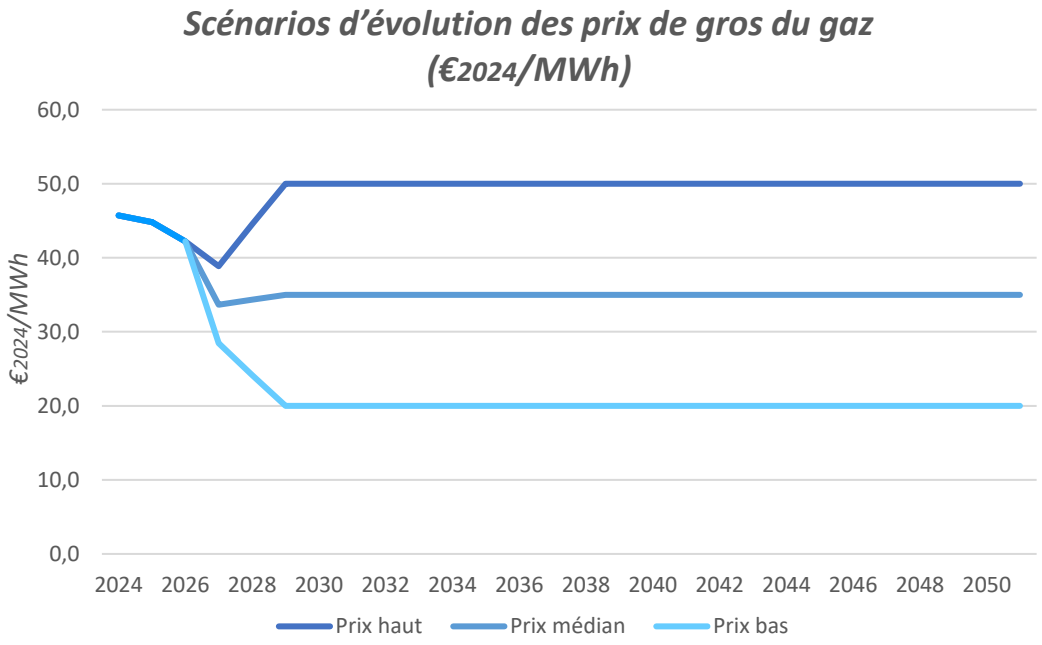
S'agissant de l'évolution des prix de gros de l'électricité, les trois scénarios considèrent un prix de gros moyen de respectivement 50 €$_{2024}$/MWh, 70 €$_{2024}$/MWh et 95 €$_{2024}$/MWh à partir de 2030. Les trois scénarios font par ailleurs une hypothèse de prix de gros unique de 74,9 €$_{2025}$/MWh en 2025, 67,1 €$_{2026}$/MWh en 2026 et 64,3 €$_{2027}$/MWh en 2027, basée sur les cotations observées lors de la première quinzaine de novembre 2024. En 2028 et en 2029, les hypothèses évoluent de manière linéaire jusqu'à celle retenue à partir de 2030.

Figure 12 - Scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité



S'agissant de l'évolution des prix de gros du gaz (utilisé dans le calcul des charges relatif au biométhane injecté et dans le calcul du coût d'achat des installations de production d'électricité à partir de gaz naturel), les trois scénarios considérèrent un prix de gros moyen de respectivement 20 €$_{2024}$/MWh, 35 €$_{2024}$/MWh et 50 €$_{2024}$/MWh à partir de 2030. De manière similaire aux hypothèses de prix de gros d'électricité, les trois scénarios font une hypothèse de prix de gros unique de 40,4 €$_{2025}$/MWh en 2025, 33,9 €$_{2026}$/MWh en 2026 et 28,8 €$_{2027}$/MWh en 2027, basée sur les cotations observées lors de la première quinzaine de novembre 2024 et une évolution linéaire jusqu'en 2030.

Figure 13 - Scénarios d'évolution des prix de gros du gaz



<u>Hypothèses relatives aux prix captés par les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien (à terre et en mer)</u>

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 prix de vente moyens des installations de production d'électricité renouvelable seront ainsi généralement plus faibles que les prix moyens de l'électricité sur les marchés.

Comme pour les hypothèses de prix de marché en base, le Comité retient les mêmes hypothèses de facteurs de décote que le volet budgétaire de la PPE3, qui tiennent compte du développement des énergies renouvelables selon le rythme global prévu par le projet de PPE3. Il convient de noter que le risque de « cannibalisation » (c'est-à-dire de baisse du prix capté[26] par les énergies renouvelables sur le marché de gros) devrait être croissant dans un contexte d'une augmentation de la part des EnR dans le mix électrique dans l'hypothèse de variation lente de la demande électrique. Cette baisse de la valeur de la production aura un impact sur les nouveaux engagements pris dans le cadre de la PPE3 mais également le coût associé aux installations déjà engagées à fin 2024.

Les hypothèses retenues par le Comité ainsi que les valeurs de prix captés qui en découlent sont présentées dans les tableaux suivants. Elles sont identiques à celles retenues dans le volet budgétaire de la PPE3.

Tableau 7 - Hypothèses de facteurs de décote annuels pour les prix de gros captés par les filières renouvelables par rapport à une livraison de l'électricité uniforme sur l'année

Filières renouvelables	Hypothèses de décote retenues par le Comité
Eolien terrestre	Décote progressive **de -5 % en 2025 à -10 %** en 2050 et au-delà
Photovoltaïque	Décote progressive **de -20 % en 2025 à -40 %** en 2050 et au-delà
Eolien en mer	**-5 % uniforme** entre 2024 et 2060

[26] Ecart relatif entre le prix moyen en €/MWh capté par une filière sur l'année et le prix moyen capté par un MWh livré uniformément

Tableau 8 –Récapitulatif des scénarios d'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz ainsi que des prix captés par les différentes filières renouvelables

€$_{2024}$ / MWh	Scénario de prix bas		Scénario de prix médian		Scénario de prix haut	
	2025	2035	2025	2035	2025	2035
Prix de marché de l'électricité en « base »	73,4	50,0	73,4	70,0	73,4	95,0
Prix capté solaire	58,8	36,0	58,8	50,4	58,8	68,4
Prix capté éolien terrestre	69,8	46,5	69,8	65,1	69,8	88,4
Prix capté éolien en mer	69,8	47,5	69,8	66,5	69,8	90,3
Prix de marché du gaz	44,8	20,0	44,8	35,0	44,8	50,0

Les prix de gros moyen et le facteur de décote à horizon 2050 sont particulièrement difficiles à prévoir et anticiper. Ces hypothèses exercent néanmoins une influence de premier ordre sur le résultat des chiffrages. A noter que l'importance de cette hypothèse diminue avec les volumes soutenus : l'impact des hypothèses postérieures à 2040 est ainsi plus limité sur les engagements de l'Etat à fin 2024.

S'agissant du prix des garanties de capacité, le Comité retient les prix moyens observés lors des enchères de l'année 2024 pour les années de livraison 2024 (27 094 €/MW) et 2025 (13 983 €/MW), et, à partir de 2026, une trajectoire suivant l'inflation à partir du prix observé pour l'année de livraison 2025.

Point sur la distinction entre les prix de marché de l'électricité et prix des offres de fourniture 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 le prix des offres de fourniture d'électricité aux consommateurs. En effet, les consommateurs, qu'ils aient souscrit une offre de marché ou un tarif réglementé de vente, bénéficient d'un prix de fourniture d'électricité qui intègre :

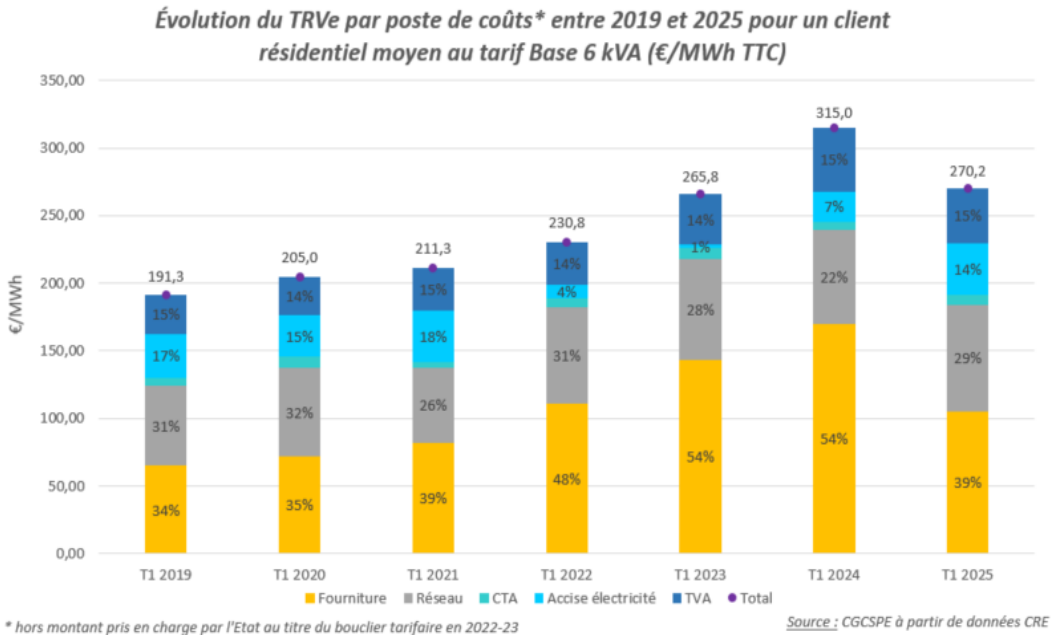
- Le coût d'approvisionnement en énergie avec :
  - jusqu'au 31 décembre 2025 :
    - le coût de l'approvisionnement à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) cédé à 42 €/MWh, ainsi que le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH qui est approvisionné sur les marchés de gros ;
    - le coût du complément d'approvisionnement en énergie sur les marchés de gros (lié aux hypothèses retenues dans le présent rapport) ;
  - à compter du 1er janvier 2026, le coût d'approvisionnement reflètera les prix de marchés de gros. En fonction des revenus issus de l'exploitation par EDF du parc nucléaire existant, un Versement Nucléaire Universel pourra s'appliquer en application de la loi de finances pour 2025 ;
- 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 la rémunération du fournisseur, ainsi qu'une composante associée aux risques de la commercialisation d'électricité ;
- la fiscalité qui regroupe la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), l'accise sur l'électricité et la TVA.

