

DÉLIBÉRATION N°2025-180

Annexe 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2025 (CP²⁵)

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2025 par les différents opérateurs concernés ou la première prévision de ces charges pour ceux qui n'avaient pas pu la réaliser auparavant. Les charges initialement prévues au titre de 2025 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2024¹.

Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire correspondant, précédées d'une synthèse présentant un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2025 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la France métropolitaine couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes de Polynésie française et de Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI. L'article 20 de la loi de finances pour 2025² a modifié les modalités de compensation des charges de service public de l'énergie en ZNI (hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy), qui 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.

Cette annexe ne porte pas sur les charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs). Les charges de service public de l'énergie au titre de 2025 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2025

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à prévoir des charges de service public de l'énergie :

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours³. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section 2). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section 3) sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)⁴ à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF, sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF. En Corse,

¹ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2024-139 du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

² Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

³ Tel que prévu par l'article L. 314-26 du code de l'énergie.

⁴ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) supporte également des charges de service public de l'énergie.

- RTE supporte des charges liées au soutien aux flexibilités décarbonées (section 4).
- EDF, les ELD ainsi que les autres fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux (section 5).

Principe des frais financiers

L'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précise que « *pour chaque opérateur, si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1, il en résulte une charge, respectivement un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes* ».

En prenant en compte le fait que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent intérêt. Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2025 à partir des déclarations transmises par les opérateurs, après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

Avertissement

La CRE rappelle que les données indiquées dans cette annexe sont des données prévisionnelles.

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

Synthèse

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2025 est évalué à **11 632,6 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs), dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 1.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2024 et prévues initialement au titre de 2025 est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues au titre de 2025

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2025
Soutien ENR électrique en métropole	5 885,3					0,0	303,8	13,1	6 202,3
Eolien terrestre	866,7					0,0	58,8	4,1	929,6
Eolien en mer	586,5					0,0	0,0	0,0	586,5
Photovoltaïque	3 584,7					0,0	194,2	6,7	3 785,6
Bio-énergies	710,7					0,0	43,4	0,0	754,1
Autres énergies	136,7					0,0	7,4	2,3	146,4
Injection biométhane	0,0					0,0	49,6	1 079,3	1 128,9
Soutien en ZNI ⁽¹⁾	3 102,7	181,8	11,1	5,6					3 301,2
Transition énergétique	1 643,5	16,1	1,19	5,6					1 666,5
Mécanismes de solidarité	1 459,2	165,7	9,9						1 634,7
Cogénération et autres moyens thermiques	680,7					0,0	25,2	11,9	717,7
Effacement					132,4				132,4
Dispositifs sociaux ⁽²⁾	24,3	0,0					1,4	11,3	37,0
Compensation FSL	21,4	0,0					0,7	7,5	29,7
Afficheur déporté	1,3						0,4	0,7	2,4
Autres	1,6	0,0					0,2	3,1	5,0
Frais divers	99,8					0,0	9,3	3,9	113,0
Frais de gestion	99,8					0,0	9,3	3,9	113,0
	9 792,9	181,8	11,1	5,6	132,4	0,0	389,3	1 119,6	11 632,6

⁽¹⁾ Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI.

⁽²⁾ Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI.

Tableau 2 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour au titre de 2025 par rapport aux charges constatées au titre de 2024 et initialement prévues au titre de 2025

en M€	Mise à jour de la prévision 2025	Prévision initiale pour 2025	Evolution 2025 reprév - 2025 prév		Charges constatées au titre de 2024	Evolution 2025 reprév - 2024	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	6 202,3	4 335,0	1 867,3	43%	2 900,3	3 302,0	114%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>929,6</i>	<i>233,7</i>	<i>696,0</i>	<i>298%</i>	<i>-68,9</i>	<i>998,5</i>	<i>1449%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>586,5</i>	<i>595,9</i>	<i>-9,4</i>	<i>-2%</i>	<i>227,7</i>	<i>358,8</i>	<i>158%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>3 785,6</i>	<i>2 853,4</i>	<i>932,2</i>	<i>33%</i>	<i>2 408,5</i>	<i>1 377,1</i>	<i>57%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>754,1</i>	<i>570,6</i>	<i>183,5</i>	<i>32%</i>	<i>394,0</i>	<i>360,1</i>	<i>91%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>146,4</i>	<i>81,4</i>	<i>65,0</i>	<i>80%</i>	<i>-61,0</i>	<i>207,4</i>	<i>340%</i>
Injection biométhane	1 128,9	1 182,4	-53,5	-5%	1 029,3	99,6	10%
Soutien en ZNI	3 301,2	3 000,6	300,6	10%	2 470,2	831,0	34%
<i>Transition énergétique</i>	<i>1 666,5</i>	<i>1 433,4</i>	<i>233,1</i>	<i>16%</i>	<i>1 211,9</i>	<i>454,5</i>	<i>38%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 634,7</i>	<i>1 567,2</i>	<i>67,5</i>	<i>4%</i>	<i>1 258,3</i>	<i>376,4</i>	<i>30%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	717,7	553,3	164,5	30%	354,9	362,8	102%
Effacement	132,4	316,0	-183,6	-58%	189,0	-56,6	-30%
Dispositifs sociaux	37,0	39,7	-2,7	-7%	33,0	4,0	12%
<i>Compensation FSL</i>	<i>29,7</i>	<i>26,5</i>	<i>3,2</i>	<i>12%</i>	<i>28,5</i>	<i>1,1</i>	<i>4%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>2,4</i>	<i>6,1</i>	<i>-3,7</i>	<i>-61%</i>	<i>1,4</i>	<i>1,0</i>	<i>73%</i>
<i>Autres</i>	<i>5,0</i>	<i>7,2</i>	<i>-2,2</i>	<i>-31%</i>	<i>3,1</i>	<i>1,9</i>	<i>62%</i>
Frais divers	113,0	99,1	13,9	14%	97,6	15,4	16%
<i>Frais de gestion</i>	<i>113,0</i>	<i>99,1</i>	<i>13,9</i>	<i>14%</i>	<i>97,6</i>	<i>15,4</i>	<i>16%</i>
	11 632,6	9 526,0	2 106,5	22%	7 074,3	4 558,2	64%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2024

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2025 est en hausse de 4 558,2 M€ par rapport à celui constaté en 2024.

La quasi-totalité des postes sont à la hausse. Les deux principaux sous-jacents de cette évolution sont les suivants :

- 80 % des effets haussiers sont portés par la hausse de 3 302,0 M€ (+ 114 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques et par la hausse de 362,8 M€ (+102%) des chargées liées à la cogénération au gaz naturel 362,8 M€ (+ 102 %), en France métropolitaine. Elles s'expliquent essentiellement par la baisse des prix de gros de l'électricité depuis début 2024, qui induit une baisse mécanique de la valorisation des volumes soutenus (80 % d'effet prix). En conséquence, le coût évité unitaire moyen diminue de 121,4 €/MWh en 2024 à 65,74 €/MWh en 2025⁵. Le second facteur explicatif est l'augmentation de 14,5 TWh du volume soutenu qui augmente en conséquence les coûts d'achat (20 % d'effet volume), malgré une relative stabilité du coût d'achat moyen unitaire ;
- 18 % des effets haussiers sont liés à l'augmentation de 831,0 M€ (+ 34 %) des charges de SPE dans les ZNI. Cette hausse s'explique par une réduction importante des recettes tarifaires en lien avec la baisse des TRVE en février 2025 (- 23 % en moyenne par rapport à février 2024) qui induit une augmentation mécanique des surcoûts de production et d'achat de + 492,0 M€. A cet effet, s'ajoute une hausse des coûts de production et d'achat (+131,9 M€). Cette dernière se concentre notamment sur La Réunion (+ 95,5 M€) avec une hausse de la production renouvelable achetée (+ 16 %), notamment à partir de biomasse pour pallier l'avarie post-cyclone Garance de Rivière de l'Est et répondre à l'augmentation de la consommation (+ 4 %). Cette hausse est également liée sur l'ensemble des territoires à un développement du photovoltaïque en autoconsommation pour lequel le versement ponctuel de la prime induit une hausse qui s'atténuera par la suite. Enfin, les coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI augmentent de + 208,7 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025.

⁵ Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2025 en juillet 2024

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2025 est supérieur de 2 106,5 M€ par rapport à celui prévu en juillet 2024⁶.

L'écart de prévision s'explique par :

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

Ces augmentations de charges s'expliquent principalement par la baisse du coût évité unitaire moyen prévisionnel au titre de 2025 passant de 85,21 €/MWh à 65,74 €/MWh⁷, sous le double effet de :

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

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

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

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

⁶ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2024-139 du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

⁷ Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

SOMMAIRE

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine.....	8
1.1. Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en France métropolitaine	8
1.2. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025.....	16
1.3. Bilan	18
2. Soutien à l'injection de biométhane	21
2.1. Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2025	21
2.2. Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2025.....	22
2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2025	22
2.4. Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2025.....	22
2.5. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025.....	23
3. Soutien en ZNI	25
3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées.....	26
3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	33
3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	37
3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	39
3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	42
3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	42
3.7. Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2025.....	42
4. Soutien aux flexibilités décarbonées	44
4.1. Contexte juridique.....	44
4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2025.....	44
5. Dispositifs sociaux	45
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité	45
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	46

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux.....	47
6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine (électricité et gaz)	48
7. Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE	50

1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en métropole » et 4 « Soutien à la cogénération gaz naturel et autres moyens thermiques ». Ces actions couvrent deux mécanismes de soutien différents : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. EDF supporte des charges associées à la fois à l'obligation d'achat et au complément de rémunération alors que les autres opérateurs (entreprises locales de distribution et organismes agréés) ne supportent que des charges liées à l'obligation d'achat.

En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des garanties de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

1.1. Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en France métropolitaine

1.1.1. Evolution du parc de production soutenu (obligation d'achat et complément de rémunération)

Les perspectives d'évolution des quantités d'énergie soutenue et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel sont présentées, quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération, couplé à l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat les plus anciens⁸ implique une régression de la proportion du parc soutenu via le régime de l'obligation d'achat par rapport à la totalité du parc soutenu. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiment soutenues en obligation d'achat via l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (guichet ouvert)⁹, ainsi que les mises en service progressives des parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, viennent atténuer cet effet.

Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées dans les sections dédiées, dans lesquelles les charges de service public de l'énergie sont calculées.

Tableau 3 : Puissance prévisionnelle des installations soutenues au titre de 2025 et énergie prévisionnelle produite par ces installations au périmètre d'EDF en France métropolitaine

⁸ Les installations dont les contrats de soutien arrivent à échéance peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public et sortent en conséquence du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie.

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 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

(volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque ¹⁰	Autres
Energie soutenue (TWh)	2024	63,2	4,7	0,0	3,7	28,1	3,8	0,2	2,3	2,8	17,6	0,1
	2025 (initiale)	78,0	4,1	0,0	2,8	35,3	5,5	0,2	2,3	2,6	25,0	0,2
	2025 (mise à jour)	77,3	4,0	0,0	3,0	33,4	5,3	0,2	2,3	3,2	25,8	0,2
Puissance soutenue (GW)	2024	40,0	2,1	0,4	0,9	15,0	1,5	0,1	0,4	0,6	18,9	0,1
	2025 (initiale)	47,7	1,4	0,4	1,0	16,1	2,4	0,0	0,4	0,6	25,2	0,1
	2025 (mise à jour)	49,1	1,4	0,4	1,0	16,2	2,0	0,0	0,4	0,7	26,8	0,1

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2025 s'élève à 77,3 TWh : elle est en nette augmentation par rapport à 2024 (+ 14,1 TWh soit + 22 %), malgré une légère baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2025 réalisée lors du précédent exercice (- 0,7 TWh soit - 1 %). La puissance des installations soutenues s'élèverait quant à elle à 49,1 GW en 2025. Au même titre que la production du parc, elle augmente entre 2024 et 2025, de 9 GW soit + 23 %, et s'établit cette fois-ci à un niveau plus élevé de 1,4 GW (+ 3 %) par rapport à la prévision initiale, traduisant ainsi une baisse du facteur de charge du parc soutenu au périmètre d'EDF OA.

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus au titre de 2025 sont engendrés par les contrats d'obligation d'achat suivants :

- les contrats d'obligation d'achat à tarif réglementé (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité).

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et la somme du coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et du coût évité par l'acquisition des garanties de capacité associées (coût évité « capacité »).

1.1.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2025 est établie par EDF sur la base d'hypothèses discutées avec l'administration, à partir des montants constatés au titre de 2024 et au cours des mois de janvier à mai 2025, ainsi que des évolutions prévues pour le reste de l'année 2025.

¹⁰ La principale augmentation entre 2024 et 2025, en énergie pour **8,2 TWh** et en puissance pour **7,8 GW** est celle de la filière photovoltaïque, dont la dynamique est surtout portée par les installations en obligation d'achat pour **7,0 GW**, en particulier par les installations soutenues au travers de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 dit « S21 ».

