

DÉLIBÉRATION N°2026-149

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 juillet 2026 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2027 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Victor ALONSO et Nadia FAURE, 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 2027.

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.

L'article L. 121-6 du code de l'énergie précise les modalités de compensation des CSPE 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 ; elles ne sont pas réévaluées pour l'année en cours.

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 ZNI 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 2025 ;
- la mise à jour de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2026 (pour les opérateurs en France hexagonale et dans les collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy) ;
- l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2027 ;
- le bilan des charges à compenser en 2026 et 2027 aux opérateurs (charges « pour 2026 et 2027 »).

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. »

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 sept 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.

SYNTHESE

Réévaluation des charges à compenser en 2026 et évaluation des charges à compenser en 2027, objets principaux de la délibération

Nouvelle évaluation des charges à compenser en 2026

Par la présente délibération, **la CRE procède tout d'abord à la réévaluation des charges à compenser en 2026**, qui s'établissent à **12,3 Mds€**. Cette réévaluation est fondée principalement, **pour les opérateurs en France hexagonale ainsi que dans les collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, sur :**

- **les charges prévisionnelles au titre de 2026, dont la prévision est mise à jour ;**
- **la régularisation des charges au titre de 2025 (avec la prise en compte du calcul des charges constatées au titre de 2025).**

Les charges compensées en 2026 des opérateurs en zones non-interconnectées hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy ne sont pas réévaluées. Ainsi, pour ces opérateurs, l'évaluation de charges à compenser en 2026 déjà réalisée en juillet 2025 est retenue, et notamment la prévision de charges au titre de 2026 et la mise à jour de la prévision de charges au titre de 2025 telles que déclarées en juillet 2026. Les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2026 et les charges constatées au titre de 2025 déclarées et contrôlées lors du présent exercice CSPE ne sont pas prises en compte pour le calcul des charges à compenser en 2026 pour ces opérateurs (mais sont considérées dans le calcul des charges à compenser en 2027).

Les charges à compenser en 2026 intègrent aussi les écarts de recouvrement constatés en 2025 (notamment le recouvrement par EDF de montants au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2024²), ainsi que les régularisations sur les années antérieures à 2024 (reliquats)³, les frais financiers⁴ et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de EEX⁵.

Le 10 juillet 2025⁶, la CRE avait procédé à une première évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 : elles s'élevaient alors à 12,9 Mds€⁷.

² Les montants correspondants sont détaillés dans l'annexe 5.

³ Inchangés par rapport à la délibération n°2025-180 du 10 juillet 2025.

⁴ Montant corrigé, prenant en compte une erreur matérielle sur le calcul des frais financiers mentionnée à la section 2.4 de l'annexe 6 de la présente délibération. A des fins de précision, la délibération n°2025-267 du 11 décembre 2025 n'a pas modifié le montant des charges à compenser en 2026, mais uniquement des charges à compenser en 2025.

⁵ Les montants correspondants sont détaillés dans l'annexe 6.

⁶ Délibération de la CRE n°2025-180 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

⁷ Montant corrigé prenant en compte l'erreur matérielle sur le calcul des frais financiers mentionnée à la section 2.4 de l'annexe 6 de la présente délibération. Le montant non corrigé des charges à compenser en 2026 tel que présenté dans la délibération du 10 juillet 2025 s'élève à 12 939,4 M€.

Tableau 1 : Evaluation des charges à compenser en 2026

		1 ^{ère} évaluation en 2025	Réévaluation en juillet 2026 ⁽¹⁾
Charges hors boucliers tarifaires et amortisseur	Charges au titre de 2026 <u>prises en compte pour le calcul des charges à compenser en 2026 (1)</u>	12 960,3	12 383,9
	Régularisation 2025 <u>prise en compte pour le calcul des charges à compenser en 2026 (1)</u>	283,2	229,4
	Régularisation 2024 (ZNI)	51,6	51,6
	Reliquats antérieurs à 2024	-254,0	-254,0
	Complément de prix ARENH	-110,3	-110,3
	Défaut de recouvrement 2025		-0,8
	Frais financiers 2024	1,5 ⁽²⁾	1,5
	TOTAL	12 932,4	12 301,3
Charges boucliers tarifaires et amortisseur	Charges au titre de 2026		0,0
	Régularisation 2025		0,0
	Reliquats antérieurs à 2024	36,5	36,5
	Défaut de recouvrement 2025		-0,4
	Frais financiers 2024	-29,4	-29,2
	TOTAL	7,1	7,0
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et EEX		0,7	0,7
TOTAL des charges à compenser en 2026		12 940,2	12 309,0
Dont inscrites au budget de l'Etat		9 690,2	9 059,1
Dont compensées par l'accise sur l'électricité		3 250,0	3 250,0

(1) En application du décret n° 2025-577 du 25 juin 2025, les charges à compenser en 2026 ne prennent pas en compte une mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026 ni 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 10 juillet 2025 (cf. annexe 1 de la délibération du 10 juillet 2025).

(2) Montant corrigé prenant en compte une erreur matérielle sur le calcul des frais financiers, mentionnée à la section 2.4 de l'annexe 6 de la présente délibération.

La baisse des charges à compenser en 2026 par rapport à la première évaluation réalisée en juillet 2025 (- 631,2 M€) est largement portée :

- d'une part par la baisse des charges au titre de 2026 liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale (-373,8 M€), en raison principalement de la régularisation à la baisse de l'hypothèse de versement des primes à l'investissement des installations photovoltaïques soutenues au travers des arrêtés dits « S17 »⁸ et « S21 »⁹ ;
- et d'autre part par la hausse des prix du gaz prévisionnels en 2026 (+ 27 % entre la prévision initiale et sa mise à jour), entraînant une baisse des charges relatives au dispositif d'obligation d'achat de biométhane injecté (- 194,0 M€).

⁸ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁹ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Evaluation des charges à compenser en 2027

La CRE réalise également la première évaluation annuelle des charges à compenser en 2027, qui s'élèvent à 14,2 Mds€. Elles sont principalement fondées sur les charges prévisionnelles au titre de 2027, à hauteur de 14,1 Mds€.

Elles intègrent également les régularisations de charges au titre de 2025 et de 2026 s'agissant des opérateurs en zones non-interconnectées (hors collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy)¹⁰, le recouvrement par EDF de montants au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2025¹¹, les régularisations sur les années antérieures à 2025 (reliquats), les frais financiers et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de EEX¹².

Tableau 2 : Evaluation des charges à compenser en 2027

		Evaluation en juillet 2026
Charges hors boucliers tarifaires et amortisseur (M€)	Charges au titre de 2027	14 128,2
	Régularisation 2026 (ZNI)	248,9
	Régularisation 2025 (ZNI)	-115,4
	Reliquats antérieurs 2025	80,7
	Complément de prix ARENH	-112,0
	Frais financiers 2025	-2,5
	TOTAL	14 227,8
Charges boucliers tarifaires et amortisseur (M€)	Reliquats antérieurs à 2025	0,4
	Frais financiers 2025	-1,6
	TOTAL	-1,3
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et EEX		0,6
TOTAL des charges à compenser en 2027		14 227,1
Dont inscrites au budget de l'Etat		10 668,1
Dont compensées par l'accise sur l'électricité		3 559,0

Les charges à compenser en 2027 sont estimées à un niveau plus élevé de 1,9 Md€ par rapport à la nouvelle estimation des charges à compenser en 2026 (et de 1,3 Md€ par rapport à la première évaluation des charges à compenser en 2026 réalisée en juillet 2025).

La hausse des charges inscrites au budget de l'Etat entre 2026 et 2027 est de + 1,6 Md€, tandis que la hausse des charges compensées par l'accise sur l'électricité (charges dans les ZNI hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy uniquement) est de + 0,3 Md€.

Cette évolution est portée principalement par la hausse des charges prévisionnelles au titre de 2027 par rapport à la prévision des charges mises à jour au titre de 2026 (+1,7 Md€), avec :

- une augmentation de + 1,0 Md€ des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale (principalement en raison de la hausse des volumes soutenus d'environ + 9,7 TWh, portée en majorité par la filière photovoltaïque, conduisant à une hausse des charges d'environ 0,9 Md€, la deuxième explication étant un effet prix pour environ 0,2 Md€) ;

¹⁰ Pour ces opérateurs (hors Saint Martin et Saint-Barthélemy), les charges à compenser en 2026 ne sont pas réévaluées dans le cadre de la présente délibération. Ces régularisations ne sont donc pas intégrées aux charges à compenser en 2026, comme pour les opérateurs en France hexagonale ainsi qu'à Saint-Martin et Saint-Barthélemy, mais sont intégrées aux charges à compenser en 2027.

¹¹ Les montants correspondants sont détaillés dans l'annexe 5.

¹² 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'Etat, l'émission des garanties d'origine et leur mise aux enchères.

- de + 0,3 Md€ pour le biométhane injecté (principalement en raison de la hausse des volumes soutenus à hauteur de + 1,6 TWh et de la baisse prévisionnelle des prix du gaz) ;
- de + 0,2 Md€ en zone non interconnectées principalement en raison principalement de la mise en service de nouveaux moyens de production en gré à gré renouvelable.

Evolution des charges de service public de l'énergie au titre des années 2025, 2026 et 2027

Niveau des charges au titre de 2025, 2026 et 2027

Le tableau ci-dessous présente, par action¹³, les charges au titre des années 2025 à 2027, évaluées dans le cadre de la présente délibération, ainsi que, à des fins de comparaison, le niveau des charges constatées au titre de 2024.

Tableau 3 : Tableau récapitulatif des charges par action au titre des années 2024 à 2027

en M€		Charges constatées au titre de 2024	Charges constatées au titre de 2025	Mise à jour de la prévision au titre de 2026	Charges prévisionnelles au titre de 2027
1. Soutien ENR électriques en métropole	1. Eolien terrestre	-68,9	901,5	1 157,1	1 404,6
	2. Eolien en mer	227,7	655,8	965,6	1 306,7
	3. Photovoltaïque	2 408,5	3 755,7	4 125,5	4 579,2
	4. Bio-énergies	394,0	739,0	827,3	855,1
	5. Autres énergies	-61,0	129,1	211,0	232,9
	TOTAL	2 900,3	6 181,0	7 286,6	8 378,5
2. Injection biométhane		1 029,3	1 151,4	1 109,8	1 373,3
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	1 211,9	1 495,2	1 866,0	2 220,6
	2. Mécanismes de solidarité	1 258,3	1 682,1	1 402,9	1 291,9
	TOTAL	2 470,2	3 177,3	3 268,9	3 512,5
4. Cogénération et autres moyens thermiques		354,9	684,7	653,1	600,7
5. Effacement		189,0	126,4	149,7	91,6
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	28,5	28,9	31,2	31,4
	2. Afficheur déporté	1,4	0,9	2,9	3,6
	3. Autres	3,1	3,2	3,8	3,9
	TOTAL	33,0	33,0	37,9	38,9
7. Frais divers		97,6	109,6	126,7	132,6
Sous total hors BT et amo.		7 074,3	11 463,3	12 632,8	14 128,2
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	149,2	0,0	0,0	0,0
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	0,0	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	149,2	0,0	0,0	0,0
TOTAL		7223,5*	11 463,3	12 632,8	14 128,2

* Le calcul des charges au titre de 2024 se base sur des prix de marché significativement plus élevés que pour le calcul des charges au titre des années suivantes, du fait notamment des volumes vendus à terme au titre de l'année de livraison 2024 durant la crise des prix de l'énergie.

Les charges constatées au titre de 2025 s'élèvent ainsi à 11 463,3 M€. Ce montant est inférieur de - 169,3 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée en juillet 2025, en raison principalement d'une sur-prévision des volumes d'énergie renouvelable électrique soutenus en France hexagonale (partiellement compensée par la hausse du surcoût unitaire¹⁴) et des volumes soutenus en ZNI (cf. section 2.1).

La mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026 s'élève à 12 632,8 M€, en diminution de - 327,6 M€ par rapport à la prévision effectuée en juillet 2025, en raison principalement d'une baisse de la prévision du tarif d'achat moyen s'agissant des énergies renouvelables électriques en France hexagonale et d'une baisse du coût du soutien au biométhane injecté du fait de la hausse des prix du gaz. Ces baisses ne sont que partiellement compensées par la hausse du soutien en ZNI du fait d'une hausse des coûts de production des moyen historiques de production (cf. section 2.2).

¹³ 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.

¹⁴ Le surcoût unitaire désigne le coût du soutien de l'Etat rapporté à l'énergie soutenue. En obligation d'achat cela correspond à la différence entre le coût d'achat et le coût évité, divisé par l'énergie soutenue ; en complément de rémunération, cela correspond aux montants de primes de complément de rémunération divisés par l'énergie soutenue.

