

DÉLIBÉRATION N°2024-139

Annexe 1

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2025 (CP'₂₅)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2025 pour les différents opérateurs concernés.

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

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2024 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale 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.

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

Opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2025

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

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours¹. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section 2). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section 3) sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)² à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF. En Corse, l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) supporte également des charges de service public de l'énergie.
- RTE supporte des charges liées au soutien 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).

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

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

Principe des frais financiers

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

En prenant en compte le fait que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2025 à partir des déclarations transmises par les opérateurs, après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

Avertissement

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

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

Synthèse

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2025 est évalué à **9 526,0 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors boucliers tarifaires et amortisseurs, dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

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

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2023 et la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024 est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2025

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2025
Soutien ENR électrique en métropole	4 095,0					0,0	229,4	10,6	4 335,0
Eolien terrestre	213,4					0,0	17,1	3,1	233,7
Eolien en mer	595,9					0,0	0,0	0,0	595,9
Photovoltaïque	2 678,4					0,0	171,3	3,8	2 853,4
Bio-énergies	532,9					0,0	37,7	0,0	570,6
Autres énergies	74,4					0,0	3,3	3,7	81,4
Injection biométhane	0,0					0,0	51,0	1 131,4	1 182,4
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 792,0	190,9	10,2	7,5					3 000,6
Transition énergétique	1 406,2	19,4	0,25	7,5					1 433,4
Mécanismes de solidarité	1 385,8	171,5	9,9	0,0					1 567,2
Cogénération et autres moyens thermiques	524,5					0,0	22,2	6,6	553,3
Effacement					316,0				316,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	27,8	0,0					1,4	10,6	39,7
Compensation FSL	20,5	0,0					0,7	5,2	26,5
Afficheur déporté	4,9						0,4	0,8	6,1
Autres	2,3	0,0					0,3	4,6	7,2
Frais divers	87,9					0,0	8,5	2,6	99,1
Frais de gestion	87,9					0,0	8,5	2,6	99,1
	7 527,2	190,9	10,2	7,5	316,0	0,0	312,4	1 161,8	9 526,0

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

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

Tableau 2 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2025 par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024

	Charges au titre de 2025	Mise à jour de la prévision 2024	Evolution 2025 prév - 2024		Charges constatées au titre de 2023	Evolution 2025 prév - 2023	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	4 335,0	2 524,6	1 810,4	72%	-3 994,9	8 329,8	209%
Eolien terrestre	233,7	-250,8	484,4	193%	-3 422,6	3 656,3	107%
Eolien en mer	595,9	241,5	354,4	147%	-36,4	632,3	1736%
Photovoltaïque	2 853,4	2 187,0	666,4	30%	-156,1	3 009,5	1928%
Bio-énergies	570,6	385,6	185,0	48%	0,8	569,8	71544%
Autres énergies	81,4	-38,7	120,1	310%	-380,5	462,0	121%
Injection biométhane	1 182,4	1 061,8	120,6	11%	787,6	394,8	50%
Soutien en ZNI	3 000,6	2 425,8	574,8	24%	2 429,2	571,4	24%
Transition énergétique	1 433,4	1 164,0	269,4	23%	846,4	587,0	69%
Mécanismes de solidarité	1 567,2	1 261,8	305,4	24%	1 582,8	-15,6	-1%
Cogénération et autres moyens thermiques	553,3	299,7	253,5	85%	-252,3	805,6	319%
Effacement	316,0	198,7	117,3	59%	14,4	301,6	2100%
Dispositifs sociaux	39,7	41,4	-1,7	-4%	37,5	2,2	6%
Compensation FSL	26,5	28,2	-1,7	-6%	26,1	0,3	1%
Afficheur déporté	6,1	6,2	-0,2	-3%	4,1	1,9	47%
Autres	7,2	7,0	0,2	3%	7,3	-0,1	-1%
Frais divers	99,1	94,5	4,6	5%	85,0	14,1	17%
Frais de gestion	99,1	94,5	4,6	5%	85,0	14,1	17%
	9 526,0	6 646,5	2 879,5	43%	-893,5	10 419,5	1166%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2023

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2025 est en hausse de 10 419,5 M€ par rapport à celui constaté en 2023.

Les principaux sous-jacents de cette évolution sont les suivants :

- la hausse de 8 329,8 M€ (+ 209 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale. Elle s'explique essentiellement par la baisse de la valorisation des volumes soutenus, du fait de la baisse des prix de gros de l'énergie depuis début 2023 ; le coût évité unitaire moyen diminue de 218,91 €/MWh en 2023 à 85,72 €/MWh en 2025.
- l'augmentation de 394,8 M€ (+ 50 %) des charges liées à l'achat de biométhane injecté est essentiellement portée par les prévisions de mises en service d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation importante de la quantité de gaz injecté (+ 4,5 TWh, soit une multiplication par 1,5).
- l'augmentation des charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale à hauteur de 805,6 M€ (+ 319%), sous le même effet que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques.
- enfin, la forte hausse des charges associées au soutien en ZNI (+ 571,4 M€) principalement en raison de la baisse prévisionnelle des recettes tarifaires liée à la baisse des TRV HT anticipée par les opérateurs (- 186,5 M€), de la hausse des coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI (+ 239,6 M€) et, enfin, d'une augmentation des coûts d'achat liés aux conversions à la biomasse solide et aux bioliquides de centrales thermiques situées à la Réunion et au développement des autres filières ENR (+ 167,2 M€). On observe ainsi une forte augmentation des charges de la sous-action Transition énergétique (+ 587,0 M€) et une baisse des charges de la sous-action Mécanismes de solidarité (- 15,6 M€).

Évolution par rapport à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2025 est en hausse de 2 879,5 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2024 présenté dans l'annexe 2 de la présente délibération.

Les principaux sous-jacents de cette évolution sont les suivants :

- la hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole, de 1 810,4 M€ (+ 72 %). Elle s'explique essentiellement par la baisse de la valorisation de l'énergie soutenue (d'où une baisse du coût évité). Le coût évité unitaire moyen passe ainsi de 124,4 €/MWh à 85,2 €/MWh entre 2024 et 2025, soit une baisse de - 39,2 €/MWh.
- l'augmentation de 120,6 M€ des charges liées à l'achat de biométhane injecté résulte de l'augmentation du volume soutenu (+ 17%). Cette hausse est légèrement atténuée par la hausse des prix de gros du gaz prévisionnels, de l'ordre de 6,3 €/MWh en moyenne.
- l'augmentation des charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale de 253,5 M€, sous le même effet que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques. La hausse des prix de gros prévisionnels du gaz augmente également le coût d'achat de cette filière.
- la forte hausse des charges associées au soutien en ZNI (+ 574,8 M€), principalement en raison de la baisse prévisionnelle des recettes tarifaires liée à la baisse des TRV HT anticipée par les opérateurs (- 320,0 M€) et de la hausse des coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI (+ 211,9 M€).

SOMMAIRE

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale.....	7
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 métropole continentale	7
1.2. Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025	17
1.3. Bilan	20
2. Soutien à l'injection de biométhane	21
2.1. Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2025	21
2.2. Coûts évités prévisionnels au titre de 2025.....	21
2.3. Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2025.....	22
2.4. Charges prévisionnelles au titre de 2025.....	22
3. Soutien en ZNI	23
3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées	25
3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	33
3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	37
3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	39
3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE.....	42
3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	42
3.7. Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2025	42
4. Soutien aux flexibilités décarbonées	43
4.1. Contexte juridique.....	43
4.2. Ce dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement, abrogée par cette même loi. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2025	43
5. Dispositifs sociaux	43
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux– électricité.....	43

5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	46
5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux	47
6. Frais divers – Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale (électricité et gaz)	48
7. Détail des charges prévisionnelles au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE	49

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

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 pénalités éventuelles associées est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

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

1.1.1. Evolution du parc de production soutenu

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel sont présentées quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations de plus grande puissance sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance des contrats les plus anciens³. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiments soutenues en obligation d'achat désormais via l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (guichet ouvert)⁴, ainsi que les mises en service progressives des parcs éoliens en mer lauréats des 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. Le parc de production soutenu n'inclut pas les unités de production renouvelables qui vendent directement sur le marché.

