

DÉLIBÉRATION N°2025-180

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie (CSPE) à compenser pour l'année suivante. La présente délibération évalue ainsi les charges à compenser en 2026.

En outre, en application du III de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, la CRE procède, dans le cadre de la présente délibération, à la réévaluation des charges à compenser par le budget de l'Etat pour l'année en cours, pour les opérateurs en France hexagonale ainsi que dans les collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy¹.

Dans le cadre du présent exercice, la CRE a pris en compte l'article 20 de la loi de finances pour 2025² qui a modifié les modalités de compensation des charges de service public de l'énergie dans les zones non interconnectées au réseau hexagonal (ZNI), hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy. Ces charges ne sont plus inscrites au budget de l'Etat, mais intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité. Dans un souci de lisibilité et de comparabilité avec les années antérieures, la CRE a cependant fait le choix de conserver une présentation globale de ces charges et de maintenir la même séparation entre les deux actions, Transition énergétique et Mécanismes de solidarité. Seuls les tableaux **Tableau 9** et **Tableau 11** présentent une séparation entre les charges liées aux zones non-interconnectées inscrites au budget de l'Etat, et celles compensées par une part de l'accise.

Le corps de la délibération comprend ainsi :

- l'évaluation des charges constatées au titre de 2024 ;
- la mise à jour de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2025 ;
- l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2026 ; et
- le bilan des charges à compenser en 2025 et 2026 aux opérateurs (charges « pour 2025 et 2026 »).

¹ Le III de l'article R. 121-31 a été introduit par l'article 8 du décret n° 2025-577 du 25 juin 2025 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'évaluation et aux modalités de compensation et de recouvrement des charges de service public de l'énergie et mettant en œuvre la réforme du financement de la péréquation tarifaire dans les zones non-interconnectées. Cet article dispose que « [d]ans le cadre de l'évaluation réalisée au titre du II avant le 15 juillet de chaque année, la Commission de régulation de l'énergie réévalue le montant des charges établies précédemment pour l'année en cours, à l'exception des charges supportées par un opérateur électrique chargé d'une mission de service public dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 121-6. »

² L'article 20 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 prévoit qu'une majoration de l'accise sur les énergies de chauffage (charbon, fioul, GPL, gaz naturel) et sur l'électricité couvre les charges de service public de l'énergie supportées par les opérateurs électriques chargés d'une mission de service public dans les ZNI (EDF SEI, EDM, EEWf), sauf pour les territoires de Saint Martin et Saint Barthélemy.

Le cadre juridique en vigueur est rappelé s'agissant de la définition des charges de service public de l'énergie (articles R. 121-25 et suivants du code de l'énergie) ainsi que des modalités de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie réalisée par la CRE (articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie).

La délibération comporte par ailleurs huit annexes qui :

- précisent le détail des charges retenues au titre des différentes années ;
- détaillent la méthodologie d'évaluation appliquée ; et
- comportent des analyses sur l'évolution des charges.

A des fins de précisions, dans la suite de la délibération, les montants « au titre de l'année X » sont les charges dont le fait générateur est rattaché à l'année X, les montants « pour l'année Y » ou « à compenser en année Y » sont les charges dont la compensation effective aux opérateurs (généralement un paiement) est effectuée durant l'année Y.

Synthèse

Evaluation des charges à compenser en 2026 et réévaluation des charges à compenser en 2025, objets principaux de la présente délibération

Niveau des charges à compenser

Par la présente délibération, la CRE procède à l'évaluation annuelle des charges à compenser en 2026, qui s'élèvent à 12,94 Mds€. Elles sont principalement fondées sur les charges prévisionnelles au titre de 2026, à hauteur de 12,96 Mds€. Elles intègrent également les régularisations de charges au titre de 2024 et de 2025 s'agissant des opérateurs en zones non-interconnectées³, le recouvrement par EDF de montants au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2024, les régularisations sur les années antérieures à 2024 (reliquats), les frais financiers et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de EEX⁴.

Tableau 1 : Evaluation des charges à compenser en 2026

		Evaluation en juillet 2025
Charges hors boucliers tarifaires et amortisseur (M€)	Charges au titre de 2026	12 960,3
	Régularisation 2025 (ZNI)	283,2
	Régularisation 2024 (ZNI)	51,6
	Reliquats antérieurs 2024	-254,0
	Complément de prix ARENH	-110,3
	Frais financiers 2024	0,7
	TOTAL	12 931,5
Charges boucliers tarifaires et amortisseur (M€)	Reliquats antérieurs à 2024	36,5
	Frais financiers 2024	-29,4
	TOTAL	7,1
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et EEX		0,7
TOTAL des charges à compenser en 2026⁵		12 939,4

³ Pour ces opérateurs (hors Saint Martin et Saint-Barthélemy), les charges à compenser en 2025 ne sont pas réévaluées dans le cadre de cette délibération. Ces régularisations ne sont donc pas intégrées aux charges à compenser en 2025, comme pour les opérateurs en France hexagonale ainsi qu'à Saint-Martin et Saint-Barthélemy, mais sont intégrées aux charges à compenser en 2026.

⁴ Les montants correspondants sont détaillés dans l'annexe 6. L'entreprise EEX est compensée des charges dues à l'enregistrement des installations de production sur le compte de l'État, l'émission des garanties d'origine et leur mise aux enchères.

⁵ Dont 9 689,2 M€ inscrits au budget de l'Etat et 3 250,2 M€ compensés par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité.

La CRE réalise également une **réévaluation des charges à compenser en 2025**, qui s'établissent à **10,9 Mds€**. Cette réévaluation est fondée principalement, pour les opérateurs en France hexagonale ainsi que dans les collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy⁶, sur :

- les charges prévisionnelles au titre de 2025, dont la prévision est mise à jour ;
- la régularisation des charges au titre de 2024 (avec la prise en compte du calcul des charges constatées au titre de 2024).

Les charges à compenser en 2025 intègrent aussi les écarts de recouvrement constatés en 2024 (notamment le recouvrement par EDF de montants au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2023), ainsi que les régularisations sur les années antérieures à 2023 (reliquats)⁷, les frais financiers⁷ et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de EEX⁸.

Le 11 juillet 2024⁹, la CRE avait procédé à une première évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025 : elles s'élevaient alors à 8,9 Mds€. Par la délibération du 5 décembre 2024¹⁰. Cette évaluation a été modifiée uniquement pour les opérateurs supportant des charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, et a abouti à une augmentation de 0,01 Md€ les charges à compenser en 2025.

Tableau 2 : Evaluation des charges à compenser en 2025

		1ère évaluation en 2024	Réévaluation en juillet 2025
Charges hors boucliers tarifaires et amortisseur	Charges au titre de 2025	9 526,0	11 349,3
	Régularisation 2024		376,2
	Reliquats antérieurs à 2023	-21,2	-21,2
	Complément de prix ARENH	-555,6	-554,8
	Défaut de recouvrement 2024		0,2
	Frais financiers 2023	-74,2	-74,2
	TOTAL	8 875,1	11 075,5
Charges boucliers tarifaires et amortisseur	Charges au titre de 2025		0,0
	Régularisation 2024		-207,2
	Reliquats antérieurs à 2023	52,5	52,5
	Défaut de recouvrement 2024		-17,7
	Frais financiers 2023	3,8	3,8
	TOTAL	56,2	-168,6
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et EEX		0,1	0,6
TOTAL des charges à compenser en 2025¹¹		8 931,4	10 907,5

⁶ Pour les opérateurs en zones non-interconnectées (hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy), les charges à compenser en 2025 ne sont pas réévaluées dans le cadre de cette délibération. Ces régularisations ne sont donc pas intégrées aux charges à compenser en 2025, comme pour les opérateurs en France hexagonale, mais sont intégrées aux charges à compenser en 2026.

⁷ Inchangés par rapport à la délibération n°2024-139 du 11 juillet 2024.

⁸ Les montants correspondants sont détaillés dans l'annexe 6. L'entreprise EEX est compensée des charges dues à l'enregistrement des installations de production sur le compte de l'État, l'émission des garanties d'origine et leur mise aux enchères.

⁹ 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.

¹⁰ Délibération de la CRE n°2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

¹¹ Dont 9 705,1 M€ inscrits au budget de l'Etat et 1 202,4 M€ compensés par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité.

(1) En application du décret n° 2025-577 du 25 juin 2025, les charges à compenser en 2025 ne prennent pas en compte une mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 s'agissant des opérateurs en zones non-interconnectées (à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy), mais reprennent les prévisions initiales de la délibération du 11 juillet 2024 (cf. annexe 1 de la délibération du 11 juillet 2024).

Dynamique d'évolution du niveau des charges à compenser en 2025 par rapport à la première évaluation réalisée en 2024, ainsi qu'entre 2025 et 2026

Nouvelle prévision 2025

L'augmentation des charges à compenser en 2025, par rapport à la première évaluation, est largement portée par une baisse des prix de marché plus importante qu'estimée dans le cadre de la première évaluation réalisée par la CRE en 2024, sur la base des cotations de prix à terme observables. L'effet de l'augmentation des prévisions de volumes soutenus et des tarifs d'achat ou de référence est moindre.

Du fait de cette baisse, les charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale au titre de 2025 (6,9 Mds€) reviennent *in fine* à un niveau de l'ordre de celui constaté au titre de 2020 avant la crise (6,4 Mds), avec un volume soutenu en progression entre 2020 (72 TWh) et 2025 (81 TWh).

Prévision 2026

Les charges à compenser en 2026 sont estimées à un niveau plus élevé de 2,0 Mds€ par rapport à la nouvelle estimation des charges à compenser en 2025. Cette évolution est portée par deux facteurs principaux :

- la hausse des volumes soutenus notamment s'agissant des charges de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel qui augmentent de 9 TWh en un an au titre de 2026 par rapport à 2025 en France métropolitaine ;
- une hypothèse de prix de marché durablement bas et une grande volatilité des prix de marché selon les moments de la journée qui, par différentiel entre le tarif de soutien et la valorisation de l'énergie vendue sur les marchés, induisent un coût de soutien supérieur au titre de 2026 par rapport à 2025.

Evolution des charges de service public de l'énergie au titre des années 2024, 2025 et 2026

Le tableau ci-dessous présente, par action¹², les charges au titre des années 2023 à 2026.

Tableau 3 : Tableau récapitulatif des charges par action au titre des années 2023 à 2026

		Charges constatées au titre de 2023	Charges constatées au titre de 2024	Mise à jour de la prévision au titre de 2025	Charges prévisionnelles au titre de 2026
en M€					
1. Soutien ENR électriques en métropole	1. Eolien terrestre	-3 422,6	-68,9	929,6	1 300,1
	2. Eolien en mer	-36,4	227,7	586,5	921,7
	3. Photovoltaïque	-156,1	2 408,5	3 785,6	4 388,6
	4. Bio-énergies	0,8	394,0	754,1	848,6
	5. Autres énergies	-380,5	-61,0	146,4	205,2
	TOTAL	-3 994,9	2 900,3	6 202,3	7 664,2
2. Injection biométhane		787,6	1 029,3	1 128,9	1 326,3
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	846,4	1 211,9	1 666,5	1 805,0
	2. Mécanismes de solidarité	1 582,8	1 258,3	1 634,7	1 211,3
	TOTAL	2 429,2	2 470,2	3 301,2	3 016,2
4. Cogénération et autres moyens thermiques		-252,3	354,9	717,7	649,3
5. Effacement		14,4	189,0	132,4	148,8
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	26,1	28,5	29,7	30,9
	2. Afficheur déporté	4,1	1,4	2,4	2,4
	3. Autres	7,3	3,1	5,0	3,5
	TOTAL	37,5	33,0	37,0	36,8
7. Frais divers	1. Frais de gestion	85,0	97,6	113,0	118,6
Sous total hors BT et amo.		-893,5	7 074,3	11 632,6	12 960,3
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	20 252,5	149,2	0,0	0,0
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	1 335,6	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	21 588,1	149,2	0,0	0,0
TOTAL		20 694,6	7 223,5	11 632,6	12 960,3

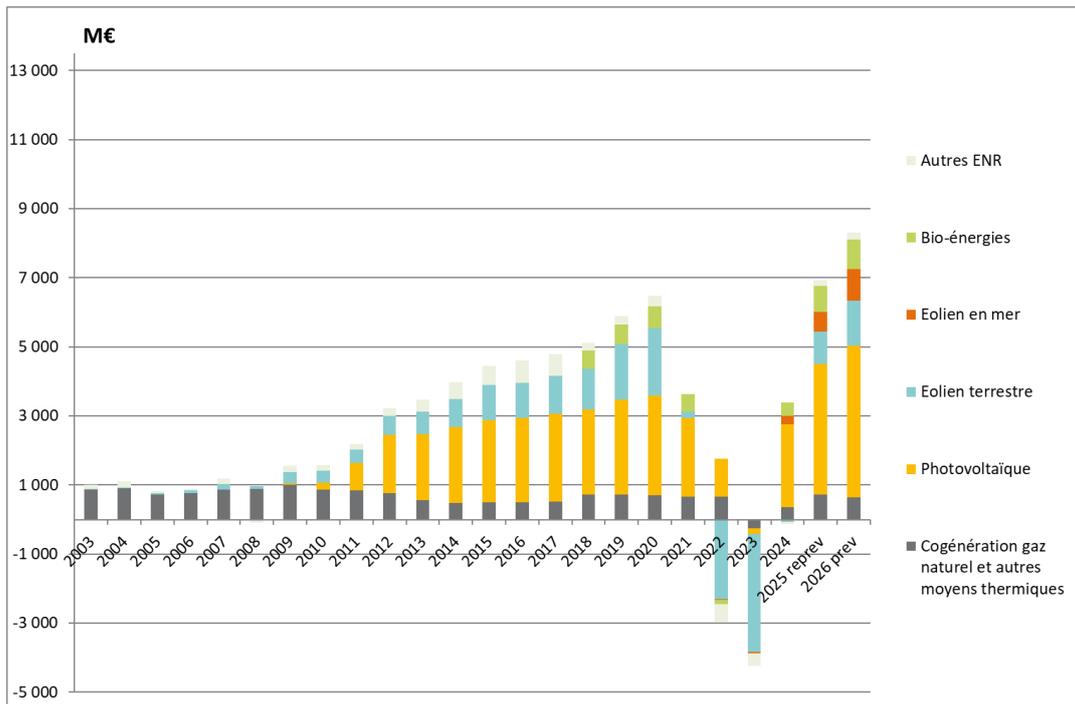
¹² Comme indiqué en introduction (p.1), dans un souci de lisibilité et de comparabilité avec les années antérieures, la CRE maintient la séparation en deux actions des charges liées aux zones non-interconnectées, bien qu'une partie de ces dernières soient débudgétisées à partir du 1^{er} août 2025.

