

DÉLIBÉRATION N°2025-180

Annexe 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024 (CC'24)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2024 pour les différents opérateurs concernés. Les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2024 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2024¹.

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

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024 ont été établies à partir des déclarations fournies par les opérateurs supportant des charges au 31 mars 2025 et contrôlées par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, en application des dispositions des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées.

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

La présente annexe ne porte pas sur les charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs). Les charges de service public de l'énergie au titre de 2024 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Opérateurs ayant déclaré des charges constatées au titre de 2024

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

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours³. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section 2). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section 6).

¹ Annexe 2 de la délibération de la CRE n°2024-139 du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

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

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

- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section 3) sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)⁴ à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF. En Corse, l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) supporte également des charges de service public de l'énergie. Au titre de l'année 2024, EDF PEI supporte également des charges de service public de l'énergie dans le cadre d'une étude identifiée dans la PPE Corse.
- RTE supporte des charges liées au soutien à l'effacement de consommation d'électricité (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).

Avertissement

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.

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

Synthèse

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024 s'élève à **7 074,3 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs), dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

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

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2023, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024 établie lors du précédent exercice est fournie dans le Tableau 2Tableau 2.

Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2024

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges au titre de 2024
Soutien ENR électrique en métropole	2 604,5					0,0	282,0	13,8	2 900,3
Eolien terrestre	-127,5					0,0	52,9	5,7	-68,9
Eolien en mer	227,7					0,0	0,0	0,0	227,7
Photovoltaïque	2 228,6					0,0	174,0	5,9	2 408,5
Bio-énergies	347,3					0,0	46,7	0,0	394,0
Autres énergies	-71,7					0,0	8,5	2,2	-61,0
Injection biométhane	0,0					0,0	41,4	987,9	1 029,3
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 304,5	142,4	9,1	14,2					2 470,2
Transition énergétique	1 178,6	19,0	0,1	14,2					1 211,9
Mécanismes de solidarité	1 125,9	123,4	9,0						1 258,3
Cogénération et autres moyens thermiques	321,7					0,0	22,6	10,6	354,9
Effacement					189,0				189,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	22,4	0,00					1,0	9,6	33,0
Compensation FSL	20,6	0,00					0,7	7,2	28,5
Afficheur déporté	0,7						0,1	0,5	1,4
Autres	1,0	0,0					0,2	1,8	3,1
Frais divers	86,1					0,0	8,2	3,3	97,6
Frais de gestion	86,1					0,0	8,2	3,3	97,6
	5 339,2	142,4	9,1	14,2	189,0	0,0	355,2	1 025,2	7 074,3

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

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

Tableau 2 : Comparaison des charges de service public constatées au titre de 2024, prévisionnelles au titre de 2024 et constatées au titre de 2023

en M€	Charges constatées au titre de 2024	Charges constatées au titre de 2023 ⁽¹⁾	Evolution 2024-2023		Charges prévues mises à jour au titre de 2024	Evolution 2024-2024 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	2 900,3	-3 994,5	6 894,8	173%	2 524,6	375,7	15%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>-68,9</i>	<i>-3 422,5</i>	<i>3 353,6</i>	<i>98%</i>	<i>-250,8</i>	<i>181,9</i>	<i>73%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>227,7</i>	<i>-36,4</i>	<i>264,1</i>	<i>725%</i>	<i>241,5</i>	<i>-13,8</i>	<i>-6%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>2 408,5</i>	<i>-145,6</i>	<i>2 554,2</i>	<i>1754%</i>	<i>2 187,0</i>	<i>221,5</i>	<i>10%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>394,0</i>	<i>5,2</i>	<i>388,8</i>	<i>7536%</i>	<i>385,6</i>	<i>8,4</i>	<i>2%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>-61,0</i>	<i>-395,1</i>	<i>334,1</i>	<i>85%</i>	<i>-38,7</i>	<i>-22,3</i>	<i>-58%</i>
Injection biométhane	1 029,3	786,9	242,4	31%	1 061,8	-32,5	-3%
Soutien en ZNI	2 470,2	2 438,9	31,4	1%	2 425,8	44,5	2%
<i>Transition énergétique</i>	<i>1 211,9</i>	<i>858,1</i>	<i>353,8</i>	<i>41%</i>	<i>1 164,0</i>	<i>48,0</i>	<i>4%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 258,3</i>	<i>1 580,7</i>	<i>-322,4</i>	<i>-20%</i>	<i>1 261,8</i>	<i>-3,5</i>	<i>0%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	354,9	-252,3	607,2	241%	299,7	55,2	18%
Effacement	189,0	14,4	174,7	1216%	198,7	-9,7	-5%
Dispositifs soclaux	33,0	37,7	-4,8	-13%	41,4	-8,4	-20%
<i>Compensation FSL</i>	<i>28,5</i>	<i>26,1</i>	<i>2,4</i>	<i>9%</i>	<i>28,2</i>	<i>0,4</i>	<i>1%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>1,4</i>	<i>4,3</i>	<i>-2,9</i>	<i>-68%</i>	<i>6,2</i>	<i>-4,9</i>	<i>-78%</i>
<i>Autres</i>	<i>3,1</i>	<i>7,3</i>	<i>-4,2</i>	<i>-58%</i>	<i>7,0</i>	<i>-3,9</i>	<i>-56%</i>
Frais divers	97,6	85,3	12,3	14%	94,5	3,1	3%
<i>Frais de gestion</i>	<i>97,6</i>	<i>85,3</i>	<i>12,3</i>	<i>14%</i>	<i>94,5</i>	<i>3,1</i>	<i>3%</i>
	7 074,3	-883,6	7 957,9	901%	6 646,5	427,8	6%

(1) Montant intégrant les reliquats 2023 présentés dans l'annexe 4 de la présente délibération.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2023

Les charges constatées au titre de 2024 sont supérieures de 7 957,9 M€ au montant des charges constatées au titre de 2023.

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

- la hausse de 6 894,8 M€ (+ 173 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en France métropolitaine. Ces charges deviennent à nouveau positives après deux années de charges négatives (représentant un gain pour l'Etat). Certaines filières présentent toujours des charges négatives, comme l'éolien terrestre et l'hydraulique (dans la catégorie « autres énergies »). La hausse des charges s'explique essentiellement par la baisse des prix de marché de l'électricité, à la fois pour la valorisation de l'énergie soutenue sur les marchés de court terme et, s'agissant de l'obligation d'achat, pour la valorisation des volumes vendus à terme. S'agissant de cette dernière, les volumes produits en 2024 et vendus à terme par EDF OA l'ont été au plus fort de la crise des prix de gros ; les prix de gros ont depuis fortement diminué. Le coût évité unitaire moyen pour les volumes quasi-certains baisse ainsi de 286,7 €/MWh en 2023 à 192,3 €/MWh en 2024. S'agissant des volumes vendus sur les marchés court-terme par EDF OA, le prix capturé moyen passe de 83,9 €/MWh à 30,4 €/MWh ;
- la hausse des charges liées à la cogénération au gaz naturel en France métropolitaine de 607,2 M€ (+ 241 %), pour les mêmes raisons que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques ;
- la hausse des charges liées au biométhane injecté de + 242,4 M€, soit + 31 %, liée au développement de la filière (+ 26 % en termes de volume acheté) et à la baisse des prix de gros du gaz (- 13 % en moyenne) ;
- la hausse des charges liées aux effacements de + 174,7 M€ (+ 1216 %), en raison de la baisse des prix résultant des enchères sur le marché de capacité en 2024 ;

- la légère hausse des charges dans les ZNI (+ 31,4 M€, soit + 1 %). Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des surcoûts d'achat en gré à gré (+ 28,9 M€) avec la croissance des volumes produits à la biomasse solide (+ 46 %) et à la biomasse liquide (+ 138 %), venant se substituer, avec un coût plus élevé, aux combustibles fossiles avec la finalisation des conversions à la bioénergie des actifs thermiques fossiles à La Réunion. Elle est en partie compensée par une hausse des recettes tarifaires, s'expliquant par l'effet « année pleine » des hausses de TRV HT intervenues en 2023 (+ 20 % en février 2023 et + 10 % en août 2023) et la stabilisation du TRV HT lors au mouvement de février 2024 (- 0,2 %).

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2024

Les charges constatées au titre de 2024 sont supérieures de 427,8 M€ à la mise à jour de la prévision effectuée en 2024 au titre de cette même année, soit une augmentation de + 6 %.

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

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

SOMMAIRE

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine	8
1.1. Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en France métropolitaine	8
1.2. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024.....	20
1.3. Bilan	24
2. Soutien à l'injection de biométhane	25
2.1. Coût d'achat constaté au titre de 2024	25
2.2. Coût évité constaté au titre de 2024	27
2.3. Surcoût d'achat constaté au titre de 2024.....	28
2.4. Valorisation des garanties d'origine au titre de 2024	28
2.5. Charges constatées au titre de 2024	28
3. Soutien en ZNI	30
3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées.....	31
3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	40
3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	44
3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	47
3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	50
3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	50
3.7. Synthèse des charges en ZNI au titre de 2024	50
4. Soutien aux effacements	51
4.1. Contexte juridique	51
4.2. Montant des charges constatées au titre de 2024	51
5. Dispositifs sociaux	52
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité	52
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	53

5.3. Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux.....	54
6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine (électricité et gaz)	55
7. Détails des charges de service public constatées au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE	57

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

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

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

Les montants et volumes au titre de 2023 indiqués dans cette partie ne prennent pas en compte les reliquats au titre de 2023 déclarés dans le cadre du présent exercice.

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

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

L'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 est présentée quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération, couplé à l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat les plus anciens⁵ implique une régression de la proportion du parc soutenu via le régime de l'obligation d'achat par rapport à la totalité du parc soutenu. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiment soutenues en obligation d'achat via l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (guichet ouvert)⁶, ainsi que les mises en service progressives des parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, viennent atténuer cet effet.

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

Tableau 3 : Puissance des installations soutenues en 2024 et énergie produite par ces installations au périmètre d'EDF en France métropolitaine (volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2023	65,0	5,5	0,0	2,9	32,8	1,7	0,3	2,2	2,5	16,9	0,1

⁵ 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.

⁶ 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.

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
	2024	63,2	4,7	0,0	3,7	28,1	3,8	0,2	2,3	2,8	17,6	0,1
Puissance soutenue (GW)	2023	34,9	2,3	0,4	1,0	14,0	0,7	0,1	0,4	0,5	15,3	0,1
	2024	40,0	2,1	0,4	0,9	15,0	1,5 ⁷	0,1	0,4	0,6	18,9 ⁸	0,1

Ainsi, la puissance totale soutenue augmente de + 5,1 GW par rapport à 2023, principalement sous l'effet de l'augmentation de la puissance soutenue s'agissant des filières photovoltaïque, éolienne à terre et éolienne en mer. L'énergie totale soutenue diminue cependant par rapport à 2023 (- 1,7 TWh) en raison d'une baisse du facteur de charge du parc soutenu, principalement liée la baisse de la production éolienne à terre et d'une hausse modérée de la production photovoltaïque (conditions météorologiques peu favorables).

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat en 2024 sont engendrés par les contrats d'achat suivants :

- les contrats d'obligation d'achat à tarif réglementé (article L. 314-1 du code 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, le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et le coût évité par l'acquisition des garanties de capacité associées (coût évité « capacité »).

1.1.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE

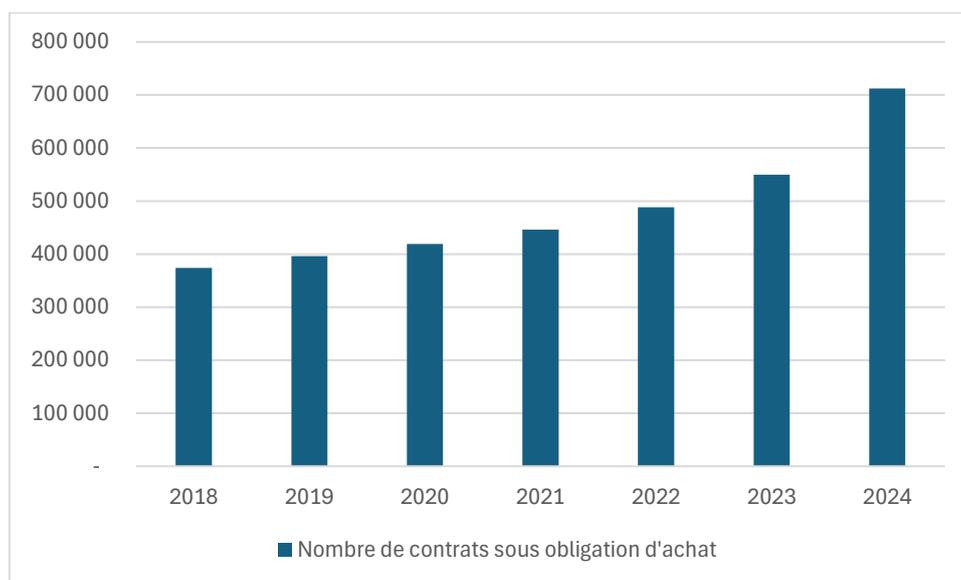
Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en application des arrêtés tarifaires en vigueur et des conditions prévues par les cahiers des charges des procédures concurrentielles) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé ou si des doutes sérieux demeurent sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est toujours en très forte croissance et s'établit à 711 933 en 2024 (+ 29 %) en raison principalement de la hausse du nombre de contrats portant sur des petites installations photovoltaïques.

⁷ En 2024, les contrats d'obligation d'achat pour des dernières tranches des parcs éoliens en mer de la baie de Saint Brieuc et de Fécamp sont entrés en vigueur.

⁸ La forte augmentation de la puissance soutenue est due principalement aux installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire dit « S21 ».

Figure 1 : Evolution du nombre de contrats sous obligation d'achat du périmètre EDF



Le nombre de contrats ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. Toutefois, les outils dont dispose la CRE et le niveau d'information détaillé transmis par EDF sur les contrats permettent à la CRE d'effectuer un contrôle approfondi à un niveau satisfaisant sur l'ensemble des contrats.

Sur la base des résultats de ces contrôles, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 60 contrats, qui ont permis de justifier les écarts observés par la CRE et de répondre à ses interrogations. Des corrections ont été appliquées quand des erreurs ont été repérées.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en France métropolitaine pour 2024 sont détaillés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE au titre de 2024

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier (GWh)	1 089,6	353,3	2 082,8	237,4	15,4	191,7	194,3	822,4	6,3	4 993,3
Février (GWh)	994,6	319,4	2 161,6	317,8	13,8	184,9	195,6	755,2	8,1	4 951,0
Mars (GWh)	957,5	380,9	1 677,8	261,8	15,1	195,6	206,4	1 021,5	5,8	4 722,3
Avril (GWh)	7,1	355,1	1 801,1	321,1	14,2	190,2	185,2	1 145,9	7,5	4 027,5
Mai (GWh)	0,4	413,4	897,7	264,5	17,6	196,2	212,5	1 271,0	8,1	3 281,5
Juin (GWh)	0,5	318,3	873,6	236,3	11,8	188,4	194,1	1 394,9	7,7	3 225,5
Juillet (GWh)	0,4	239,2	762,2	258,3	14,6	195,4	204,9	1 622,0	7,5	3 304,5
Août (GWh)	0,2	146,0	743,3	260,9	13,9	191,5	207,0	1 545,7	7,0	3 115,5
Septembre (GWh)	1,5	189,1	1 436,2	396,1	14,3	186,0	193,7	1 347,8	13,9	3 778,5
Octobre (GWh)	9,6	275,5	1 131,4	320,0	12,8	195,9	163,7	1 087,1	8,9	3 204,7
Novembre (GWh)	702,5	253,2	1 350,3	389,7	14,5	192,6	189,6	982,2	4,8	4 079,5
Décembre (GWh)	871,5	351,3	1 784,8	527,4	15,1	197,8	203,0	825,4	3,6	4 780,0
Quantités (GWh)	4 635,4	3 594,7	16 702,8	3 791,4	173,1	2 306,3	2 350,0	13 821,0	89,1	47 463,8
Quantités retenues en 2023** (GWh)	5 440,0	2 866,4	21 293,1	1 723,8	253,7	2 216,6	2 344,6	13 150,4	150,3	49 438,8
Quantités retenues en 2022** (GWh)	6 300,6	4 082,4	21 487,1	292,0	994,6	2 561,9	2 533,7	12 407,3	191,8	50 851,4
Coût d'achat (M€)	1 012,7	378,6	1 629,2	675,7	12,1	487,8	415,6	3 677,8	8,9	8 298,5
Coût d'achat retenu en 2023** (M€)	1 275,3	304,4	2 060,9	316,8	16,6	465,9	416,5	3 421,0	14,3	8 291,7
Coût d'achat retenu en 2022** (M€)	2 073,9	370,1	1 992,1	49,5	60,4	476,0	397,7	3 254,9	17,0	8 691,6
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	218,5	105,3	97,5	178,2	70,1	211,5	176,9	266,1	99,7	174,8
Coût d'achat retenu en 2023** (M€)	234,4	106,2	96,8	183,8	65,5	210,2	177,7	260,1	95,2	167,7
Coût d'achat retenu en 2022** (M€)	329,2	90,7	92,7	169,6	60,8	185,8	157,0	262,3	88,6	170,9

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

** Les quantités et les coûts d'achats totaux et unitaires 2022 et 2023 ne tiennent pas compte des reliquats retenus dans le cadre du présent exercice au sein de l'annexe 4.