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en France métropolitaine au titre de l'année 2025 sont présentés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Mise à jour des quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2025

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	928,3	301,4	1 877,1	519,0	14,0	191,2	204,6	714,2	13,8	4 763,5
Février	808,8	238,5	1 808,8	504,5	12,9	176,7	198,7	1 049,4	9,1	4 807,4
Mars	825,2	298,7	1 741,6	488,8	14,4	192,2	213,2	1 516,1	13,7	5 304,0
Avril	7,6	313,3	1 488,5	424,4	12,0	186,1	216,1	1 979,1	10,6	4 637,7
Mai	3,1	324,9	989,9	282,9	14,3	188,8	241,2	2 373,3	14,4	4 433,0
Juin	2,5	257,5	763,2	218,5	11,4	179,1	214,4	2 412,1	10,3	4 069,0
Juillet	3,6	159,0	882,6	274,2	14,4	185,1	221,6	2 694,6	12,9	4 447,9
Août	2,1	112,2	818,2	274,9	12,6	181,3	220,5	2 461,6	10,5	4 094,0
Septembre	3,3	123,8	1 017,3	345,5	15,4	177,2	219,8	1 924,4	14,2	3 841,0
Octobre	17,3	169,0	1 283,8	490,2	12,2	189,7	219,7	1 349,8	14,6	3 746,2
Novembre	613,3	230,5	1 719,5	694,0	13,4	181,7	214,1	853,0	15,4	4 535,0
Décembre	740,2	319,0	1 872,3	782,1	15,1	193,0	228,5	631,3	14,5	4 795,9
Quantités (GWh)	3 955,4	2 847,6	16 262,9	5 299,2	162,0	2 222,2	2 612,4	19 958,9	154,0	53 474,6
Prévision initiale pour 2025 (GWh)	4 055,4	2 549,3	16 389,0	5 508,2	159,1	2 240,2	1 981,9	18 449,8	191,6	51 524,5
Quantités en 2024 (GWh)	4 635,4	3 594,7	16 702,8	3 791,4	173,1	2 306,3	2 350,0	13 821,0	89,1	47 463,8
Coût d'achat (M€)	949,5	309,8	1 613,4	956,7	11,7	474,7	516,1	4 597,5	14,4	9 443,8
Prévision initiale pour 2025 (M€)	871,5	289,8	1 671,4	1 076,0	11,7	490,6	370,1	4 176,5	17,8	8 975,5
Coût d'achat en 2024 (M€)	1 012,7	378,6	1 629,2	675,7	12,1	487,8	415,6	3 677,8	8,9	8 298,5
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	240,1	108,8	99,2	180,5	72,5	213,6	197,6	230,3	93,4	176,6
Prévision initiale pour 2025 (€/MWh)	214,9	113,7	102,0	195,3	73,4	219,0	186,8	226,4	92,8	174,2
Coût d'achat unitaire en 2024 (€/MWh)	218,5	105,3	97,5	178,2	70,1	211,5	176,9	266,1	99,7	174,8

* Autres = petites installations, gaz de mines et surplus des ELD (RS41).

La mise à jour de la prévision au titre de 2025 réalisée par EDF aboutit à un volume total prévisionnel de **53,5 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat en 2025 (en hausse relative par rapport à la prévision initiale au titre de 2025 : + 3,8 %), pour un coût d'achat de **9 443,8 M€** (connaissant une hausse légèrement plus importante par rapport à la prévision initiale au titre de 2025 : + 5,2 %, du fait d'une hausse en parallèle du tarif d'achat moyen de + 1,4 %).

Cependant, ces hausses sont bien plus importantes au regard des charges constatées au titre de 2024 (+ 6,0 TWh, soit + 12,7 % en énergie et + 1 145,3 M€ soit + 13,8 % en coût d'achat) sous l'effet de deux évolutions contraires :

- (i) d'une part certaines filières observent une croissance de leur volume soutenu pour une hausse cumulée de 8,0 TWh, en particulier les filières de l'éolien en mer et surtout du solaire, avec une dynamique de développement conséquente dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (l'éolien en mer porte 19 % de cette hausse et le solaire 77 %) ;
- (ii) d'autre part, la plupart des autres filières, et en particulier la cogénération au gaz naturel, l'hydraulique et l'éolien à terre, dont les nouvelles installations (lorsqu'elles font l'objet d'un soutien) sont majoritairement soutenues via le régime du complément de rémunération, portent une baisse de la production soutenue via l'obligation d'achat de 2,0 TWh.

La hausse du coût d'achat prévisionnel total au titre de 2025 par rapport à 2024 est d'un niveau relativement équivalent à celle de l'énergie soutenue, ce qui traduit une relative stabilité du coût d'achat unitaire entre 2024 et 2025 (+ 1,0 %). Cette stabilité à l'échelle du parc sous obligation d'achat s'explique par la compensation d'évolutions contraires sur les différentes filières.

Parmi les évolutions les plus notables, on compte notamment une baisse du tarif d'achat moyen de la filière photovoltaïque du fait d'un poids de plus en plus important des nouveaux contrats de soutien avec un tarif plus faible que les contrats historiques qui arrivent progressivement à leur terme.

A l'inverse, la filière biomasse connaît une hausse de son tarif d'achat moyen de 20,7 €/MWh, sous l'impact principalement du retour en début d'année de la centrale de Gardanne dans le périmètre de soutien d'EDF OA.

1.1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en France métropolitaine sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en France métropolitaine est détaillée dans la délibération méthodologique de la CRE du 30 avril 2025¹¹.

Au titre de 2025, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève à **3 515,3 M€**, contre 4 390,6 M€ prévus lors du précédent exercice, et 5 762,5 M€ constatés au titre de 2024.

Coût évité par la production quasi certaine

S'agissant du volume quasi certain

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2025, définie dans les délibérations de la CRE du 14 décembre 2023¹² et du 12 décembre 2024¹³ est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue au titre de 2025

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du premier trimestre	2 200
Surplus de production novembre	2 300
Surplus de production décembre	2 300

S'agissant du prix de valorisation du volume quasi certain

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes quasi certains retenus au titre de 2025, en €/MWh¹⁴

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
102,37	97,12	77,45	75,54

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 26,5 TWh, est de **2 602,0 M€**. A titre de comparaison, en 2024, la production quasi certaine correspondait à 26,7 TWh, valorisée à 5 130,5 M€.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la production aléatoire au titre de 2025 s'élève à **913,3 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 7 ci-dessous avec les références de prix de marché, les prix court-terme prévisionnels et les quantités retenues. A titre de comparaison, en 2024, la production aléatoire correspondait à 20,8 TWh, valorisée à 632,0 M€.

¹¹ 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.

¹² Délibération de la CRE n°2023-366 du 14 décembre 2023 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹³ Délibération de la CRE n°2024-224 du 12 décembre 2024 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹⁴ Les prix sont calculés en application de la partie 2.2.4.1 de la délibération du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de 2025

Mois	Référence mensuelle	Prix court-terme prévisionnel	Quantité aléatoire	Coût évité
	(€/MWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	102,27	51,46	1 564,3	80,5
Février	122,66	99,15	1 917,8	190,1
Mars	76,88	32,56	2 109,1	68,7
Avril	42,21	18,53	3 125,7	57,9
Mai	19,38	2,42	2 870,6	6,9
Juin	27,55	16,89	2 557,0	43,2
Juillet	42,78	25,92	2 885,5	74,8
Août	40,87	26,13	2 531,6	66,1
Septembre	47,86	30,35	2 329,0	70,7
Octobre	73,41	51,70	2 181,7	112,8
Novembre	77,45	54,37	1 367,0	74,3
Décembre	75,54	44,12	1 522,3	67,2
Total 2025	56,9	33,9	26 962	913,3

Les montants sont calculés en application de la partie 2.2.4.2 de la délibération du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale. Afin de tenir compte de l'évolution rapide des prix capturés par le profil du parc soutenu, l'historique du ratio capturé par le prix court-terme sur les références de prix de marché est évalué sur 2 ans et non 5 ans (dérogation à la méthodologie présentée dans la délibération du 30 avril 2025). Jusqu'au mois de mai 2025, les références de prix et le ratio capturé sont calculés à partir des données réalisées.

1.1.2.3. Coût évité lié aux garanties de capacité

Dans sa délibération méthodologique du 30 avril 2025¹⁵, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour le calcul du coût évité « capacité ».

En 2025, les enchères tenues par EPEX Spot porteront sur les années de livraison (« AL ») 2022, 2024, 2025 et 2026. Il convient de noter que l'année de livraison 2026 s'achève au 31 mars 2026 dans le mécanisme de capacité actuel et ne contient pas les mois de novembre et décembre. Le mécanisme de capacité est en cours de refonte et aucune enchère n'est prévue en 2025 pour des garanties de capacité portant sur une période de livraison postérieure au 31 mars 2026.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2025 porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les AL susmentionnées.

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2025, EDF OA a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des niveaux de capacité certifiés pour les AL 2022 à 2026 ainsi que les volumes déjà vendus et destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2025 pour ces AL. Ces niveaux sont présentés dans le

Tableau 8.

¹⁵ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Tableau 8 : Volume prévisionnel de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2025

	AL 2022	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Garanties de capacité (MW)	0	49,9	68,3	2 287,7

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2022 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2023 et qu'EDF OA a pu valoriser l'intégralité des garanties de capacité associées à la capacité certifiée (NCC), aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2025 portant sur l'AL 2022.

S'agissant de l'AL 2024, la CRE retient 49,9 MW de garanties de capacité, correspondant à la différence entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité déjà retenu dans le cadre du coût évité des années antérieures, qui pourront être valorisées lors de l'enchère unique organisée en 2025 pour l'AL 2024.

S'agissant de l'AL 2025, EDF OA anticipe un écart entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité déjà retenu dans le cadre du coût évité des années antérieures de 68,3 MW courant 2025, notamment du fait de rééquilibrages à la hausse liés aux nouveaux contrats prenant effet en cours d'année.

S'agissant de l'AL 2026, le volume retenu prend en compte les contraintes d'offres¹⁶ auxquelles est soumis EDF OA, car la capacité certifiée totale liée à son périmètre de certification est supérieure à 3 GW pour cette AL. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'AL concernée. Ainsi, pour l'AL 2026, de premières enchères ayant eu lieu en 2024, la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF OA pour cette AL a été déjà été valorisée en 2024. L'autre moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF OA pour cette AL devrait ainsi être valorisée en 2025.

En application de la délibération de la CRE du 30 avril 2025 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les AL 2022 à 2026 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces AL et si, pour une AL, aucune enchère n'a encore eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente¹⁷ soit :

- pour l'AL 2024, 24 887,3 €/MW ;
- pour l'AL 2025, 14 652,2 €/MW ;
- pour l'AL 2026, 6 175,4 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de 2025 est ainsi de **16,4 M€**. Sa répartition entre les filières est présentée dans le Tableau 9.

¹⁶ Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

¹⁷ La dernière enchère prise en compte est celle du 6 mars 2025.

Tableau 9 : Répartition du coût évité capacité d'EDF OA par filière

	Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2025 (M€)
Cogénération au gaz naturel	4,6
Hydraulique	2,1
Eolien à terre	3,9
Eolien en mer	1,6
Incinération	0,1
Biogaz	1,1
Biomasse	1,8
Photovoltaïque	1,0
Autres	0,0
Total	16,4

1.1.2.4. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2025

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en France métropolitaine en 2025 est évalué à **3 531,7 M€** (2 602,0 M€ de coût évité « énergie » par la production quasi-certaine + 913,3 M€ de coût évité « énergie » par la production aléatoire + 16,4 M€ de coût évité « capacité »).

1.1.2.5. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2025

Les surcoûts liés aux contrats d'achat en France métropolitaine qu'EDF prévoit de gérer dans son périmètre en 2025 s'élèvent à **5 912,1 M€** (9 443,8 M€ de coût d'achat – 3 531,7 M€ de coût évité).

L'année 2025 s'inscrit ainsi dans la continuité de l'augmentation des charges liées à l'obligation d'achat au périmètre d'EDF, du fait principalement de la baisse du coût évité « énergie » unitaire moyen qui traduit une baisse globale des prix de marché, de 121,4 €/MWh à 65,7 €/MWh entre 2024 et 2025, ainsi que d'autre part, de l'augmentation du coût d'achat qui traduit essentiellement l'augmentation des volumes soutenus.

Il convient par ailleurs de noter que le surcoût au titre de 2025 vient s'établir à un niveau significativement supérieur à la prévision réalisée lors du précédent exercice (**4 547,3 M€**), soit une hausse de **1 364,8 M€**, conséquence également de la baisse des prix de gros de l'énergie conduisant ainsi à une diminution du coût évité de **- 875,3 M€** qui est amplifiée par la hausse des prévisions de coûts d'achat (+ **468,3 M€**).

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Complément de rémunération négatif et déplafonnement

À la suite de la crise des prix de gros, qui a vu le prix de référence mensuel « M_0 »¹⁸ atteindre 492 €/MWh en août 2022, les prix ont baissé tout au long de l'année 2023 pour retrouver des niveaux d'avant-crise en 2024 (avec un prix de référence en 2024 qui atteint 60,7 €/MWh).

Le prix de référence moyen prévisionnel retenu au titre de 2025, de 62,2 €/MWh, est à nouveau inférieur au tarif de référence prévisionnel moyen non pondéré des contrats de complément de rémunération,

¹⁸ Le prix de référence M_0 correspond ici à la moyenne mensuelle des prix spot positifs ou nuls. Les valeurs de M_0 exposées sont non pondérées. Une pondération par filière de production est opérée pour les contrats de complément de rémunération des filières éolienne et solaire.

s'établissant en 2025 à environ 74 €/MWh, toutes filières confondues. La majorité des primes prévisionnelles de complément de rémunération sont donc positives sur l'année 2025.

Un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF, lorsqu'ils excédaient les montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération, était prévu initialement dans la plupart des contrats de complément de rémunération¹⁹. L'article 230 de la loi de finances pour 2024²⁰ a introduit le déplafonnement, sans mécanisme de prix seuil, de l'ensemble des contrats de complément de rémunération à compter du 1^{er} janvier 2022, jusqu'à leur échéance. Si cet article a depuis été censuré par le Conseil Constitutionnel par une décision du 24 janvier 2025²¹, la mise en place d'un mécanisme de déplafonnement doit intervenir avant le 31 décembre 2025²². Par ailleurs, le gouvernement n'a pas encore communiqué sur les modalités qui s'appliqueraient à partir du 1^{er} janvier 2026. Dans ces conditions, les prévisions de charges au titre de 2025 prennent en compte un déplafonnement intégral des contrats. Les éventuelles régularisations liées à la réintroduction d'un nouveau mécanisme de plafonnement seront prises en compte dans le cadre de l'exercice des charges suivant la mise en place de ces mesures.

1.1.3.2. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025

EDF a mis à jour sa prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2025 et des charges en résultant. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 10 et mise en regard de la prévision initiale au titre de 2025. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat²³ (cf. paragraphe 1.1.2.2).