En outre, dans un contexte de crise des prix de gros, la CRE a constaté dans le cadre des précédents exercices d'évaluation des charges, en 2022 et 2023, que de nombreux producteurs ont choisi de résilier leur contrat d'achat ou de complément de rémunération avant sa date d'échéance pour bénéficier d'opportunités de marché. Au total, sur le périmètre d'EDF (qui comprend l'intégralité des installations sous complément de rémunération), 5,0 GW (vision à fin mai 2024 transmise par EDF) d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat ou de complément de rémunération à compter d'octobre 2021 et d'octobre 2024. Pour la grande majorité de ces installations (84 %), la prise d'effet de la résiliation est intervenue courant 2022. Sous l'effet conjugué de (i) la baisse progressive des prix de gros intervenue à partir de fin 2022 après une période marquée par des prix particulièrement élevés et (ii) la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales par la loi de finances pour 2023 prolongée par la loi de finances pour 2024⁵, ce phénomène a connu un fort ralentissement avec 0,6 GW de résiliations en 2023 (dates de prise d'effet) et 0,2 GW en 2024 à date.

EDF n'a ainsi pas retenu d'hypothèse concernant de potentielles futures résiliations anticipées supplémentaires de contrats de soutien s'agissant de sa prévision au titre de 2025.

³ La CRE précise que les installations sortant des dispositifs de soutien peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public, et sortent alors du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie.

⁴ 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.

⁵ LOI n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

Ainsi, la quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2025 s'élève à 78,0 TWh, tandis que la puissance des installations soutenues s'élève à 47,7 GW. La production tout comme la puissance prévisionnelle évoluent constamment à la hausse entre 2023 et 2025 :

- + 13,0 TWh entre 2023 et 2025, dont + 8,2 TWh entre 2024 et 2025 ;
- + 12,8 GW entre 2023 et 2025, dont + 5,8 GW entre 2024 et 2025.

L'augmentation plus rapide de la puissance du parc soutenu (+ 37 % entre 2023 et 2025 contre + 20 % en production) traduit une baisse de son facteur de charge, qui s'explique par une proportion croissante de la filière photovoltaïque (53 % de la puissance installée cumulée en 2025).

Tableau 3 : Puissance prévisionnelle des installations soutenues au titre de 2025 et énergie prévisionnelle produite par ces installations au périmètre d'EDF en métropole (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	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2023	65,0	5,5	-	2,9	32,8	1,7	0,3	2,2	2,5	16,9	0,1
	2024	69,7	4,9	-	2,7	32,3	3,7	0,2	2,3	2,4	21,1	0,2
	2025	78,0	4,1	-	2,8	35,3	5,5	0,2	2,3	2,6	25,0	0,2
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	41,9	1,7	0,4	1,0	15,6	1,5	0,0	0,4	0,5	20,6	0,1
	2025	47,7	1,4	0,4	1,0	16,1	2,4	0,0	0,4	0,6	25,2	0,1

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu augmenterait de 14,0 GW en 2023 à 16,1 GW en 2025 (+ 15 %). Les mises en service se poursuivent sous l'hypothèse d'une durée de construction de deux ans à compter de la désignation des lauréats des appels d'offres, à un rythme cependant moins soutenu qu'entre 2023 et 2024⁶. La filière représenterait ainsi 34 % de la puissance prévisionnelle du parc soutenu en 2025, pour 45 % de la production soutenue.

La montée progressive de la puissance installée soutenue via l'obligation d'achat de la **filière éolienne en mer** traduit les mises en service successives prévues sur les années 2024 et 2025. Outre les mises en service des dernières tranches des parcs de Fécamp et Saint-Brieuc en 2024, sont notamment anticipées à ce stade les mises en service d'ici fin 2025 des parcs posés de Courseulles-sur-Mer et de Yeu-Noirmoutier. Cela amène ainsi la puissance prévisionnelle du parc à 2,4 GW en 2025 contre 0,7 GW en 2023.

La puissance et l'énergie produite par le **parc photovoltaïque** augmentent fortement entre 2023 et 2025 et s'élèvent respectivement à 25,2 GW et 25 TWh en 2025, soit une augmentation de 9,9 GW (+ 65 %) et 8,1 TWh (+ 48 %). Cette hausse traduit essentiellement le développement important des projets soutenus en obligation d'achat au travers de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 susmentionné, mais aussi des premières mises en service prévisionnelles d'installations soutenues via un futur arrêté

⁶ Entre ces deux années, la hausse importante observée est due au fait que les porteurs de projet renoncent désormais à bénéficier de la mesure d'urgence, introduite en 2022, permettant de reporter le début de leur contrat de complément de rémunération pour vendre leur production sur le marché de l'électricité pendant une certaine période (il se peut également que cette période soit arrivée à son terme pour certaines installations).

tarifaire portant sur les installations photovoltaïques au sol de moins de 1 MWc. La filière photovoltaïque représenterait ainsi 53 % de la taille du parc soutenu en 2025 et 32 % de la production soutenue.

La **filière de la cogénération au gaz naturel** voit sa puissance continuer de baisser (- 0,9 GW entre 2023 et 2025, soit - 39 %) pour s'établir à 1,4 GW en 2025, en raison de l'arrivée à échéance des anciens contrats et de l'abrogation du soutien à la filière⁷. L'énergie produite baisse elle aussi entre 2023 et 2025 (- 1,4 TWh, soit - 25 %).

La mise en service de la **centrale à CCG** à Landivisiau, d'une puissance de 422 MW a eu lieu fin 2021. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur : il n'y a donc pas d'énergie soutenue.

Le **parc hydraulique** soutenu devrait représenter une puissance installée de 1,0 GW en 2025, en légère baisse par rapport à 2023 (- 54 MW, soit - 5 %), l'arrivée à échéance de contrats anciens étant compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. En conséquence, la production prévisionnelle s'établit à 2,8 TWh, un niveau légèrement inférieur à (- 5 %) à la production constatée en 2023.

La puissance de la **filière biomasse** devrait s'élever à 587 MW en 2025 (+ 78 MW par rapport à 2023, soit + 15 %). Cette hausse est entièrement portée par les nouvelles installations soutenues en complément de rémunération. S'agissant de l'énergie produite, elle augmente de + 5 % entre 2023 et 2025 pour atteindre 2,6 TWh. Il convient de noter que cette prévision ne tient pas compte d'un éventuel retour de l'unité Provence 4 Biomasse située à Gardanne dans le parc soutenu au périmètre d'EDF OA⁸.

La puissance de la **filière biogaz** devrait s'élever à 401 MW en 2025, stagnant depuis 2023 (+ 1% par rapport à 2024 et + 2 % par rapport à 2023). L'énergie produite par la filière biogaz stagne également, à 2,3 TWh en 2025 soit + 3 % par rapport à 2023.

La **filière incinération d'ordures ménagères** voit sa puissance se stabiliser en 2025, après une chute entre 2023 et 2024 (de 85 à 24 MW), causée par l'arrivée à échéance des contrats en cours et de l'absence de mécanisme de soutien pour les nouvelles installations. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 0,2 TWh en 2025, comme en 2024.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représentent une production prévisionnelle de 192 GWh en 2025 (176 GWh en 2024).

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2024 résultent des contrats d'obligation d'achat suivants :

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

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

⁷ Le décret n° 2020-1079 du 21 août 2020 a supprimé l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat pour les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel.

⁸ L'article 229 de la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024 permet en effet aux producteurs d'électricité lauréats de l'appel d'offres n° 2010/S 143-220129 ayant résilié, durant la période comprise entre le 1^{er} juillet 2022 et le 31 décembre 2022, un contrat conclu en application de l'article 8 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ou en application de l'article L. 311-10 du code de l'énergie de solliciter au ministre chargé de l'énergie le retrait de cette résiliation.