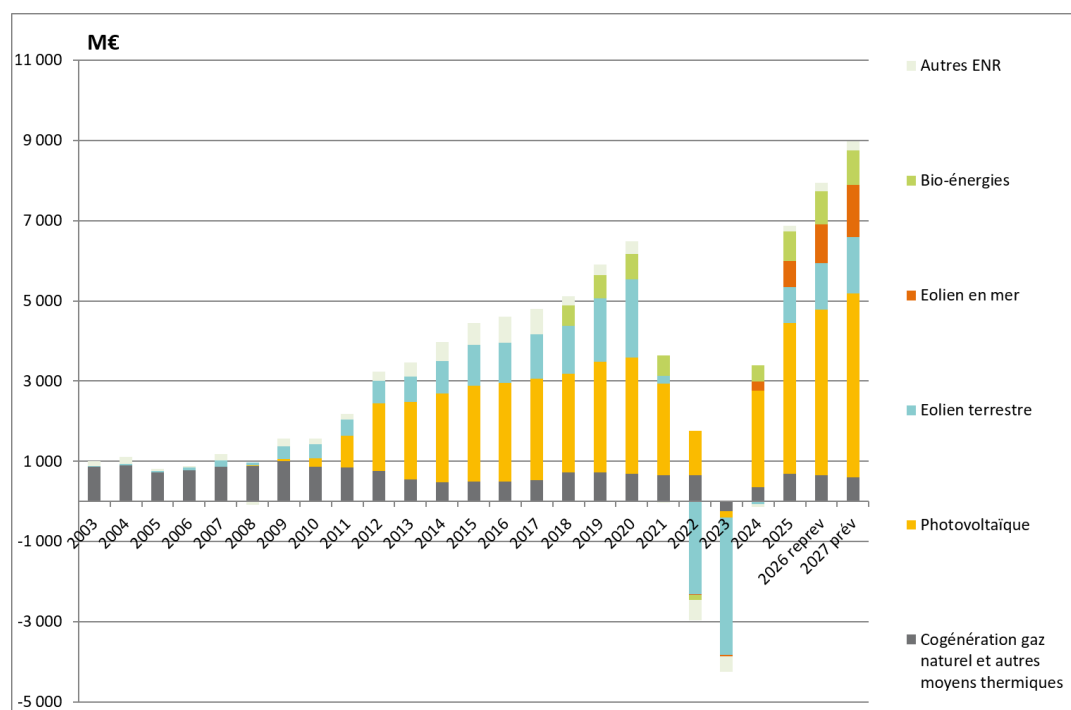
Enfin, la prévision des charges au titre de 2027 s'élève à 14 128,2 M€. Il s'agit de la première prévision réalisée au titre de cette année.

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

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

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges liées au soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques depuis 2003. Les évolutions récentes sont présentées dans la Figure 2 et détaillées ci-après.

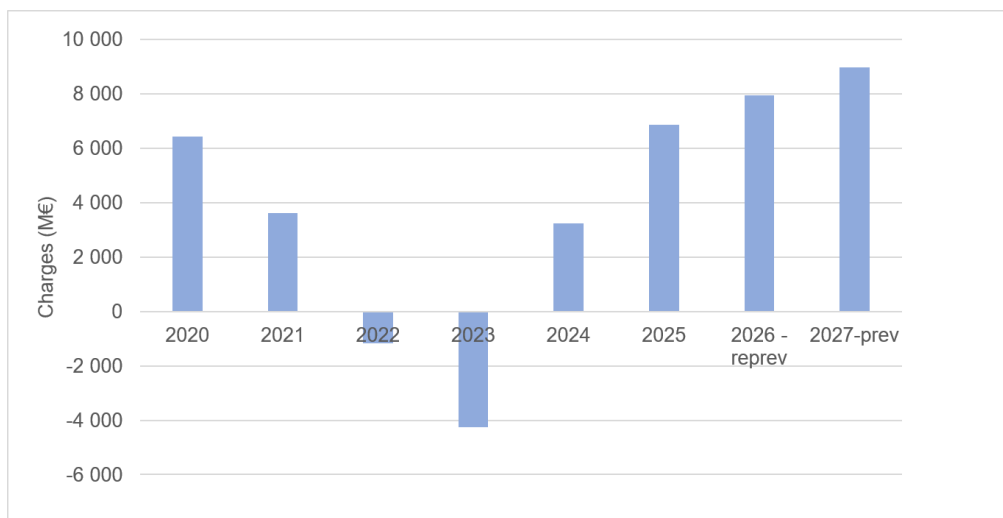
Figure 1 : Evolution des charges de service public au titre des années 2003 à 2027 - Soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques



Les charges au titre des années 2003 à 2020 ont presque toujours été en hausse d'une année sur l'autre¹⁵.

¹⁵ En particulier, à compter de l'année 2010, une part importante des charges est portée par le soutien aux installations photovoltaïques pré-moratoire de 2010, dont le tarif d'achat est particulièrement élevé. Celui-ci concourt toujours aux charges observées pour près de 2 Mds € par an au titre de 2026 et 2027. La majorité de la puissance contractualisée sur ces contrats devrait arriver à échéance avant 2033, avec un début de décroissance en 2029.

Figure 2 : Evolution des charges (en M€) s'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques au titre des années 2020 à 2027



Cependant, l'année 2021, sous l'effet de la crise des prix de gros de l'énergie, a marqué une première année de baisse significative (- 2,8 Mds€), d'une amplitude de variation bien supérieure à ce qui était usuellement observé.

Entre 2021 et 2025, 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 par la suite été constatées, en raison principalement des évolutions conséquentes des prix de gros de l'électricité et du gaz. Ainsi, sur cette période, l'effet prix (l'évolution du surcoût unitaire moyen en €/MWh) représente la grande majorité des évolutions interannuelles :

- les énergies renouvelables électriques, et notamment l'éolien à terre, 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 et la cogénération au gaz naturel 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, un retour à la tendance normale a pu être observé s'agissant de la dynamique d'évolution des charges, en lien avec la baisse des prix de marché et la hausse tendancielle des volumes soutenus en cohérence avec les orientations des PPE successives. Ce retour à la normale a été 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 été réalisées à des niveaux très élevés (192 €/MWh en moyenne au titre l'année de livraison 2024) et ont permis d'amortir la baisse du coût évité et donc la hausse du soutien public en 2024. En 2025, les ventes à terme des volumes sous obligation d'achat s'est établie à un niveau bien inférieur (97 €/MWh en moyenne), ce qui explique en grande partie la hausse de 3,6 Mds€ par rapport aux charges au titre de 2024¹⁶. Ainsi les charges ont augmenté entre 2024 et 2025, malgré une stabilisation des prix spot (61 €/MWh en moyenne en 2025, contre 58 €/MWh en 2024) ;
- l'année 2025 marque le retour à des niveaux de surcoûts unitaires comparables à ceux observés avant la crise des prix de gros de l'énergie : 91,9 €/MWh contre 89,8 €/MWh en 2020.

Au titre des années 2026 et 2027, les surcoûts unitaires devraient se stabiliser respectivement à 89,4 €/MWh et 91,2 €/MWh¹⁷. Dès lors, les évolutions annuelles du soutien aux énergies renouvelables

¹⁶ Une faible partie de cette hausse est portée par la hausse des volumes soutenus entre 2024 et 2025 (+ 8,5 TWh).

¹⁷ Ces niveaux de surcoût unitaires sont notamment appréciés au regard des cotations de prix de marché de la seconde quinzaine du mois de mai 2026. Des évolutions non négligeables des prix de marché de gros sur ces horizons pourraient toujours être observées.

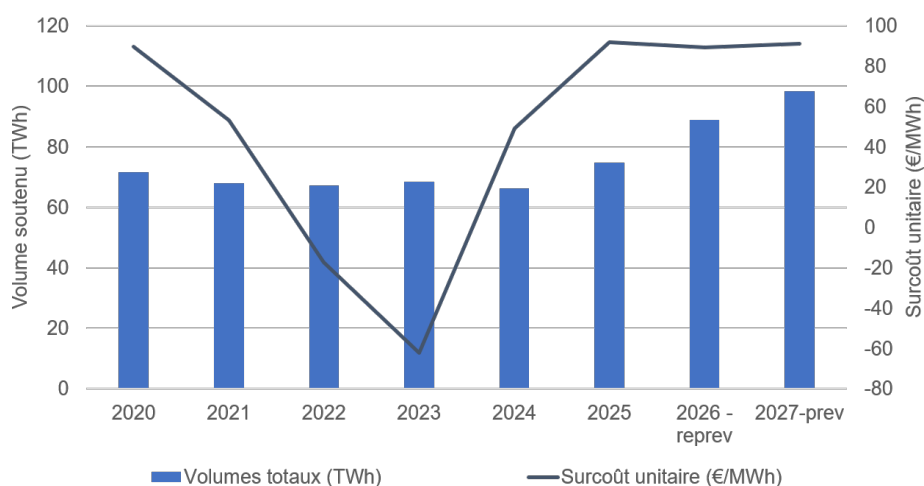
électriques et à la cogénération au gaz naturel post-2025 s'expliquent désormais davantage par la croissance du parc soutenu.

L'effet volume représente la principale source d'augmentation des CSPE liées au soutien en France hexagonale aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel entre 2025 et 2027 :

- entre 2025 et 2026, le volume soutenu augmente de +14 TWh (89 TWh soutenus en 2026), ce qui conduit à environ + 1,3 Md€ d'effet volume, légèrement compensé par un effet prix de - 0,2 Md€, pour une augmentation globale des CSPE de 1,1 Md€ ;
- entre 2026 et 2027, le volume soutenu augmente de +10 TWh (98 TWh soutenus en 2027), ce qui conduit à environ + 0,9 Md€ d'effet volume pour une augmentation globale des CSPE de 1,0 Md€.

L'augmentation des volumes soutenus s'inscrit dans le cadre prévu par les programmations pluriannuelles de l'énergie 2019-2028 dite « PPE2 » et 2026-2035 dite « PPE3 ».

Figure 3 : Evolution du volume soutenu (en TWh) et du surcoût unitaire (en €/MWh) s'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques au titre des années 2020 à 2027



Travaux et recommandations de la CRE

Si la stabilisation du surcoût unitaire (i.e. le coût du soutien de l'Etat rapporté à l'énergie soutenue) à compter de 2025 (pour rappel : 91,9 €/MWh au titre de 2025, 89,4 €/MWh au titre de 2026 et 91,2 €/MWh au titre de 2027), à un niveau très proche de celui de 2020 (89,8 €/MWh), est essentiellement due à une large atténuation des amplitudes de variations des prix de gros de l'électricité, de nombreux effets sous-jacents demeurent : évolutions à la baisse des tarifs de soutien propres à certaines filières, recomposition du parc de production soutenu, baisse des prix de marché captés par certaines filières et notamment le photovoltaïque...

Il est notamment possible d'agir sur ce dernier point à court terme. Ainsi, la CRE revient au sein de la section 6.1 sur l'évolution de l'écart entre les prix de marché captés par la filière photovoltaïque et les prix en base¹⁸ observée depuis 2024 et qui se répercute sur le montant des CSPE : il s'agit d'un phénomène particulièrement marqué pour les installations sous obligation d'achat, mais plus limité pour les installations en complément de rémunération qui sont toutes incitées à arrêter leur production en prix négatifs.

Le lancement en 2025 (avec une montée en puissance au printemps 2026) d'un dispositif d'arrêt des installations sous obligation d'achat en périodes de prix de marché négatifs contribue à améliorer le prix

¹⁸ Prix d'un MWh livré uniformément sur l'année.

capté par l'ensemble des installations sous obligation d'achat. La CRE salue la forte mobilisation des producteurs sous obligation d'achat, qui ont su mettre en œuvre dans des délais limités une pilotabilité satisfaisante de leur parc afin de respecter les signaux de modulation envoyés par EDF OA. Elle considère par ailleurs qu'une extension du périmètre concerné semble pertinente afin de limiter l'amplitude des prix spot négatifs et de s'approcher d'un potentiel d'économies supplémentaires de CSPE de 100 M€/an¹⁹. La CRE est notamment favorable à court terme à une application du dispositif à l'ensemble des installations des filières éolien à terre et photovoltaïque de plus de 1 MW/1 MWc au périmètre d'EDF OA à partir de la fin d'année 2026²⁰.

Comme proposé dans une note publiée en mars 2026²¹, la CRE recommande par ailleurs d'expérimenter une évolution des modalités du soutien pour les nouvelles installations photovoltaïques de plus de 100 kWc, afin de l'adapter davantage à une éventuelle hybridation avec une batterie si celle-ci est rentable sans soutien versé supplémentaire. Ces évolutions permettraient une amélioration des prix captés par la filière photovoltaïque en périodes de prix positifs et de limiter l'exposition du budget de l'Etat au risque de cannibalisation.

La CRE détaille également au sein de la section 6.2 les évolutions récentes s'agissant de la couverture à terme de l'énergie soutenue via les mécanismes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération, visant en premier lieu à améliorer la prévisibilité des CSPE via une connaissance plus en amont du montant de la valorisation de l'énergie soutenue, et une réduction de la part du volume valorisé sur les marchés de court-terme.

S'agissant de l'obligation d'achat, la CRE a mis en place deux évolutions à partir de l'année de livraison 2028 : la vente de produit à maturité 3 ans, effective depuis le 1^{er} septembre 2025, et la mise en place d'une nouvelle méthode de calcul de la part de l'énergie vendue à terme, conduisant à augmenter celle-ci. La CRE prévoit en outre la vente de nouveaux produits visant à mieux refléter le profil de production photovoltaïque (produits « *peak* » ou produits horaires centrés sur les heures de forte production photovoltaïque). Ces nouveaux produits seront mis en vente par EDF OA à partir du premier semestre 2027.

S'agissant du complément de rémunération, la CRE a également lancé des travaux visant la mise en place par l'Etat d'une couverture à terme centralisée des volumes soutenus sous ce régime, portant sur les contrats existants et nouveaux. L'objectif est de limiter l'impact de l'évolution de la référence de prix M_0 , fondée essentiellement sur les prix spot.