Tableau 10 : Mise à jour de la prévision de charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2025

Prévision	Puissance prévisionnelle installée en fin d'année 2025 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Biogaz	4	9	28	67	5,1	6,4
Biomasse	155	161	548	623	30,9	29,1
CCG	422	422	0	0	54,5	48,2
Cogénération gaz	32	24	89	75	4,4	2,1
Eolien terrestre	8896	8813	17187	18958	384,0	-25,7
Géothermie	0	0	0	0	0,0	0,0
Hydraulique	56	77	185	226	10,7	6,6
Photovoltaïque	5578	6486	5826	6515	164,3	5,5
TOTAL	15143	15991	23862	26463	654	72

La puissance installée devrait être légèrement inférieure à celle prévue initialement (- 5 % entre la prévision initiale et la prévision révisée). Cette baisse s'explique notamment par la baisse de puissance prévisionnelle pour la filière solaire, pour laquelle les taux de chute des lauréats aux appels d'offres ont

¹⁹ Ce plafonnement était prévu par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par le décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE4 » mais a été supprimé progressivement.

²⁰ Loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

²¹ Décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025.

²² Le Conseil constitutionnel a reporté l'abrogation des dispositions litigieuses au 31 décembre 2025.

²³ Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, et par dérogation à la méthodologie présentée dans la délibération du 30 avril 2025, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique de 2 ans au lieu de 3 ans.

été revus à la hausse, sur la base des mises en service effectives des derniers appels d'offres. L'énergie produite est aussi revue à la baisse (-10 %).

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2025 s'élèvent à **653,9 M€**. Ce montant est supérieur (+ 581,7 M€) à la prévision initiale lors de la délibération du 11 juillet 2024, qui s'établissait à 72,2 M€. Cette hausse s'explique par la baisse des références de prix prévisionnelles (-25 €/MWh).

1.2. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025

1.2.1. Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés

Les entreprises locales de distribution et les organismes agréés supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (articles L. 314-1 et L. 314-6-1 du code l'énergie) en France métropolitaine. Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section 1.1 traitant des surcoûts supportés par EDF en France métropolitaine.

24 entreprises locales de distribution et 3 organismes agréés ont transmis une mise à jour de leurs prévisions de charges au titre de 2025. Aucune de ces 24 ELD n'a annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF (volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »²⁴).

Pour rappel, 106 entreprises locales de distribution et 7 organismes agréés avaient déclaré des prévisions de charges relatives aux contrats d'achats gérés au titre de l'année 2025 lors de l'exercice mené en 2024. Parmi elles, 2 avaient déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale au titre de 2025 relatifs aux volumes et aux coûts d'achat prévisionnels sont repris (les calculs de coûts évités sont cependant mis à jour, cf. parties suivantes).

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus retenus pour la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025 s'élèvent respectivement à 3,6 TWh et à **565,7 M€**, soit une diminution de respectivement -0,6 % et -3,3 % par rapport à la prévision initiale (3,6 TWh et 584,9 M€). Cette légère diminution du coût d'achat s'explique notamment par une prévision d'inflation plus faible.

1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération méthodologique du 30 avril 2025 précitée. En application de celle-ci, les prix de marché²⁵ sont pondérés au pas horaire par la production pour certaines filières (éolienne et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne.

Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, et par dérogation à la méthodologie présentée dans la délibération du 30 avril 2025, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique de 2 ans au lieu de 5 ans.

Ces prix sont détaillés dans le Tableau 11.

²⁴ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

²⁵ Moyennes mensuelles des prix spots.

Tableau 11 : Prix de marché de référence mensuels et pondérés pour le calcul de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	102,27	72,10	105,74
Février	122,66	112,17	110,42
Mars	76,88	69,88	50,88
Avril	42,21	42,44	21,01
Mai	19,38	18,50	12,90
Juin	27,55	25,48	19,75
Juillet	42,78	37,46	33,44
Août	40,87	36,42	32,18
Septembre	47,86	44,81	40,82
Octobre	73,41	61,99	68,55
Novembre	77,45	66,94	76,37
Décembre	75,54	59,41	80,21

Parmi les 24 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat :

- 7 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente : leur coût évité « énergie » prévisionnel est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession ;
- 17 prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou d'avoir un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leurs charges prévisionnelles, les dernières données déclarées lors de la prévision initiale pour 2024 avaient permis d'établir un coût évité « énergie » prévisionnel (en fonction du mode d'approvisionnement pour les ELD) :

- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux tarifs de cession, le montant de ce coût évité « énergie » est repris ;
- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux prix de marché, le montant de ce coût évité est recalculé en actualisant les références de prix de marché avec les prix détaillés dans le Tableau 11, conformément à la méthodologie établie dans la délibération de la CRE du 30 avril 2025.

Au total le coût évité « énergie » est évalué à **210,1 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2025, soit une diminution de – 32,5 % par rapport à la prévision initiale (311,3 M€).

1.2.3. Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie définie dans la délibération de la CRE du 30 avril 2025 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2025, 20 opérateurs ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation à date des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2025 pour les différentes années de livraisons concernées. Les volumes prévisionnels de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2025 pris en compte pour le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2025 sont détaillés dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Volumes prévisionnels de garanties de capacité de l'ensemble des entreprises locales de distribution et des organismes agréés pour les enchères organisées en 2025

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2025 (MW)	AL 2024	AL 2025	AL 2026
	1,8	3,1	250,2

Au total, 255,1 MW de garanties de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges prévisionnelles des opérateurs concernés, contre 316,2 MW initialement.

En application de la délibération de la CRE du 30 avril 2025, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2024, 2025 et 2026 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison²⁶, soit :

- pour l'année de livraison 2024, 24 887,31 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2025, 14 652,22 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2026, 6 175,42 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité s'élève à **1,6 M€** pour la mise à jour de la prévision au titre de 2025.

1.2.4. Surcoûts d'achat

Les surcoûts prévisionnels retenus au titre de l'obligation d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés s'élèvent ainsi en 2025, pour 3,6 TWh de volume d'achat, à **354,0 M€** (565,7 M€ - 210,1 M€ - 1,6 M€), soit une augmentation de 85,2 M€ par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2025 (268,8 M€). Cette augmentation est principalement due à la baisse des références de prix de marché, entraînant une baisse du coût évité prévisionnel.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 42.

1.3. Bilan

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés et (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération supportées par EDF, les charges prévisionnelles mises à jour résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine au titre de 2025 s'élèvent à **6 920,0 M€**.

Elles sont détaillées dans le

²⁶ La dernière enchère prise en compte est celle du 6 mars 2025.

Tableau 13 par actions et sous-actions budgétaires. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 42.

Tableau 13 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine au titre de 2025, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2025	
Action 1	Eolien terrestre	482,7	384,0	58,8	4,1	929,6	6 202,3
	Eolien en mer	586,5	0,0	0,0	0,0	586,5	
	Solaire	3 420,4	164,3	194,2	6,7	3 785,6	
	Bio-énergies	674,7	36,0	43,4	0,0	754,1	
	Autres énergies	126,0	10,7	7,4	2,3	146,4	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	621,8	58,9	25,2	11,9	717,7	717,7
Total		5 912,1	653,9	329,0	25,0	6 920,0	

2. Soutien à l'injection de biométhane

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par les articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011 encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020²⁷. Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021²⁸ qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS. L'arrêté du 13 décembre 2021 a été abrogé par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023²⁹, qui a notamment modifié les conditions d'indexation des tarifs d'achat.

L'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que les charges imputables aux obligations de service public assignées aux fournisseurs de gaz naturel au titre de l'obligation d'achat du biométhane font l'objet d'une compensation.

En application des articles R. 121-27 et R. 121-31 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2025 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant de la valeur financière des garanties d'origines.

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2025 leur mise à jour de volumes et de coûts d'achat de biométhane au titre de l'année 2025. Pour les opérateurs n'effectuant pas de mise à jour de leurs charges, la CRE considère la prévision initiale des volumes et des coûts d'achat. Les coûts évités sont recalculés pour tenir compte des hypothèses plus récentes de prix de gros du gaz.

23 opérateurs ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles parmi les 25 opérateurs ayant déclaré des charges prévisionnelles au titre de 2025 lors de l'exercice mené en 2024.

2.1. Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2025

Le Tableau 14 détaille, dans le cadre de la prévision initiale au titre de 2025 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume global de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat global. Il convient de noter que le nombre prévisionnel d'installations injectant du biométhane et soutenues en 2025 dans la mise à jour de la prévision est légèrement inférieur à celui de la prévision initiale, probablement en raison d'un décalage de la mise en service de certaines installations.

Tableau 14 : Comparaison de la prévision initiale au titre de 2025 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations soutenues injectant du biométhane, au volume global de biométhane acheté et au coût d'achat global

	Prévision initiale au titre de 2025	Mise à jour de la prévision au titre de 2025
Nombre d'installations	834	815
Quantité (GWh PCS)	13 462	13 410
Coût d'achat (M€)	1 731,8	1 673,4

Le coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2025 est de 124,8 €/MWh, en baisse de -3 % par rapport à la prévision initiale au titre de 2025 (128,6 €/MWh), notamment en raison du ralentissement de l'inflation induisant un niveau des tarifs d'achat plus faible que prévu initialement.

²⁷ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h et situées en métropole continentale.

²⁸ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

²⁹ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

2.2. Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2025

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 30 avril 2025³⁰, le coût évité prévisionnel est calculé pour chaque mois en considérant (i) le prix de référence mensuel du gaz, tel que défini dans cette délibération, (ii) multiplié par le volume mensuel prévisionnel de biométhane acheté.

Le coût évité pour l'année 2025 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 31 mai 2025.

Tableau 15 : Références de prix de marché retenues pour le coût évité au titre de 2025, en €/MWh

Année 2025	Cotation	Poids du mois par rapport au semestre	Prix de référence
Janvier	47,93	-	47,93
Février	50,42	-	50,42
Mars	40,91	-	40,91
Avril	34,12	-	34,12
Mai	33,45	-	33,45
Juin	34,95	-	34,95
Juillet	35,24	0,936	32,98
Août	35,24	1,048	36,94
Septembre	35,24	1,016	35,80
Octobre	36,20	0,906	32,82
Novembre	36,20	0,971	35,14
Décembre	36,20	1,123	40,65

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 38,0 €/MWh sur l'année 2025 et est en baisse de – 0,5 €/MWh par rapport au prix moyen retenu lors de la prévision initiale réalisée l'an passé.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2025 s'élève à **507,4 M€**.

2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2025

Le surcoût d'achat de chaque fournisseur est calculé comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et le coût évité lié aux quantités de gaz injecté.

Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane s'élèvent donc à **1 166,0 M€** (1 673,4 M€ – 507,4 M€) au titre de 2025.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2025 calculés en 2024 (1 212,7 M€) et cette mise à jour s'élève à – 46,7 M€. Cette diminution s'explique principalement par la légère baisse de la prévision des volumes soutenus et par la baisse de la prévision du niveau des tarifs d'achat.

2.4. Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2025

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « *réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, de la valeur financière plancher déterminée par la Commission de régulation de l'énergie ou de la valeur financière effective qui ne peut être inférieure à cette valeur plancher des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020* ». Cette

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

part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011³¹. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Conformément à la méthodologie de valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté³², la réversion du montant des garanties d'origine est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative³³. Pour les charges prévisionnelles mises à jour au titre de l'année 2025, celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères portant sur les garanties d'origine de biométhane organisées en France par EEX, calculée en considérant les enchères s'étant tenues en 2024 et au premier semestre de 2025. La valeur plancher normative des garanties d'origine s'élève donc à 8,93 € pour les charges prévisionnelles au titre de 2026.

Dans le cas spécifique du présent exercice d'évaluation des charges à compenser en 2026 et de réévaluation des charges à compenser en 2025, lorsque le niveau de valorisation déclaré des garanties d'origine n'était pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écartait de la valeur plancher normative, les acheteurs de biométhane devaient fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des garanties d'origine. Si les documents fournis ne permettaient pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative était appliquée le cas échéant par la CRE.

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la mise à jour de la prévision de réduction des charges de service public au titre de 2025 résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **37,1 M€**, en hausse de 6,7 M€ par rapport à la prévision initiale (30,3 M€). Le niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges s'élève à 5,85 €/GO pour la mise à jour de la prévision au titre de 2025, en hausse de 35 % par rapport à la prévision initiale (4,32 €/GO).

2.5. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025 s'élève à **1 128,9 €** (1 166,0 M€ – 37,1 M€). Ce chiffre, ainsi que ceux qui sont présentés dessous, n'intègrent pas la mise à jour des montants des frais de gestion prévisionnels effectuée par les fournisseurs, exposée en partie 6.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 16. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2024 et à la prévision initiale des charges au titre 2025 est précisée dans le Tableau 17.

³¹ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) 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.

³² 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.