Historiquement, les trois principaux postes de coûts ; la fourniture (qui regroupe les coûts d'approvisionnement y compris l'ARENH, de capacité, les coûts commerciaux, les CEE et la marge), les coûts d'acheminement et la fiscalité représentaient environ chacun un tiers de la part des prix finals de vente de l'électricité. Cependant, la forte hausse des prix de gros de l'électricité à partir du second semestre de l'année 2021 a, conduit à une évolution de la structure tarifaire avec une part énergie croissante jusqu'en 2024 reflétant pour les fournisseurs des coûts d'approvisionnement plus élevés sur les marchés de gros durant la crise énergétique. Parallèlement,

le gouvernement a baissé le niveau de l'accise sur l'électricité en 2022, ce qui a également eu pour effet d'augmenter l'écart entre ces trois principaux postes de coûts.

À titre d'exemple, la part fourniture du tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel au tarif « Bleu Base 6 kVA » a progressé de 39 à 54 % entre février 2021 et février 2024 selon la CRE malgré la mise en place, par les lois de finances pour 2022 et 2023, d'un dispositif de « bouclier tarifaire » à la suite desquelles les TRVE ont été gelés à un niveau inférieur à ceux proposés par la CRE en l'application de la méthode en vigueur.

Depuis février 2025, les trois principaux post de coûts représentent à nouveau environ chacun un tiers des tarifs règlementés de vente de l'électricité.



3.3 Impact financier des engagements pris par l'Etat à fin 2024

La présente partie expose l'estimation par le Comité des engagements de l'État au 31 décembre 2024 au titre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, en considérant les hypothèses présentées ci-dessus.

3.3.1 Bilan des contractualisations de l'Etat engagées en 2024

Le Comité tient comme point de départ des engagements pluriannuels la date de demande complète de contrat de soutient dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production d'électricité, la signature du contrat de soutien dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production de biométhane injecté, et de la date de désignation des lauréats par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de procédures concurrentielles. La notion d'engagement est précisée dans la sous-partie 3.1.1 du présent rapport.

Le Comité souligne qu'un taux de chute est à prévoir entre les volumes engagés et les projets qui seront effectivement mis en service. Par ailleurs, au-delà de la puissance totale qui sera mise en service, le Comité note que les engagements pris par l'Etat en 2024 se concrétiseront par une mise en service des installations concernées ultérieure à la date d'engagement.

Tableau 9 : Synthèse des nouvelles contractualisations de l'Etat engagées en 2024

	Puissance totale engagée en 2024 - pré-taux de chute (MW)	Charges associées post-taux de chute sur la durée de soutien dans le scénario médian (en M€2024)	Surcoût de production unitaire pour l'Etat sur la durée du soutien dans le scénario médian (€2024/MWh)	Tarif de soutien moyen pondéré par la production sur la durée du soutien (€2024/MWh)	Date de l'engagement[27]
Photovoltaïque (PV)	**9 638**	**5 492**	**38**	**83**	
PV sur bâtiment	7 313	4 760	39	89	
AT S21 Bâtiment	6 517	4 277	40	89[28]	2024
AO PPE2 - Bâtiment P6	362	225	36	85	18/03/2024
AO PPE2 - Bâtiment P7	181	109	35	84	10/07/2024
AO PPE2 - Bâtiment P8	253	150	34	83	03/12/2024
PV au sol	2 325	732	18	67	
AO PPE2 - Sol P5	913	296	18	67	04/03/2024
AO PPE2 - Sol P6	948	302	18	67	12/11/2024
AO PPE2 - Neutre P3	464	134	16	65	23/12/2024
Eolien à terre	**2 864**	**1 029**	**10**	**74**	
AO PPE2 - Eolien P6	1 010	353	9	74	14/02/2024
AO PPE2 - Eolien P7	1 062	389	10	74	11/07/2024
AO PPE2 - Eolien P8	755	280	10	74	12/11/2024
AO PPE2 - Neutre P2	37	7	5	70	23/12/2024
Eolien en mer	**812**	**1 239**	**19**	**86**	
AO 5 (Bretagne Sud) (flottant)	270	370	18	85	01/10/2023
AO 6 (Méditerranée - Fos et Occitanie) (flottant)	542	869	19	87	01/08/2024
Hydroélectricité	**10**	**7**	**17**	**88**	
AO Hydro n°3 - P1	10	7	17	88	26/07/2024
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	**13 324**	**7 768**	**23**	**81**	***/***
Biométhane injecté	**803**	**1 139**	**98**	**133**	
Guichet ouvert	803	1 139	98	133	2024
TOTAL toutes filières	**14 127**	**8 907**	***/***	***/***	***/***

NB : A niveau de tarif équivalent, un contrat de soutien n'engendre pas le même surcout pour l'Etat du fait d'hypothèses de prix captés différentes entre les filières. Par ailleurs, le tarif moyen sur la durée du contrat est exprimé en €2024/MWh et est moins élevé que le niveau du tarif en euros courant lors de son attribution car il n'est généralement pas indexé à 100%.

[27] Date de désignation comme lauréat d'un appel d'offre / date de demande complète de contrat pour les guichets ouverts électricité / signature du contrat pour le guichet ouvert biométhane injecté

[28] Les installations en autoconsommation avec une puissance installée entre 0 et 100 kWc ne sont pas pris en compte pour calculer ce tarif moyen du fait de leur mode de soutien. En effet, elles bénéficient d'une prime à l'autoconsommation en €/kWc installé, à laquelle s'ajoute un tarif de rachat du surplus injecté sur le réseau. Il n'est donc pas possible de déterminer un tarif en €/MWh analogue à celui des autres installations.

Du fait de l'absence de données disponibles, certains guichets ouverts encore en vigueur relatifs aux installations éoliennes à terre[29], hydroélectriques[30], biogaz[31] et gaz de mines[32] ne sont pas représentés dans le tableau ci-dessus.

La filière photovoltaïque représente 62 % du montant total des engagements pris par l'Etat en 2024, en prenant pour hypothèse un scénario de prix de gros médian. Le montant de ces engagements est principalement porté par l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 dit « AT S21 Bâtiment » (guichet ouvert pour les petites installations photovoltaïques sur bâtiment), qui représente 48 % du montant total des engagements de l'Etat pris en 2024 dans le scénario de prix médian. Les montants élevés d'engagements pris dans le cadre de ce dispositif s'expliquent notamment par des volumes engagés (6,5 GWc de demandes de contrats en 2024) qui dépassent largement les objectifs fixés dans l'arrêté (1,8 GWc par an[33]). Un arrêté modificatif[34] a été publié en mars 2025, induisant notamment une diminution des niveaux de soutien offerts par ce dispositif.

Ces engagements supplémentaires pris au cours de l'année 2024 sont intégrés au total des engagements de l'Etat à fin 2024 estimé par la suite.