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat baisse de 1,7 TWh en 2024 par rapport à 2023 (- 3 %), pour atteindre **47,5 TWh**.

L'évolution globale du volume d'énergie acheté sous le régime de l'obligation d'achat est le résultat de deux évolutions contraires :

- (i) d'une part, les filières de l'éolien en mer (+2,1 TWh), avec la mise en service progressive des premiers parcs issus des deux premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, du solaire (+1,0 TWh), avec une dynamique de développement importante s'agissant des petites installations comme évoqué précédemment, et de l'hydraulique (+0,7 TWh), en raison d'une meilleure hydraulité, conduisent à une hausse de 3,8 TWh ;
- (ii) d'autre part, les nouvelles installations des autres filières, lorsqu'elles font l'objet d'un soutien, sont majoritairement soutenues sous le régime du complément de rémunération. Ainsi, pour ces filières, les arrivées à échéance ou résiliations des contrats d'obligation d'achat au cours de l'année 2023 qui représentent 676 MW n'ont pas été compensées par les 2 MW de nouveaux contrats en 2024, d'où une baisse du volume soutenu via l'obligation d'achat de 5,4 TWh entre 2023 et 2024 pour ces filières ;

En revanche, le coût d'achat est relativement stable (+ 0,6 %) et s'établit à **8 298,5 M€**. Cela traduit une légère augmentation du coût d'achat unitaire moyen, de +4 %, pour s'établir à 175 €/MWh. Cette hausse est portée en grande partie par l'évolution du portefeuille d'installations sous obligation d'achat. En effet, le coût d'achat unitaire de la filière éolienne terrestre, dont le volume soutenu a diminué, est relativement faible (98 €/MWh en 2024), tandis que les coûts d'achats unitaires des filières éoliennes en mer et solaires sont plus élevés (178 €/MWh pour l'éolien en mer et 266 €/MWh pour le solaire).

1.1.2.2. Autres coûts et recettes

Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire dit « S17 »

L'article 4 de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017⁹ visant les petites installations photovoltaïques sur bâtiment, (arrêté S17), prévoit que : « *pour être considérée comme complète, [la demande de contrat d'achat] doit comporter [...] 5° Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, un montant de 360 € adressé à l'acheteur obligé. Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc, un montant de 1000 € adressé à l'acheteur obligé. L'intégralité de ce montant sera restituée au producteur lors du premier paiement de la part de l'acheteur obligé. L'intégralité du montant sera également restituée à un producteur en faisant la demande si le projet est abandonné alors que la proposition de raccordement excède 0,4 €/Wc. Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé. Cette disposition ne s'applique qu'aux demandes de raccordement déposées à partir du 1^{er} janvier 2018. Une solution de paiement dématérialisée sera mise en place par l'acheteur obligé et intégrée au service de dépôt des demandes de raccordement du gestionnaire de réseau afin d'être opérationnelle au 1^{er} janvier 2018.* »

Du fait de l'abrogation de l'arrêté S17, remplacé par l'arrêté S21 du 6 octobre 2021¹⁰, EDF n'a perçu aucune caution en 2024 et en a remboursé 1 538. Le montant venant s'ajouter aux charges de service public d'EDF au titre de 2024 s'élève ainsi à **1,3 M€**.

Recettes liées aux indemnités de résiliation de contrats d'achat

Au titre de l'année 2024, EDF a déclaré l'encaissement des indemnités de résiliations de 15 contrats d'achat, à hauteur de **1,4 M€**, qui viennent diminuer les charges de service public d'EDF.

1.1.2.3. Coûts évités liés à l'énergie produite

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

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

¹⁰ 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.

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en France métropolitaine est présentée dans la délibération méthodologique du 30 avril 2025¹¹.

Pour l'année 2024, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève à 5 762,5 M€, soit une diminution de -46 % par rapport au coût évité au titre de 2023 (10 753,1 M€).

Coût évité par la production quasi certaine

S'agissant du volume quasi certain

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2024, établie dans la délibération de la CRE du 14 décembre 2023¹², est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue pour 2024, en MW

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du premier trimestre	2 500
Surplus de production novembre	1 900
Surplus de production décembre	1 900

S'agissant du prix de valorisation du volume quasi certain

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine sont indiquées dans le Tableau 6. Elles correspondent aux résultats des ventes organisées par EDF OA :

- pour le produit « ruban de base », au cours des années 2022 et 2023 ;
- pour le produit « Q1 », au cours de l'année 2023 ;
- et pour les produits « M11 » et « M12 », au cours du deuxième semestre de l'année 2024.

Tableau 6 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi certaine pour 2024, en €/MWh

Ruban	1^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
197,77	229,25	79,11	87,01

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 26,7 TWh, est de **5 130,5 M€**. A titre de comparaison, en 2023, la production quasi certaine correspondait à 32,7 TWh, valorisée à **9 374,9 M€**.

Si les prix de vente des appels d'offres ont connu une augmentation notable en 2022 et durant le premier semestre de l'année 2023, cette tendance s'est renversée dans la seconde moitié de 2023, entraînant une baisse continue des prix jusqu'en 2024 en cohérence avec la baisse générale des prix de gros de l'électricité. En conséquence, le produit « ruban de base », vendu sur les années 2022 et 2023, ainsi que le produit « Q1 », entièrement vendu en 2023, ont affiché des prix élevés. Par contraste, les produits « M11 » et « M12 », habituellement plus onéreux en raison de leur valorisation en période hivernale, ont présenté des prix moyens plus bas en 2024, reflet de la tendance déclinante des prix à terme au cours de cette année.

¹¹ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

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

S'agissant de la répartition des volumes quasi-certains

La méthodologie de calcul de la puissance quasi certaine prenant en compte le foisonnement de toutes les filières du parc soutenu, toutes les filières en obligation d'achat se voient désormais affecter un volume quasi certain valorisé aux références de prix détaillées dans le Tableau 6.

La répartition mensuelle de ces volumes quasi certains entre les filières est effectuée au prorata de l'énergie produite par chacune des filières (cf. Tableau 7).

Tableau 7 : Répartition des volumes quasi certains entre les différentes filières en 2024 (GWh)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	800	249	1 531	175	11	139	141	376	1	3 422
Février	665	204	1 434	213	9	122	129	424	2	3 202
Mars	674	260	1 179	185	11	136	144	827	2	3 418
Avril	3	117	618	111	5	65	63	528	1	1 512
Mai	0	171	384	114	8	84	91	709	1	1 562
Juin	0	129	369	100	5	79	82	747	1	1 512
Juillet	0	98	327	112	6	84	88	847	1	1 562
Août	0	62	331	118	6	85	92	867	1	1 562
Septembre	1	73	583	162	6	75	78	532	1	1 512
Octobre	5	135	585	166	7	100	84	482	2	1 565
Novembre	542	186	1 039	301	11	147	145	508	1	2 880
Décembre	585	227	1 200	353	10	132	136	333	-	2 976
Total	3 275	1 909	9 582	2 109	94	1 249	1 272	7 179	16	26 686

S'agissant du bilan de la couverture à terme au titre de 2024

A titre informatif, le Tableau 8 ci-dessous permet d'afficher le bilan de la couverture à terme au titre de l'année 2024 ; cette couverture permet de réduire la quantité d'énergie qui sera vendue sur les marchés court-terme et donc de réduire l'exposition des CSPE à la volatilité des prix des marchés court-terme. Le résultat de cette stratégie de couverture est obtenu en soustrayant la valorisation à terme de chaque mois par le volume vendu à terme multiplié par les prix *spot* moyens de ce mois. Les prix mensuels moyens issus des ventes à termes sont systématiquement supérieurs aux prix *spot* capturés moyens sur chaque mois de l'année 2024. Ainsi, la couverture à terme a permis un gain net de 3,4 Mds€ par rapport à une vente totale sur le marché *spot* de ces volumes. Dans la méthodologie de calcul du coût évité, ces positions *spot* sont directement retraitées dans le calcul du coût évité aléatoire décrit dans la partie suivante.

Tableau 8 : Bilan de la couverture à terme au titre de l'année 2024

Mois	GWh	€/MWh	M €	€/MWh	M €	M €
	Volume valorisé à terme	Prix capturé ventes à terme	Valorisation à terme	Prix <i>spot</i> capturé	Valorisation <i>spot</i> couverte	Coûts-bénéfices des ventes à terme
1	3 422	214,88	735,4	76,59	262,1	473,3
2	3 202	214,88	688,0	58,37	186,9	501,1
3	3 418	214,88	734,4	53,59	183,2	551,2
4	1 512	197,77	299,0	28,23	42,7	256,3
5	1 562	197,77	309,0	27,17	42,5	266,5
6	1 512	197,77	299,0	34,17	51,7	247,4
7	1 562	197,77	309,0	47,03	73,5	235,5
8	1 562	197,77	309,0	54,56	85,2	223,7
9	1 512	197,77	299,0	51,86	78,4	220,6
10	1 565	197,77	309,4	62,06	97,1	212,3
11	2 880	141,41	407,3	100,53	289,5	117,7
12	2 976	145,16	432,0	98,18	292,2	139,8
Total	26 686	192,26	5 130,5	57,74	1 684,9	3 445,5

Coût évité par la production aléatoire : méthodologie et répartition par filière

La CRE précise qu'un prix de référence court terme, présenté au sein du Tableau 9, est défini pour chaque mois et pour chaque filière à partir des données du périmètre d'équilibre d'EDF OA et des données de prix de marché.

Tableau 9 : Prix de référence sur les marchés court-terme capturés par la production aléatoire en 2024 (avec un découpage par filière, en €/MWh)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	72,64	72,58	30,75	56,55	71,18	71,18	71,18	71,99	66,33	56,97
Février	54,95	57,18	46,11	49,45	54,88	54,88	54,88	75,11	48,41	54,88
Mars	49,93	47,62	25,40	38,56	48,78	48,78	48,78	45,89	44,59	38,95
Avril	25,27	24,24	9,96	10,31	25,44	25,44	25,44	25,46	26,89	16,79
Mai	29,49	23,34	16,34	16,37	23,03	23,03	23,03	10,41	10,01	16,32
Juin	48,98	29,93	14,57	25,90	29,84	29,84	29,84	9,92	23,54	17,48
Juillet	50,35	41,94	22,27	22,23	42,41	42,41	42,41	5,01	44,82	19,02
Août	33,54	53,06	37,59	40,90	50,92	50,92	50,92	4,30	43,65	22,42
Septembre	42,59	46,27	27,46	33,43	47,53	47,53	47,53	10,09	48,95	24,98
Octobre	110,59	55,66	27,93	30,75	54,81	54,81	54,81	12,01	58,53	28,05
Novembre	93,13	93,21	25,04	56,42	92,28	92,28	92,28	1,38	94,52	35,36
Décembre	101,12	94,07	14,17	44,32	91,07	91,07	91,07	26,10	94,05	45,71
Total	72,02	46,67	23,96	32,26	47,12	47,26	47,05	18,46	8,86	30,42

Afin d'aboutir à ce résultat, sont tout d'abord calculés les prix capturés par chaque filière en ne considérant pas de volumes quasi-certains, c'est-à-dire en considérant que toute la prévision en J-1 est valorisée au spot. Cette hypothèse permet de disposer d'un prix capté représentatif pour chaque filière. Les prix de référence court-terme utilisés sont présentés au sein du Tableau 10.

Tableau 10 : Prix de référence sur les marchés court-terme capturés par l'ensemble de la production sous obligation d'achat en 2024 sans volume quasi-certain (avec un découpage par filière, en €/MWh)

Mois	Cogénération	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Thermique	Solaire	Solaire semestriel (1)	Solaire annuel (1)	RS41 (2)	Toutes filières
1	75,54	75,41	64,44	71,30	75,10	72,65	72,28	79,50	65,83	70,00 €
2	57,24	57,94	54,24	55,43	57,18	54,21	74,83	74,91	47,09	55,41 €
3	52,51	51,69	45,22	49,19	52,14	40,06	66,80	70,77	43,05	46,71 €
4	26,73	25,55	16,23	16,51	26,40	12,21	50,22	62,87	27,67	16,49 €
5	27,79	24,92	20,98	21,02	24,81	6,21	35,88	54,99	5,04	15,16 €
6	40,07	31,65	22,85	29,40	31,66	15,85	25,22	50,04	21,47	21,55 €
7	48,54	44,02	32,91	32,95	44,39	25,53	22,19	43,43	45,42	30,92 €
8	44,54	53,69	45,15	47,05	52,54	30,45	20,77	39,27	41,38	38,34 €
9	47,09	48,43	37,37	40,97	49,28	29,01	20,71	34,14	49,25	36,63 €
10	86,26	58,80	45,58	46,95	58,51	46,32	22,89	31,30	60,20	48,81 €
11	98,84	98,58	83,15	90,48	98,58	92,35	29,07	31,58	94,68	91,12 €
12	99,14	96,72	70,65	80,39	95,83	99,04	37,27	31,75	94,05	84,92 €
Total	74,71	54,77	47,76	51,37	55,43	32,66			49,62	47,34 €

(1) Les prix « Solaire semestriel » et « Solaire annuel » sont calculés comme des moyennes sur les six mois ou l'année précédant le mois où ils s'appliquent. Ces tarifs sont appliqués aux volumes des contrats à facturation semestrielle et annuelle respectivement.

(2) RS41 désigne les contrats d'achat des surplus de production des entreprises locales de distribution. Les prix de marché retenus pour ces surplus sont les prix de règlement des écarts positifs étant donné que ces volumes ne peuvent bénéficier d'aucune prévision permettant de les valoriser sur le marché spot ou le marché intrajournalier.

Ces prix de référence court-terme sans volume quasi-certain sont ensuite appliqués aux volumes facturés totaux de chaque filière, tels que présentés par EDF OA.

Ensuite, afin de prendre en compte la couverture à terme des volumes sous obligation d'achat, pour chaque filière, la valorisation sur le marché *spot* qui a été évitée grâce aux ventes à terme (dont la répartition par filière est présentée au sein du Tableau 7) est soustraite au montant obtenu précédemment. Le résultat de la soustraction permet d'obtenir le coût évité aléatoire de chaque filière, présenté au sein du Tableau 11.

Tableau 11 : Coût évité à EDF sur les marchés court terme par les contrats d'achat en 2024 (avec un découpage par filière, en M€)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incineration	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	21,0	7,6	17,0	3,5	0,3	3,8	3,8	32,1	0,3	89,5
Février	18,1	6,6	33,5	5,2	0,3	3,5	3,7	24,9	0,3	96,0
Mars	14,2	5,8	12,7	3,0	0,2	2,9	3,0	8,9	0,2	50,8
Avril	0,1	5,8	11,8	2,2	0,2	3,2	3,1	15,7	0,2	42,2
Mai	0,0	5,7	8,4	2,5	0,2	2,6	2,8	5,9	0,1	28,0
Juin	0,0	5,7	7,4	3,5	0,2	3,3	3,4	6,4	0,2	30,0
Juillet	0,0	5,9	9,7	3,3	0,4	4,7	5,0	3,9	0,3	33,1
Août	0,0	4,5	15,5	5,9	0,4	5,4	5,9	2,9	0,3	34,8
Septembre	0,0	5,4	23,4	7,8	0,4	5,3	5,5	8,2	0,6	56,6
Octobre	0,5	7,8	15,3	4,7	0,3	5,3	4,4	7,3	0,4	46,0
Novembre	15,0	6,3	7,8	5,0	0,3	4,2	4,1	0,7	0,4	42,4
Décembre	29,0	11,7	8,3	7,7	0,5	6,0	6,1	12,9	0,3	82,5
Total	98,0	78,7	170,6	54,3	3,7	50,0	50,7	122,6	3,4	632,0

Le coût évité par la production aléatoire s'élève ainsi à **632,0 M€¹³**, en baisse de 54 % par rapport à 2023 (1 378,2 M€), du fait de la baisse des prix de gros de l'énergie.