³³ Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025

Tableau 16 : Mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025³⁴

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des GO venant en déduction des charges (€)	Charges reprévisionnelles au titre de 2025 (€)
ALSEN	67 910 897	9 417 864	2 591 739	6 826 126	210 000	6 616 126
BCM Energy	40 715 677	5 990 290	1 545 517	4 444 773	23 179	4 421 594
CALEO	11 576 971	1 733 344	414 173	1 319 171	0	1 319 171
ekWateur	16 523 153	1 595 621	625 371	970 250	124 126	846 124
ENDESA ENERGIA	436 846 294	52 124 739	16 550 262	35 574 477	1 131 418	34 443 059
ENGIE SA	6 823 868 048	861 598 988	258 735 450	602 863 538	22 145 243	580 718 295
ÉS Énergies Strasbourg	87 599 914	10 905 349	3 318 052	7 587 297	325 786	7 261 510
GAZ DE BARR	22 300 000	2 693 840	843 210	1 850 630	144 654	1 705 976
GAZ DE PARIS SAS	240 555 877	27 307 487	9 104 164	18 203 323	514 776	17 688 547
GEG Sources d'Énergies	27 034 485	3 830 400	1 002 584	2 827 816	0	2 827 816
Nature Energy Green Sales A/S	261 424 659	28 666 218	9 936 007	18 730 211	1 750 887	16 979 324
PICOTY SAS	45 372 025	5 187 627	1 714 030	3 473 597	87 406	3 386 191
PLUM ENERGIE SAS	7 783 867	727 636	283 140	444 496	52 133	392 363
PROVIRIDIS	50 946 866	6 783 381	1 927 346	4 856 035	0	4 856 035
REDEO ENERGIES	543 148 136	72 342 230	20 594 761	51 747 469	967 646	50 779 823
SAS GAZ DE BORDEAUX	454 540 683	56 518 121	17 144 455	39 373 666	1 522 114	37 851 552
SAVE	3 179 230 911	395 520 626	119 715 187	275 805 439	4 527 886	271 277 553
SCIC Enercoop	10 616 783	1 509 176	396 259	1 112 916	95 526	1 017 390
SEGE - AIR LIQUIDE	278 052 005	34 926 459	10 549 056	24 377 403	857 595	23 519 809
SEML GEDIA	14 092 759	2 020 479	534 667	1 485 812	21 138	1 464 674
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	201 000 277	24 094 546	7 616 515	16 478 031	711 656	15 766 375
SVD 17 - DALKIA	303 104 949	35 019 769	11 523 378	23 496 390	1 316 008	22 180 382
TERREAL SAS	5 100 000	434 520	184 640	249 880	34 157	215 723
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	70 570 716	9 367 128	2 686 510	6 680 618	488 962	6 191 657
Total Gas & Power limited	210 446 956	23 046 233	7 838 525	15 207 708	0	15 207 708
TOTAL	13 410 362 907	1 673 362 070	507 374 998	1 165 987 073	37 052 298	1 128 934 775

Tableau 17 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour au titre 2025 par rapport aux charges constatées au titre de 2024 et prévisionnelles au titre de 2025 (prévision initiale)

	Constaté 2024	Prévisionnel 2025	Mise à jour prévisionnel 2025
Volume soutenu (TWh)	11,4	13,5	13,4
Surcoûts d'achat (M€)	1 056,8	1 212,7	1 166,0
Valorisation des GO (M€)	27,5	30,3	37,1
Charges (M€)	1 029,3	1 182,4	1 128,9

La baisse des charges prévisionnelles entre la prévision initiale et la mise à jour de cette prévision (- 53,5 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées) est principalement liée à la légère baisse de la prévision des volumes soutenus et à la baisse de celle du niveau des tarifs d'achat, menant à une diminution des surcoûts d'achats, mais aussi à la hausse de la réversion sur les garanties d'origine. En effet, bien que le volume de garanties d'origine valorisées faisant l'objet de cette réversion soit moins important dans la mise à jour de la prévision que dans la prévision initiale (- 10 %), les garanties d'origine ont été valorisées en moyenne à un prix plus élevé dans la mise à jour de la prévision que dans la prévision initiale pour celles faisant l'objet d'une réversion sur les charges (+ 35 %).

Par ailleurs, la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025 est en hausse de 99,6 M€ par rapport aux charges constatées en 2024 en raison principalement de la hausse des volumes soutenus (+ 2,0 TWh). Cette hausse est néanmoins atténuée par l'augmentation des prix de gros du gaz naturel attendus en 2025 par rapport aux prix de marché constatés en 2024 (d'environ + 4,0 €/MWh en moyenne), ainsi que par l'augmentation de la réversion sur les garanties d'origine. En effet le volume de garanties d'origine valorisées faisant l'objet de cette réversion est plus important en 2025 qu'en 2024 (+ 3%). Les garanties d'origine ont également été valorisées en moyenne à un prix plus élevé en 2025 qu'en 2024 pour celles faisant l'objet d'une réversion sur les charges (+30 %).

³⁴ Les montants des valorisations des garanties d'origine sont nuls pour (i) CALEO, qui ne valorise aucune garantie d'origine (ses contrats ayant été signés après le 9 novembre 2020, les garanties d'origine associées sont préemptées par l'Etat), ainsi que pour (ii) GEG Sources d'Énergies, Proviridis et Total Gas & Power limited qui valorisent exclusivement leurs garanties d'origine sous forme de carburant pour véhicules.

3. Soutien en ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section 5.), correspondent :

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnés au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme ;
- aux coûts mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, autres que les coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau, et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme.

L'article 20 de la **loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025** a modifié les modalités de compensation des charges de SPE en ZNI³⁵, qui ne sont plus intégrées au budget de l'Etat mais intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité. Les charges de SPE relatives aux collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy restent toutefois inscrites au budget de l'Etat.

Par cohérence avec les exercices précédents, les charges constatées au titre de 2024 sont réparties en deux catégories correspondant aux deux catégories « Transition énergétique » et « Mécanismes de solidarité » de la maquette budgétaire historique. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux catégories :

1. Transition énergétique :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable supportés par l'opérateur historique ;
- les surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE portant sur les consommations d'électricité ;
- les coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

³⁵

Article L. 121-6 du code de l'énergie.

2. Mécanismes de solidarité :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies non renouvelables supportés par l'opérateur historique ;
- les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Les sections suivantes présentent les charges selon leur nature et non selon ces deux catégories. La ventilation entre ces deux catégories apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées

En application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie les surcoûts de production d'électricité supportés dans les ZNI sont définis comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1* ».

Le 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que le montant des surcoûts de production d'électricité est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité produite par l'installation considérée de la part relative à la production du tarif réglementé de vente* ».

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes de 2025 sur la base des éléments constatés au titre de 2024, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2025. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

3.1.1. Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2025

3.1.1.1. Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2025, à **171,8 M€** pour la production renouvelable et **641,2 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **812,9M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 18 et le Tableau 19.

Tableau 18 : Mise à jour des coûts de production renouvelable dans les ZNI prévue par EDF pour 2025

M€	Nature de coûts déclarés et retenus - Transition Energétique	Corse	Guadeloupe	Saint- Martin	Saint- Barthélémy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 reprév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,0	-	-	-	20,2	-	14,8	-	-	66,0
	Amortissements	9,5	-	-	-	9,7	-	6,9	-	-	26,1
	Impôts et taxes	6,0	-	-	-	10,6	-	6,8	-	-	23,3
	Frais de personnel	3,5	-	-	-	3,1	-	5,6	-	-	12,3
	Charges externes	2,8	-	-	-	3,9	-	1,1	-	-	7,7
	Frais de structure, de siège et prestations externes	5,9	-	-	-	3,6	-	25,8	-	-	35,3
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autres achats	0,3	-	-	-	0,6	-	0,3	-	-	1,1
Coût total		59,0	-	-	-	51,6	-	61,2	-	-	171,8

Tableau 19 : Mise à jour des coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévue par EDF pour 2025

M€	Nature de coûts déclarés et retenus Mécanismes de solidarité	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,4	2,2	4,2	3,7	5,7	8,1	2,1	4,7	0,5	36,6
	Amortissements	6,9	2,2	3,2	2,4	14,8	11,4	2,3	3,1	0,5	46,9
	Impôts et taxes	1,5	0,5	4,9	-0,3	28,3	3,2	1,2	0,3	0,1	39,6
	Frais de personnel	11,6	1,4	2,1	3,4	15,2	10,5	0,2	4,0	-	48,4
	Charges externes	11,4	3,8	2,5	1,9	17,3	15,8	5,0	2,6	0,6	60,7
	Frais de structure, de siège et prestations externes	14,5	2,6	8,6	9,0	14,9	15,1	0,5	0,2	0,0	65,4
Coûts variables	Combustibles	62,0	29,8	12,0	26,2	47,0	48,4	8,5	12,9	2,7	249,5
	Quotas de CO2	18,4	5,6	3,6	-	12,4	18,5	2,5	2,6	-	63,6
	Autres achats	8,4	0,3	1,1	2,5	6,5	7,3	0,5	3,5	0,3	30,3
Coût total		140,2	48,3	42,2	48,7	162,1	138,3	22,8	33,9	4,7	641,2

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Le Tableau 20 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Tableau 20 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2025 reprev	2024	Evolution		2025 reprev	2024	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	66,0	65,3	0,6	1%	36,6	38,2	-1,5	-4%
	Amortissements	26,1	26,6	-0,5	-2%	46,9	47,5	-0,6	-1%
	Impôts et taxes	23,3	24,1	-0,8	-3%	39,6	52,0	-12,3	-24%
	Frais de personnel	12,3	12,5	-0,2	-2%	48,4	49,5	-1,1	-2%
	Charges externes	7,7	7,8	-0,1	-1%	60,7	65,5	-4,8	-7%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	35,3	36,0	-0,7	-2%	65,4	68,0	-2,6	-4%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	249,5	337,2	-87,8	-26%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	63,625	90,5	-26,9	-30%
	Autres achats	1,1	1,1	0,0	2%	30,3	27,7	2,7	10%
Coût total	171,8	173,4	-1,6	-1%	641,2	776,1	-135,0	-17%	

Au total, les coûts prévisionnels de production mis à jour pour 2025 sont en baisse de **- 136,6 M€** (- 14 %) par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 dans les ZNI, respectivement **- 1,6 M€** pour la production renouvelable et **- 135,0 M€** pour la production d'énergie fossile. La part production prévisionnelle mise à jour en 2025 d'EDF SEI diminue à 24 % (26 % en 2024) avec une moindre sollicitation des actifs thermiques (- 13 % de production entre 2024 et 2026) et une production hydraulique en légère hausse (+ 4 % de la production d'EDF SEI comme en 2024) sous l'effet combiné d'une meilleure hydraulité en Guyane mais d'avaries sur les actifs à La Réunion, notamment Rivière de l'Est, à la suite du passage du cyclone Garance au début de l'année 2025.

Pour la production renouvelable (cf. catégorie « Transition énergétique » dans les tableaux), les coûts prévisionnels mis à jour pour 2025 sont en légère baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 (- 1,6 M€, soit - 1 %). La baisse s'observe principalement sur les postes « Impôts et taxes » (- 0,8 M€, soit - 3 %) et « Frais de structure, de siège et de prestations externes » (- 0,7 M€, soit - 2 %).

Pour la production d'énergie fossile (cf. catégorie « Mécanisme de solidarité » dans les tableaux), les coûts prévisionnels mis à jour pour 2025 baissent fortement par rapport au constaté 2024 (- 135,0 M€, soit - 17 %). Le poste « Combustibles » diminue sous l'effet combiné d'une hypothèse de baisse du prix des combustibles sur les marchés mondiaux (- 16,6 % en moyenne) et d'une hypothèse de réduction de la production fossile d'EDF SEI sur certains territoires :

- En Guyane, la production fossile diminue de 185,5 GWh (- 51 %) du fait d'une hypothèse de retour à la normale de la production hydraulique d'EDF SEI, après une année 2024 ayant connu un large déficit hydraulique ;
- A La Réunion et en Corse, les volumes diminuent respectivement de 29,2 GWh (- 44 %) et 29,8 GWh (- 8 %) sous l'effet d'une disponibilité à la hausse de l'interconnexion SARCO en Corse après l'indisponibilité de l'été 2024 et des centrales biomasse à La Réunion après la finalisation des conversions et les mouvements sociaux de l'automne 2024 ;

- A Saint-Martin, la production fossile diminue de 35,1 GWh (- 31 %) en raison de l'indisponibilité prévisionnelle de la tranche 3 de la centrale.

Le poste « Quotas de CO2 » diminue fortement (- 26,9 M€, soit - 30 %) en raison d'une baisse des quantités de CO2 émises (- 27 %) et d'une anticipation d'une légère diminution du prix de la tonne CO2 (- 5 %). Le poste « Impôts et taxes » (-12,3 M€) baisse également sous l'effet de la taxe spéciale sur la consommation en Guyane qui est directement affectée par la moindre sollicitation des actifs thermiques sur le territoire.

Enfin, le poste des frais de structure, de siège et de prestations externes baisse de – 3,3 M€ réparti en – 2,4 M€ pour la production fossile et – 0,7 M€ pour la production renouvelable. Cette diminution s'explique par une baisse de volume de CEE achetés entre 2024 et 2025, qui n'est que partiellement compensée par l'hypothèse d'inflation structurelle des postes de support, de frais communs et de charges centrales entre 2024 et 2025.

3.1.1.2. Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2025 s'élève à **310,1 M€**, dont **137,8 M€** pour la production renouvelable et **172,3 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 21. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 21 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2025

M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 réprév	2024	Evolution	
												en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	321,3	249,0	28,5	21,3	131,4	229,0	477,0	8,5	1,9	1 468,0	1 840,2	-372,2	-20%
(-) Recettes réseau	136,2	96,5	10,7	7,1	45,9	85,1	178,8	3,1	0,8	564,2	483,0	81,3	17%
(-) Recettes gestion de la clientèle	11,2	8,8	0,7	0,3	3,3	8,2	16,7	0,2	0,1	49,4	48,4	1,0	2%
Recettes brutes de production	174,0	143,7	17,1	14,0	82,2	135,7	281,5	5,3	1,0	854,4	1 308,8	-454,4	-35%
(x) Taux de production d'EDF SEI	32%	4%	36%	97%	66%	26%	9%	100%	93%	24%	26%	-2%	-8%
(+) Recettes de ventes pertes et services systèmes	26,1	23,3	1,5	1,2	13,9	14,9	26,7	0,3	0,1	108,0	335,3	-227,4	-68%
Recettes de production totales	81,5	28,8	7,7	14,7	67,8	50,1	52,9	5,6	1,0	310,1	476,8	-166,7	-35%
Recettes de production - Transition Energétique	42,7	-	-	-	48,8	-	46,3	-	-	137,8	190,4	-52,7	-28%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	38,8	28,8	7,7	14,7	19,0	50,1	6,6	5,6	1,0	172,3	286,4	-114,1	-40%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	86,5	99,0	85,8	92,5	98,5	101,0	97,0	101,9	105,2	95,4			

Les calculs ci-dessus sont effectués par territoire avant d'être sommés sur l'ensemble du périmètre d'EDF SEI.

Le chiffre d'affaires total à considérer correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

La Part Production du Tarif de Vente est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

Le prévisionnel du chiffre d'affaires total à considérer en 2025, en baisse de **372,2 M€** par rapport à 2024, est établi par EDF sur la base du chiffre d'affaires constaté en 2024 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- consommation finale d'électricité en légère augmentation entre 2024 et 2025 (+ 1 %) ;

- baisse tarifaire de - 20,3% HT en moyenne sur 2025, sous l'effet notamment de baisse des tarifs réglementés de vente HT d'environ - 23 % en février 2025³⁶

La diminution des recettes brutes de production entre 2024 et 2025 (- 454,4 M€) résulte principalement de la baisse du chiffre d'affaires estimée par EDF, qui est directement corrélée à l'hypothèse de baisse tarifaire explicitée ci-dessus. Il en résulte une baisse de la part production des tarifs de vente (PPTV) de - 35 % en moyenne.