Charges liées au soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières ainsi qu'à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques depuis 2003. Les évolutions récentes sont détaillées ci-après.

Energies renouvelables électriques, cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques

Figure 1 : Evolution des charges de service public au titre d'une année - Soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques



Un retour au niveau pré-crise du niveau des charges à partir de 2025

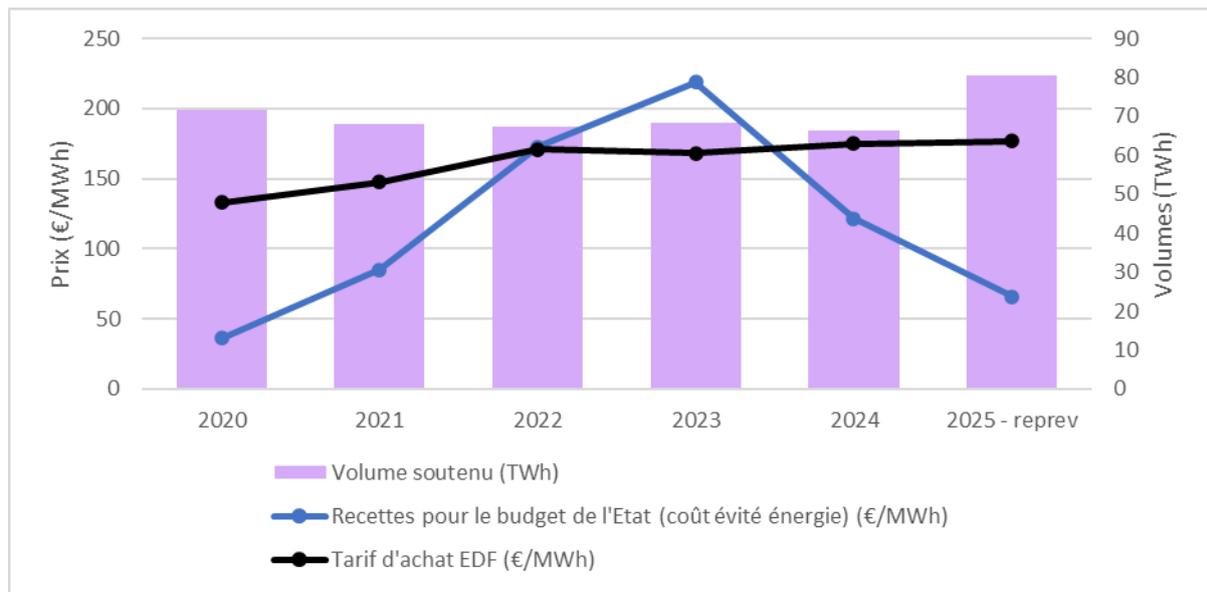
Les charges au titre de l'année 2025 reviennent à des niveaux comparables à ceux observés avant la crise des prix de gros de l'énergie, avec un montant de 6,9 Mds€ contre 6,4 Mds€ au titre de 2020.

Entre 2021 et 2024, de fortes variations du niveau des charges liées au soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel au titre des différentes années sous-jacentes ont cependant été constatées, en raison principalement des évolutions très fortes des prix de gros de l'électricité et du gaz :

- les énergies renouvelables électriques ont contribué au budget de l'Etat et joué un rôle d'amortisseur pendant la crise des prix de gros de l'énergie. Ainsi, les énergies renouvelables électriques soutenues par un contrat d'achat ou de complément de rémunération ont apporté 5,5 Mds€ de recettes au titre des années 2022 et 2023 ;

- à partir de 2024, on observe un retour à la tendance normale s'agissant de la dynamique d'évolution des charges, en lien avec la baisse des prix de marché. Ce retour à la normale est progressif, du fait de la valorisation à terme d'une partie de la production sous obligation d'achat ; ces ventes à terme, pour certaines réalisées plusieurs années à l'avance pendant la crise des prix de gros, ont permis d'amortir la baisse du coût évité et donc la hausse du soutien public.

Figure 2 : Evolution des principaux facteurs explicatifs du soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques depuis 2020



	2020	2025
Charges (M€)	6 437	6 920
Volume (TWh)	72	81
Charges (€/MWh)	89,74	85,62

Le retour à des niveaux de charges comparables au titre de 2025 par rapport à 2020 s'explique ainsi par :

- une légère baisse des charges unitaires de 89,74 €/MWh à 85,62 €/MWh, qui s'explique par la hausse du volume soutenu en complément de rémunération à des niveaux de tarifs unitaires plus bas ;
- une hausse globale du volume soutenu, de 72 TWh à 81 TWh.

Ainsi, l'effet sur les charges totales de la hausse cumulée du volume soutenu entre 2020 et 2025 n'a pas été totalement compensé par la baisse des charges unitaires.

Il est également important de noter que le niveau des charges unitaires intègre également les niveaux de soutien des contrats photovoltaïques pré-moratoire de 2010 dont le tarif d'achat est particulièrement élevé. Celui-ci concourt aux charges observées de près de 2 Mds € par an au titre de 2025 et 2026 (au périmètre d'EDF Obligation d'Achat, qui représente la majorité des charges). La majorité de la puissance contractualisée sur ces contrats devrait arriver à échéance avant 2033, avec un début de décroissance dès 2029.

Augmentation des charges au titre de 2026 par rapport à 2025, du fait d'une prévision d'augmentation des volumes soutenus et de la poursuite de la baisse des prix

Au titre de 2026, les charges sont estimées en progression de 2,4 Mds€ par rapport à la dernière estimation effectuée en 2025. Le principal facteur explicatif est l'augmentation du volume soutenu de 81 TWh à 90 TWh, en lien avec le développement des énergies renouvelables en France dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 dite « PPE2 ». Le second facteur explicatif est l'effet de la poursuite de la baisse des prix de gros de l'électricité (les recettes pour l'Etat moyennes diminuant de 65,74 €/MWh en 2025 à 50,88 €/MWh en 2026). Les coûts d'achat demeurant, eux, relativement stables, les charges unitaires augmentent entre 2025 et 2026, de 85,62 €/MWh à 92,42 €/MWh.

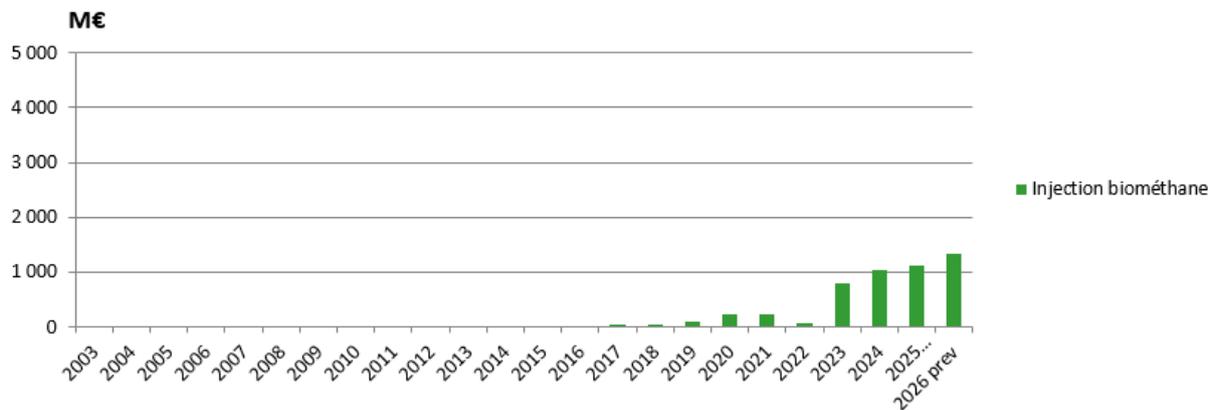
Des travaux menés par la CRE pour stabiliser voire augmenter les recettes pour l'Etat issues de la valorisation de la production des installations soutenues sur les marchés de gros

L'évolution des prix captés observée depuis 2024 présente avant tout un enjeu de prévisibilité pour les finances de l'Etat. La volatilité de ces prix captés rend en effet la prévision de la part aléatoire (c'est-à-dire la part des volumes soutenus valorisée sur les marchés de court terme) plus difficile : il apparait à cet effet pertinent de réduire cette part aléatoire afin d'assurer une meilleure prévisibilité des charges de service public. Des travaux sont menés en ce sens par la CRE présentés dans la partie 0.

Par ailleurs, les écarts de prix très importants observés au sein d'une journée constituent un signal auquel les acteurs de marchés doivent pouvoir répondre : la CRE a formulé récemment plusieurs recommandations pour que l'ensemble des acteurs du système réponde à la mesure de leurs capacités à ces signaux. La mise en œuvre de ces recommandations devrait permettre de stabiliser voire d'améliorer la part du prix spot capté par les filières et notamment par la filière solaire.

Injection de biométhane

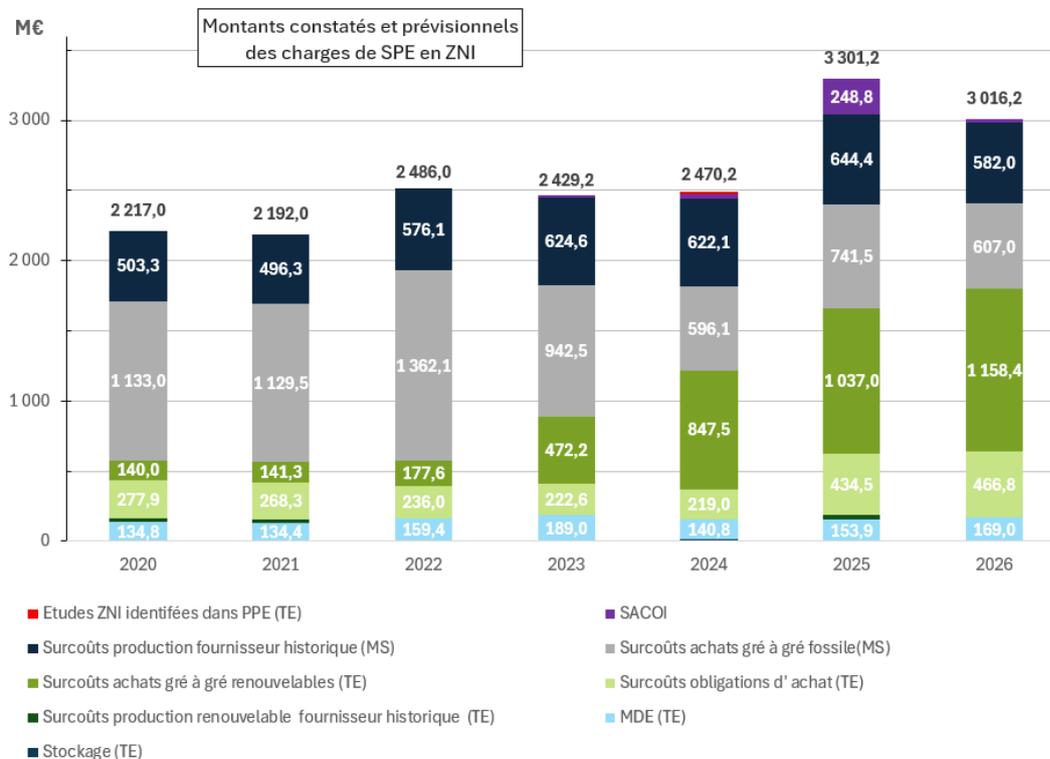
Figure 3 : Evolution des charges de service public au titre d'une année - Soutien au biométhane injecté



S'agissant du soutien au biométhane injecté, les charges constatées représentent une dépense de 1,0 Md€ au titre de 2024, supérieure aux 0,8 Md€ de charges constatées au titre de 2023, en raison du développement de la filière (+ 26 % de volumes achetés) et de la baisse des prix de gros du gaz (- 13% en moyenne). Les charges continuent d'augmenter au titre de 2025 puis de 2026 (+ 0,1 Md€, puis + 0,2 Md€), majoritairement du fait de l'augmentation des volumes soutenus (+ 2,0 TWh entre 2024 et 2025 et + 1,5 TWh entre 2025 et 2026).