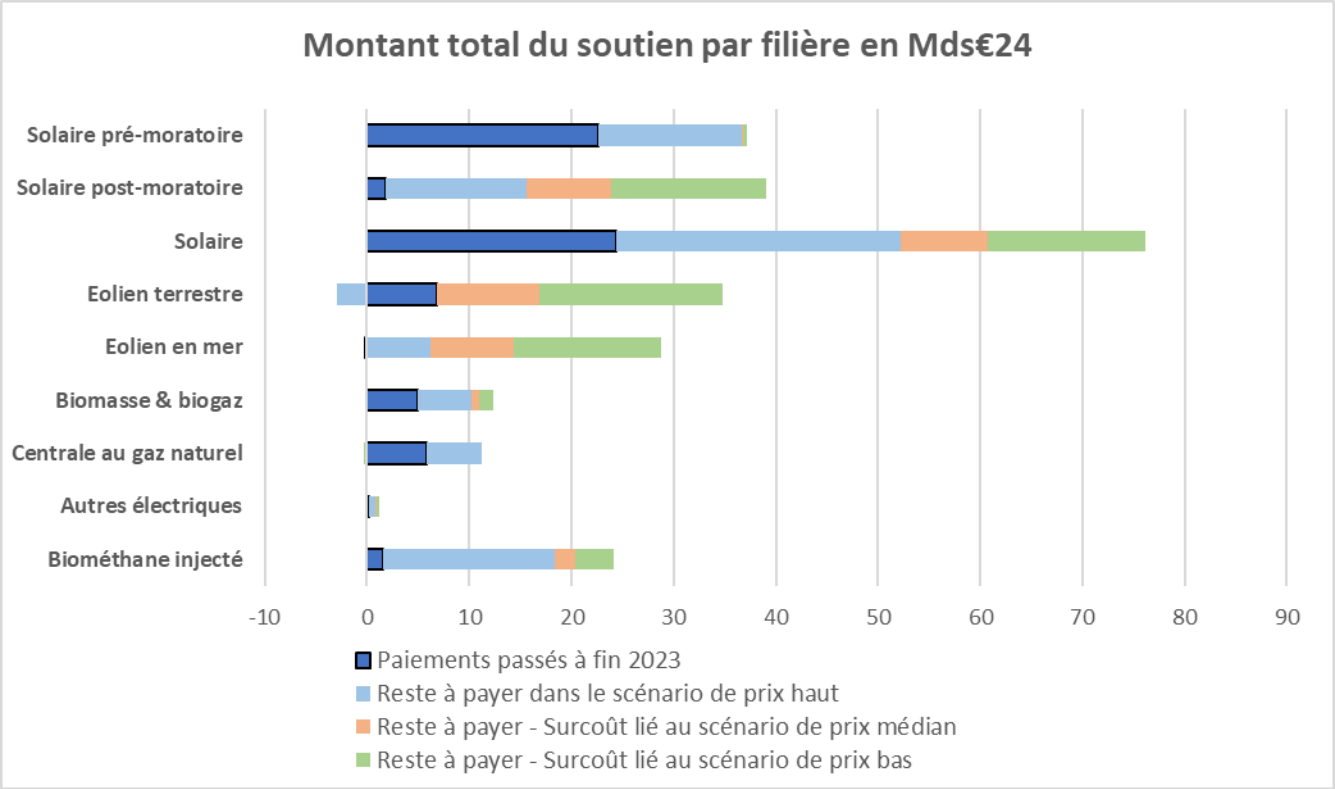
3.3.2 Estimation du total des engagements de l'Etat à fin 2024

Les graphiques suivants présentent par filière, pour les engagements à fin 2024 :

- l'évaluation des montants de soutien globaux par filière en $€_{2024}$ (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 $€_{2024}$/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.

[29] Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum.
[30] Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.
[31] Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.
[32] Arrêté du 19 octobre 2016 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion du gaz de mines telles que visées à l'article D. 314-15 du code de l'énergie.
[33] Il convient de préciser que le développement et les objectifs sont exprimés pré-taux de chute, en sachant que les taux de chute de ces installations sont de l'ordre de 20 %.
[34] Arrêté du 26 mars 2025 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

Figure 14 – Montants de soutien globaux par filière en Mds€$_{2024}$ (paiements passés et charges induites restant à payer)[35]



Les mêmes résultats sont représentés sous forme de tableau ci-dessous.

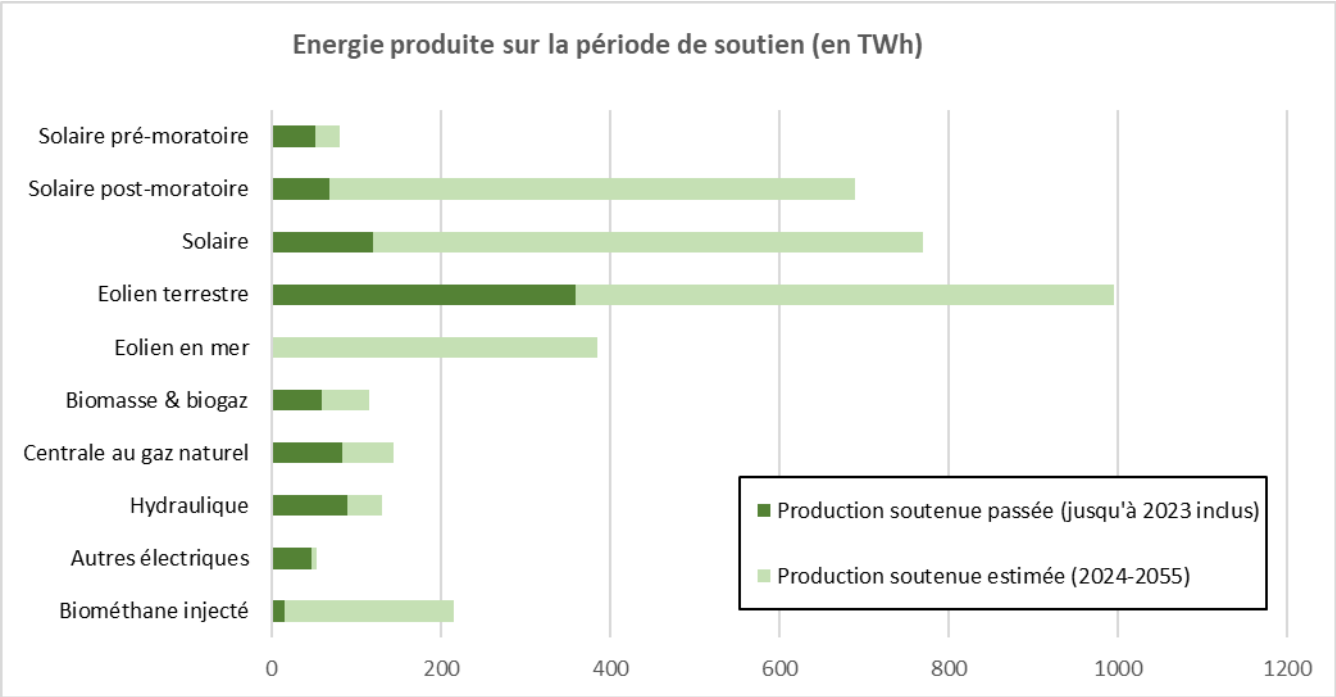
Tableau 10 – Tableau relatif à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2024 en Mds€$_{2024}$

Mds€24 (euros constants)	Paiements passés à fin 2023	Scénario de prix haut	Scénario de prix médian	Scénario de prix bas
		Reste à payer	Reste à payer	Reste à payer
Solaire pré-moratoire	26,2	14,1	14,3	14,4
Solaire post-moratoire	2,3	13,7	22,1	28,8
Eolien terrestre	8,5	-3,0	7,1	15,1
Eolien en mer	-0,2	6,3	14,3	20,8
Biomasse & biogaz	5,7	5,3	6,1	6,7
Centrale au gaz naturel	6,9	5,3	5,2	5,0
Hydraulique	2,0	0,8	1,4	1,9
Autres électriques	0,3	0,6	0,7	0,8
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	**51,6**	**43,1**	**71,1**	**93,5**
Biométhane injecté	1,7	16,9	18,8	20,7
TOTAL toutes filières	**53,2**	**60,0**	**89,9**	**114,2**

La figure suivante présente, pour l'ensemble des engagements à fin 2024, l'énergie soutenue depuis le début du soutien et jusqu'en 2051. Celle-ci est exprimée en TWh pour les filières EnR électriques et en TWh PCS pour la filière du biométhane injecté.

[35] Pour la filière de l'éolien à terre, le scénario de prix haut conduit à une estimation du reste à payer négatif : ce montant doit être déduit du surcoût des autres scénarios de prix pour retrouver le total du soutien dans ces hypothèses.

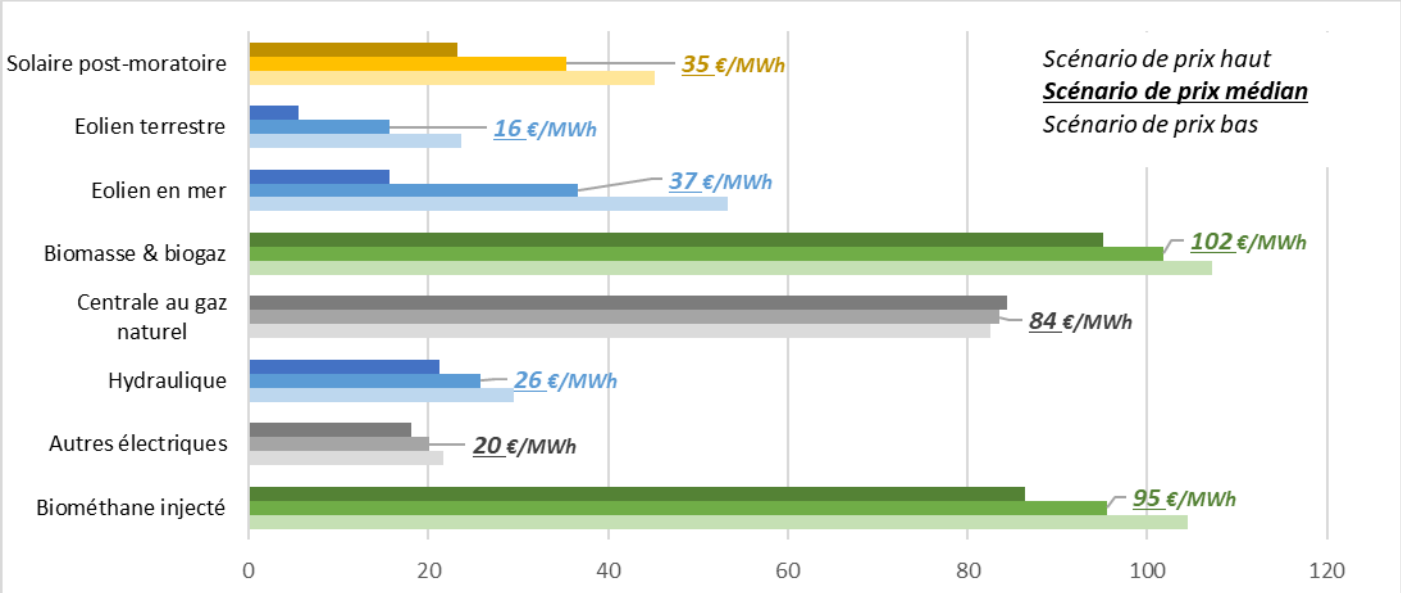
Figure 15 – Energie produite sur la période de soutien par filière (en TWh)



La figure suivante présente le rapport entre la somme des charges induites (passées et futures) et la production totale par filière pour les engagements à fin 2024 sur l'ensemble de la durée de soutien. Les valeurs présentées ne correspondent pas à un coût de production mais au surcoût de production à payer par l'Etat (la valorisation de l'énergie produite sur les marchés de gros est retirée).