En conséquence, les recettes de production totales diminuent de - **166,7 M€**.

3.1.1.3. Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement à **812,9 M€** et **310,1 M€**. Le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour pour 2025 dans les ZNI est ainsi égal à **502,8 M€** et se décompose en **34,0 M€** de surcoûts de production renouvelable et **468,8 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles.

Ce montant est en légère hausse par rapport aux surcoûts constatés pour 2024 (+ 30,2 M€, soit + 6,4 %), par la combinaison d'un effet haussier et d'un effet baissier. D'une part, les coûts de production diminuent de - 136,5 M€ (- 14 %), principalement en raison d'une moindre sollicitation des actifs thermiques fossiles sous l'effet combiné d'une meilleure hydraulité et d'hypothèses de disponibilité des actifs tiers à la hausse par rapport à l'année 2024. D'autre part, les recettes tarifaires diminuent fortement sous l'effet d'une baisse des tarifs réglementés de vente HT, ce qui induit une hausse de - 166,7 M€ (35 %) des surcoûts de production.

Tableau 22 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2024 et prévisionnels mis à jour au titre de 2025

Total M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 réprév	Rappel 2024	Evolution en M€	Evolution en %
Coûts de production	199,2	48,3	42,2	48,7	213,7	138,3	83,9	33,9	4,7	812,9	949,5	-136,5	-14%
Recettes de production	81,5	28,8	7,7	14,7	67,8	50,1	52,9	5,6	1,0	310,1	476,8	-166,7	-35%
Surcoûts de production	117,7	19,5	34,5	34,0	145,9	88,2	31,0	28,3	3,7	502,8	472,6	30,2	6%

3.1.2. Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2025

3.1.2.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2025, à **203,4 M€**, dont 58 % au titre des combustibles (119 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 sont présentées dans le Tableau 23. La révision des coûts de production prévisionnels pour 2025 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2024 de 22,7 M€.

NB : Le parc historique d'EDM est composé de deux centrales thermiques : les centrales de Longoni et des Badamiers. Par conséquent, l'ensemble des surcoûts de production d'électricité supportés par EDM relèvent de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

³⁶ Délibération de la CRE du 15 janvier 2025 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en France métropolitaine continentale et tous les consommateurs en zones non interconnectées

Tableau 23 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EDM pour 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

M€	Nature de coûts retenus	2025 reprév	2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	118,6	105,0	13,6	13%
	Personnel, charges externes et autres achats	41,6	35,9	5,7	16%
	Impôts et taxes	0,7	0,6	0,1	11%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	21,1	17,3	3,8	22%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,2	12,5	-0,3	-3%
	Amortissements	8,5	7,4	1,1	15%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	1,9	-0,3	-32%
Coût total		203,4	180,8	22,7	13%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Les coûts de production prévisionnels mis à jour pour 2025 sont en hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2024 (+13 %). Cela s'explique principalement par l'hypothèse de croissance de la consommation d'électricité prise par EDM (+ 2 %), qui s'accompagne d'une hausse d'autant plus forte de la production d'EDM (+ 6 %) en raison de l'indisponibilité d'une partie du parc PV en OA à la suite du passage du cyclone Chido. Cette croissance de la production induit une hausse structurelle des postes de coûts variables, qui est renforcée par une hypothèse de hausse du prix des combustibles (+ 7 %) et du cours du CO₂ (+ 15 %).

3.1.2.2. Recettes de production

Les recettes de production³⁷ prévisionnelles mises à jour pour 2025 s'élèvent pour EDM à **37,7 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 24.

Tableau 24: Évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par EDM pour 2025 par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

en M€	2025 reprév	2024	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	63,4	81,6	-18,2	-22%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,6	-0,4	-66%
Chiffre d'affaires total à considérer	63,6	82,2	-18,6	-23%
(-) Recettes de distribution	24,7	21,8	2,9	13%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,9	3,3	-0,4	-13%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	3,7	4,8	-1,1	-23%
Recettes brutes de production	36,0	57,0	-21,0	-37%
Recettes de production totales	37,7	57,4	-19,7	-34%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	88,01	141,82	-53,8	-38%

Le chiffre d'affaires total à considérer correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

³⁷ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et des recettes de gestion de la clientèle pour la production (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle) et majorées des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

La Part Production du Tarif de Vente est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

Les recettes de production prévisionnelles totales mises à jour pour 2025 sont inférieures de **19,7 M€** à celles constatées en 2024 (- 34 %) sous l'effet d'une diminution de la PPTV de 38 %. Cette baisse s'explique par le mouvement des tarifs réglementés de vente HT d'environ - 23 % en février 2025. Cet effet baissier n'est que partiellement compensé par l'hypothèse de croissance de la consommation (+ 2 % par rapport à 2024).

3.1.2.3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **203,4 M€** et **37,7 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour au titre de l'année 2025 est évalué pour EDM à **165,7 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

Ces surcoûts de production sont en hausse de 43 M€ par rapport à ceux constatés en 2024 (+ 35 %), dont 20 M€ liés à la baisse des recettes de production à la suite du mouvement des TRV en février 2025 et 23 M€ liés à la hausse des coûts de production d'EDM, sous l'effet d'une hausse de la consommation, d'une baisse de la disponibilité du parc PV à la suite du passage du cyclone Chido, ainsi qu'une hypothèse de hausse du coût d'approvisionnement en combustible.

3.1.3. Mise à jour des surcoûts de production prévus par EEWf pour 2025

L'ordonnance n°2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie a organisé la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire, entre le 1^{er} juillet 2016 et le 1^{er} janvier 2020.

Depuis le 1^{er} janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité en vigueur en France métropolitaine s'appliquent dans les îles Wallis et Futuna et se substituent à ceux définis dans la convention de concession en cours. D'autre part, les dispositions des articles L. 121-29 à L. 121-31 du code de l'énergie relatifs au fonds de péréquation de l'électricité sont également en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2020.

3.1.3.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2025, à **12,1 M€** répartis en **0,04 M€** de coûts de production renouvelable³⁸ et **12,0 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont **9,3 M€** au titre des combustibles). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 sont présentées dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Évolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EEWf pour 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

³⁸ Pour rappel, EEWf dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc.

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2025	2024	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,61	0,00	0,61	0,35	0,3	71%
	Amortissements	0,47	0,00	0,47	0,44	0,0	7%
	Impôts et taxes	0,00	0,00	0,00	0,00		
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,06	0,03	1,08	1,05	0,0	4%
	Fonctions support	0,55	0,01	0,56	0,54	0,02	4%
Coûts variables	Combustibles	9,34	0,00	9,34	10,01	-0,7	-7%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		12,03	0,04	12,07	12,39	-0,3	-3%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2025 sont en baisse par rapport aux coûts constatés pour 2024 (- 0,3 M€, soit - 3 %). Cette évolution tient principalement à l'hypothèse de baisse des prix de marché des combustibles (- 8 %). Cette baisse n'est que partiellement contrebalancée par l'accroissement de la production thermique du fournisseur historique anticipée par EEFW (+ 1,2 % par rapport à l'année 2024).

La variation conséquente de l'amortissement et de la rémunération des capitaux est liée aux réinvestissements prévus par EEFW en 2025 afin de renouveler le matériel, notamment un moteur de la centrale thermique de Wallis et le circuit gasoil de la centrale de Futuna. Ce réinvestissement explique une augmentation, par rapport au constaté 2024 de la rémunération des capitaux (+ 71 %) qui va ensuite décroître linéairement sur la durée du contrat de concession.

3.1.3.2. Recettes de production

Les recettes de production³⁹ prévisionnelles mises à jour pour 2025 s'élèvent pour EEFW à **2,3 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 26. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 26 : Mise à jour des recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2025 par EEFW par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

en M€	2025	2024	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,1	5,3	-1,2	-23%
(-) Recettes de distribution	1,5	1,5	0,0	2%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	0%
Recettes brutes de production	2,3	3,6	-1,2	-34%
(x) taux de production de EEFW	88,5%	90,1%	-1,6%	
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,2	0,3	-0,1	-31%
Recettes de production totales	2,3	3,5	-1,2	-35%
Recettes de production - Transition Energétique	0,1	0,2	-0,1	-35%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	2,2	3,3	-1,2	-35%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	81,63	127,75	-46,12	-36%

Le chiffre d'affaires total à considérer correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

³⁹ Comme pour EDM, les recettes de production d'EEFW sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et des recettes de gestion de la clientèle pour la production et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

La Part Production du Tarif de Vente est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

Evolution par rapport aux charges constatées au titre de 2024

Le montant des recettes de production mis à jour pour 2025 est en baisse par rapport au constaté 2024 (- 1,2 M€ soit - 35 %) du fait notamment de la baisse des TRV HT d'environ 23 % en février 2025, ce qui entraîne une baisse de la PPTV (- 36 %),

3.1.3.3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 12,1 M€ et 2,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2025 est évalué à **9,8 M€** pour EEFW. Il se décompose en - **0,06 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la catégorie « Transition énergétique » et **9,86 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la catégorie « Mécanisme de solidarité ».

Ces surcoûts de production sont en hausse de 0,9 M€ par rapport à ceux constatés en 2024 (+ 10 %), dont 1,2 M€ liés à la baisse des recettes de production à la suite du mouvement des TRV en février 2025 et - 0,3 M€ liés à la baisse des coûts de production d'EEFW sous l'effet d'une hypothèse de baisse du prix administré du combustible à Wallis-et-Futuna.

3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées

3.2.1. Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF SEI au titre de 2025

3.2.1.1. Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2025 est présentée dans le Tableau 27. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 865,1 M€ au titre de 2025.

Tableau 27 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2025

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Bioliquide	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	PV	Autres**	TOTAL
Corse	707,8	-	478,5	-	34,1	58,0	-	-	304,8	2,8	1 586,0
Guadeloupe	-	130,0	929,0	-	120,3	30,1	95,0	149,5	162,0	17,7	1 633,5
St Martin	-	-	137,9	-	-	-	-	-	2,6	-	140,5
St Barthélemy	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	-	5,3
Guyane	-	-	126,1	-	-	-	-	115,6	85,9	9,0	336,6
Martinique	-	-	611,4	-	87,7	-	-	246,1	140,7	25,5	1 111,4
La Réunion	-	-	30,3	1 140,2	50,7	1,0	-	1 306,4	356,1	20,0	2 904,8
Saint-Pierre et Miquelon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iles bretonnes	-	-	-	-	-	0,2	-	-	0,5	-	0,7
Quantités (GWh)											
Reprevision 2025	707,8	130,0	2 313,3	1 140,2	292,8	89,2	95,0	1 817,7	1 057,8	75,0	7 718,9
Constaté 2024	619,8	305,2	2 579,2	1 191,4	154,8	74,9	94,1	1 337,8	803,4	83,4	7 221,4
Evolution 2025-2024 (%)	14%	-57%	-10%	-4%	89%	19%	1%	36%	32%	23%	6,9%
Coût d'achat (M€)											
Reprevision 2025	86,9	91,9	822,8	509,1	64,4	10,1	14,5	774,4	478,1	12,8	2 865,1
Constaté 2024	76,1	128,2	850,6	554,7	30,7	7,2	16,3	635,2	307,1	10,4	2 616,4
Evolution 2025-2024 (%)	14%	-28%	-3%	-8%	110%	41%	-11%	22%	56%	23%	9,5%

* La Corse bénéficie de deux liaisons électriques avec l'Italie continentale et la Sardaigne : SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) et SARCO (Sardaigne-Corse).

** Biogaz et incinération

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2024

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2025 sont en hausse de 6,9 % par rapport à 2024. Cette augmentation résulte notamment d'une moindre production hydraulique à la Réunion des actifs d'EDF SEI en raison de dégâts occasionnés par les cyclones, et du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable à faible coût variable qui se substitueront aux moyens de production historiques d'EDF SEI. Le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter 9,5 %. Cette hausse des coûts plus marquée que celle en volume s'explique par les conversions des centrales thermiques à la biomasse, désormais plus coûteuses que lorsqu'elles fonctionnaient aux combustibles fossiles, et le développement de projets photovoltaïques en autoconsommation qui bénéficient d'une prime à l'investissement versée à la mise en service.

L'évolution du volume et du coût d'achat de l'électricité produite est hétérogène en fonction de la filière et du territoire considéré :

- Les volumes de la filière biomasse solide devraient augmenter en 2025 par rapport à 2024 (+ 36 %). Cette augmentation est principalement portée par le fonctionnement sur une année pleine de la centrale du Gol à la Réunion, dont la conversion s'est achevée mi-2024. Cette centrale, comme celle de Bois Rouge, continuera de valoriser de la bagasse en période sucrière. En conséquence de l'augmentation en volume, les coûts d'achat évolueront également à la hausse (+ 22 %).
- En Guadeloupe, la centrale du Moule devrait être convertie à la biomasse au cours du second semestre 2025. Cet évènement industriel, qui s'ajoute à la conversion du Gol, entraîne une baisse des volumes produits dans la filière charbon/bagasse par rapport à 2024 (- 57 %). Les coûts d'achat devraient également suivre cette baisse (- 28 %), baisse toutefois d'une moindre ampleur dans la mesure où la part fixe de la compensation continue d'être versée au cours des travaux de conversion.
- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 10 %), en raison d'un moindre appel de ces centrales grâce au développement des énergies renouvelables non pilotables. Le coût d'achat associé devrait également diminuer (- 3 %). De la même manière, les volumes et coûts associés de la filière bioliquide sont en légère baisse (respectivement - 4 % et - 8 %) par rapport à 2024.
- Les volumes importés via les liaisons reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient évoluer à la hausse par rapport à 2024 (+ 14 %). Cette augmentation en volume, associée aux hypothèses de prix de marché observés et anticipés par EDF SEI pour l'année 2025 en Italie, entraîne une augmentation des coûts d'achat de + 14 %.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2025 par rapport à 2024 (+ 32 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, dont la puissance totale nouvellement installée est estimée à environ 150 MWc. Une part de ces volumes est soutenue en autoconsommation par l'arrêté tarifaire dit « S24 »⁴⁰ et implique le versement d'une prime à l'investissement. La hausse en volume s'accompagne donc d'une hausse des coûts d'achat plus importante (+ 56 %) en 2025 mais qui devrait s'atténuer par la suite.
- Les reprévisions 2025 intègrent, en outre, une forte hausse de la production éolienne (+ 89 %) avec la mise en service d'installations, neuves ou ayant fait l'objet d'un *repowering*, en Guadeloupe et en Martinique, ainsi qu'une hausse de la production hydraulique (+ 19 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale considérée en Guadeloupe, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2024 pour ce territoire, et stable pour les autres territoires disposant de centrales hydroélectriques sous contrat d'obligation d'achat.
- Enfin, les volumes de la filière biogaz (présentée dans la colonne *Autres*) augmentent (+ 54 %) avec la montée en charge d'installations récemment mises en service. Les volumes de la filière incinération (également présentée dans la colonne *Autres*) restent relativement stables par rapport à 2024. De même, les volumes de la filière géothermie restent stables (+ 1 %), une baisse des coûts d'achats est attendue par EDF SEI (- 11 %).