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

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2025 sont présentés dans le tableau Tableau 4 ci-dessous.

Tableau 4 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2025

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	940,7	283,9	1 820,6	439,0	13,3	191,4	147,4	644,2	16,4	4 497,0
Février	838,4	245,8	1 835,0	500,9	13,1	180,0	152,8	1 019,2	15,8	4 800,9
Mars	775,0	264,9	1 762,7	460,9	13,9	193,5	154,9	1 495,6	17,7	5 139,3
Avril	40,1	267,7	1 356,6	380,0	11,8	186,3	167,7	1 886,4	14,9	4 311,7
Mai	19,0	291,5	1 279,6	358,2	13,5	188,7	190,3	2 214,2	17,5	4 572,6
Juin	14,4	232,8	680,3	203,9	11,4	179,4	162,6	2 205,9	14,0	3 704,6
Juillet	15,7	152,6	965,1	323,7	14,6	186,6	166,6	2 377,7	15,7	4 218,4
Août	15,6	112,6	897,6	313,8	12,5	184,4	164,6	2 173,2	16,3	3 890,7
Septembre	22,3	95,8	801,0	319,5	15,2	179,8	169,9	1 768,4	13,0	3 384,7
Octobre	30,5	115,0	1 404,7	626,1	11,7	192,6	164,9	1 328,3	15,7	3 889,7
Novembre	608,5	197,6	1 661,0	719,8	13,0	182,8	163,7	754,7	18,3	4 319,4
Décembre	735,2	289,0	1 924,7	862,2	15,0	194,7	176,5	581,9	16,3	4 795,5
Quantités (GWh)	4 055,4	2 549,3	16 389,0	5 508,2	159,1	2 240,2	1 981,9	18 449,8	191,6	51 524,5
Quantités en 2023 (GWh)	5 439,6	2 864,3	21 293,1	1 723,8	253,7	2 216,5	2 344,6	12 836,6	191,8	49 163,9
Coût d'achat (M€)	871,5	289,8	1 671,4	1 076,0	11,7	490,6	370,1	4 176,5	17,8	8 975,5
Coût d'achat en 2023 (M€)	1 275,2	304,2	2 060,9	316,8	16,6	465,9	416,5	3 382,7	17,0	8 255,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	214,9	113,7	102,0	195,3	73,4	219,0	186,8	226,4	92,8	174,2
Coût d'achat unitaire en 2023 (€/MWh)	234,4	106,2	96,8	183,8	65,5	210,2	177,7	263,5	88,6	167,9

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

La prévision au titre de 2025 réalisée par EDF aboutit à un volume total prévisionnel de **51,5 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat. Celle-ci croît entre 2023 et 2025 (de + 2,4 TWh, soit + 4,8 %), et notamment de + 1,7 TWh entre 2024 et 2025 (+ 3 %), sous l'effet toujours de deux évolutions contraires :

- d'une part, comme mentionné précédemment, les filières de l'éolien en mer et du solaire amènent une hausse de 9,4 TWh des volumes soutenus entre 2023 et 2025 (l'éolien en mer porte 40 % de cette hausse et le solaire 60 %) ;
- d'autre part, la plupart des autres filières, dont les nouvelles installations (lorsqu'elles font l'objet d'un soutien) sont majoritairement soutenues via le régime du complément de rémunération, portent une baisse de la production soutenue entre 2023 et 2025 de 7,1 TWh (dont 69 % portés par l'éolien à terre et 20 % par la cogénération).

Le coût d'achat s'établit quant à lui à **8 975,5 M€** (en hausse par rapport à 2023 de 719,7 M€, soit + 9 %). Cette augmentation plus importante que celle portant sur les volumes pour la période 2023-2025 traduit une hausse du coût d'achat unitaire de 167,9 €/MWh à 174,2 €/MWh, notamment due aux effets suivants :

- l'indexation des tarifs d'achat, dans un contexte globalement inflationniste ;
- la baisse du poids des filières relativement moins chères (éolien terrestre et hydraulique) et de la hausse concomitante du poids des filières plus chères (petit photovoltaïque et éolien en mer).

Il convient de noter que le coût d'achat unitaire du photovoltaïque poursuit tout de même sa décroissance, de 37,2 €/MWh (- 14 %) sous l'effet de la mise en service, entre 2023 et 2025, d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas.

1.1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

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

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024⁹. Une distinction est faite entre le coût évité par la production dite quasi certaine et celui évité par la production dite aléatoire :

- Le coût évité par la production quasi certaine est calculé en fonction des ventes à terme réalisées par EDF dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise et des prix de marché à terme. La production quasi certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre.
- Le coût évité par la production aléatoire est calculé par application du profil de production prévisionnel déterminé sur des données historiques aux références de prix de marché mensuelles sur l'année 2025, qui sont déterminées en appliquant aux prix à terme la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre – ou du semestre – correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre ou le semestre).

Ce profilage, introduit pour la première fois dans le cadre de l'exercice en cours conformément à la délibération du 25 janvier 2024 précitée, est défini de manière à évaluer un prix court-terme prévisionnel sur la base des références de prix de marché à terme. Le prix court-terme représente la moyenne pondérée des prix spot, des prix des échanges infra-journaliers et des prix de règlement des écarts par les volumes correspondants. Le prix court-terme prévisionnel permet ainsi de refléter (i) la déformation du prix de marché spot qui serait capturé par le profil de production particulier du parc sous obligation d'achat, mais aussi (ii) le coût des écarts historiquement observés pour le parc sous obligation d'achat. Il permet ainsi désormais d'intégrer directement dans l'indice de prix retenu les surcoûts liés à l'imprévisibilité du parc et aux achats sur le marché spot. Ces deux termes ne font donc pas l'objet d'un calcul séparé dans les parties suivantes, comme dans les délibérations des années précédentes.

Au titre de 2025, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève ainsi à **4 390,6 M€**, contre 10 753,1 M€ au titre de 2023 (constaté) et 6 194,7 M€ au titre de 2024 (mise à jour de la prévision).

Coût évité par la production quasi certaine

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2025, définie dans les délibérations de la CRE du 15 décembre 2022¹⁰ et du 14 décembre 2023¹¹, est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue pour 2025

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du 1 ^{er} trimestre	2 200
Surplus de production novembre	2 000
Surplus de production décembre	2 000

⁹ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

¹⁰ Délibération de la CRE n°2022-359 du 15 décembre 2022 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.

¹¹ 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.

Il s'agit de la quatrième année où les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019¹² sont visibles. Le foisonnement interfilières au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA est pris en compte pour déterminer la puissance quasi certaine, désormais calculée avec une cible de dépassement de la puissance produite par l'ensemble du parc soutenu sur 10 % des pas de temps.

En application de la délibération méthodologique du 25 janvier 2024 susmentionnée, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées sur la seconde quinzaine de mai 2024.

Le coût évité du produit « ruban de base » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 mai 2024 et des cotations EEX observées sur la seconde quinzaine de mai 2024 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 31 mai 2024. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 mai 2024 et les cotations EEX observées sur la seconde quinzaine de mai 2024 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 31 mai 2024. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire, qui repose notamment sur les prix à terme observés sur la seconde quinzaine de mai 2024 pour le produit « S2 2024 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

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

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
105,03	105,92	91,25	88,63

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 26,1 TWh, est de **2 698,6 M€**. A titre de comparaison :

- en 2023 (charges constatées), la production quasi certaine correspondait à 32,7 TWh, valorisée à 9 374,9 M€ ;
- en 2024 (charges prévisionnelles mises à jour), la production quasi certaine correspondait à 26,6 TWh, valorisés à 5 151,5 M€.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des cotations des prix du produit « Calendar 2025 » et des produits Q1 2025, Q2 2025 et S2 2025, auxquelles sont appliqués des facteurs basés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

Ces références de marché représentant l'estimation des prix spot moyens prévisionnels se voient ensuite appliqué un coefficient permettant de définir le prix court terme prévisionnel capturé par le parc sous obligation d'achat. Pour cela, la CRE considère, pour chaque mois, le ratio historique entre le prix court-terme capturé par le parc sous obligation d'achat et le prix spot moyen. Dans l'objectif d'une meilleure prise en compte des modifications récentes observées sur le profil de production du parc – en particulier au printemps 2024 – la CRE retient dans son calcul un historique de trois ans au lieu des cinq ans prévus dans sa délibération¹³ méthodologique du 25 janvier 2024 précitée.

