

DÉLIBÉRATION N°2026-149

Annexe 1

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2027 (CP'₂₇)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2027 pour les différents opérateurs concernés.

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 2026 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 hexagonale 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 L. 121-6 du code de l'énergie précise 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.

Opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2027

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 hexagonale (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours¹. 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)² 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, 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).

¹ Tel que prévu par l'article L. 314-26 du code de l'énergie.

² Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

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 les charges prévisionnelles au titre de l'année 2027 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 au titre de 2027 est évalué à **14 128,2 M€**.

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 la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026 est fournie dans le

Tableau 2.

Tableau 1 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2027

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2027
Soutien ENR électrique en France hexagonale	8 016,0					0,0	348,0	14,5	8 378,5
Eolien terrestre	1 341,9					0,0	58,2	4,6	1 404,6
Eolien en mer	1 306,7					0,0	0,0	0,0	1 306,7
Photovoltaïque	4 334,9					0,0	236,9	7,3	4 579,2
Bio-énergies	810,4					0,0	44,7	0,0	855,1
Autres énergies	222,1					0,0	8,1	2,6	232,9
Injection biométhane	0,0					0,0	74,3	1 299,0	1 373,3
Soutien en ZNI⁽¹⁾	3 293,7	195,4	12,4	11,1					3 512,5
Transition énergétique	2 184,4	23,9	1,32	11,1					2 220,6
Mécanismes de solidarité	1 109,3	171,5	11,1	0,0					1 291,9
Cogénération et autres moyens thermiques	569,5					0,0	23,0	8,2	600,7
Effacement					91,6				91,6
Dispositifs sociaux⁽²⁾	25,6	0,0					2,1	11,3	38,9
Compensation FSL	22,2	0,0					0,8	8,4	31,4
Afficheur déporté	2,1						1,1	0,5	3,6
Autres	1,3	0,0					0,2	2,4	3,9
Frais divers	114,9					0,0	14,5	3,2	132,6
Frais de gestion	114,9					0,0	14,5	3,2	132,6
	12 019,7	195,4	12,4	11,1	91,6	0,0	461,9	1 336,1	14 128,2

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

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

Tableau 2 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2027 par rapport à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026

	Charges au titre de 2027	Mise à jour de la prévision 2026	Evolution 2027 prév - 2026 reprév	
			en M€	en %
Soutien ENR électrique en France hexagonale	8 378,5	7 286,6	1 091,9	15%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>1 404,6</i>	<i>1 157,1</i>	<i>247,5</i>	<i>21%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>1 306,7</i>	<i>965,6</i>	<i>341,1</i>	<i>35%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>4 579,2</i>	<i>4 125,5</i>	<i>453,6</i>	<i>11%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>855,1</i>	<i>827,3</i>	<i>27,9</i>	<i>3%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>232,9</i>	<i>211,0</i>	<i>21,9</i>	<i>10%</i>
Injection biométhane	1 373,3	1 109,8	263,5	24%
Soutien en ZNI	3 512,5	3 268,9	243,6	7%
<i>Transition énergétique</i>	<i>2 220,6</i>	<i>1 866,0</i>	<i>354,6</i>	<i>19%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 291,9</i>	<i>1 402,9</i>	<i>-111,0</i>	<i>-8%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	600,7	653,1	-52,4	-8%
Effacement	91,6	149,7	-58,1	-39%
Dispositifs sociaux	38,9	37,9	1,0	3%
<i>Compensation FSL</i>	<i>31,4</i>	<i>31,2</i>	<i>0,2</i>	<i>1%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>3,6</i>	<i>2,9</i>	<i>0,8</i>	<i>26%</i>
<i>Autres</i>	<i>3,9</i>	<i>3,8</i>	<i>0,0</i>	<i>1%</i>
Frais divers	132,6	126,7	5,9	5%
<i>Frais de gestion</i>	<i>132,6</i>	<i>126,7</i>	<i>5,9</i>	<i>5%</i>
	14 128,2	12 632,8	1 495,4	12%

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

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

Cette évolution est le résultat des effets suivants :

- une forte hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en France hexagonale, légèrement compensée par la baisse des charges liées à la cogénération au gaz naturel. Ces deux composantes représentent en cumulé une hausse de 1 039,5 M€ (+ 13 %) :
 - le principal facteur explicatif est l'augmentation du volume soutenu, de 88,8 TWh à 98,5 TWh, qui génère une hausse de l'ordre de 860 M€ ;
 - la poursuite de la baisse du coût évité unitaire moyen, passant de 48,2 €/MWh en 2026 à 42,7 €/MWh en 2027³, constitue le second facteur de hausse, pour un montant de l'ordre de 170 M€, le tarif d'achat restant relativement stable entre 2026 et 2027. Cette diminution s'observe à la fois sur le prix de valorisation des volumes vendus à terme et sur les prix prévisionnels des volumes vendus sur les marchés court terme.
- une baisse des prix du gaz et une augmentation des volumes de biométhane injecté soutenus, contribuant à hauteur d'environ 55 % et 45 % respectivement à la hausse du surcoût d'achat de 282,7 M€ pour l'injection de biométhane. La hausse de 19,3 M€ de la valorisation des

³ Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

garanties d'origine, qui constitue des recettes pour le budget de l'Etat, ne vient que légèrement compenser la hausse globale de ce poste de 263,5 M€ (+24 %) ;

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

Sommaire

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale.....	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 hexagonale	8
1.2. Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2027	16
1.3. Bilan	19
2. Soutien à l'injection de biométhane.....	20
2.1. Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2027	20
2.2. Coûts évités prévisionnels au titre de 2027	21
2.3. Surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2027	21
2.4. Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2027	21
2.5. Charges prévisionnelles au titre de 2027	22
3. Soutien en ZNI.....	25
3.1. Charges de production et d'achat supportées par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées	26
3.2. Charges liées aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	36
3.3. Coûts liés aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	38
3.4. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	42
3.5. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	42
3.6. Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2027	42
4. Soutien aux flexibilités décarbonées.....	44
4.1. Contexte juridique.....	44
4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2027	44
5. Dispositifs sociaux	45
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux– électricité.....	45
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	47
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 hexagonale (électricité et gaz)	48
7. Détail des charges prévisionnelles au titre de 2027 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 hexagonale

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en France métropolitaine » 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 pénalités éventuelles associées 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 hexagonale

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

Les perspectives d'évolution des quantités d'énergie soutenues 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 grandes installations sous le régime du complément de rémunération, couplé à l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat les plus anciens⁴ impliquent 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)⁵, 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, atténuent 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.

⁴ 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.

⁵ 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

Tableau 3 : Puissance prévisionnelle des installations soutenues au titre de 2027 et énergie prévisionnelle produite par ces installations au périmètre d'EDF dans la France hexagonale (volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)⁶

		Total ⁷	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2025 (constaté)	71,2	4,0	-	3,1	29,4	5,6	0,2	2,3	3,6	23,0	0,0
	2026 (reprévision)	85,0	3,3	-	3,1	33,3	7,2	0,2	2,2	3,2	32,3	0,1
	2027 (prévision)	94,5	2,9	-	3,2	35,4	9,3	0,2	2,2	3,3	38,0	0,1
Puissance soutenue (GW)	2025 (constaté)	46,6	1,8	0,4	1,0	15,5	1,7	0,1	0,4	0,8	24,9	0,0
	2026 (reprévision)	57,5	1,2	0,4	1,0	16,1	2,3	0,0	0,4	0,7	35,3	0,0
	2027 (prévision)	63,4	1,1	0,4	1,0	16,6	3,0	0,0	0,4	0,7	40,2	0,0

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2027 s'élève à 94,5 TWh, tandis que la puissance des installations soutenues s'élève à 63,4 GW. La production tout comme la puissance prévisionnelle évoluent à la hausse entre 2025 et 2027 :

- + 23,3 TWh entre 2025 et 2027, dont + 9,5 TWh entre 2026 et 2027 ;
- + 16,9 GW entre 2025 et 2027, dont + 5,9 GW entre 2026 et 2027.

La hausse légèrement moins importante de la production par rapport à celle de la puissance du parc soutenu entre 2025 et 2027 (respectivement +33 % et +36 % entre 2025 et 2027) traduit une légère baisse du facteur de charge global, passant de 17,5 % en 2025 à 17,0 % en 2027. Cette baisse s'explique par le fait que la majeure partie de la puissance nouvellement soutenue provient de la filière photovoltaïque dont le facteur de charges est plus faible que le parc installé moyen. Un ralentissement du développement de la filière photovoltaïque soutenue est prévu entre 2026 et 2027 par rapport à la période 2025-2026. En effet, 4,9 GW supplémentaires sont prévus en 2027 par rapport à 2026, contre 10,3 GW supplémentaires prévus entre 2025 et 2026.

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus au titre de 2027 résultent des contrats d'obligation d'achat suivants :

⁶ Les puissances soutenues au titre des années 2026 et 2027 sont des prévisions du parc soutenu à la fin de chaque année, la puissance soutenue au titre de l'année 2025 présente l'ensemble des installations qui ont été soutenues au cours de l'année (y compris celles dont le contrat est arrivé à échéance ou a été résilié).

⁷ 86 % de la hausse de la taille du parc portée par la filière photovoltaïque, avec une augmentation de 15,3 GW. S'agissant de la filière de l'éolien à terre, elle ne représente que 6 % de l'augmentation du parc en puissance avec 1,1 GW, mais 24 % des augmentations de production avec 6 TWh, du fait d'un taux de charge plus élevé.

- 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 prévision des quantités achetées en 2027 est établie par EDF sur la base d'hypothèses discutées avec l'administration, à partir des montants constatés au titre de 2025 et au cours des mois de janvier à mai 2026, ainsi que des évolutions prévues jusqu'en 2027.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en France hexagonale au titre de l'année 2027 sont présentés dans le Tableau 4 ci-dessous.

Tableau 4 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2027

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	645,9	319,1	1 722,9	1 087,4	14,2	184,3	208,7	882,9	7,2	5 072,7
Février	569,3	261,1	1 223,6	773,5	13,0	170,9	203,9	1 376,1	7,6	4 599,0
Mars	582,1	306,3	1 424,4	905,8	14,4	188,2	226,1	2 171,9	7,1	5 826,3
Avril	0,0	319,5	1 197,7	766,0	14,2	181,6	226,8	2 791,6	8,9	5 506,4
Mai	0,0	327,3	925,9	595,1	15,2	184,9	250,1	3 215,3	10,0	5 523,8
Juin	0,0	248,8	681,3	438,8	11,9	175,1	220,8	3 327,1	13,1	5 117,0
Juillet	0,0	149,1	787,6	509,3	14,8	181,2	221,8	3 431,1	12,3	5 307,3
Août	0,0	109,1	686,2	450,4	11,9	178,6	218,3	3 217,2	11,3	4 882,8
Septembre	0,0	127,6	951,5	634,1	11,6	174,7	216,0	2 436,8	14,0	4 566,3
Octobre	0,0	160,1	1 148,9	810,9	12,0	183,5	208,7	1 783,5	11,1	4 318,7
Novembre	463,8	229,5	1 356,2	1 017,3	13,9	178,1	220,4	1 076,8	8,0	4 564,1
Décembre	547,1	309,3	1 511,5	1 268,3	15,3	185,8	233,2	808,4	10,4	4 889,4
Quantités (GWh)	2 808,2	2 867,0	13 617,6	9 257,0	162,5	2 166,9	2 655,0	26 518,7	120,9	60 173,8
Représentation 2026 (GWh)	3 258,5	2 874,7	14 780,7	7 209,7	162,5	2 201,9	2 655,0	23 312,4	101,6	56 557,0
Quantités en 2025 (GWh)	3 892,0	2 945,8	15 313,8	5 556,1	152,4	2 309,1	2 894,0	18 016,3	43,2	51 122,5
Coût d'achat (M€)	689,3	327,4	1 350,1	1 752,7	11,8	468,0	517,7	4 843,7	10,9	9 971,6
Représentation 2026 (M€)	769,7	321,6	1 451,0	1 348,1	11,7	469,7	511,5	4 547,3	9,2	9 439,6
Coût d'achat en 2025 (M€)	944,9	330,6	1 489,4	1 027,3	11,1	488,2	547,4	4 260,2	3,8	9 103,0
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	245,5	114,2	99,1	189,3	72,7	216,0	195,0	182,7	90,0	165,7
Coût d'achat unitaire en 2026 (€/MWh)	236,2	111,9	98,2	187,0	71,8	213,3	192,7	195,1	90,7	166,9
Coût d'achat unitaire en 2025 (€/MWh)	242,8	112,2	97,3	184,9	73,2	211,4	189,2	236,5	88,9	178,1

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

La prévision au titre de 2027 réalisée par EDF aboutit à un volume total prévisionnel de **60,2 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat. Celle-ci croît entre 2025 et 2027 (de + 9,1 TWh, soit + 17,7 %), sous l'effet de deux évolutions contraires :

- d'une part, 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) représentent la très large partie de la hausse de 12,3 TWh des volumes soutenus entre 2025 et 2027 (l'éolien en mer porte 30 % de cette hausse et le solaire 69 %) ;
- d'autre part, la plupart des autres filières, dont les nouvelles installations (lorsqu'elles font l'objet d'un soutien) sont désormais majoritairement soutenues, via le régime du complément de rémunération, portent une baisse de la production soutenue via l'obligation d'achat entre 2025 et 2027 de 3,2 TWh (dont 52 % portés par l'éolien à terre, 33 % par la cogénération au gaz naturel et 7 % par la biomasse).

Le coût d'achat s'établit quant à lui à **9 971,6 M€** (en hausse par rapport à 2025 de 868,6 M€, soit + 9 %). Cette augmentation, plus faible que celle portant sur les volumes pour la période 2025-2027,

traduit une baisse du coût d'achat unitaire, passant de 178,1 €/MWh à 165,7 €/MWh, notamment en raison de l'arrivée à terme progressive pour la filière de solaire photovoltaïque – qui représenterait 44 % de l'énergie soutenue sous obligation d'achat en 2027⁸ – de contrats historiques à tarif d'achat plus élevé que les nouveaux contrats.