⁴⁰ 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.

3.2.1.2. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section 3.1.1.2. Le coût évité s'élève à **658,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28.

Le coût évité est en forte baisse par rapport à 2024 (- 31 %, soit - 302 M€) en raison de la baisse anticipée par EDF de la PPTV sur les différents territoires, conséquence d'une baisse importante des recettes tarifaires, qui n'est que légèrement atténué par l'augmentation des volumes achetés.

Tableau 28 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2025

	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 586,0	1 633,5	140,5	5,3	336,6	1 111,4	2 904,8	0,0	0,710	7 718,9
Taux de pertes (%)	12,7%	13,8%	7,9%	6,9%	13,9%	9,6%	8,5%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 385,4	1 407,9	129,5	4,9	289,9	1 004,6	2 657,0	0,0	0,677	6 879,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	86,47	99,02	85,76	92,46	98,54	101,03	97,02	101,86	105,25	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	119,8	139,4	11,1	0,5	28,6	101,5	257,8	0,00	0,0712	658,7

* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des surcoûts de production.

3.2.1.3. Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent à **2 206,5 M€** dans les ZNI (2 865,1 M€ de coût d'achat – 658,7 M€ de coût évité). Ce montant est en très forte hausse par rapport aux surcoûts constatés pour 2024 (+ 33 %, soit + 551 M€), par l'effet conjugué de hausse des coûts d'achat (+ 9,5 %, soit + 249 M€) et de baisse des coûts évités (- 31,4 %, - 302 M€). La conversion des centrales thermiques, en particulier celle du Gol à la Réunion, et le développement des énergies renouvelables non pilotables expliquent la hausse plus faible des charges imputées à la catégorie Mécanismes de solidarité (+ 24,4 %) comparativement à la hausse des charges imputées à la catégorie Transition énergétique par rapport à 2024 (+ 38,2 %). Les surcoûts d'achats à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 1 464,9 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique » ;
- 741,5 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par catégorie est présentée dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2025

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 reprév	Evolution 2024-2025
Coût d'achat	410,3	563,5	46,7	3,6	148,1	399,7	1 293,2	0,0	0,082	2 865,1	9,5%
Coût évité	119,8	139,4	11,1	0,5	28,6	101,5	257,8	0,0	0,071	658,7	-31,4%
Surcoûts	290,5	424,1	35,6	3,2	119,6	298,2	1 035,4	0,0	0,011	2 206,5	33,3%
Transition Énergétique OA	73,5	79,8	0,9	1,7	39,7	66,1	167,5	0,0	0,035	429,1	101,9%
Transition Énergétique gré à gré	2,4	72,3	0,0	0,0	50,0	57,0	854,1	0,0	-0,024	1 035,8	22,2%
Mécanismes de solidarité	214,6	272,0	34,7	1,5	29,9	175,0	13,8	0,0	-	741,5	24,4%

3.2.2. Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDM au titre de 2025

3.2.2.1. Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2025 s'élèvent à 21,6 GWh, pour un montant de **7,1 M€**. Par rapport à 2024 (cf. Tableau 30), on observe une forte baisse du volume (- 30 %) due aux dégâts causés par le cyclone Chido sur les installations photovoltaïques mahoraises.

Les coûts évités par ces achats d'énergie sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDM, à la PPTV estimée à 88,01 €/MWh. La prévision de surcoût évité pour 2025 est ainsi de **1,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 30. Elle est en forte diminution par rapport à celle constatée en 2024 (- 57 %), sous l'effet combiné de la baisse de PPTV (- 38 %) et des volumes achetés (- 30 %).

Les surcoûts prévisionnels mis à jour par EDM et résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent donc à **5,3 M€** (7,1 M€ - 1,7 M€). Ils sont en forte baisse par rapport à la valeur constatée pour 2024 (- 18 %) sous l'effet de la baisse des volumes achetés. La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la catégorie « Transition énergétique ».

Tableau 30 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels mis à jour d'EDM au titre de 2025

M€	2025 reprév	2024	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	7,1	10,6	-3,5	-33%
Quantités achetées (GWh)	21,6	31,0	-9,4	-30%
Taux de pertes	8,30%	7,15%	-	16%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	19,8	28,8	-9,0	-31%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	88,01	141,82	-53,8	-38%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,7	4,1	-2,3	-57%
Surcoûts d'achat (M€)	5,3	6,5	-1,2	-18%

⁽¹⁾ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production.

3.2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EEFW au titre de 2025

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2025 s'élèvent à 3,6 GWh, pour un montant de **1,5 M€**. Le volume d'achat augmente sensiblement par rapport au constaté 2024 (+ 19 %), principalement sous l'effet de la mise en service de l'installation photovoltaïque à Futuna sur laquelle la CRE a délibéré le 20 janvier 2022⁴¹, ainsi que du raccordement des premières installations en autoconsommation au titre de l'arrêté tarifaire S24 à Wallis-et-Futuna. Les coûts d'achats augmentent bien plus vite (+ 155 %), en lien avec le versement des primes à l'autoconsommation qui seront décaissées par EEFW au deuxième semestre 2025 (0,8 M€).

Les recettes liées à la vente de l'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production du tarif de vente estimée à 81,6 €/MWh, sont évaluées à **0,3 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31, la baisse importante de la PPTV (- 36 %) n'étant compensée que partiellement par la hausse des volumes achetés.

Les surcoûts prévus résultant des contrats d'achat par EEFW en 2025 s'élèvent à **1,3 M€**, soit une multiplication par 5 par rapport à 2024. Cette très forte hausse est due aux effets combinés de la baisse de la PPTV, de l'augmentation des volumes achetés, ainsi que du versement de primes à l'autoconsommation au titre de l'arrêté tarifaire « S24 ». Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la catégorie « Transition énergétique ».

⁴¹ Délibération de la CRE n°2022-23 du 20 janvier 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole interne de la société EEFW pour une installation photovoltaïque située à Futuna.

Tableau 31 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour pour 2025, pour EEWf et comparaison par rapport aux surcoûts d'achat constatés en 2024

	2025	2024	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	1,5	0,6	0,9	155%
Quantités achetées (GWh)	3,6	3,0	0,6	19%
Taux de pertes	6,63%	6,63%	0,0	0%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	3,3	2,8	0,5	19%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	81,6	127,7	-46,1	-36%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,3	0,4	-0,1	-24%
Surcoûts d'achat (M€)	1,3	0,2	1,0	411%

⁽¹⁾ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production.

3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées

Dans le but d'accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes tout en réduisant ces surcoûts de production et par conséquent les charges de SPE qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la prise en compte des coûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. Ainsi, les ouvrages de stockage permettent de réduire le coût du mix électrique en fournissant les services de réserve primaire et d'arbitrage permettent d'optimiser l'appel des autres moyens de production, groupes thermiques notamment. Ces économies sont supérieures aux coûts des ouvrages présentés dans la présente partie, menant ainsi à une réduction des charges de SPE.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 24 octobre 2024⁴² qui remplace la délibération du 12 janvier 2023⁴³. Dans le cadre d'un premier guichet, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à onze projets de stockage situés en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage. Enfin, dans le cadre d'un nouveau guichet tenu en 2024, la CRE a délibéré le 19 décembre 2024 sur le niveau de compensation de six projets situés en Martinique et à la Réunion.

3.3.1. Mise à jour des surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF au titre de 2025

3.3.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

La mise à jour des quantités brutes injectées par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI au titre de 2025 sont présentés dans le Tableau 32. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **5,5 M€** au titre de 2025.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2024

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2024 correspondent à ceux associés à huit ouvrages de stockage situés en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes mis à jour exposés pour 2025 correspondent aux coûts de ces mêmes installations dont le niveau de compensation a été fixé dans la délibération du 4 octobre 2018.

⁴² Délibération de la CRE n°2024-199 du 24 octobre 2024 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁴³ Délibération de la CRE n°2023-13 du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

3.3.1.2. Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **1,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 32.

3.3.1.3. Surcoûts dus aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage mis à jour au titre de 2024 s'élèvent à **4,4 M€** dans les ZNI (5,5 M€ de coût - 1,1 M€ de coût évité) au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique ». Les surcoûts dus aux contrats de stockage sont nuls à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes puisqu'aucun contrat de stockage n'a été conclu sur ce territoire.

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par territoire est présentée dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2025

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2025 reprév
Quantités injectées (GWh)	3,0	0,0	1,4	3,9	4,0	12,3
Constaté 2024 (GWh)	3,6	0,0	1,4	2,3	3,0	10,3
Coûts (M€)	0,5	0,7	1,4	1,9	1,0	5,5
Constaté 2024 (M€)	1,2	0,7	1,8	2,8	1,9	8,4
Coûts évités (M€)	0,2	0,0	0,1	0,4	0,4	1,1
Taux de pertes (%)	12,7%	13,8%	13,9%	9,6%	8,5%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,6	0,0	1,2	3,5	3,7	11,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	86,47	99,02	98,54	101,03	97,02	---
Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]	0,3	0,7	1,2	1,6	0,7	4,4

* Les quantités injectées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des surcoûts de production.

3.3.2. Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM au titre de 2025

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage, portés par Albioma et TotalEnergies. Les deux ouvrages ont été mis en exploitation au cours de l'année 2023. Par conséquent, EDM expose des coûts associés aux contrats de stockage depuis 2023. Les coûts prévisionnels exposés par EDM au titre de 2025 sont détaillés dans le Tableau 33.

Les coûts prévisionnels liés aux contrats des deux ouvrages de stockage, qui recouvrent le paiement des primes fixes et la compensation des coûts d'achat de l'énergie soutirée, sont évalués à **2,8 M€** au titre de 2025 pour EDM.

Le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie comme la valorisation du volume d'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Ce coût évité est estimé à **0,2 M€** pour EDM au titre de 2025, en baisse de 42 % par rapport à 2024 sous l'effet de la baisse de la PPTV.

Surcoûts dus aux contrats de stockage supportés par EDM dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2025 à Mayotte s'élèvent donc à **2,6 M€** (**2,8 M€** de coût - **0,2 M€** de coût évité) au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique ».

Tableau 33 : Mise à jour des quantités d'électricité injectées, des coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2025C

M€	2025	2024
Coût d'achat	2,81	3,07
Quantités injectées (GWh)	2,4	2,5
Taux de pertes (%)	8,3%	7,1%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,2	2,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	88,01	141,82
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,19	0,33
Surcoûts	2,61	2,74

* Les quantités injectées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des surcoûts de production.

3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁴⁴, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructures visant la MDE qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.
- les « petites » actions de MDE, comme le remplacement des ampoules par des ampoules basse consommation, ou le remplacement d'un parc de chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, etc.

Aucun opérateur n'a déclaré de charges prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2025.

A la suite de la définition des modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE par délibération de la CRE du 2 février 2017⁴⁵, des cadres territoriaux de compensation pilotés par les comités MDE de chaque territoire ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019⁴⁶ pour la période 2019-2023. Les cadres des territoires de Saint-Barthélemy et Saint-Martin ont également été adoptés par les délibérations de la CRE du 21 avril 2022⁴⁷ et du 30 novembre 2023⁴⁸. L'ensemble de ces cadres ont été prolongés sur l'année 2024⁴⁹.

La CRE a révisé la méthodologie applicable aux « petites » actions de MDE le 19 décembre 2024⁵⁰ en introduisant notamment la notion d'enveloppe : « *les opérateurs de MDE seront compensés des frais*

⁴⁴ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

⁴⁵ Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁴⁶ Délibération de la CRE n°2019-006 du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion.

⁴⁷ Délibération de la CRE n°2022-118 du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

⁴⁸ Délibération de la CRE n°2023-348 du 30 novembre 2023 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Martin.

⁴⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024

⁵⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 décembre 2024 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen des projets de petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les

de déploiement de la MDE dans la limite de l'enveloppe totale définie par délibération de la CRE, lors de la publication des cadres ou de leur bilan. » Ces enveloppes ont été définies pour chaque territoire par délibération du 19 décembre 2024, modifiée par délibération du 7 mai 2025 portant décision relative aux cadres de MDE des territoires de la Corse, de la Guadeloupe, de la Guyane, de la Martinique, de La Réunion, de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et de Saint-Pierre et Miquelon pour la période 2025-2028⁵¹. Pour Mayotte, une prorogation du cadre actuel a été adoptée pour un an par la CRE compte-tenu de l'absence de saisine du comité MDE et des circonstances exceptionnelles affectant le territoire à la suite du passage du cyclone Chido.

3.4.1. Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2025

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2025 à **140,2 M€**. Ces coûts sont cohérents avec les enveloppes totales de chaque territoire définies dans la délibération de la CRE.

La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 34.

Tableau 34 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2025

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2025 reprév
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	17,4	19,9	4,0	0,6	18,2	14	39	0,2	112,9
	Frais du fournisseur historique	4,4	4,5	1,0	0,1	3,0	3,6	10,4	0,1	27,3
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût net total		21,8	24,4	5,1	0,7	21,2	17,4	49,4	0,3	140,2

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. Ces financements sont versés directement à EDF. Aucune subvention tierce n'est anticipée par EDF pour 2025.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2025 conduit à une légère hausse des coûts par rapport au constaté pour 2024 (+ 11,4 M€). Le Tableau 35 détaille cette variation par poste.