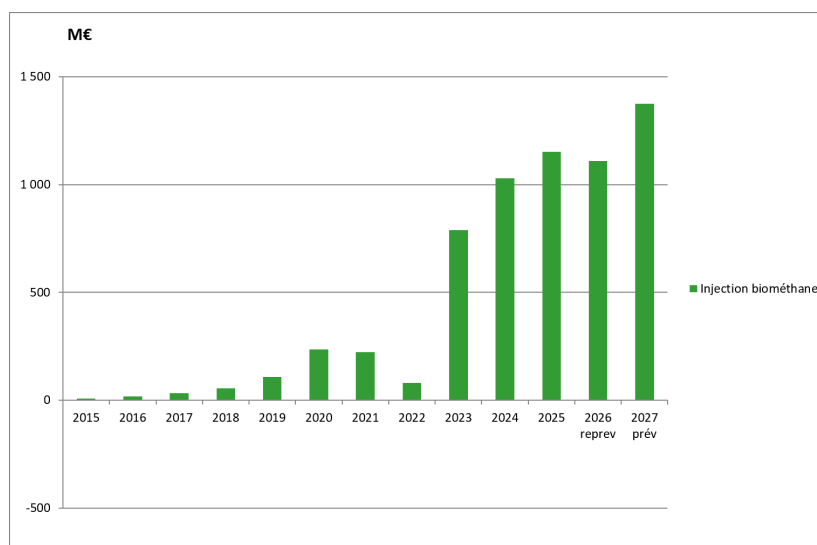
¹⁹ Par rapport à un scénario tendanciel fondé sur des prix spot similaires à la période juin 2025 - mai 2026.

²⁰ Délibération de la CRE n°2026-135 du 2 juillet 2026 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 22 décembre 2025 d'application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025.

²¹ Note sur le développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire, Mars 2026 : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2026/260305_Note_PV_Stockage.pdf.

Injection de biométhane

Figure 4 : Evolution des charges de service public au titre des années 2003 à 2027 - soutien au biométhane injecté



S'agissant du soutien au biométhane injecté, les charges constatées représentent une dépense de 1,2 Md€ au titre de 2025, supérieure de 124,1 M€ aux charges constatées au titre de 2024, en raison du développement de la filière (+ 16 % de volumes soutenus) dont l'effet volume n'est pas compensé par la baisse du surcoût unitaire des contrats.

Entre 2025 et 2026, les charges diminuent légèrement, de - 41,6 M€ (- 4 %). Cette baisse s'explique en majorité par la diminution du surcoût d'achat pour - 29,5 M€, sous l'effet de la hausse prévisionnelle des prix du gaz naturel (+ 26 % entre 2025 et 2026), qui n'est pas entièrement compensée par la hausse prévisionnelle du volume soutenu (+ 1,5 TWh).

Entre 2026 et 2027, les charges augmentent de + 263,5 M€ sous les effets combinés d'une baisse des prix prévisionnels du gaz²² et d'une augmentation des volumes de biométhane injecté soutenus, contribuant à hauteur d'environ 55 % et 45 % respectivement à la hausse du surcoût d'achat de 282,7 M€ pour l'injection de biométhane. La hausse de 19,3 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.

Evolution envisagée par la CRE s'agissant de la compensation des CSPE pour les opérateurs en France hexagonale

A l'issue de cet exercice, la CRE envisage de mettre en œuvre plusieurs évolutions s'agissant de la compensation des CSPE, décrites en parties 6.3 et 6.4.

Modalités de régulation de l'opérateur EDF OA (partie 6.3)

EDF OA supporte environ 94 % des charges au titre de 2025 résultant des contrats de soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale. Le contexte de forte augmentation du nombre de contrats et d'évolutions réglementaires, sources de complexités contractuelles, a contribué à une augmentation importante de l'activité de l'opérateur et donc de ses frais de gestion au cours des dernières années (+ 89 % entre 2020 et 2025).

La CRE a lancé à la fin de l'année dernière un audit portant sur les frais de gestion d'EDF OA, qui a permis à la CRE de disposer d'une vision plus exhaustive de ces frais et de mettre en avant le bon

²² Les références de prix du gaz sont calculées avec des cotations des prix à terme du gaz, conformément à la délibération n°2026-68 du 27 mars 2026, définissant la méthodologie CSPE.

niveau général de gestion d'EDF OA, tout en identifiant plusieurs leviers d'amélioration du suivi et du pilotage de sa performance.

Dans la continuité de cet audit, la CRE définira dans les prochains mois un certain nombre d'indicateurs de suivi de l'activité d'EDF OA complémentaires à ceux déjà en place. Elle travaille également à une évolution du cadre de régulation d'EDF OA : elle examine notamment la possibilité d'introduire des mécanismes de régulation incitative sur certains indicateurs de qualité de service et de postes de coûts de l'opérateur, qui pourraient conduire à l'application de bonus ou de malus financiers à EDF OA en fonction de sa performance. La mise en œuvre d'un tel régime de régulation nécessitera notamment une évolution du code de l'énergie.

La CRE continuera par ailleurs de veiller à ce qu'EDF OA dispose des moyens nécessaires pour réaliser efficacement ses missions.

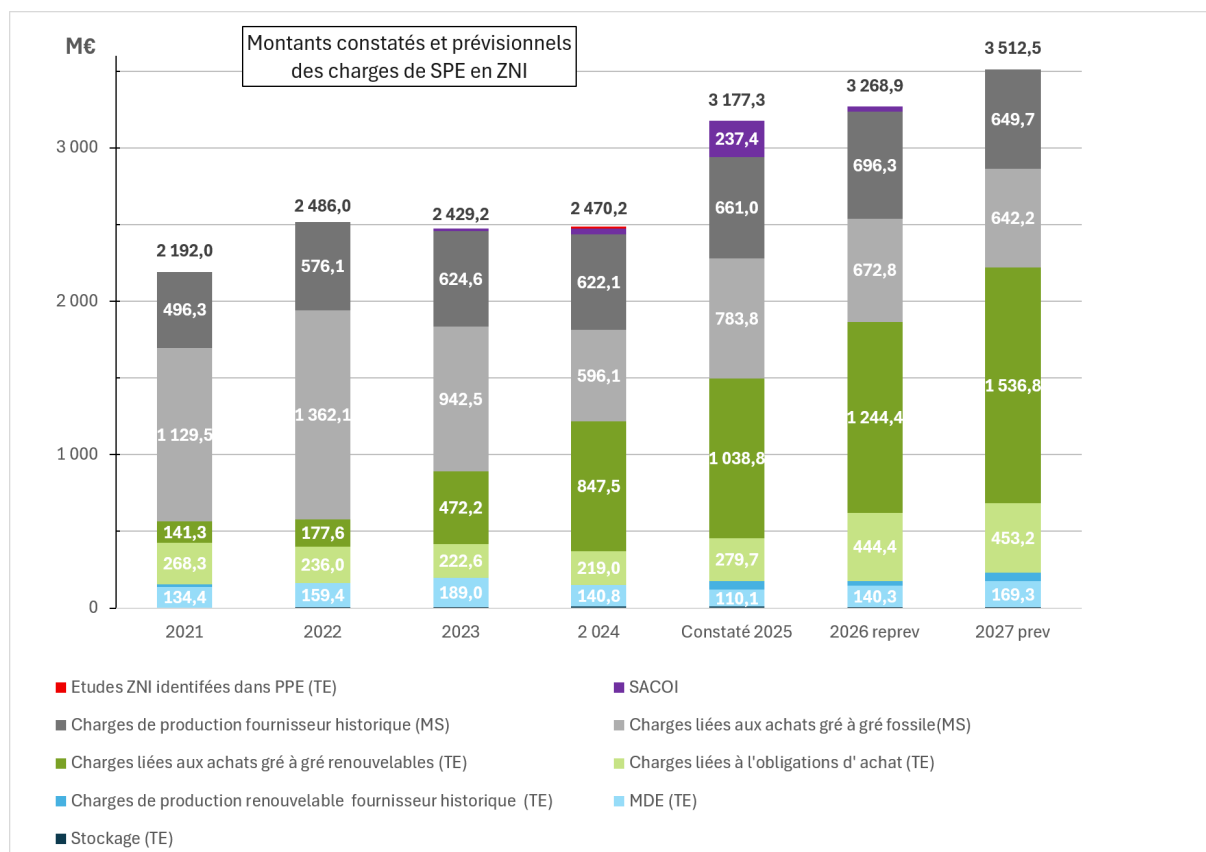
Recouvrement des sommes dues par les producteurs aux opérateurs de CSPE (partie 6.4)

Dans le cas général, les versements prévus par les contrats de soutien sont réalisés par les opérateurs de CSPE au bénéfice des producteurs, mais les producteurs peuvent parfois être redevables de sommes aux cocontractants (et donc *in fine* à l'Etat). Cette situation est devenue un enjeu d'importance particulière à partir de la crise des prix de l'énergie de 2021-2023, qui a conduit à une forte augmentation des versements dans le sens des producteurs vers les opérateurs de CSPE.

En pratique, les opérateurs de CSPE peuvent parfois rencontrer des difficultés à recouvrer ces montants auprès des producteurs. La CRE constate ainsi, au cours des derniers exercices, une augmentation des montants non encore recouverts par les opérateurs (en grande partie conjoncturelle comme expliqué ci-dessus). Ces montants sont contrôlés et suivis par les services de la CRE et font l'objet d'échanges approfondis avec les opérateurs. La CRE travaillera avec les opérateurs d'ici le prochain exercice CSPE afin de mettre en place un dispositif pérenne concernant le recouvrement des créances permettant d'inciter les opérateurs à recouvrer les sommes dues dans des délais optimisés, et ainsi, de limiter l'exposition du budget de l'Etat.

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

Figure 5 : Evolution des charges de service public au titre d'une année : charges liées au soutien en zones non interconnectées



La CRE a conservé la répartition des charges en deux catégories correspondant aux catégories « Transition énergétique » (TE) et « Mécanismes de solidarité » (TS) de la maquette budgétaire des années précédentes.

Au titre de 2025, les charges en ZNI sont en hausse (+ 707,0 M€, + 29 %) par rapport aux charges constatées au titre de 2024. Cette augmentation s'explique par une réduction importante des recettes tarifaires consécutive à la baisse des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) en 2025, qui induit une augmentation mécanique des charges de production et d'achat (+ 529,3 M€). A cet effet, s'ajoutent les coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI en Corse, qui augmentent de 197,2 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025. Les coûts de production et d'achats baissent légèrement, avec de fortes variations internes. Pour les territoires opérés par EDF, l'augmentation des coûts d'achats des filières biomasse solide et liquide est compensée par une moindre sollicitation des actifs thermiques fossiles en lien avec une baisse de la demande et une meilleure hydraulité pour la Guyane. A Mayotte, les coûts de production et d'achat diminuent sous les effets cumulés d'une baisse du prix des combustibles et d'un contexte difficile pour la filière photovoltaïque à la suite du cyclone Chido. Le soutien aux actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE) baisse également de - 30,7 M€, en lien avec un ajustement des cadres à la suite de leur renouvellement, la fin de certains grands projets et un recentrage des actions sur certains segments et opérations. Le poste coûts des études diminue de - 12,0 M€ après un versement ponctuel auprès d'un opérateur en 2024.

Au titre de 2026, certains postes enregistrent une forte hausse comme les coûts de production des énergies renouvelables qui se substituent aux actifs thermiques fossiles (+ 213,1 M€), dont la biomasse et le développement du photovoltaïque en autoconsommation avec le versement d'une prime ponctuelle

en première année, qui s'atténuera par la suite. Les coûts de production fossile d'EDM²³ et d'EEWF²⁴ augmentent également en lien avec une plus forte sollicitation des moyens thermiques fossiles et une augmentation du prix des combustibles en 2026 (+35,4 M€). S'agissant de la MDE, les territoires anticipent un renforcement des cadres (+ 30,2 M€) après une première année de transition en 2025. Une légère baisse des recettes de production contribue également à cet effet haussier. Ces augmentations sont toutefois compensées par la baisse des coûts du projet SACOI 3, après un versement ponctuel en 2025 (- 203,6 M€).

Au titre de 2027, les charges de service public augmentent de 243,6 M€ (+ 7 %) par rapport aux charges mises à jour au titre de 2026, notamment portées par la mise en service de nouveaux actifs en gré à gré renouvelable en Guyane et à La Réunion. Ces actifs ainsi que les énergies renouvelables développées en obligation d'achat permettent de répondre à la hausse de la demande (+ 2 %) en substitution des moyens thermiques fossiles. Les recettes de production prévisionnelles sont également en baisse en lien avec les hypothèses prises par les opérateurs sur les mouvements tarifaires TRVE.

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

Les charges constatées au titre de l'amortisseur électricité 2023 et 2024 intègrent une évolution de + 362,3 k€. Ces charges, concernant un nombre limité de fournisseurs, sont intégrées aux charges à compenser pour 2027 en tant que reliquats antérieurs à 2025.