La filière solaire pré-moratoire représente un surcoût de production unitaire particulièrement élevé (501€$_{2024}$/MWh dans le scénario médian) par rapport aux autres filières de production électrique (50 €$_{2024}$/MWh en moyenne dans le scénario médian), elle n'est ainsi pas représentée sur cette figure.

Figure 16 - Surcoût de production unitaire à payer par l'Etat par filière pour les engagements à fin 2024 hors solaire pré-moratoire (en €24/MWh)



NB : les résultats du scénario de prix médian sont soulignés et présentés en gras dans la ligne centrale. Les lignes adjacentes correspondent au scénario de prix haut et au scénario de prix bas.

Le reste à payer total des engagements à fin 2024 dépend significativement du scénario des prix de gros considéré et représente pour l'ensemble des filières de production entre 60 Mds€$_{2024}$ (scénario de prix haut) et 114 Mds€$_{2024}$ (scénario de prix bas).

Les paiements passés à fin 2023 s'élèvent à 53 Mds€$_{2024}$: ils sont plus faibles qu'à fin 2022 du fait de charges relatives au soutien aux EnR négatives au titre de 2023. Le détail des CSPE jusqu'à fin 2023 est disponible en annexe.

3.3.3 Analyses des résultats

Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2024 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des CSPE, est compris entre **113 et 167 Mds€$_{2024}$** 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 2 808 TWh[36] sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien engagés à fin 2024.

La majorité des engagements reste encore à payer (entre 53 % et 68 %), bien que cela dépende sensiblement du scénario de prix retenu. Le Comité estime ainsi entre 60 et 114 Mds€$_{2024}$ les montants à compenser aux cocontractants des contrats de soutien 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 2051 (bien que marginalement après 2044). Les montants déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2023 s'élèvent à 53 Mds€$_{2024}$[37].

Sur ces montants, l'essentiel concerne le soutien aux filières électriques, qui génèrent entre 95 à 145 Mds€$_{2024}$ d'engagements à fin 2023, soit entre 84 % et 87 % du coût total des engagements.

Les filières représentant le poids financier le plus important sont le photovoltaïque pré-moratoire (entre 40 et 41 Mds€$_{2024}$), le photovoltaïque post-moratoire (entre 16 et 31 Mds€$_{2024}$), l'éolien terrestre (entre 6 et 24 Mds€$_{2024}$) et l'éolien en mer (entre 6 et 21 Md€$_{2024}$). Ces quatre filières représentent environ entre 60 % et 69 % du coût total des engagements.

Le soutien à la filière du biométhane injecté représente 19 à 22 Mds€$_{2024}$ d'engagements à fin 2023, soit entre 13 % et 16 % 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 498 €$_{2024}$/MWh et 502 €/MWh, tandis que le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe autour entre 6 €$_{2024}$/MWh et 24 €$_{2024}$/MWh et celui du photovoltaïque post-moratoire entre 23 €$_{2024}$/MWh et 45 €/MWh.

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

De 2022 à 2023, les charges nettes de service public de l'énergie liées aux énergies renouvelables électriques sont devenues négatives (- 4,6 Mds€ au total sur ces deux années)[38]. Dans cette situation, la valorisation des productions soutenues sur le marché est devenue supérieure à leur tarif d'achat ou de référence, ce qui a généré une recette nette pour le budget de l'Etat. Dans un scénario de prix durablement élevés, certaines installations génèreraient un montant de charges total négatif sur l'ensemble de la durée de leur contrat (principalement s'agissant de l'éolien). Or, dans un tel scénario, il est plus probable que les sorties anticipées de contrats se multiplient et viennent ainsi réduire les recettes attendues. Des sorties de contrat ont ainsi été constatées en 2022 au pic de la crise énergétique, selon les conditions prévues par ces contrats (cf. partie 3.2.1).

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), ensuite repris dans la loi de finance pour 2024 (article 230 de la loi 2023-1322).

[36] Ce chiffre prend en compte le soutien à des installations de production d'électricité ainsi que le soutien à la filière du biométhane injecté pour laquelle la production soutenue prend la forme de méthane (exprimé en TWh PCS).
[37] En tenant compte de l'inflation réelle depuis les années 2000.
[38] Annexe 7 de la délibération de la CRE du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 consultable à l'adresse suivante : https://www.cre.fr/documents/deliberations/evaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-pour-2025-et-a-lareevaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-pour-2024.html

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 %. 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 niveau du 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.

Cette disposition a été censurée par le Conseil Constitutionnel dans sa décision n° 2024-1119/1125 en date du 24 janvier 2025. Il a jugé que les dispositions étaient inconstitutionnelles au motif qu'elles portaient une atteinte disproportionnée au droit au maintien des conventions légalement conclues. Cependant, l'abrogation du déplafonnement est reportée au 31 décembre 2025, afin d'éviter des conséquences manifestement excessives. Par ailleurs, les juridictions saisies doivent surseoir à statuer jusqu'à l'entrée en vigueur d'une nouvelle loi, ou au plus tard jusqu'au 31 décembre 2025.

3.3.4 Présentation des résultats en euros courants

Le graphique et le tableau ci-dessous présentent les résultats précédents en euros courants, à des fins de comparabilité avec les précédents rapports annuels du Comité.

Figure 17 - Montants de soutien globaux par filière en Mds€$_{2024}$ (paiements passés et charges induites restant à payer)

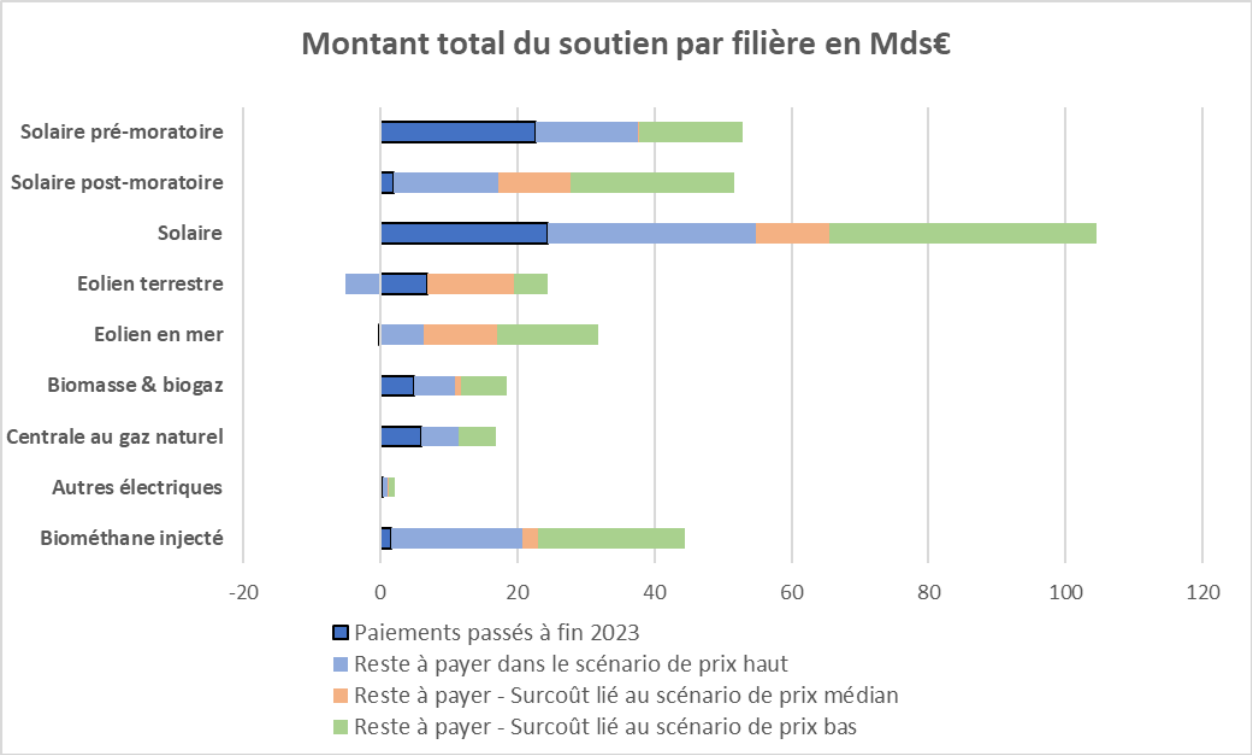


Tableau 11 - Tableau relatif à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2024 en Mds€ courants

Mds€ (euros courants)	Paiements passés à fin 2023	Scénario de prix haut	Scénario de prix médian	Scénario de prix bas
		Reste à payer	Reste à payer	Reste à payer
Solaire pré-moratoire	22,6	15,0	15,2	15,4
Solaire post-moratoire	1,8	15,3	25,9	34,4
Eolien terrestre	6,8	-5,1	7,5	17,6
Eolien en mer	-0,2	6,2	17,0	25,5
Biomasse & biogaz	4,9	5,9	6,8	7,6
Centrale au gaz naturel	5,9	5,6	5,5	5,3
Hydraulique	1,8	0,9	1,6	2,2
Autres électriques	0,3	0,8	0,9	1,0
TOTAL EnR électriques et cogénération au gaz naturel	**43,8**	**44,6**	**80,4**	**109,0**
Biométhane injecté	1,5	19,1	21,5	23,8
TOTAL toutes filières	**45,3**	**63,7**	**101,9**	**132,8**

3.3.5 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 engagés. 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 (2024 et 2025) et ceux de la délibération de la CRE du 11 juillet 2024[39] relative à l'évaluation des CSPE pour 2025. 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.