En 2024, les niveaux de puissance quasi certaine ont diminué par rapport à 2023, ce qui se traduit par une augmentation des volumes aléatoires. Ainsi, 20,8 TWh de production sous obligation d'achat ont été valorisés sur les marchés court terme, contre 26,7 TWh sur les marchés à terme. En 2023, 16,4 TWh (+4,4 TWh) avaient été valorisés sur les marchés court terme et 32,7 TWh (-6,0 TWh) sur les marchés à terme. Cette évolution est due à la modification de la composition du parc sous obligation d'achat (augmentation de la part des filières avec un plus faible taux de charge et diminution de la part des filières avec un taux de charge plus élevé), conduisant à une production totale du parc moins stable et donc moins adaptée à la mise en vente de produits à terme.

Malgré cette hausse du volume aléatoire précédemment décrite, le coût évité aléatoire a fortement baissé entre 2023 et 2024 en raison d'une baisse très importante du prix de valorisation moyen capturé par le parc sous obligation d'achat.

1.1.2.4. Coût évité lié aux garanties de capacité

Dans sa délibération méthodologique du 30 avril 2025¹⁴, la CRE a défini les principes de prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour le calcul du coût évité « capacité ».

En 2024, les enchères organisées par EPEX Spot, permettant de valoriser des garanties de capacité relatives aux années de livraison (« AL ») 2021, 2023, 2024, 2025 et 2026, sont présentées dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Prix de vente, selon l'année de livraison, des garanties de capacité pour les enchères ayant eu lieu en 2024

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2021	AL 2023	AL 2024	AL 2025	AL 2026
07/03/2024	59 001,0			20 009,1	
25/04/2024				19 999,6	15 538,1
20/06/2024			2 822,3	14 999,9	
19/09/2024		29 999,8		10 800,9	6 124,7
24/10/2024				6 191,6	3 540,2
05/12/2024				0,0	2 521,8

¹³ La méthodologie de calcul du coût évité aléatoire est définie dans la section 2.2.3.2. de la délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

¹⁴ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Le coût évité lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2024 porte ainsi sur la valorisation qui aurait pu être faite, lors de ces enchères et en gré à gré, des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les années de livraison susmentionnées ainsi que pour l'AL 2022 en gré à gré. Ces garanties de capacité sont présentées dans le Tableau 13. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 13: Volume de garanties de capacité à valoriser par EDF OA lors des enchères et en gré à gré ayant eu lieu en 2024

Volume de garanties de capacité à valoriser (MW)	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Gré à gré		42,9				
07/03/2024	0				347,9	
25/04/2024					347,9	465,2
20/06/2024				58,6	356,8	
19/09/2024			4,6		365,7	475,9
24/10/2024					365,7	475,8
05/12/2024					402,8	475,8

S'agissant de l'AL 2021

Le règlement financier relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages de l'AL 2021 est intervenu en 2024.

EDF OA présente un écart positif entre le niveau de capacité effectif et le niveau de capacité certifiée final de +209,8 MW (3 % du niveau de capacité effectif). Cet écart est plus important, en valeur absolue, que celui observé pour l'année de livraison précédente (AL 2020 : -73,9 MW). Cet écart positif devrait impliquer une rémunération de +6,6 M€ en faveur d'EDF OA. Un coût des rééquilibrages retenu de -2,3 M€ est déduit de cette somme.

Environ 70 % de ce montant (6,6 – 2,3) doit effectivement être versé à EDF OA, conformément aux règles du mécanisme de capacité, compte tenu de montants collectés par RTE trop faibles pour rémunérer à hauteur de 100 % l'ensemble des écarts positifs. Le règlement financier retenu relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages de l'AL 2021 est donc de +3,0 M€¹⁵ et vient s'ajouter au coût évité « capacité ».

S'agissant de l'AL 2022

EDF OA disposait encore en 2024 de garanties de capacité relatives à l'AL 2022, liées à une certification tardive des parcs éolien en mer (première certification d'un parc de cette filière) et à un transfert tardif de garanties de capacité d'un organisme agréé pour un volume de 42,9 MW.

Ces dernières ont été vendues en gré à gré pour un montant total de +1,3 M€ qui est ajouté au coût évité « capacité ».

S'agissant des AL 2023, 2024, 2025 et 2026

S'agissant de ces années de livraison, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres¹⁶ auxquelles est soumis EDF OA, car le volume de garanties de capacité dont il dispose dans son périmètre de certification est supérieur à 3 GW pour chacune des AL. Les règles du mécanisme de

¹⁵ Le montant réellement perçu par EDF OA est plus faible de 233 625€. Cette différence pourra être ajoutée à la compensation d'EDF OA dans le cadre de l'exercice CSPE mené en 2026 dans le cas d'une confirmation future de la gratuité théorique de certains rééquilibrages qui ont été facturés par RTE à EDF OA.

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

capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'année de livraison concernée.

Coût évité total

Le coût évité total « capacité » retenu pour EDF OA au titre de l'année 2023 est de **43,1 M€**. Sa répartition entre les filières est présentée dans le Tableau 14. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 14 : Répartition du coût évité « capacité » d'EDF OA par filière

	Coût évité par les garanties de capacité constaté au titre de 2024 (M€)
Cogénération au gaz naturel	11,7
Hydraulique	3,9
Eolien à terre	15,6
Eolien en mer	2,4
Incinération	0,1
Biogaz	2,6
Biomasse	2,6
Photovoltaïque	4,1
Gaz de mines	0,1
Total	43,1

1.1.2.5. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2024

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en France métropolitaine est de **5 805,6 M€** (5 762,5 M€ de coût évité « énergie » et 43,1 M€ de coût évité des garanties de capacité associées aux contrats d'achat).

1.1.2.6. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2024

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en France métropolitaine en 2024 s'élèvent ainsi à **2 492,9 M€** (8 298,5 M€ de coût d'achat – 0,1 M€ de coûts et recettes autres [cautions pour les contrats S17 et indemnités de résiliations anticipées] – 5 805,6 M€ de coût évité). Ils sont supérieurs aux surcoûts supportés par EDF en 2023 de + 5 096,7 M€ : ceux-ci étaient en effet alors négatifs et s'établissaient à **- 2 603,8 M€**.

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Complément de rémunération négatif et déplafonnement

À la suite de la crise des prix de gros, qui a vu le prix de référence mensuel « M₀ »¹⁷ atteindre 492 €/MWh en août 2022, les prix ont baissé tout au long de l'année 2023 pour retrouver des niveaux d'avant-crise en 2024. Ainsi, le prix de référence moyen en 2024, de 60,7 €/MWh¹⁸, est à nouveau inférieur au tarif

¹⁷ Le prix de référence M₀ correspond ici à la moyenne mensuelle des prix spot positifs ou nuls. Les valeurs de M₀ exposées sont non pondérées. Une pondération par filière de production est opérée pour les contrats de complément de rémunération des filières éolienne et solaire.

¹⁸ Moyenne annuelle sur 2024 des prix spots positifs ou nuls.

de référence moyen non pondéré des contrats de complément de rémunération, s'établissant en 2024 à environ 73 €/MWh, toutes filières confondues. La majorité des primes de complément de rémunération sont donc positives sur l'année 2024.

Déplafonnement des avoirs

Un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF, lorsqu'ils excédaient les montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération, était prévu initialement dans la plupart des contrats de complément de rémunération¹⁹. L'article 230 de la loi de finances pour 2024²⁰ a introduit le déplafonnement, sans mécanisme de prix seuil, de l'ensemble des contrats de complément de rémunération à compter du 1^{er} janvier 2022, jusqu'à leur échéance.

Si cet article a depuis été censuré par le Conseil Constitutionnel par une décision du 24 janvier 2025²¹, la mise en place d'un mécanisme de déplafonnement doit intervenir avant le 31 décembre 2025²². Par ailleurs, le gouvernement n'a pas encore communiqué sur les modalités qui s'appliqueraient à partir du 1^{er} janvier 2026. Dans ces conditions, les sommes présentées à la compensation par EDF OA au titre des années 2023 et 2024 prennent en compte un déplafonnement total des contrats de complément de rémunération. Les éventuelles régularisations liées à la réintroduction d'un nouveau mécanisme de plafonnement seront prises en compte dans le cadre de l'exercice des charges suivant la mise en place de ces mesures.

Prise en compte des avoirs non encaissés

En application des règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 13 février 2025²³, EDF a transmis la liste des avoirs, relatifs à des productions en 2024, qui ont été émis mais non réglés par les producteurs. Ces avoirs s'élèvent au total à **- 1,5 M€**, pour une production de **118,7 GWh**. Ils concernent principalement les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, et, dans une moindre mesure, les filières biomasse et cogénération au gaz naturel. A ce stade, la CRE ne les a pas pris en compte dans le calcul des charges d'EDF. Ainsi, seuls les montants effectivement recouverts par EDF sont intégrés au calcul de ses charges constatées au titre de 2024.

Prise en compte des frais d'établissement des factures

Dans le cas d'un montant de complément de rémunération négatif, le producteur est tenu d'émettre un avoir à destination d'EDF, afin de régler le montant négatif. Il s'agit du pendant de la facture émise par le producteur en cas de montant de complément de rémunération positif. Cependant, dans le cas où le producteur n'émet pas d'avoir dans un délai de 30 jours après réception des données de production, EDF établit lui-même la facture correspondante, qu'il transmet au producteur, assortie de frais d'établissement, conformément aux conditions générales des contrats. Sur l'année 2024, ces frais d'établissement représentent un montant de **17,7 k€**, porté principalement par la filière photovoltaïque. Ce montant vient en déduction de la compensation versée à EDF.

1.1.3.2. Montant des charges constatées au titre de 2024

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 82 contrats de complément de rémunération, en particulier sur l'indexation pratiquée et sur les effets du déplafonnement des avoirs. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger.

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

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

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

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

²³ Délibération n°2025-51 de la CRE du 13 février 2025 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

Les charges constatées au titre de l'année 2024 pour EDF concernent 1 699 installations (1 319 installations en 2023) et sont détaillées dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2024

	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération	Eolien à terre	Hydraulique	Photovoltaïque	Total
Puissance installée²⁴ (MW)	4,3	157,9	422,0	28,9	6 307,7	49,0	4 687,1	11 656,9
<i>Rappel 2023</i>	3,7	91,3	422,0	25,1	4 817,2	18,7	3 719,3	9 097,3
Energie produite (GWh)	31,0	378,1	0,0	61,9	11324,7	108,5	3752,6	15 656,8
<i>Rappel 2023</i>	26,5	123,7	0,0	42,6	11 359,9	61,2	3902,3	15 516,2
Charges (M€)	5,8	25,0	47,1	-0,7	291,7	7,1	83,8	459,9
<i>Rappel 2023</i>	4,0	4,8	35,1	-11,9	-111,6	0,8	-53,7	-132,6
Tarif de référence équivalent moyen (€/MWh)	195,1	147,5		132,2	78,2	125,3	66,2	73,3

La dynamique d'augmentation du volume des installations sous complément de rémunération reprend, à la suite du ralentissement observé en 2023. La puissance installée augmente ainsi de + 28 %, passant de 9,1 GW en 2023 à 11,7 GW en 2024 (alors qu'elle n'avait augmenté que de + 6 % entre 2022 et 2023). L'énergie produite stagne cependant, avec seulement + 1 % d'augmentation, pour s'établir à 15,7 TWh, du fait notamment d'une plus faible production des filières éoliennes et photovoltaïques (qui voient leur facteur de charge diminuer de – 18 % et – 11 % respectivement).

Intégration des régularisations

Les modalités de rémunération des installations sous le régime du complément de rémunération induisent structurellement la prise en compte de factures de régularisation notables, emportant, le cas échéant, des modifications de l'énergie produite, du prix de marché de référence M_0 et d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation. En outre, la temporalité de la facturation des compléments de rémunération amène EDF à présenter une partie importante des factures de fin d'année N au cours de l'exercice de déclaration des charges ayant lieu en N+2. Pour prendre en compte ces termes au stade des charges constatées et considérer ainsi l'équivalent d'une année complète, la CRE inclut donc le montant des régularisations pour 2023 aux charges constatées au titre de 2024.

Les régularisations au titre de 2023 sont exposées dans le Tableau 16.

²⁴ La puissance installée indiquée est celle en fin d'année. Ainsi, les facteurs de charge des filières peuvent être faibles car de nombreuses installations se sont mises en service en fin d'année ; leur production n'est donc pas sur une année complète. Cet effet est particulièrement visible sur les installations photovoltaïques.

Tableau 16 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2023

	Biogaz	Biomasse	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (GWh)	0,0	15,0	13,4	695,2	-4,3	186,3	905,6
Charges (M€)	0,0	0,7	-3,2	-18,3	0,4	-6,0	-26,6

Les charges liées aux contrats de complément de rémunération gérés par EDF en 2024 s'élèvent ainsi à **433,3 M€** (459,9 M€ avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2024, - 26,6 M€ de régularisations avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2023, - 0,02 M€ de frais d'établissement de factures).

Ces charges sont positives dans la mesure où, pour l'année 2024, la valorisation de l'énergie sur les marchés est inférieure au tarif de référence moyen (autour de 73 €/MWh). Les charges ayant pour sous-jacent une production en 2024 (459,9 M€) sont supérieures aux charges ayant pour sous-jacent une production en 2023 (qui s'élèvent, en prenant en compte les charges constatées l'année dernière ainsi que la régularisation présentée cette année, à - 159,1 M€). En effet, le prix M_0 moyen²⁵ est passé de 98,6 €/MWh en 2023 à 60,7 €/MWh en 2024 sous l'effet de la baisse des prix de gros.

1.2. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024

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

Les entreprises locales de distribution et les organismes agréés supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (articles L. 314-1 et L. 314-6-1 du code l'énergie) en France métropolitaine. Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section 1.10 traitant des surcoûts supportés par EDF en France métropolitaine.

106 entreprises locales de distribution et 7 organismes agréés ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2024 (un organisme agréé de plus qu'en 2023). Parmi les ELD, 4 opérateurs 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 »²⁶.

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, rémunération complémentaire eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si des doutes sérieux demeurent sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants ou les cahiers des charges des appels d'offres.

Le nombre de contrats au périmètre des entreprises locales de distribution et des organismes agréés traités est en croissance constante (de 1 554 en 2009 à 18 687 en 2015, 19 674 en 2016, 20 615 en 2017, 21 802 en 2018, 22 862 en 2019, 24 355 en 2020, 26 256 en 2021, 28 620 en 2022, 32 518 en 2023 et 40 934 en 2024). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux opérateurs les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus conséquents entre les montants exposés et les montants normatifs calculés par la CRE.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2024 s'élèvent respectivement à 3,2 TWh (3,4 TWh en 2023) et à **513,3 M€** (524,6 M€ en 2023), ce qui représente ainsi une diminution

²⁵ Les valeurs de M_0 exposées sont celles du M_0 non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée pour les filières éoliennes et photovoltaïques.

²⁶ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

du volume soutenu de - 6 % et une réduction du coût d'achat de - 2 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2023.

La diminution du volume soutenu s'explique principalement par une baisse du facteur de charge des installations éoliennes à terre (- 18 % par rapport à 2023).

Tableau 17 : Volumes et coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2024 par filière

	Volumes d'achat (GWh)	Coûts d'achat (M€)
Biogaz	137,7	30,8
Biomasse	183,9	33,3
Cogénération au gaz naturel	277,2	55,0
Eolien à terre	1 476,3	142,4
Géothermie	4,7	1,2
Hydraulique	318,1	31,7
Solaire	842,2	218,9
TOTAL	3 240,0	513,3

1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération méthodologique du 30 avril 2025 précitée.

En 2024, 74 entreprises locales de distribution sur 106 (comme en 2023) ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les 32 autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros. Pour ces dernières, un indice de coût évité mensuel est calculé, en pondérant au pas horaire les références de prix de marché²⁷ par la production des installations sous obligation d'achat au périmètre de chaque opérateur. Cela permet de refléter, dans le calcul du coût évité, les déformations des prix captés par chaque opérateur valorisant ses volumes d'obligation d'achat par rapport aux prix de marché en raison de leurs profils de production propres, par rapport au prix de référence moyen. Les références de prix de marché retenues sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

²⁷ Moyennes mensuelles des prix spots observés sur la plateforme de marché utilisée par chaque opérateur.