²³ Electricité de Mayotte

²⁴ Eau et Electricité de Wallis et Futuna

Sommaire

SYNTHESE.....	3
1. Cadre juridique	17
1.1. Périmètre des charges de service public de l'énergie	17
1.2. Une évaluation des charges de service public de l'énergie comportant désormais également une réévaluation des charges à compenser lors de l'année en cours	19
1.3. Modalités du calcul des charges à compenser durant une année N	20
2. Charges de service public de l'énergie au titre de 2025, 2026 et 2027.....	23
2.1. Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2025	23
2.2. Mise à jour de la prévision de charges de service public de l'énergie au titre de 2026	25
2.3. Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2027	27
3. Charges de service public de l'énergie liées à l'amortisseur électricité au titre de 2023 et 2024 (reliquats)	29
4. Réévaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2026.....	29
5. Evaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2027.....	33
6. Analyses et recommandations de la CRE.....	36
6.1. Effets bénéfiques des évolutions récentes des modalités d'arrêt des installations sous obligation d'achat en prix négatifs et évolutions encore nécessaires pour améliorer la valeur marché captée par le parc électrique soutenu.....	36
6.2. Amélioration de la prévisibilité des charges de service public de l'énergie par la couverture à terme de l'électricité soutenue	40
6.3. Evolution du modèle de régulation d'EDF OA.....	41
6.4. Recouvrement de sommes dues par les producteurs soutenus aux opérateurs de CSPE	42
6.5. Transition énergétique dans les ZNI.....	43

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 agréés²⁵. 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 flexibilités décarbonées (effacements de consommation, capacités de stockage d'électricité) ;
- 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 2022²⁶, de l'article 181 de la loi de finances pour 2023²⁷, et de l'article 225 de la loi de finances pour 2024²⁸.

Au total, 207 opérateurs présentent des charges (électricité et/ou gaz) à compenser en 2026 et 202 en 2027.

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-

²⁵ Mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie.

²⁶ Loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

²⁷ Loi n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

²⁸ Loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

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 annexes²⁹.

Depuis le 1^{er} août 2025, en application de l'article 20 de la loi de finances pour 2025³⁰, 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 conformément à l'article L. 121-6 du code de l'énergie. 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.

²⁹ 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.

³⁰ 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) ³¹
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 également 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.

³¹ 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 2024 ont été définis dans la délibération de la CRE n°2025-164 du 24 juin 2025. Le montant recouvré à ce titre par EDF en 2025 est intégré au calcul des charges à compenser en 2026. Dans sa délibération n°2026-131 du 24 juin 2026 portant décision sur le calcul du complément de prix ARENH sur l'année 2025, la CRE a notifié le montant devant être recouvré à ce titre par EDF en 2026, il est intégré au calcul des charges à compenser en 2027. 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'énergie³² 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 année N 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 année N-1.

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) ;
- augmenté ou diminué de la mise à jour de la prévision de l'année N, correspondant à :

³² 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.

- 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 N³³ ;
- 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)³⁴ ;
- 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 N³⁵ ;
 - 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)³⁶ ;
- 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 %³⁷ par arrêté du ministre chargé de l'énergie³⁸, 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 2020³⁹ ;
- réduit du montant de la valorisation financière des garanties de capacité, en application de l'article L. 121-24 du code de l'énergie⁴⁰ ;
- 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) ;
- 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

³³ 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.

³⁴ 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.

³⁵ 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.

³⁶ 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.

³⁷ Cette part est fixée à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour des véhicules.

³⁸ 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

³⁹ 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).

⁴⁰ Cette valorisation est intégrée dans les montants des charges au titre des années concernées (annexes 1, 2 et 3).

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. Ces mesures exceptionnelles ayant pris fin, les fournisseurs n'ont pas déclaré de charges au titre de l'année 2025, mais uniquement des reliquats au titre des années 2024 et 2023, dont le détail est présenté dans la section 3 de la présente délibération.

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 2025, de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026 et des charges prévisionnelles au titre de 2027 ;
- les synthèses des montants des charges à compenser en 2026 et 2027 ;
- 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 2026 et 2027

Le détail des modalités de calcul des charges à compenser en 2026 et 2027 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 2026 vise à considérer dans le calcul des charges les dernières estimations réalisées dans le cadre du présent exercice (i) des charges au titre de 2026, à savoir la mise à jour de la prévision au titre de 2026 (annexe 2) et des (ii) charges au titre de 2025, à savoir les charges constatées au titre de 2025 (annexe 3).

Les charges réévaluées à compenser en 2026 intègrent donc comme termes principaux :

- la mise à jour de la prévision au titre de 2026 (annexe 2) ;
- la différence au titre de l'année 2025, entre :
 - les charges constatées au titre de 2025 (annexe 3) ; et
 - les charges prévisionnelles au titre de 2025 intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année 2025, c'est-à-dire la mise à jour de la prévision des charges globales au titre de 2025 réalisée lors de l'exercice de juillet 2025 d'évaluation des charges à compenser en 2025⁴¹ et lors de l'exercice de décembre 2025 s'agissant des charges spécifiques relatives aux boucliers tarifaires et aux amortisseurs.

Cette réévaluation des charges à compenser en 2026 a également une incidence sur l'évaluation des charges à compenser en 2027. En effet, les régularisations des charges au titre de 2025 et 2026, tenant compte des dernières estimations réalisées (annexes 2 et 3), ont déjà été prises en compte dans la réévaluation des charges à compenser en 2026 : il en résulte une simplification de la formule de calcul des charges à compenser en 2027, fondée principalement sur la prévision initiale des charges au titre de 2027 (annexe 1).

S'agissant des autres opérateurs en zones non-interconnectées, les charges à compenser en 2026 ne sont pas réévaluées dans le cadre de la présente délibération. Les charges à compenser en 2027 intègrent donc comme termes principaux :

- la prévision initiale au titre de 2027 (annexe 1) ;

⁴¹ Annexe 2 de la délibération de la CRE n°2025-180 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

- la régularisation au titre de l'année 2026, entre :
 - la mise à jour de la prévision au titre de 2026 (annexe 2) ;
 - les charges prévisionnelles au titre de 2026 intégrées à l'évaluation initiale des charges à compenser au cours de l'année 2026, réalisée lors de l'exercice de juillet 2025 d'évaluation des charges à compenser en 2026⁴² ;
- la régularisation au titre de l'année 2025, entre :
 - les charges constatées au titre de 2025 (annexe 3) ;
 - les charges prévisionnelles au titre de 2025 intégrées à l'évaluation des charges à compenser au cours de l'année 2025, c'est-à-dire la mise à jour de la prévision au titre de 2025 réalisée lors de l'exercice de juillet 2025 d'évaluation des charges à compenser en 2026⁴³.

2. Charges de service public de l'énergie au titre de 2025, 2026 et 2027

2.1. Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2025

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2025 ont été évaluées par la CRE lors du présent exercice de contrôle et de calcul des charges, à partir des déclarations effectuées notamment par EDF, les ELD, les organismes agréés, EDM, EEWf, RTE et certains autres fournisseurs d'électricité et de gaz naturel⁴⁴. Ces déclarations ont été établies conformément aux règles de la comptabilité appropriée fixées par la CRE dans sa délibération du 26 février 2026⁴⁵. 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 27 mars 2026⁴⁶, 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 2025 s'élève à **11 463,3 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est décrit en annexe 3. Le Tableau 5 compare ce montant avec les charges constatées au titre de 2024 (7 156,3 M€) et avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 (11 632,6 M€) établie par la CRE dans sa délibération du 10 juillet 2025.

⁴² Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2025-180 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

⁴³ Annexe 2 de la délibération de la CRE n°2025-180 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

⁴⁴ Les charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs sont nulles pour les charges au titre de 2025 et des années suivantes : elles ne sont donc plus prises en compte dans les charges de service public au titre de ces années.

⁴⁵ Délibération de la CRE n°2026-53 du 26 février 2026 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

⁴⁶ Délibération de la CRE n°2026-68 du 27 mars 2026 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 2025

en M€	Charges au titre de 2025	Charges constatées au titre de 2024 ⁽¹⁾	Evolution 2025-2024		Charges prévues mises à jour au titre de 2025	Evolution 2025-2025 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	6 181,0	2 959,0	3 222,1	109%	6 202,3	-21,2	0%
Eolien terrestre	901,5	-68,9	970,3	1409%	929,6	-28,2	-3%
Eolien en mer	655,8	227,7	428,1	188%	586,5	69,3	12%
Photovoltaïque	3 755,7	2 463,7	1 292,0	52%	3 785,6	-29,9	-1%
Bio-énergies	739,0	394,0	345,0	88%	754,1	-15,1	-2%
Autres énergies	129,1	-57,5	186,6	324%	146,4	-17,3	-12%
Injection biométhane	1 151,4	1 027,3	124,1	12%	1 128,9	22,5	2%
Soutien en ZNI	3 177,3	2 495,4	681,9	27%	3 301,2	-123,9	-4%
Transition énergétique	1 495,2	1 222,3	272,8	22%	1 666,5	-171,3	-10%
Mécanismes de solidarité	1 682,1	1 273,1	409,1	32%	1 634,7	47,4	3%
Cogénération et autres moyens thermiques	684,7	354,9	329,7	93%	717,7	-33,1	-5%
Effacement	126,4	189,0	-62,7	-33%	132,4	-6,0	-5%
Dispositifs sociaux	33,0	33,0	-0,1	0%	37,0	-4,0	-11%
Compensation FSL	28,9	28,5	0,3	1%	29,7	-0,8	-3%
Afficheur déporté	0,9	1,4	-0,5	-36%	2,4	-1,5	-62%
Autres	3,2	3,1	0,1	4%	5,0	-1,8	-36%
Frais divers	109,6	97,6	12,0	12%	113,0	-3,5	-3%
Frais de gestion	109,6	97,6	12,0	12%	113,0	-3,5	-3%
	11 463,3	7 156,3	4 307,0	60%	11 632,6	-169,3	-1%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2024

Les charges constatées au titre de 2025 sont supérieures de 4 307,0 M€ au montant des charges constatées au titre de 2024.

Les principales explications de cette forte hausse sont les suivantes (par ordre décroissant d'importance) :

- la hausse de 3 551,8 M€ (+ 107 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale. Ces charges, redevenues positives au titre de 2024 après deux années de charges négatives (représentant un gain pour l'Etat), poursuivent leur hausse, avec une évolution toutefois moindre par rapport à celle de l'an dernier (+ 7 957,9 M€ entre les charges constatées au titre de 2024 par rapport à 2023). La hausse est essentiellement portée par l'évolution des charges issues du dispositif d'obligation d'achat, qui s'explique en très large partie par un effet prix. En effet, s'agissant de l'obligation d'achat, la valorisation des volumes vendus à terme pour la production de 2024 a en partie été réalisée pendant la crise des prix de gros de l'électricité, à des niveaux très élevés (192 €/MWh en moyenne) ce qui a permis d'amortir la baisse du coût évité et donc la hausse du soutien public en 2024. En 2025, les ventes à terme des volumes sous obligation d'achat s'est établie à un niveau bien inférieur (97 €/MWh en moyenne), ce qui explique en grande partie la hausse des charges par rapport aux charges au titre de 2024⁴⁷. Ainsi les charges ont augmenté entre 2024 et 2025, malgré une stabilisation des prix spot (61 €/MWh en moyenne en 2025, contre 58 €/MWh en 2024). S'agissant des volumes sous obligation d'achat vendus sur les marchés court-terme par EDF OA, le prix capté moyen passe de 30 €/MWh en 2024 à 26 €/MWh en 2025 ;
- la hausse des charges en ZNI (+ 681,9 M€, + 27 %) par rapport aux charges constatées au titre de 2024. Cette augmentation s'explique par une réduction importante des recettes tarifaires en lien avec la baisse des tarifs réglementés de vente d'électricité en 2025, qui induit une augmentation mécanique des charges de production et d'achat, de + 545,9 M€ (+ 36 %). A cet effet, s'ajoutent les coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI, qui augmentent de 197,2 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025.

⁴⁷ Une faible partie de cette hausse est portée par la hausse des volumes soutenus entre 2024 et 2025 (+ 8,5 TWh).

Pour les territoires opérés par EDF, l'augmentation des coûts d'achats des filières biomasse solide et liquide est compensée par une moindre sollicitation des actifs thermiques fossiles en lien avec une baisse de la demande et une meilleure hydraulité pour la Guyane. A Mayotte, les coûts de production et d'achat diminuent sous les effets cumulés d'une baisse du prix des combustibles et d'un contexte POST-chido difficile sur la filière photovoltaïque. Le poste MDE est en baisse de - 30,8 M€ (soit - 22 %), témoignant d'une période d'ajustement des cadres à la suite de leur renouvellement avec un recentrage des actions sur certains segments et opérations et la fin de certains grands projets. Les coûts des études diminuent - 12,0 M€, après un versement ponctuel auprès d'un opérateur en 2024 ;

- la hausse des charges liées au biométhane injecté de + 124,1 M€, soit + 12 %, liée au développement de la filière (hausse de + 16 % du volume soutenu) ;
- la baisse des charges liées aux flexibilités décarbonées de -62,7 M€ (- 33 %), en raison de la baisse des prix résultant de « l'appel d'offres flexibilités décarbonées » de 2025 par rapport à « l'appel d'offres effacement » (AOE) de 2024, en partie compensée par une hausse des charges portant sur les contrats pluriannuels (AOE 2023 et AOE 2024) ;

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2025

Les charges constatées au titre de 2025 sont inférieures de - 169,3 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée en 2025 au titre de cette même année, soit une baisse de - 1 %, traduisant une certaine stabilité au global.

L'écart relatif aux charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale est limité (-54,3 M€). Il s'explique par une sur-prévision des volumes soutenus (81 TWh dans la prévision contre 75 TWh constatés) qui entraîne une diminution des charges d'environ -530 M€ d'une part, et l'augmentation du surcoût unitaire (85,5 €/MWh dans la prévision contre 91,9 €/MWh constatés) qui entraîne une augmentation des charges d'environ +480 M€ d'autre part.