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 hexagonale 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 suivante pour EDF en France hexagonale est détaillée dans la délibération méthodologique de la CRE du 27 mars 2026⁹.

Au titre de 2027, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève à **2 568,1 M€**, contre 3 229,2 M€ au titre de 2025 (constaté) et 2 725,8 M€ au titre de 2026 (mise à jour de la prévision).

Coût évité par la production vendue à terme

S'agissant des volumes vendus à terme

La puissance vendue à terme retenue pour l'année 2027¹⁰, est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance vendue à terme retenue au titre de 2027

	Puissance vendue à terme (MW)
Ruban de base	2 300
Surplus de production du 1^{er} trimestre	2 500
Surplus de production novembre	2 400
Surplus de production décembre	2 400

S'agissant du prix de valorisation des volumes vendus à terme

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance vendue à terme sont indiquées dans le Tableau 6.

⁸ 41 % en 2026.

⁹ Délibération de la CRE n° 2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

¹⁰ Délibération de la CRE n° 2025-269 du 16 décembre 2025 portant décision relative aux valeurs de la puissance vendue à terme pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes vendus à terme retenus au titre de 2027, en €/MWh¹¹

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
57,24	91,07	65,06	68,64

Ainsi, le coût évité par la production vendue à terme, correspondant à 29,1 TWh, est de 1 879,8 M€. A titre de comparaison :

- en 2025 (charges constatées), la production vendue à terme correspondait à 26,5 TWh, valorisée à 2 578,4 M€ ;
- en 2026 (charges prévisionnelles mises à jour) la production vendue à terme correspond à 27,3 TWh, valorisée à 1 976,1 M€.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la production aléatoire au titre de 2027 s'élève à **688,3 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de ci-dessous avec les références de prix de marché, les prix court-terme prévisionnels et les quantités retenues. A titre de comparaison :

- en 2025 (charges constatées), la production aléatoire correspondait à 24,6 TWh, valorisée à 650,8 M€ ;
- en 2026 (charges prévisionnelles mises à jour) la production aléatoire correspond à 29,2 TWh, valorisée à 749,7 M€.

Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de 2027

Mois	Référence mensuelle	Prix court-terme prévisionnel	Quantité aléatoire	Coût évité
	(€/MWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	115,55	73,31	1 501,5	110,1
Février	88,79	45,98	1 373,4	63,1
Mars	78,99	22,14	2 259,9	50,0
Avril	28,31	7,06	3 850,4	27,2
Mai	19,16	3,61	3 812,6	13,8
Juin	30,33	12,18	3 461,0	42,2
Juillet	44,52	24,25	3 596,1	87,2
Août	45,69	21,60	3 171,6	68,5
Septembre	35,56	14,66	2 910,3	42,7
Octobre	49,90	30,16	2 605,2	78,6
Novembre	65,06	41,60	1 180,1	49,1
Décembre	68,64	40,13	1 392,6	55,9
Total 2027	47,30	22,12	31 114,7	688,3

Les montants sont calculés en application de la partie 2.2.5.2 de la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale de la délibération du 27 mars 2026. Afin

¹¹ Les prix sont calculés en application de la partie 2.2.5.1 de la délibération du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

de tenir compte de l'évolution rapide des prix captés par le profil du parc soutenu, l'historique du ratio capté par le prix court-terme sur les références de prix de marché est évalué sur 2 ans (en cohérence avec la délibération méthodologique du 27 mars 2026¹²). Par cohérence avec cette durée d'historique retenue, l'historique des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen du trimestre ou du semestre est également réduit à 2 ans (par dérogation à la délibération du 27 mars 2026 qui prévoyait de prendre en compte ces rapports depuis 2002).

1.1.2.3. Coût évité lié aux garanties de capacité

Dans sa délibération méthodologique du 27 mars 2026¹³, 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 2027, la CRE retient les enchères qui porteront sur les années de livraison (« AL ») 2024 et 2026 de l'ancien mécanisme de capacité¹⁴. Il convient de noter que l'AL 2026 au titre de l'ancien mécanisme de capacité s'achève au 31 mars 2026 et ne contient pas les mois de novembre et décembre.

Par ailleurs, la CRE retient les revenus issus de l'enchère portant sur la période de livraison (« PL ») 2026/2027 dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité¹⁵. La CRE ne retient aucun revenu capacitaire associé à une période de livraison ultérieure, en considérant que ces derniers se matérialiseront seulement en 2028 ou ultérieurement.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2027 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacités obtenues par EDF OA pour les AL et PL susmentionnées.

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2027, EDF OA a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des niveaux de capacité certifiée pour les AL 2024, 2026 et pour la PL 2026/2027, ainsi que les volumes engendrant des revenus en 2027 pour ces AL¹⁶/cette PL¹⁷. Ces niveaux sont présentés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Volume prévisionnel de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2026 s'agissant de l'ancien mécanisme de capacité et pour l'unique enchère portant sur la PL 2026/2027

	AL 2024	AL 2026	PL2026/2027
Garanties de capacité (MW)	0	0	5 404,9

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2024 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2025 et que la CRE considère qu'EDF OA aura pu valoriser l'intégralité des garanties restantes avant 2027, aucune vente n'est prévue pour l'enchère de 2027 portant sur l'AL 2024.

S'agissant de l'AL 2026, EDF OA n'anticipe pas de rééquilibrages additionnels en 2027 par rapport au rééquilibrage à la hausse qui est prévu courant 2026.

¹² Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, conformément à la délibération du 27 mars 2026, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique défini chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE. La valeur retenue pour cet exercice est de 2 ans.

¹³ Délibération de la CRE n° 2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

¹⁴ Mécanisme de capacité portant sur les années de livraison antérieures au 31 mars 2026

¹⁵ Mécanisme de capacité portant sur les périodes de livraison du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036

¹⁶ Revenus associés aux volumes vendus aux enchères se tenant en 2027

¹⁷ Revenus associés au versement de la rémunération des volumes vendus en 2026 lors de l'unique enchère relative à la PL2026/2027

S'agissant de la PL 2026/2027, les volumes retenus correspondent aux volumes certifiés par EDF OA en amont de l'unique enchère pour cette PL, conformément aux principes de certification indiqués par la CRE dans l'article 3.3 de la délibération méthodologique du 27 mars 2026¹⁸.

En application de la délibération de la CRE du 27 mars 2026 susmentionnée, le prix utilisé pour la PL 2026/2027 est la moyenne des prix des enchères portant sur l'année de livraison (AL) 2025¹⁹ connus avant le 1^{er} juin 2026 dans le précédent mécanisme de capacité. Le prix retenu est ainsi de 13 190,9 €/MW pour la PL 2026/2027²⁰.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF OA au titre de l'année 2027 est ainsi de **71,3 M€**. Sa répartition entre les filières de production est présentée dans le Tableau 9.

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

	Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2027 (M€)
Cogénération au gaz naturel	13,3
Hydraulique	5,3
Eolien à terre	13,3
Eolien en mer	9,6
Incinération	0,6
Biogaz	4,9
Biomasse	7,3
Photovoltaïque	15,8
Autres	1,1
Total	71,3

1.1.2.4. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2027

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat dans la France hexagonale en 2027 est évalué à **2 639,4 M€** (1 879,8 M€ de coût évité « énergie » par la production vendue à terme +688,3 M€ de coût évité « énergie » par la production aléatoire + 71,3 M€ de coût évité « capacité »).

1.1.2.5. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2027

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2027 s'élèvent à **7 332,2 M€** en France hexagonale (9 971,6 M€ de coût d'achat – 2 639,4 M€ de coût évité). Ce surcoût est ainsi en augmentation de + 619,7 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision au titre de 2026, où il s'établissait à 6 712,5 M€, en raison principalement de la hausse du volume d'énergie soutenue.

¹⁸ Délibération de la CRE n° 2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

¹⁹ Dernière année de livraison complète de l'ancien mécanisme de capacité.

²⁰ Le prix d'équilibre de l'enchère du 6 juillet 2026 relative à la PL 2026/2027 s'établit au-dessus du prix plafond intermédiaire de 15 000 €/MW : le prix qui s'appliquera in fine dans le cadre de l'évaluation des charges constatées est donc de 15 000 €/MW. Ce dernier montant, proche de l'estimation retenue, n'a cependant pas pu être pris en compte dans le cadre du présent exercice de calcul des CSPE (écart estimé de l'ordre de 10 M€ sur le coût évité capacité d'EDF OA au titre de 2027).

1.1.3. Complément de rémunération

Le prix de référence moyen prévisionnel capté par le parc sous complément de rémunération²¹ retenu au titre de 2027 est de 46 €/MWh (52 €/MWh retenu pour la mise à jour des charges au titre de 2026).

Le prix de référence moyen prévisionnel au titre de 2027 est à nouveau inférieur au tarif de référence prévisionnel moyen pondéré des contrats de complément de rémunération, s'établissant en 2027 à environ 80 €/MWh (contre 78 €/MWh dans la mise à jour de la prévision au titre de 2026, toutes filières confondues).

La majorité des primes prévisionnelles de complément de rémunération sont positives sur l'année 2027.

1.1.3.1. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2027

EDF a réalisé une prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2027 et des charges en résultant. Ces prévisions sont détaillées dans le Tableau 10 et mises en regard de la mise à jour des prévisions au titre de 2026 ainsi que du constaté au titre de 2025. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché cohérentes avec celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat²² présentées au paragraphe 1.1.2.2.

Tableau 10 : Prévision relative au complément de rémunération au titre de 2027 réalisée par EDF

		Total	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération gaz	Eolien à terre	Géothermie	Hydraulique	Photovoltaïque
Energie soutenue (GWh)	2025	20064	32	660	0	86	14089	0	176	5020
	2026	28434	27	568	0	90	18555	0	242	8952
	2027	34303	27	607	0	90	21744	10	322	11503
Puissance soutenue (MW)	2025	14580	4	208	422	33	7433	0	59	6421
	2026	19559	4	148	422	33	9333	0	80	9538
	2027	22879	4	159	422	33	10661	16	105	11479
Charges (M€)	2025	541,0	5,8	35,1	57,6	3,9	298,6	0,0	9,3	130,7
	2026	839,6	4,9	31,5	58,3	4,8	425,3	0,0	12,8	302,0
	2027	1253,3	5,1	38,3	59,1	5,2	643,5	2,0	20,2	479,8

La puissance soutenue des installations sous complément de rémunération devrait augmenter continûment entre 2025 et 2027 : multiplication par 1,3 entre 2025 et 2026 puis par 1,2 entre 2026 et 2027. L'énergie produite prévisionnelle est, quant à elle, multipliée par 1,4 entre 2025 et 2026 puis par 1,2 entre 2026 et 2027.

²¹ Les prix de marché prévisionnels sont calculés en application de la partie 2.2.4.2 de la délibération du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale. Ils sont ensuite pondérés par la production prévisionnelle du parc soutenu.

²² 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 27 mars 2026, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique défini chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE. La valeur retenue pour cet exercice est de 2 ans.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2027 sont positives et s'élèvent à **1 253,3 M€**.

Les charges sont supérieures à celles constatées en 2025 (712,3 M€ de plus par rapport au niveau des charges au titre de 2025, de 541,0 M€). Cette hausse est notamment portée par l'augmentation du volume soutenu (+ 14,2 TWh par rapport à 2025) et dans une moindre mesure par la hausse du surcoût unitaire²³ par rapport à 2025 (+ 9,6 €/MWh).

Elles s'établissent également à un niveau supérieur à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026 (413,7 M€ de plus par rapport au niveau des charges au titre de 2026, de 839,6 M€). Cette hausse est portée par l'augmentation du surcoût unitaire par rapport à 2026 (+ 7,1 €/MWh) notamment sous les effets de la baisse du prix de référence marché et de la hausse du tarif de référence, mais aussi par la hausse du volume soutenu (+ 5,9 TWh).

1.2. Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2027

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 hexagonale. Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section 1.1 traitant des surcoûts supportés par EDF en France hexagonale.

98 entreprises locales de distribution et 7 organismes agréés ont déclaré des prévisions de charges au titre de l'année 2027²⁴. Parmi elles, 2 ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »²⁵.

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 4,0 TWh et à **590,6 M€** au titre de 2027. L'augmentation du volume et du coût d'achat prévisionnel par rapport à 2025 s'explique par la prévision de mise en service d'un volume important de contrats d'achat photovoltaïques, ainsi que par une augmentation du facteur de charge des installations éoliennes à terre, qui est resté relativement faible en 2025.

Par rapport à la mise à jour de la prévision pour 2026, les volumes augmentent (+ 4 %), portés par l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques soutenues, mais le coût d'achat demeure stable, car le tarif moyen des contrats d'achat diminue notamment à la suite de l'augmentation des volumes de nouveaux contrats dont le tarif est plus bas.

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 du 27 mars 2026²⁶.

Parmi les 98 entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles :

- 68 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 (estimé à partir des achats au tarif de cession déclarés pour l'année 2025) ;

²³ Le surcoût unitaire désigne le coût du soutien de l'Etat rapporté à l'énergie soutenue. En complément de rémunération, cela correspond aux montants de primes de complément de rémunération divisés par l'énergie soutenue.

²⁴ Soit 3 entreprises locales de distribution de moins que s'agissant des charges au titre de 2026.

²⁵ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

²⁶ Délibération de la CRE n°2025-114 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

- 30 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 rappel, le coût évité des organismes agréés (7 opérateurs, comme pour les charges au titre de 2026) est calculé de manière identique aux entreprises locales de distribution vendant l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros.

En application de la délibération du 27 mars 2026, un profilage est calculé en pondérant au pas horaire les prix de marché²⁷ par la production de certaines filières (éolienne et photovoltaïque en l'occurrence), sur un historique de 2 ans²⁸. Cela permet d'estimer les prix captés par ces filières. Ce profilage est ensuite appliqué aux prévisions de prix de marché, afin 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.