Charges liées au soutien en zones non interconnectées (dont Saint-Martin et Saint-Barthélemy)

Figure 4 : Evolution des charges de service public au titre d'une année : charges liées au soutien en zones non interconnectées



Au titre de 2024, les charges dans les ZNI sont en légère hausse (+ 31,4 M€, soit + 1 %) par rapport à 2023. La hausse s'explique principalement par l'augmentation des surcoûts d'achat en gré à gré (+ 28,9 M€ au total pour les énergies renouvelables et fossiles), sous l'effet d'une croissance des volumes produits à la biomasse solide (+ 46 %) et à la biomasse liquide (+ 138 %), se substituant, avec un coût plus élevé, aux combustibles fossiles après les conversions à la bioénergie des actifs thermiques fossiles à La Réunion. Elle est en partie compensée par une hausse des recettes tarifaires, s'expliquant par l'effet « année pleine » des hausses des TRVE intervenues en 2023.

Au titre de 2025, les charges prévisionnelles de service public de l'énergie augmentent fortement par rapport à 2024 (+ 831,0 M€, soit +34 %). Cette hausse s'explique tout d'abord par les coûts du projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI entre la Corse et l'Italie, qui augmentent de + 208,7 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025. A cet effet s'ajoute une augmentation des coûts de production et d'achat (+ 131,9 M€), qui se concentre particulièrement sur La Réunion (+ 95,5 M€) avec une hausse de la production renouvelable achetée (+ 16 %), notamment à partir de biomasse pour pallier l'avarie de Rivière de l'Est à la suite du passage du cyclone Garance et répondre à la hausse de la consommation (+ 4 %). L'augmentation des coûts de production et d'achat est également liée, sur l'ensemble des territoires, au développement du photovoltaïque en autoconsommation pour lequel le versement ponctuel de la prime induit une compensation concentrée sur une année, sachant que l'autoconsommation aura ultérieurement un effet baissier sur les CSPE. Enfin, la baisse des recettes tarifaires en lien avec la baisse des TRVE HT en février 2025 (- 23 % en moyenne par rapport à février 2024) induit une augmentation mécanique des surcoûts de production et d'achat de + 492,0 M€.

Au titre de 2026, les charges de service public de l'énergie baissent de - 285,0 M€ (- 9 %) par rapport à 2025 en lien avec la baisse des dépenses ponctuelles pour la construction de la nouvelle liaison SACOI 3 entre la Corse et l'Italie (- 227 M€). La résultante des autres briques est relativement stable, à environ 3 Mds€. Un transfert intervient entre les achats comptabilisés en « mécanisme de solidarité » et en « transition énergétique », en lien avec les conversions à la biomasse solide des centrales fonctionnant historiquement au charbon en Guadeloupe, qui devraient s'achever au second semestre 2025.

Charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs)

Au titre de 2024, les charges liées aux amortisseurs sont évaluées à 149,2 M€. Une évaluation définitive de ce montant sera faite en décembre 2025 sur la base du guichet du 30 septembre 2025. Ce montant est en baisse de - 207,2 M€ par rapport à la prévision des charges au titre de 2024 effectuée dans la délibération du 11 juillet 2024, qui s'élevait à 356,4 M€, principalement dû à la baisse des volumes éligibles.

S'agissant des années 2025 et 2026, aucun dispositif n'a été mis en œuvre au titre de ces années : il n'en résulte donc aucune charge au titre des années 2025 et 2026.

SOMMAIRE

Synthèse	3
1. Cadre juridique	13
1.1. Périmètre des charges de service public de l'énergie	13
1.2. Une évaluation des charges de service public de l'énergie comportant désormais une réévaluation des charges à compenser lors de l'année en cours	15
1.3. Modalités du calcul des charges à compenser durant une année N	16
2. Charges de service public de l'énergie hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) au titre de 2024, 2025 et 2026	19
2.1. Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024	19
2.2. Mise à jour de la prévision de charges de service public de l'énergie au titre de 2025	21
2.3. Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2026	22
3. Charges de service public de l'énergie liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs au titre de 2021, 2022, 2023 et 2024	24
3.1. Reliquats au titre de 2023 et des années antérieures	24
3.2. Charges au titre de 2024	24
4. Réévaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2025	25
5. Evaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2026	29
6. Analyses de la CRE	32
6.1. Volatilité des charges de service public de l'énergie en France hexagonale continentale en fonction de l'évolution du coût évité	32
6.2. Analyses et recommandations relatives à la filière du biométhane injecté en France hexagonale continentale	36

1. Cadre juridique

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

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent, dans le cadre de leurs missions, à supporter des charges compensées par l'État ou à reverser des montants à l'État.

Les charges de service public de l'électricité, définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 du code de l'énergie, sont supportées par Électricité de France (EDF), Électricité de Mayotte (EDM), Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), les entreprises locales de distribution (ELD), les autres fournisseurs d'électricité, RTE et les organismes agréés¹³. Elles correspondent :

- aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel relevant de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération conclus en application d'un arrêté tarifaire ou à l'issue d'un appel d'offres – y compris les coûts de gestion ;
- aux surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI), aux surcoûts liés aux projets de maîtrise de la demande de l'électricité ou de stockage dans ces territoires, ainsi qu'aux coûts d'études et de développement d'un projet d'approvisionnement d'intérêt public, mentionnés respectivement au e) et au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts résultant des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation/des flexibilités décarbonées ;
- aux coûts liés aux dispositifs sociaux (réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité – fonds de solidarité pour le logement (FSL), mise à disposition des données de consommation, tarif de première nécessité) ; et
- aux pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité du fait des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs.

Les charges de service public en gaz, définies à l'article L. 121-36 du code de l'énergie, sont supportées par les fournisseurs de gaz naturel. Elles correspondent :

- aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien au biométhane injecté ;
- aux coûts liés aux dispositifs sociaux (réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, mise à disposition des données de consommation, tarif spécial de solidarité) ; et
- aux pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel du fait des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs.

Les différents surcoûts susmentionnés peuvent être positifs ou négatifs.

Les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité ou de gaz du fait des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) sont également compensées par l'État en tant que charges de service public en application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022¹⁴, de l'article 181 de la loi de finances pour 2023¹⁵, et de l'article 225 de la loi de finances pour 2024¹⁶.

Au total, 208 opérateurs présentent des charges (électricité et/ou gaz) à compenser en 2025 et 205 en 2026.

¹³ Mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie.

¹⁴ LOI n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

¹⁵ LOI n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

¹⁶ LOI n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

Depuis le 1^{er} janvier 2021, en application de l'article 89 de la loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été supprimé et toutes les charges de service public de l'énergie sont inscrites au sein d'un programme budgétaire dédié du budget général de l'Etat (programme 345). Ce programme budgétaire, décomposé en actions et sous-actions, apporte une lisibilité des dépenses de l'État permettant de financer les différents objectifs de politique énergétique regroupés dans les charges de service public de l'énergie. Le Tableau 4 présente cette décomposition, utilisée également par la CRE pour ventiler les charges de service public de l'énergie et les exposer dans la présente délibération et ses annexes¹⁷.

À partir du 1^{er} août 2025, en application de l'article 20 de la loi de finances pour 2025¹⁸, les charges des opérateurs en zones non interconnectées, à l'exception des opérateurs des collectivités territoriales de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, ne sont plus inscrites au budget de l'Etat mais compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité. S'agissant des charges à compenser en 2025 (Tableau 9), 7/12^{ème} des charges d'EDF SEI et 8/12^{ème} des charges des autres opérateurs concernés sont incluses dans les charges inscrites au budget général de l'État, et le reste est inclus dans les charges compensées par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité. Dans un souci de lisibilité et de comparabilité avec les années antérieures, la CRE a cependant fait le choix de conserver une présentation globale des charges, décomposées comme dans le Tableau 4. Seuls les Tableau 9 et Tableau 11 présentent une séparation entre les charges liées aux zones non-interconnectées inscrites au budget et celles compensées par une part de l'accise.

¹⁷ L'action « Soutien hydrogène » n'apparaît pas dans la décomposition ci-dessous dans la mesure où le code de l'énergie ne prévoit pas une évaluation des charges pour le soutien à l'hydrogène par la CRE.

¹⁸ Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

Tableau 4 : Nomenclature du programme budgétaire dédié (programme 345) aux charges de service public de l'énergie

Actions	Sous-actions
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques en France hexagonale continentale	1. Éolien terrestre
	2. Éolien en mer
	3. Photovoltaïque
	4. Bio-énergies (<i>dont biogaz et bois-énergie</i>)
	5. Autres énergies (<i>dont petite hydraulique, incinération d'ordures ménagères et géothermie</i>)
2. Soutien à l'injection de biométhane	
3. Soutien dans les zones non interconnectées	1. Soutien à la transition énergétique dans les ZNI
	2. Mécanismes de solidarité avec les ZNI
4. Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	
5. Soutien aux effacements de consommation	
6. Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique	1. Compensation des versements au fonds de solidarité logement
	2. Dispositif de mise à disposition des données de consommation d'énergie
	3. Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique
7. Frais divers	1. Frais financiers et de gestion des contrats (dont défauts de recouvrement)
	2. Frais d'intermédiation (frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et frais de EEX pour la mise aux enchères des garanties d'origine)
	3. Complément de prix lié à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ¹⁹
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz

1.2. Une évaluation des charges de service public de l'énergie comportant désormais une réévaluation des charges à compenser lors de l'année en cours

1.2.1. Première évaluation des charges de service public de l'énergie en année N pour l'année N+1

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la CRE est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie.

¹⁹ L'article L. 336-5 du code de l'énergie prévoit qu'une partie des compléments de prix ARENH recouverts par EDF soit déduite de la compensation devant être versée à EDF au titre des charges de service public de l'énergie.

Les montants du complément de prix ARENH sur l'année 2022 ont été définis dans les délibérations de la CRE du 30 juin 2023 et du 20 juillet 2023. Le montant recouvré à ce titre par EDF en 2023 est intégré au calcul des charges à compenser pour 2024. Dans sa délibération n°2024-125 du 26 juin 2024 portant décision sur le calcul du complément de prix ARENH sur l'année 2023, la CRE a notifié le montant devant être recouvré à ce titre par EDF en 2024, il est intégré au calcul des charges à compenser pour 2025. Pour plus de précisions, voir l'annexe 5 de la présente délibération.

Les articles R. 121-25 et suivants du code de l'énergie précisent la définition des charges de service public de l'énergie. Les articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie définissent les modalités d'évaluation des charges de service public de l'énergie par la CRE.

Le I de l'article R. 121-30 du code de l'énergie précise les dates avant lesquelles les opérateurs supportant des charges de service public doivent adresser leurs déclarations à la CRE, soit le 31 mars pour les charges constatées au titre de l'année écoulée et le 30 avril pour 1) la mise à jour des prévisions de charges au titre de l'année en cours et 2) les prévisions de charges au titre de l'année à venir.

L'article R. 121-31 du code de l'énergie prévoit que la CRE adresse une évaluation annuelle du montant des charges de service public de l'énergie au ministre chargé de l'énergie avant le 15 juillet de chaque année.

L'article R. 121-32 du code de l'énergie prévoit que la CRE notifie avant le 31 décembre à chaque opérateur ayant fait une déclaration le montant prévisionnel des charges imputables aux missions de service public de l'énergie qu'elle retient pour l'année suivante.

1.2.2. Réévaluation des charges de service public de l'énergie en année N pour l'année N

Les lois de finances pour 2023 et pour 2024 prévoyaient la possibilité pour la CRE de réévaluer les charges à compenser durant l'année en cours. La CRE avait eu recours à cette faculté lors des exercices annuels de calcul des charges effectués en 2023 et 2024. L'Etat a *in fine* compensé les opérateurs sur la base de ces réévaluations pour les années 2023 et 2024.