Le poste de dépense des charges dans les ZNI contribue le plus à la baisse observée (à hauteur de - 123,9 M€, soit - 4 %). Cette baisse est principalement due à une production renouvelable (notamment biomasse et photovoltaïque en autoconsommation avec versement d'une prime ponctuelle en première année) constatée plus faible qu'anticipée, partiellement compensée par une sollicitation plus forte de moyens plus onéreux, comme le bioliquide, ainsi que par le recours à des moyens thermiques fossiles. D'autres facteurs accentuent cette baisse dans les ZNI comme le déploiement de la MDE, une baisse de la demande dans certains territoires et les coûts du projet d'interconnexion SACOI 3.

2.2. Mise à jour de la prévision de charges de service public de l'énergie au titre de 2026

La mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2026, 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 2026 et des prix de gros à terme⁴⁸ pour la fin de l'année⁴⁹. Les charges initialement prévues au titre de 2026 ont été évaluées par la CRE dans sa délibération du 10 juillet 2025⁵⁰.

⁴⁸ 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 (à l'exception des ELD pour les volumes d'électricité substitués à l'approvisionnement au tarif de cession). Les prévisions au titre des années 2026 et 2027 s'appuient notamment sur les prix à terme constatés sur la deuxième quinzaine de mai 2026. La même référence est retenue pour évaluer les prévisions de valorisation de l'énergie produite par les installations sous complément de rémunération.

⁴⁹ Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale au titre de 2026 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 27 mars 2026 précitée.

⁵⁰ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2025-180 du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025.

La mise à jour du montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2026 s'élève à **12 632,8 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 2026 (12 960,3 M€) établie par la CRE dans sa délibération du 10 juillet 2025, et avec les charges au titre de 2025 (11 463,3 M€).

Tableau 6 : Mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2026

en M€	Mise à jour de la prévision 2026	Prévision initiale pour 2026	Evolution 2026 reprév - 2026 prév		Charges constatées au titre de 2025	Evolution 2026 reprév - 2025	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	7 286,6	7 664,2	-377,6	-5%	6 181,0	1 105,6	18%
Eolien terrestre	1 157,1	1 300,1	-143,0	-11%	901,5	255,7	28%
Eolien en mer	965,6	921,7	44,0	5%	655,8	309,8	47%
Photovoltaïque	4 125,5	4 388,6	-263,0	-6%	3 755,7	369,8	10%
Bio-énergies	827,3	848,6	-21,3	-3%	739,0	88,3	12%
Autres énergies	211,0	205,2	5,8	3%	129,1	81,9	63%
Injection biométhane	1 109,8	1 326,3	-216,5	-16%	1 151,4	-41,6	-4%
Soutien en ZNI	3 268,9	3 016,2	252,7	8%	3 177,3	91,7	3%
Transition énergétique	1 866,0	1 805,0	61,1	3%	1 495,2	370,9	25%
Mécanismes de solidarité	1 402,9	1 211,3	191,6	16%	1 682,1	-279,2	-17%
Cogénération et autres moyens thermiques	653,1	649,3	3,8	1%	684,7	-31,5	-5%
Effacement	149,7	148,8	0,9	1%	126,4	23,4	18%
Dispositifs sociaux	37,9	36,8	1,1	3%	33,0	4,9	15%
Compensation FSL	31,2	30,9	0,3	1%	28,9	2,3	8%
Afficheur déporté	2,9	2,4	0,5	20%	0,9	2,0	218%
Autres	3,8	3,5	0,3	9%	3,2	0,7	21%
Frais divers	126,7	118,6	8,0	7%	109,6	17,1	16%
Frais de gestion	126,7	118,6	8,0	7%	109,6	17,1	16%
	12 632,8	12 960,3	-327,5	-3%	11 463,3	1 169,5	10%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2025

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2026 est en hausse de 1 169,5 M€ par rapport à celui constaté en 2025. La plupart des postes sont à la hausse. Les principaux sous-jacents de cette évolution sont les suivants :

- 89 % des effets haussiers sont portés par la hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques, légèrement compensée par la baisse liée à la cogénération au gaz naturel – du fait de la décroissance prévisionnelle du parc – en France hexagonale. Ces deux composantes représentent en cumulé une hausse de 1 074,0 M€ (+ 16 %). Cette hausse est tout d'abord due à l'augmentation du soutien en obligation d'achat pour 856,3 M€ du fait 1) de l'augmentation prévue des volumes soutenus (+ 6 TWh) portée notamment par les installations photovoltaïques de petite taille et 2) de la baisse des prix de marché de l'électricité, qui ne sont pas compensées par la baisse du tarif de soutien moyen (15 €/MWh de baisse de coût évité unitaire, qui ne compensent pas les 11 €/MWh de baisse de tarif). Elle s'explique également par la hausse des charges issues du dispositif de complément de rémunération pour 217,7 M€ entièrement portée par l'augmentation prévue des volumes soutenus (+ 8 TWh) ;
- 8 % des effets haussiers sont liés à l'augmentation de 91,7 M€ (+ 3 %) des charges dans les ZNI. Certains postes augmentent fortement comme les coûts de production des énergies renouvelables qui se substituent aux actifs thermiques fossiles (+ 213,1 M€) dont la biomasse et le développement du photovoltaïque en autoconsommation avec versement d'une prime ponctuelle en première année, les coûts de production fossile d'EDM et d'EEWF liés à l'augmentation prévue du prix des combustibles en 2026 (+35,4 M€), une prévision de renforcement des cadres de MDE (+ 30,2 M€) et une baisse des recettes de production (- 14,4 M€). Ces hausses sont toutefois compensées par la baisse des versements liés au projet SACOI 3 (-203,6 M€) ;

- la baisse des charges liées à l'injection de biométhane de - 41,6 M€ (- 4 %). Elle s'explique d'une part par la diminution du surcoût d'achat pour - 29,5 M€, sous l'effet de la baisse du surcoût d'achat unitaire (+ 11,4 €/MWh) principalement dû à la hausse des prix du gaz qui n'est pas compensée par la hausse prévisionnelle du volume soutenu (+ 1,5 TWh).

* * *

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2026 en juillet 2025

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2026 est inférieur de - 327,6 M€ par rapport à celui prévu en juillet 2025⁵¹.

Les principaux sous-jacents de cette évolution sont :

- une baisse de - 373,8 M€ des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale, principalement du fait des installations soutenues en obligation d'achat (- 344 M€). Cette évolution est portée en large partie par un effet prix pour environ - 280 M€, du fait d'une baisse de la prévision du tarif d'achat unitaire à la suite notamment d'une régularisation de l'hypothèse du versement des primes à l'investissement des installations soutenues au travers des arrêtés dits « S17 »⁵² et « S21 »⁵³ ;
- la baisse de - 216,5 M€ des charges relatives au dispositif d'obligation d'achat de biométhane injecté. Cette baisse est en grande partie expliquée par un effet prix, pour - 190 M€ environ, du fait 1) de la baisse du coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2026 (environ - 3 €/MWh) mais surtout 2) d'une augmentation du coût évité prévisionnel (environ + 10 €/MWh) sous l'effet de la hausse des prix de marché du gaz
- une hausse de 252,7 M€ (soit + 8 %) des charges associées au soutien en ZNI. Celle-ci est notamment portée par une hausse des coûts de production et d'achat des moyens historiques et en gré à gré fossiles et renouvelables (+ 199,6 M€), qui sont plus fortement sollicités pour pallier des retards de mise en service et des trajectoires de développement des énergies fatales revues à la baisse (- 55,9 M€). Les recettes de production contribuent également à cet effet haussier, en diminuant de - 129,1 M€, sous l'effet d'une baisse des prévisions sur la part production des tarifs de vente et de la demande.

2.3. Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2027

La prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2027 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 2027 s'élève à **14 128,2 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 2026 présentée en section 2.2.

⁵¹ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2025-180 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

⁵² Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

⁵³ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

Tableau 7 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2027

en M€		Charges au titre de 2027 (Juil 26)	Mise à jour de la prévision au titre de 2026 (Juil 26)	Ecart en M€	Ecart en %
1. Soutien ENR électriques en métropole	1. Eolien terrestre	1 404,6	1 157,1	247,5	21%
	2. Eolien en mer	1 306,7	965,6	341,1	35%
	3. Photovoltaïque	4 579,2	4 125,5	453,6	11%
	4. Bio-énergies	855,1	827,3	27,9	3%
	5. Autres énergies	232,9	211,0	21,9	10%
	TOTAL	8 378,5	7 286,6	1 091,9	15%
2. Injection biométhane		1 373,3	1 109,8	263,5	24%
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	2 220,6	1 866,0	354,6	19%
	2. Mécanismes de solidarité	1 291,9	1 402,9	-111,0	-8%
	TOTAL	3 512,5	3 268,9	243,6	7%
4. Cogénération et autres moyens thermiques		600,7	653,1	-52,4	-8%
5. Effacement		91,6	149,7	-58,1	-39%
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	31,4	31,2	0,2	1%
	2. Afficheur déporté	3,6	2,9	0,8	26%
	3. Autres	3,9	3,8	0,0	1%
	TOTAL	38,9	37,9	1,0	3%
7. Frais divers		132,6	126,7	5,9	5%
Sous total hors BT et amo.		14 128,2	12 632,8	1 495,4	12%
8. Mesures exceptionnelle s de protection des consommateur	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	0,0	0,0	0,0	0%
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	0,0	0,0	0,0	0%
	TOTAL	0,0	0,0	0,0	0%
	TOTAL	14 128,2	12 632,8	1 495,4	12%

Évolution par rapport à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2027 est en hausse de 1 495,3 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2026 présenté dans l'annexe 2 de la présente délibération (+ 12 %).

Cette évolution est le résultat des effets suivants :

- une forte hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en France hexagonale, légèrement compensée par la baisse des charges liées à la cogénération au gaz naturel. Ces deux composantes représentent en cumulé une hausse de 1 039,5 M€ (+ 13 %) :
 - le principal facteur explicatif est l'augmentation du volume soutenu, de 88,8 TWh à 98,5 TWh, qui génère une hausse de l'ordre de 860 M€ ;
 - la poursuite de la baisse du coût évité unitaire moyen, passant de 48,2 €/MWh en 2026 à 42,7 €/MWh en 2027⁵⁴, constitue le second facteur de hausse, pour un montant de l'ordre de 170 M€, le tarif d'achat restant relativement stable entre 2026 et 2027. Cette diminution s'observe à la fois sur le prix de valorisation des volumes vendus à terme et sur les prix prévisionnels des volumes vendus sur les marchés court terme.
- une baisse des prix du gaz et une augmentation des volumes de biométhane injecté soutenus, contribuant à hauteur d'environ 55 % et 45 % respectivement à la hausse du surcoût d'achat de 282,7 M€ pour l'injection de biométhane. La hausse de 19,3 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 263,5 M€ (+24 %) ;

⁵⁴ Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

- une augmentation de 243,6 M€ (+ 7 %) notamment portées par la mise en service de nouveaux actifs en gré à gré renouvelable en Guyane et à La Réunion. Ces actifs ainsi que les énergies renouvelables développées en obligation d'achat permettent de répondre à la hausse de la demande (+ 2 %) en substitution des moyens thermiques fossiles. Les recettes de production prévisionnelles sont également en baisse en lien avec les hypothèses prises par les opérateurs sur les mouvements tarifaires des TRVE.

3. Charges de service public de l'énergie liées à l'amortisseur électricité au titre de 2023 et 2024 (reliquats)

Le IX de l'article 181 de la loi de finances pour 2023 a mis en place le dispositif de l'« amortisseur électricité », pour lequel les fournisseurs d'électricités réduisent leur prix de fourniture pour l'année 2023 pour les clients finals dont le champ d'éligibilité est défini par décret. Les pertes de recettes supportées au titre des réductions appliquées par les fournisseurs dans le cadre de ce dispositif constituent des charges imputables aux obligations de services public au sens de l'articles L. 121-6 du code de l'énergie.

Par ailleurs, pour bénéficier de l'amortisseur électricité, les clients finals devaient attester préalablement auprès de leur fournisseur qu'ils remplissaient les critères d'éligibilité. Si à l'issue du contrôle un client était qualifié de « non-éligible », celui-ci était redevable à son fournisseur de la réduction de prix qui lui a été indûment appliquée. Les montants ainsi recouverts par le fournisseur sont déduits des charges imputables aux missions de service public compensées au fournisseur.

La présente délibération réévalue pour certains fournisseurs, présentant des cas de reliquats exigibles, leurs charges constatées au titre de l'amortisseur électricité 2023 et 2024.

Ainsi les charges constatées au titre de l'amortisseur électricité 2023 et 2024 intègrent une évolution de + 362,3 k€. Ces charges sont intégrées aux charges à compenser pour 2027 en tant que reliquats antérieurs à 2025. S'y ajoutent des frais financiers liés aux décalages de versement⁵⁵.

4. Réévaluation par la CRE du montant total des charges à compenser en 2026

Compte-tenu des éléments présentés précédemment ainsi que des écarts de recouvrement constatés en 2025, notamment le recouvrement par EDF de montants au titre du complément de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2024, 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 2025 constituées (i) des reliquats sur les années antérieures à 2024 déclarés par les opérateurs dans le cadre de l'exercice CSPE conduit en 2025 et (ii) des frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 s'élève à **12 309,0 M€**.

Elles sont ainsi en baisse de **-631,2 M€** par rapport à l'évaluation de juillet 2025⁵⁶, qui s'élevait à **12 940,2 M€**⁵⁷.

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.

⁵⁵ 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.

⁵⁶ Délibération de la CRE n°2025-180 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

⁵⁷ Montant corrigé prenant en compte une erreur matérielle sur le calcul des frais financiers mentionnée à la section 2.4 de l'annexe 6 de la présente délibération. Le montant non corrigé des charges à compenser en 2026 tel que présenté dans la délibération du 10 juillet 2025 s'élève à 12 939,4 M€.