Tableau 18 : Références de prix de marché mensuelles retenues pour le calcul du coût évité au titre de 2024²⁸

Mois	Prix mensuel
	(€/MWh)
Janvier	76,59
Février	58,37
Mars	53,59
Avril	28,23
Mai	27,17
Juin	34,17
Juillet	47,03
Août	54,56
Septembre	51,86
Octobre	62,06
Novembre	100,53
Décembre	98,18

Au total le coût évité lié à l'énergie produite est évalué à **181,6 M€** en 2024 (contre 323,2 M€ en 2023, la baisse étant principalement portée par la baisse des prix de gros de l'électricité).

1.2.3. Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire « S17 »

Comme exposé à la section 1.1, l'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017²⁹ prévoit qu'une demande complète de contrat adressée à l'acheteur obligé par un producteur intègre une caution et que « *les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé* ».

7 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir remboursé un total de 50 cautions au cours de l'année 2024.

Le montant des cautions remboursées vient augmenter les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2024 d'un montant de **41,7 k€**. Le montant des cautions remboursées est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

1.2.4. Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie définie dans la délibération de la CRE du 30 avril 2025 précitée est appliquée.

Les volumes de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2024 retenus pour le calcul des charges au titre de 2024 sont détaillés dans le Tableau 19.

²⁸ Les moyennes présentées dans le tableau sont calculées en prenant en compte les prix de la plateforme EPEX Spot, l'ensemble des opérateurs concernés ayant indiqué utiliser cette plateforme.

²⁹ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Tableau 19 : Volumes de garanties de capacité pouvant être valorisées par les entreprises locales de distribution lors des enchères ayant eu lieu en 2024

Volume de garanties de capacité pouvant être valorisées (MW)	AL 2023	AL 2024	AL 2025 ³⁰
Enchère du 7 mars 2024			36,5
Enchère du 25 avril 2024			35,1
Enchère du 20 juin 2024			34,1
Enchère du 19 septembre 2024	7,7	9,5	34,9
Enchère du 24 octobre 2024			34,0
Enchère du 5 décembre 2024			32,4

En application de la délibération de la CRE du 30 avril 2025, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2023 à 2025 sont valorisés, pour le calcul du coût évité constaté, au prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison, soit :

Tableau 20 : Prix de vente selon l'année de livraison, des garanties de capacité pour chaque enchère ayant eu lieu en 2024

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2023	AL 2024	AL 2025
Enchère du 7 mars 2024			20 009,10
Enchère du 25 avril 2024			19 999,60
Enchère du 20 juin 2024		2 822,30	14 999,90
Enchère du 19 septembre 2024	29 999,80		10 800,90
Enchère du 24 octobre 2024			6 191,60
Enchère du 5 décembre 2024			0,00

Le coût évité total « capacité » retenu pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de l'année 2024 est ainsi de **2,8 M€**.

1.2.5. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés en 2024

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés s'élèvent ainsi, en 2024, pour un volume d'achat de 3,2 TWh, à **329,0 M€** (513,3 M€ - 181,6 M€ - 2,8 M€), en augmentation de 135 M€ par rapport à 2023 (194,0 M€). L'augmentation observée des surcoûts d'achat est principalement due à la diminution du coût évité, liée à la baisse des prix de gros constatés en 2024 par rapport à 2023.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 51.

³⁰ Pour les 6 opérateurs ayant valorisé en 2023 des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2025, seule la valorisation des garanties restantes est prise en compte au titre de 2024 (soit 6/9e du niveau total de capacité certifié pour l'année de livraison 2025).

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 résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine au titre de 2024 s'élèvent à **3 255,2 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 21. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 51.

Tableau 21 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine au titre de 2024 réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2024	
Action 1	Eolien terrestre	-400,8	273,3	52,9	5,7	-68,9	2 900,3
	Eolien en mer	227,7	0,0	0,0	0,0	227,7	
	Solaire	2 150,8	77,8	174,0	5,9	2 408,5	
	Bio-énergies	315,8	31,5	46,7	0,0	394,0	
	Autres énergies	-79,1	7,5	8,5	2,2	-61,0	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	278,5	43,2	22,6	10,6	354,9	354,9
Total		2 492,9	433,3	304,6	24,4	3 255,2	

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 2011³¹ 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 2020³². Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021³³ 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 2023³⁴, qui a notamment modifié les conditions d'indexation des tarifs d'achat.

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

En application des articles R. 121-27 et R. 121-31 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2024 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant de la valeur financière des garanties d'origines.

25 opérateurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2024 (contre 23 en 2023).

731 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2024. Parmi elles, 53 ont été mises en service en 2024.

Les montants et volumes au titre de 2023 indiqués dans cette partie ne prennent pas en compte les reliquats déclarés dans le cadre du présent exercice.

2.1. Coût d'achat constaté au titre de 2024

Parmi l'ensemble des 731 installations injectant du biométhane sous le régime de l'obligation d'achat en 2024, 694 sont soutenues via l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011, 4 via l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 et 33 via l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023.

La production de biométhane en dépassement de la capacité maximale de production ou de la production annuelle prévisionnelle en vigueur n'ouvre pas droit au tarif d'achat. La quantité de gaz en dépassement et le coût d'achat associé ne sont, par conséquent, pas comptabilisés dans le calcul des charges de service public.

La CRE a vérifié la cohérence des données physiques (valeurs mensuelles déclarées de capacité maximale de production et quantités effectivement produites) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les contrats déclarés.

Le nombre d'installations injectant du biométhane sous le régime de l'obligation d'achat poursuit sa croissance. Le détail est indiqué dans la Figure 2.

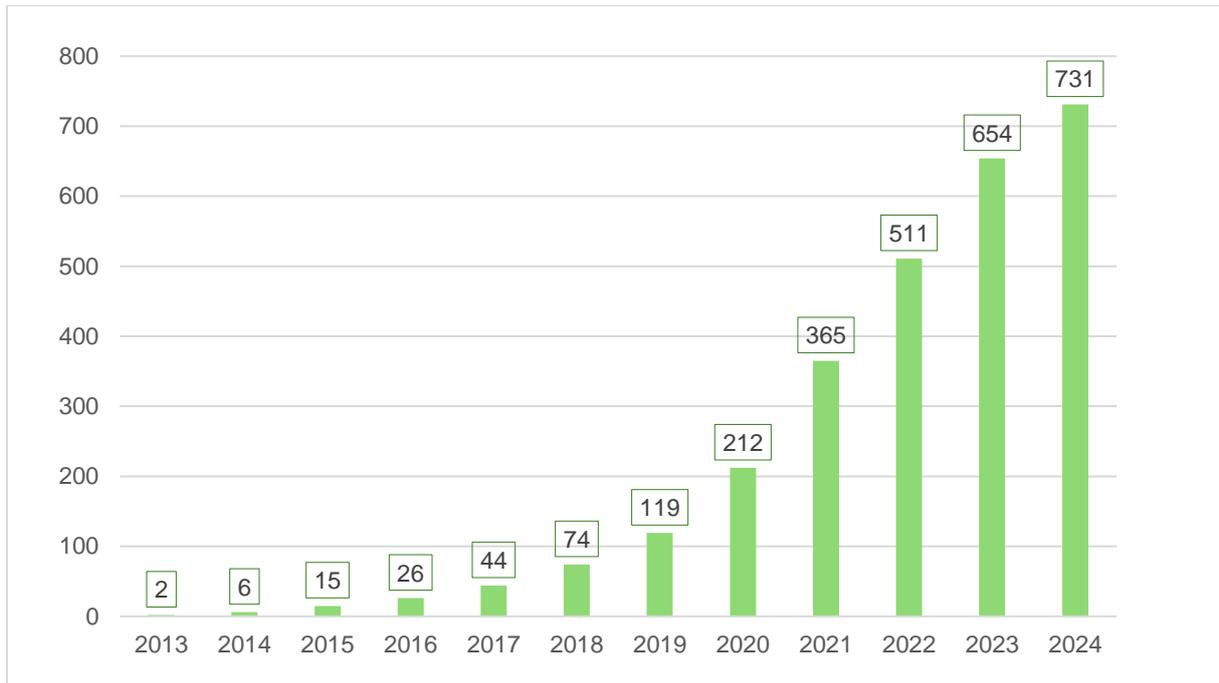
³¹ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³² 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.

³³ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁴ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Figure 2 : Evolution du nombre d'installations injectant du biométhane et soutenues via un arrêté tarifaire



Les quantités de biométhane et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2024 sont présentés dans le Tableau 22 ci-dessous. Les coûts d'achat unitaires sont restés stables en 2024 par rapport à 2023.

Tableau 22 : Quantités de biométhane et coûts d'achat retenus au titre de 2024

Volume soutenu	GWh
janv-24	886,9
févr-24	863,1
mars-24	939,0
avr-24	929,3
mai-24	951,0
juin-24	930,8
juil-24	957,5
août-24	945,5
sept-24	953,6
oct-24	1 010,4
nov-24	980,1
déc-24	1 025,5
2024	11 372,8
2023	9 009,1
2022	6 700,6
Coût d'achat	M€
2024	1 446,2
2023	1 146,6
2022	733,3
Coût d'achat unitaire	€/MWh
2024	127,2
2023	127,3
2022	109,4

2.2. Coût évité constaté au titre de 2024

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 30 avril 2025³⁵, le coût évité constaté est calculé pour chaque mois en prenant comme référence de prix la moyenne arithmétique mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel³⁶. Ils sont présentés dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Prix de marché retenus pour le calcul du coût évité au titre de 2024

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	28,51	24,97	26,42	28,63	31,34	34,15	32,15	37,82	35,95	39,80	43,49	44,71

Le prix de marché est en moyenne de 34,0 €/MWh sur l'année 2024 et est en baisse, de – 4,9 €/MWh, par rapport à l'année 2023 (38,9 €/MWh).

Le coût évité total constaté au titre de 2024 est de **389,4 M€**.

³⁵ Délibération de la CRE du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

³⁶ Prix Powernext Gas Spot Daily Average (en €/MWh) du PEG, publiés par EPEX Spot.

2.3. Surcoût d'achat constaté au titre de 2024

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.

Il s'élève au total à **1 056,8 M€** (1 446,2 M€ - 389,4 M€).

2.4. Valorisation des garanties d'origine au titre de 2024

Le I de l'article R. 121-31 du code de l'énergie 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 part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011³⁷. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Conformément à la méthodologie de calcul de la valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté³⁸, pour les charges constatées au titre de 2024, les déclarations ont fait l'objet d'un contrôle approfondi par la CRE et les acheteurs de biométhane ont fourni des pièces justificatives du niveau de valorisation des garanties d'origine. Certaines déclarations ont été corrigées à la suite d'échanges avec la CRE.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public au titre de 2024 s'élève à **27,5 M€**. Le niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges s'élève à 4,48 €/GO pour les charges constatées au titre de 2024, en hausse de + 53 % par rapport au niveau de valorisation des garanties d'origine en 2023 (2,94 €/GO pour les charges constatées au titre de 2023).

2.5. Charges constatées au titre de 2024

Les charges constatées au titre de 2024 s'élèvent à **1 029,3 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus.

Le détail de l'évaluation des charges constatées par opérateur au titre de 2024 est indiqué dans le Tableau 24. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2023 est précisée dans le Tableau 25.

³⁷ 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.

³⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Tableau 24 : Charges constatées au titre de 2024³⁹

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des GO venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2024 (€)
ALSEN	66 929 498	9 436 376	2 252 678	7 183 698	272 382	6 911 316
BCM Energy	31 461 436	4 680 276	1 101 210	3 579 067	23 179	3 555 888
CALEO	0	0	0	0	0	0
ekWateur	17 348 786	1 704 746	594 764	1 109 982	164 191	945 791
ENDESA ENERGIA	378 692 833	46 843 646	13 026 413	33 817 233	289 646	33 527 587
ENGIE SA	6 079 828 215	779 587 457	208 089 309	571 498 148	19 049 954	552 448 194
ÉS Énergies Strasbourg	67 738 868	8 613 350	2 345 878	6 267 472	202 610	6 064 862
GAZ DE BARR	22 170 622	2 729 189	762 313	1 966 876	121 251	1 845 625
GAZ DE PARIS SAS	240 555 877	27 876 923	8 239 535	19 637 389	433 315	19 204 074
GEG Sources d'Energies	25 499 151	3 595 154	813 458	2 781 697	0	2 781 697
Nature Energy Green Sales A/S	11 584 166	1 255 194	476 200	778 994	0	778 994
PICOTY SAS	45 372 025	5 110 963	1 559 092	3 551 871	36 117	3 515 754
PLUM ENERGIE SAS	8 858 560	845 814	280 474	565 340	56 432	508 908
PROVIRIDIS	73 869 547	9 698 405	2 431 611	7 266 794	0	7 266 794
REDEO ENERGIES	508 582 410	68 230 497	17 361 230	50 869 267	587 166	50 282 101
SAS GAZ DE BORDEAUX	365 039 409	45 710 340	12 574 495	33 135 845	1 085 337	32 050 507
SAVE	2 499 792 596	319 842 528	85 700 608	234 141 920	2 927 172	231 214 747
SCIC Enercoop	7 796 131	1 119 404	266 278	853 126	67 883	785 244
SEGE - AIR LIQUIDE	264 845 178	30 670 969	9 047 027	21 623 942	38 015	21 585 927
SEML GEDIA	13 210 101	1 893 869	450 615	1 443 254	19 890	1 423 364
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	186 155 394	23 121 853	6 351 229	16 770 625	689 365	16 081 260
SVD 17 - DALKIA	294 681 325	34 364 497	10 081 174	24 283 324	947 047	23 336 277
TERREAL SAS	0	0	0	0	35 340	-35 340
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	65 394 991	8 499 673	2 243 686	6 255 986	488 962	5 767 024
Total Gas& Power limited	97 361 810	10 767 326	3 315 366	7 451 961	0	7 451 961
TOTAL	11 372 768 929	1 446 198 450	389 364 640	1 056 833 810	27 535 253	1 029 298 557

Tableau 25 : Evolution des charges constatées au titre de 2024 par rapport aux charges constatées au titre de 2023

	Constaté 2024	Constaté 2023
Volume soutenu (TWh)	11,4	9,0
Surcoûts d'achat constatés (M€)	1 056,8	800,2
Valorisation des GO (M€)	27,5	12,6
Charges	1 029,3	787,6

Le développement important de la filière (+ 26 % sur le volume soutenu) entraîne une hausse des coûts d'achat de biométhane injecté (+ 299,6 M€, soit une augmentation de l'ordre de + 26 %). Cet effet est renforcé par la baisse des prix de marché, de - 4,86 €/MWh en moyenne entre 2023 et 2024. Il en résulte une augmentation des charges de 241,7 M€ (soit + 31 %).

³⁹Les 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 sont préemptées par l'Etat), (ii) Nature Energy Green Sales, qui n'a valorisé aucune garantie d'origine en 2023, ainsi que pour (iii)GEG Sources d'Energies, Proviridis et Total Gas & Power limited qui valorisent leurs garanties d'origine exclusivement sous forme de carburant pour véhicules.

3. Soutien en ZNI

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

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie 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 20 de la **loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025** a modifié les modalités de compensation des charges de SPE en ZNI⁴⁰, qui ne sont plus intégrées au budget de l'Etat mais intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité. Les charges de SPE relatives aux collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy restent toutefois inscrites au budget de l'Etat.

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

1. Transition énergétique :

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

⁴⁰ Article L. 121-6 du code de l'énergie.

2. Mécanismes de solidarité :

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

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

Les montants et volumes au titre de 2023 indiqués dans cette partie prennent en compte les reliquats.

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

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

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

Coûts de production

Les coûts de production à retenir 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 CCAS⁴¹. 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 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.

Recettes de production

Les recettes 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 vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés, celles liées à l'acheminement et à la gestion de la

⁴¹ Caisse Centrale d'Activités Sociales.

clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts dus à leur fourniture étant supportés par le gestionnaire de réseau).

En outre, les recettes totales 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 trois sections suivantes détaillent le calcul du surcoût de production sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement pour EDF, EDM et EEWF.

3.1.1. Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2024

3.1.1.1. Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2024, à **168,5 M€** pour la production renouvelable et **773,6 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **942,0 M€**.