Le coût évité par la production aléatoire au titre de 2025 s'élève à **1 692,0 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de 2025 ci-dessous avec les références de prix de marché, les prix court-terme prévisionnels et les quantités retenues.

¹³ Délibération de la CRE du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

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

Mois	Référence mensuelle	Prix court-terme prévisionnel	Quantité aléatoire	Coût évité
	(€/MWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	117,23	85,36	1 297,8	110,8
Février	114,02	101,56	1 911,3	194,1
Mars	104,94	83,62	1 944,4	162,6
Avril	66,12	48,31	2 799,7	135,3
Mai	58,97	45,07	3 010,2	135,7
Juin	65,46	58,51	2 192,6	128,3
Juillet	73,83	64,81	2 656,0	172,1
Août	70,17	58,62	2 328,3	136,5
Septembre	81,15	70,83	1 872,7	132,7
Octobre	87,11	71,42	2 325,2	166,1
Novembre	91,25	78,03	1 367,4	106,7
Décembre	88,68	63,74	1 745,1	111,2
Total 2025	81,5	66,5	25 451	1692,0

1.1.2.3. Coût évité lié aux garanties de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». Depuis le 1^{er} janvier 2017 (démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité), la valeur des garanties de capacité liées à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie présenté ci-dessus. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose en effet que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque année de livraison.

Dans sa délibération méthodologique du 25 janvier 2024¹⁴, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour le calcul du coût évité « capacité ».

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

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

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2025, EDF OA a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des niveaux de capacité certifiée pour les AL 2024 à 2026 ainsi que les volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2025 pour ces AL. Ces niveaux sont présentés dans le Tableau 8.

¹⁴ Délibération de la CRE du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

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

	AL 2022	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Garanties de capacité (MW)	0	0	227,1	2 129,6

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2022 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2023 et que la CRE considère qu'EDF OA aura pu valoriser l'intégralité des garanties restante en 2024, aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2025 portant sur l'AL 2022.

S'agissant de l'AL 2024, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage additionnel en 2025 par rapport au rééquilibrage à la hausse qui est prévu en 2024, de 95,6 MW.

S'agissant de l'AL 2025, un rééquilibrage est, en revanche, prévu à la hausse pour l'AL 2025, notamment du fait de nouveaux contrats qui prendront effet en cours d'année.

S'agissant de l'AL 2026, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres¹⁵ auxquelles est soumis EDF OA, car la capacité certifiée totale liée à son périmètre de certification est supérieure à 3 GW pour cette AL. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'AL concernée. Ainsi, pour l'AL 2026, de premières enchères devant avoir lieu en 2024, la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF pour cette AL aura déjà été valorisée en 2025. L'autre moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF pour cette AL devrait ainsi être valorisée en 2025.

En application de la délibération de la CRE du 25 janvier 2024 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les AL 2025 et 2026 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces AL et si, pour une AL, aucune enchère n'a encore eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente¹⁶. Le prix retenu est ainsi de 19 975,5 €/MW pour l'AL 2025 et 15 538,1 €/MW pour l'AL 2026.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF OA au titre de l'année 2025 est ainsi de **37,6 M€**. Sa répartition entre les filières de production est présentée dans le Tableau 9.

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

	Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2025 (M€)
Cogénération au gaz naturel	10,8
Hydraulique	4,7
Eolien à terre	8,9
Eolien en mer	4,2
Incinération	0,2
Biogaz	2,6
Biomasse	4,0
Photovoltaïque	2,1
Autres	0,1
Total	37,6

¹⁵ Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

¹⁶ La dernière enchère prise en compte est celle du 25/04/2024.

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2025 est évalué à **4 428,2 M€** (2 698,6 M€ de coût évité « énergie » par la production quasi certaine + 1 692,0 M€ de coût évité « énergie » par la production aléatoire + 37,6 M€ de coût évité « capacité »).

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

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2025 sont positifs dans la mesure où le coût d'achat est supérieur au coût évité : ils s'élèvent à **4 547,3 M€** en métropole continentale (8 975,5 M€ de coût d'achat – 4 428,2 M€ de coût évité).

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Principe du complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est défini aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime est versée au producteur – ou reversée par ce dernier dans le cas où le montant de la prime est négatif. Elle correspond à l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé, selon le type d'installations :

- dans le cadre d'un arrêté tarifaire ;
- ou dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

La prime est versée ou perçue par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle peut être déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle peut être ajoutée une prime de gestion, selon les formules prévues par les différents dispositifs de soutien :

$$CR = \underbrace{Energie * (T_e - M_0)}_{\text{Prime à l'énergie}} - \underbrace{(Nb_{capa} \cdot prix_{réf, capa})}_{\text{Capacité}} + \underbrace{Energie * P_{gestion}}_{\text{Prime de gestion}}$$

La prime à l'énergie peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour correspondre à la différence entre un niveau de tarif de référence T_e (défini par arrêté tarifaire ou demandé par le producteur dans le cadre d'une procédure concurrentielle) et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros.

Les dispositions de la loi ont été précisées par voie réglementaire¹⁷.

Si le complément de rémunération est versé mensuellement, une régularisation de son montant intervient annuellement à l'issue d'une année calendaire, notamment pour prendre en compte le terme capacitaire ou d'autres composantes comme la prime pour non-production pendant les heures de prix négatifs prévue dans certains contrats.

¹⁷ Voir notamment :

- Décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie ;
- Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

1.1.3.2. Complément de rémunération négatif et déplaçonnement

Par construction, la prime à l'énergie devient négative lorsque le niveau du tarif de référence T_e est inférieur au revenu marché de référence M_0 . À la suite de la crise des prix de gros, lors de laquelle le prix de référence mensuel M_0 ¹⁸ a atteint 492 €/MWh en août 2022, les prix ont baissé fin 2022-début 2023 : le prix de référence mensuel M_0 était ainsi de 134 €/MWh en janvier 2023. Les prix de gros ont ensuite continué à diminuer progressivement tout au long de l'année 2023, pour s'établir à 71 €/MWh en décembre 2023.

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 dans la plupart des contrats de complément de rémunération¹⁹. L'article 230 de la loi de finances pour 2024²⁰ a depuis introduit le déplaçonnement, 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. Les prévisions de charges au titre de 2025 prennent en compte, en application de cet article, un déplaçonnement intégral des contrats.

1.1.3.3. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2025

EDF a réalisé une prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2025 et des charges en résultant. EDF estime que toutes les filières seront concernées. Ces prévisions sont détaillées dans le Tableau 10 et mises en regard de la mise à jour des prévisions au titre de 2024 ainsi que du constaté au titre de 2023. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché cohérentes avec celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat présentées au paragraphe 1.1.2.2.

Tableau 10 : Prévision relative au complément de rémunération au titre de 2025 réalisée par EDF

		Total	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération	Eolien à terre	Géothermie	Hydraulique	Photovoltaïque
Energie soutenue (GWh)	2023	15516	26	124	0	43	11360	0	61	3902
	2024	19937	43	395	0	75	14619	0	127	4679
	2025	26463	67	623	0	75	18958	0	226	6515
Puissance soutenue (MW)	2023	9097	4	91	422	25	4817	0	19	3719
	2024	12764	6	120	422	24	7529	0	51	4612
	2025	15991	9	161	422	24	8813	0	77	6486
Charges (M€)	2023	-133	4,0	4,8	35,1	-11,9	-111,6	0,0	0,8	-53,7
	2024	381	5,8	25,8	45,7	2,9	211,6	0,0	6,4	82,5
	2025	72	6,4	29,1	48,2	2,1	-25,7	0,0	6,6	5,5

¹⁸ Le prix de référence M_0 est la moyenne mensuelle des prix spot positifs ou nuls. Les valeurs de M_0 exposées sont celles du M_0 non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée en pratique dans la plupart des contrats de complément de rémunération.