Tableau 8 : Montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026

M€		Mise à jour de la prévision au titre de 2026 (1)	Charges constatées au titre de 2025 (2)	Mise à jour de la prévision au titre de 2025 (3)	Écart de recouvrement 2025 (annexe 5)	Charges constatées au titre de 2024	Charges intégrées au calcul du CP25 (4)	Écart de recouvrement 2024 (5)	Reliquats antérieurs à 2024 (6)	Frais financiers 2024 (6)	Charges prévisionnelles 2026
France hexagonale, Saint-Martin, Saint-Barthélemy		CP'' ₂₆	CC ₂₅	CP'' ₂₅	CP ₂₅ - CR ₂₅	CC ₂₄	CC ₂₄	CP ₂₄ - CR ₂₄	R ₂₄	FF ₂₄	CP ₂₆
Autres ZNI		CP' ₂₆	CP'' ₂₅	CP' ₂₅	CP ₂₅ - CR' ₂₅		CP'' ₂₄				
Hors charges liées aux BT et amo.	EDF	10 488,1	9 697,7	9 499,5	-110,3	5 339,2	5 278,4	0,0	-254,6	1,4	10 383,6
	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	433,7	420,3	389,3	-0,7	355,2	355,2	0,0	2,0	0,3	466,3
	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	1 092,8	1 135,9	1 119,6	-0,1	1 025,2	1 025,2	0,0	-1,5	0,2	1 107,8
	RTE	149,7	126,4	132,4	0,0	189,0	189,0	0,0	0,0	-0,2	143,5
	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	12 383,9	11 578,7	11 349,3	-111,1	7 074,3	7 022,7	0,0	-254,0	1,5	12 301,3
Charges liées aux BT et amo.	Fournisseurs d'électricité	0,0	0,0	0,0	-1,1	176,0	176,0	0,0	26,0	-29,2	-4,2
	Fournisseurs de gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	10,5		11,2
	Total BT et amo.	0,0	0,0	0,0	-0,4	176,0	176,0	0,0	36,5	-29,2	7,0
	Total	12 383,9	11 578,7	11 349,3	-111,4	7 250,3	7 198,6	0,0	-217,5	-27,7	12 308,3
								Frais de gestion CDC 2026		0,058	
								Frais enchères garanties d'origine 2026		0,681	
								Total charges à compenser en 2026		12 309,0	

(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 10 juillet 2025⁵⁸ sont repris.

⁵⁸ Délibération de la CRE n° 2025-180 du 10 juillet 2025.

- (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 10 juillet 2025 sont repris.*
- (3) Ces montants sont présentés dans l'annexe 2 de la délibération du 10 juillet 2025, 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 2024 sont repris.*
- (4) Ces montants sont présentés dans l'annexe 3 de la délibération du 10 juillet 2025, 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.*
- (5) Ecart de recouvrement 2024 déjà intégré au calcul des charges à compenser pour 2025 pour les opérateurs pour qui les charges sont réévaluées, soit en France hexagonale et à Saint-Martin et Saint-Barthélemy, donc non pris en compte ici. L'écart de recouvrement pour les opérateurs pour qui les charges ne sont pas réévaluées est nul.*
- (6) Charges calculées dans le cadre de la délibération du 10 juillet 2025. Montant des frais financiers corrigé prenant en compte une erreur matérielle mentionnée à la section 2.4 de l'annexe 6 de la présente délibération.*

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 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, exceptés les opérateurs des collectivités territoriales de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy étant compensées, depuis le 1^{er} août 2025, par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité⁵⁹, les charges afférentes à ces opérateurs (y compris les frais financiers) sont présentées séparément du reste de la maquette.

Tableau 9 : 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	963,4
	2. Éolien en mer	1 035,0
	3. Photovoltaïque	4 063,5
	4. Bio-énergies	815,2
	5. Autres énergies	123,8
	TOTAL	7 000,9
2. Injection biométhane		1 132,5
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	2,7
	2. Mécanismes de solidarité	107,3
	TOTAL	110,0
4. Cogénération et autres moyens thermiques		616,6
5. Effacement		143,7
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	30,4
	2. Afficheur déporté	1,6
	3. Autres	2,0
	TOTAL	34,1
7. Frais divers	1. Frais de gestion + Frais financiers + Défaut de recouvrement	94,7
	2. Frais d'intermédiation ⁽¹⁾	0,7
	3. Complément de prix ARENH	-110,3
	TOTAL	-14,8
Total hors BT et amo.		9 022,9
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	24,9
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	11,2
	TOTAL	36,2
TOTAL des charges inscrites au budget		9 059,1
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	0,5
	TOTAL	3 250,0
TOTAL des charges à compenser en 2026		12 309,0

(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.

⁵⁹ 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 2027

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 2026 au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2025 et (iii) des frais financiers, le montant total prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en 2027 s'élève à **14 227,1 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 2027

MC		Charges prévisionnelles au titre de 2027 (annexe 1)	Mise à jour de la prévision au titre de 2026 (annexe 2)	Charges intégrées au calcul du CP26 (1)	Écart de recouvrement prévisionnel 2026 (annexe 5)	Charges constatées au titre de 2025 (annexe 3)	Charges intégrées au calcul du CP26 (2)	Écart de recouvrement 2025 (3)	Reliquats antérieurs à 2025 (annexe 4)	Frais financiers 2025 (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2027
	France hexagonale, Saint- Martin, Saint-Barthélemy	CP' 27	CP" 26	CP" 26	CP 26 - CR' 26	CC 25	CC 25	CP 25 - CR 25	R 25	FF 25	CP 27
	Autres ZNI			CP' 26			CP" 25				
Hors charges liées aux BT et amo.	EDF	12 019,7	10 750,2	10 488,1	-112,0	9 623,6	9 697,7	0,0	78,2	-2,1	12 171,7
	Électricité de Mayotte	195,4	182,3	198,9	0,0	143,4	181,8	0,0	0,0	-0,6	139,7
	Entreprises locales de distribution	461,9	433,7	433,7	0,0	420,3	420,3	0,0	4,8	0,3	467,0
	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	1 336,1	1 092,8	1 092,8	0,0	1 135,9	1 135,9	0,0	-2,3	-0,1	1 333,7
	RTE	91,6	149,7	149,7	0,0	126,4	126,4	0,0	0,0	-0,1	91,5
	Autres acteurs en ZNI	11,1	8,6	9,6	0,0	4,2	5,6	0,0	0,0	0,1	8,8
	Électricité & Eau de Wallis-et- Futuna	12,4	15,4	11,0	0,0	9,6	11,1	0,0	0,0	0,0	15,3
	Total	14 128,2	12 632,8	12 383,9	-112,0	11 463,3	11 578,7	0,0	80,7	-2,5	14 227,8
Charges liées aux BT	Fournisseurs d'électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	-1,6	-1,3
	Fournisseurs de gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
	Total BT et amo.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	-1,6	-1,3
	Total	14 128,2	12 632,8	12 383,9	-112,0	11 463,3	11 578,7	0,0	81,1	-4,2	14 226,5
Frais de gestion CDC 2027											0,057
Frais enchères garanties d'origine 2027											0,553
Total charges à compenser en 2027											14 227,1

- (1) Ces montants sont présentés dans l'annexe 2 de la présente, 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 10 juillet 2025 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 10 juillet 2025 sont repris.
- (3) Ecart de recouvrement 2025 déjà intégré au calcul des charges à compenser pour 2026 pour les opérateurs pour qui les charges sont réévaluées, soit en France hexagonale et à Saint-Martin et Saint-Barthélemy donc non pris en compte ici. L'écart de recouvrement pour les opérateurs pour qui les charges ne sont pas réévaluées est nul.

La répartition des charges à compenser en 2027 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, depuis le 1^{er} août 2025, par l'affectation d'une part de l'accise sur l'électricité⁶⁰, 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 2027

Actions	Sous-actions	Charges à compenser en 2027 (M€)
1. Soutien ENR électrique en métropole	1. Éolien terrestre	1 391,3
	2. Éolien en mer	1 306,7
	3. Photovoltaïque	4 617,1
	4. Bio-énergies	877,4
	5. Autres énergies	233,0
	TOTAL	8 425,5
2. Injection biométhane		1 370,9
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	14,2
	2. Mécanismes de solidarité	110,7
	TOTAL	124,9
4. Cogénération et autres moyens thermiques		601,2
5. Effacement		91,6
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	31,4
	2. Afficheur déporté	3,7
	3. Autres	3,9
	TOTAL	38,9
7. Frais divers	1. Frais de gestion + Frais financiers + Défaut de recouvrement	126,1
	2. Frais d'intermédiation ⁽¹⁾	0,6
	3. Complément de prix ARENH	-112,0
	TOTAL	14,7
Total hors BT et amo.		10 667,8
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	0,4
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	0,0
	TOTAL	0,4
TOTAL des charges inscrites au budget		10 668,1
Soutien en ZNI compensé par une part de l'accise	1. Transition énergétique	2 127,3
	2. Mécanismes de solidarité	1 429,4
	3. Frais financiers	2,3
	TOTAL	3 559,0
TOTAL des charges à compenser en 2027		14 227,1

(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.

⁶⁰ Article 20 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

6. Analyses et recommandations de la CRE

6.1. Effets bénéfiques des évolutions récentes des modalités d’arrêt des installations sous obligation d’achat en prix négatifs et évolutions encore nécessaires pour améliorer la valeur marché captée par le parc électrique soutenu

6.1.1. Une baisse du prix capté par la filière photovoltaïque qui s’accroît

Dans le cadre des dispositifs d’obligation d’achat (OA) ou de complément de rémunération (CR), l’Etat prend à sa charge le risque de cannibalisation des prix de marché par la production des filières renouvelables⁶¹. Une éventuelle baisse relative de la valeur marché de la production soutenue se répercute mécaniquement sur le montant des CSPE, l’Etat compensant schématiquement la différence entre le tarif de soutien et la valorisation de la production.

On observe une cannibalisation croissante des prix de court terme⁶² captés par l’ensemble des installations sous OA au périmètre d’EDF OA⁶³ principalement du fait de la filière photovoltaïque pour laquelle le volume soutenu est en croissance (18,0 TWh en 2025 contre 13,8 TWh en 2024). Le prix capté par les autres filières du périmètre d’EDF OA reste relativement stable en comparaison.

Tableau 12 : Prix de court-terme capté par les installations sous obligation d’achat au périmètre d’EDF OA

	Prix court-terme capté au sein du périmètre d’équilibre d’EDF OA (€/MWh)				Ratio au prix spot moyen (%)			
Année	2023	2024	2025	Janv – avril 2026	2023	2024	2025	Janv – avril 2026
Total EDF OA	88	47	47	42	91 %	82 %	77 %	68 %
PV	80	33	29	19	82 %	57 %	48 %	32 %
Hors PV	91	54	58	57	94 %	93 %	94 %	94 %

S’agissant des installations sous contrat de complément de rémunération, la tendance est similaire, avec une dégradation du niveau du M₀ profilé relatif à la filière photovoltaïque (prix de marché de référence mensuel utilisé dans les contrats) par rapport au prix spot moyen mensuel. Celle-ci est cependant moindre du fait de l’exclusion des heures de prix négatifs du versement du CR, lors desquelles les installations sous CR modulent à la baisse leur production⁶⁴.

Le tableau suivant compare ainsi les profils de prix de référence M₀ relatifs aux filières photovoltaïque et éolien à terre sur les dernières années (ces deux filières représentant 95 % de la production soutenue via le dispositif du complément de rémunération en 2025).

⁶¹ Baisse du prix capté par certaines filières renouvelables sur le marché de gros du fait de fortes productions simultanées des installations d’une même filière.

⁶² Le prix court-terme agrège les positions sur les marchés spot, intrajournaliers et les écarts d’EDF OA.

⁶³ EDF OA concentre environ 95 % du volume sous obligation d’achat

⁶⁴ La perte de production est par ailleurs compensée par une prime pour prix négatifs, qui revient à verser le tarif de référence sur une estimation du niveau de production écarté, sans engendrer de pertes supplémentaires liées à la valorisation d’électricité à prix négatifs (contrairement aux contrats d’obligation d’achat non concernés par le dispositif détaillé dans la partie 406.1.2 et donc « non flexibles » à date).

Tableau 13 : Prix de référence marché M_0 pour les filières sous complément de rémunération

	M ₀ capté par les installations soutenues en complément de rémunération (€/MWh)			Ratio au prix spot moyen (%)		
Année	2023	2024	2025	2023	2024	2025
PV	85	42	40	88 %	73 %	66 %
Eolien à terre	89	54	57	92 %	93 %	94 %

6.1.2. Evolutions permettant d'améliorer le prix capté par les installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat par la réduction des volumes valorisés en période de prix négatifs et la réduction de la profondeur de ces derniers

L'année 2025 a été marquée par la mise en œuvre des premiers arrêts d'installations sous obligation d'achat en périodes de prix de marché négatifs, aucun contrat d'obligation d'achat ne prévoyant initialement de telles possibilités de modulations à la baisse. Les trois installations éoliennes en mer déjà en service⁶⁵ ont été sollicitées à partir de mai 2025 sur la base d'avenants signés volontairement par les producteurs concernés (1,5 GW de puissance installée concernée).