Correctifs appliqués aux coûts de production

Coûts du projet SACOI 3 en Corse

EDF porte le projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI en Corse. En application de la délibération de la CRE du 21 février 2019⁴², les coûts supportés par EDF et relatifs à la démolition et la reconstruction du poste source et à la démolition du poste de garde de l'ancienne centrale thermique, des bâtiments annexes et l'adaptation du réseau incendie du stockage fioul sont compensés dans la limite de plafonds fixés dans la délibération de la CRE. Ces travaux, débutés en 2018, ont tous été effectués. En 2024, EDF a supporté un coût total de 0,009 M€. Les plafonds fixés par la CRE pour ces travaux préliminaires au projet de renouvellement de la station SACOI n'ayant pas encore été atteints, la CRE retient le montant de **0,009 M€** dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2024. Le périmètre couvert par la délibération susmentionnée, correspondant à la phase préparatoire du projet, est bien distinct du périmètre de la délibération du 21 décembre 2023⁴³ qui acte la réalisation du projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI et en fixe les coûts. Une partie de ces coûts est notamment présentée dans la section 3.6.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **8,2 M€** correspondants aux recettes non tarifaires obtenues dans le cadre de son activité de production. Ces recettes concernent par exemple la vente de produits ou bien de prestations (dépotage, mise à disposition de personnel, location immobilière).

⁴² Délibération de la CRE n°2019-036 du 21 février 2019 portant décision sur la compensation des charges engagées par la société EDF (centre EDF en Corse) dans le cadre du projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI.

⁴³ Délibération de la CRE n°2023-363 du 21 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole d'achat interne à la société EDF (centre EDF Corse) pour un projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité SACOI.

Coûts exclus liés à la gestion des moyens de production

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion des actifs de production.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2024. Celle-ci a permis de mettre en évidence un surcoût directement imputable à la sous-disponibilité relative de l'unité de production de Pointe des Carrières en Martinique par rapport à une valeur normative de référence.

La disponibilité réelle des groupes diesel de Pointe des Carrières s'établit en moyenne à 71 % sur l'année 2024 soit une valeur inférieure à celle de l'année 2023, en raison d'incidents fortuits observés sur la centrale et de travaux supplémentaires réalisés compte-tenu du vieillissement des moteurs. Après retraitement des indisponibilités liées à la crise sociale d'octobre 2024 et prise en compte de l'âge avancé de la centrale (supérieur à 25 ans, durée de vie normative des actifs thermiques), le coût à exclure est évalué pour la Martinique en 2024 à **2,9 M€**.

Une pénalité est également imputable à la centrale de Saint-Martin, dont la disponibilité de la tranche 3 détenue et exploitée par EDF SEI s'élève à 53 % en 2024 en raison de plusieurs incidents constatés sur les pièces tournantes des groupes turbo-alternateurs. Le mécanisme sur la qualité de gestion évoqué précédemment étant inopérant pour un territoire ne disposant que d'un moyen de production de base, le coût à exclure est évalué sur un principe similaire à ceux appliqués aux contrats de gré à gré et s'élève à **1,8 M€** en 2024.

Coûts supplémentaires liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application dans les ZNI du tarif préférentiel aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2024 à **6,2 M€**.

Coûts et recettes liés aux certificats d'économie d'énergie

EDF est un acteur obligé du dispositif des CEE. Bien qu'EDF SEI – en tant que direction d'EDF – n'ait pas d'obligation en propre, la vente d'électricité en ZNI est responsable d'une fraction de l'obligation de CEE qui pèse sur le groupe EDF. La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE.

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 surcoûts 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 MDE. Des règles encadrant la vente et l'achat de CEE par EDF SEI ont été définies par la CRE. L'application de ces règles à l'année 2024 a conduit EDF SEI à acheter 1,7 TWh_{cumac} de CEE précarité au terme du premier semestre pour un montant de **14,2 M€**. Par conséquent, une charge équivalente est comptabilisée dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2024.

Coûts de production retenus à la compensation

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2024 de **949,5 M€** (942,0 + 0,009 M€ - 8,2 M€ - 2,9 M€ - 1,8 M€ + 6,2 M€ + 14,2 M€). Ce montant se répartit en **173,4 M€** de coûts de production renouvelable et **776,1 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 26 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et le Tableau 27.

Tableau 26 : Coûts de production renouvelable retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2024

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,2	-	-	-	20,1	-	14,0	-	-	65,3
	Amortissements	9,3	-	-	-	9,6	-	7,7	-	-	26,6
	Impôts et taxes	5,8	-	-	-	10,5	-	7,8	-	-	24,1
	Frais de personnel	3,4	-	-	-	3,1	-	6,0	-	-	12,5
	Charges externes	2,8	-	-	-	3,8	-	1,1	-	-	7,8
	Frais de structure, de siège et prestations externes	6,2	-	-	-	3,7	-	26,1	-	-	36,0
Coûts variables	Combustibles	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	0,0
	Quotas de CO2	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	0,0
	Autres achats	0,3	-	-	-	0,5	-	0,3	-	-	1,1
Coût total		59,0	-	-	-	51,4	-	63,0	-	-	173,4

Tableau 27 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2024

M€	Nature de coûts retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,8	2,1	4,2	3,8	6,1	8,7	2,3	4,8	0,4	38,2
	Amortissements	6,7	2,9	3,1	2,4	14,3	11,7	2,3	3,3	0,7	47,5
	Impôts et taxes	1,7	0,6	6,2	0,1	37,8	4,1	1,2	0,3	0,0	52,0
	Frais de personnel	11,5	1,4	3,6	3,4	15,1	10,5	0,0	4,0	0,0	49,5
	Charges externes	12,1	5,7	3,4	1,8	17,2	18,8	4,4	1,4	0,6	65,5
	Frais de structure, de siège et prestations externes	14,5	2,8	9,8	9,3	15,0	15,6	0,7	0,2	0,0	68,0
Coûts variables	Combustibles	72,9	31,0	17,6	25,3	112,8	43,7	17,7	13,2	3,1	337,2
	Quotas de CO2	20,3	5,1	8,4	0,0	33,9	16,4	4,4	2,0	0,0	90,5
	Autres achats	8,4	0,4	1,5	2,4	6,4	6,2	0,1	1,9	0,2	27,7
Coût total		154,1	52,1	57,8	48,6	258,6	135,7	33,1	31,1	5,0	776,1

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2023

Le Tableau 28 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2023.

Tableau 28 : Évolution des coûts de production renouvelable d'une part et à partir d'énergies fossiles d'autre part, dans les ZNI constatés au titre de 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2024	Rappel 2023	Evolution		2024	Rappel 2023	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	65,3	67,3	-2,0	-3%	38,2	39,6	-1,4	-4%
	Amortissements	26,6	25,7	0,9	4%	47,5	43,9	3,6	8%
	Impôts et taxes	24,1	23,9	0,2	1%	52,0	36,0	16,0	44%
	Frais de personnel	12,5	12,1	0,4	3%	49,5	48,1	1,4	3%
	Charges externes	7,8	7,0	0,8	12%	65,5	58,8	6,7	11%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	36,0	38,3	-2,3	-6%	68,0	68,9	-0,9	-1%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	337,2	297,2	40,0	13%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	90,5	86,3	4,2	5%
	Autres achats	1,1	1,0	0,1	7%	27,7	28,9	-1,2	-4%
Coût total		173,4	175,3	-1,9	-1%	776,1	707,7	68,4	10%

Au total, les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en hausse entre 2023 et 2024 (+ 66,5 M€, + 8 %). La part production en 2024 d'EDF SEI diminue à 26% (27 % en 2023) avec une plus forte sollicitation des actifs thermiques (+ 46 % de la production entre 2023 et 2024) et une production hydraulique à la baisse (- 24 % de la production entre 2023 et 2024) sous l'effet d'hydraulicité en baisse en Guyane et en Corse.

- Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché de l'année en question et le dénouement

des swaps⁴⁴. En 2024, hors mécanisme de couverture financier et mécanismes de pénalité des moyens de production, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF présente une hausse de + 37,7 M€ par rapport à 2023, qui s'explique par une forte augmentation de la production thermique, malgré par une diminution du prix des combustibles (- 4 %). Cette hausse de la production thermique se concentre sur certains territoires :

- En Guyane, la production thermique fossile augmente de 140,0 GWh (+ 62 %) en raison d'un large déficit hydraulique ;
- En Corse, les volumes augmentent de 78,9 GWh (+26 %), avec une hydraulicité en retrait par rapport à 2023, les TACs ont notamment été fortement sollicitées (+ 28,3 GWh, soit + 194 %) pour satisfaire une demande élevée durant l'été et pallier une indisponibilité de la liaison SARCO avec la Sardaigne sur le mois de juillet ;
- A la Réunion, la production fossile thermique augmente de 15,7 GWh (+ 31 %), en raison d'une forte sollicitation des TACs pour permettre la réalisation des chantiers programmés (travaux de conversion et programme de maintenance) et pallier les nombreux aléas de l'année : avaries sur la centrale hydraulique de Rivière de l'Est, moindre fiabilité des groupes convertis et mouvements sociaux chez les Producteurs tiers.

En prenant en compte les mécanismes de couvertures financiers, le coût d'achat de combustibles d'EDF SEI connaît une augmentation de + 43,7 M€. En effet, en 2024, les couvertures financières résultent en une charge de 1,5 M€, alors que celles-ci étaient favorables en 2023 (- 4,7 M€).

- Le poste des impôts et taxes est lui aussi en hausse significative (+ 16,2 M€) principalement en raison de la hausse de la taxe spéciale de consommation en Guyane avec l'effet combiné d'une augmentation des entrées de fioul léger et des droits d'accises.
- Le poste des charges externes augmente (+ 7,5 M€) notamment en raison de frais de manutention du combustible en Guyane et à la Réunion et de charges importantes liées à la déconstruction de centrales déclassées.
- Le poste des amortissements augmente (+ 4,5 M€) avec des réinvestissements réalisés sur Dégrad des Cannes, la TAC Kourou et la centrale hydraulique de Rivière de l'Est à la Réunion.
- Le poste d'acquisition de quotas de CO₂ pour les moyens de production d'origine fossile est également en hausse (+ 4,2 M€) par un effet volume d'émissions (+ 23 %) malgré une diminution du prix de la tonne de CO₂ (- 14 %).

3.1.1.2. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2024 à **476,8 M€** dont **190,4 M€** sont affectés à la production renouvelable et **286,4 M€** à la production à partir d'énergies fossiles. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 29. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 29 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024	Rappel 2023	Evolution	
												en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	391,8	319,5	36,6	27,4	167,9	301,7	583,9	9,5	1,9	1 840,2	1 710,2	130,0	8%
(-) Recettes de distribution	113,5	84,7	9,4	6,2	40,1	76,7	149,6	2,3	0,6	483,0	474,1	8,9	2%
(-) Recettes de gestion clientèle	11,0	8,6	0,7	0,3	3,2	8,1	16,3	0,2	0,1	48,4	45,8	2,6	6%
Recettes brutes de production	267,3	226,2	26,5	20,9	124,6	217,0	418,0	7,0	1,3	1 308,8	1 190,3	118,5	10%
(x) Taux de production d'EDF SEI	33%	4%	59%	91%	67%	22%	16%	100%	93%	26%	27%	0,0	-4%
(+) Recettes de ventes pertes et services systèmes	38,9	29,1	2,9	1,5	18,6	19,4	30,7	0,4	0,1	141,5	134,3	7,2	5%
Recettes de production totales	127,5	37,2	18,4	20,6	101,5	66,4	96,6	7,3	1,3	476,8	452,2	24,7	5%
Recettes de production - Transition Energétique	62,2	0,0	0,0	0,0	44,8	0,0	83,4	0,0	0,0	190,4	221,0	-30,5	-14%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	65,3	37,2	18,4	20,6	56,7	66,4	13,2	7,3	1,3	286,4	231,2	55,2	24%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	136,1	151,7	151,7	149,2	146,0	153,1	147,0	153,6	144,3	146,42			

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

⁴⁴ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible.

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

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

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

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

Evolution par rapport à 2023

Le chiffre d'affaires total à considérer est en hausse de + 130 M€. Cette évolution s'explique, d'une part, par l'effet « année pleine » des hausses de TRV HT intervenues en 2023 (+ 20 % en février 2023 et + 10 % en aout 2023) et la stabilisation du TRV HT lors du mouvement de février 2024 et, d'autre part, par une augmentation de la consommation (+ 1 %). En conséquence, la part production des tarifs de vente (PPTV) augmente également (+ 8 % en moyenne).

Les augmentations des recettes brutes de production (+ 118,5 M€, soit + 10 %) résultent directement de la hausse du chiffre d'affaires. En conséquence, la part des recettes à considérer pour la production est en hausse de (+ 17,5 M€, soit + 6 %) malgré un léger recul du taux de production d'EDF SEI (- 1 %).

En conséquence des éléments susmentionnés d'une part, et d'une augmentation de la vente des pertes (+ 30,7 M€, soit + 3 %), les recettes de production totales sont en hausse en 2024 par rapport à 2023 (+ 24,7 M€, soit + 5 %).

3.1.1.3. Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement à **949,5 M€** et **476,8 M€**, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2024 s'élève à **472,6 M€** et se décompose en **- 17,1 M€** de surcoûts de production renouvelable et **489,7 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles.

La comparaison du total des surcoûts de production au titre de 2024 avec celui au titre de 2023 est présentée dans le tableau Tableau 30ci-dessous. La hausse des coûts de production (+ 8 %) principalement portée par une augmentation de la production fossile sous l'effet combiné d'une hydraulicité et d'une disponibilité des actifs tiers réduites n'est que partiellement compensée par la hausse des recettes de production nettes (+ 5 %). Il en résulte une augmentation des surcoûts de production (+41,8 M€, + 10 %).

Tableau 30 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2023 et au titre de 2024

Total M€	Corse	Guadeloupe	Saint- Martin	Saint- Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024	Rappel 2023	Evolution en M€ en %	
Coût de production	213,0	52,1	57,8	48,6	310,0	135,7	96,1	31,1	5,0	949,5	883,0	66,5	8%
Recettes de production	127,5	37,2	18,4	20,6	101,5	66,4	96,6	7,3	1,3	476,8	452,2	24,7	5%
Surcoûts de production	85,6	14,9	39,4	28,1	208,4	69,4	-0,5	23,8	3,7	472,6	430,8	41,8	10%

3.1.2. Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2024

3.1.2.1. Coûts de production

Les coûts de production d'EDM retenus par la CRE, diminués des recettes non tarifaires, s'élèvent, pour 2024, à **180,8 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Coûts de production d'EDM au titre de 2024 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2023t

M€	Nature de coûts déclarés	2024	Rappel 2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	105,0	109,4	-4,4	-4%
	Personnel, charges externes et autres achats	35,9	37,4	-1,5	-4%
	Impôts et taxes	0,6	0,7	-0,1	-12%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	17,3	21,0	-3,7	-18%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,5	11,7	0,8	7%
	Amortissements	7,4	7,0	0,4	6%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	1,9	0,6	1,3	200%
Coût total		180,8	188,0	-7,2	-3,8%

Les coûts de production d'EDM sont en baisse par rapport à ceux de 2023 (- **7,2 M€**, soit - **3,8 %**). Cette évolution est d'abord due aux tendances observées sur les marchés en 2024, le prix au litre du combustible acheté par EDM étant en baisse de 6%, et les quotas CO₂ ayant été acquis par EDM en moyenne à 65 €/t_{CO2} contre 82 €/t_{CO2} en 2023. Ces tendances, légèrement modulées par la hausse de la production thermique d'EDM (+ 10 GWh, soit +2,5 %) et le dénouement de la couverture des achats de carburant en défaveur d'EDM (+ 2 M€), induisent tout de même une baisse des coûts de combustible (- 4 %) et de CO₂ (- 18 %). Le poste « Personnel, charges externes et autres achats » évolue sous l'effet des coûts de personnel en hausse liés à l'ancienneté et aux embauches (+ 1 M€), qui sont compensés par une baisse des achats hors CO₂ (- **2,9 M€**) qui étaient particulièrement élevés en 2023 pour couvrir les maintenances de Longoni. Les coûts de production sont par ailleurs affectés par les premiers achats de certificats d'économies d'énergie (CEE) réalisés par EDM en 2024 (**1,0 M€** imputés aux « Frais de structure ») pour couvrir une partie de son obligation de 5^e période.

Gestion des moyens de production

De la même façon que pour EDF, l'analyse menée par la CRE les années précédentes sur la qualité et la conformité de la gestion des moyens de production aux règles de présence économique a été reconduite sur l'exercice 2024.

En 2024, le taux de disponibilité moyen de la centrale de Longoni s'établit à 91,1 % et celui des Badamiers à 88,11 %, soit au-dessus de l'objectif de 85 % qui leur est assigné. La CRE ne retient en conséquence aucune pénalité au titre de l'année 2024.