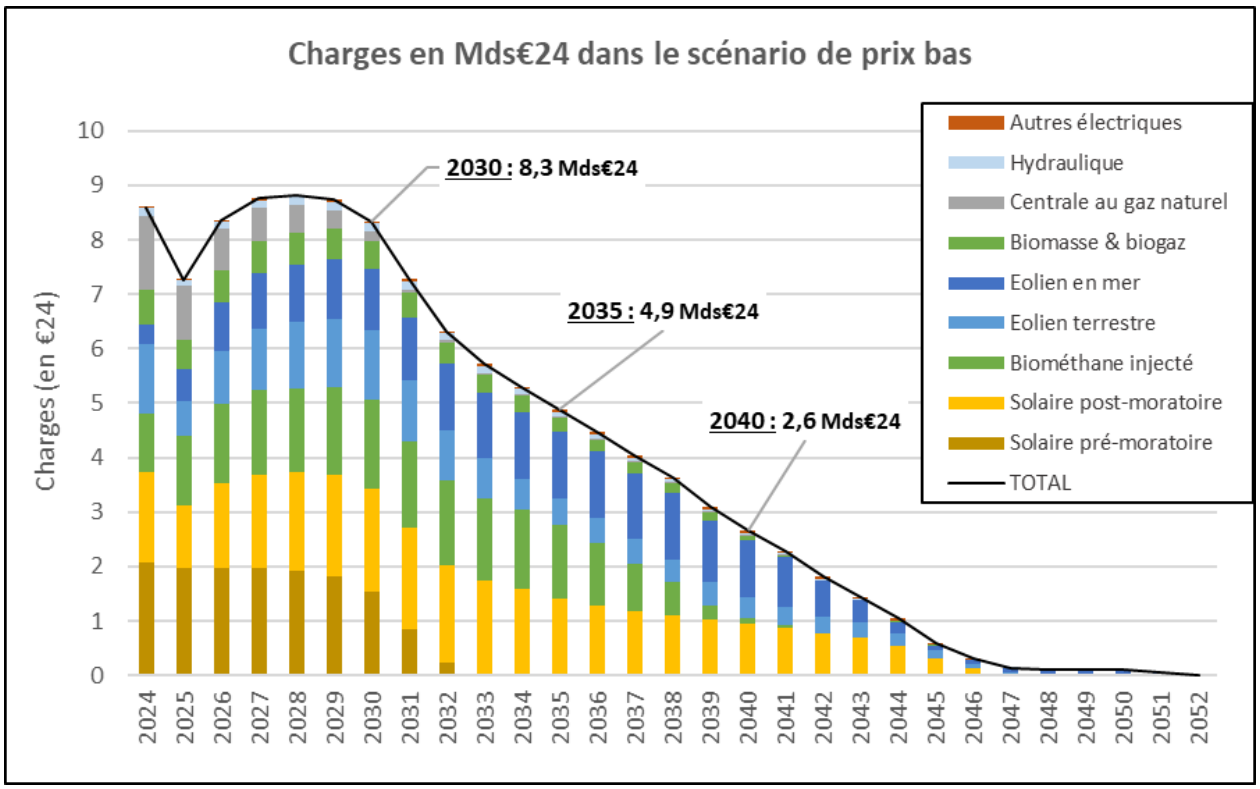
L'évaluation des charges par la CRE permet de calculer les montants qui seront compensés par l'Etat aux acheteurs obligés : elle prend ainsi en compte l'ensemble des spécificités de court terme qui peuvent impacter fortement les charges d'une année sur l'autre. L'estimation effectuée par le Comité à 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 2024. Ces chroniques mettent en évidence un impact significatif des contrats photovoltaïques antérieurs au moratoire sur les CSPE. Les charges résiduelles après 2045 correspondent aux dernières années de contrat pour les derniers parcs éoliens en mer attribués.

Le Comité rappelle que les chroniques ci-dessous 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.

[39] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024

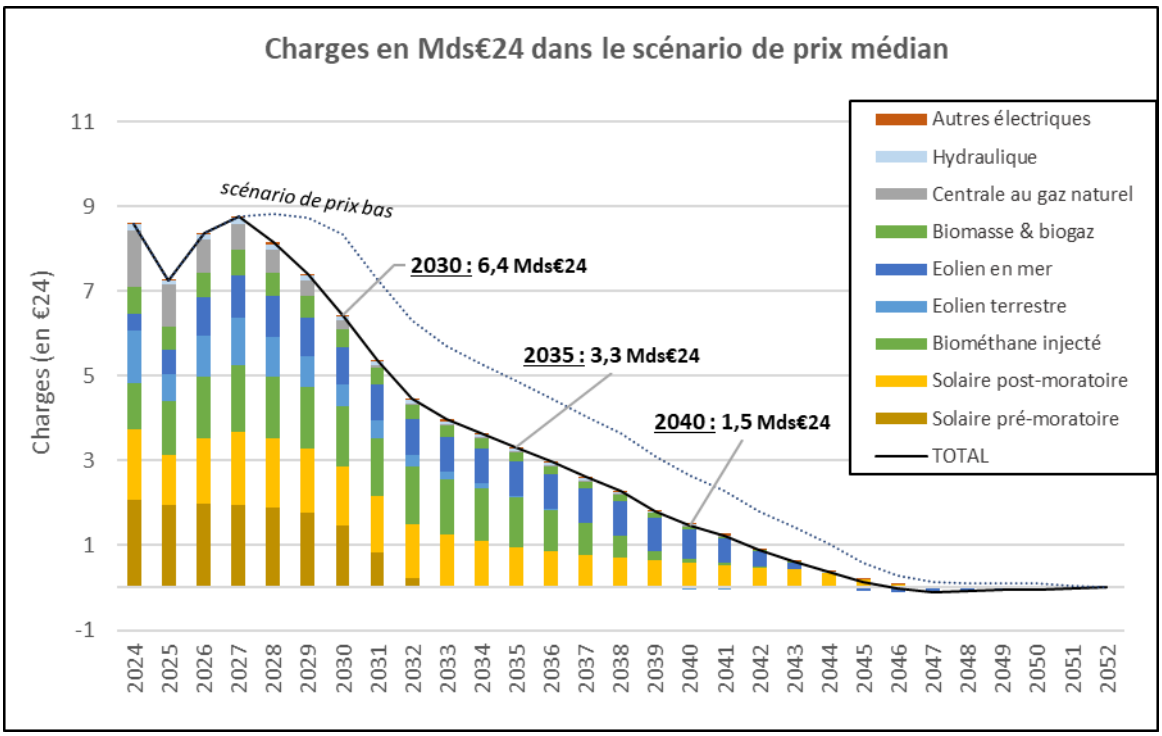
Figure 18 - Chroniques de charges des engagements à fin 2024 en Mds€$_{2024}$ sur la période 2024-2051 dans le scénario de prix bas



Le reste à payer des engagements à fin 2024 dans le scénario de prix bas se traduit par des charges annuelles qui :

- traduisent l'évolution des prix de marchés sur les marchés à terme s'agissant des charges annuelles au titre des années 2025, 2026 et 2027 ;
- augmentent jusqu'à un maximum de 8,8 Mds€$_{2024}$ atteint en 2027 et 2028 avec la mise en service des contrats engagés à fin 2024, mais n'ayant pas encore généré de charges à fin 2023 (en particulier pour les projets solaires post-moratoire et éolien terrestre) ;
- diminuent sensiblement à partir de 2031 et 2032, notamment avec l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire ainsi que l'arrivée à échéance progressive des contrats éolien à terre ;
- sont toujours positives pour l'ensemble des filières concernées et deviennent inférieures à 1 Mds€$_{2024}$ à partir de l'année 2044.