Ce dispositif permet de réduire le niveau de production dans le périmètre d'équilibre d'EDF OA lorsque les prix Spot sont négatifs et ainsi les pertes financières associées qui sont compensées *in fine* via le calcul des CSPE. La sollicitation est globalement neutre financièrement pour le producteur s'il parvient à répondre à la demande de modulation à la baisse (compensation du potentiel de production écrêté en cas de respect de la consigne). Les gains de CSPE associés sont donc liés à un moindre coût évité énergie, pour un coût d'achat similaire.

Le tableau ci-dessous dresse un bilan de la sollicitation des installations éoliennes en mer au cours de l'année 2025.

Tableau 14 : Bilan des demandes de modulation à la baisse des installations sous OA au cours de l'année 2025 (installations éoliennes en mer uniquement)

Taux moyen de respect de la consigne ⁶⁶	Estimation de l'énergie totale écrêtée
97 %	44 GWh

L'article II de l'article 175 de la loi de finances pour 2025⁶⁷ et ses arrêtés d'application⁶⁸ permettent de solliciter également les installations des filières de l'éolien à terre de plus de 10 MW et du photovoltaïque de plus de 10 MWc. Conformément aux principes décrits par la CRE dans sa délibération méthodologique du 27 mars 2026⁶⁹, EDF OA a sollicité les installations concernées dans son périmètre à partir du 15 avril 2026, avec une montée en charge progressive du dispositif jusqu'au 5 juin 2026 (5,1 GW d'éolien à terre et 2,3 GWc de PV concernés⁷⁰). Le tableau ci-dessous dresse un bilan de la sollicitation des installations sous OA sur la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2026.

⁶⁵ Parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Fécamp.

⁶⁶ Nombre de pas de temps 15' lors desquels l'installation a respecté la consigne de modulation au sens du cadre en vigueur, divisé par le nombre total de pas de temps lors desquels une modulation a été demandée.

⁶⁷ Modifié par l'article 185 de la loi de finances pour 2026.

⁶⁸ Arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application des II et IV C de l'article 175 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025, modifié par un arrêté du 19 mars 2026

⁶⁹ 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

⁷⁰ Puissance installée cumulée à l'issue de la phase de montée en charge.

Tableau 15 : Bilan des demandes de modulation à la baisse des installations sous OA au cours de la période 1^{er} janvier – 30 juin 2026

Filière	Taux moyen de respect de la consigne ⁷¹	Estimation de l'énergie totale écrêtée
Eolien en mer	99 %	69 GWh
Eolien à terre	91 %	33 GWh
Photovoltaïque	79 %	52 GWh
Total		155 GWh

La CRE salue la forte mobilisation des producteurs sous obligation d'achat, qui ont su mettre en œuvre dans des délais limités une pilotabilité satisfaisante de leur parc afin de respecter les signaux de modulation envoyés par EDF OA. Cela se traduit au premier semestre 2026 par des taux moyens de respect des consignes élevés, de 99 % pour l'éolien en mer, 91 % pour l'éolien à terre et 79 % pour le photovoltaïque.

En 2026, la filière éolienne en mer a à ce stade été la plus sollicitée en matière d'énergie écrêtée du fait de demandes de modulation à la baisse dès le début de l'année pour l'ensemble de la puissance installée concernée par le dispositif. La filière photovoltaïque a ensuite été davantage sollicitée en énergie écrêtée que la filière éolienne à terre malgré une puissance installée concernée toujours inférieure au cours de la phase de montée en charge (2,3 GWc pour la filière photovoltaïque contre 5,1 GW pour la filière éolien à terre à l'issue de la phase de montée en charge). Cette plus grande sollicitation en énergie écrêtée s'explique par un facteur de charge lors des heures de prix négatifs plus important.

L'arrêt de certaines installations sous OA a également permis de limiter la profondeur des prix négatifs et ainsi les pertes liées à une vente d'électricité à prix négatif pour l'ensemble des installations sous obligation d'achat pour lesquelles la production n'est pas écrêtée. Cet effet prix est cependant complexe à estimer notamment en raison de l'influence d'une plus grande flexibilité du parc renouvelable en France sur les flux aux interconnexions. Les économies de CSPE liées uniquement à un effet volume (0,45 M€ en 2025 et 4,21 M€ sur le 1^{er} semestre 2026) constituent donc un minorant du total des gains de CSPE permis par la mise en œuvre du dispositif de modulation à la baisse de la production des parcs sous obligation d'achat sous certaines conditions de marché.

Le dispositif permettra en effet d'améliorer le prix capté en 2026 au périmètre de l'ensemble des acheteurs obligés, en particulier pour la filière photovoltaïque, qui sera constaté lors de l'exercice CSPE mené en 2027. L'effet haussier induit sur les prix Spot négatifs permet par ailleurs de limiter les pertes pour l'ensemble des installations non soutenues qui maintiennent une partie de leur production lors des heures de prix Spot négatifs (nucléaire et hydraulique au fil de l'eau notamment).

La sollicitation d'installations supplémentaires pourrait permettre à terme de limiter davantage le nombre de prix très fortement négatifs. L'atténuation totale des prix négatifs (ramenés à un niveau proche de 0 €/MWh) permettrait une économie de CSPE supplémentaire jusqu'à environ 100 M€/an⁷² (« effet prix maximal » sur l'ensemble du parc soutenu sous obligation d'achat) en considérant un contrefactuel basé sur une année avec des prix spot similaires à ceux observés sur l'année glissante 1^{er} juin 2025 – 31 mai

⁷¹ Cf. note de bas de page 66 pour l'éolien en mer. S'agissant des filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, l'évaluation du taux moyen de respect de la consigne est réalisée pour chaque vague de lancement du dispositif en considérant les pas de temps 5' lors desquels une consigne est envoyée hors rampes. L'indicateur est ensuite agrégé à la maille de la filière en pondérant celui de chaque vague par sa puissance installée.

⁷² Cumul des pertes liées à une valorisation sur le marché spot de la production du périmètre d'équilibre d'EDF OA lorsque les prix ont été négatifs sur la période allant du 1^{er} juin 2025 au 31 mai 2026. Cette somme est ensuite extrapolée en considérant qu'EDF OA représente 95 % de la production sous OA.

2026. La majorité de ces économies seraient permises en évitant les journées de prix Spot négatifs extrêmes : les seules journées du 26 avril et du 1^{er} mai 2026 concentrent environ 40 M€ de pertes du fait de prix spot négatifs proches du plancher de -500 €/MWh sur certaines heures. L'arrêt de toutes les installations sous obligation d'achat en période de prix négatifs permettrait également une économie de CSPE jusqu'à 100 M€/an (« effet volume maximal »). L'atténuation totale des prix négatifs (effet prix maximal) pourrait cependant être atteint plus rapidement avec l'arrêt d'une partie seulement des installations sous obligation d'achat (incertitude cependant sur le volume minimal nécessaire, du fait des effets aux interconnexions).

Une extension du périmètre des installations sous obligation d'achat pouvant être sollicitées semble ainsi pertinente, afin de limiter au maximum l'amplitude des prix spot négatifs et de s'approcher du potentiel d'économies supplémentaires de CSPE évoqué de l'ordre de 100 M€/an en considérant un contrefactuel basé sur une année avec des prix spot similaires à la période juin 2025 - mai 2026. Dans ce cadre, la CRE est favorable à court terme⁷³ à une extension du dispositif à l'ensemble des installations des filières éolien à terre et photovoltaïque de plus de 1 MW/1 MWc au périmètre d'EDF OA à partir du 1^{er} décembre 2026. Cette évolution permettrait de mobiliser un gisement supplémentaire de 4,3 GW d'installations flexibles⁷⁴.

Comme déjà indiqué dans un avis récent⁷⁵, la CRE instruira également au cours du second semestre 2026, avec les ELD et les organismes agréés, la possibilité d'étendre le dispositif à ces opérateurs courant 2027 si elle estime que les gains associés (0,9 GW de puissance installée « éligible » début 2027) sont plus élevés que les coûts de mise en œuvre opérationnelle.

La CRE estime par ailleurs que les évolutions visant à flexibiliser le parc de production renouvelable en France ne seront pas nécessairement suffisantes pour résorber le phénomène de prix fortement négatifs en France si des évolutions similaires n'interviennent pas dans les pays voisins. La plus forte flexibilité à la baisse du parc renouvelable français permettrait en effet de réaliser une meilleure optimisation du système électrique européen lors de pas de temps pendant lesquels la production est globalement excédentaire. L'atténuation des prix spot négatifs en France sera ainsi limitée par d'éventuels changements de flux aux interconnexions en cas de modulation à la baisse plus importante du parc français. La CRE souligne l'intérêt de réflexions à l'échelle européenne sur la flexibilisation du parc de production.

6.1.3. Evolutions permettant une amélioration des prix captés par la filière photovoltaïque en périodes de prix positifs afin de réduire les CSPE relatives aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération

L'éventuelle diminution du nombre de prix très fortement négatifs pourrait réduire sensiblement les CSPE associées aux contrats d'obligation d'achat. Cependant, la multiplication des prix faibles, en particulier lors des heures méridiennes, fait toujours porter un risque d'augmentation des CSPE associées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dont bénéficie la filière photovoltaïque.

Des évolutions structurelles sur la flexibilité de la demande, facilitées notamment par l'introduction progressive pour les consommateurs d'incitations tarifaires via des heures creuses méridiennes l'été entre 11h et 17h, devraient contribuer à un meilleur alignement entre production et consommation à moyen terme permettant de réduire ces périodes de prix faibles. La CRE poursuit ses travaux à ce sujet avec notamment une consultation publique en cours⁷⁶ relative aux évolutions de construction des TRVE évoquant la possibilité d'une meilleure prise en compte de l'accroissement de la production solaire à partir du mouvement tarifaire du 1^{er} février 2027.

Par ailleurs, un développement accru des flexibilités, et notamment des batteries, est globalement de nature à diminuer la volatilité des prix au sein de la journée et à améliorer la valeur de la production

⁷³ Position déjà exprimée dans la délibération de la CRE du 2 juillet 2026 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 22 décembre 2025 d'application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

⁷⁴ Puissance cumulée des contrats encore en vigueur début 2027.

⁷⁵ Délibération de la CRE n°2026-135 du 2 juillet 2026 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 22 décembre 2025 d'application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

⁷⁶ Consultations publiques du 22 mai 2026 relatives aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité.

photovoltaïque. Une dynamique est déjà enclenchée s'agissant des batteries « *stand-alone* », avec une capacité installée à la fin du 1^{er} trimestre 2026 de 2,0 GW.

Le rythme de développement actuel des batteries « *stand-alone* » et de la flexibilité de la demande pourrait cependant ne pas permettre à eux seuls de traiter la problématique de la cannibalisation solaire, compte tenu notamment de la mise en service prochaine d'un volume conséquent de nouvelles installations PV, dont le soutien est déjà engagé par l'Etat (environ +10 GWe estimés par la CRE entre 2026 et 2029).

Comme proposé dans une note publiée en mars 2026⁷⁷, la CRE considère ainsi qu'il serait pertinent d'expérimenter une évolution des modalités du soutien pour les nouvelles installations photovoltaïques de plus de 100 kWc, afin de l'adapter davantage à une éventuelle hybridation si celle-ci est rentable sans soutien versé supplémentaire.

Ces évolutions, dont les modalités de mises en œuvre ont été détaillées dans la note susmentionnée, permettraient de restreindre fortement le risque de cannibalisation porté par l'Etat s'agissant des nouveaux engagements en complément de rémunération selon le modèle proposé.

Les mesures portant sur les nouvelles installations qui seraient prises aujourd'hui n'auraient d'effets que d'ici au mieux deux à trois ans, en cohérence avec le temps de développement des installations : leur mise en œuvre rapide permettrait de ne pas en retarder leurs effets..

6.2. Amélioration de la prévisibilité des charges de service public de l'énergie par la couverture à terme de l'électricité soutenue

Afin d'améliorer la prévisibilité des charges de service public de l'énergie et de réduire l'exposition du budget de l'Etat aux variations des prix de marché de court-terme de l'électricité, la CRE a initié en 2024 plusieurs travaux s'agissant de la valorisation à terme des volumes soutenus, dont elle dresse le bilan ci-après.

S'agissant des volumes soutenus via le mécanisme d'obligation d'achat

Les travaux de la CRE ont porté sur :

- l'allongement de la durée de vente d'une partie des volumes sous obligation d'achat au périmètre d'EDF OA de deux à trois ans, afin de lisser les ventes sur une période plus longue. La vente de produits « ruban annuel de base » à cette maturité est ainsi effective depuis le 1^{er} septembre 2025. A date, tous les volumes proposés ont été vendus, et les ventes présentent des indicateurs de performance⁷⁸ a minima comparables aux autres produits vendus, en particulier les produits « ruban annuel de base » vendus en N+1 et N+2 ;
- une évolution de la méthodologie de calcul de la part de l'énergie vendue à terme par EDF OA, conduisant à minimiser les positions nettes financières d'EDF OA sur les marchés de court-terme. Cette évolution, actée dans la délibération du 16 décembre 2025⁷⁹, vise à améliorer la prévisibilité des CSPE avec une connaissance en amont du prix de vente d'un plus grand volume d'énergie soutenue. Cette méthodologie est effective à partir de l'année de livraison 2028 (pour laquelle les ventes du produit « ruban de base » ont débuté le 1^{er} septembre 2025), et conduit à vendre à terme environ 7,5 TWh supplémentaire par an par rapport à la précédente méthodologie (s'agissant des années de livraison 2028 et 2029) ;
- la mise en vente de nouveaux produits à terme par EDF OA visant à mieux refléter le profil de production photovoltaïque (produits « *peak* » ou produits horaires centrés sur les heures de forte production photovoltaïque). La vente de ces nouveaux produits a également pour objectif d'améliorer la prévisibilité des CSPE, dans un contexte où la production photovoltaïque représente une part de plus en plus importante des volumes soutenus par l'Etat via l'obligation d'achat. La CRE

⁷⁷ Note sur le développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire, Mars 2026 : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2026/260305_Note_PV_Stockage.pdf.