Ces prix sont détaillés dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché de référence mensuels et pondérés pour le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2027

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Prix pondéré photovoltaïque (€/MWh)
Janvier	115,55	94,97	115,46
Février	88,79	77,96	69,68
Mars	78,99	68,86	43,30
Avril	28,31	27,40	7,52
Mai	19,16	18,24	7,69
Juin	30,33	27,49	18,52
Juillet	44,52	38,29	31,53
Août	45,69	43,50	28,92
Septembre	35,56	26,30	21,92
Octobre	49,90	38,56	40,14
Novembre	65,06	53,75	52,85
Décembre	68,64	55,04	68,42

Au total, le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite au titre de 2027 est évalué à **192,5 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 27 mars 2026 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés.

²⁷ Moyennes mensuelles des prix spots.

²⁸ Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, conformément à la délibération du 27 mars 2026, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique défini chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE. La valeur retenue pour cet exercice est de 2 ans.

En 2027, la CRE retient les enchères qui porteront sur l'année de livraison (« AL ») 2026 de l'ancien mécanisme de capacité²⁹. Il convient de noter que l'AL 2026 au titre de l'ancien mécanisme de capacité s'achève au 31 mars 2026 et ne contient pas les mois de novembre et décembre.

Par ailleurs, la CRE retient les revenus issus de l'enchère portant sur la période de livraison (« PL ») 2026/2027 dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité³⁰. La CRE ne retient aucun revenu capacitaire associé à une période de livraison ultérieure, en considérant que ces derniers se matérialiseront seulement en 2028 ou ultérieurement.

Dans le cadre de leur déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2027, les opérateurs ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des niveaux de capacité certifiée pour l'AL 2026 et pour la PL 2026/2027, ainsi que les volumes engendrant des revenus en 2027 pour cette AL³¹ et cette PL³².

Tableau 12 : Volumes prévisionnels de garanties de capacité des entreprises locales de distribution et des organismes agréés pour les enchères organisées en 2027

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2026 et volume prévisionnel certifié en amont de l'enchère PL-1 portant sur la PL 2026-2027 (MW)	AL 2026	PL 2026-2027
	0,5	332,9

En application de la délibération de la CRE du 27 mars 2026 susmentionnée, le prix utilisé pour la PL 2026/2027 est la moyenne des prix des enchères portant sur l'année de livraison (AL) 2025³³ connus avant le 1^{er} juin 2026 dans le précédent mécanisme de capacité. Le prix retenu est ainsi de 13 190,9 €/MW pour la PL 2026/2027³⁴.

Les volumes de garanties de capacité relatives à l'AL 2026 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, au niveau de la moyenne arithmétique des prix des enchères qui ont eu lieu pour cette année de livraison³⁵, soit 4 401,1 €/MW.

Pour évaluer la valorisation des capacités certifiées à l'enchère PL-1 portant sur la PL 2026-2027, la CRE a retenu comme prix la moyenne des prix des enchères portant sur l'année de livraison (AL) 2025 dans l'ancien mécanisme de capacité, afin de retenir une année de livraison complète³⁶, soit 13 190,9 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité valorisées par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés est évalué à **4,4 M€** pour la prévision au titre de 2027.

1.2.4. Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2027

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 2027, pour 4,0 TWh de volume d'achat, à **393,7 M€** (590,6 M€ de coût d'achat, moins 192,5 M€ de coût évité énergie, moins 4,4 M€ de valorisation des garanties de capacité).

²⁹ Mécanisme de capacité portant sur les années de livraison antérieures au 31 mars 2026

³⁰ Mécanisme de capacité portant sur les périodes de livraison du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036

³¹ Revenus associés aux volumes vendus aux enchères se tenant en 2027

³² Revenus associés au versement de la rémunération des volumes vendus en 2026 lors de l'unique enchère relative à la PL2026/2027

³³ Dernière année de livraison complète de l'ancien mécanisme de capacité.

³⁴ Le prix d'équilibre de l'enchère du 6 juillet 2026 relative à la PL 2026/2027 s'établit au-dessus du prix plafond intermédiaire de 15 000 €/MW : le prix qui s'appliquera in fine dans le cadre de l'évaluation des charges constatées est donc de 15 000€/MW. Ce dernier montant, proche de l'estimation retenue, n'a cependant pas pu être pris en compte dans le cadre du présent exercice de calcul des CSPE (écart estimé de moins de 1 M€ sur le coût évité capacité de ces opérateurs au titre de 2027).

³⁵ La dernière enchère prise en compte est celle du 4 décembre 2025.

³⁶ La dernière enchère prise en compte est celle du 19 juin 2025.

Le surcoût d'achat des entreprises locales de distribution et des organismes agréés prévisionnel au titre de 2027 est en hausse de 12,4 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2025, qui s'élèvent à 381,3 M€ (+ 3 %). Cette augmentation prévisionnelle est principalement due à des volumes d'achat prévisionnels plus élevés que les volumes constatés en 2025 (+ 13 %), effet atténué par une augmentation plus limitée des coûts d'achat (+ 5 %) à la suite de mises en service d'installations dont les contrats d'achat bénéficient de tarifs plus faibles que les contrats anciens, et du coût évité (+ 5 %) à la suite d'une dégradation des prix de marché captés par les filières.

Le surcoût d'achat prévisionnel au titre de 2027 représente également une hausse de 6,0 M€ par rapport à la mise à jour du surcoût d'achat prévisionnel au titre de 2026.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 41 (section 7).

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 résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale au titre de 2027 s'élèvent à **8 979,2 M€**.

Ce bilan est présenté dans le 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 41.

Tableau 13 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale au titre de 2027, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2027	
Action 1	Eolien terrestre	698,4	643,5	58,2	4,6	1 404,6	8 378,5
	Eolien en mer	1 306,7	0,0	0,0	0,0	1 306,7	
	Solaire	3 855,1	479,8	236,9	7,3	4 579,2	
	Bio-énergies	767,0	43,5	44,7	0,0	855,1	
	Autres énergies	199,8	22,3	8,1	2,6	232,9	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	505,2	64,3	23,0	8,2	600,7	600,7
Total		7 332,2	1 253,3	371,0	22,7	8 979,2	

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 2020³⁷. Ce dernier 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 2021³⁸ 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 2023³⁹ 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 prévisionnelles au titre de 2027 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs et 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 transmettent à la CRE avant le 30 avril 2026 leur déclaration de charges prévisionnelles initiale au titre de 2027.

25 opérateurs⁴⁰ ont transmis à la CRE une déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2027.

2.1. Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2027

Le Tableau 14 ci-dessous détaille, s'agissant de la prévision au titre de 2027, le nombre d'installations injectant du biométhane soutenu via le régime de l'obligation d'achat, le volume global de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat global. Ces montants sont comparés avec ceux de la prévision mise à jour au titre de 2026.

Tableau 14 : Comparaison de la prévision au titre de 2027 et de la mise à jour de la prévision au titre de 2026 relativement au nombre d'installations soutenues injectant du biométhane, au volume global de biométhane acheté et au coût d'achat global

	Prévision au titre de 2027	Mise à jour de la prévision au titre de 2026
Nombre d'installations	1 032	912
Quantité (GWh PCS)	16 230	14 657
Coût d'achat (M€)	2 051,9	1 819,6

Le coût d'achat unitaire moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 126,4 €/MWh, soit une augmentation de +1,8 % par rapport au coût d'achat unitaire prévisionnel au titre de 2026 (124,1 €/MWh). Cette augmentation est cohérente avec l'hypothèse d'inflation moyenne considérée par les opérateurs pour prendre en compte l'indexation des tarifs prévue dans les contrats de soutien.

³⁷ 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

³⁸ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

³⁹ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

⁴⁰ Parmi ces 25 opérateurs, un opérateur a cependant transmis une déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2027 ne comportant aucun contrat d'achat et dont tous les montants renseignés étaient nuls.

2.2. Coûts évités prévisionnels au titre de 2027

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 27 mars 2026⁴¹, le coût évité prévisionnel est calculé pour chaque mois en considérant (i) le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz, tel que défini dans cette délibération, (ii) multiplié par le volume mensuel prévisionnel de biométhane acheté.

Le coût évité pour l'année 2027 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 31 mai 2026.

Tableau 15 : Références de prix de marché retenues pour le coût évité au titre de 2027, en €/MWh

Année 2026	Cotation	Poids du mois par rapport au trimestre ou au semestre	Prix de référence
Janvier	44,09	1,031	45,46
Février	44,09	0,961	42,35
Mars	44,09	1,008	44,46
Avril	34,66	1,017	35,25
Mai	34,66	0,968	33,54
Juin	34,66	1,015	35,18
Juillet	33,90	1,011	34,27
Août	33,90	1,121	38,01
Septembre	33,90	1,089	36,91
Octobre	32,69	0,960	31,39
Novembre	32,69	1,021	33,38
Décembre	32,69	1,165	38,10

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 37,36 €/MWh sur l'année 2027.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2027 s'élève à **605,0 M€**.

2.3. Surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2027

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 **1 446,8 M€** (2 051,9 M€ – 605,0 M€).

2.4. Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2027

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

⁴¹ Délibération de la CRE du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011⁴². Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine (GO).

Conformément à la méthodologie de valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté⁴³, la réversion du montant des garanties d'origine est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative⁴⁴. Pour les charges prévisionnelles au titre de l'année 2027, 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 au premier semestre de 2026. La valeur plancher normative des garanties d'origine s'élève donc à 16,64 €/GO pour les charges prévisionnelles au titre de 2027.

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **73,5 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Le niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges s'élève à 11,1 €/GO pour les charges prévisionnelles au titre de 2027 (8,7 €/GO pour les charges prévisionnelles au titre de 2026 et 7,0 €/GO pour les charges constatées au titre de 2025). Ce niveau moyen est inférieur à la valeur plancher normative de 16,64 €/GO du fait des contrats de vente de GO signés avant le 6 mai 2025, au titre desquels des GO devraient prévisionnellement faire l'objet de valorisations au cours de l'année 2027. Conformément à la méthodologie de calcul de la valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté susmentionnée, la valeur plancher normative ne s'applique pas à ces contrats et les ventes de GO qui y sont associées peuvent donc être réalisées à des niveaux de valorisation inférieurs. La CRE reste toutefois vigilante à ce que le niveau de valorisation déclaré de ces GO soit jugé cohérent avec les conditions de marché.

2.5. Charges prévisionnelles au titre de 2027

Les charges prévisionnelles au titre de 2027 s'élèvent à **1 373,3 M€** (2 051,9 M€ de coûts d'achats moins 605,0 M€ de coûts évités, moins 73,5 M€ correspondant à la valorisation des garanties d'origine). Ce montant est supérieur de 19 % par rapport au montant constaté en 2025 (1 151,4 M€) et de 24 % par rapport au montant mis à jour au titre de 2026 (1 109,8 M€). Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous, n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les acheteurs de biométhane, exposés dans la section 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 2025 et à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026 est précisée dans le Tableau 17.

⁴² 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

⁴³ Délibération de la CRE du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

⁴⁴ 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 : Prévission des charges au titre de 2027⁴⁵

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des GO venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2027 hors frais de gestion (€)
ALSEN	69 820 731	9 656 404	2 613 589	7 042 815	255 477	6 787 338
BARR ENERGIES	24 989 938	2 986 378	929 678	2 056 700	36 990	2 019 710
BCM Energy	40 870 000	6 069 518	1 526 831	4 542 687	30 299	4 512 388
CALEO	18 500 004	2 530 144	691 127	1 839 016	0	1 839 016
ekWateur	16 717 341	1 628 603	624 243	1 004 360	192 636	811 724
ENDESA ENERGIA	470 433 113	55 916 753	17 566 477	38 350 275	66 252	38 284 024
ENGIE SA	8 854 365 746	1 145 693 322	329 669 250	816 024 071	40 767 223	775 256 849
ÉS Énergies Strasbourg	134 747 639	17 217 611	4 987 313	12 230 299	1 030 884	11 199 415
GAZ DE PARIS SAS	248 805 383	28 704 896	9 297 774	19 407 122	1 885 617	17 521 505
GEG Sources d'Énergies	38 160 000	5 115 681	1 425 590	3 690 091	0	3 690 091
Nature Energy Green Sales A/S	185 807 293	19 695 573	6 928 510	12 767 063	0	12 767 063
OG CLEAN FUELS	62 780 000	8 574 505	2 345 424	6 229 080	0	6 229 080
PICOTY SAS	46 880 571	5 253 070	1 756 489	3 496 581	321 085	3 175 495
PLUM ENERGIE SAS	14 998 945	1 399 702	566 069	833 632	101 237	732 396
REDEO ENERGIES	581 487 725	77 281 617	21 721 233	55 560 384	3 676 703	51 883 682
SAS GAZ DE BORDEAUX	722 808 238	88 255 060	26 977 284	61 277 776	3 340 693	57 937 083
SAVE	3 482 426 012	435 911 960	130 021 896	305 890 064	14 060 687	291 829 377
SCIC Enercoop	0	0	0	0	0	0
SEGE - AIR LIQUIDE	272 169 281	30 920 378	10 164 476	20 755 903	638 014	20 117 889
SEML GEDIA	14 772 864	2 024 793	551 635	1 473 158	184 380	1 288 778
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	202 789 617	24 042 745	7 574 003	16 468 742	2 360 424	14 108 318
SVD 17 - DALKIA	361 160 221	41 486 401	13 491 053	27 995 347	3 463 575	24 531 772
TERREAL SAS	19 200 000	1 619 712	717 278	902 434	239 616	662 818
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	80 036 466	10 758 577	2 994 226	7 764 350	879 229	6 885 121
Total Gas & Power limited	265 200 000	29 118 264	9 907 403	19 210 861	0	19 210 861
TOTAL	16 229 927 128	2 051 861 666	605 048 852	1 446 812 814	73 531 019	1 373 281 794

Tableau 17 : Evolution des charges prévisionnelles au titre de 2027 par rapport aux charges constatées au titre de 2025 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2026

M€	Constaté 2025	Mise à jour prévisionnel 2026	Prévisionnel 2027
Surcoûts d'achat (M€)	1 193,6	1 164,1	1 446,8
Valorisation des garanties d'origine (M€)	41,5	54,3	73,5
Volume soutenu (TWh)	13,1	14,7	16,2
Charges (M€)	1 151,4⁴⁶	1 109,8	1 373,3

Les charges prévisionnelles au titre de 2027 sont en hausse par rapport aux charges constatées au titre de 2025 et par rapport à la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année 2026, principalement en raison de l'augmentation importante des volumes soutenus de 3,1 TWh (+ 23 %) entre 2025 et 2027. Cette hausse est légèrement atténuée par celle des références de prix de marché de gaz attendue entre 2025 et 2027 (+ 2 €/MWh). Celle-ci est cependant composée d'une hausse entre 2025 et 2026 (+ 9,1 €/MWh), puis d'une baisse entre 2026 et 2027 (-7,2 €/MWh).