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.

La puissance soutenue des installations sous complément de rémunération ainsi que l'énergie soutenue augmentent continument et fortement entre 2023 et 2025.

La puissance soutenue est finalement multipliée par 1,4 entre 2023 et 2024 puis par 1,3 entre 2024 et 2025. L'énergie produite est, quant à elle, multipliée par 1,3 entre 2023 et 2024 puis par 1,3 entre 2024 et 2025.

Cette augmentation est plus importante que ce qui avait été prévu lors de l'exercice des charges mené en 2023. Cela s'explique notamment par le fait que les porteurs de projet renoncent désormais à bénéficier de la mesure d'urgence, introduite en 2022, permettant de reporter la prise d'effet de leur contrat de complément de rémunération afin de vendre leur production sur le marché de l'électricité sur une période donnée (il se peut également que cette période soit arrivée à son terme pour certaines installations).

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2025 sont positives et s'élèvent à **72,2 M€**.

Les charges sont supérieures à celles constatées en 2023 (204,7 M€ de plus par rapport au niveau des charges au titre de 2023, de – 132,6 M€). Cette hausse est notamment portée par la baisse des prix de marché prévisionnels par rapport aux prix constatés en 2023. L'augmentation du volume soutenu (+ 10,9 TWh par rapport à 2023) renforce cette hausse des charges.

1.2. Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025

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

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

106 entreprises locales de distribution ont déclaré des prévisions de charges au titre de l'année 2025 (idem 2024). Parmi elles, 2 ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »²¹.

Par ailleurs, depuis le 1^{er} janvier 2017, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale. Ce transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF ou une entreprise locale de distribution) vers l'organisme agréé est réalisé à la demande du producteur. 7 organismes agréés ont déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat (un de plus que pour les charges constatées au titre de 2023).

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 3,6 TWh et à **584,9 M€** au titre de 2025.

1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités « énergie » pour les entreprises locales de distribution sont calculés par référence :

- aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs
- aux prix de marché pour le volume restant.

²¹ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

Les entreprises locales de distribution ont donc déclaré dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

Le démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des garanties de capacité liées aux tarifs de cession, les entreprises locales de distribution peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat peut permettre d'approvisionner les clients en « offre de marché » ou, compte-tenu des volumes correspondants, être vendue sur le marché *spot*.

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité « énergie » correspondant est calculé en référence aux prix de marché, comme définis dans la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024²².

Pour les entreprises locales de distribution qui envisagent de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité « énergie » correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.

Enfin, pour les entreprises locales de distribution qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité « énergie » est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur anticipe pour l'énergie produite.

S'agissant des organismes agréés, les coûts évités « énergie » sont calculés par référence aux prix de marché.

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération du 25 janvier 2024²³. En application de celle-ci, les prix de marché²⁴ sont pondérés au pas horaire par la production pour certaines filières (éolienne et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 11.

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

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	117,23	108,67	128,03
Février	114,02	109,36	115,92
Mars	104,94	99,03	97,84
Avril	66,12	61,72	59,65
Mai	58,97	55,93	54,77
Juin	65,46	61,99	65,46

²² Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

²³ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

²⁴ Moyennes mensuelles des prix spots.

Juillet	73,83	70,09	74,66
Août	70,17	64,85	69,82
Septembre	81,15	77,23	81,64
Octobre	87,11	79,38	88,29
Novembre	91,25	84,54	94,87
Décembre	88,68	77,11	99,49

Parmi les 106 entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles :

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

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **311,3 M€**.

1.2.3. Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie définie dans la délibération de la CRE du 25 janvier 2024 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés.

Le calcul du coût évité au titre de 2025 prend en compte un mode de valorisation des garanties de capacité uniquement sur les enchères organisées l'année précédant l'année de livraison. Ainsi, seule la valorisation des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2026 est prise en compte au titre de 2025²⁵. Par ailleurs, la valorisation éventuelle de garanties de capacité relatives aux années de livraison précédentes est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Tableau 12 : Volume prévisionnel de garanties de capacité des entreprises locales de distribution et des organismes agréés pour les enchères organisées en 2025

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2025 (MW)	AL 2024	AL 2025	AL 2026
	0,2	0,3	315,7

Au total, 316,2 MW de garanties de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 25 janvier 2024, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2024 à 2026 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne arithmétique des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison²⁶, soit :

- pour l'année de livraison 2024, 27 093,8 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2025, 19 975,5 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2026, 15 538,1 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité valorisées par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés est évalué à **4,9 M€** pour la prévision au titre de 2025.

²⁵ Le mécanisme de capacité est en cours de refonte à partir de l'année de livraison 2026. Etant donné l'incertitude des modalités du futur mécanisme, la CRE a retenu les volumes prévisionnels de vente déclarés par les opérateurs, sans retraitement.

²⁶ La dernière enchère prise en compte est celle du 25 avril 2024.

1.2.4. Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025

Les surcoûts prévisionnels retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi en 2025, pour 3,6 TWh de volume d'achat, à **268,8 M€** (584,9 M€ de charges, moins 311,3 M€ de coûts évités, moins 4,9 M€ de valorisation des garanties de capacité). Cela représente une hausse de 74,8 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2023, qui s'élèvent à 194,0 M€ (+ 39 %). Cette augmentation prévisionnelle des surcoûts d'achat est principalement due à des références de prix de marché 2025 plus faibles que la moyenne des prix spots observés en 2023, entraînant une diminution du coût évité prévisionnel.

Les évolutions suivantes par filière sont constatées :

- une production photovoltaïque de 993 GWh pour un surcoût de 175,0 M€ (contre 753 GWh et 124,1 M€ constatés au titre de 2023);
- une production éolienne terrestre de 1 761 GWh pour un surcoût de 20,2 M€ (contre 1 816 GWh et 9,0 M€ constatés au titre de 2023) ;
- une production des centrales de cogénération au gaz naturel de 280 GWh pour un surcoût de 28,6 M€ (contre 290 GWh et 28,6 M€ constatés au titre de 2023) ;
- une production des autres filières de 587 GWh pour un surcoût de 44,7 M€ (contre 570 GWh et 32,2 M€ constatés au titre de 2023).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 43 (section 7).

1.3. Bilan

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés et (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération supportées par EDF, les charges prévisionnelles résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2025 s'élèvent à **4 888,2 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 13 par actions et sous-actions budgétaires. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 43.

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

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2025	
Action 1	Eolien terrestre	239,2	-25,7	17,1	3,1	233,7	4 335,0
	Eolien en mer	595,9	0,0	0,0	0,0	595,9	
	Solaire	2 672,8	5,5	171,3	3,8	2 853,4	
	Bio-énergies	497,5	35,5	37,7	0,0	570,6	
	Autres énergies	67,8	6,6	3,3	3,7	81,4	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	474,1	50,3	22,2	6,6	553,3	553,3
Total		4 547,3	72,2	251,6	17,2	4 888,2	

2. Soutien à l'injection de biométhane

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

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

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2024 leurs prévisions de volumes, de coût d'achat de biométhane, de frais de gestion et de valorisation financière des garanties d'origine au cours de l'année 2025.

25 opérateurs ont transmis à la CRE une déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2025.

2.1. Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2025

Le Tableau 14 ci-dessous détaille, s'agissant de la prévision au titre de 2025, le nombre d'installations injectant du biométhane soutenu via le régime de l'obligation d'achat, le volume global de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat global. Ces montants sont comparés avec ceux de la prévision mise à jour au titre de 2024.