Tableau 35 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2025 et le constaté au titre de 2024

M€	Nature de coûts	Total reprévision 2025	Total constaté 2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	112,9	104,3	8,6	8%
	Frais du fournisseur historique	27,3	24,8	2,5	10%
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,3	0,3	-100%
Coût net total		140,2	128,8	11,4	9%

consommations d'électricité ou les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique dans les zones non interconnectées

⁵¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

La trajectoire du nombre de placements et les montants des primes sont calculés en cohérence avec les modalités d'application des cadres de compensation adoptés le 19 décembre et modifiés le 7 mai 2025⁵². Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2025 (+ 8,6 M€, soit + 8 %) est par conséquent en augmentation par rapport au montant constaté pour l'année 2024. Les frais du fournisseur historique (+ 2,5 M€, soit + 10 %) augmentent également, dans le respect de la limite de 15 % des surcoûts évités par action déployée. S'agissant des participations tierces, la CRE regrette l'absence de participations financières des membres des comités MDE des territoires autres qu'EDF.

3.4.2. Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE à Mayotte supportées par EDM au titre de 2025

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2025 à **8,2 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 36.

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. Comme pour l'année 2024, EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2025.

Tableau 36 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2025 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

M€	Nature de coûts	2025 reprév	2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	7,0	8,9	-1,85	-21%
	Frais de personnel	0,8	0,8	0,00	0%
	Autres charges	0,3	0,1	0,24	255%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,00	-
Coût total		8,2	9,8	-1,61	-16%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Le volume prévisionnel de primes versées par EDM est en baisse par rapport à 2024 (- 21 %), en cohérence avec l'enveloppe fixée par la CRE dans sa délibération de décembre 2024. L'exercice 2025 est évidemment impacté par les dégâts à la suite du passage du cyclone Chido. Par ailleurs, une baisse des placements sur les brasseurs d'air est attendue en 2025 par rapport à un niveau qui restait élevé en 2024. Compte tenu de l'ampleur des dégâts causés par Chido, la CRE a autorisé dans sa délibération modificative de mai 2025 l'octroi de primes aux ménages ayant déjà bénéficié du cadre MDE, et dont les équipements ont été endommagés. Cette décision devrait permettre une reprise des actions sur le deuxième semestre 2025.

3.4.3. Coûts liés aux actions de MDE prévus par l'AUE en Corse pour 2025

Depuis 2023, l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) est un opérateur de MDE au sens de l'article L.121-7 du code de l'énergie, dès lors que l'article 5 du décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification du décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse a précisé les missions de l'AUE en matière de MDE et que l'arrêté du 9 octobre 2023 fixant la liste des opérateurs pouvant mettre en œuvre des actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié a désigné l'AUE en tant qu'opérateur de MDE pour la Corse. L'AUE peut donc être compensée des frais de mise en œuvre des six actions de MDE qui lui sont ainsi attribuées.

Les coûts prévisionnels bruts déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions de MDE sont présentés dans le Tableau 37 et s'élèvent pour 2025 à **6,0 M€**, dont 3,7 M€ d'aide commerciale et 2,3 M€ de frais

⁵² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

de déploiement. Ces montants sont en forte augmentation par rapport à l'année 2024, en cohérence avec l'enveloppe adoptée par la CRE le 19 décembre 2024 et modifiée le 7 mai 2025⁵³, et correspondent à la montée en puissance de l'AUE sur les rénovations globales performantes, ainsi que la réception de nombreux projets de rénovation de l'éclairage public engagés ces dernières années.

L'AUE n'étant pas un acteur obligé des CEE, les CEE récupérables grâce aux actions ainsi compensées sont comptabilisés dans les recettes de l'opérateur et sont estimés à **0,4 M€**.

Les coûts prévisionnels nets déclarés par l'AUE au titre de 2025 s'élèvent donc à **5,6 M€**.

Tableau 37 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par l'AUE au titre de 2025 et évolution par rapport au constaté au titre de 2024

M€	Nature de coûts	2025 reprév	2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,73	0,75	2,98	397%
	Frais de personnel	2,26	1,43	0,83	58%
Coûts bruts		5,99	2,18	3,81	175%
Recettes	Participations tierces	-	-	-	
	CEE	0,38	-	0,38	
Coût total		5,61	2,2	3,43	158%

3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2025.

3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public

En 2025, l'opérateur EDF SEI a déclaré un montant de **248,8 M€** pour le projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité « SACOI », reconnu comme un projet d'approvisionnement en électricité d'intérêt public par l'article 1 de l'arrêté du 11 décembre 2023⁵⁴. L'article 2 de ce même arrêté fixe un plafond de **327 M€** pour l'ensemble des coûts visés au f du 2° de l'article 121-7 du code de l'énergie résultant du projet SACOI. Les coûts exposés en cumulés depuis 2023 (**304,8 M€**) étant inférieurs au plafond (**327 M€**), la CRE retient le montant de **248,8 M€** au titre de 2025.

3.7. Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2025

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **3 301,2 M€** pour l'année 2025 et se répartissent de la manière suivante entre les deux catégories :

- Transition énergétique : **1 666,5 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 634,7 M€**.

Ce montant est en forte augmentation (**+ 831,0 M€**, + 34 %) par rapport aux surcoûts constatés de 2024. Cette hausse s'explique par une réduction importante des recettes tarifaires en lien avec la baisse des TRVE en février 2025 (- 23 % en moyenne par rapport à février 2024) qui induit une augmentation mécanique des surcoûts de production et d'achat de + 492,0 M€. A cet effet, s'ajoute une hausse des coûts de production et d'achat (+131,9 M€). Cette dernière se concentre notamment sur La Réunion (+ 95,5 M€) avec une hausse de la production renouvelable achetée (+ 16 %), notamment à partir de

⁵³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

⁵⁴ Arrêté du 11 décembre 2023 fixant la liste des projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme projets d'intérêt public et le plafond de compensation des coûts.

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

biomasse pour pallier l'avarie post-cyclone Garance de Rivière de l'Est et répondre à l'augmentation de la consommation (+ 4 %). Cette hausse est également liée sur l'ensemble des territoires à un développement du photovoltaïque en autoconsommation pour lequel le versement ponctuel de la prime induit une hausse qui s'atténuera par la suite. Enfin, les coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI augmentent de + 208,7 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025.

Les charges prises en compte dans l'accise s'élèvent à 3 188,1 M€.

Les charges affectées au Budget, correspondant aux charges des collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy s'élèvent à 113,1 M€.

Tableau 38 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2025, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

Synthèse des charges de SPE en ZNI - hors dispositifs sociaux
Mise à jour de la prévision 2025

en M€	EDF		EDM	EWF	Autres acteurs	TOTAL
	Accise	Budget	Accise	Accise	Accise	Accise/Budget
Transition énergétique	1 635,2	8,3	16,1	1,19	5,6	1 666,5
Surcoûts achats OA	426,6	2,5	5,3			434,5
Surcoûts achats GAG ENR	1 035,8	0,0		1,26		1 037,0
Surcoûts production FH ENR	34,0			-0,06		34,0
MDE	134,4	5,8	8,2		5,6	153,9
Stockage	4,4		2,6			7,0
Etudes ZNI identifiées dans PPE	0,0				0,0	0,0
Mécanismes de solidarité	1 354,4	104,8	165,7	9,9		1 634,7
Surcoûts achats GAG non ENR	705,4	36,2				741,5
Surcoûts production FH non ENR	400,3	68,6	165,7	9,9		644,4
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	248,8					248,8

FH : fournisseur historique ; GAG : contrat d'achat en gré à gré conclu entre l'opérateur historique et un producteur tiers

4. Soutien aux flexibilités décarbonées

4.1. Contexte juridique

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a intégré aux charges de service public de l'électricité un volet relatif à la valorisation des flexibilités décarbonées. En particulier, l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie dispose que « *les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4* ».

Ce dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement abrogée par cette même loi.

4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2025

Au titre de l'année 2025, les charges prévisionnelles mises à jour déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement et de flexibilités décarbonées s'élèvent à **132,4 M€**. Elles correspondent principalement aux primes prévues dans le cadre de l'appel d'offres « Flexibilités Décarbonées 2025 – T1 2026 », dont l'enveloppe budgétaire attribuée pour l'année 2025 est de 84,8 M€. Les charges intègrent également le reversement de réduction de primes ou de pénalités au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2023 et 2024.

Cette évaluation est en forte baisse par rapport à la prévision initiale de 316 M€, du fait de la baisse des volumes finalement appelés dans le cadre de l'appel d'offres « Flexibilités Décarbonées 2025 – T1 2026 ».

5. Dispositifs sociaux

5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

5.1.1. Participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les opérateurs peuvent bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement.

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité logement à partir du 1^{er} janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

5.1.2. Tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». Néanmoins, les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité y a été prolongé en 2024. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2025.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2025, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.

En application des articles R. 337-1 à R. 337-3 du code de l'énergie, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013⁵⁵, dans le cas d'une résidence sociale (au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation) dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

Par ailleurs, en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, les personnes physiques bénéficiaires du TPN disposent de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Les pertes de recettes et coûts de gestion additionnels associés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion additionnels supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

5.1.3. Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux foyers dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du foyer fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité du logement, inférieur à un plafond, d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement.* ».

⁵⁵ Cette nouvelle catégorie de bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁵⁶ précise les modalités de mise en œuvre du dispositif relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires. En particulier, les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021⁵⁷.

* * *

Au titre de l'année 2025, une mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité a été déclarée :

- par EDF en France métropolitaine et en ZNI⁵⁸ ;
- par 17 entreprises locales de distribution et 5 fournisseurs alternatifs en France métropolitaine.

Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges au titre de 2025, mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs au titre de 2025 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en France métropolitaine et dans les ZNI s'élève à 35,2 M€. Elle est inférieure de 2,4 M€ par rapport à la prévision initiale de 37,5 M€.

Le détail des charges par type d'opérateur est indiqué dans le Tableau 39. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 42.

Tableau 39 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux - électricité au titre de 2025 et comparaison par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2025

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif de mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2025 prévision actualisée	2025 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	21,4	1,3	1,2	23,8	27,2
EDF MC	20,9	1,3	1,1	23,2	26,6
EDF ZNI	0,5	0,0	0,1	0,6	0,5
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,4	0,2	1,3	1,3
Autres fournisseurs	7,5	0,6	1,9	10,1	9,1
Total	29,7	2,3	3,2	35,2	37,5

5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

De même qu'en électricité, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient de réductions portant sur les services liés à la fourniture, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les

⁵⁶ Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires publié au Journal officiel le 20 mai 2021.

⁵⁷ Arrêté du 19 mai 2021 relatif aux plafonds de compensation par ménage des fournisseurs d'électricité et de gaz dans le cadre de l'offre de transmission de leurs données de consommation aux consommateurs en situation de précarité.

⁵⁸ EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2024. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

En application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant de l'aide en forme de chèque énergie la mise à disposition des données de comptage et, en application des articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l'énergie, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros. Les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné.

* * *

Au titre de l'année 2025, 4 fournisseurs ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2025. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2025.

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir, au titre de 2025, un montant de charges de 1,8 M€, inférieur de 0,4 M€ par rapport à la prévision initiale pour 2025 (2,2 M€).

Le détail des charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 40. Les détails par entreprises locales de distribution et par autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 42.

Tableau 40 : Mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux - gaz au titre de 2025 et comparaison par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2025

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	2025 mise à jour de la prévision	2025 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,5	0,5	0,6
ELD	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,0	1,2	1,3	1,5
Total	0,0	1,8	1,8	2,2

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2025 s'agissant des dispositifs sociaux électricité et gaz s'élève à 37,0 M€ (dont 35,2 M€ en électricité et 1,8 M€ en gaz). Ce montant est légèrement en baisse par rapport à la prévision initiale réalisée au titre de 2025 (39,7 M€, dont 37,5 M€ en électricité et 2,2 M€ en gaz).

6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine (électricité et gaz)

En application des dispositions du 5° de l'article L. 121-7 et du 3°, 4° et 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 13 février 2025⁵⁹, permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (les entreprises locales de distribution et les autres fournisseurs de gaz naturel) de mettre à jour les coûts correspondant à la mise en œuvre de ces contrats, initialement prévus au titre de 2025. Pour les opérateurs n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

Au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en électricité et des contrats d'achat de biométhane en gaz, les opérateurs ont déclaré les coûts associés au suivi et à la comptabilité de ces contrats, ainsi qu'aux charges de ressources humaines, d'infrastructures et de prestations informatiques. Par ailleurs, les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre pour les installations dont ils ont la gestion, ou, le cas échéant, des coûts de gestions facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le Tableau 41.

Tableau 41 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2025

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Prévision mise à jour au titre de 2025	99,8	9,1	1,2	0,2	2,7	113,0
Prévision initiale au titre de 2025	87,9	8,4	0,4	0,1	2,2	99,1

L'augmentation des charges liées à la gestion des contrats s'explique principalement par l'augmentation du nombre de contrats soutenus plus forte qu'anticipée par les opérateurs lors de la première prévision au titre de 2025, effectuée au printemps 2024.

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2025. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2025.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 30 avril 2025⁶⁰, qui cadre la compensation des frais de gestions prévisionnels pour les entreprises locales de distribution, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien.

En particulier, s'agissant des 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 :

- s'agissant des opérateurs en électricité, ce plafonnement a été appliqué pour 23 ELD et 2 organismes agréés : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 0,1 M€ ;

⁵⁹ Délibération de la CRE n°2025-51 du 13 février 2025 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

⁶⁰ 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.

- s'agissant des acheteurs de biométhane, ce plafonnement a été appliqué à l'ensemble des opérateurs sauf 2 d'entre eux : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 1,6 M€.

7. Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 42 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2025 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours⁶¹.