L'augmentation des charges est également atténuée par la hausse de la réversion sur les garanties d'origine, induite par la croissance du volume de garanties d'origine valorisées faisant l'objet de cette réversion (+ 5 % entre 2025 et 2026 et + 6 % entre 2026 et 2027), ainsi que du niveau de valorisation

⁴⁵ 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, OG Clean Fuels, Nature Energy Green Sales et Total Gas & Power limited qui valorisent exclusivement leurs garanties d'origine sous forme de carburant pour véhicules. Par ailleurs, l'opérateur SCIC Enercoop a transféré au 1^{er} janvier 2026 son unique contrat d'achat à un autre.

⁴⁶ Les charges ne sont pas égales à la différence entre les surcoûts d'achat et la valorisation des GO pour le constaté 2025, car il faut également déduire pour un opérateur les indemnités de résiliations perçues en 2025 (voir l'annexe 3 de la présente délibération pour plus de détails).

moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges (+ 24 % entre 2025 et 2026 et + 28 % entre 2026 et 2027).

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 charges de production et d'achat d'électricité résultant des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones supportées dans les territoires mentionnés au 1° et a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux charges d'achat d'électricité supportées 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 charges 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 mentionné 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 L. 121-6 du code de l'énergie définit les modalités de compensation des charges de service public de l'énergie en ZNI. Celles-ci sont intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité, à l'exception des charges de service public de l'énergie relatives aux collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy qui sont inscrites au budget de l'Etat.

Par cohérence avec les années précédentes, la CRE a conservé la répartition des charges au titre de 2027 en deux catégories correspondant aux deux catégories « Transition énergétique » et « Mécanismes de solidarité » de la maquette budgétaire des années précédentes. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux catégories :

1. Transition énergétique :

- aux charges de production supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- aux charges d'achat d'électricité renouvelable supportées dans les territoires concernés par l'opérateur historique ;
- aux charges 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.

2. Mécanismes de solidarité :

- aux charges 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 ;
- aux charges 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 les opérateurs et non selon ces deux catégories. La ventilation entre ces deux catégories apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

3.1. Charges de production et d'achat supportées par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées

Cette section présente les charges de production et d'achat supportées par les fournisseurs historiques mentionnées au 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et au a) et c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Conformément au 2° du I et au II de l'article R. 121-27, les charges liées aux contrats d'achat en application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie correspondent à la différence entre « *le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause* » pour les contrats en obligation d'achat et « *le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux consommateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

Conformément au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, les charges supportés dans les ZNI en application du a) et c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie correspondent à la différence entre « *le coût normal et complet de l'installation de production considérée* » 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* ».

L'évaluation des charges de production et d'achat dans les ZNI implique le calcul des coûts de production et d'achat auxquels sont déduits les recettes de production résultant de la commercialisation au tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE) de l'électricité produite.

Coûts de production

Les coûts de production correspondent aux coûts supportés par les fournisseurs d'électricité pour la production d'électricité des installations qu'ils exploitent. Le a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie précise que ces coûts résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature des zones interconnectées.

Les coûts de production retenus doivent :

- tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, de la qualité de la gestion du parc de production ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI ;
- être retraités de certaines recettes non tarifaires perçues par les opérateurs, évaluées sur la base de leur déclaration.

En outre, une partie des clients bénéficient du tarif préférentiel d'achat d'électricité inférieur au tarif réglementé de vente qui peut être accordé aux clients agents actifs ou inactifs de l'opérateur et aux CCAS⁴⁷. Ce tarif préférentiel correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de

⁴⁷ Caisse Centrale d'Activités Sociales

production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif préférentiel au personnel actif et inactif de l'entité production.

Coûts d'achat

Les coûts d'achat résultent des contrats d'achat de l'électricité supportés pour l'électricité que le fournisseur achète.

Les coûts d'achat retenus se répartissent en deux catégories :

- les coûts d'achat des contrats d'obligation d'achat conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires, aux tarifs prévus par lesdits arrêtés ainsi que ceux conclus à l'issue d'appels d'offres, aux prix proposés dans les offres en application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- les coûts d'achat des contrats de gré à gré, correspondant au coût normal et complet *évalué ex ante* par la CRE en application du a) et du c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Ces coûts résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature des zones interconnectés

Recettes de production

Les **recettes brutes de production** issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité des opérateurs. Elles s'obtiennent en retranchant du **chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente réglementés**, celles liées à la **distribution** et à la **gestion de la clientèle**. En outre, les recettes déclarées par les opérateurs ne résultent pas de l'application stricte à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI des tarifs réglementés de vente d'électricité. En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par les opérateurs, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du tarif préférentiel mentionné *supra*. En conséquence, les recettes déclarées par les opérateurs doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que les entreprises auraient perçu auprès de leurs clients bénéficiant de ce tarif préférentiel si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

Les recettes de production totales sont obtenues en multipliant par la quote-part des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le fournisseur et en y ajoutant les recettes correspondant à la vente de services système sur sa production propre et la compensation de l'ensemble des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau). Ces recettes sont affectées au calcul des charges de production des fournisseurs pour les installations qu'ils exploitent.

La Part Production du Tarif de Vente (PPTV) est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système. La PPTV est utilisée pour le calcul des charges d'achat en multipliant par le volume d'achat facturé au titre de l'année 2025, retraité des pertes associées.

* * *

Les trois sections suivantes détaillent le calcul des charges de production et d'achat prévisionnelles au titre de 2027 sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement pour EDF, EDM et EEWf.

3.1.1. Charges de production et d'achat prévues par EDF au titre de 2027

Les hypothèses de production totale injectée sur le réseau pour chacun des territoires sont issues d'une actualisation des scénarios Azur du Bilan prévisionnel 2024⁴⁸.

En 2027, la consommation prévisionnelle d'électricité dans les territoires opérés par EDF SEI s'élève **9 323,4 GWh** soit une augmentation de **428,4 GWh** (+ 4,8 %) par rapport au constaté 2025. Cette hausse est principalement portée par la Corse et La Réunion.

La production totale d'électricité suit cette tendance haussière (**+ 665,6 GWh**, + 6,8%). En conséquence, les actifs d'EDF SEI, dont la part de production dans le mix électrique est comparable entre 2025 et

⁴⁸ Ces scénarios sont fondés sur une transition énergétique soutenue et équilibrée, une électrification progressive des parcs de véhicules ainsi que des dynamiques économiques et démographiques favorables. Ces scénarios sont plus conservateurs que leur alternative Émeraude.

2027, augmentent ainsi leur production de (+ 5,5 %). Les volumes d'achats augmentent de + 6,4 % par rapport au bilan électrique 2025, sous l'effet combiné de l'augmentation de la demande et de la hausse de la part des achats dans le mix électrique.

3.1.1.1. Recettes de production

Tableau 18 : Mise à jour des recettes de production renouvelable dans les ZNI prévues par EDF au titre de 2027

M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Iles bretonnes	2027 prév	2025	Evolution	
												en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	324,9	233,0	27,7	21,1	123,7	217,4	466,2	8,0	1,7	1 423,7	1 453,8	-	30,2
Recettes réseau	145,8	97,7	10,8	7,4	47,2	86,9	186,8	3,3	0,8	586,6	539,7	-	46,9
Recettes gestion de la clientèle	9,0	12,7	1,0	0,4	8,9	12,4	19,0	0,2	0,0	63,7	61,2	-	2,5
Recettes brutes de production	170,1	122,6	15,8	13,3	67,6	118,1	260,4	4,5	0,9	773,4	852,9	-	79,5
Part des recettes à considérer	48,6	2,0	10,7	12,2	41,1	27,1	35,4	4,5	0,8	182,5	199,8	-	17,3
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	25,4	19,8	1,4	1,1	11,4	13,1	24,8	0,3	0,1	97,3	91,2	-	6,2
Recettes de production totales	74,1	21,8	12,1	13,3	52,6	40,2	60,2	4,8	0,9	279,8	290,9	-	11,1
Part production du tarif de vente (€/MWh) - PPTV	77,7	84,1	89,0	92,7	80,1	87,6	86,8	84,9	95,2	83,9	96,8		

Les recettes brutes de production s'élèvent à **773,4 M€** en 2027, contre **852,9 M€** pour 2025 (cf. Tableau 18). La baisse résulte d'une part de la réduction du chiffre d'affaires estimée par EDF et d'autre part d'une augmentation de la part des recettes relatives à l'acheminement par l'effet année pleine du mouvement tarifaire d'août 2025, renforcé par des hypothèses haussières en août 2026 (+ 3,6 %) et en août 2027 (+ 2,1 %). En conséquence les PPTV diminuent par rapport à 2027 (- 13,4 %).

Les recettes de production totales à affecter aux charges de production d'EDF SEI sont en baisse (- 11,1 M€, soit - 4%).

3.1.1.2. Charges de production

Coûts de production prévisionnels d'EDF

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2027, à **196,4 M€** pour la production à partir d'énergie renouvelable (catégorie Transition énergétique) et **606,6 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles (catégorie Mécanisme de solidarité), soit un total de **802,9 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 19 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 dans le Tableau 20.

Tableau 19 : Coûts de production dans les ZNI prévus par EDF au titre de 2027

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Iles bretonnes	2027 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	35,3	3,1	3,9	3,3	24,7	8,4	18,2	4,4	0,7	101,9
	Amortissements	20,2	2,3	2,7	2,3	15,4	7,5	11,2	3,4	1,0	66,0
	Impôts et taxes	8,8	0,6	2,0	0,1	29,4	3,9	9,4	0,3	0,0	54,5
	Frais de personnel	15,2	1,4	2,8	3,4	16,5	9,3	6,0	4,3	0,0	58,9
	Charges externes	12,8	4,9	2,3	2,8	21,4	13,8	5,8	3,0	0,4	67,2
	Frais de structure, de siège	28,9	4,9	11,1	19,3	23,5	21,9	38,2	0,7	0,1	148,7
Coûts variables	Combustibles	62,1	14,3	21,9	23,8	33,6	44,6	1,3	15,2	3,1	219,8
	Quotas de CO2	19,7	2,5	6,5	0,0	9,6	17,1	0,4	2,9	0,0	58,5
	Autres achats	6,7	0,4	0,7	2,0	4,8	10,1	0,6	2,1	0,3	27,5
Coût total		209,6	34,3	53,9	56,9	178,9	136,6	91,0	36,2	5,5	802,9

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Le Tableau 20 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2025.

Tableau 20 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI supportés par EDF au titre de 2027 par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanisme de solidarité			
		2027 prév	2025	Evolution		2027 prév	2025	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	66,8	66,0	0,8	1,2%	35,1	34,7	0,4	1,1%
	Amortissements	28,9	27,2	1,6	6,0%	37,1	59,2	-22,1	-37,3%
	Impôts et taxes	25,5	24,4	1,1	4,4%	29,0	34,6	-5,6	-16,2%
	Frais de personnel	12,6	11,9	0,7	5,8%	46,2	44,5	1,7	3,9%
	Charges externes	10,0	9,9	0,1	1,0%	57,2	63,0	-5,7	-9,1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	51,2	40,5	10,6	26,2%	96,9	75,3	21,6	28,7%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	219,8	278,1	-58,4	-21,0%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	58,5	72,0	-13,5	-18,7%
	Autres achats	1,0	1,0	0,0	4,0%	26,5	24,4	2,1	8,5%
Coût total		196,0	181,0	15,0	8%	606,4	685,9	-79,5	-12%

Au total, les coûts prévisionnels de production d'EDF SEI au titre de 2027 dans les ZNI baissent par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 (- 64,0 M€, soit - 7 %).

Le poste des frais de structure, de siège et de prestations externes augmente de 32,8 M€⁴⁹. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de volume de CEE achetés entre 2025 et 2027, sous l'effet d'une augmentation des obligations d'EDF SEI sur la sixième période des CEE.

La production renouvelable (catégorie « Transition énergétique » dans les tableaux) est en forte hausse (+ 23 %), notamment avec la remise en service de la centrale de Rivière de l'Est à La Réunion. Avec l'effet supplémentaire des coûts d'achat CEE, les coûts prévisionnels de production renouvelable au titre de 2027 augmentent de 15,0 M€.

Pour la production fossile (catégorie « Mécanisme de solidarité » dans les tableaux), les coûts prévisionnels pour 2026 sont en baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 - 79,5 M€, soit - 12 %). Cette diminution est essentiellement portée par une baisse du coût d'achat du combustibles (- 58,4 M€) qui résulte d'un effet combiné d'une hypothèse de baisse du prix des combustibles (- 11 %) et d'une baisse anticipée de la production fossile d'EDF SEI (- 9,1 %) avec le déclassement de la centrale Dégrad des Cannes en Guyane. L'effet volume sur les combustibles se traduit par une baisse des émissions de CO₂ (-9%). À cet effet volume s'ajoute un effet prix indépendant, lié à l'anticipation d'une légère diminution du prix de la tonne de CO₂ (-3 %), renforçant ainsi la baisse du poste « Quotas de CO₂ » (- 13,5 M€). Par ailleurs, cet effet volume affecte également le poste « Impôts et taxes » (- 5,6 M€). Ces baisses sont partiellement compensées par la hausse du poste « Frais de structure, de siège et prestations externes », sous les effets cumulés des achats de CEE et d'une augmentation des coûts de support.