Tableau 14 : Comparaison de la prévision au titre de 2025 et de la mise à jour de la prévision au titre de 2024 relativement au nombre d'installations soutenues injectant du biométhane, au volume global de biométhane acheté et au coût d'achat global

	Prévision au titre de 2025	Mise à jour de la prévision au titre de 2024
Nombre d'installations	834	736
Quantité (GWh PCS)	13 462	11 517
Coût d'achat (M€)	1 731,8	1 459,9

Le coût d'achat unitaire moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 128,6 €/MWh, soit une augmentation de + 1,9 €/MWh par rapport au coût d'achat unitaire prévisionnel au titre de 2024 (126,8 €/MWh).

2.2. Coûts évités prévisionnels au titre de 2025

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024³⁰, le coût évité prévisionnel est calculé pour chaque mois en considérant (i) le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz, tel que défini dans cette délibération, (ii) multiplié par le volume mensuel prévisionnel de biométhane acheté.

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

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

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

³⁰ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

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

Année 2025	Cotation	Poids du mois par rapport au trimestre ou au semestre	Prix de référence
Janvier	38,71	1,022	39,56
Février	38,71	0,948	36,70
Mars	38,71	1,030	39,88
Avril	36,68	1,019	37,39
Mai	36,68	0,965	35,40
Juin	36,68	1,016	37,25
Juillet	36,08	1,018	36,74
Août	36,08	1,138	41,05
Septembre	36,08	1,104	39,83
Octobre	37,18	0,959	35,65
Novembre	37,18	1,027	38,18
Décembre	37,18	1,203	44,72

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 38,5 €/MWh sur l'année 2025.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2025 s'élève à **519,0 M€**.

2.3. Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2025

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières 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 2011³¹. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **30,3 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine.

2.4. Charges prévisionnelles au titre de 2025

Les charges prévisionnelles au titre de 2025 s'élèvent à **1 182,4 M€** (1 731,8 M€ de charges moins 519,0 M€ de coûts évités, moins 30,3 M€ de garanties d'origines). Ce montant est 50 % supérieur au montant constaté en 2023 (787,6 M€) et 11 % supérieur au montant mis à jour au titre de 2024 (1 061,8 M€). Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous, n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les fournisseurs, exposés dans la section 6.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 16. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024 est précisée dans le Tableau 17.

³¹ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 16 : Charges prévisionnelles au titre de 2025³²

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2025 (€)
ALSEN	72 320 894	10 500 669	2 789 392	7 711 277	180 000	7 531 277
BCM Energy	42 279 823	6 368 808	1 633 699	4 735 109	105 471	4 629 638
CALEO	13 888 000	2 089 016	535 106	1 553 910	0	1 553 910
EKWATEUR	17 826 600	1 731 141	687 204	1 043 937	29 414	1 014 523
ENDESA ENERGIA	424 192 000	51 629 028	16 349 738	35 279 290	284 147	34 995 143
ENGIE SA	6 732 408 237	861 941 538	259 548 524	602 393 015	14 442 283	587 950 732
ES Energies Strasbourg	96 558 599	12 282 015	3 735 880	8 546 135	256 182	8 289 953
GAZ DE BARR	18 017 499	2 479 453	688 778	1 790 675	135 000	1 655 675
GAZ DE PARIS SAS	239 165 890	27 656 297	9 219 695	18 436 602	189 609	18 246 993
GEG Sources d'Energies	38 400 000	5 096 476	1 479 566	3 616 911	0	3 616 911
Nature Energy Green Sales A/S	261 424 659	31 893 808	10 075 126	21 818 682	0	21 818 682
PICOTY SAS	39 741 000	4 445 855	1 528 586	2 917 269	17 886	2 899 383
PLUM ENERGIE SAS	10 778 563	1 026 550	416 622	609 928	16 161	593 767
PROVIRIDIS	109 120 333	14 417 160	4 205 399	10 211 761	446 027	9 765 734
REDEO ENERGIES	535 746 960	74 068 340	20 649 966	53 418 374	768 191	52 650 184
SAS GAZ DE BORDEAUX	506 781 683	63 783 388	19 537 804	44 245 584	6 227 000	38 018 584
SAVE	3 168 699 700	422 676 707	122 228 999	300 447 708	5 086 809	295 360 899
SCIC Enercoop	10 773 000	1 540 539	415 090	1 125 449	41 999	1 083 450
SEGE - AIR LIQUIDE	278 052 005	34 926 459	10 718 731	24 207 729	20 855	24 186 874
SEML GEDIA	14 092 759	2 020 479	543 267	1 477 212	21 138	1 456 074
SOLVAY ENERGY SERVICES	0	0	0	0	0	0
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	187 903 481	23 445 901	7 243 562	16 202 340	654 730	15 547 610
SVD 17 - DALKIA	329 517 543	38 799 603	12 701 032	26 098 571	1 075 051	25 023 520
TERREAL SAS	15 300 000	1 303 560	588 583	714 977	229 500	485 477
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	61 023 326	7 834 173	2 354 977	5 479 197	99 131	5 380 066
Total Gas& Power limited	237 600 000	27 799 200	9 154 813	18 644 387	0	18 644 387
TOTAL	13 461 612 554	1 731 756 166	519 030 140	1 212 726 026	30 326 583	1 182 399 444

Tableau 17 : Evolution des charges prévisionnelles au titre de 2025 par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2024

M€	Constaté 2023	Mise à jour prévisionnel 2024	Prévisionnel 2025
Surcoûts d'achat	800,2	1 088,8	1 212,7
Valorisation des garanties d'origine	12,6	27,0	30,3
Volume acheté (en TWh)	9,0	11,5	13,5
Charges prévisionnelles	787,6	1 061,8	1 182,4

Les charges prévisionnelles au titre 2025 sont en hausse par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et par rapport à la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année 2024, en raison principalement de l'augmentation importante des volumes soutenus de 1,9 TWh (+17%) entre 2024 et 2025. Cette hausse est légèrement atténuée par la hausse des références de prix de marché de gaz attendus entre 2024 et 2025 (+6,5 €/MWh).

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 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;

³² Les montants des valorisations des garanties d'origine sont nuls pour (i) CALEO, qui ne valorise aucune garantie d'origine (ses contrats ayant été signés après le 9 novembre 2020, les garanties d'origine sont préemptées par l'Etat), ainsi que pour (ii) GEG Sources d'Energies, Nature Energy Green Sales et Total Gas & Power limited, qui valorisent leurs garanties d'origine exclusivement sous forme de carburant pour véhicules.

- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnés au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme ;
- aux coûts mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, autres que les coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau, et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme.

La maquette budgétaire prévoit une unique action pour couvrir l'ensemble des charges de service public de l'énergie dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux. Cette action est scindée en deux sous-actions distinctes : la sous-action Transition énergétique et la sous-action Mécanismes de solidarité. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux sous-actions :

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 (majoritairement des installations hydrauliques) ;
- 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 ;

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 fossiles 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 sous-actions. La ventilation entre ces deux sous-actions apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

Evolution des TRV HT

En 2023, les tarifs réglementés de vente (TRV) HT ont connu une hausse de l'ordre de 20 % en moyenne au 1^{er} février 2023 et de l'ordre de 10 % supplémentaire en moyenne au 1^{er} août 2023. Ainsi les niveaux observés à fin 2023 sont donc supérieurs de près de 30 % par rapport à ceux observés à la fin de l'année 2022.

En février 2024, les pouvoirs publics ont pris la décision de limiter l'augmentation TTC des TRV à 10 % et de maintenir les mesures de bouclier tarifaire pour les consommateurs qui supportaient une hausse supérieure à 10 % en l'absence d'un tel mécanisme, c'est le cas en particulier des tarifs bleu+ et vert en ZNI. Le niveau des TRV HT est resté globalement stable durant le mouvement de février 2024.

L'évolution des TRV HT pour 2025 n'est pas encore connue. Ainsi, dans leurs prévisions pour 2025, les fournisseurs historiques ont dû faire une hypothèse d'évolution du TRV pour déterminer l'évolution de leurs recettes en 2025 et son impact sur leurs chiffres d'affaires. Ces prévisions sont propres à chaque opérateur.

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 considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

En conséquence, le calcul de la prévision des surcoûts de production nécessite d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2025 sur la base des éléments constatés au titre de 2023, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes pour EDF, EDM et EEWf.