L'article 8 du décret du 25 juin 2025 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie²⁰ pérennise cette réévaluation : « *Dans le cadre de l'évaluation réalisée au titre du II avant le 15 juillet de chaque année, la Commission de régulation de l'énergie réévalue le montant des charges établies précédemment pour l'année en cours à l'exception des charges supportées par un opérateur électrique chargé d'une mission de service public dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 121-6.* »

La CRE réévalue ainsi désormais chaque année les charges à compenser durant l'année en cours, concomitamment à l'évaluation des charges à compenser l'année suivante, pour tous les opérateurs supportant des charges en France hexagonale, ainsi que pour les opérateurs des collectivités territoriales de Saint Martin et de Saint-Barthélemy.

S'agissant des autres opérateurs dans les zones non interconnectées, les charges à compenser en 2025 ne sont pas réévaluées et restent donc égales à la première évaluation faite par la CRE dans le cadre de l'exercice annuel de calcul mené en juillet 2024.

Conformément aux articles R. 121-31 et R. 121-32 du code de l'énergie, la CRE transmet au ministre chargé de l'énergie sa réévaluation des charges à compenser pour l'année en cours. Elle notifie également à chaque opérateur la réévaluation des charges retenues à compenser pour l'année en cours.

1.3. Modalités du calcul des charges à compenser durant une année N

1.3.1. Dispositions du code de l'énergie

En application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, lors de l'évaluation annuelle des charges réalisée par la CRE en année N, le montant des charges de service public de l'énergie à compenser aux opérateurs au cours de l'année suivante N+1 correspond :

- au montant prévisionnel des charges au titre de l'année N+1 (annexe 1) ;

²⁰ Décret n° 2025-577 du 25 juin 2025 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'évaluation et aux modalités de compensation et de recouvrement des charges de service public de l'énergie et mettant en œuvre la réforme de financement de la péréquation tarifaire dans les zones non-interconnectées.

- 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 (annexe 2) et les charges prévisionnelles intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année N²¹ ;
 - l'écart entre les charges à compenser pour l'année N notifiées aux opérateurs et la prévision de recouvrement au cours de l'année N (annexe 5)²² ;
- 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 (annexe 3) et les charges prévisionnelles intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année N²³ ;
 - l'écart entre les charges à compenser pour l'année N-1 notifiées aux opérateurs et les compensations recouvrées au cours de l'année N-1 (annexe 5)²⁴ ;
- augmenté ou diminué des charges nouvellement constatées au titre des années antérieures. Les opérateurs peuvent ainsi 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 (annexe 4) ;
- réduit d'une part, fixée à 75 %²⁵ par arrêté du ministre chargé de l'énergie²⁶, de la valeur financière plancher déterminée par la CRE ou de la valeur financière effective qui ne peut être inférieure à cette valeur plancher des garanties d'origine « biométhane » délivrées pour les contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020²⁷ ;
- réduit du montant de la valorisation financière des garanties de capacité, en application de l'article L. 121-24 du code de l'énergie²⁸ ;
- 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 (annexe 6) ;
- 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 comprenant l'écart constaté entre les frais prévisionnels et les frais effectivement constatés au titre de l'année N-1 (annexe 6) ;

²¹ Dans le cas de l'évaluation initiale en N des charges à compenser en N+1, ce sont les charges prévues initialement au titre de l'année N, objet de l'annexe 1 de la délibération de la CRE de mi-juillet N-1 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour l'année N.

²² Pour EDF, le montant des compensations recouvrées comprend, le cas échéant, la part des montants versés à EDF au titre du complément de prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique selon les modalités prévues à l'article R. 336-37 du code de l'énergie donnant lieu à déduction des versements de la compensation annuelle des charges de service public de l'énergie.

²³ Dans le cas de l'évaluation initiale en N des charges à compenser en N+1, ce sont les charges prévisionnelles mises à jour au titre de l'année N-1, objet de l'annexe 2 de la délibération de la CRE de mi-juillet N-1 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour l'année N.

²⁴ Pour EDF, le montant des compensations recouvrées comprend, le cas échéant, la part des montants versés à EDF au titre du complément de prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique selon les modalités prévues à l'article R. 336-37 du code de l'énergie donnant lieu à déduction des versements de la compensation annuelle des charges de service public de l'énergie.

²⁵ Cette part est fixée à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour des véhicules.

²⁶ 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.

²⁷ L'article L. 446-22 du code de l'énergie dispose que les producteurs de biométhane dont les installations bénéficient du régime de l'obligation d'achat sont tenus de les inscrire sur le registre national des garanties d'origine de biogaz au bénéfice de l'État. Les garanties d'origine émises après production et injection du biogaz depuis ces installations abondent le compte de l'État, qui en assurera la valorisation via un mécanisme d'enchère. Cette disposition ne s'applique toutefois qu'aux contrats conclus après le 9 novembre 2020. Dans le régime précédemment en vigueur, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pouvait bénéficier d'une attestation de garantie d'origine à la demande de l'acheteur de biométhane et ce dernier pouvait ensuite la valoriser sur un marché ou dans une offre verte. Pour les contrats signés avant le 9 novembre 2020, la déduction de la valorisation financière des garanties d'origine est intégrée dans les montants des charges au titre des années respectives (annexes 1, 2 et 3).

²⁸ Cette valorisation est intégrée dans les montants des charges au titre des années concernées (annexes 1, 2 et 3).

- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion et d'inscription au registre national des garanties d'origine pour la mise aux enchères prévue aux articles L. 314-14 et L. 446-19 du code de l'énergie, arrêté dans les conditions précisées au IV et V de l'article R. 121-30 et corrigé, le cas échéant, de l'écart constaté entre le montant des frais prévisionnels et celui des frais supportés au titre de l'année N-1 par l'organisme mentionné aux articles L. 314-14 et L. 446-18 (annexe 6).

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, de l'article 181 de la loi de finances pour 2023 et de l'article 52 de la loi de finances pour 2024, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité ou de gaz du fait des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) constituent également des charges de service public de l'énergie, ouvrant droit à compensation pour les opérateurs qui les supportent (annexe 8).

Les sections suivantes présentent successivement le cadre spécifique de l'exercice actuel, avec notamment :

- des adaptations des modalités de calcul des charges à compenser pour une année donnée ;
- l'évaluation des charges constatées au titre de 2024, de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025 et des charges prévisionnelles au titre de 2026, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs qui sont présentées dans une section dédiée ;
- les synthèses des montants des charges à compenser en 2025 et 2026 ;
- un retour d'expérience sur les évolutions récentes des charges et des recommandations de la CRE pour l'avenir.

1.3.2. Application des dispositions du code de l'énergie aux calculs des charges à compenser en 2025 et 2026

Le détail des modalités de calcul des charges à compenser en 2025 et 2026 est précisé dans l'annexe 6.

S'agissant des opérateurs en France hexagonale ainsi que dans les collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, la réévaluation des charges à compenser en 2025 vise à considérer dans le calcul des charges les dernières estimations réalisées dans le cadre du présent exercice (i) des charges au titre de 2025, à savoir la mise à jour de la prévision au titre de 2025 (annexe 2) et des (ii) charges au titre de 2024, à savoir les charges constatées au titre de 2024 (annexe 3).

Les charges réévaluées à compenser en 2025 intègrent donc comme termes principaux :

- la mise à jour de la prévision au titre de 2025 (annexe 2) ;
- la différence au titre de l'année 2024, entre :
 - les charges constatées au titre de 2024 (annexe 3) ; et
 - les charges prévisionnelles au titre de 2024 intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année 2024, c'est-à-dire la mise à jour de la prévision des charges globales au titre de 2024 réalisée lors de l'exercice de juillet 2024 d'évaluation des charges à compenser en 2024 et lors de l'exercice de décembre 2024 s'agissant des charges spécifiques relatives aux boucliers tarifaires et aux amortisseurs.

Cette réévaluation des charges à compenser en 2025 a également une incidence sur l'évaluation des charges à compenser en 2026. En effet, les régularisations des charges au titre de 2024 et 2025, tenant compte des dernières estimations réalisées (annexes 2 et 3), ont déjà été prises en compte dans la réévaluation des charges à compenser en 2025 : il en résulte une simplification de la formule de calcul des charges à compenser en 2026, fondée principalement sur la prévision initiale des charges au titre de 2026 (annexe 1).

S'agissant des autres opérateurs en zones non-interconnectées, les charges à compenser en 2025 ne sont pas réévaluées dans le cadre de la présente délibération. Les charges à compenser en 2026 intègrent donc comme termes principaux :

- la prévision initiale au titre de 2026 (annexe 1) ;

- la régularisation au titre de l'année 2025, entre :
 - la mise à jour de la prévision au titre de 2025 (annexe 2) ;
 - les charges prévisionnelles au titre de 2025 intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année 2025, réalisée lors de l'exercice de juillet 2024 d'évaluation des charges à compenser en 2025 ;
- la régularisation au titre de l'année 2024, entre :
 - les charges constatées au titre de 2024 (annexe 3) ;
 - les charges prévisionnelles au titre de 2024 intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année 2024, c'est-à-dire la mise à jour de la prévision au titre de 2024 réalisée lors de l'exercice de juillet 2024 d'évaluation des charges à compenser en 2024.

2. Charges de service public de l'énergie hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) au titre de 2024, 2025 et 2026

2.1. Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2024, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, ont été évaluées par la CRE lors du présent exercice de contrôle et de calcul des charges, à partir des déclarations effectuées par EDF, les ELD, les organismes agréés, EDM, EEWf, RTE et certains autres fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Ces déclarations ont été établies conformément aux règles de la comptabilité appropriée fixées par la CRE dans sa délibération du 13 février 2025²⁹. Elles ont été contrôlées par les commissaires aux comptes des opérateurs ou, pour les régies, par leur comptable public.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées. Ces contrôles, ainsi que les demandes de justifications supplémentaires, ont conduit certains opérateurs à procéder à des déclarations rectificatives.

S'agissant des coûts de gestion, la CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 30 avril 2025³⁰, qui encadre les modalités de compensation des frais de gestion supportés par les ELD, les organismes agréés et les acheteurs de biométhane injecté au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. En conséquence, pour les postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération.

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, s'élève à **7 074,3 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est décrit en annexe 3. Le Tableau 5 compare ce montant avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024 (6 646,5 M€) établie par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024.

²⁹ Délibération de la CRE n°2025-51 du 13 février 2025 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

³⁰ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Tableau 5 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs

		Charges constatées au titre de 2024 (juil 25)	Mise à jour de la prévision au titre de 2024 (juil 24)	Ecart en M€	Ecart en %
en M€					
1. Soutien ENR électrique en métropole	1. Eolien terrestre	-68,9	-250,8	181,9	73%
	2. Eolien en mer	227,7	241,5	-13,8	-6%
	3. Photovoltaïque	2 408,5	2 187,0	221,5	10%
	4. Bio-énergies	394,0	385,6	8,4	2%
	5. Autres énergies	-61,0	-38,7	-22,3	-58%
	TOTAL	2 900,3	2 524,6	375,7	15%
2. Injection biométhane		1 029,3	1 061,8	-32,5	-3%
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	1 211,9	1 164,0	48,0	4%
	2. Mécanismes de solidarité	1 258,3	1 261,8	-3,5	0%
	TOTAL	2 470,2	2 425,8	44,5	2%
4. Cogénération et autres moyens thermiques		354,9	299,7	55,2	18%
5. Effacement		189,0	198,7	-9,7	-5%
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	28,5	28,2	0,4	1%
	2. Afficheur déporté	1,4	6,2	-4,9	-78%
	3. Autres	3,1	7,0	-3,9	-56%
	TOTAL	33,0	41,4	-8,4	-20%
7. Frais divers	1. Frais de gestion	97,6	94,5	3,1	3%
	Total	7 074,3	6 646,5	427,8	6%

Les charges constatées au titre de 2024 sont en hausse de 427,8 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision au titre de cette même année, effectuée en juillet 2024. Cet écart est intégré à la réévaluation des charges de service public à compenser en 2025, comme détaillé au sein de la section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Les principaux sous-jacents de la hausse sont les suivants :

- l'augmentation des charges liées aux énergies renouvelables électriques en France hexagonale, à hauteur de 375,7 M€ (+ 15 %). Cette augmentation s'explique principalement par i) un coût d'achat unitaire plus élevé que prévu (de 165,5 €/MWh à 170,1 €/MWh) principalement pour la filière photovoltaïque en raison de mises en service plus tardives que prévues de nouveaux contrats disposant de tarifs plus faibles qu'historiquement et ii) un niveau des prix de gros de l'électricité plus bas qu'anticipé (prix spot annuel moyen égal à 57,74 €/MWh contre 62,99 €/MWh prévu) ;
- la hausse des charges liées à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale à hauteur de 55,2 M€ (+ 18 %), sous le même effet de baisse des prix de gros que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques ;
- la baisse des charges liées au dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté, à hauteur de -32,5 M€ (- 3 %) par rapport à la prévision en raison d'une légère baisse des volumes soutenus (- 1 %) et d'une hausse des prix de gros du gaz par rapport à la prévision (34 €/MWh au lieu de 32 €/MWh) entre la mise à jour des prévisions au titre de 2024 et le constaté 2024) ;
- la hausse des charges dans les ZNI (44,5 M€, soit + 2 %), principalement due à une production EnR (biomasse solide et autres EnR) constatée plus faible qu'anticipée, compensée par une sollicitation plus forte de moyens plus onéreux (bioliquide et, dans une moindre mesure, fioul).