Recettes de production totales et charges prévues par EDF

Tableau 21 : Comparaison des charges de production supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2025 et prévisionnels mis à jour au titre de 2027

Total M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Îles bretonnes	2027 prév	Rappel 2025	Evolution	
												en M€	en %
Coûts de production	209,6	34,3	53,9	56,9	178,9	136,6	91,0	36,2	5,5	802,9	866,9	-64,0	-7%
Recettes de production totales	74,1	21,8	12,1	13,3	52,6	40,2	60,2	4,8	0,9	279,8	290,9	-11,1	-4%
Charges de production	135,5	12,5	41,8	43,6	126,3	96,4	30,9	31,4	4,6	523,1	576,0	-52,9	-9%

Les recettes de production nettes précédemment calculées (cf. 3.1.1.1) sont réparties entre « Transition énergétique » et « Mécanisme de solidarité » au prorata des prévisions de productions renouvelables (52,5 %) et fossiles (47,5 %) respectives.

Les coûts et recettes de production étant de **802,9 M€** et **279,8 M€** respectivement, les charges de production supportées par EDF SEI au titre de l'année 2025 s'élèvent à **523,1 M€**, réparties entre les catégories « *Transition Énergétique* » (56,0 M€) et « *Mécanismes de solidarité* » (467,1 M€).

Ces charges de production sont en baisse de - **52,9 M€** par rapport à 2025 (- 9 %), sous l'effet d'une baisse des coûts de production (- 64,0 M€, soit 7 %), partiellement compensée par la diminution des recettes de production nettes (-11,1 M€, soit - 4 %).

⁴⁹ Ces coûts d'achats sont ventilés entre les territoires au prorata du nombre de clients puis entre les catégories « Transition énergétique » et « Mécanisme de solidarité » au prorata des production renouvelables et fossiles.

3.1.1.3. Charges d'achat

Coûts prévisionnels d'achat

Les quantités et coûts d'achats prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2027 sont présentés dans le Tableau 22. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 3 219,6 M€ au titre de 2027.

Tableau 22 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2027

	Corse		Guadeloupe		St Martin		St Barthélemy		Guyane		Martinique		Réunion		Îles Bretonnes	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Achats OA	375,3	123,5	304,1	91,5	0,8	0,3	10,5	4,3	135,5	30,1	298,8	97,1	503,7	218,6	0,5	0,08
Achats Gré à Gré	1 434,6	312,4	1 376,6	470,9	62,0	27,8	2,2	2,1	256,0	408,4	864,7	324,4	2 358,8	1 107,8	0,5	0,11
Total	1 809,9	435,9	1 680,7	562,4	62,8	28,2	12,7	6,4	391,6	438,5	1 163,5	421,5	2 862,5	1 326,5	1,0	0,20
Constaté 2025	1 560,9	427,4	1 560,4	525,5	82,5	48,7	6,0	2,6	205,9	102,5	1 131,8	382,7	2 714,8	1 249,3	0,2	0,04
Evolution 2025 - 2027	16,0%	2,0%	7,7%	7,0%	-23,9%	-42,2%	111,3%	149,5%	90,2%	328,0%	2,8%	10,1%	5,4%	6,2%	377,1%	443,2%

	Total		Evolution 2025 - 2027			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Achats OA	1 629,2	565,7	521,7	194,0	47%	52%
Achats Gré à Gré	6 355,5	2 653,9	200,5	286,9	3,3%	12%
Total	7 984,7	3 219,6	722,2	480,8	9,9%	17,6%
Constaté 2025	7 262,6	2 738,8				

	Toutes ZNI		Evolution 2025 - 2027			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Thermique	2 189,7	786,6	-327,2	-173,9	-13%	-18%
Biomasse*	2 795,2	1 675,2	28,5	395,9	1%	31%
Eolien	367,7	82,5	164,7	38,7	81%	88%
Hydraulique	86,6	7,8	8,1	-0,2	10%	-2%
Incinération / biogaz	294,5	66,1	228,4	56,4	345%	584%
Photovoltaïque	1 251,0	485,3	388,9	161,5	45%	50%
Autres**	1 000,0	116,2	230,8	2,4	30%	2%
Total	7 984,7	3 219,6	722,2	480,8	9,9%	17,6%

* Biomasse solide et liquide

** Géothermie, hydrogène et interconnexion (la Corse dispose de deux liaisons électriques avec l'Italie continentale et la Sardaigne : SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) et SARCO (Sardaigne-Corse))

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2025

Les volumes d'achats prévus pour 2027 sont en hausse de 9,9 % par rapport à ceux déclarés au titre du constaté 2025. Les coûts d'achat augmentent de 17,6 %. Cette augmentation résulte en partie de la hausse prévisionnelle de la consommation par rapport à 2025, ainsi que du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2025 et 2027 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérés :

- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 13 %), en raison d'un moindre appel de ces centrales grâce au développement des énergies renouvelables non pilotables et d'installations fonctionnant à la biomasse (converties ou tout juste mises en service). Le coût d'achat associé devrait suivre la même tendance (- 18 %). Il n'y a toutefois pas de nouveaux transferts de coûts de la catégorie « *Mécanisme de solidarité* » vers « *Transition énergétique* » en 2027, puisqu'aucune conversion n'est prévue à cet horizon.
- De la même manière, les volumes de la filière bioliquide (intégrée à la catégorie *Biomasse* sur le Tableau 22) sont en baisse (- 15 %) par rapport à 2025, malgré la mise en service de la centrale bioliquide du Larivot en Guyane, qui intégrera pleinement le système électrique à partir du mois du mars 2027. Les coûts de la filière augmentent toutefois de 27 %, en raison de la prise en compte des surcoûts rencontrés par la centrale du Larivot. Les volumes de la filière biomasse solide devraient quant à eux croître (+ 13 %), accompagnés par une forte hausse des coûts (+ 34 %) résultant notamment du versement d'importantes primes fixes consécutives à la mise en service de la centrale de Sinnamary en Guyane.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2027 par rapport à 2025 (+ 45 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations. La hausse en volume s'accompagne d'une hausse des coûts d'achat (+ 50 %), portée par le soutien à l'autoconsommation par l'arrêté « S24 », qui passe par le versement d'une prime à l'investissement.

- Les prévisions 2027 intègrent, en outre, une hausse importante de la production éolienne (+ 81 %) avec la mise en service d'installations, neuves ou ayant fait l'objet d'un *repowering*, en Guadeloupe et en Martinique.
- Une hausse de la production hydraulique est attendue (+ 10 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale considérée en Corse, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2025, et stable pour les autres territoires disposant de centrales hydroélectriques sous contrat d'obligation d'achat. Les coûts restent relativement stables (- 2 %).
- Les volumes de la filière incinération / biogaz augmentent fortement (+ 345 %) en raison de la mise en service de nouvelles installations à la Réunion (SBEV, Ileva et Bois Rouge). Cette hausse en volume s'accompagne d'une augmentation des coûts d'achat encore plus forte (+ 584 %) causée par la compensation des investissements de ces nouvelles installations.
- Les volumes de la filière géothermie (intégrée à la catégorie *Autres*) devraient plus que doubler (+ 108 %) en raison de la mise en service du nouveau puits B1 Bis en 2026 dans la centrale de Bouillante en Guadeloupe. Une hausse des coûts de 78 % accompagne cette hausse de volume.
- Les imports via les liaisons reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne (intégrés à la catégorie *Autres*) devraient atteindre un volume d'injection supérieur à celui constaté en 2025 (+ 21 %). La baisse de prix de marché à terme observés pour l'année 2027 sur le continent européen compense l'effet volume et engendre une diminution des coûts d'achat de - 25 %.
- Les premiers volumes d'électricité produits à partir d'hydrogène (intégrés à la filière *Autres*) seront injectés dans le réseau guyanais en 2027, en raison de la mise en service de l'installation CEOG.

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 (cf. 3.1.1.1). Le coût évité s'élève à **597,8 M€** comme détaillé dans le Tableau 23.

Malgré la hausse des volumes achetés, le coût évité est en baisse par rapport à celui constaté en 2025 (- 7 %, soit - 43 M€) en raison de la baisse anticipée par l'opérateur des PPTV des différents territoires, conséquence d'une diminution de production brute d'EDF.

Coûts évités et charges évitées prévisionnels

Tableau 23 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2027

	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	iles bretonnes	2027
Coût d'achat (M€)	435,9	562,4	28,2	6,4	438,5	421,5	1 326,5	0,0	0,20	3 219,6
Quantités achetées (GWh)	1 809,9	1 680,7	62,8	12,7	391,6	1 163,5	2 862,5	0,0	1,01	7 984,7
Taux de pertes (%)	12,6%	13,7%	7,5%	6,8%	13,8%	9,7%	6,5%	5,2%	4,7%	—
Quantités achetées et consommées (GWh)	1 581,5	1 449,8	58,1	11,9	337,5	1 050,9	2 619,7	0,0	0,96	7 110,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	77,72	84,12	89,00	92,70	80,06	87,61	86,84	84,89	95,23	—
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	122,9	122,0	5,2	1,1	27,0	92,1	227,5	0,00	0,09	597,8
Charges (M€)	313,0	440,5	23,0	5,3	411,5	329,5	1 099,0	0,0	0,10	2 621,8

Les charges prévisionnelles d'EDF résultant des contrats d'achat en 2027 s'élèvent à **2 621,8 M€** dans les ZNI (3 219,6 M€ de coût d'achat et – 597,8 M€ de coût évité). L'effet combiné de la hausse des coûts d'achats (+ 481 M€) et de la baisse des coûts évités (- 43 M€) entraîne une hausse importante des charges en comparaison avec l'année 2025 (+ 524 M€). Couplés à la baisse importante des coûts évités, la mise en service de nouvelles installations (biomasse, biogaz et incinération) et le développement des énergies renouvelables non pilotables entraînent une augmentation des charges imputées à la catégorie Transition énergétique (+ 50,7 %) et une baisse des charges imputées à la catégorie Mécanismes de solidarité (- 18,1 %), portée par la conversion à la biomasse de la centrale du Moule en Guadeloupe fin 2025 et début 2026, signant la fin de la production d'électricité à partir de charbon en ZNI.

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 :

- 1 979,6 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique » ;
- 642,2 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts d'achat supportés par EDF est présentée dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Charges d'achat prévisionnelles d'EDF dans les ZNI au titre de 2027

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2027	Evolution 2025 - 2027
Coût d'achat	435,9	562,4	28,2	6,4	438,5	421,5	1 326,5	0,0	0,20	3 219,6	17,6%
Coût évité	122,9	122,0	5,2	1,1	27,0	92,1	227,5	0,0	0,09	597,8	-6,7%
Charges	313,0	440,5	23,0	5,3	411,5	329,5	1 099,0	0,0	0,10	2 621,8	25,0%
Transition Énergétique OA	98,0	69,5	0,3	3,4	20,7	73,5	178,6	0,0	0,04	444,1	61,1%
Transition Énergétique gré à gré	2,6	168,7	0,0	0,0	385,7	72,8	905,5	0,0	0,06	1535,5	47,9%
Mécanismes de solidarité	212,3	202,3	22,7	1,9	5,0	183,2	14,9	0,0	0,00	642,2	-18,1%

3.1.2. Charges de production prévues par EDM pour 2027

EDM retient une hypothèse de consommation de 445 GWh en 2027, en forte hausse par rapport à 2025 (+ 14,5 %), justifiée par le caractère exceptionnel de l'année 2025 qui a été fortement impactée par les conséquences du cyclone Chido. L'hypothèse d'évolution 2026-2027 retenue par EDM (+ 4,5 %) est cohérente avec la hausse tendancielle de consommation observée à Mayotte depuis 2020 (+ 4 %/an en moyenne).

La hausse de la production nécessaire pour couvrir cette consommation (+ 57 GWh par rapport à 2025) est assurée d'une part par une hausse de la production injectée d'EDM (+ 31 GWh, soit + 7,5 % par rapport à 2025) et d'autre part par la hausse des achats d'électricité aux producteurs tiers (+ 21 GWh, soit + 117 %), sous l'effet des reconnections de centrales photovoltaïques « post-Chido » et de la reprise du développement sur le territoire. Le taux de production d'EDM prévisionnel pour 2027 s'établit à 90 %, en baisse par rapport à 2025 (95 %).

3.1.2.1. Recettes de production

Les recettes de production⁵⁰ prévisionnelles pour 2027 s'élèvent pour EDM à **38,9 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2027 par rapport aux recettes constatées au titre de 2025

en M€	2027	2025	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	69,5	61,1	8,4	14%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,6	0,3	0,3	94%
Chiffre d'affaires total à considérer	70,2	61,5	8,7	14%
(-) Recettes de distribution	27,9	23,1	4,8	21%
(-) Recettes de gestion clientèle	3,4	3,0	0,4	13%
Recettes brutes de production	38,8	35,3	3,5	10%
Part des recettes à considérer	35,0	33,5	1,5	4%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	3,9	4,0	-0,1	-3%
Recettes de production totales	38,9	37,6	1,4	4%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	88,2	91,9	-3,7	-4%

Les recettes de production sont en hausse de 4 % (+ 1,4 M€) par rapport à celles constatées en 2025. Cette évolution est principalement liée à la hausse de la production anticipée par EDM sur l'année 2027, qui n'est que partiellement compensée par les baisses des TRV de février et août 2025, puis de février 2026 et par l'hypothèse de stabilité retenue par EDM sur l'année 2027.

Ces évolutions des tarifs réglementés conduisent à une baisse de la PPTV prévisionnelle, estimée à 88,2 €/MWh en 2027 (- 4 % par rapport à l'année 2025).

⁵⁰ 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 de la part production des recettes de gestion de la clientèle (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle) et majoré 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.