3.1.2.2. Recettes de production

Les recettes de production⁴⁵ sont en hausse en 2024 et s'élèvent à **57,4 M€**, contre **53,0 M€** pour 2023 (cf. Tableau 32). Outre la hausse de la consommation (+ 2,5 %), cette évolution s'explique par un effet « année pleine » après l'augmentation du TRV en février et août 2023. En conséquence, la part production des tarifs de vente (PPTV) ⁽⁶⁾ est également en augmentation (+ 6 %).

⁴⁵ 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 totales) 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.

Tableau 32 : Recettes de production constatées pour EDM en 2024 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

M€	2024	Rappel 2023	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	81,6	74,3	7,3	10%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,55	0,49	0,1	12%
Chiffre d'affaires total à considérer	82,2	74,8	7,4	10%
(-) Recettes de distribution	21,8	19,9	1,9	10%
(-) Recettes de gestion clientèle	3,3	2,3	0,9	40%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	4,8	4,7	0,0	1%
Recettes brutes de production	57,0	52,5	4,5	9%
Recettes de production totales	57,4	53,0	4,4	8%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	141,82	134,28	7,54	6%

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

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

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

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

3.1.2.3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production étant de **180,8 M€** et **57,4 M€** respectivement, le montant des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2024 s'élève à **123,4 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

Ces surcoûts de production sont en baisse de 11,6 M€ par rapport à 2023 (- 9 %) sous l'effet combiné d'une baisse des coûts de production (- 7,2 M€) à la suite de la baisse des coûts d'approvisionnement en combustible et en quotas CO₂, ainsi qu'à une hausse des recettes de production (+ 4,4 M€).

3.1.3. Surcoûts de production supportés par EEFW au titre de 2024

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

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

3.1.3.1. Coûts de production

Pour rappel, EEFW 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 trois fermes photovoltaïques opérées par EEFW à Wallis, mises en service en 2023, sont comptabilisées

dans les achats d'énergie, elles n'entrent donc pas en compte dans le calcul des coûts de production mais viennent réduire l'énergie au périmètre « production » d'EEWF.

Les coûts de production déclarés par EEWF s'élèvent en 2024, à **12,39 M€**, répartis en **0,04 M€** de coûts de production renouvelable et **12,35 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles, dont **10,01 M€ HT** au titre des combustibles. La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 sont présentées dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Coûts déclarés par EEWF au titre de 2024 et comparaison par rapport aux coûts au titre de 2023

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2024	2023	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,35	0,00	0,35	0,32	0,04	12%
	Amortissements	0,44	0,00	0,44	0,32	0,12	38%
	Impôts et taxes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,02	0,03	1,05	1,23	-0,18	-15%
	Fonctions support	0,53	0,01	0,54	0,23	0,31	139%
Coûts variables	Combustibles	10,01	0,00	10,01	11,73	-1,72	-15%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		12,35	0,04	12,39	13,82	-1,43	-10%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2023

La baisse des coûts de production déclarés par EEWF par rapport à ceux de 2023 (- **1,4 M€**) est majoritairement due à la baisse du prix administré du combustible⁴⁶ qui reflète, avec plusieurs mois de décalage, la baisse des prix observés sur les marchés (- **1,7 M€**). Cet effet baissier n'est que partiellement compensé par la hausse de la production thermique d'EEWF (+ 6,9 %).

La forte augmentation du poste « services supports » (+ 139 %) est due à la reprise partielle de provisions pour charges sociales qui avaient été effectuées les années précédentes, imputées comptablement aux « services supports » en l'absence d'allocation possible entre les différentes activités d'EEWF.

3.1.3.2. Recettes de production

Les recettes de production totales⁴⁷ déclarées par EEWF en 2024 s'élèvent à **3,5 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 34. Elles sont en hausse par rapport à 2023 (+ 27 %) en raison d'une augmentation de la consommation (+ 11,2 %) combinée à un effet « année pleine » après les augmentations du TRV en février et août 2023. En conséquence, la part production du tarif de vente augmente de + 19 %.

⁴⁶ Prix fixé par arrêté : <https://www.wallis-et-futuna.gouv.fr/Actualites/Presentation-de-Wallis-et-Futuna/Donnees-Economiques/Prix-des-carburants-a-Wallis-et-Futuna>

⁴⁷ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EEWF (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 80 % des recettes de gestion de clientèle totales) et majoré des recettes supplémentaires qu'EEWF 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.

Tableau 34 : Recettes de production constatées pour EEFW en 2024 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

	2024	2023	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	5,28	4,16	1,12	27%
(-) Recettes de distribution	1,51	1,28	0,23	18%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,20	0,18	0,02	8%
Recettes brutes de production	3,58	2,70	0,87	32%
(x) taux de production de EEFW	90,1%	94,5%		-4,4%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,28	0,21	0,07	32%
Recettes de production totales	3,50	2,77	0,73	27%
Recettes de production - Transition Energétique	0,16	0,13	0,03	27%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	3,34	2,64	0,70	27%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	127,7	107,5	20,3	19%

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

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

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

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

3.1.3.3. Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production pour EEFW s'élevant respectivement à **12,4 M€** et **3,5 M€**, le montant des surcoûts de production au titre de l'année 2024 s'élève à **8,9 M€**. Il se décompose en **- 0,12 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la catégorie « Transition énergétique » et **9,01 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la catégorie « Mécanisme de solidarité ».

Ces surcoûts de production sont en baisse de 2,2 M€ par rapport à 2023 (- 20 %) sous l'effet combiné d'une baisse des coûts de production (- 1,4 M€) à la suite de la baisse des coûts d'approvisionnement en combustible, ainsi qu'à une hausse des recettes de production (+ 0,7 M€).

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

3.2.1. Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2024

3.2.1.1. Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF, après correction de certaines erreurs et à l'exception d'un coût spécifique pris en compte partiellement. Ce coût fera l'objet d'une régularisation l'année prochaine après analyse des éléments justificatifs transmis tardivement par l'opérateur.

Les montants retenus pour EDF au titre des contrats d'achat pour 2024 en ZNI sont présentés dans le Tableau 35.

Tableau 35 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2024

	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€
Interconnexion	619,8	76,1	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Bagasse/Charbon	---	---	264,7	103,5	---	---	---	---	---	---	---	---	40,6	24,7	---	---
Thermique	499,6	208,4	895,5	261,2	76,7	19,3	13,0	3,9	172,6	46,8	827,9	272,1	93,9	38,8	---	---
Bioliquide	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1 191,4	554,7	---	---
Eolien	33,7	4,5	63,0	14,3	---	---	---	---	---	---	23,7	5,5	34,4	6,4	---	---
Hydraulique	59,5	4,5	13,5	2,4	---	---	---	---	---	---	---	---	1,8	0,3	---	---
Incinération	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	27,4	3,8	---	---	---	---
Géothermie	---	---	94,1	16,3	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Biogaz	2,2	0,4	22,1	3,5	---	---	---	---	2,1	0,4	---	---	7,0	2,4	---	---
Biomasse	---	---	149,3	76,9	---	---	---	---	75,4	36,2	228,0	79,6	885,1	442,5	---	---
Photovoltaïque	287,1	91,2	100,2	38,6	2,1	1,1	---	---	61,1	25,8	92,0	34,4	260,7	115,9	0,2	0,0
Total	1 501,9	385,2	1 602,3	516,7	78,8	20,5	13,0	3,9	311,3	109,2	1 199,0	395,4	2 514,8	1 185,6	0,2	0,0
<i>Evolution 2023 - 2024</i>	<i>4,0%</i>	<i>-6,7%</i>	<i>2,6%</i>	<i>-3,5%</i>	<i>2,6%</i>	<i>-30,7%</i>	<i>213,0%</i>	<i>45,7%</i>	<i>88,5%</i>	<i>47,8%</i>	<i>3,4%</i>	<i>-2,7%</i>	<i>-2,7%</i>	<i>15,7%</i>	<i>-5,9%</i>	<i>-3,3%</i>
	Total		Evolution 2023* - 2024													
	GWh	M€	GWh en %	M€ en %												
Interconnexion	619,8	76,1	2%	-11%												
Bagasse/Charbon	305,2	128,2	-60%	-57%												
Thermique	2 579,2	850,6	-17%	-23%												
Bioliquide	1 191,4	554,7	138%	130%												
Eolien	154,8	30,7	0%	1%												
Hydraulique	74,9	7,2	-6%	-13%												
Incinération	27,4	3,8	6%	-45%												
Géothermie	94,1	16,3	-15%	-21%												
Biogaz	33,4	6,6	-9%	0%												
Biomasse	1 337,8	635,2	46%	58%												
Photovoltaïque	803,4	307,1	0%	-1%												
Total	7 221,4	2 616,4	1,5%	4,1%												

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2023 - cf. annexe 4

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **2 616,4 M€** en 2024. Les coûts à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce coût est en légère augmentation par rapport à 2023 (+ 4,1 %) et s'accompagne d'une croissance du volume d'achat (+ 1,5 %). Des disparités existent selon les filières et selon les territoires : une forte hausse des volumes d'achats est constatée à Saint-Barthélemy et en Guyane, une augmentation plus modérée pour les autres territoires à l'exception de la Réunion et des îles bretonnes où les volumes diminuent légèrement. S'agissant de Saint-Barthélemy, la forte hausse des volumes achetés est liée à un recours accru aux groupes électrogènes de secours installés en milieu d'année 2023. La hausse des volumes achetés en Guyane s'explique principalement par la faible hydraulité en 2024 qui a été compensée par une sollicitation plus importante des groupes électrogènes de secours installés sur le territoire pour des enjeux d'équilibre offre demande et, dans une moindre mesure, par une hausse de la production des filières photovoltaïque et biomasse solide.

Les variations globales constatées résultent de plusieurs facteurs :

- La consommation d'électricité dans les ZNI évolue légèrement à la hausse par rapport à 2023 (+ 0,9 %). Ces hausses de consommation s'expliquent principalement par des températures supérieures aux normales et une sollicitation plus importante des appareils de production de froid. Cette hausse de la consommation, couplée à une moindre production des actifs historiques d'EDF SEI en raison notamment d'une plus faible hydraulité, entraîne une hausse des volumes achetés par rapport à 2023 (+ 1,5 %).
- Le volume d'énergie importée en Corse depuis l'Italie et la Sardaigne est en légère hausse par rapport à 2023. Les coûts associés aux imports évoluent à la baisse (- 11 %) en raison de l'accalmie observée sur le marché de l'électricité en Europe, bien que les prix restent plus élevés qu'avant crise.
- Les volumes de la filière charbon/bagasse diminuent (- 60 %) en raison des conversions à la biomasse solide des centrales de Bois Rouge, achevées début 2023, et du Gol, achevées à l'été 2024, situées à la Réunion. Cette baisse de volume entraîne une baisse des coûts de cette filière (- 57 %).
- Les volumes de la filière thermique fossile diminuent (- 17 %) en raison de la conversion au bioliquide de la centrale de Port Est à la Réunion réalisée au cours du second semestre

2023. En conséquence, les coûts de la filière thermique baissent en 2024 par rapport à 2023 (- 23 %).

- La centrale de Port Est située à la Réunion a fonctionné toute l'année au bioliquide à la suite de sa conversion avec une production qui s'élève à 1 191 GWh (+ 138 % par rapport à 2023) pour un coût de 555 M€ en 2024.
- La filière biomasse voit sa production croître fortement en 2024 par rapport à 2023 (+ 46 %) principalement en raison du fonctionnement à la biomasse des centrales de Bois Rouge et du Gol à la Réunion. En Guyane, la production d'électricité à partir de biomasse évolue à la hausse par rapport à 2023 (+ 81 %) avec le fonctionnement sur une année pleine de la centrale de Montsinéry-Tonnegrande mise en service fin 2023. En Guadeloupe, les volumes ont diminué de 25 % en raison d'une indisponibilité de la centrale du Moule 3. Enfin, en Martinique, les volumes produits restent relativement stables. Les coûts pour la filière biomasse augmentent de 58 %, en cohérence avec l'augmentation de volume.
- Les volumes achetés pour la filière éolienne et les coûts associés sont stables par rapport à 2023, avec toutefois des disparités selon les territoires. La production éolienne en Corse est en augmentation par rapport à 2023 avec la mise en service d'un parc de 12 MW, qui fait l'objet d'un repowering, au cap Corse. Au contraire, les régimes de vent moins favorables aux Antilles ont entraîné une baisse de la production éolienne en Guadeloupe et en Martinique.
- Les volumes et coûts de la filière photovoltaïque déclarés par EDF SEI sont également stables. Certains volumes ayant fait l'objet de facturation en début d'année 2025 devraient être exposés en reliquats l'année prochaine, à l'image des volumes achetés en 2023 et déclarés cette année en reliquats qui représentent 47 GWh.
- La production géothermique s'établit à un niveau de 94 GWh, en baisse de 15 % par rapport à 2023 en raison d'une moindre disponibilité de l'installation.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **960,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 36. Ce coût évité est en hausse par rapport à 2023 (+ 12 %) en raison de l'augmentation des recettes liées à la vente de l'électricité.

Tableau 36 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2024

	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2024
Quantités achetées (GWh)	1 501,9	1 602,3	78,8	13,0	311,3	1 199,0	2 514,8	0,21	7 221,4
Taux de pertes (%)	12,5%	11,3%	9,4%	6,1%	12,6%	8,0%	6,7%	0,08	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 314,9	1 421,1	71,4	12,2	271,9	1 102,5	2 345,9	0,20	6 540,2
Part production du tarif de vente (€/MWh)	136,10	151,69	151,70	149,21	145,98	153,14	147,00	144,33	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	178,9	215,6	10,8	1,8	39,7	168,8	344,8	0,03	960,6

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

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

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2024 s'élèvent à **1 655,9 M€** dans les ZNI (2 616,4 M€ de coût d'achat – 960,6 M€ de coût évité). Ce montant est relativement stable par rapport à 2023 (+1,6 % ; + 26 M€), la hausse des coûts d'achats étant compensée en grande partie par la hausse des coûts évités.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 1 059,8 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique » ;
- 596,1 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par catégorie est présentée dans le Tableau 37.

Tableau 37 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2024

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2024
Coût d'achat	385,2	516,7	20,5	3,9	109,2	395,4	1 185,6	0,04	2 616,4
Coût évité	178,9	215,6	10,8	1,8	39,7	168,8	344,8	0,03	960,6
Surcoûts	206,2	301,2	9,6	2,1	69,5	226,6	840,8	0,01	1 655,9
Transition Energétique OA	56,6	31,5	0,8	0,0	18,0	23,6	81,9	0,01	212,5
Transition Energétique gré à gré	-1,6	61,0	0,0	0,0	26,7	47,4	713,8	0,00	847,3
Mécanismes de solidarité	151,2	208,7	8,8	2,1	24,8	155,5	45,1	0,00	596,1

3.2.2. Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM au titre de 2024

3.2.2.1. Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Mayotte

Après avoir commencé à injecter une partie de sa production en 2023 (0,5 GWh), l'ISDND de Dzoumogné mise en service fin 2018 (installation de production de biogaz à partir de déchets) n'a pas injecté en 2024.

Les volumes d'achat constatés en 2024 sont donc entièrement liés à de la production photovoltaïque et s'élèvent à **31,0 GWh**, pour un montant de **10,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 38. 10 nouvelles installations de moins de 100 kWc ont été mises en services en 2024 et bénéficient de l'arrêté tarifaire S17. Quatre installations lauréates de l'appel d'offres PV en ZNI de 2019 ont également été raccordées, pour une puissance cumulée de 2,5 MWc. En conséquence, on observe une légère augmentation, de 1 % de l'énergie solaire injectée et une baisse de 2 % des coûts associés, les contrats les plus récents bénéficient d'un tarif plus faible que les contrats plus anciens.

3.2.2.2. Coûts évités à EDM par les contrats d'achat d'électricité à Mayotte

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDM à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **4,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 38. Ce coût évité est en hausse par rapport à 2023 (+ 7 %) en raison de l'augmentation conjuguée de la PPTV (+ 6 %) et des volumes (+ 1 %).

3.2.2.3. Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2024 s'élèvent à **6,5 M€** (10,6 M€ - 4,1 M€). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la catégorie « Transition énergétique ».