2.2. Mise à jour de la prévision de charges de service public de l'énergie au titre de 2025

La mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2025, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, a été réalisée par la CRE, d'une part, à partir des éléments transmis par les opérateurs ayant souhaité actualiser leur prévision de charges initiale ou la transmettant pour la première fois et, d'autre part, sur la base des prix de gros de l'électricité et du gaz constatés jusqu'en mai 2025 et des prix de gros à terme³¹ pour la fin de l'année³². Les charges initialement prévues au titre de 2025 ont été évaluées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024³³.

La mise à jour du montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2025, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, s'élève à **11 632,6 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est présenté en annexe 2. Le Tableau 6 compare ce montant avec celui de la prévision initiale des charges au titre de 2025.

Tableau 6 : Mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2025 hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs

		Mise à jour de la prévision 2025 (juil 2025)	Prévision initiale au titre de 2025 (juil 2024)	Ecart en M€	Ecart en %
en M€					
1. Soutien ENR électriques en métropole	1. Eolien terrestre	929,6	233,7	696,0	298%
	2. Eolien en mer	586,5	595,9	-9,4	-2%
	3. Photovoltaïque	3 785,6	2 853,4	932,2	33%
	4. Bio-énergies	754,1	570,6	183,5	32%
	5. Autres énergies	146,4	81,4	65,0	80%
	TOTAL	6 202,3	4 335,0	1 867,3	43%
2. Injection biométhane		1 128,9	1 182,4	-53,5	-5%
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	1 666,5	1 433,4	233,1	16%
	2. Mécanismes de solidarité	1 634,7	1 567,2	67,5	4%
	TOTAL	3 301,2	3 000,6	300,6	10%
4. Cogénération et autres moyens thermiques		717,7	553,3	164,5	30%
5. Effacement		132,4	316,0	-183,6	-58%
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	29,7	26,5	3,2	12%
	2. Afficheur déporté	2,4	6,1	-3,7	-61%
	3. Autres	5,0	7,2	-2,2	-31%
	TOTAL	37,0	39,7	-2,7	-7%
7. Frais divers	1. Frais de gestion	113,0	99,1	13,9	14%
Sous total hors BT et amo.		11 632,6	9 526,0	2 106,5	22%

L'écart de prévision s'explique par :

- une hausse de 1 867,3 M€ des charges liées aux énergies renouvelables électriques et de 164,5 M€ des charges liées à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale.

³¹ Les prix de gros de l'électricité et du gaz servent de référence au calcul des coûts évités par l'obligation d'achat d'électricité et de gaz en France hexagonale continentale (à l'exception des ELD pour les volumes d'électricité substitués à l'approvisionnement au tarif de cession). Les prévisions au titre des années 2025 et 2026 s'appuient notamment sur les prix à terme constatés sur la deuxième quinzaine de mai. La même référence est retenue pour évaluer les prévisions de valorisation de l'énergie produite par les installations sous complément de rémunération.

³² Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale au titre de 2024 relatifs aux volumes et aux coûts d'achat prévisionnels sont repris. Le montant du coût évité « énergie » est recalculé en actualisant les références de prix de marché, conformément à la méthodologie établie dans la délibération méthodologique de la CRE du 30 avril 2025 précitée.

³³ Annexe 1 de 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.

Ces augmentations de charges s'expliquent principalement par la baisse du coût évité unitaire moyen prévisionnel au titre de 2025 passant de 85,21 €/MWh à 65,74 €/MWh³⁴, sous le double effet de :

- essentiellement la baisse des prix de gros de l'électricité pour livraison 2025 entre la prévision de juillet 2024 et celle de juillet 2025 ;
- et secondairement par la baisse des prix captés par le profil de la production soutenue, notamment s'agissant de la filière solaire (cf. partie 6.2.2). Cette baisse s'explique notamment par l'augmentation du nombre d'heures de prix spot négatifs ou faiblement positifs.

Cette baisse du coût évité représente l'explication principale de l'effet prix. L'effet prix s'explique également, dans une moindre mesure, par une hausse du coût d'achat principalement pour les installations de cogénération au gaz naturel (+ 25 €/MWh sur le tarif d'achat moyen de ces installations), compte tenu d'une hausse des prix du gaz.

La baisse de prévision des volumes soutenus ne compense que très légèrement les hausses dues aux effets prix susmentionnés ;

- une hausse de 300,6 M€ (soit + 10 %) des charges associées au soutien en ZNI. Celle-ci est principalement portée par une baisse des recettes tarifaires qui induit une augmentation des surcoûts de production et d'achat de 181,1 M€. Celle-ci s'explique par une baisse des tarifs réglementés de vente HT début 2025 plus importante que celle anticipée lors de la première prévision effectuée en 2024 alors que l'hypothèse de consommation reste stable entre les deux exercices CSPE (+ 1 %). Les coûts d'achat en gré à gré relatifs à la biomasse liquide et solide sont également révisés à la hausse (+120,7 M€) sous l'effet notamment d'une plus forte sollicitation de la centrale bioliquide de Port Est (+ 30 %) afin de pallier les avaries de la centrale hydraulique de Rivière de l'Est après le passage du cyclone Garance à La Réunion.
- la diminution des charges liées à l'appel d'offres relatif aux flexibilités décarbonées opéré par RTE, pour une baisse de – 183,6 M€ du fait de la baisse des volumes appelés. 2,4 GW ont été retenus à un prix de 28 864 €/MW ;
- la baisse de – 53,5 M€ des charges relatives au dispositif d'obligation d'achat de biométhane injecté. Cette baisse est en grande partie portée par celle du coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2025, passant de 128,6 €/MWh à 124,8 €/MWh notamment en raison du ralentissement de l'inflation induisant un niveau des tarifs d'achat plus faible que prévu initialement.

2.3. Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2026

La prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2026, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, a été réalisée par la CRE à partir des prévisions transmises par les opérateurs concernés et des prix à terme de l'électricité et du gaz.

Le montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2026, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, s'élève à **12 960,3 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est présenté en annexe 1. Le Tableau 7 compare ce montant avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 présentée en section 0.

³⁴ Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

Tableau 7 : Prévission des charges de service public de l'énergie au titre de 2026, hors charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs

	Charges au titre de 2026	Mise à jour de la prévision 2025	Ecart en M€	Ecart en %
Soutien ENR électrique en métropole	7 664,2	6 202,3	1 461,9	24%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>1 300,1</i>	<i>929,6</i>	<i>370,5</i>	<i>40%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>921,7</i>	<i>586,5</i>	<i>335,2</i>	<i>57%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>4 388,6</i>	<i>3 785,6</i>	<i>602,9</i>	<i>16%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>848,6</i>	<i>754,1</i>	<i>94,5</i>	<i>13%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>205,2</i>	<i>146,4</i>	<i>58,8</i>	<i>40%</i>
Injection biométhane	1 326,3	1 128,9	197,4	17%
Soutien en ZNI	3 016,2	3 301,2	-285,0	-9%
<i>Transition énergétique</i>	<i>1 805,0</i>	<i>1 666,5</i>	<i>138,5</i>	<i>8%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 211,3</i>	<i>1 634,7</i>	<i>-423,5</i>	<i>-26%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	649,3	717,7	-68,4	-10%
Effacement	148,8	132,4	16,4	12%
Dispositifs sociaux	36,8	37,0	-0,2	0%
<i>Compensation FSL</i>	<i>30,9</i>	<i>29,7</i>	<i>1,2</i>	<i>4%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>0,0</i>	<i>1%</i>
<i>Autres</i>	<i>3,5</i>	<i>5,0</i>	<i>-1,4</i>	<i>-29%</i>
Frais divers	118,6	113,0	5,6	5%
<i>Frais de gestion</i>	<i>118,6</i>	<i>113,0</i>	<i>5,6</i>	<i>5%</i>
	12 960,3	11 632,6	1 327,7	11%

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2026 est en hausse de 1 327,7 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2025.

Cette évolution est le résultat des effets suivants :

- une hausse de 1 393,5 M€ (+ 20 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale continentale :
 - le principal facteur explicatif est l'augmentation du volume soutenu de 80,9 TWh à 90,1 TWh qui génère une hausse de l'ordre de 800 M€ ;
 - la poursuite de la baisse du coût évité unitaire moyen, passant de 65,74 €/MWh en 2025 à 50,88 €/MWh en 2026³⁵, constitue le second facteur de hausse pour un montant de l'ordre de 600 M€, le tarif d'achat restant relativement stable entre 2025 et 2026. Si les prévisions de prix spot se sont stabilisées entre 2025 et 2026, les prix de vente des volumes soutenus vendus à terme s'établissent à un niveau plus élevé pour livraison en 2025 qu'en 2026. Cela s'explique par le calendrier de vente de ces volumes, en particulier le « ruban de base » vendu sur deux ans, dont la moitié du produit livré en 2025 a donc été vendue en 2023, dans un contexte de prix encore élevés. *In fine*, 2026 est la première année où les CSPE ne captent plus les prix de marché élevés issus de la crise ;
- une baisse des prix du gaz et une augmentation des volumes de biométhane injecté, contribuant à hauteur d'environ 35 % et 65 % respectivement à la hausse du surcoût d'achat de 207,9 M€. La hausse de 10,5 M€ de la valorisation des garanties d'origine, qui constitue des recettes pour le budget de l'Etat, ne vient que légèrement compenser la hausse globale de ce poste de 197,4 M€ (+17 %) ;

³⁵ Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

- la baisse de – 285,0 M€ des charges associées au soutien en ZNI, notamment en lien avec la baisse des dépenses ponctuelles pour la construction de la nouvelle liaison SACOI 3 (- 227 M€). La résultante des autres briques reste relativement stable, à environ 3 Mds€. Un transfert intervient entre les achats « mécanisme de solidarité » et les achats « transition énergétique » en lien avec les conversions des centrales fonctionnant historiquement au charbon en Guadeloupe à la biomasse solide qui devraient s'achever au second semestre 2025.

3. Charges de service public de l'énergie liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs au titre de 2021, 2022, 2023 et 2024

La CRE a évalué les charges résultant des mesures de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) au titre de l'année 2024 ainsi que des reliquats des années 2023 et antérieures, à partir des déclarations transmises par les fournisseurs concernés. Elles sont présentées dans l'annexe 8 de la présente délibération.

3.1. Reliquats au titre de 2023 et des années antérieures

Les pertes de recettes supportées par les fournisseurs au titre des dispositifs boucliers tarifaires gaz, boucliers tarifaires électricité sur la période 2021-2023 et celles des amortisseurs au titre de 2023 constituent des charges de service public de l'énergie selon la loi de finances pour 2022³⁶, telle que modifiée par la loi de finances rectificative pour 2022³⁷ ainsi que l'article 181 de la loi de finances pour 2023³⁸.

Ces charges ont été évaluées précédemment par la CRE dans ses délibérations n°2024-139 et n°2024-216 relatives à l'évaluation puis la réévaluation des charges de service public de l'énergie au titre de ces dispositifs. Les méthodes d'application des dispositifs et d'évaluation de ces charges sont décrites dans ces deux délibérations.

La présente délibération réévalue pour certains fournisseurs, présentant des cas de reliquats éligibles, leurs charges constatées au titre de certains de ces dispositifs.

Ainsi, les charges constatées au bouclier tarifaire gaz au titre de 2021 et 2022 intègrent une évolution de + 10,1 M€ au titre de reliquats bouclier tarifaire gaz 2021 et 2022. Les charges constatées au titre du bouclier tarifaire gaz 2023 intègrent une évolution de +0,4 M€. Les charges constatées au titre des dispositifs électricité 2023 intègrent une évolution de + 26,0 M€. Ces charges sont intégrées aux charges à compenser pour 2026 en tant que reliquat antérieur à 2024. S'y ajoutent des frais financiers liés aux décalages de versement³⁹.

3.2. Charges au titre de 2024

Les charges de service public au titre de 2024 pour les amortisseurs concernent les pertes supportées pour les volumes livrés sur l'année calendaire 2024.

Le montant de pertes au titre des amortisseurs a été calculé, conformément au décret n° 2023-1421 du 30 décembre 2023, sur la base d'un prix d'exercice de 250 €/MWh pour l'amortisseur et de 230 €/MWh pour le sur-amortisseur, et une quotité de 75% pour l'amortisseur et 100% pour le sur-amortisseur.