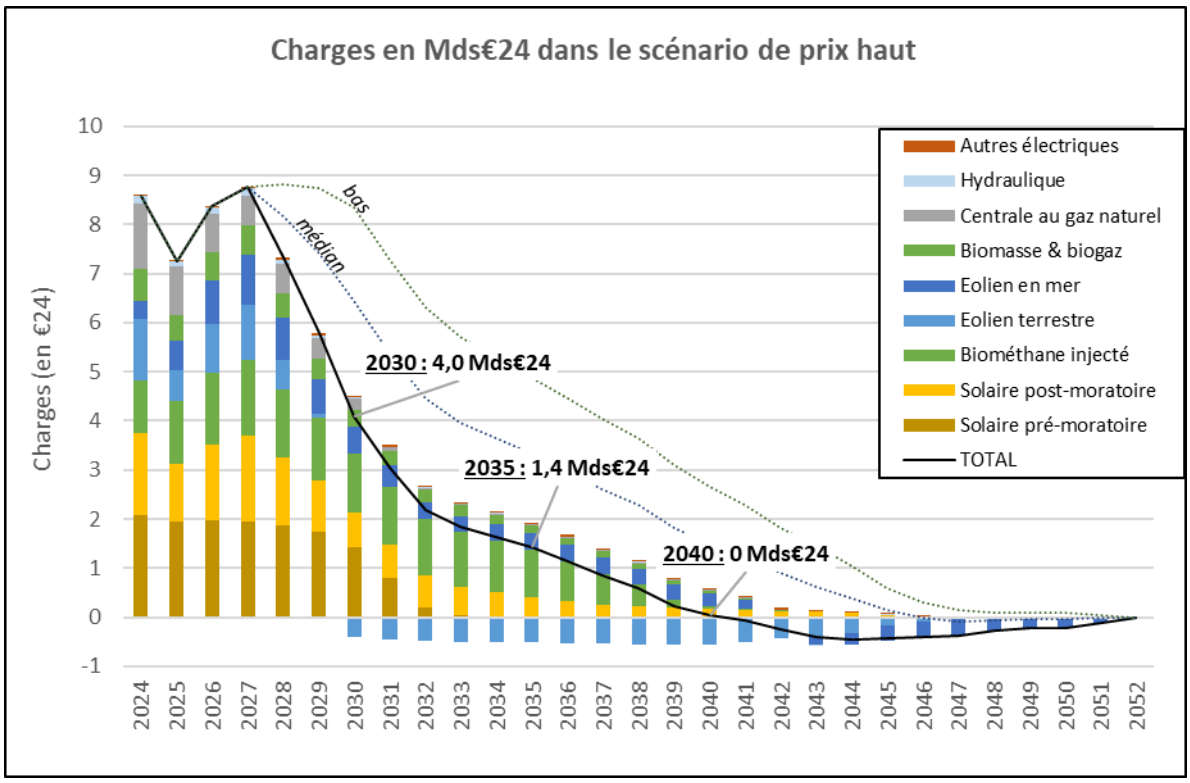
Figure 19 - Chroniques de charges des engagements à fin 2024 en Mds€$_{2024}$ sur la période 2024-2051 dans le scénario de prix médian



Les particularités du scénario de prix de gros médian par rapport au scénario de prix bas sont principalement :

- la présence des charges annuelles plus faibles à partir de 2028 (année à partir de laquelle les différents scénarios de prix se distinguent), inférieures de 1,8 Mds€$_{2024}$ par an en moyenne sur la période 2030-2035 ;
- la présence de charges négatives pour la filière de l'éolien à terre à partir de 2038 (faibles donc non visibles sur le graphique) et pour la filière de l'éolien en mer à partir de 2045.

Figure 20 - Chroniques de charges des engagements à fin 2024 en Mds€$_{2024}$ sur la période 2024-2051 dans le scénario de prix haut



Le scénario de prix haut s'illustre par rapport aux autres scénarios (bas et médian également tracés sur le graphique) notamment par :

- une diminution supplémentaire des charges par rapport au scénario médian de 2,2 Mds€$_{2024}$ par an en moyenne sur la période 2030-2035 ;
- des charges annuelles négatives pour la filière de l'éolien à terre dès l'année 2030, avec environ 0,5 Md€$_{2024}$ de recettes pour l'Etat sur la période 2030-2040 ;
- des charges annuelles totales négatives à partir de 2040, résultant de la compensation entre les projets éolien à terre générant des charges négatives et le reste des engagements pris à fin 2024 générant des charges positives (photovoltaïque post-moratoire et éolien en mer notamment).

4 Recettes pour l'Etat liées à la vente des garanties d'origine associées à la production d'électricité et de biogaz

4.1 Principes encadrant la valorisation des garanties d'origine associées à la production d'électricité et de biogaz bénéficiant d'un soutien étatique

Une garantie d'origine (« GO ») est définie juridiquement comme 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 donnée[40].

Une GO électrique ou gazière peut être émise pour chaque MWh d'électricité ou de biogaz produit par une installation pour un mois donné.

Lorsque les GO sont émises à la demande de l'exploitant de l'installation, ce dernier peut les vendre indépendamment de l'énergie qui leur est associée. Afin d'attester de l'origine de l'énergie consommée, la GO est supprimée, on parle alors « d'annulation de la GO ». Les GO sont annulées par les fournisseurs d'énergie ou les consommateurs pour certifier une quantité d'électricité d'origine renouvelable consommée durant un mois donné ou une quantité de biogaz consommée durant une année donnée.

En France, un fournisseur d'énergie souhaitant proposer à ses clients une « offre verte », en gaz ou en électricité, doit annuler les GO renouvelables correspondant à la part d'énergie dont la source est ainsi garantie.

Pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée, la GO doit provenir d'une production du même mois que le mois de consommation qu'elle certifie. Pour les GO de biogaz, la période de consommation couverte est d'une année.

Des registres des GO électriques et gazières permettent de recenser l'ensemble des opérations d'émission, de transfert et d'annulation de GO. La gestion de ces registres fait l'objet d'une délégation de service public allouée par appel d'offres pour une durée de 5 ans. European Energy Exchange AG (EEX) a la charge de la gestion du registre des GO électriques depuis 2013 (mandat renouvelé 2 fois) et celle du registre des GO de biogaz depuis 2023.

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

4.2.1 Droit de propriété des garanties d'origine

S'agissant des GO électriques

L'article L. 311-21 du code de l'énergie prévoit que l'électricité produite pour laquelle une GO 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 GO portant sur l'électricité produite dans le cadre d'un de ces contrats entraine 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 GO au nom de l'Etat. Toutes les GO 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).

S'agissant des GO gazières

Le décret n° 2020-1701 du 24 décembre 2020 relatif aux GO de biométhane injecté précise les modalités de commercialisation des GO de biométhane :

- pour les producteurs de biométhane ayant signé un contrat de soutien public avant le 9 novembre 2020, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel peut bénéficier d'une attestation de GO à la demande de l'acheteur de biométhane pour toute la durée du contrat (15 ans). Les acheteurs de biométhane ont la possibilité de valoriser les GO sous différents formes (vente directe, offre de fourniture

[40] 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.

d'électricité verte, biocarburant, autoconsommation). 75 % de la valeur de cette première vente est retranchée des CSPE compensées à l'acheteur de biométhane (0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour des véhicules)[41] ;

- pour les producteurs de biométhane qui ont signé ou qui signent un contrat de soutien public après le 9 novembre 2020, leurs GO sont émises directement au bénéfice de l'Etat, qui peut en valoriser tout ou partie dans le cadre d'une enchère trimestrielle organisée par la plateforme EEX (première enchère organisée en décembre 2024).

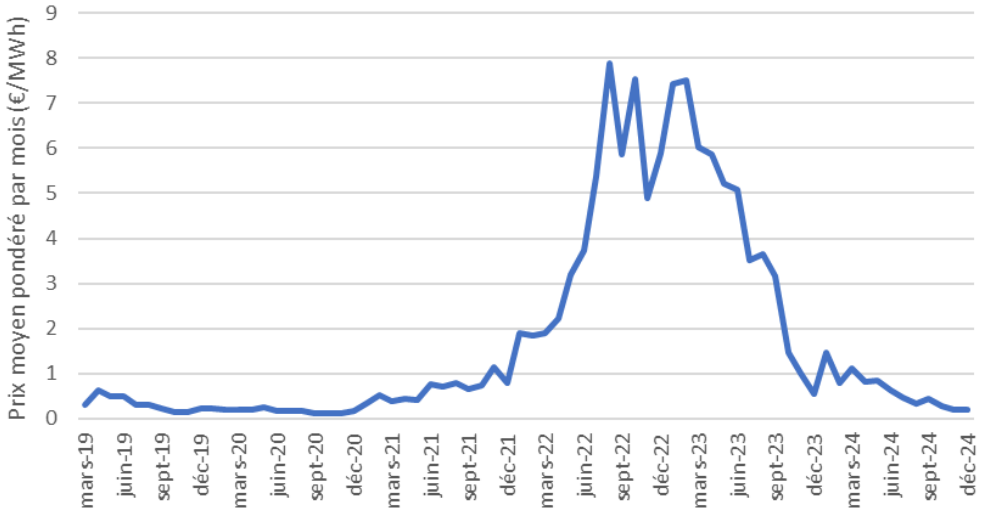
A titre d'exemple, l'enchère ayant lieu en février 2025 a concerné les GO liées à toute la production entre juillet et septembre 2024 des installations ayant signé un contrat d'achat après le 9 novembre 2020.

4.2.2 Revenus issus des précédentes enchères

S'agissant des GO électriques

Depuis 2021, la quasi-totalité des GO associées aux installations bénéficiant d'un contrat de soutien sont commercialisées par l'Etat. Les recettes pour l'Etat sont fortement corrélées au prix des GO dont l'évolution est présentée sur la figure suivante. Après une forte augmentation des prix des GO électricité jusqu'en août 2022 avec un niveau maximal de 8 €/MWh, la valeur des GO électricité a diminué significativement à partir de février 2023, jusqu'à atteindre 0,20 €/MWh lors de la dernière enchère de 2024.