3.1.1. Surcoûts de production prévus par EDF pour 2025

3.1.1.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2025, à **168,7 M€** pour la production renouvelable et **655,4 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **824,2 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 18 et le Tableau 19 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 dans le Tableau 20.

Tableau 18 : Coûts de production renouvelable dans les ZNI prévus par EDF pour 2025

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,2	-	20,3	-	14,0	-	-	65,6
	Amortissements	9,4	-	9,8	-	7,0	-	-	26,2
	Impôts et taxes	7,2	-	10,9	-	8,8	-	-	27,0
	Frais de personnel	3,7	-	3,0	-	5,8	-	-	12,5
	Charges externes	2,7	-	3,4	-	1,1	-	-	7,2
	Frais de structure, de siège et prestations externes	4,4	-	3,4	-	21,5	-	-	29,2
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	-	-	-	0,0
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-	-	0,0
	Autres achats	0,3	-	0,5	-	0,3	-	-	1,0
Coût total		58,9	-	51,3	-	58,6	-	-	168,7

Tableau 19 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévus par EDF pour 2025

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,2	9,7	6,1	8,0	2,0	4,6	0,6	36,3
	Amortissements	5,7	8,3	9,7	11,3	2,1	3,0	0,8	40,9
	Impôts et taxes	2,4	7,7	25,9	5,0	1,2	0,1	0,0	42,3
	Frais de personnel	11,8	8,2	15,2	10,5	0,1	4,2	0,0	50,1
	Charges externes	11,2	7,9	13,9	21,1	6,7	3,1	0,2	64,1
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,6	19,1	15,3	13,0	0,0	0,3	0,0	60,2
Coûts variables	Combustibles	55,0	79,5	71,2	42,4	1,9	16,5	3,0	269,5
	Quotas de CO2	14,0	15,7	14,0	13,8	0,4	2,5	0,4	61,0
	Autres achats	10,9	2,9	4,9	9,0	0,1	3,0	0,4	31,2
Coût total		128,8	159,0	176,3	134,1	14,5	37,3	5,4	655,4

Comme affiché dans le Tableau 20, les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2025 dans les ZNI affichent une baisse modérée par rapport à 2023 (- 7,7 M€) tandis que la production d'origine fossile marque une baisse plus nette (- 54,2 M€).

Tableau 20 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI supportés par EDF pour 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2025 prév	2023	Evolution		2025 prév	2023	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	65,6	67,2	-1,6	-2%	36,3	38,5	-2,2	-6%
	Amortissements	26,2	25,7	0,5	2%	40,9	43,9	-3,1	-7%
	Impôts et taxes	27,0	25,5	1,5	6%	42,3	40,0	2,3	6%
	Frais de personnel	12,5	12,1	0,4	4%	50,1	48,1	2,0	4%
	Charges externes	7,2	7,0	0,3	4%	64,1	58,8	5,3	9%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	29,2	38,0	-8,8	-23%	60,2	68,3	-8,1	-12%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	269,5	296,9	-27,4	-9%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	61,0	86,3	-25,4	-29%
	Autres achats	1,0	1,0	0,0	5%	31,2	28,9	2,3	8%
Coût total		168,7	176,5	-7,7	-4%	655,4	709,6	-54,2	-8%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2025 sont en baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 (- 7,7 M€, - 4 %), principalement en raison de la baisse des frais de structure de siège et des prestations externes. La baisse du poste des frais de structure, de siège et de prestations externes (- 8,8 M€) s'explique par l'absence d'achat prévisionnel de CEEs en 2025 par rapport à 2023 (- 10,1 M€), qui n'est que partiellement compensée par l'inflation des postes de support, de frais communs et de charges centrales entre 2023 et 2025 (+ 1,3 M€).

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergies fossiles pour 2025 présentent également une baisse, par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 (- 54,2 M€, - 8 %), essentiellement portée par les baisses du coût d'achat du combustible (- 27,4 M€, - 9 %) et du coût d'achat des quotas de CO₂ (- 25,4 M€, - 29 %). S'agissant du coût d'achat du combustible, la baisse résulte de la combinaison d'un effet volume (- 19,0 M€), lié notamment à une diminution de la production fossile d'EDF SEI à la Réunion avec la mise en service de nouveaux moyens de production convertis à la biomasse et d'un effet prix (- 13,4 M€). Le poste du coût d'achat des quotas de CO₂ est en baisse (- 25,4 M€) sous l'effet combiné d'une baisse du prix de la tonne de CO₂ sur les marchés mondiaux par rapport à 2023 (- 18,7 M€), l'hypothèse de prix du CO₂ en 2025 étant à un niveau équivalent à 2024, et du volume total d'émissions (- 6,7 M€). Comme pour la production renouvelable, les frais de structure, de siège et des prestations externes sont également en baisse (- 12 %). Cette baisse s'explique également s'explique par l'absence d'achat prévisionnel de CEEs en 2025 par rapport à 2023 (- 10,8 M€), qui n'est pas compensée par l'inflation des postes de support, de frais communs et de charges centrales entre 2023 et 2025 (+ 1,3 M€).

3.1.1.2. Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2025 s'élèvent à **378,5 M€**, dont **184,3 M€** pour la production renouvelable et **194,3 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 21. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 21 : Recettes de production prévisionnelles d'EDF dans les ZNI pour 2025

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2025 prév	2023	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	349	318,9	145,6	240,2	506,9	9	1,8	1 571,8	1 710,2	-138,4	-8%
Recettes de distribution	128	105,8	43,9	78,4	165,1	4	0,6	525,6	474,1	51,5	11%
Recettes gestion de la clientèle	11	9,5	3,2	8,0	16,2	0	0,1	48,0	45,8	2,2	5%
Recettes brutes de production	210,1	203,6	98,5	153,8	325,7	5,4	1,1	998,1	1 190,3	-192,1	-16%
(x) Taux de production d'EDF SEI	30,6%	17,1%	66,5%	22,8%	13,3%	100,0%	93,2%	25,4%	27,4%		
(+) Recettes de vente pertes et services système	31,3	33,1	16,5	16,8	31,0	0,3	0,1	129,1	134,3	-5,2	-4%
Recettes de production totales	95,6	67,9	82,1	51,8	74,4	5,7	1,1	378,5	452,2	-73,6	-16%
Recettes de production - Transition Énergétique	55,3	0,0	55,8	0,0	73,2	0,0	0,0	184,3	221,0	-36,7	-17%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	40,3	67,9	26,3	51,8	1,2	5,7	1,1	194,3	231,2	-36,9	-16%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	102,82	117,89	113,02	117,23	113,19	104,05	112,43				

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

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

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

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

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

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

La prévision de chiffre d'affaires total à considérer, en baisse de - 138,4 M€ par rapport à 2023, est établie par EDF sur la base du chiffre d'affaires constaté en 2023 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- consommation finale d'électricité en légère hausse entre 2023 et 2025 (+ 0,6 %) ;
- diminution moyenne tarifaire de - 8,5 % HT en 2025 par rapport aux tarifs en vigueur en 2023.

Les diminutions des recettes brutes de production entre 2023 et 2025 (- 192,1 M€) résultent d'une part de la réduction du chiffre d'affaires estimée par EDF et d'autre part de la hausse des recettes de réseau et de gestion de clientèle. Conséquemment, la part production des tarifs de vente (PPTV) diminue également.

En conséquence des éléments susmentionnés d'une part, et d'une baisse du taux de production d'EDF SEI (- 2 %), les recettes de production totales connaissent une baisse de – 73,6 M€, soit - 16 % entre 2023 et 2025.

3.1.1.3. Surcoûts de production

Le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2025 dans les différentes ZNI d'EDF est égal à **445,6 M€** et se décompose en – **15,5 M€** de surcoûts de production renouvelable et **461,1 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 22 et le Tableau 23.