⁷⁸ Ces indicateurs sont listés en partie 2.2.3.1 de la délibération n°2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

⁷⁹ Délibération de la CRE n°2025-269 du 16 décembre 2025 portant décision relative aux valeurs de la puissance vendue à terme pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

a acté dans la délibération du 5 mars 2026⁸⁰ la mise en vente de nouveaux produits adaptés à la couverture de la production photovoltaïque par EDF OA, avec pour objectif un début des ventes au premier semestre 2027. La CRE définira dans une prochaine délibération les produits et volumes qui devront être mis en vente par EDF OA, en fonction des produits standards disponibles et de la liquidité constatée.

S'agissant des volumes soutenus via le mécanisme de complément de rémunération

La CRE a également lancé des travaux visant la mise en place par l'Etat d'une couverture à terme centralisée des volumes soutenus sous le régime du complément de rémunération (contrats existants et nouveaux).

En effet, les prix de référence M_0 utilisés pour calculer le complément de rémunération sont fondés, dans la très large majorité des cas, sur une moyenne de prix *Spot* (pondérée ou non). Le régime du complément de rémunération étant depuis plusieurs années le régime de soutien privilégié pour les nouvelles installations de production d'électricité (hors petites installations), l'exposition du budget de l'Etat aux prix *Spot* tend à augmenter fortement. Les volumes soutenus via un contrat de complément de rémunération, représentant environ 6 TWh en 2020, sont ainsi par exemple estimés à 34 TWh en 2027 dans le cadre de la présente évaluation des CSPE (vs. 64 TWh de volumes sous obligation d'achat estimés en 2027).

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'énergie⁸¹ permet la mise en œuvre de cette évolution. La CRE a mené un appel à manifestation d'intérêts début 2026⁸² afin de sonder l'avis et l'intérêt des acteurs de marché afin d'opérer une telle couverture à terme. La CRE finalise actuellement son analyse de faisabilité de la solution au regard des dernières estimations des coûts et des contraintes opérationnelles qu'elle engendre, s'agissant notamment de la gestion du risque de contrepartie pour le compte de l'Etat.

6.3. Evolution du modèle de régulation d'EDF OA

Environ 94 % des charges au titre de 2025 résultant des contrats de soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale sont rattachées au périmètre d'EDF Obligation d'achat (EDF OA). La bonne gestion par cet opérateur des contrats concernés et de l'énergie rattachée à son périmètre d'équilibre représente donc un enjeu majeur de maîtrise des CSPE.

EDF OA réalise ces missions :

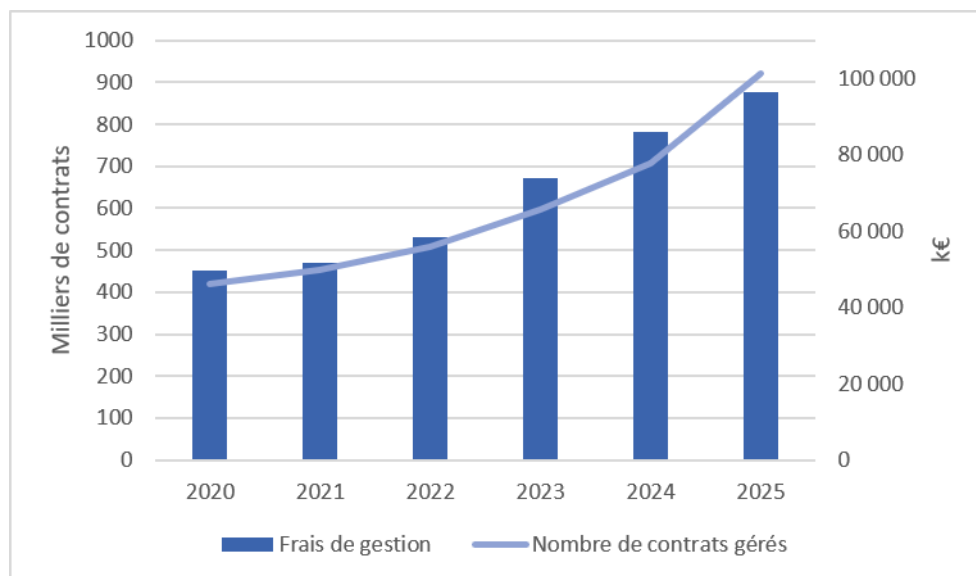
- dans un contexte d'augmentation du nombre de contrats de soutien dont elle a la charge ainsi que de leur complexité (cf. Figure 6) ;
- et selon un cadre réglementaire évolutif, ayant notamment conduit à une extension progressive de ses missions (avec, par exemple, la mise en œuvre du pilotage des modulations à la baisse de la production d'installations sous obligation d'achat à partir de 2025, pour une puissance installée cumulée à date de 8,9 GW pilotables).

⁸⁰ Délibération de la CRE n°2026-59 du 5 mars 2026 portant orientations relatives à la vente de nouveaux produits à terme dans le cadre des enchères organisées par EDF Obligation d'Achat

⁸¹ 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

⁸² Consultation n°2026-01 Appel à manifestation d'intérêt pour la couverture financière sur les marchés à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via le régime du complément de rémunération

Figure 6 : Evolution du nombre de contrats de soutien au sein du périmètre EDF OA au regard des frais de gestion compensés



EDF OA a également la gestion d'un périmètre d'équilibre moins prévisible qu'auparavant (notamment du fait des modulations susmentionnées ou du développement important d'installations photovoltaïques en autoconsommation) et dont les caractéristiques évoluent rapidement. Ces éléments ont contribué à la hausse des frais de gestion d'EDF OA observée au cours de ces dernières années (+ 89 % entre 2020 et 2025, cf. Figure 6).

Dans ce contexte, la CRE a lancé à la fin de l'année dernière un audit portant sur les frais de gestion d'EDF OA. Ces travaux ont notamment permis à la CRE de disposer d'une vision plus exhaustive de ces frais et de mettre en avant le bon niveau général de gestion d'EDF OA, tout en identifiant plusieurs leviers d'amélioration du suivi et du pilotage de sa performance.

Dans la continuité de cet audit, la CRE mettra en place dans les prochains mois un certain nombre d'indicateurs de suivi de l'activité d'EDF OA (et pourra également faire évoluer les indicateurs existants en matière de ventes à terme, de gestion du périmètre d'équilibre sous obligation d'achat et de gestion contractuelle), afin d'améliorer le pilotage de la performance d'EDF OA. Ces indicateurs pourraient notamment porter sur les délais de contractualisation et de facturation, les frais de gestion contractuelle, ou encore la gestion des réclamations et la « satisfaction client ».

La CRE travaille également à une évolution du cadre de régulation d'EDF OA. À ce titre, elle examine notamment la possibilité d'introduire des mécanismes de régulation incitative sur certains indicateurs de qualité de service et de postes de coûts de l'opérateur, qui pourraient conduire à l'application de bonus ou de malus financiers à EDF OA en fonction de sa performance. La mise en œuvre d'un tel régime de régulation nécessitera notamment une évolution du code de l'énergie.

La CRE continuera par ailleurs de veiller à ce qu'EDF OA dispose des moyens nécessaires pour réaliser efficacement ses missions.

6.4. Recouvrement de sommes dues par les producteurs soutenus aux opérateurs de CSPE

Si, dans le cas général, les versements prévus par les contrats de soutien sont réalisés par les opérateurs de CSPE au bénéfice des producteurs, les producteurs peuvent cependant parfois être redevables de sommes aux cocontractants des contrats de soutien (et donc *in fine* à l'Etat).

Cette situation est devenue un enjeu d'importance particulière à partir de la crise des prix de l'énergie de 2021-2023, dans le cadre des contrats de complément de rémunération (bidirectionnels) qui prévoient des versements de la part des producteurs en cas de prix de marché supérieurs aux tarifs de référence. L'instabilité juridique encadrant le déplaçonnement des contrats de complément de

rémunération, introduit en 2024 (cf. détails dans l'Annexe 3 de la présente délibération), a contribué à la complexité du recouvrement des sommes dues.

D'autres cas peuvent plus généralement être observés en raison de régularisations ou de résiliations de contrat engendrant des versements d'indemnités par les producteurs, tels que prévus par les différents contrats de soutien.

En pratique, les opérateurs de CSPE peuvent parfois rencontrer des difficultés à recouvrer ces montants auprès des producteurs. La CRE constate ainsi, au cours des derniers exercices, une augmentation des montants non encore recouverts par les opérateurs (en grande partie conjoncturelle comme expliqué ci-dessus). Ces montants sont contrôlés et suivis par les services de la CRE et font l'objet d'échanges approfondis avec les opérateurs.

Les montants non recouverts par les opérateurs auprès des producteurs n'ont, à ce stade, pas fait en général l'objet d'une déduction de leurs charges de manière anticipée par rapport à leur recouvrement auprès des producteurs. Néanmoins, la CRE travaillera avec les opérateurs d'ici le prochain exercice CSPE afin de mettre en place un dispositif pérenne concernant le recouvrement des créances permettant d'inciter les opérateurs à recouvrer les sommes dues dans des délais optimisés, et ainsi, de limiter l'exposition du budget de l'Etat.

6.5. Transition énergétique dans les ZNI

La transition énergétique des territoires non interconnectés permet de réduire les charges de service public liées à l'utilisation des moyens de production thermiques fossiles (fin du recours au charbon en 2026, trajectoire de réduction du recours au fioul). Dans l'attente d'un déploiement plus large des énergies renouvelables fatales (PV et éolien) et de la géothermie, ce recours réduit aux combustibles fossiles s'accompagne souvent d'une utilisation accrue des bioénergies (biomasse solide ou bioliquide), largement décarbonées mais dont les coûts variables de production s'avèrent élevés.

La CRE constate dans les prévisions de CSPE des opérateurs d'importantes trajectoires de développement sur les filières photovoltaïque et éolienne. Ces filières aux coûts complets de production inférieurs dans la plupart des cas aux moyens de production thermiques constituent une priorité de la politique énergétique des ZNI. Bien que déjà ambitieuses, les trajectoires de développement prévues par les opérateurs restent inférieures aux objectifs des programmations énergétiques élaborées par les territoires.

S'agissant notamment de la filière photovoltaïque, la CRE note un très faible développement sur les centrales de plus d'1 MWc soutenues par appel d'offres. La CRE recommande de mener, en coordination avec les services de l'État, les collectivités locales, l'Ademe et les gestionnaires de réseau, un travail d'identification des parcelles propices, en croisant les données de potentiel solaire, les différents schémas d'aménagement – incluant les restrictions au titre des lois « Montagne » ou « Littoral » – et les capacités de raccordement au réseau. Ce travail permettrait d'une part de flécher le développement vers les zones les plus favorables, et d'autre part d'identifier les principaux freins à un développement plus rapide de la filière et les adaptations envisageables pour les lever.

En outre, dans l'attente des résultats de ces analyses, les dispositifs de soutien devraient s'adapter aux gisements atteignables à court-terme, concentrés notamment sur les centrales de taille inférieure à 500 kWc soutenues par l'arrêté tarifaire dit S24⁸³. Sur tous les territoires ultra-marins, un transfert d'une partie des volumes aujourd'hui sous-souscrits dans l'appel d'offres vers les objectifs de l'arrêté tarifaire pourrait être envisagé.

Le développement de ces filières doit s'accompagner de la fourniture de services systèmes (réserve primaire, arbitrage, inertie, réglage de tension notamment), par le développement de compensateurs synchrones et de nouveaux dispositifs de stockage adaptés. Les guichets stockage instruits par la CRE permettent de valoriser et d'encadrer le déploiement de ces services en s'assurant des économies nettes générées par ces moyens pour les charges de service public de l'énergie.

⁸³ Arrêté du 5 janvier 2024 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées dans les zones non interconnectées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion, à Wallis-et-Futuna, à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans certaines îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année

L'année 2026 marque par ailleurs la mise en service attendue de l'extension de la centrale géothermie de Bouillante en Guadeloupe. La CRE souligne la pertinence de cette filière, qui contribue à la décarbonation des territoires au moyen d'une production d'énergie garantie. La modification de l'arrêté encadrant notamment les modalités de compensation des études nécessaires à la réalisation de projets géothermiques⁸⁴ permettra de prendre en charge les campagnes de forages exploratoires indispensables au développement de ces projets. La CRE élabore actuellement une méthodologie d'instruction des demandes de compensation relatives à ces forages exploratoires, afin de préciser les conditions d'éligibilité ainsi que les modalités de suivi de ces campagnes.

La CRE souligne l'importance d'une publication rapide des programmations pluriannuelles de l'énergie de l'ensemble des territoires, qui constituent un outil de pilotage essentiel pour le développement de ces différentes filières, et permettent de donner la visibilité indispensable aux filières s'agissant des projets à développer et aux gestionnaires de réseau s'agissant des schémas de raccordement à adapter.

* * *

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 15 juillet 2026
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

⁸⁴ Arrêté du 16 avril 2026 pris en application de l'article R. 121-29 du code de l'énergie fixant le plafond de la compensation du coût des études relatives aux projets d'approvisionnement électrique identifiés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie dans les zones non interconnectées