Fig. 1 : Evolution mensuelle du prix moyen des GO émises au titre de la production lors de ce mois en €/MWh et valorisées dans le cadre des enchères organisées par l'Etat



[41] Article R121-31 du code de l'énergie ; Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 12 - Recettes pour l'Etat liées à la valorisation des GO électriques émises au titre de la production lors des années situées entre 2019 et 2024

Année de production sous-jacente aux GO vendues aux enchères	Recettes pour l'Etat en M€ courants
2019	5
2020	3
2021	28
2022	198
2023	202
2024	29
Total en M€ courants	**463**
Total en M€$_{2024}$	**498**

S'agissant des GO biogaz

Pour les contrats signés après le 9 novembre 2020, les premières enchères de GO biogaz ont commencé en décembre 2024, en incluant les GO concernées qui n'avaient pas encore fait l'objet d'une valorisation pour l'Etat. Les enchères suivantes correspondent à la production du dernier trimestre complet écoulé.

Deux sessions ont eu lieu à ce stade en décembre 2024 et en février 2025, dont les prix de référence ont respectivement été de 9,50 €$_{2024}$/MWh et de 8,42 €$_{2025}$/MWh. En tenant compte des volumes échangés, ces enchères représentent des recettes de l'ordre de 0,5 M€$_{2024}$ pour l'enchère de décembre 2024 (tenant compte du rattrapage) et de 0,8 M€$_{2025}$ pour l'enchère de février 2025.

4.3 Estimation des revenus liés à la vente des garanties d'origine associées à la production des installations de production d'électricité et de biogaz bénéficiant d'un engagement de l'Etat à fin 2024

4.3.1 Hypothèses retenues

Hypothèses relatives au volume de GO valorisées

Les chroniques de production associées aux engagements de l'Etat à fin 2024 pour cette estimation sont identiques à celles retenues pour le calcul des engagements de l'Etat qui découlent des hypothèses explicitées dans la partie :

- s'agissant des GO électriques : toute la production issue des filières photovoltaïque, éolienne terrestre, éolienne en mer, hydraulique, biogaz, biomasse et géothermie engendre l'émission de GO par l'Etat. La production de la filière incinération d'ordures ménagères engendre l'émission de GO à hauteur de 50 % ;
- s'agissant des GO gazières : seule la production des contrats de biométhane injecté signés après le 9 novembre 2020 engendre l'émission de GO au bénéfice de l'Etat.

Par ailleurs, le Comité considère que les GO associées aux engagements à fin 2024 seront entièrement valorisées par l'Etat et que le cadre règlementaire s'agissant des volumes de production éligibles se prolongera sur la durée d'étude.

Hypothèses relatives au prix de valorisation des GO

Les prix relatifs à la valorisation des GO sont hautement incertains sur la durée de l'étude.

La Comité a ainsi retenu deux scénarios distincts pour les GO électriques :

- le scénario « Moyenne 2023 » considère que le prix moyen pondéré par les volumes vendus de **4,37 €$_{2024}$/MWh**[42] observé lors des enchères organisées par l'Etat pour les GO émises au titre de 2023 se prolonge sur la période 2025-2051, en suivant une hypothèse d'inflation de 2 %/an à partir de 2025 ;

[42] le prix observé est de 4.17 €2023/MWh ce qui correspond à 4.37€2024/MWh en tenant compte de l'inflation 2023

- le scénario « Moyenne 2024 » considère que le prix moyen pondéré par les volumes vendus de **0,67 €$_{2024}$/MWh** observé lors des enchères organisées par l'Etat pour les GO émises au titre de 2024 se prolonge sur la période 2025-2051, en suivant une hypothèse d'inflation de 2 %/an à partir de 2025.

Pour les GO biogaz, le Comité a retenu un unique scénario de prix de 8,25 €$_{2024}$/MWh, correspondant au prix observé lors de l'enchère du février 2025 (dernière enchère observée). Le Comité fait l'hypothèse que ce prix se maintient sur la période 2025-2051, en suivant une hypothèse d'inflation de 2 %/an à partir de 2025.

4.3.2 Résultats de l'estimation

Tableau 13 : Estimation des revenus par filière issus de la commercialisation par l'Etat des GO associées à ses engagements à fin 2024

M€$_{2024}$ (euros constants)	Scénario « Moyenne 2023 »	Scénario « Moyenne 2024 »
	Recettes totales : 2025-2051	**Recettes totales : 2025-2051**
Solaire	2 741	420
Eolien terrestre	2 622	402
Eolien en mer	1 659	254
Biomasse & biogaz	222	34
Hydraulique	162	25
Autres électriques	22	3
TOTAL EnR électriques	**7 427**	**1 138**
Biométhane injecté	215	215
TOTAL EnR électriques et biométhane	**7 642**	**1 353**

Les résultats dépendent ainsi très fortement de l'hypothèse de prix des GO retenue.

Toutefois, si les prix se maintiennent à long terme à un niveau élevé similaire à ceux observés en 2023, les recettes totales pour l'Etat liées à la valorisation des GO électriques devraient être relativement conséquentes et représenter de l'ordre de 7,4 Mds€$_{2024}$, soit entre 11 % et 23 % (en fonction du scénario de prix de marché) des engagements totaux de l'Etat à fin 2024 restant à payer à partir 2025 pour les EnR électriques. Si le prix des GO électriques se maintient à un niveau proche de la valeur moyenne de l'année 2024, les recettes totales pour l'Etat liées à la valorisation des GO électriques sont de l'ordre de 1,1 Mds€$_{2024}$ et représentent donc entre 1 % et 3 % des engagement totaux de l'Etat à fin 2024 restant à payer à partir 2025 pour les EnR électriques.

Les GO biogaz représentent 0,2 Mds€$_{2024}$ de recettes pour l'Etat dans le cas d'un maintien du prix au niveau observé lors de l'enchère de février 2025 (dernière enchère observée). Elles représentent ainsi une faible part, de l'ordre de 1 %, des engagements totaux de l'Etat à fin 2024 restant à payer à partir 2025 pour le biométhane injecté.

Un prix de la GO élevé sur la durée de l'étude pourrait également amplifier le phénomène de résiliations anticipées pour certaines installations, ce qui rend plus incertain d'éventuelles recettes élevées en cas de prix hauts.

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 survenue entre 2021 et 2024 ;
- 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 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 2021[43] tandis que la vice-présidence est assurée par le directeur du développement des marchés et de la transition énergétique de la CRE.
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.

[43] 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

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, 7 fois en 2023 et 6 fois en 2024.
Le Comité a rendu 5 rapports annuels entre 2019 et 2023 ainsi que 4 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, de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon en mars 2023 et une seconde fois de la métropole continentale en janvier 2025.
Les travaux du Comité ont repris à partir de début 2025 pour rédiger son sixième rapport annuel.

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 efficience 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. 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 recoupent, 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 rémunération[44] 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 :

[44] Code de l'énergie : articles L.314-18 à L314-27.

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

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 de référence : dans ce cas, ces montants doivent être reversé par le producteur à EDF OA et sont ensuite déduits des charges compensées par l'Etat 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.

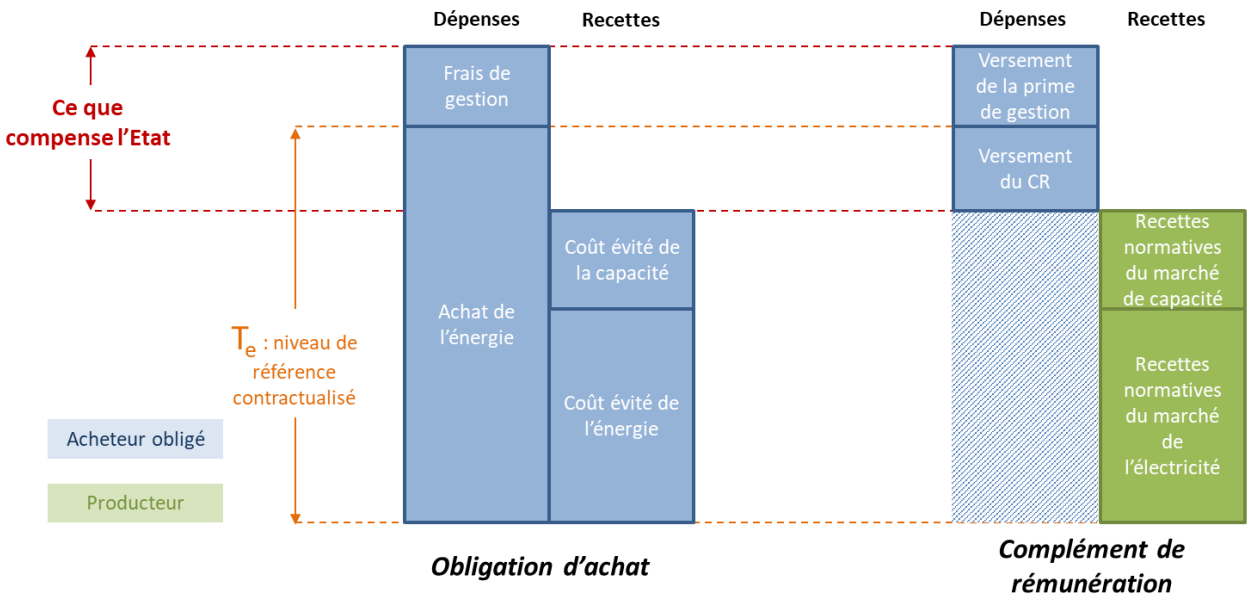


Fig. 2 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat et dans le mécanisme du complément de rémunération