Tableau 42 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2025 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	5 399,2	1 259 224,4	366 954,4	1 235,1	891 034,9		2 250,0	104 500	997 785
SICAE de l'Aisne	5 877,7	1 673 413,6	675 613,0	-	997 800,6		9 999,9	0	1 007 800
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	13 597,7	1 738 191,8	1 403 259,2	-	334 932,6		3 852,2	10 707	349 492
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	40,4	30 406,8	5 230,8	-	25 176,0		-	0	25 176
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	205,9	107 969,5	22 270,8	-	85 698,7		400,0	3 310	89 409
Régie Électrique DALOU	58,7	31 422,0	4 934,5	-	26 487,5		-	3 281	29 769
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 320,0	594 256,0	112 626,2	-	481 629,8		1 350,0	8 841	491 821
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	15,0	7 645,8	1 767,9	-	5 877,9		-	1 632	7 510
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	3 402,2	1 075 072,6	377 060,7	-	698 011,9		900,0	873	699 785
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	412,7	104 761,3	47 542,1	-	57 219,2		-	4 053	61 273
Régie Électrique MERCUS GARRABET	19,1	6 397,0	3 163,1	-	3 233,9		-	2 507	5 741
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	6,8	4 211,1	1 253,3	-	2 957,8		-	1 002	3 960
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	7,1	2 771,7	972,2	-	1 799,5		-	1 382	3 182
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 582,5	681 959,5	627 752,5	-	54 207,0		1 050,0	2 982	58 239
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	7 389,5	1 775 881,1	777 696,3	-	998 184,8		-	8 416	1 006 601

⁶¹ Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	418,8	249 968,5	54 421,7	-	195 546,8		-	1 080	196 627
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	11 077,9	2 841 859,5	639 772,1	4 322,8	2 197 764,6		267,1	40 722	2 238 754
Energie Quillan Occitanie	7 216,0	1 024 690,0	914 141,1	-	110 548,9		1 808,7	5 668	118 026
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	3 492,0	414 483,0	456 992,6	-	42 510		1 260,0	10 728	-30 522
Régie SDED EROME-GERVANS	164,0	101 892,1	22 348,4	-	79 543,7		-	3 775	83 319
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	126,9	46 072,8	25 201,3	-	20 871,5	1 464 673,6	12 249,9	16 491	1 514 286
SYNELVA COLLECTIVITÉS	88 268,4	12 388 122,2	5 107 192,6	40 757,8	7 240 171,8		10 800,0	90 000	7 340 972
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	1 358,9	371 830,0	160 673,4	-	211 156,5		-	0	211 157
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	110,2	35 268,1	20 149,5	-	15 118,6		-	0	15 119
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	308,6	78 748,7	34 695,6	-	44 053,1		-	4 700	48 753
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	38,9	14 655,2	4 165,9	-	10 489,3		-	0	10 489
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	7 445,9	2 101 785,1	372 664,7	4 571,5	1 724 548,9		-	54 202	1 778 751
Régie Municipale de Bazas Énergie	1 166,6	378 758,2	67 275,2	-	311 483,1		6 395,5	5 216	323 094
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	2 295,5	427 981,2	237 269,2	-	190 711,9		550,0	29 240	220 502
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	348,2	161 371,5	38 589,2	-	122 782,3		180,0	13 844	136 807
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 572,1	11 464 272,6	1 994 110,6	68 572,4	9 401 589,5		710,2	204 247	9 606 547
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	115 181,8	15 844 387,4	7 417 931,6	48 785,8	8 377 670,0		54 992,0	299 204	8 731 866
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	87,1	44 885,4	11 511,5	-	33 373,9		319,6	4 040	37 733
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	6 076,1	1 706 532,3	283 759,8	617,5	1 422 154,9		-	0	1 422 155
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	127 269,8	13 656 046,8	7 766 190,7	41 992,9	5 847 863,3		13 200,0	95 448	5 956 511
Régie Communale Électrique SAULNES	20,3	7 299,3	2 463,3	-	4 836,0		-	2 200	7 036

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	195 359,8	37 375 332,0	13 595 006,1	166 736,3	23 613 589,5		74 176,4	465 264	24 153 030
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	20,1	11 348,3	2 097,9	-	9 250,4		3 582,3	0	12 833
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	590,1	101 069,4	96 786,3	-	4 283,0		6 813,4	0	11 096
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	7 325,9	1 629 504,8	632 741,4	40 140,2	956 623,1		1 420,0	18 973	977 016
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	124,9	32 971,0	10 036,3	-	22 934,7		151,9	0	23 087
Régie d'Électricité BITCHE	81,7	42 020,0	9 359,7	-	32 660,3		1 401,0	2 031	36 092
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	95,8	29 126,7	14 269,6	-	14 857,0		516,4	26 480	41 853
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	78,9	29 485,1	8 990,9	-	20 494,2		4 193,1	2 500	27 187
Régie d'Électricité SCHOENECK	69,9	39 112,4	9 526,9	-	29 585,5		146,6	1 918	31 650
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	314,9	78 389,0	39 375,5	-	39 013,5		11 142,9	0	50 156
Régie Municipale d'Électricité HOMBOURG HAUT	59,8	22 084,7	5 813,7	-	16 271,0		1 034,8	2 801	20 107
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 934,2	1 321 627,3	958 862,2	-	362 765,2		8 740,5	0	371 506
R.M.E.T. TALANGE	437,2	77 304,0	34 651,8	-	42 652,2		564,9	7 640	50 857
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	41,2	22 989,2	3 198,2	-	19 791,0		4 280,0	0	24 071
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	33,1	10 109,9	3 872,0	-	6 237,9		5 941,2	0	12 179
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	109,3	34 611,7	7 388,9	-	27 222,8		-	0	27 223
Régie Municipale d'Électricité LOOS	103,6	35 187,6	22 032,9	-	13 154,7		3 323,0	2 625	19 103
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	243,1	44 854,4	22 130,1	-	22 724,2		10 524,0	7 678	40 927
S.I.C.A.E. OISE	196 392,9	22 924 758,1	12 222 238,9	121 885,9	10 580 633,3		28 223,1	315 804	10 924 660
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	49,7	23 329,0	8 441,2	-	14 887,8		-	0	14 888
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	15,1	4 922,0	2 424,1	-	2 497,9		1 350,0	0	3 848

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	28,2	10 851,3	3 515,6	-	7 335,7		500,0	0	7 836
Energies Services LANNEMEZAN	1 539,7	448 972,6	89 010,9	-	359 961,6		4 230,0	7 800	371 992
Régie Électrique LA CABANASSE	74,2	17 260,1	11 553,4	-	5 706,7		-	873	6 579
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 091,9	204 738,4	101 489,3	-	103 249,1		-	0	103 249
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	53,9	21 263,2	10 166,3	-	11 096,9		375,0	0	11 472
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	849,6	381 893,7	48 002,5	-	333 891,2		900,0	33 264	368 055
GAZ DE BARR	232,5	85 737,0	22 402,1	-	63 334,9	1 705 975,6	11 368,0	19 224	1 799 902
UME	7 528,2	1 414 985,8	416 353,8	-	998 632,1		220,0	22 850	1 021 702
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	15 792,9	3 321 988,6	1 413 124,2	27 789,4	1 881 075,0		1 877,1	11 678	1 894 630
ES ENERGIES STRASBOURG	417 355,2	102 332 984,4	24 603 911,9	317 416,6	77 411 655,9	7 261 510,1	390 112,0	1 693 028	86 756 306
VIALIS	26 414,2	5 859 474,0	1 584 041,2	12 350,8	4 263 081,9		36 098,4	92 816	4 391 996
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 180,3	1 548 357,6	465 007,8	-	1 083 349,8		1 431,6	75 190	1 159 971
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	219,1	114 418,6	12 359,6	-	102 059,0		180,0	3 620	105 859
SICAE EST	78 760,7	12 230 469,5	4 405 611,3	33 964,8	7 790 893,4		8 550,0	214 591	8 014 034
SOREA	34 987,3	3 600 272,4	1 830 166,3	-	1 770 106,2		10 900,0	0	1 781 006
Régie Électrique TIGNES	8 637,5	698 500,0	410 820,0	9 143,0	278 537,0		1 430,0	1 000	280 967
Régie Électrique Communale AUSSOIS	14,8	5 164,3	1 209,8	-	3 954,5		-	360	4 314
Régie Électrique AVRIEUX	8,4	4 088,3	1 283,4	-	2 804,9		-	0	2 805
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	18,4	10 016,2	1 260,9	-	8 755,3		-	0	8 755
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	42,9	11 287,1	7 918,5	-	3 368,6		-	2 010	5 379
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	11,3	1 938,0	2 084,2	-	146		-	455	309
Régie Électrique MONTVALEZAN	132,6	27 973,3	15 910,8	-	12 062,5		-	1 727	13 789

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	1 259,3	345 486,2	122 677,9	-	222 808,3		-	11 400	234 208
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 835,3	286 913,4	101 269,9	-	185 643,5		-	10 441	196 085
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	8 608,3	1 068 404,1	908 978,2	-	159 425,9		-	0	159 426
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	4 553,8	464 367,8	514 555,0	-	50 187		3 150,0	13 078	-33 959
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	700,0	294 082,2	49 819,9	-	244 262,3		5 483,0	22 890	272 636
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	7 710,8	620 287,9	666 164,4	-	45 877		1 800,0	4 312	-39 764
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	2 477,2	478 173,9	274 185,0	-	203 988,9		4 500,0	22 020	230 509
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	8 948,3	2 582 147,1	643 437,4	-	1 938 709,7		16 090,1	128 945	2 083 745
S.A.I.C. PERS LOISINGES	437,3	84 729,7	39 964,3	-	44 765,4		-	5 170	49 935
Régie d'Électricité d'Elbeuf	178,1	64 471,4	8 991,9	-	55 479,4		9 934,2	7 624	73 037
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	61,8	33 703,6	4 260,8	-	29 442,8		5 070,0	1 840	36 353
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	2 926,0	803 375,3	250 216,2	-	553 159,1		-	0	553 159
SEOLIS	698 825,5	91 939 558,9	36 989 517,4	106 834,8	54 843 206,7		329 125,0	2 059 163	57 231 494
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	372 218,3	38 099 787,3	20 320 336,3	84 603,3	17 694 847,7		8 100,0	591 788	18 294 736
GAZELEC DE PERONNE	34 029,9	3 350 619,7	1 895 373,2	-	1 455 246,5		5 000,0	0	1 460 246
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	920,7	162 345,7	86 934,8	-	75 410,9		1 350,0	8 095	84 856
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4,7	2 035,3	255,4	-	1 779,9		-	620	2 400
SICAE du CARMAUSIN	29 257,2	6 271 543,4	1 529 821,5	2 470,2	4 739 251,8		11 272,0	138 594	4 889 118
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	4 164,1	760 040,2	193 967,5	-	566 072,7		35 097,0	46 223	647 393
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUUR - Pays de Cocagne	16 357,0	2 888 896,2	1 342 447,6	-	1 546 448,6		8 412,8	58 242	1 613 103
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	642 731,7	102 395 990,8	32 580 249,4	204 406,4	69 611 335,1		153 830,0	1 926 492	71 691 657

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	757,0	73 965,0	104 694,5	-	30 730		732,5	3 100	-26 897
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	472,4	116 643,6	37 436,4	-	79 207,2		-	13 560	92 767
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITOPHES	1 947,6	420 559,2	138 105,5	-	282 453,6		-	9 688	292 142
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	95,9	41 451,8	9 766,3	-	31 685,5		-	0	31 685
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	91,5	44 271,3	6 833,8	-	37 437,5		2 860,0	5 120	45 418
AXPO Solutions AG	-	2 805 926,5	-	73 487,5	2 732 439,0		-	7 500	2 739 939
BCM ENERGY						4 421 594,5		25 690	4 447 284
TotalEnergies GPL	227 576,2	32 026 184,7	14 283 422,4	180 939,8	17 561 822,5		-	941 528	18 503 350
ILEK							2 560,0		2 560
VOLTERRES	17 041,1	2 789 649,2	1 131 407,3	24 330,8	1 633 911,1		-	82 701	1 716 612
MINT							37 797,6		37 798
COMPARELEC							3 759,0		3 759
TotalEnergies Electricité et Gaz France						6 191 656,5	3 514 337,0	19 103	9 725 097
ENARGIA							3 133,4		3 133
ENERCOOP	30 772,8	3 936 005,0	1 699 723,8	12 581,0	2 223 700,2	1 017 390,5	-	153 711	3 394 802
CALEO						1 319 171,0	4 475,0	900	1 324 546
ENDESA ENERGIA SA						34 443 058,5		107 876	34 550 934
SAVE						271 277 553,2		602 968	271 880 521
ALSEN						6 616 125,5		29 360	6 645 486
Gaz de Bordeaux						37 851 551,6	11 442,0	134 579	37 997 573
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						23 519 808,6		65 721	23 585 530
Gaz de Paris						17 688 547,0		41 760	17 730 307

Délibération n°2025-180 – Annexe 2

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
VATTENFALL ÉNERGIES							48 101,0		48 101
PICOTY						3 386 191,3		11 895	3 398 086
DYNEFF							227,0		227
GEG Source d'Energies						2 827 815,9		18 042	2 845 858
Total Energie Gaz (Tegaz)							327 838,0		327 838
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						22 180 382,0		84 029	22 264 411
ENGIE						580 718 295,0	7 309 210,0	1 366 222	589 393 727
GEDIA ENERGIES & SERVICES							17,0		17
Joul	190,7	13 388,0	10 364,6	-	3 023,3	846 124,2	48 500,0	13 842	911 489
OUI ENERGY							5 500,0		5 500
PLUM ENERGIE						392 362,6		8 799	401 162
PROVIRIDIS SAS						4 856 035,1		40 890	4 896 925
REDEO ENERGIES SAS						50 779 822,6		184 869	50 964 692
ÉNERGIES DU SANTERRE							-		0
SELFEE	1 239,6	306 321,7	70 440,4	-	235 881,3		-	3 920	239 801
Terreal						215 722,8		2 121	217 844
Total Gas& Power limited						15 207 708,1		25 509	15 233 217
Union des producteurs locaux d'électricité	15 520,5	1 475 749,9	859 073,6	4 940,3	611 735,9		1 869,7	12 530	626 136
Nature Energy Green Sales A/S						16 979 324,0		4 783	16 984 107
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE						15 766 374,9		60 540	15 826 915
TOTAL	3 598 744	565 744 340	210 100 758	1 634 877	354 008 706	1 128 934 775	12 678 806	13 208 282	1 508 830 568