3.1.2.2. Charges de production

Les coûts de production prévisionnels s'élèvent pour 2027 à **210,4 M€**, dont 59 % couvrent les achats de combustibles (124 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 sont présentées dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Evolution des coûts de production prévisionnels prévus par EDM pour 2027 par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts retenus	2027	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	123,9	97,7	26,1	27%
	Personnel, charges externes et autres achats	43,2	32,7	10,5	32%
	Impôts et taxes	0,7	0,1	0,7	800%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	21,7	20,2	1,5	7%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,7	12,1	-0,3	-3%
	Amortissements	8,4	5,8	2,6	44%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	1,8	-1,1	-58%
Coût total		210,4	170,4	40,0	23%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Les coûts de production prévisionnels pour 2027 sont en hausse de 40 M€ par rapport aux coûts constatés pour 2025.

Au-delà de l'effet volume résultant de la hausse de production prévue par EDM (+ 7,5 %), cette évolution s'explique en premier lieu par la hausse des coûts d'achats unitaires du combustible (+ 16,5 %), cohérente avec la hausse des prix de marché observée depuis 2026. EDM anticipe une relative stabilité du prix des quotas CO₂, la hausse sur ce poste s'expliquant directement par la hausse de la production des centrales (+ 7 %).

La hausse du poste « Amortissements » est liée à une valeur anormalement basse pour l'année 2025, due à la reprise des montants précédemment provisionnés par EDM pour le démantèlement de ces actifs (2,6 M€), lesquels lui seront compensés après analyse de la CRE lors du démantèlement effectif des centrales.

Enfin, les coûts du poste « Personnel, charges externes et autres achats » sont en forte hausse (+ 10,5 M€) sous l'effet principal :

- d'une forte hausse du poste « Pièces de centrale » liée à de nombreuses maintenances anticipées sur l'année 2026 (+ 5,2 M€) ;
- d'une démarche de recrutement volontariste pour couvrir les postes identifiés comme vacants (sans création de poste) engendrant une hausse des frais de personnel de (+ 3,2 M€).

Les coûts de production prévisionnels pour 2027 sont ainsi en hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2025 (+ 23 %).

Recettes de production totales et charges supportées par EDM

Les coûts et les recettes de production totales prévisionnelles retenus par la CRE s'élevant respectivement à **210,4 M€** et **38,9 M€**, les charges de production prévisionnelles pour 2027 sont évaluées pour EDM à **171,5 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

Ces charges de production sont en hausse de 38,6 M€ par rapport à ceux constatés en 2025 (+ 29 %), dont 40,0 M€ liés à la hausse des coûts de production, notamment liées aux prévisions de coûts de combustible, et -1,4 M€ liés à la hausse des recettes de production d'EDM.

3.1.2.3. Charges d'achat

Les volumes prévisionnels d'achat pour 2027 sont entièrement dus aux installations photovoltaïques. ; et représentent **43,3 GWh**, pour un coût total de **12,6 M€** (cf. Tableau 27).

Tableau 27 : Coûts d'achat, coûts évités et charges prévisionnelles d'EDM pour les contrats d'achat au titre de 2027 et évolutions par rapport à ceux constatés en 2025

	2027	2025	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	12,6	5,6	7,1	127%
Quantités achetées (GWh)	43,3	18,2	25,1	138%
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,3%</i>	<i>9,4%</i>	0,0	-11%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	39,7	16,5	23,2	141%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>88,2</i>	<i>91,9</i>	-3,7	-4%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	3,5	1,5	2,0	131%
Charges liées aux contrats d'achat (M€)	9,1	4,1	5,1	125%

⁽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.

La progression du coût d'achat par rapport à 2025 (+ 127 %) est légèrement moins importante que la progression des quantités achetées (+ 138 %), indiquant une baisse progressive des coûts des nouvelles installations photovoltaïques.

Le coût évité par les contrats d'achat d'EDM est calculé en valorisant ce volume prévisionnel à la PPTV, estimée à 88,2 €/MWh. Ce coût évité est évalué à **3,5 M€**, en hausse de 131 % par rapport à 2025, la forte hausse des volumes compensant largement la baisse de la PPTV.

Les charges prévisionnelles résultant des contrats d'achat d'EDM en 2027 s'élèvent à **9,1 M€** (12,6 M€ - 3,5 M€), en hausse de 5,1 M€ par rapport à 2025 (+ 125 %) sous l'effet combiné d'une baisse de la PPTV et d'une hausse des volumes achetés. La totalité de ces contrats portant sur des installations photovoltaïques, ces charges relèvent entièrement de la catégorie « Transition énergétique ».

3.1.3. Charges de production et d'achats prévues pour EEWf pour 2027

EEWF retient une hypothèse de consommation de 31 GWh pour 2027, en forte hausse par rapport à 2025 (+ 9 %), mais relativement stable par rapport à l'hypothèse retenue pour 2026.

La production électrique des centrales historiques d'EEWF (centrales thermiques de Wallis et de Futuna, centrale hydraulique de Futuna et PV antérieur à la péréquation tarifaire) diminue fortement par rapport à 2025 (- 27 %), sous l'effet des mises en service de producteurs photovoltaïques anticipées en 2027. Le taux de production prévisionnel des actifs historiques d'EEWF s'établit à 60 % en 2027 (contre 89 % en 2025).

3.1.3.1. Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles d'EEWF⁵¹ pour 2027 s'élèvent à **1,7 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 28.

La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité produits par EEWf.

⁵¹ Comme pour EDM, les recettes de production d'EEWF sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et de la part production des recettes de gestion de la clientèle et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 28 : Evolution des recettes de production prévues par EEWf pour 2027 par rapport aux recettes constatées au titre de 2025

M€	2027	2025	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,3	4,6	-0,3	-7%
(-) Recettes de distribution	1,6	1,6	0,0	-1%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	-6%
Recettes brutes de production	2,5	2,7	-0,3	-10%
(x) taux de production de EEWf	60,1%	89,0%		-29%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,23	0,26	0,0	-12%
Recettes de production totales⁽¹⁾	1,7	2,7	-1,0	-37%
Recettes de production - Transition Energétique	0,1	0,1	0,0	-37%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	1,6	2,6	-0,9	-37%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	80,2	97,5		

La baisse des recettes de production par rapport à 2025 s'explique en premier lieu par les baisses de TRV constatées en février et août 2025, ainsi qu'en février 2026, par l'hypothèse de stabilité retenue par EEWf sur le niveau prévisionnel des TRV en 2027. Ces évolutions des TRV induisent une baisse de la PPTV, estimée à 80,2 €/MWh en 2027.

La baisse du volume de production assuré par EEWf s'ajoute à cet effet et induit une baisse des recettes de production totales de 37 % par rapport à 2025.

3.1.3.2. Charges de production

Pour 2027, les coûts de production prévisionnels d'EEWF s'élèvent à **12,8 M€**, répartis entre **0,1 M€** de coûts de production renouvelable⁵² et **12,7 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 9,7 M€ au titre des combustibles). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 sont présentées dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Evolution des coûts prévus par EEWf pour 2027 par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2027	2025	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,7	0,02	0,7	0,6	0,1	25%
	Amortissements	0,4	-	0,4	0,3	0,1	40%
	Impôts et taxes	-	-	-	-	-	-
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,2	0,04	1,2	1,2	0,1	5%
	Fonctions support	0,6	0,02	0,7	0,6	0,03	5%
Coûts variables	Combustibles	9,7	-	9,7	9,1	0,6	7%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		12,7	0,1	12,8	11,8	1,0	8%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Les coûts prévisionnels pour 2027 sont en hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 (+ 1,0 M€, soit + 8 %), malgré la forte baisse du volume produit par EEWf (- 7 GWh). Cette évolution est principalement liée à l'évolution du coût d'achat unitaire du combustible anticipé par EEWf pour l'année 2027 (+ 48 % par rapport à 2025), estimée sur la base des coûts constatés sur le marché des combustibles, en tenant compte du décalage avec lequel ils sont reflétés dans le tarif administré en place à Wallis-et-Futuna. Cet effet coût unitaire est presque intégralement compensé par la forte baisse de la production thermique, et conduit à une hausse du poste « Combustibles » bien plus faible (+ 7 %).

⁵² 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.

Les postes « Amortissements » (+ 0,1 M€) et « Rémunération » (+ 0,1 M€) augmentent à la suite d'investissement de modernisations des centrales thermiques opérés par EEWf depuis 2025.

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **12,8 M€** et **11,6 M€**, les charges de production prévisionnelles pour EEWf au titre de l'année 2027 sont évaluées à **11,1 M€**. Elles se décomposent en **0,01 M€** de charges imputables à la catégorie « Transition énergétique » et **11,1 M€** de charges imputables à la catégorie « Mécanisme de solidarité ».

Ces charges de production sont en hausse de 2 M€ par rapport à ceux constatés en 2025 (+ 21 %), dont 0,9 M€ liés à la baisse des recettes de production et 1,1 M€ liés à la hausse des coûts de production d'EEWF sous l'effet d'une hausse du prix administré du combustible.

3.1.3.3. Charges d'achat

Les volumes prévisionnels d'achat s'élèvent à 13,4 GWh en 2027, pour un coût total de **2,3 M€** (cf. Tableau 30).

Tableau 30 : Coûts d'achat, coûts évités et charges prévisionnelles liées aux contrats d'achat d'EEWF au titre de 2027 et évolutions par rapport à 2025

	2027	2025	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	2,3	0,1	2,2	3574%
Quantités achetées (GWh)	13,4	3,4	10,0	296%
Taux de pertes	7,3%	7,8%	-	6,8%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	12,4	3,1	9,3	298%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	80,2	97,5	-17,3	-18%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,0	0,3	0,7	225%
Surcoûts d'achat (M€)	1,3	0,4	0,9	231%

⁽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.

Par rapport à 2025, les fortes hausses, tant en volume qu'en coût d'achat, s'expliquent par la mise en service d'installations en autoconsommation au titre de l'arrêté tarifaire S24, par le raccordement de trois fermes PV sur lesquelles la CRE a délibéré en 2023 pour une puissance totale de 2,5 MWc, et par les prévisions de raccordement de nouveaux projets effectués par EEWf.

Le coût évité par ces contrats d'achat, obtenu en valorisant l'électricité achetée et consommée à la PPTV estimée à 80,2 €/MWh, est évalué à **1,0 M€** comme détaillé dans le Tableau 30. Le coût évité progresse de 225 % par rapport à 2025 sous l'effet de la forte hausse des volumes achetés, qui compense la baisse de PPTV observée sur la période.

Les charges prévisionnelles résultant des contrats d'achat d'EEWF en 2027 s'élèvent donc à **1,3 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, elles relèvent en totalité de la catégorie « Transition énergétique ».

3.2. Charges liées 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 service public de l'énergie 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 et 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 2024⁵³ qui remplace la délibération du 12 janvier 2023⁵⁴. 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.

3.2.1. Charges liées aux contrats de stockage prévues par EDF dans les ZNI au titre de 2026

3.2.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les quantités brutes d'électricité injectée par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI en 2027 sont présentés dans le Tableau 31. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **3,7 M€** au titre de 2027.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2025

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2025 correspondent à ceux associés à huit ouvrages de stockage situés en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes exposés pour 2027 correspondent aux huit mêmes installations auxquelles s'ajoutent quelques installations en Guyane, en Martinique et à la Réunion.

3.2.1.2. Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

En application du a) du 1° 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 **1,2 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

3.2.1.3. Charges dues aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage en 2027 s'élèvent à **2,5 M€** dans les ZNI (3,7 M€ de coût – 1,2 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 coûts, coûts évités et surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 31.

⁵³ 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

⁵⁴ 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

Tableau 31 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et charges supportées par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2027

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2027 prév
Quantités injectées (GWh)	2,9	0,0	1,8	8,4	2,9	16,0
Constaté 2025 (GWh)	3,6	0,1	0,7	1,5	3,3	9,1
Coûts (M€)	0,0	0,0	1,1	1,7	1,0	3,7
Constaté 2025 (M€)	1,2	0,7	1,2	2,4	1,8	7,3
Coûts évités (M€)	0,2	0,0	0,1	0,7	0,2	1,2
Taux de pertes (%)	12,6%	13,7%	13,8%	9,7%	8,5%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,5	0,0	1,6	7,6	2,7	14,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	77,72	84,12	80,06	87,61	86,84	---
Charges (M€) [coûts - coûts évités]	-0,2	0,0	0,9	1,0	0,8	2,5

* 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.

3.2.2. Charges liées aux contrats de stockage prévues par EDM au titre de 2027

EDM expose des coûts associés aux contrats de stockage des installations possédées par TotalEnergies et Albioma. Ces batteries fournissent respectivement des services de réserve primaire et d'arbitrage. Les coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage recouvrent le paiement des primes fixes et la compensation des coûts d'achat de l'électricité soutirée. Ils sont évalués à **3 1 M€** au titre de 2027 pour EDM, et sont détaillés dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et charges supportées par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2027

M€	2027	2025	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat	3,1	3,3	-0,2	-6%
Quantités injectées (GWh)	4,6	3,4	1,2	35%
Taux de pertes (%)	8,3%	9,4%		-1,1%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	4,3	3,1	1,1	37%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	88,2	91,9	-3,7	-4%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,4	0,3	0,1	31%
Charges	2,7	3,0	-0,3	-10%

* 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.

Le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé 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 4 M€** pour EDM au titre de 2027, en hausse de 31 % par rapport à 2025 sous l'effet de la hausse des quantités injectées.

Les charges prévisionnelles d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2027 s'élèvent donc à **2 7 M€** (**3 1 M€** de coût - **0 4 M€** de coût évité) et relèvent de la catégorie « Transition énergétique ».

3.3. Coûts liés 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 2015⁵⁵, 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 2027.

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 2017⁵⁶, 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 2019⁵⁷ 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 2022⁵⁸ et du 30 novembre 2023⁵⁹. L'ensemble de ces cadres ont été prolongés sur l'année 2024⁶⁰.

La CRE a révisé la méthodologie applicable aux « petites » actions de MDE le 19 décembre 2024⁶¹ en introduisant notamment la notion d'enveloppe budgétaire : « *les opérateurs de MDE seront compensés des frais 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 budgétaires 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 2025-2028⁶². Pour Mayotte, une prorogation du cadre actuel a d'abord été adoptée par la CRE jusqu'au 31 décembre 2025 lors du renouvellement des cadres puis par délibération du 16 décembre 2025⁶³ jusqu'au 1^{er} avril 2026, par la CRE compte-tenu des circonstances exceptionnelles affectant le territoire à la suite du passage du cyclone Chido et de l'absence de saisine du comité MDE. Le nouveau cadre a été adopté le 12 mars 2026⁶⁴.