L'exercice d'évaluation des pertes constatées au titre des amortisseurs 2024 prend en compte l'application de la contrainte visant à contrôler que les pertes de recettes des fournisseurs sont compensées « *dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés* » et prévue par la loi de finances pour 2024.

³⁶ LOI n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

³⁷ LOI n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

³⁸ LOI n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

³⁹ En application des articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, les écarts entre les prévisions et les charges constatées portent intérêt, à un taux fixé à 1,72 % par l'article R. 121-31 du code de l'énergie.

Le montant total des charges constatées provisoires liées aux amortisseurs au titre de 2024 s'élève à **149,2 M€** pour les fournisseurs d'électricité. Cela constitue un écart de – 207,2 M€ avec les pertes prévisionnelles au titre des amortisseurs 2024 évaluées par la CRE dans sa délibération n°2024-139 du 11 juillet 2024. Cet écart d'évaluation est dû principalement à une baisse des volumes éligibles.

Selon le IV de l'article 225 de la loi de finances pour 2024, le montant total des charges constatées définitives liées aux amortisseurs au titre de 2024 sera réévalué avant la fin de l'année 2025 dans le cadre du guichet du 30 septembre 2025 défini par l'article susmentionné.

Par ailleurs, des acomptes ont été versés en 2024 à certains fournisseurs d'électricité, en application du IV de l'article 225 de la loi de finances pour 2024. Les montants correspondants viennent en déduction des charges à compenser aux opérateurs en 2025, en tant que compensations recouvrées pour l'année 2024.

S'agissant des années 2025 et 2026, aucun dispositif n'a été mis en œuvre au titre de ces années : il n'en résulte donc aucune charge au titre des années 2025 et 2026.

4. Réévaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2025

Compte-tenu des éléments présentés précédemment ainsi que des écarts de recouvrement constatés en 2024, notamment le recouvrement par EDF de montants au titre du complément de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2023, des frais de gestion déclarés par la Caisse des dépôts et consignations (CDC) et par EEX et de plusieurs composantes inchangées par rapport à la délibération annuelle de juillet 2024 constituées (i) des reliquats sur les années antérieures à 2023 et (ii) des frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025 s'élève à **10 907,5 M€**. Elles sont ainsi en hausse de **1 976,1 M€** par rapport à l'évaluation de décembre 2024⁴⁰, qui s'élevait à **8 931,4 M€**.

La répartition de ce montant par type d'opérateur est présentée dans le Tableau 8, tandis que le détail par opérateur figure à l'annexe 6.

⁴⁰ Délibération de la CRE n°2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

Tableau 8 : Montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025

M€		Mise à jour de la prévision au titre de 2025 (1)	Charges constatées au titre de 2024 (2)	Mise à jour de la prévision au titre de 2024 (3)	Écart de recouvrement 2024 (annexe 5)	Charges constatées au titre de 2023 (4)	Charges intégrées au calcul du CP24 (4)	Écart de recouvrement 2023 (4)	Reliquats antérieurs à 2023 (3)	Frais financiers 2023 (3)	Charges prévisionnelles 2025
		CP'' ₂₅	CC ₂₄	CP'' ₂₄	CP ₂₄ - CR ₂₄	CC ₂₃	CC ₂₃	CP ₂₃ - CR ₂₃	R ₂₃	FF ₂₃	CP ₂₅
Hors charges liées aux BT et amo.	EDF	9 499,5	5 278,4	4 866,9	-554,8	-2 077,6	-2 077,6	0,0	-18,3	-61,5	9 276,4
	Électricité de Mayotte	190,9	163,0	163,0	0,0	152,5	152,5	0,0	0,0	0,1	191,0
	Entreprises locales de distribution	389,3	355,2	351,2	-2,7	221,2	221,2	0,0	-2,0	-6,3	382,3
	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	1 119,6	1 025,2	1 054,8	2,9	784,1	784,1	0,0	-0,9	-6,6	1 085,3
	RTE	132,4	189,0	198,7	0,0	14,4	14,4	0,0	0,0	0,1	122,8
	Autres acteurs en ZNI	7,5	3,1	3,1	0,0	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	7,6
	Électricité & Eau de Wallis-et-Futuna	10,2	8,7	8,7	0,0	11,1	11,1	0,0	0,0	0,0	10,2
	Total hors BT et amo.	11 349,3	7 022,7	6 646,5	-554,6	-893,5	-893,5	0,0	-21,2	-74,2	11 075,5
BT et amo.	Fournisseurs d'électricité	0,0	149,2	356,4	-18,1	20 252,5	20 252,5	0,0	43,2	3,8	-178,4
	Fournisseurs de gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,5	1 335,6	1 335,6	0,0	9,3		9,8
	Total BT et amo.	0,0	149,2	356,4	-17,7	21 588,1	21 588,1	0,0	52,5	3,8	-168,6
Total		11 349,3	7 171,9	7 002,9	-572,3	20 694,6	20 694,6	0,0	31,3	-70,4	10 906,9
Frais de gestion CDC 2025											0,055
Frais enchères garanties d'origine 2025											0,530
Total des charges à compenser en 2025⁴¹											10 907,5

⁴¹ Dont 9 705,1 M€ inscrits au budget de l'Etat et 1 202,4 M€ compensés par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité.

Délibération n°2025-180

10 juillet 2025

- (1) Ces montants sont présentés dans l'annexe 2 de la présente délibération, sauf s'agissant des opérateurs en zones non-interconnectées (à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy), pour lesquels les montants de l'annexe 1 de la délibération du 11 juillet 2024⁴² sont repris.*
- (2) Ces montants sont présentés dans l'annexe 3 de la présente délibération, sauf s'agissant des opérateurs en zones non-interconnectées (à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy), pour lesquels les montants de l'annexe 2 de la délibération du 11 juillet 2024 sont repris.*
- (3) Charges calculées dans le cadre de la délibération du 11 juillet 2024.*
- (4) Ecart de recouvrement 2023 déjà intégré au calcul des charges à compenser pour 2024 donc non pris en compte ici.*

⁴² 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.

La répartition des charges à compenser en 2025 en fonction de la nomenclature budgétaire présentée à la section 1.1 est détaillée dans le Tableau 9. En particulier, les frais financiers relatifs aux charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) sont intégrés dans la sous-action les regroupant.

Les charges des opérateurs en zone non-interconnectées, excepté les opérateurs des collectivités territoriales de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy étant compensées, à partir du 1^{er} août 2025, par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité⁴³, 7/12^{ème} des charges d'EDF SEI et 8/12^{ème} des charges des autres opérateurs est présentée dans l'action 3 de la maquette budgétaire ; le reste est présenté séparément. Les frais financiers relatifs à ces charges sont aussi séparés selon la même répartition dans l'action 7.1 correspondante, et dans la partie des charges compensées par une part de l'accise.

Tableau 9 : Répartition par actions des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025

Actions	Sous-actions	Charges à compenser en 2025 (M€)
1. Soutien ENR électrique en métropole	1. Éolien terrestre	1 106,2
	2. Éolien en mer	572,7
	3. Photovoltaïque	3 974,8
	4. Bio-énergies	764,9
	5. Autres énergies	86,3
TOTAL		6 504,8
2. Injection biométhane		1 095,5
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	848,4
	2. Mécanismes de solidarité	979,8
	TOTAL	1 828,2
4. Cogénération et autres moyens thermiques		807,7
5. Effacement		122,7
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	30,0
	2. Afficheur déporté	-2,5
	3. Autres	1,1
	TOTAL	28,6
7. Frais divers	1. Frais de gestion + Frais financiers + Déficit de recouvrement	44,0
	2. Frais d'intermédiation ⁽¹⁾	0,6
	3. Complément de prix ARENH	-554,8
	TOTAL	-510,2
Total hors BT et amo.		9 877,5
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	-182,2
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	9,8
	TOTAL	-172,4
TOTAL des charges inscrites au budget		9 705,1
Soutien en ZNI compensé par une part de l'accise	1. Transition énergétique	596,9
	2. Mécanismes de solidarité	603,6
	3. Frais financiers	2,0
	TOTAL	1 202,4
TOTAL des charges à compenser en 2025		10 907,5

(1) Les frais d'intermédiation sont composés des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de ceux de EEX pour la mise aux enchères des garanties d'origine en électricité.

⁴³ Comme prévu à l'article 20 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

5. Evaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2026

Compte-tenu des éléments présentés précédemment ainsi que (i) des frais de gestion déclarés par la Caisse des dépôts et consignations et par EEX, (ii) du recouvrement supplémentaire prévu au cours de l'année 2025 au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2024 et (iii) des frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 s'élève à **12 939,4 M€**.

La répartition de ce montant par type d'opérateur est présentée dans le Tableau 10, tandis que le détail par opérateur figure à l'annexe 6.

Tableau 10 : Montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026

M€		Charges prévisionnelles au titre de 2026 (annexe 1)	Mise à jour de la prévision au titre de 2025 (annexe 2)	Charges intégrées au calcul du CP25 (1)	Écart de recouvrement prévisionnel 2025 (annexe 5)	Charges constatées au titre de 2024 (annexe 3)	Charges intégrées au calcul du CP25 (1)	Écart de recouvrement 2024 (2)	Reliquats antérieurs à 2024 (annexe 4)	Frais financiers 2024 (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2026
		CP ¹ ₂₆	CP ² ₂₅	CP ³ ₂₅	CP ₂₅ - CR ⁴ ₂₅	CC ₂₄	CC ₂₄	CP ₂₄ - CR ₂₄	R ₂₄	FF ₂₄	CP ₂₆
Hors charges liées aux	EDF	10 870,4	9 792,9	9 499,5	-110,3	5 339,2	5 278,4	0,0	-254,6	0,7	10 860,3
	Électricité de Mayotte	198,9	181,8	190,9	0,0	142,4	163,0	0,0	0,0	-0,2	169,0
	Entreprises locales de distribution	421,1	389,3	389,3	0,0	355,2	355,2	0,0	2,0	0,3	423,3
	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	1 300,6	1 119,6	1 119,6	0,0	1 025,2	1 025,2	0,0	-1,5	0,1	1 299,3
	RTE	148,8	132,4	132,4	0,0	189,0	189,0	0,0	0,0	-0,2	148,6
	Autres acteurs en ZNI	9,6	5,6	7,5	0,0	14,2	3,1	0,0	0,0	0,1	18,9
	Électricité & Eau de Wallis-et-Futuna	11,0	11,1	10,2	0,0	9,1	8,7	0,0	0,0	0,0	12,2
	Total hors BT et amo.	12 960,3	11 632,6	11 349,3	-110,3	7 074,3	7 022,7	0,0	-254,0	0,7	12 931,5
BT et amo.	Fournisseurs d'électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0	-29,4	-3,3
	Fournisseurs de gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5		10,5
	Total BT et amo.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,5	-29,4	7,1
Total		12 960,3	11 632,6	11 349,3	-110,3	7 074,3	7 022,7	0,0	-217,5	-28,7	12 938,7
Frais de gestion CDC 2026											0,058
Frais enchères garanties d'origine 2026											0,681
Total des charges à compenser en 2026⁴⁴											12 939,4

(1) Au titre de 2025, pour les opérateurs en France Hexagonale et dans les collectivités territoriales de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, les charges intégrées au calcul du CP25 (charges à compenser en 2025) correspondent à la mise à jour de la prévision au titre de 2025 ; au titre de 2024, les charges intégrées au calcul du CP25 correspondent aux charges constatées au titre de 2024. Pour les autres opérateurs en zones non-interconnectés, les charges intégrées au calcul du CP25 correspondent, au titre de 2025, à la prévision au titre de 2025 effectuée en juillet 2024 ; au titre de 2024, les charges intégrées au calcul du CP25 correspondent à la mise à jour de la prévision au titre de 2024 effectuées en juillet 2024.

(2) Ecart de recouvrement 2024 déjà intégré au calcul des charges à compenser pour 2025 donc non pris en compte ici.

⁴⁴ Dont 9 689,2 M€ inscrits au budget de l'Etat et 3 250,2 M€ compensés par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité.

La répartition des charges à compenser en 2026 en fonction de la nomenclature budgétaire présentée à la section 1.1 est détaillée dans le Tableau 11. En particulier, les frais financiers relatifs aux charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs) sont intégrés dans la sous-action les regroupant.

Les charges des opérateurs en zone non interconnectées, exceptés les opérateurs des collectivités territoriales de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy étant compensées, à partir du 1^{er} août 2025, par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité⁴⁵, les charges afférentes à ces opérateurs (y compris les frais financiers) sont présentées séparément du reste de la maquette.