Tableau 38 : Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM en 2024 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2023

	2024	Rappel 2023	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,6	10,8	-0,2	-2%
Quantités achetées (GWh)	31,0	30,7	0,3	1%
Taux de pertes	7,1%	7,7%	-0,5%	-7%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	28,8	28,3	0,5	2%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	141,82	134,28	7,5	6%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	4,1	3,8	0,3	7%
Surcoûts d'achat (M€)	6,5	7,0	-0,5	-7%

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

3.2.3. Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EEWf au titre de 2024

En 2024, les volumes d'électricité achetés proviennent principalement des trois fermes photovoltaïques opérées par EEWf à Wallis, d'une puissance cumulée de 1,9 MWc, mises en service courant 2023. En l'absence de nouvelle mise en service en 2024, la hausse des quantités achetées (3,0 GWh ; + 102 %) provient d'un effet « année pleine » sur la production des trois fermes PV, et induit une hausse du coût d'achat (+ 162 %) qui s'élève à **0,60 M€** tel que détaillé dans le Tableau 39.

Le coût évité par ces contrats d'achat et obtenu en valorisant le volume revendu (après application des pertes) à la part production du tarif de vente, qui est passé de 107,5 €/MWh à 127,7 €/MWh (+ 19 %) (cf. section 3.1.3.2). Ce coût évité est donc évalué à **0,36 M€**.

Les surcoûts supportés par EEWf résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **0,25 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la catégorie « Transition énergétique ».

Tableau 39 : Surcoûts d'achat supportés par EEWf en 2024 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2023

	2024	2023	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,60	0,23	0,37	162%
Quantités achetées (GWh)	2,99	1,48	1,51	102%
<i>Taux de pertes</i>	<i>6,63%</i>	<i>6,50%</i>	<i>0,12%</i>	<i>2%</i>
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	2,79	1,38	1,41	102%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>127,7</i>	<i>107,5</i>	<i>20,3</i>	<i>19%</i>
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,36	0,15	0,21	140%
Surcoûts d'achat (M€)	0,25	0,08	0,16	203%

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

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

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

3.3.1. Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2024

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 24 octobre 2024⁴⁸ qui remplace la délibération du 12 janvier 2023⁴⁹. 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.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ 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.

Enfin, dans le cadre d'un nouveau guichet tenu en 2024, la CRE a délibéré le 19 décembre 2024 sur le niveau de compensation de six projets situés en Martinique et à la Réunion.

3.3.1.1. Coûts liés aux contrats de stockage

La CRE a retenu, au titre des contrats de stockage en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF.

Les montants retenus au titre des contrats de stockage 2024 en ZNI sont présentés dans le Tableau 40.

Tableau 40 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI en 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL
Injection (GWh)	3,6	0,0	1,4	2,3	3,0	10,3
Rappel 2023* (GWh)	3,5	0,0	1,7	4,7	3,5	13,3
Coûts (M€)	1,2	0,7	1,8	2,8	1,9	8,4
Rappel 2023* (M€)	1,1	0,0	1,9	2,4	2,1	7,5

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2023 - cf. annexe 4

Le coût total retenu pour EDF SEI s'élève à **8,4 M€** en 2024. Les évolutions constatées sont les suivantes :

- En Guadeloupe, l'unique installation en exploitation fournit un service de réserve primaire et injecte donc peu d'énergie – elle injecte lorsque la fréquence passe en deçà d'un seuil défini par le GRD. Les volumes et coûts de l'année 2023 n'ont pas encore été déclarés par l'opérateur et devrait l'être en reliquat lors de l'exercice suivant.
- En Martinique, les coûts sont en hausse en raison d'une meilleure disponibilité de l'installation dédiée à la fourniture du service de réserve primaire. Les volumes injectés sont quant à eux en baisse du fait d'une moindre sollicitation de la seconde installation pour le service d'arbitrage au profit du service de réserve primaire.
- A la Réunion, une moindre disponibilité d'une des installations explique la baisse en volume et en coûts.
- Enfin, les volumes et coûts sont relativement stables en Corse et en Guyane.

Les volumes et coûts évoluent d'une année à l'autre en fonction de la disponibilité des installations de stockage et de leurs sollicitations effectives optimisées en fonction des besoins du système électrique.

3.3.1.2. Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **1,35 M€**, comme détaillé dans le Tableau 41.

Tableau 41 : Coûts évités à EDF par les contrats de stockage dans les ZNI en 2024

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2024
Quantités achetées (GWh)	3,59	0,05	1,37	2,26	3,04	10,3
Taux de pertes (%)	12,5%	11,3%	12,6%	8,0%	6,7%	---
Part production du tarif de vente (€/MWh)	136,10	151,69	145,98	153,14	147,00	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,43	0,01	0,17	0,32	0,42	1,35

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

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

Les surcoûts d'EDF résultant des contrats de stockage au titre de l'année 2024 s'élèvent à **7,08 M€** dans les ZNI (8,42 M€ de coût – 1,35 M€ de coût évité). Ils sont affectés à la catégorie « Transition énergétique ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 42.

Tableau 42 : Surcoûts dus aux contrats de stockage d'EDF dans les ZNI en 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2024
Coût d'achat	1,21	0,73	1,78	2,80	1,90	8,42
Coût évité	0,43	0,01	0,17	0,32	0,42	1,35
Surcoûts	0,78	0,73	1,61	2,48	1,49	7,08

3.3.2. Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2024

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage, portés par Albioma et TotalEnergies. Les deux ouvrages ont été mis en exploitation au cours de l'année 2023. Par conséquent, EDM expose des coûts associés aux contrats de stockage au titre de 2024 qui sont détaillés dans le Tableau 43.

3.3.2.1. Coûts liés aux contrats de stockage

Les coûts associés aux deux ouvrages de stockage, qui recouvrent le paiement des primes fixes applicables et la compensation des coûts d'achat de l'énergie soutirée, sont évalués à **3,1 M€** au titre de 2024 pour EDM. Ces coûts tiennent compte d'un cas de force majeure concernant la batterie de TotalEnergies à la suite du passage du cyclone Chido. Malgré la baisse des quantités injectées, le coût d'achat est en forte hausse (+ 70 %) par rapport à 2023 sous l'effet de la fin des périodes d'essais et de marche probatoire prolongées qui avaient affecté les primes fixes versées aux stockeurs en 2023.

3.3.2.2. Coûts évités à EDM par les contrats de stockage

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente, et il est évalué à **0,3 M€** pour EDM au titre de 2024. La forte baisse des volumes injectés par rapport à 2024 (- 32 %) s'explique par une phase transitoire dans l'attente du déploiement d'un système de pilotage du stockage automatisé dans les prochaines années.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2024 à Mayotte s'élèvent donc à **2,75 M€ (3,08 M€ de coût - 0,33 M€ de coût évité)** au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique ».

Tableau 43 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2024

M€	2024	Rappel 2023
Coût d'achat	3,08	1,81
Quantités injectées (GWh)	2,5	3,7
Taux de pertes (%)	7,1%	7,7%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,3	3,4
Part production du tarif de vente (€/MWh)	141,82	134,28
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,33	0,45
Surcoûts	2,75	1,36

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

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

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁵⁰, 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 constatées au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2024.

La délibération de la CRE du 2 février 2017⁵¹, a défini les modalités de compensation des « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers, dans les entreprises et pour les collectivités. L'instruction de ces cadres de compensation par la CRE a abouti à leur adoption, pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion, par la délibération du 17 janvier 2019⁵² ainsi que pour Saint-Barthélemy et Saint-Martin par, respectivement, la délibération de la CRE du 21 avril 2022⁵³ et la délibération de la CRE du 30 novembre 2023⁵⁴. Initialement prévus jusqu'à fin 2023, ces cadres ont été prolongés d'une année supplémentaire jusqu'au 31 décembre 2024⁵⁵.

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

⁵⁰ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

⁵¹ 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.

⁵² Délibération de la CRE 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.

⁵³ Délibération de la CRE du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ Délibération de la CRE 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.

3.4.1. Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2024

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2024 à **128,8 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 44.

Tableau 44 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2024

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2024	Rappel		Evolution	
									2023	en M€	en %	
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	11,4	24,1	12,4	22,4	34,0	0,1	104,3	153,8	-49,5	-32%	
	Frais de personnel	1,6	2,0	1,0	1,7	3,1	0,0	9,3	9,5	-0,2	-2%	
	Autres charges	2,4	1,3	1,0	1,6	2,7	0,0	9,0	8,7	0,3	3%	
	Prestataires	1,4	1,5	1,0	0,9	1,8	0,0	6,5	7,1	-0,6	-8%	
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	-0,2	-0,1	-	-	-0,3	-0,2	-0,2	82%	
Coût net total		16,7	28,8	15,1	26,5	41,6	0,1	128,8	179,0	-50,2	-28%	

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 charge n'a été déclarée pour le déploiement du cadre de compensation de Saint-Barthélemy et Saint-Martin au titre de 2024.

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. 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 MDE⁵⁶ (cf. section 3.1.1.1, achat par EDF SEI de 1,7 TWhc de CEE précarité pour combler son déficit au titre de 2024).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Les coûts de MDE constatés diminuent significativement entre 2023 et 2024 (- **50,2 M€**, soit - 28 %).

Cette baisse se concentre sur les aides commerciales (- **49,5 M€** soit -32 %) avec des évolutions inégales entre les offres et les segments de marché. Le segment résidentiel diminue fortement (- **53 M€**) principalement en raison de la baisse des primes unitaires sur l'offre brasseur d'air (- **31 M€**) et l'arrêt de la mesure de défiscalisation sur l'offre chauffe-eau solaire (-**13,6 M€**). Pour les autres segments, le niveau des aides commerciales versées aux entreprises est stable entre 2023 et 2024 et en augmentation sur le segment des collectivités (+ **3,5 M€** sur l'offre éclairage public). La baisse des aides commerciales s'observe sur l'ensemble des territoires (- 26 %) à l'exception de la Martinique (- 0,1%), où le développement marqué de l'éclairage public compense diminutions des offres chauffe-eau solaires et brasseurs d'air.

La participation des acteurs membres des comités MDE des territoires autres que EDF SEI est stable par rapport à 2023 (+**0,2 M€**). La CRE déplore les faibles contributions de participations tierces et rappelle l'importance de l'engagement de l'ensemble des acteurs institutionnels des territoires pour permettre une appropriation locale efficace de la démarche d'efficacité énergétique.

3.4.2. Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM à Mayotte au titre de 2024

En 2022, le seuil d'éligibilité pour devenir un acteur obligé des CEE est passé de 400 à 300 GWh de ventes annuelles. EDM est donc devenu un acteur obligé des CEE. EDM a déclaré en 2024 de premiers

⁵⁶ 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.

achats de CEE pour un montant de **1,0 M€** (achats de certificats et participation à des programmes), qui sont, comme pour EDF, intégrés aux coûts de production d'EDM. Il en va de même dans le cas des recettes liées à la revente de CEE excédentaires.

Par ailleurs, EDM a informé la CRE de la perte des CEE théoriquement générés par les cadres de MDE depuis 2022, ces derniers devant être valorisés moins d'un an après la facturation au client. EDM n'ayant pas agi en opérateur responsable et efficace, les volumes de CEE non valorisés seront retirés de l'assiette d'achats éligible à compensation, lors de la prochaine déclaration, qui sera réalisée après la clôture de la 5^e période de CEE. Ce calcul tiendra compte d'un taux de chute normatif des CEE issus de la MDE, permettant de refléter la montée en compétence d'un opérateur économiquement efficace.

Les recettes de participations tierces, qui correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs (notamment les collectivités territoriales) pour le déploiement des actions de MDE, sont nulles en 2024.

Le montant des charges liées aux actions de MDE au titre de l'année 2024 est donc évalué à **9,8 M€** pour EDM (cf. Tableau 45).

Tableau 45 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2024

M€	Nature de coûts	2024	Rappel 2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	8,9	8,2	0,7	8%
	Frais de personnel	0,8	0,6	0,17	28%
	Autres charges	0,1	0,3	-0,18	-65%
Recettes	Participations tierces	0,00	0,0	0,0	0%
Coût total		9,8	9,1	0,7	7%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts de MDE constatés en 2024 sont en hausse par rapport à 2023 (+ 0,7 M€). La hausse est principalement due à l'augmentation du montant total de primes versées aux bénéficiaires (+ 0,7 M€), les variations des frais de déploiement se compensant mutuellement.

3.4.3. Coûts liés aux actions de MDE menées par l'AUE en Corse en 2024

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

Les coûts bruts pour 2024 déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions de MDE sont présentés dans le Tableau 46 et s'élèvent à **2,2 M€**, dont **0,8 M€** d'aide commerciale et **1,4 M€** de frais de déploiement.

Le faible ratio des primes par rapport aux frais de déploiement et l'absence de CEE valorisables s'explique par la trajectoire de montée en puissance de l'AUE sur certaines actions dont la réalisation s'étale sur plusieurs années (notamment la rénovation globale performante), et sur lesquelles les primes versés aux dossiers finalisés en 2024 ne reflètent pas les frais de montage d'un nombre plus important de dossiers qui seront réceptionnés sur les exercices futurs.

Tableau 46 : Coûts de MDE supportés par l'AUE en 2024

M€	Nature de coûts	2024	Rappel 2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	0,75	0,21	0,5	256%
	Frais de déploiement	1,43	0,72	0,7	100%
Coûts bruts		2,18	0,93	1,3	135%
Recettes	Participations tierces	-	-	0,0	0%
	CEE	-	-	0,0	0%
Coût total		2,18	0,93	1,3	135%

3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

L'opérateur EDF PEI a déclaré un montant de 12,2 M€ pour les coûts d'études du projet de centrale thermique située sur le site du Ricanto en Corse. La délibération de la CRE relative à la compensation des coûts d'études du projet⁵⁷ fixe le montant des coûts d'études compensé par les charges de SPE à 12 M€.

Le montant retenu compensé à EDF PEI s'élève ainsi à **12 M€**.

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

En 2024, l'opérateur EDF SEI a déclaré un montant de **40,1 M€** pour le projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité « SACOI », reconnu comme un projet d'approvisionnement en électricité d'intérêt public par l'article 1 de l'arrêté du 11 décembre 2023⁵⁸. L'article 2 de ce même arrêté fixe un plafond de 327 M€ pour l'ensemble des coûts visés au f du 2° de l'article 121-7 du code de l'énergie résultant du projet SACOI. Les coûts exposés en cumulés depuis 2023 (**55,9 M€**) étant inférieurs au plafond (**327 M€**), la CRE retient le montant de **40,1 M€** au titre de 2024.

3.7. Synthèse des charges en ZNI au titre de 2024

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 470,2 M€** pour l'année 2024 et se répartissent de la manière suivante entre les deux catégories :

- Transition énergétique : **1 211,9 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 258,3 M€**.

Ce montant est relativement stable (31,4 M€, + 1 %) par rapport aux surcoûts constatés de 2023. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des surcoûts d'achat en gré à gré (+ 28,9 M€) avec la croissance des volumes produits à la biomasse solide (+ 46 %) et à la biomasse liquide (+ 138 %), venant se substituer, avec un coût plus élevé, aux combustibles fossiles avec la finalisation des conversions à la bioénergie des actifs thermiques fossiles à La Réunion. Elle est en partie compensée par une hausse des recettes tarifaires, s'expliquant par l'effet « année pleine » des hausses de TRV HT intervenues en 2023 (+ 20 % en février 2023 et + 10 % en août 2023) et la stabilisation du TRV HT lors au mouvement de février 2024 (- 0,2 %).

Les charges prises en compte dans l'accise s'élèvent à 2 391,1 M€.

⁵⁷ Délibération de la CRE n°2024-221 portant décision sur la compensation des coûts d'études d'EDF PEI pour son projet de centrale thermique située sur le site du Ricanto en Corse.

⁵⁸ Arrêté du 11 décembre 2023 fixant la liste des projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme projets d'intérêt public et le plafond de compensation des coûts.

Les charges affectées au budget, correspondant aux charges des collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy s'élèvent à 79,1 M€.

Tableau 47 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2024, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

2024 - M€	EDF		EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
	Accise	Budget	Accise	Accise	Accise	Accise/Budget
Transition énergétique	1 177,8	0,8	19,0	0,13	14,2	1 211,9
Surcoûts achats OA	211,7	0,8	6,5			219,0
Surcoûts achats GAG ENR	847,3	0,0		0,25		847,5
Surcoûts production FH ENR	-17,1			-0,12		-17,2
MDE	128,8	0,0	9,8		2,2	140,8
Stockage	7,1		2,8			9,8
Etudes ZNI identifiées dans PPE					12,0	12,0
Mécanismes de solidarité	1 047,6	78,3	123,4	9,0		1 258,3
Surcoûts achats GAG non ENR	585,2	10,8				596,1
Surcoûts production FH non ENR	422,3	67,5	123,4	9,0		622,1
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	40,1					40,1

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

4. Soutien aux effacements

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 de l'effacement de consommation. En particulier, l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie dispose que « les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4 ».