S'agissant des coûts supportés par les opérateurs de MDE (frais de déploiement), les délibérations du 7 mai 2025 et 12 mars 2026 précisent également que les coûts réels constatés et justifiés seront compensés dans la limite de 15 % des surcoûts évités par l'action déployée, après approbation par la CRE, qui s'assurera de leur caractère efficace pour compensation dans le cadre du traitement annuel des charges de service public de l'énergie. Toutefois, certaines actions engagées en année n ne seront

⁵⁶ 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

⁵⁷ 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

⁵⁸ 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

⁵⁹ 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

⁶⁰ Délibération de la CRE n° 2023-237 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

⁶¹ Délibération de la CRE n° 2024-236 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 consommations d'électricité ou les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique dans les zones non interconnectées

⁶² Délibération de la CRE n° 2025-116 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

⁶³ Délibération de la CRE n°2025-271 du 16 décembre 2025 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Mayotte

⁶⁴ Délibération de la CRE n°2026-60 du 12 mars 2026 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Mayotte

finalisées et déployées qu'en année n+1⁶⁵. Par conséquent, le critère limitant les frais de déploiement à 15 % des surcoûts de production évités est calculé en année n sur la base des volumes d'actions engagées et déclarées par les opérateurs pour l'année n, dont seulement une partie a effectivement été finalisée en année n. Ainsi, une vérification doit être effectuée lors du traitement du constaté au titre de l'année n+1, à partir des actions effectivement déployées pour l'année n et en intégrant les frais de déploiement⁶⁶ déclarés au titre de l'année n+1 pour ces mêmes actions. En cas de dépassement du seuil de 15 %, les frais de déploiement au titre de l'année n+1 feront l'objet d'un retraitement dans le cadre de l'évaluation du constaté n+1

L'ensemble des coûts de MDE relève de la catégorie Transition Energétique.

3.3.1. Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2027

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2027 à **146,3 M€**.

La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF au titre de 2027

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Total
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	20,0	20,6	7,8	0,7	20,7	10,9	39,4	0,3	120,4
	Frais du fournisseur historique	4,4	4,5	1,9	0,2	3,3	2,5	9,0	0,1	25,9
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Coût net total		24,4	25,1	9,6	0,8	24,0	13,4	48,4	0,44	146,3

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 2027.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE. Les CEE générés par ces actions, en participant à l'obligation d'EDF SEI, permettent donc d'éviter des coûts qui auraient été engendrés par l'acquisition de CEE. Ces coûts évités par la valorisation des CEE sont donc comptabilisés dans la vérification du respect de l'enveloppe du cadre 25-28.

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les coûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE⁶⁷ (cf. section 3.1.1.2, prévision d'achat de CEE par EDF SEI).

Cadre 25-28

L'ensemble des charges prévisionnelles au titre de 2027 déclarées par EDF SEI concernent le cadre 25-28. Les charges prévisionnelles de service public de l'énergie cumulées déclarées pour le cadre 25-28 s'élèvent à 244,8 M€ sur 2025-2027, dont 256,4 M€ d'aides commerciales, 71,2 M€ de frais du fournisseur historique et 82,8 M€ de recettes de CEE prévisionnelles.

Les enveloppes prévisionnelles sont respectées par territoire, ainsi que le critère des 15 % de frais du fournisseur historique.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

La prévision des coûts de MDE pour 2027 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2025 (+ 43,8 M€, soit + 43 %). Le Tableau 34 détaille cette variation par poste.

⁶⁵ Les primes déclarées par l'opérateur au titre du constaté de l'année n ne portent que sur les actions facturées au cours de l'année n.

⁶⁶ Il s'agit principalement de frais de contrôles techniques des actions engagées en année n.

⁶⁷ En contrepartie de la prise en compte des coûts d'achat et des recettes de vente de CEE dans les coûts de production, les recettes de production affectées à EDF SEI incluent la part des TRV dédiée à l'acquisition des CEE.

Tableau 34 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2027 et le constaté au titre de 2025

M€	Nature de coûts	2027 prév	Rappel 2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	120,4	79,6	40,9	51,4%
	Frais du fournisseur historique	25,9	23,0	2,9	12,6%
Recettes	Participations tierces	-	-0,1	0,1	-100,0%
Coût net total		146,3	102,4	43,8	42,8%

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 2025. Les territoires anticipent un renforcement progressif des cadres de MDE, le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2027 (+ 51 %) est par conséquent en augmentation par rapport au montant constaté pour l'année 2025. Les frais du fournisseur historique (+ 13 %) augmentent également sous l'effet de cette dynamique. S'agissant des participations tierces, la CRE regrette l'absence de participations financières des membres des comités MDE des territoires autres qu'EDF.

Les coûts de MDE pour 2027 sont également en augmentation par rapport aux coûts prévisionnels mis à jour au titre de 2026 (+ 20 M€, + 16 %), témoignant d'une montée en charge progressive des nouveaux cadres.

3.3.2. Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2027

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2027 à **12,0 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le

Tableau 35.

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 2025, EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2027.

Tableau 35 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM au titre de 2027 et évolution par rapport au constaté au titre de 2025

M€	Nature de coûts	2027	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	10,1	2,5	7,6	302%
	Frais de personnel	0,9	0,8	0,1	11%
	Autres charges	1,0	0,1	0,9	1030%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,00	0,0	-
Coûts nets		12,0	3,4	8,6	250%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Le volume prévisionnel de primes versées par EDM est multiplié par 4 par rapport à celui constaté en 2025, en cohérence avec l'enveloppe ambitieuse fixée par la CRE dans sa délibération de mars 2026 portant renouvellement du cadre de MDE mahorais. La hausse de **0,9 M€** du poste « Autres charges » (communication, études marketing, contrôles) a vocation à accompagner la hausse des volumes de primes distribuées par EDM en 2027.

3.3.3. Coûts liés aux actions de MDE prévus par l'AUE en Corse pour 2027

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. 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 36 et s'élèvent pour 2027 à **11,4 M€**, dont **9,1 M€** d'aide commerciale et **2,3 M€** de frais de déploiement.

Tableau 36 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par l'AUE au titre de 2027 et évolution par rapport au constaté au titre de 2025

M€	Nature de coûts	2027	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	9,1	2,4	6,68	281%
	Frais de déploiement	2,3	1,9	0,44	24%
Coûts bruts		11,4	4,2	7,13	168%
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-
	CEE	0,3	0,0	0,29	-
Coûts nets		11,1	4,2	6,84	162%

Ces montants sont en forte augmentation par rapport à l'année 2024, en cohérence avec l'enveloppe fixée par la CRE dans sa délibération du 19 décembre 2024 modifiée le 7 mai 2025⁶⁸, qui prévoit notamment une montée en charge importante de l'AUE sur les rénovations globales performantes.

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 **0,3 M€**.

Les coûts prévisionnels nets déclarés par l'AUE au titre de 2027 s'élèvent donc à **11,1 M€**.

3.4. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude au titre de l'année 2027.

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

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude au titre de l'année 2027.

3.6. Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2027

Au total, les charges de service public de l'énergie qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **3 512,5 M€** au titre de l'année 2027 et se répartissent de la manière suivante entre les deux catégories :

- Transition énergétique : **2 220,6 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 291,9 M€**.

Ce montant augmente (+ **335,2 M€** soit 11 %) par rapport aux charges constatées en 2025. Différents facteurs expliquent cette hausse parmi lesquels :

- un transfert intervient entre les coûts de production et d'achat des catégories « mécanisme de solidarité » et les achats « transition énergétique » (+ 416,8 M€), en lien notamment avec les conversions des centrales fonctionnant historiquement au charbon et en Guadeloupe à la biomasse solide, ainsi que la mise en service d'une centrale à la biomasse liquide en Guyane, qui se substitue à la centrale thermique fossile de Dégrad des Cannes. Le développement du photovoltaïque induit également une hausse, avec notamment le versement ponctuel d'une prime en autoconsommation qui s'atténuera par la suite ;

⁶⁸ Délibération de la CRE 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.

- une hausse des coûts de production fossile d'EDM et d'EEWF (+ 40,9 M€), liée aux hypothèses d'augmentation du prix des combustibles dans un contexte de tensions sur les marchés mondiaux en 2026 poursuivie en 2027, malgré une augmentation anticipée des volumes sur la filière photovoltaïque ;
- un renforcement des cadres de MDE (+ 59,2 M€) anticipé par l'ensemble des opérateurs ;
- une baisse des coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public (- 237,4 M€) en lien avec un versement ponctuel en 2025.

Les charges prises en compte dans l'accise s'élèvent à **3 388,3 M€**.

Les charges affectées au budget, correspondant aux charges des collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy s'élèvent à **124,2 M€**.

Tableau 37 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2027, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, et comparaison aux charges constatés 2025

Synthèse des charges de SPE en ZNI - hors dispositifs sociaux
Prévision 2027 et comparaison au constaté 2025

en M€	EDF		EDM	EEWF	Autres acteurs	2027 prév	Rappel 2025	Evolution	
	Accise	Budget	Accise	Accise	Accise	Accise/Budget	Accise/Budget	en M€	en %
Transition énergétique	2 170,2	14,2	23,9	1,3	11,1	2 220,6	1 495,2	725,5	49%
Surcoûts achats OA	440,4	3,7	9,1			453,2	279,7	173,5	62%
Surcoûts achats GAG ENR	1 535,5	-		1,31		1 536,8	1 038,8	498,0	48%
Surcoûts production FH ENR	56,0			0,01		56,0	57,0	-1,0	-2%
MDE	135,8	10,5	12,0		11,1	169,3	110,1	59,2	54%
Stockage	2,5		2,7			5,2	9,5	-4,3	-45%
Etudes ZNI identifiées dans PPE									
Mécanismes de solidarité	999,3	110,0	171,5	11,1	0,0	1 291,9	1 682,1	-390,2	-23%
Surcoûts achats GAG non ENR	617,6	24,6				642,2	783,8	-141,6	-18%
Surcoûts production FH non ENR	381,7	85,4	171,5	11,1		649,7	661,0	-11,3	-2%
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	0,0					0,0	237,4	-237,4	-100%

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* ». De même, l'article L. 121-8-2 du même code 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 capacités de stockage d'électricité mentionnés à l'article L. 352-1-1* ».

En pratique, l'appel d'offres était initialement réservé aux effacements jusqu'à l'exercice 2024, puis a été ouvert aux installations de stockage pour 2025 et 2026.

4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2027

Au titre de l'année 2027, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement et de flexibilités décarbonées s'élèvent à **91 6 M€**. Elles correspondent à une estimation prévisionnelle du budget de contractualisation concernant l'année 2027 au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2023 et 2024.

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 a été prolongé dans les conventions-cadre relatives à l'énergie signées entre l'État et les collectivités de Saint-Barthélemy (2020 – 2025) et Saint-Martin (2021 – 2028). En l'absence de modification du cadre réglementaire rendant le chèque-énergie applicable en lieu et place du TPN à date, la compensation est également prévue pour 2027 à Saint-Martin. À partir du 1^{er} février 2026, la nouvelle convention signée entre l'État et la collectivité met fin au TPN à Saint-Barthélemy. La compensation n'est donc plus prévue à Saint-Barthélemy en 2027.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2027, relatives à Saint-Martin spécifiquement.

En application des articles R. 337-1 à R. 337-3 du code de l'énergie dans leur version applicable au 1^{er} janvier 2016, 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 2013⁶⁹, 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 dans sa version applicable au 1^{er} janvier 2016, 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.).

⁶⁹ 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.

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.* »

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 2021⁷⁰ 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 2021⁷¹.

* * *

Au titre de l'année 2027, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été déclarées :

- par EDF en France hexagonale et en ZNI⁷² ;
- par 65 entreprises locales de distribution et 10 fournisseurs alternatifs en France hexagonale.

Les charges prévues par les opérateurs au titre de 2027 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en France hexagonale et dans les ZNI s'élèvent à 36,7 M€, contre 35,9 M€ en 2026 (charges reprévisionnelles) et 31,5 M€ en 2025 (charges constatées).

Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 38. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 41.

Tableau 38 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2027

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre de la mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des dispositifs autres contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2027 prévision	2025 constaté
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	22,2	2,1	0,9	25,2	22,1
EDF MC	21,9	2,1	0,7	24,7	21,6
EDF ZNI	0,3	0,0	0,2	0,5	0,5
EDM	0,0	0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,8	1,1	0,2	2,0	1,1
Autres fournisseurs	8,4	0,4	0,8	9,6	8,3
Total	31,4	3,5	1,8	36,7	31,5

⁷⁰ 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 20/05/2021.

⁷¹ 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.

⁷² EDM n'a déclaré aucune charge associée aux dispositifs sociaux au titre de 2027. De plus, les mécanismes ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

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 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 du 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 2021⁷³.

* * *

Au titre de l'année 2027, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz ont été déclarées par EDF, 12 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs.

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2027 s'élève à 2,2 M€. Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 39. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 41.

Tableau 39 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz au titre de 2027

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	Total à compenser au titre de 2027	Total à compenser au titre de 2025
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	37,0	0,4	0,4
ELD	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,1	1,6	1,7	1,1
Total	0,1	2,0	2,2	1,5

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2027, s'élève ainsi à **38,9 M€** (dont **36,7 M€** en électricité et **2,2 M€** en gaz).

⁷³ 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.

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 hexagonale (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 26 février 2026⁷⁴, 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 déclarer les coûts correspondants à la mise en œuvre de ces contrats qu'ils prévoient de supporter au titre de 2027.

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 gestion facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Le détail de charges par type d'opérateurs sont présentés dans le Tableau 40.