Tableau 11 : Répartition par actions des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026

Actions	Sous-actions	Charges à compenser en 2026 (M€)
1. Soutien ENR électrique en métropole	1. Éolien terrestre	1 134,5
	2. Éolien en mer	921,7
	3. Photovoltaïque	4 356,4
	4. Bio-énergies	851,7
	5. Autres énergies	135,4
	TOTAL	7 399,7
2. Injection biométhane		1 326,5
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	13,9
	2. Mécanismes de solidarité	100,8
	TOTAL	114,7
4. Cogénération et autres moyens thermiques		645,9
5. Effacement		148,8
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	30,9
	2. Afficheur déporté	2,6
	3. Autres	3,5
	TOTAL	37,0
7. Frais divers	1. Frais de gestion + Frais financiers + Déficit de recouvrement	89,7
	2. Frais d'intermédiation ⁽¹⁾	0,7
	3. Complément de prix ARENH	-110,3
	TOTAL	-19,9
Total hors BT et amo.		9 652,7
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	26,0
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	10,5
	TOTAL	36,5
TOTAL des charges inscrites au budget		9 689,2
Soutien en ZNI compensé par une part de l'accise	1. Transition énergétique	2 083,1
	2. Mécanismes de solidarité	1 166,4
	3. Frais financiers	0,7
	TOTAL	3 250,2
TOTAL des charges à compenser en 2026		12 939,4

(1) Les frais d'intermédiation sont composés des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de ceux de EEX pour la mise aux enchères des garanties d'origine en électricité.

⁴⁵ Article 20 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

6. Analyses de la CRE

6.1. Volatilité des charges de service public de l'énergie en France hexagonale continentale en fonction de l'évolution du coût évité

6.1.1. Effet de l'évolution des prix de gros sur l'évolution des charges s'agissant de la période 2020-2026

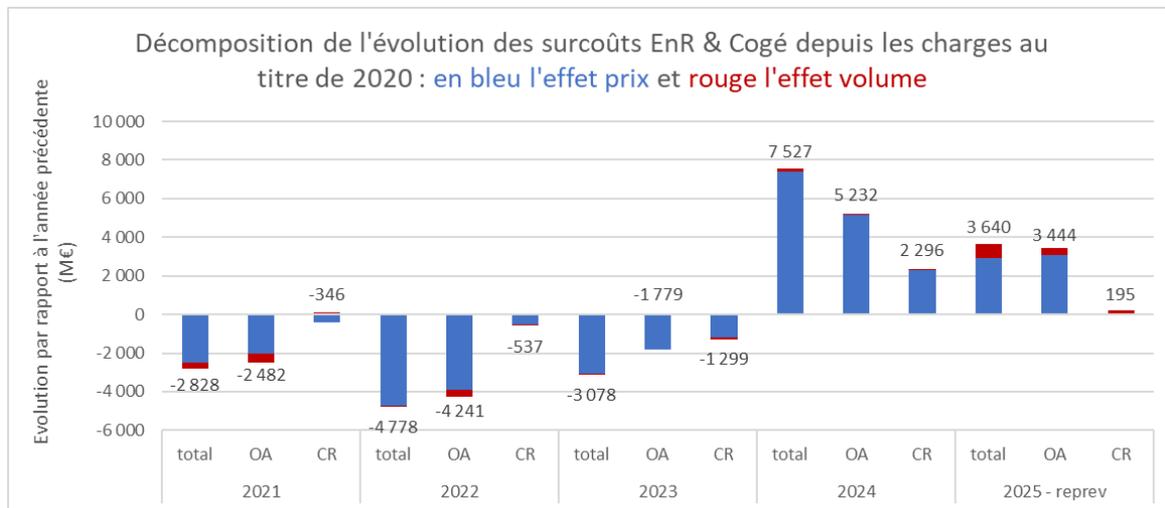
Chaque année l'évolution des charges au titre du soutien au développement des énergies renouvelables électriques s'explique par un effet volume (évolution du volume soutenu) et un effet prix⁴⁶. Cet effet prix est porté par l'évolution de trois facteurs :

- les tarifs d'achats (obligation d'achat) ou de référence (complément de rémunération), qui sont restés relativement stables ces dernières années ;
- les prix de gros de l'électricité : ils sont désormais proches des niveaux observés pré-crise ;
- le pourcentage de prix capté par les différentes filières par rapport au prix spot moyen.

L'évolution globale des charges entre 2020 et 2026, sans prendre en compte les variations entre chaque année de la période, s'explique principalement par un effet volume, pour près de 90 % de la hausse, en lien avec le développement des énergies renouvelables dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 dite « PPE2 ».

Néanmoins, si l'on s'intéresse désormais aux évolutions d'une année sur l'autre, la période 2020-2025 est marquée par une prépondérance de l'effet « prix », sous l'effet de la variation très importante du coût évité unitaire moyen (valorisation marché unitaire moyenne).

Figure 5 : Décomposition de l'évolution annuelle du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques depuis 2021 (en bleu l'effet prix et en rouge l'effet volume)⁴⁷



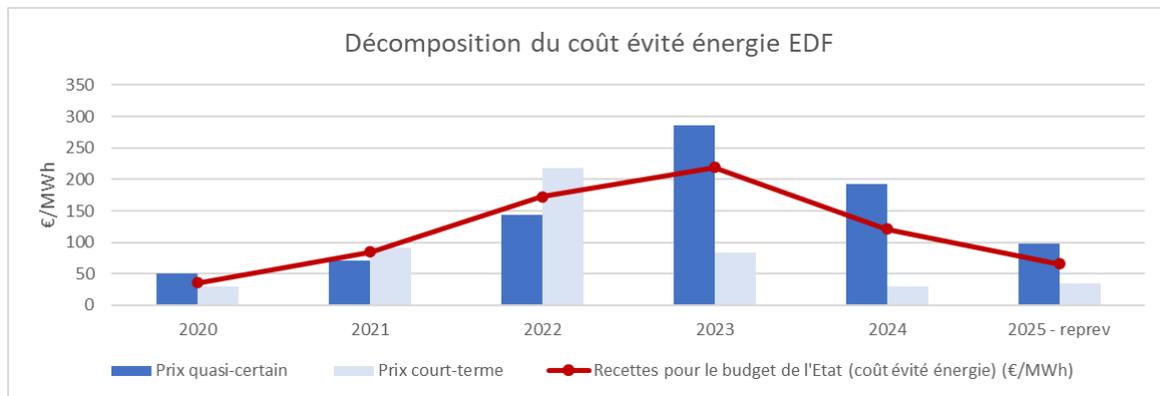
⁴⁶ Ici l'effet prix entre les charges au titre de l'année N+1 et N est calculé comme la différence entre les charges unitaires appliquée au volume soutenu au titre de l'année N+1.

⁴⁷ La figure représente une évolution annuelle ; ainsi les montants « 2021 » représentent l'évolution du soutien entre les charges au titre de 2020 et 2021. Par souci de simplification, l'effet prix est ici calculé entre les années N et N+1 comme la différence de soutien unitaire appliquée au volume soutenu au titre de l'année N+1. L'effet volume est ici calculé entre les années N et N+1 comme la différence de volume soutenu appliquée au surcoût unitaire au titre de l'année N.

L'effet « prix » a été principalement porté sur la période 2020-2025 par la baisse des prix de gros, mais également pour la filière solaire par la baisse du pourcentage du prix spot capté depuis 2024. L'effet de la baisse des prix de gros depuis 2022 sur les charges de service public a néanmoins été atténué par la valorisation à terme des volumes sous obligation d'achat au périmètre d'EDF OA.

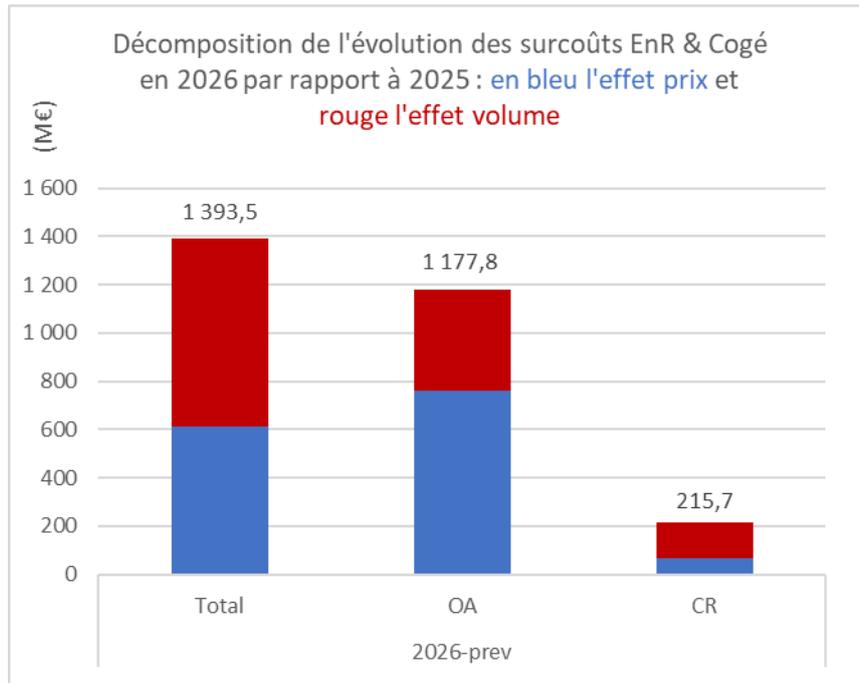
Ainsi, les volumes produits en 2024 et vendus à terme par EDF OA (26,7 TWh sur un total de 63,2 TWh de production électrique soutenue en France hexagonale par un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, soit 42 %) ont été commercialisés pour une large part à un prix élevé pendant la crise des prix de gros : cela a permis d'atténuer fortement la hausse des charges au titre de 2024 par rapport aux charges au titre de 2023. La commercialisation au titre des années 2025 n'a pas eu le même effet, du fait de la baisse des prix à terme. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du coût évité « énergie » unitaire sur le périmètre d'EDF OA et sa décomposition entre coût évité unitaire quasi-certain et coût évité sur les marchés court-terme.

Figure 6 : Décomposition du coût évité énergie unitaire sur le périmètre d'EDF OA en obligation d'achat



In fine, les charges au titre de l'année 2025 reviennent à des niveaux comparables à ceux observés avant la crise des prix de gros de l'énergie, avec un montant de 6,9 Mds€ contre 6,4 Mds€ au titre de 2020.

Entre 2025 et 2026, l'évolution des charges est portée à environ 40 % par l'effet prix et 60 % par l'effet volume.



6.1.2. Effet sur la prévisibilité des charges de l'évolution des prix capturés sur les marchés de court terme par le parc électrique soutenu au périmètre d'EDF OA

Le calcul des charges au périmètre d'EDF OA au titre de l'année en cours et de l'année à venir constitue un élément déterminant de la bonne prévision des charges dans leur intégralité, dans la mesure où EDF OA concentre environ 95 % du volume sous obligation d'achat en électricité et l'intégralité du volume sous complément de rémunération. Le coût évité par la part aléatoire de la production sous obligation d'achat ainsi que les montants prévisionnels de compléments de rémunération versés sont fondés sur des références de prix de marché de court terme, auxquelles sont appliqués des profils de production prévisionnels du parc sous obligation d'achat, construits à partir des données de production constatées sur les dernières années.

Les prix capturés par ce parc sur les marchés de court terme sont particulièrement concernés par le phénomène de cannibalisation⁴⁸ qui s'est intensifié les dernières années et qui conduit à des prix capturés généralement plus faibles que les prix de marché moyens.

Entre 2023 et 2024, le prix spot moyen est passé de 96,86 €/MWh à 57,74 €/MWh, et sa prévision se maintient à un niveau similaire (62,41 €/MWh⁴⁹) en 2025. Les prix de marché court terme capturés⁵⁰ par certaines filières renouvelables par rapport aux prix spot moyens, et en particulier le solaire photovoltaïque, sont de plus en plus faibles.

⁴⁸ Baisse du prix capté par certaines filières renouvelables sur le marché de gros du fait de fortes productions simultanées des installations.

⁴⁹ Ce montant correspond à la référence de prix utilisée par la CRE pour les charges au titre de l'année 2025, et résulte d'un calcul tenant compte des prix spot observés jusqu'au mois de mai ainsi que des cotations de prix de marché à terme pour le reste de l'année.

⁵⁰ Revenus moyens par MWh d'une filière, liés à la vente de sa production sur les marchés de gros compte tenu de son profil de production horaire (prix capté plus faible en cas de forte production lors des heures pendant lesquelles les prix sont bas).

Tableau 12 : Récapitulatif des prix captés sur les marchés de court terme au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA (production sous obligation d'achat)

Année	Prix court-terme capturé au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA (€/MWh)			Ratio par rapport au spot moyen		
	2023	2024	2025 (janv. à mai uniquement)	2023	2024	2025 (janv. à mai uniquement)
Total	87,77	47,34	57,07	91%	82%	79%
Solaire	79,88	32,66	32,45	82%	57%	45%
Hors solaire	90,67	53,61	68,58	94%	93%	95%
Spot moyen	96,86	57,74	71,89	/	/	/

Comme le montre le tableau ci-dessus, une baisse importante du ratio entre les prix captés par la filière du solaire photovoltaïque, et les prix spot moyens est observée depuis 2024. Malgré une remontée de ce ratio sur la seconde partie de l'année 2024, une nouvelle baisse a été observée au premier semestre 2025. Les ratios entre prix captés et prix spot pour les autres filières soutenues sont, eux, relativement stables.