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

4.2. Montant des charges constatées au titre de 2024

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2024 à hauteur de **189,0 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2024 », pour un montant de 172,8 M€, ainsi qu'aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2023 », pour un montant de 18,7 M€. Elles intègrent également des factures tardives au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2022 (pour – 2,2 M€) et 2021 (pour -0,2 M€).

Ce montant est plus élevé que le niveau de 14,4 M€ au titre de 2023. Cette hausse s'explique par la baisse des prix résultant des enchères sur le marché de capacité en 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 y a été prolongé en 2024 en l'absence d'avancées réglementaires.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2024, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.

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

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ; et
- depuis le 15 novembre 2013⁵⁹, dans le cas d'une résidence sociale (au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation) dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

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

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

5.1.3. Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

⁵⁹ Cette nouvelle catégorie de bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

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

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

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁶⁰ 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 2021⁶¹.

* * *

Au titre de l'année 2024, des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été supportées :

- par EDF en France métropolitaine et en ZNI et par EDM (Electricité de Mayotte) en ZNI ;
- par 78 entreprises locales de distribution et 12 fournisseurs alternatifs en France métropolitaine.

Les charges à compenser aux opérateurs au titre de 2024 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en France métropolitaine et dans les ZNI s'élèvent à **31,6 M€**, contre 35,4 M€ en 2023.

Les détails de charges par type d'opérateur et par type de dispositif social sont indiqués dans le Tableau 48. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 51.

Tableau 48 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2024

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif de mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	Total à compenser au titre de 2024	Charges retenues au titre de 2023
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	20,6	0,7	0,6	22,0	24,3
EDF MC	20,1	0,7	0,5	21,4	23,9
EDF ZNI	0,5	0,0	0,1	0,6	0,4
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,1	0,2	1,0	1,3
Autres fournisseurs	7,2	0,4	1,0	8,6	9,8
Total	28,5	1,3	1,8	31,6	35,4

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 de l'aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de

⁶⁰ 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.

⁶¹ 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.

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 2021⁶².

* * *

Au titre de l'année 2024, des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 12 entreprises locales de distribution et 5 fournisseurs alternatifs en France métropolitaine.

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2024 s'élève à **1,4 M€**, contre 2,1 M€ en 2023.

Les détails de charges par type d'opérateur et type de dispositif social sont indiqués dans le Tableau 49. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 51.

Tableau 49 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2024

	Dispositif d'affichage déporté	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	Total à compenser au titre de 2024	Charges retenues en 2023
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,4	0,4	0,5
ELD	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,1	0,8	0,9	1,5
Total	0,1	1,3	1,4	2,1

5.3. Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz constatées au titre de l'année 2024 s'élève à **33,0 M€** (dont **31,6 M€** en électricité et **1,4 M€** en gaz).

⁶² 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 métropolitaine (électricité et gaz)

En application des dispositions du 5° de l'article L. 121-7 et du 3°, 4° et 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 13 février 2025⁶³, 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 correspondant à la mise en œuvre des contrats de soutien qu'ils ont supportés au titre de 2024.

Au titre des coûts 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.

Les détails des charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison par rapport à la mise à jour de la prévision de charges au titre de 2024 et des charges constatées au titre de 2023, sont présentés dans le Tableau 50.

Tableau 50 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2024

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 retenu au titre de 2024	86,1	8,0	0,8	0,1	2,5	97,6
Rappel du montant prévisionnel mis à jour au titre de 2024	84,3	7,7	0,3	0,1	2,1	94,5
Montant retenu au titre de 2023	73,9	7,9	0,6	0,1	2,4	85,0

La CRE a analysé les déclarations effectuées par les opérateurs et a vérifié dans ce cadre un certain nombre de justificatifs d'évaluation des coûts de gestion des opérateurs. La CRE a opéré des corrections visant à exclure les coûts qui ne sont pas liés à la mise en œuvre des dispositifs ou qui ne résultent pas d'une bonne mise en œuvre des contrats, et dont la compensation n'est pas prévue par la loi. Pour rappel, en application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, les frais correspondants à la certification des déclarations de charges des opérateurs ne sont pas compensés.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 30 avril 2025⁶⁴, qui cadre la compensation des frais de gestion supportés par EDF, les entreprises locales de distribution, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. En particulier, s'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération :

- s'agissant des opérateurs en électricité, ce plafonnement a été appliqué pour 18 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 0,4 M€ ;

⁶³ Délibération de la CRE n°2025-51 du 13 février 2025 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

⁶⁴ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

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

7. Détails des charges de service public constatées au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 51 présente les détails des charges de service public constatées au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf RTE et acheteurs en dernier recours⁶⁵.

Tableau 51 : Détails des charges constatées au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat				Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	4 645	1 453 140	237 545	4 001	1 211 595	2 250	112 341	1 326 186
SICAE de l'Aisne	6 231	1 598 681	656 467	0	942 214	8 100	0	950 314
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	11 908	1 624 480	1 457 446	0	167 034	3 505	14 291	184 830
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	42	18 945	4 237	0	14 708	0	0	14 708
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	205	111 211	19 594	0	91 617	400	6 448	98 465
Régie Électrique DALOU	65	38 080	5 968	0	32 112	3	1 477	33 592
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 309	608 218	144 203	0	464 015	0	6 209	470 225
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	21	11 757	2 260	0	9 496	0	1 756	11 253
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	2 754	1 041 407	298 384	0	743 023	0	373	743 396
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	420	126 979	49 006	0	77 973	0	3 581	81 554
Régie Électrique MERCUS GARRABET	28	11 359	4 670	0	6 689	0	2 506	9 195
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	7	4 148	1 227	0	2 921	0	1 001	3 922
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	11	5 545	1 806	0	3 739	0	1 381	5 120
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 316	576 832	633 859	0	-57 028	0	2 981	-54 046
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	7 650	1 856 237	799 855	0	1 056 382	703	14 767	1 071 852
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	379	228 467	35 369	0	193 098	0	4 064	197 162
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	11 503	2 925 353	71 777	12 583	2 840 993	17	45 870	2 886 880
Energie Quillan Occitanie	3 760	507 052	426 923	0	80 129	1 540	10 401	92 070
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	3 346	437 201	391 505	0	45 696	1 649	14 403	61 748
Régie SDED EROME-GERVANS	240	152 612	23 972	0	128 640	0	5 900	134 540
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	195	88 569	20 128	0	68 440	1 423 364	9 886	1 520 436
SYNELVA COLLECTIVITÉS	84 726	12 434 852	4 400 000	83 504	7 951 348	10 800	235 758	8 197 906
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	1 233	418 113	132 584	0	285 529	264	11 378	297 171
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	154	62 640	15 425	0	47 215	272	4 250	51 738
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	173	57 503	15 807	0	41 696	0	4 558	46 254
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	60	30 063	5 638	0	24 424	0	928	25 352
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	4 256	1 550 561	163 818	5 283	1 381 460	0	43 122	1 424 582
Régie Municipale de Bazas Énergie	1 222	355 329	43 718	0	311 611	33 147	8 765	353 523
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	1 486	358 632	156 947	0	201 685	570	20 483	222 738

⁶⁵ Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

Délibération n°2025-180 – Annexe 3

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIER	432	217 254	40 728	0	176 526		180	17 660	194 366
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 572	11 464 273	1 734 472	20 402	9 709 399		710	213 547	9 923 656
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	122 523	13 640 120	6 816 705	99 721	6 723 693		50 329	252 273	7 026 295
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	69	36 557	6 680	0	29 877		43	4 637	34 557
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	4 874	1 561 161	209 952	4 001	1 347 208		5 153	23 060	1 375 420
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	95 956	10 264 716	12 607 066	0	-2 342 350		12 820	89 398	-2 240 132
Régie Communale Électrique SAULNES	19	10 248	1 886	0	8 362		64	2 350	10 776
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	188 423	36 275 576	11 516 076	215 384	24 544 117		95 722	377 924	25 017 763
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	19	12 064	1 864	0	10 201		1 615	1 400	13 215
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	114	52 831	11 022	0	41 810		3 482	8 300	53 592
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	7 346	1 565 285	539 268	79 201	946 816		3 730	26 051	976 597
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	35	13 164	3 858	0	9 306		27	0	9 333
Régie d'Électricité BITCHE	71	37 575	6 796	0	30 779		1 284	5 220	37 283
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	94	28 675	8 883	0	19 793		528	22 980	43 301
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	102	44 946	8 757	0	36 190		4 235	3 000	43 424
Régie d'Électricité SCHOENECK	72	50 557	6 917	0	43 641		135	3 830	47 606
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	346	91 186	31 628	0	59 558		5 590	0	65 148
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	64	25 211	6 264	0	18 947		1 993	3 620	24 560
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	6 051	1 112 680	925 100	0	187 580		6 348	0	193 928
R.M.E.T. TALANGE	522	87 144	47 969	0	39 175		565	8 637	48 377
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	154	49 409	15 138	0	34 271		3 368	4 200	41 839
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	26	10 457	2 533	0	7 924		2 536	0	10 461
S.I.C.A.E. CARNIN	157	38 317	23 363	0	14 954		0	0	14 954
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	52	21 529	4 600	0	16 929		0	1 720	18 649
Régie Municipale d'Électricité LOOS	36	13 314	3 763	0	9 551		3 116	1 350	14 016
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	111	70 048	9 414	0	60 634		11 305	3 930	75 869
S.I.C.A.E. OISE	191 842	22 443 537	9 853 269	204 874	12 385 394		29 146	363 644	12 778 183
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	43	20 128	4 612	0	15 515		0	0	15 515
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	6	1 454	438	0	1 017		1 350	0	2 367
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	24	8 540	2 912	0	5 629		130	0	5 759
Energies Services LANNEMEZAN	537	354 140	20 519	0	333 622		402	7 610	341 634
Régie Électrique LA CABANASSE	52	22 152	4 931	0	17 221		0	1 144	18 366
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 781	179 156	88 830	8 611	81 714		140	840	82 695
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	45	20 370	4 808	0	15 562		250	0	15 812
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	1 985	750 720	128 992	0	621 728		900	31 072	653 701

Délibération n°2025-180 – Annexe 3

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
GAZ DE BARR	333	125 285	34 451	0	90 834	1 845 625	4 659	23 839	1 964 957
UME	5 429	1 584 395	230 721	8 003	1 345 671		275	22 065	1 368 011
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	15 845	2 893 298	1 224 673	203 601	1 465 024		1 322	12 025	1 478 371
ES ENERGIES STRASBOURG	363 342	91 596 145	20 891 089	504 571	70 200 485	6 064 862	239 130	1 310 839	77 815 316
VIALIS	23 236	5 385 672	1 314 579	27 101	4 043 991		43 596	125 261	4 212 849
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 359	1 629 656	167 142	5 501	1 457 013		5 304	78 022	1 540 340
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	192	113 253	9 420	0	103 834		271	7 816	111 920
SICAE EST	76 807	12 183 415	3 967 859	85 376	8 130 180		8 837	210 888	8 349 906
SOREA	38 727	3 968 946	1 892 209	0	2 076 737		10 829	81 996	2 169 562
Régie Électrique TIGNES	11 964	1 001 132	632 800	0	368 333		3 541	1 000	372 874
Régie Électrique Communale AUSOIS	15	4 815	1 361	0	3 454		0	360	3 814
Régie Électrique AVRIEUX	8	4 009	790	0	3 219		0	360	3 579
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	15	8 755	1 211	0	7 544		0	1 170	8 714
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	41	11 638	4 161	0	7 477		0	2 650	10 127
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	13	2 734	1 376	0	1 358		0	2 600	3 958
Régie Électrique MONTVALEZAN	121	16 983	11 881	0	5 102		0	0	5 102
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	803	292 244	82 888	0	209 356		12	11 573	220 941
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 669	295 887	85 649	0	210 238		0	9 030	219 267
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	11 175	1 367 032	1 341 259	0	25 773		0	0	25 773
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	5 942	623 767	754 017	0	-130 250		3 150	14 220	-112 880
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	819	399 137	81 065	0	318 072		5 400	41 954	365 426
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	6 047	511 080	540 309	0	-29 229		1 800	4 380	-23 049
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	10 550	1 402 126	1 220 883	0	181 243		4 500	26 040	211 783
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	10 356	3 249 611	1 064 285	0	2 185 325		16 122	168 711	2 370 158
S.A.I.C. PERS LOISINGES	203	92 477	21 481	0	70 995		0	4 345	75 340
Régie d'Électricité d'Elbeuf	146	51 561	6 550	0	45 011		9 317	10 244	64 572
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	72	34 138	7 021	0	27 118		6 567	2 254	35 939
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 491	549 720	147 564	0	402 156		2 574	28 570	433 300
SEOLIS	589 026	81 285 532	28 498 408	345 605	52 441 519		120 838	1 650 382	54 212 738
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	311 818	31 312 452	15 375 006	279 105	15 658 341		9 856	488 297	16 156 494
GAZELEC DE PERONNE	39 023	3 813 957	1 867 422	0	1 946 534		6 756	3 395	1 956 685
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	357	132 386	32 149	0	100 237		1 350	6 919	108 506
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	10	5 252	1 269	0	3 983		30	740	4 753
SICAE du CARMAUSIN	19 607	5 308 672	902 798	6 002	4 399 872		14 593	112 001	4 526 466
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	3 117	663 573	133 927	0	529 646		34 470	43 862	607 978
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cognae	24 220	3 650 787	2 857 637	0	793 151		1 645	62 137	856 934
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	526 324	85 963 521	23 782 715	263 467	61 917 340		147 033	1 412 351	63 476 724

Délibération n°2025-180 – Annexe 3

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	476	47 482	61 944	0	-14 462		1 419	2 430	-10 613
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	493	133 194	23 484	0	109 710		202	14 340	124 253
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	877	264 847	84 203	0	180 645		79	12 055	192 778
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	119	57 371	14 117	0	43 253		0	0	43 253
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	87	44 789	8 539	0	36 249		2 968	2 988	42 205
AXPO Solutions AG	1	2 819 553	31	0	2 819 522			7 500	2 827 022
BCM ENERGY						3 555 888		20 630	3 576 518
TotalEnergies GPL	257 071	31 752 000	14 221 158	245 432	17 285 410			650 722	17 936 132
ILEK							4 066		4 066
OHM ENERGIE							77 912		77 912
VOLTERRES	13 445	2 092 602	782 492	51 126	1 258 984			35 245	1 294 228
MINT							44 443		44 443
COMPARELEC							1 780		1 780
TotalEnergies Electricité et Gaz France						5 767 024	2 961 751	20 303	8 749 079
ENARGIA							6 938		6 938
ENERCOOP	25 854	3 223 832	1 262 847	24 403	1 936 582	785 244		87 280	2 809 106
CALEO							2 626		2 626
ENDESA ENERGIA SA						33 527 587		92 508	33 620 095
SAVE						231 214 747		564 488	231 779 235
ALSEN						6 911 316		29 291	6 940 607
Gaz de Bordeaux						32 050 507	6 350	74 288	32 131 146
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						21 585 927		71 541	21 657 468
Gaz de Paris						19 204 074		41 760	19 245 833
VATTENFALL ÉNERGIES							58 308		58 308
PICOTY						3 515 754		11 407	3 527 161
GEG Source d'Energies						2 781 697		18 109	2 799 806
Total Energie Gaz (Tegaz)							394 701		394 701
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						23 336 277		84 029	23 420 306
ENGIE						552 448 194	5 985 772	1 243 263	559 677 229
GEDIA ENERGIES & SERVICES							109		109
Joul	183	48 562	13 696	0	34 866	945 791		15 385	996 042
Nature Energy Green Sales A/S						778 994		2 500	781 494
OUI ENERGY							2 167		2 167
PLUM ENERGIE						508 908	24 694	7 935	541 538
PROVIRIDIS SAS						7 266 794		39 992	7 306 786
REDEO ENERGIES SAS						50 282 101		183 100	50 465 201
SELFEE	996	227 174	38 725	0	188 450			3 920	192 370
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE						16 081 260		57 569	16 138 829
Terreal						-35 340		2 089	-33 251
Total Gas& Power limited						7 451 961		18 969	7 470 929
Union des producteurs locaux d'électricité	17 297	1 810 265	922 953	15 983	871 329		2 711	18 274	892 313
TOTAL	3 240 021	513 345 178	181 544 365	2 802 841	328 997 972	1 029 298 557	10 603 074	11 493 343	1 380 392 946