Tableau 40 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2027

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	
Montant prévisionnel au titre de 2027	114,9	14,3	0,3	0,2	2,9	132,6
Montant prévisionnel mis à jour au titre de 2026	109,8	12,8	1,1	0,2	2,8	126,7
Montant retenu au titre de 2025	96,6	9,0	1,1	0,2	2,7	109,6

L'augmentation des charges liées à la gestion des contrats s'explique principalement par l'augmentation importante du nombre de contrats soutenus s'agissant d'EDF OA. Concernant les ELD, cette hausse s'explique majoritairement par l'augmentation des frais d'agrégation des ELD valorisant leur énergie sur les marchés de gros, et dans une moindre mesure par l'augmentation du nombre de contrats gérés.

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice d'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2027. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2027.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 27 mars 2026⁷⁵ 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 :

⁷⁴ Délibération de la CRE n°2026-53 du 26 février 2026 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

⁷⁵ Délibération de la CRE n°2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

- s'agissant des opérateurs en électricité, ce plafonnement a été appliqué pour 25 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 0,3 M€ ;
- s'agissant des acheteurs de biométhane, ce plafonnement a été appliqué à l'ensemble des opérateurs sauf 3 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 2,0 M€.

7. Détail des charges prévisionnelles au titre de 2027 pour les opérateurs autres qu'EDF EDM EEWf RTE

Le Tableau 41 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2027 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours⁷⁶.

Tableau 41 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2027 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours

	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				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	10 308	1 947 535	455 253	2 638	1 489 644	0	2 250	78 000	1 569 894
SICAE de l'Aisne	17 685	3 116 830	1 236 765	0	1 880 065	0	9 082	0	1 889 147
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	12 781	1 624 131	1 131 002	0	493 129	0	4 410	14 892	512 431
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	65	25 962	4 575	0	21 386	0	0	0	21 386
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	302	116 779	22 066	0	94 713	0	80	0	94 793
Régie Électrique DALOU	110	40 068	7 682	0	32 386	0	0	5 267	37 653
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 670	714 910	175 878	0	539 032	0	0	18 510	557 542
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	480	118 490	38 221	0	80 269	0	0	3 314	83 583
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	5 068	1 227 910	403 546	0	824 365	0	0	0	824 365
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	823	152 468	59 149	0	93 319	0	0	5 348	98 667
Régie Électrique MERCUS GARRABET	74	14 254	6 153	0	8 101	0	0	4 278	12 379
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	7	4 076	657	0	3 419	0	0	1 495	4 914
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	21	4 629	1 633	0	2 996	0	0	2 137	5 133
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 305	649 262	573 101	0	76 161	0	0	5 564	81 725
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	10 914	2 128 811	716 065	0	1 412 746	0	0	11 621	1 424 367
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	1 001	378 238	68 517	0	309 721	0	0	4 125	313 847
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	15 201	3 556 230	695 581	9 234	2 851 415	0	12	55 404	2 906 831
Energie Quillan Occitanie	3 979	534 935	308 304	0	226 631	0	2 261	6 411	235 303
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 694	300 550	114 624	0	185 926	0	1 530	17 290	204 746
Régie SDED ÉROME-GERVANS	177	111 465	13 540	0	97 924	0	0	6 450	104 374
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	860	154 037	78 223	0	75 814	1 288 778	8 100	13 541	1 386 234

⁷⁶ 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°2026-149 – Annexe 1

15 juillet 2026

	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				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
SYNELVA COLLECTIVITÉS	88 775	12 616 000	4 393 968	145 100	8 076 932	0	10 800	180 439	8 268 170
Régie Municipale d'Électricité CAZERES	2 477	537 180	197 923	0	339 257	0	0	13 373	352 631
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	403	74 323	35 995	0	38 328	0	0	6 546	44 874
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	206	47 407	16 042	0	31 365	0	0	4 507	35 872
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	98	30 563	6 225	0	24 338	0	0	0	24 338
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	10 823	2 297 786	402 311	0	1 895 474	0	0	61 550	1 957 024
Régie Municipale BAZAS ENERGIES	1 774	457 371	68 757	0	388 613	0	1 059	18 200	407 872
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	2 812	524 993	188 873	0	336 119	0	825	42 326	379 270
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	1 663	331 693	130 066	0	201 627	0	180	24 398	226 206
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	44 597	11 367 312	1 664 178	19 786	9 683 347	0	586	250 420	9 934 353
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	118 115	14 878 180	6 804 792	251 658	7 821 731	0	60 150	500 035	8 381 916
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	164	65 688	19 143	0	46 545	0	95	5 795	52 435
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	8 230	2 037 628	285 304	2 638	1 749 686	0	3 505	29 200	1 782 391
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	89 241	10 376 468	3 909 993	83 103	6 383 372	0	14 820	127 050	6 525 242
Régie Communale Électrique SAULNES	19	10 248	2 344	0	7 904	0	0	2 150	10 054
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	193 228	41 095 615	11 872 236	420 790	28 802 589	0	90 453	812 573	29 705 615
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	24	10 982	1 514	0	9 468	0	1 388	0	10 856
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	384	78 360	25 713	0	52 647	0	4 305	0	56 952
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	6 819	1 376 244	529 920	85 741	760 583	0	749 821	22 984	1 533 388
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	324	50 500	24 118	0	26 382	0	54	0	26 436
Régie d'Électricité BITCHE	82	42 020	5 555	0	36 465	0	700	1 543	38 708
ELEKTRON SAINTE-MARIE AUX CHENES	128	36 366	14 522	0	21 843	0	529	4 000	26 373
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	128	49 520	8 065	0	41 455	0	4 289	3 800	49 544
Régie d'Électricité SCHOENECK	106	44 162	6 676	0	37 486	0	129 083	2 159	168 728
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	454	103 980	30 776	0	73 205	0	5 821	0	79 026

Délibération n°2026-149 – Annexe 1

15 juillet 2026

	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				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	100	27 379	6 204	0	21 174	0	1 485	1 692	24 351
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	6 247	1 270 295	678 498	0	591 797	0	9 480	0	601 277
R.M.E.T. TALANGE	658	111 979	39 321	0	72 658	0	451	10 834	83 943
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	69	28 887	4 821	0	24 066	0	4 146	0	28 212
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	48	11 657	3 787	0	7 870	0	3 987	0	11 857
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	136	28 272	8 779	0	19 493	0	0	0	19 493
Régie Municipale d'Électricité LOOS	94	31 479	8 583	0	22 896	0	0	1 350	24 246
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	83	21 235	5 600	0	15 635	0	39 900	4 169	59 704
S.I.C.A.E. OISE	185 884	22 020 439	10 033 978	241 393	11 745 067	0	28 686	308 616	12 082 370
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	43	20 097	3 651	0	16 446	0	0	0	16 446
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	11	2 860	406	0	2 454	0	1 350	0	3 804
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	75	14 342	5 962	0	8 381	0	17	0	8 397
Energies Services LANNEMEZAN	3 982	752 934	165 359	0	587 575	0	3 490	8 800	599 865
Régie Électrique LA CABANASSE	81	14 907	6 326	0	8 581	0	0	2 273	10 855
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	960	111 812	32 140	8 796	70 876	0	105	920	71 901
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	50	12 934	4 649	0	8 285	0	250	0	8 535
BARR ENERGIES	282	106 957	21 369	0	85 588	2 019 710	3 887	21 363	2 130 547
UME	10 318	1 547 182	365 017	5 276	1 176 889	0	410	37 221	1 214 520
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	9 535	2 312 425	864 514	68 593	1 379 319	0	2 154	19 387	1 400 860
ES ENERGIES STRASBOURG	424 013	102 599 235	21 052 539	853 451	80 693 245	11 199 415	373 511	1 714 128	93 980 299
VIALIS	29 959	6 084 024	1 486 566	22 425	4 575 033	0	74 713	217 716	4 867 461
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 646	1 779 562	148 176	6 595	1 624 791	0	6 068	56 310	1 687 169
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	529	134 785	42 672	0	92 113	0	1 350	5 522	98 985
SICAE EST	88 867	14 048 606	4 276 768	92 336	9 679 502	0	8 742	232 118	9 920 363
SOREA	28 305	3 234 538	1 215 034	47 487	1 972 017	0	0	76 260	2 048 277
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	1 402	374 041	149 485	0	224 556	0	0	12 280	236 836
ARC ÉNERGIES MAURIENNE	1 870	286 845	89 034	0	197 811	0	0	12 003	209 814

Délibération n°2026-149 – Annexe 1

15 juillet 2026

	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				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	8 747	1 118 017	676 363	0	441 654	0	0	0	441 654
Énergies Haute Tarentaise	8 743	728 590	625 797	0	102 792	0	4 515	4 000	111 307
Electricité de Haute-Maurienne	261	42 547	17 809	0	24 738	0	0	0	24 738
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	6 034	694 125	490 765	0	203 361	0	4 500	15 020	222 881
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	1 210	460 769	114 826	0	345 943	0	5 400	24 513	375 856
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	3 943	345 743	240 723	0	105 020	0	0	3 818	108 838
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	13 718	1 787 142	1 067 946	0	719 195	0	6 750	33 120	759 065
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	13 608	3 606 361	886 276	0	2 720 084	0	16 146	72 755	2 808 985
S.A.I.C. PERS LOISINGES	608	105 247	44 442	0	60 804	0	0	3 371	64 176
Régie d'Électricité d'Elbeuf	241	61 884	9 302	0	52 582	0	9 027	10 878	72 487
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	157	58 631	8 902	0	49 729	0	4 497	2 116	56 342
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	3 851	868 141	272 845	0	595 296	0	1 578	33 448	630 322
SEOLIS	930 908	107 345 890	38 423 975	622 610	68 299 305	0	126 668	4 584 231	73 010 203
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	384 730	40 073 492	20 115 190	281 494	19 676 807	0	8 100	600 690	20 285 597
GAZELEC DE PERONNE	37 202	3 718 345	1 811 560	0	1 906 785	0	5 635	6 066	1 918 486
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	621	168 697	47 280	0	121 416	0	1 350	10 043	132 809
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	10	3 032	732	0	2 301	0	32	240	2 572
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Énergie Services Occitans CARMAUX ENEO	0	0	0	0	0	0	15 459	0	15 459
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Cocagne	18 969	2 877 655	1 468 044	0	1 409 610	0	8 251	64 291	1 482 153
OYA ENERGIES	38 838	8 197 311	1 537 634	21 105	6 638 572	0	29 046	201 510	6 869 129
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	765 086	105 815 067	30 992 847	436 619	74 385 602	0	145 674	3 551 107	78 082 383
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	293	29 454	23 708	0	5 746	0	1 392	0	7 138
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	506	150 425	34 678	0	115 747	0	0	15 150	130 897
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	3 081	524 111	217 188	0	306 923	0	251	11 057	318 230
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	146	61 932	13 512	0	48 420	0	0	0	48 420

Délibération n°2026-149 – Annexe 1

15 juillet 2026

	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				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	277	64 972	19 485	0	45 487	0	2 700	4 880	53 067
AXPO Solutions AG	0	2 819 553	0	188 630	2 630 924	0	0	7 500	2 638 424
BCM ENERGY	0	0	0	0	0	4 512 388	0	20 634	4 533 022
TotalEnergies GPL	219 520	27 251 587	12 303 560	403 642	14 544 385	0	0	0	14 544 385
Alpiq Retail France SAS	0	0	0	0	0	0	40 000	0	40 000
VOLTERRES	16 125	2 772 224	974 371	23 744	1 774 110	0	0	93 940	1 868 050
MINT	0	0	0	0	0	0	48 156	0	48 156
COMPARELEC	0	0	0	0	0	0	12 351	0	12 351
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	6 885 121	3 427 542	19 197	10 331 860
ENARGIA	0	0	0	0	0	0	3 042	0	3 042
ENERCOOP	33 887	4 353 667	1 636 502	27 701	2 689 465	0	30 400	159 166	2 879 031
CALEO	0	0	0	0	0	1 839 016	960	1 580	1 841 556
ENDESA ENERGIA SA	0	0	0	0	0	38 284 024	0	103 239	38 387 263
SAVE	0	0	0	0	0	291 829 377	0	673 030	292 502 407
ALSEN	0	0	0	0	0	6 787 338	0	32 003	6 819 342
Gaz de Bordeaux	0	0	0	0	0	57 937 083	2 100	155 803	58 094 986
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE	0	0	0	0	0	20 117 889	0	64 020	20 181 909
Gaz de Paris	0	0	0	0	0	17 521 505	0	43 056	17 564 561
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0	0	31 302	0	31 302
PICOTY	0	0	0	0	0	3 175 495	0	10 221	3 185 716
DYNEFF	0	0	0	0	0	0	305	0	305
GEG Source d'Energies	0	0	0	0	0	3 690 091	0	17 961	3 708 052
Total Energie Gaz (Tegaz)	0	0	0	0	0	0	1 123 679	0	1 123 679
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17	0	0	0	0	0	24 531 772	0	82 927	24 614 699
ENGIE	0	0	0	0	0	775 256 849	6 084 500	1 544 574	782 885 923
Joul	191	44 293	8 043	0	36 251	811 724	0	13 834	861 809
Nature Energy Green Sales A/S	0	0	0	0	0	12 767 063	0	3 583	12 770 646
OUI ENERGY	0	0	0	0	0	0	2 200	0	2 200
PLUM ENERGIE	0	0	0	0	0	732 396	471 543	12 000	1 215 939
OG CLEAN FUELS	0	0	0	0	0	6 229 080	0	18 564	6 247 644
PROXELIA	0	0	0	0	0	0	540	0	540
REDEO ENERGIES SAS	0	0	0	0	0	51 883 682	0	181 044	52 064 726
SELFEE	949	234 845	43 031	1 319	190 494	0	0	3 920	194 414
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	0	0	0	0	0	14 108 318	0	63 040	14 171 358
Terreal	0	0	0	0	0	662 818	0	4 944	667 762
Total Gas& Power limited	0	0	0	0	0	19 210 861	0	0	19 210 861
Union des producteurs locaux d'électricité	17 629	1 735 245	905 871	19 786	809 587	0	3 150	15 236	827 974
TOTAL	3 987 936	590 570 859	192 507 988	4 393 691	393 669 180	1 373 281 794	13 349 111	17 706 979	1 798 007 064