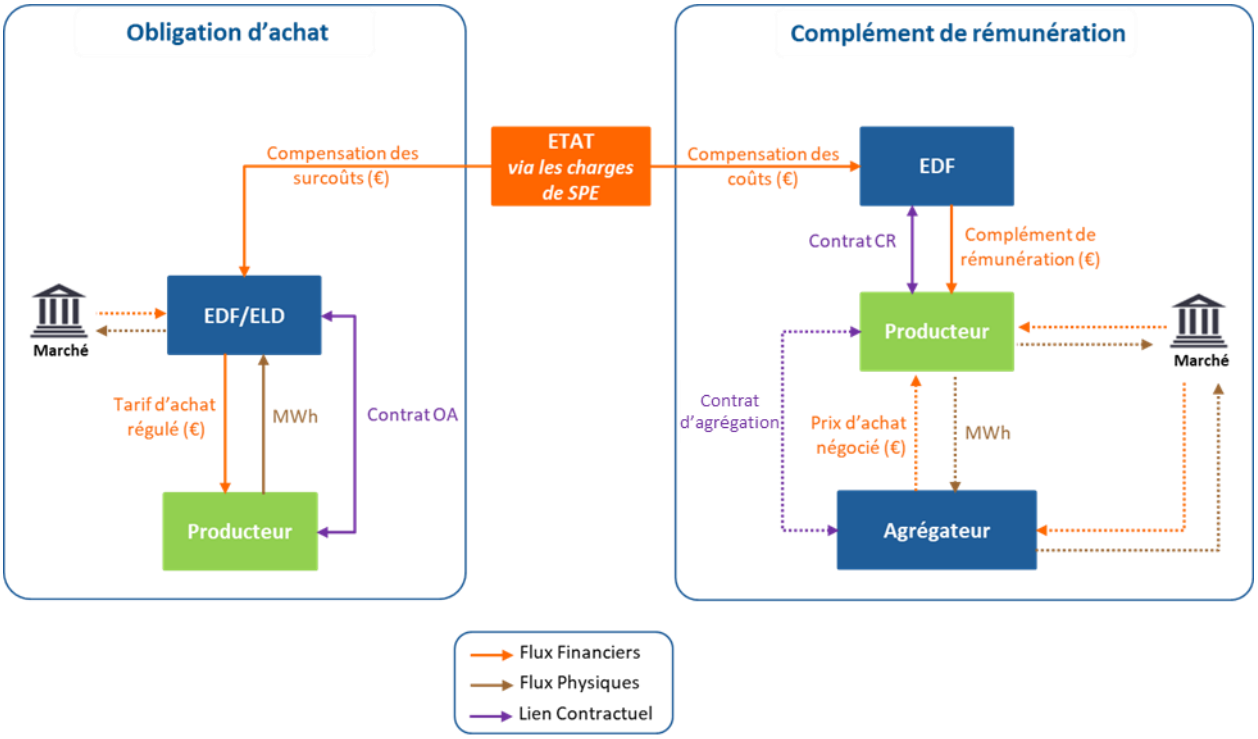


Fig. 3 : Comparaison des flux financiers pour les mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération

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	
Forme du soutien	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Obligation d'achat	Complément de rémunération
Eolien en mer				Tous les projets
Eolien terrestre		Parcs avec moins de 6 éoliennes d'une puissance nominale ≤ 3 MW et (i) à caractère citoyen ou (ii) contraints en hauteur		Tous les autres projets
PV au sol				> 500 kWc (avec un maximum fixé à 30 MW pour certains types de terrains)
PV sur bâtiments	≤ 500 kWc			> 500 kWc
Autoconsommation	≤ 100 kWc (PV uniquement)			500 kWc – 10 MWc
Biogaz	< 500 kW			
Petite hydroélectricité	< 500 kW	500 kW – < 1 MW		1 MW – 4,5 MW
Biomasse[45]				
UIOM[46]				
Géothermie[47]				
Biométhane injecté	≤ 25 GWh PCS			

Fig. 4 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutien aux nouvelles installations EnR électriques et gaz

[45] 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.
[46] Il n'existe désormais plus de soutien à la filière d'incinération d'ordures ménagères.
[47] Le soutien à la filière géothermie a été abrogé par un arrêté du 11 mai 2021.

ANNEXE 3 – Précisions sur le calcul des 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.

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

Fig. 5 : 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 (CC''_{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 ($FGCDC_{N+1}$) ;
- 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 ($FEnchèresGO_{N+1}$).

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

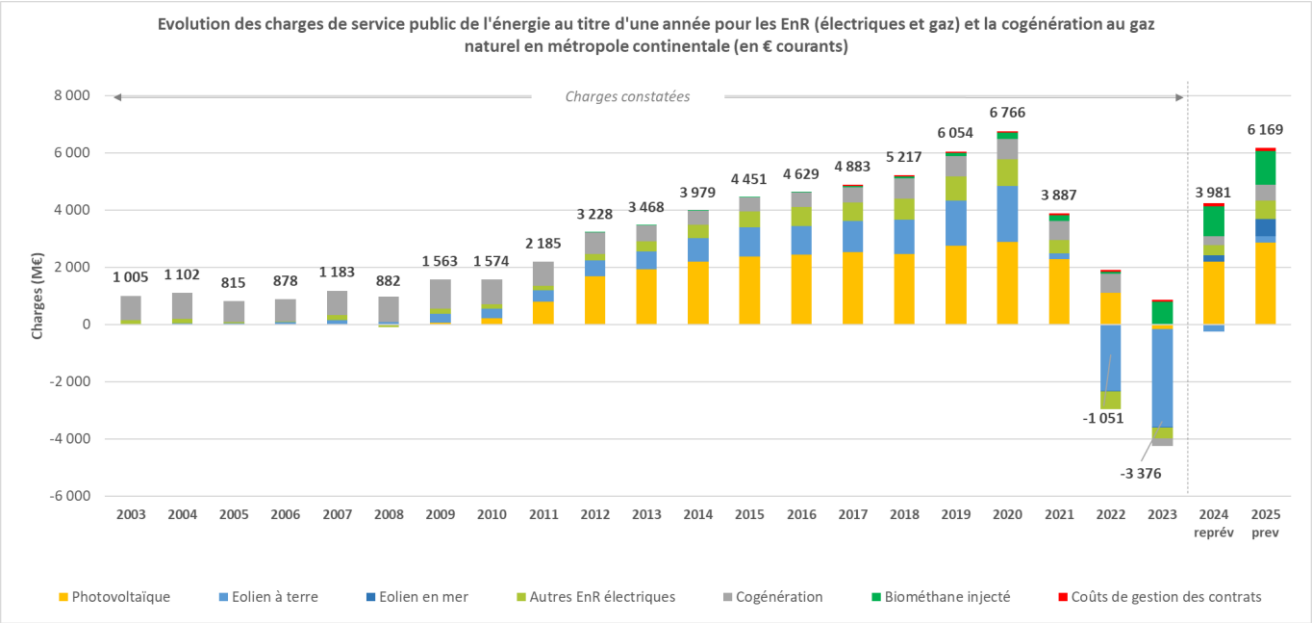


Fig. 6 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année issue de la délibération du 11 juillet 2024

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'en 2022 et 2023, le total des charges est négatif avec certaines filières renouvelables – en particulier l'éolien terrestre – qui contribuent positivement au budget de l'Etat ;
- A partir de 2024, le total des charges devient à nouveau positif avec la baisse des prix observée sur les marchés de gros.

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 2023[48], le coût évité par ces contrats, c'est-à-dire la valorisation qui peut être

[48] 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

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 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).

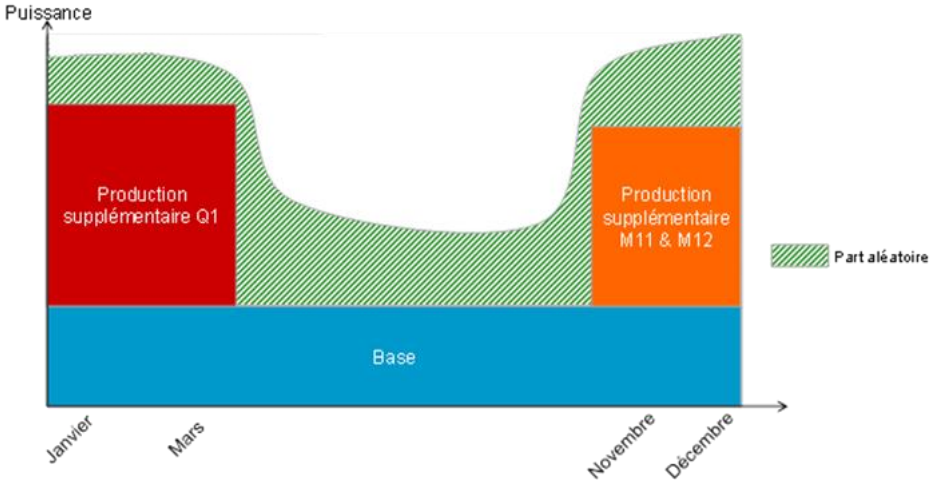


Fig. 7 : Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité (source CRE)