S'agissant du complément de rémunération, le prix de référence du solaire (moyenne des prix spot positifs ou nuls pondérée par la production des installations solaires de plus de 250 kW) connaît lui aussi une forte baisse par rapport au prix de référence non pondéré (moyenne des prix spot positifs ou nuls). Il atteint ainsi 46 % du prix de référence non pondéré en mai 2025 mais reste plus élevé que le prix capté par le parc sous obligation d'achat, car les installations sous complément de rémunération ne produisent pas lors des prix négatifs.

Au vu de cette tendance, la CRE a retenu, dans l'estimation des charges prévisionnelles au titre de 2025 et 2026, une profondeur d'historique de 2 ans au lieu de 3 ou 5 ans comme précédemment, pour évaluer le ratio entre les prix-court terme capturés et les prix de marché spot moyens. Cette évolution méthodologique, qui accroît les prévisions de charges au titre de 2025 et de 2026, devrait néanmoins en réduire la volatilité.

L'évolution des prix captés observée depuis 2024 présente avant tout un enjeu de prévisibilité pour les finances de l'Etat. La volatilité de ces prix captés rend en effet la prévision de la part aléatoire (c'est-à-dire la part des volumes soutenus valorisée sur les marchés de court terme) plus difficile : il apparaît à cet effet pertinent de réduire cette part aléatoire afin d'assurer une meilleure prévisibilité des charges de service public. Les travaux menés en ce sens sont présentés dans la partie 0.

Par ailleurs, les écarts de prix très importants observés au sein d'une journée constituent un signal auquel les acteurs de marchés doivent pouvoir répondre : récemment, la CRE a formulé en ce sens plusieurs recommandations pour que l'ensemble des acteurs du système réponde à la mesure de leurs capacités à ces signaux. La mise en œuvre de ces recommandations devrait permettre de stabiliser, voire d'améliorer la part du prix spot capté par les filières et notamment par la filière solaire.

6.1.3. Valorisation de l'électricité soutenue sur les marchés à terme

Afin d'améliorer la prévisibilité des charges de service public de l'énergie pour les administrations responsables du budget de l'Etat et de réduire l'exposition de ces charges aux variations des prix spot, la CRE a initié en 2024 plusieurs travaux s'agissant de la valorisation à terme des volumes soutenus. Deux chantiers prioritaires avaient été identifiés dans la délibération d'évaluation des charges de service public de l'énergie du 11 juillet 2024 :

- la mise en place par l'Etat d'une couverture à terme centralisée, portant sur les volumes soutenus sous le régime du complément de rémunération (contrats existants et nouveaux). En effet, les prix de référence M_0 des contrats de complément de rémunération sont fondés, dans la grande majorité des cas, sur une moyenne de prix Spot (pondérée ou non). L'exposition du budget de l'Etat aux prix spot tend ainsi à augmenter, du fait de l'augmentation régulière des volumes soutenus via un contrat de complément de rémunération (+ 85 % de volumes soutenus prévisionnels sous ce régime entre 2024 et 2026). La CRE a mené une consultation publique⁵¹ à ce sujet à l'automne 2024 et poursuit ses réflexions sur les modalités d'une telle solution, avec pour objectif de démarrer les ventes courant 2026 sous réserve d'une décision du gouvernement en ce sens. Le décret du 25 juin 2025 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie⁵² prévoit cette évolution.
- la vente d'une partie des volumes sous obligation d'achat au périmètre d'EDF OA à un horizon d'au moins trois ans (au lieu de deux ans actuellement), afin de lisser les ventes sur une période plus longue. Le principe a depuis été confirmé par la CRE dans la délibération du 12 décembre 2024⁵³. Une prochaine délibération précisera les volumes mis en vente pour ce produit, dont le lancement devrait avoir lieu en septembre 2025 pour l'année de livraison 2028. Un retour d'expérience sera réalisé ultérieurement, afin notamment d'évaluer la pertinence d'un nouvel allongement de la maturité des produits à quatre ou cinq ans ;

En parallèle, la CRE étudie la pertinence de faire évoluer la méthodologie de détermination de la puissance quasi-certaine des volumes sous obligation d'achat afin de réduire au maximum l'exposition des finances de l'Etat aux prix spot.

6.2. Analyses et recommandations relatives à la filière du biométhane injecté en France hexagonale continentale

6.2.1. Réversion sur les garanties d'origine de biométhane

La CRE avait annoncé, dans sa délibération d'évaluation des charges de service public de l'énergie du 11 juillet 2024, une évolution de la méthode de calcul de la réversion du montant des garanties d'origine (GO) de biométhane pour les contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020. Cette nouvelle méthodologie, qui a été publiée le 30 avril 2025⁵⁴, introduit une valeur plancher normative du montant de valorisation des GO, fondée sur le prix des enchères susmentionnées, qui s'applique aux contrats de vente de GO conclus (ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation) à compter du 6 mai 2025, et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025⁵⁵.

⁵¹ Consultation n°2024-18 relevant de la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via le régime du complément de rémunération en métropole continentale.

⁵² Article 4, paragraphe 2 du décret n° 2025-577 du 25 juin 2025 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'évaluation et aux modalités de compensation et de recouvrement des charges de service public de l'énergie et mettant en œuvre la réforme de financement de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées.

⁵³ Délibération de la CRE n°2024-224 du 12 décembre 2024 portant décision relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁵⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

⁵⁵ La valeur plancher normative correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères portant sur les GO de biométhane organisées en France par EEX, calculée en considérant (i) les enchères s'étant tenues en 2024 et au premier semestre de 2025 pour les charges prévisionnelles au titre de 2025, conduisant à un prix plancher s'élevant à 8,93 € pour les charges prévisionnelles au titre de 2025 ; (ii) les enchères s'étant tenues au premier semestre de 2025 pour les charges prévisionnelles au titre de 2026, conduisant à un prix plancher s'élevant à 8,65 € pour les charges prévisionnelles au titre de 2026.

Environ le tiers des acheteurs de biométhane ont modifié leur déclaration en revoyant à la hausse la valorisation des GO, à la suite de la délibération du 30 avril 2025 et de la vérification par la CRE des pièces justifiant les niveaux de valorisation des GO. La CRE n'a imposé le prix plancher qu'à un seul acheteur de biométhane, s'agissant des charges prévisionnelles au titre de 2026.

Dans le cadre du présent exercice, la CRE observe ainsi une augmentation du niveau moyen de valorisation des GO faisant l'objet d'une réversion d'un exercice CSPE sur l'autre (+ 35 % en 2025⁵⁶ ; + 20 % en 2024⁵⁷), et au cours du temps (+ 26 % entre 2025 et 2026⁵⁸ ; + 30 % entre 2025 et 2024⁵⁹ ; + 53 % entre 2023 et 2024⁶⁰), la valorisation des GO constituant des recettes pour le budget de l'Etat. **La mise en œuvre de la nouvelle méthodologie de calcul de la réversion sur les GO de biométhane permet d'éviter une sous-valorisation des GO en garantissant un niveau de valorisation des GO cohérent avec les conditions de marché.**

Tableau 13 : GO faisant l'objet d'une réversion dans l'exercice CSPE 2025 et dans l'exercice CSPE 2024

Charges au titre	Nombre de GO valorisées (millions)	Montant de la valorisation financière des GO (M€)	Montant de la réversion sur les GO (M€)	Valorisation moyenne des GO (€/GO)
<i>Exercice CSPE 2025</i>				
Constaté 2024	8,2	36,7	27,5	4,48
Représentation 2025	8,5	49,4	37,1	5,85
Prévision 2026	8,6	63,4	47,6	7,37
<i>Exercice CSPE 2024</i>				
Constaté 2023	5,7	16,9	12,6	2,94
Représentation 2024	9,6	36,1	27,0	3,74
Prévision 2025	9,4	40,4	30,3	4,32

Par ailleurs, en application du cadre réglementaire s'agissant des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020, la récupération des GO par l'acheteur de biométhane auprès du producteur ne doit pas faire l'objet d'une transaction financière, dans la mesure où cela constitue un complément de revenu non prévu dans le dimensionnement des tarifs de soutien du producteur⁶¹.

Or, la CRE a observé, dans le cadre des contrôles menés lors du présent exercice CSPE, une pratique courante de transactions financières entre les producteurs et les acheteurs de biométhane portant sur les GO, corroborant le constat du rapport d'audit sur les installations de biométhane injecté publié en décembre 2024⁶². **La CRE rappelle que la récupération des GO par l'acheteur de biométhane auprès du producteur ne doit pas faire l'objet d'une transaction financière. A ce titre, les éventuelles transactions financières entre les producteurs et les acheteurs de biométhane portant sur les GO ne sont pas prises en compte pour définir la valorisation des GO.**

⁵⁶ En comparant la valorisation moyenne des GO dans la prévision initiale des charges au titre de 2025 (exercice CSPE 2024) et la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 (exercice CSPE 2025).

⁵⁷ En comparant la valorisation moyenne des GO dans la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024 (exercice CSPE 2024) et les charges constatées 2024 (exercice CSPE 2025).

⁵⁸ En comparant la valorisation moyenne des GO dans la prévision des charges au titre de 2026 et la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 (exercice CSPE 2025).

⁵⁹ En comparant la valorisation moyenne des GO dans la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 et les charges constatées 2024 (exercice CSPE 2025).

⁶⁰ En comparant la valorisation moyenne des GO dans les charges constatées au titre de 2023 (exercice CSPE 2024) et les charges constatées 2024 (exercice CSPE 2025).

⁶¹ Raison pour laquelle le biogaz pour lequel une GO a été émise par le producteur ne peut ouvrir droit au bénéfice d'un contrat d'obligation d'achat (article L. 446-19 du code de l'énergie).

⁶² Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND).

6.2.2. Encadrer l'accès au statut d'acheteur de biométhane

En électricité, la cession des contrats d'obligation d'achat à des organismes agréés est encadrée. En particulier, les organismes agréés doivent démontrer qu'ils disposent des capacités techniques et financières suffisantes⁶³, ce qui permet d'éviter des cas de défaillance de paiement et, le cas échéant, de permettre à l'autorité administrative de retirer l'agrément si ces conditions ne sont plus réunies.

En revanche, en gaz, tout fournisseur de gaz naturel peut devenir acheteur de biométhane à partir du moment où il dispose d'une autorisation de fourniture. L'article L. 443-9-3 I du code de l'énergie liste limitativement les cas dans lesquels l'autorité administrative peut retirer ou suspendre l'autorisation de fourniture d'un fournisseur.

Dans le cadre de l'exercice de contrôle et de calcul des charges mené en 2024, la CRE avait eu connaissance du fait que certains producteurs de biométhane ne percevaient plus le versement du tarif d'achat applicable à leurs installations. Toutefois, aucune irrégularité relative à la mauvaise exécution ou à l'inexécution des contrats d'achats de biométhane n'a été constatée par la CRE dans le cadre du présent exercice de contrôle et de calcul des charges.

La CRE réitère néanmoins sa recommandation d'encadrer davantage la signature de contrats d'obligation d'achat de biométhane par les fournisseurs de gaz naturel. Plusieurs pistes de réflexion peuvent être envisagées, notamment prévoir parmi les motifs de retrait de l'autorisation de fourniture la mauvaise exécution des contrats d'obligation d'achat ou mettre en place d'un système d'agrément par le ministre chargé de l'énergie.

Le présent exercice d'évaluation des charges de service public permet de constater un retour à la normale du niveau des charges de soutien aux énergies renouvelables électriques, compte tenu de la stabilisation des prix de gros à des niveaux comparables à ceux observés avant la crise. Il a également mis en lumière la forte sensibilité des charges à l'évolution des prix captés, tirés vers le bas, pour la filière solaire, par le phénomène de cannibalisation. Le contexte d'évolution rapide du nombre d'heures à prix négatifs ou très faiblement positifs réduit la fiabilité des prévisions du coût évité et donc des charges, notamment en ce qui concerne les volumes valorisés sur les marchés de court terme. La CRE a fait évoluer sa méthodologie de prévision pour tenir compte de ce contexte et a formulé un certain nombre de recommandations, visant à diminuer la sensibilité des prévisions de charges aux évolutions des prix captés sur les marchés de court terme. Enfin, s'agissant des autres postes de coûts constituant les charges de service public, la CRE constate que son évolution méthodologique récente relative à la valorisation des garanties d'origine de biométhane a permis de diminuer le coût du soutien pour l'Etat.

* * *

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie, de l'économie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 10 juillet 2025

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

⁶³ Article R. 314-52-1 du code de l'énergie.