Tableau 22 : Surcoûts de production à partir d'énergies renouvelables prévus par EDF dans les ZNI pour 2025

<i>Transition Energétique</i> M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 prév
Coûts de production	58,9	-	51,3	-	58,6	-	-	168,7
Recettes de production	55,3	-	55,8	-	73,2	-	-	184,3
Surcoûts de production	3,6	-	-4,5	-	-14,6	-	-	-15,5

Tableau 23 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles prévus par EDF dans les ZNI pour 2025

<i>Mécanismes de solidarité</i> M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 prév
Coûts de production	128,8	159,0	176,3	134,1	14,5	37,3	5,4	655,4
Recettes de production	40,3	67,9	26,3	51,8	1,2	5,7	1,1	194,3
Surcoûts de production	88,6	91,1	150,0	82,2	13,3	31,6	4,3	461,1

3.1.2. Surcoûts de production prévus par EDM pour 2025

3.1.2.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2025, à **221,4 M€**, dont 61 % au titre des combustibles (134,9 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 sont présentées dans le

Tableau 24. Les coûts de production prévisionnels pour 2025 sont en nette hausse par rapport aux coûts constatés pour 2023 (+ 33 M€, soit + 18 %).

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

Tableau 24 : Evolution des coûts de production prévisionnels prévus par EDM pour 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts retenus	2025	2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	134,9	109,4	25,5	23%
	Personnel, charges externes et autres achats	40,4	37,4	3,0	8%
	Impôts et taxes	0,7	0,7	0,0	0%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	24,4	21,0	3,4	16%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,3	11,7	0,6	5%
	Amortissements	7,8	7,0	0,8	11%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	0,6	0,1	22%
Coût total		221,4	188,0	33,4	18%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2025 sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2023. Cela s'explique principalement par l'hypothèse de croissance de la consommation d'électricité prise par EDM dans ces prévisions qui prévoit des hausses de production de + 3,2 % puis + 3 % en 2024 et 2025 respectivement par rapport à l'année 2023. Cette croissance de la consommation induit une hausse structurelle des postes de coûts variables, qui est renforcée par les effets suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles qui s'explique par la hausse des prix de marché dont EDM estime qu'elle se poursuivra en 2025. Cette hausse de prix conjuguée à une augmentation du volume produit (+ 6,3 %) induit une augmentation du poste de + 26 %, soit + 25,5 M€. Cette différence est modulée par un effet de couverture défavorable à EDM en 2023 qui n'est pas inclus dans les prévisions pour 2025.
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre qui se base sur un prix du CO₂ de 90€/t, supérieur aux prix moyens observés en 2023 (79 €/t) et en 2024 (60 €/t). Cette hypothèse haute, conjuguée à une augmentation de la production énergétique induit une augmentation du poste de + 3,4 M€, soit + 16 %.
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 3,0 M€) qui résulte de la conjonction de plusieurs mouvements, dont notamment : la baisse des frais liés à l'achat des pièces pour les centrales (- 1,4 M€), le renforcement des équipes et l'augmentation des rémunérations et cotisations sociales (+ 1,8 M€) et la hausse de la consommation de l'urée, en lien avec l'augmentation de la production, et de son prix (+ 1,8 M€).

3.1.2.2. Recettes de production

Les recettes de production³³ prévisionnelles pour 2025 s'élèvent pour EDM à **49,9 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25, en baisse de 6 % (-3 M€) par rapport à celles constatées en 2023. Cette baisse résulte de plusieurs hypothèses formulées par EDM :

- Une baisse des tarifs réglementés de vente de 10% (HT) lors du mouvement de février 2025. Cette baisse des recettes de production est toutefois compensée par le fort accroissement prévisionnel de la consommation (+8 % par rapport à l'année 2023), ce qui conduit à une augmentation relativement faible des recettes de production (+2 %) ;
- L'hypothèse de hausse de + 3,2 M€ (+16 %) des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE), qui est la part des recettes fléchée pour l'entretien du réseau de distribution, qui vient réduire d'autant les recettes de production.

³³ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et de la part production des recettes de gestion de la clientèle (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle) et majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Ces différents effets se traduisent par une baisse de 11 % de la part du tarif de vente attribuable à la production (PPTV) par rapport à l'année 2023.

Tableau 25 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2025 par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

	2025	2023	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	76,07	74,80	1,27	0,02
(-) Recettes de distribution	23,13	19,94	3,20	0,16
(-) Recettes de gestion clientèle	3,15	2,35	0,81	0,34
Recettes brutes de production	49,78	52,52	-2,74	-0,05
(x) taux de production de EDM	90,4%	91,9%	-1,6%	-1,7%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	4,89	4,71	0,17	0,04
Recettes de production totales ⁽¹⁾	49,881	53,003	-3,122	-0,059
Part production du tarif de vente (€/MWh)	119,83	134,28	-14,45	-11%

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 les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **221,4 M€** et **49,9 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2024 est évalué pour EDM à **171,5 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

3.1.3. Surcoûts de production prévus par EEWf pour 2025

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

Depuis le 1^{er} janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité en vigueur en métropole s'appliquent dans les îles Wallis et Futuna et ont été intégrés dans la concession renouvelée en 2023. 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 2025, les coûts de production prévisionnels d'EEWF s'élèvent à **13,6 M€**, répartis entre **0,15 M€** de coûts de production renouvelable³⁴ et **13,4 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 10,8 M€ 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 26.

Tableau 26 : Evolution des coûts prévus par EEWF pour 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2025	2023	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,67	0,001	0,67	0,32	0,36	113%
	Amortissements	0,50	-	0,50	0,32	0,18	57%
	Impôts et taxes	-	-	-	-	-	-
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,24	0,12	1,37	1,23	0,14	12%
	Fonctions support	0,23	0,02	0,25	0,23	0,02	10%
Coûts variables	Combustibles	10,76	-	10,76	11,73	-0,97	-8%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		13,41	0,15	13,55	13,82	-0,27	-2%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts prévisionnels pour 2025 sont en léger recul par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 (- 0,27 M€, soit - 2 %). Cela s'explique principalement par la baisse des prix de marché des combustibles compensée partiellement par la hausse des volumes (- 8 %, soit - 0,97 M€).

La variation conséquente de l'amortissement et de la rémunération des capitaux est liée aux réinvestissements prévus en 2023 et 2024 par EEWF pour racheter les actifs non amortis dans le cadre du renouvellement de la concession et afin de renouveler le matériel et renforcer les capacités de production dans un contexte de croissance de la consommation. Ce réinvestissement explique une augmentation, par rapport au constaté 2023, de l'amortissement des capitaux (+ 57 %) mais surtout de leur rémunération (+ 113 %) qui va ensuite décroître linéairement sur la durée du contrat de concession.

3.1.3.2. Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles d'EEWF³⁵ pour 2025 s'élèvent à **3,6 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 27. Elles sont en hausse de 32 % par rapport à celles constatées au titre de 2023, en raison de l'hypothèse retenue par EEWF sur le niveau prévisionnel des TRV en 2025, qui se situe à peu près au niveau du TRV d'août 2023. Les recettes tarifaires pour 2025 bénéficient donc d'un effet année pleine par rapport à celles de 2023. Cette hausse de recette par rapport à 2023 est amplifiée par la prévision d'un fort accroissement de la consommation prévu par EEWF (+ 12 % par rapport à 2023).

Les recettes attribuables à la production en propre de EEWF sont calculées au prorata de l'énergie produite par le GRD. Ce taux passe de 95 % en 2023 à 90 % en 2025 en raison du raccordement des trois fermes solaires de Wallis, opérées par EEWF mais traitées comme des achats d'énergie. En effet, ce raccordement, ayant eu lieu à mi-2023, l'année 2025 bénéficie d'un effet « année pleine » par rapport à 2023.

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

³⁴ Pour rappel, EEWF dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc.

³⁵ Comme pour EDM, les recettes de production d'EEWF sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et de la part production des recettes de gestion de la clientèle et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 27 : Evolution des recettes de production prévues par EEWf pour 2025 par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

	2025	2023	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	5,51	4,16	1,35	32%
(-) Recettes de distribution	1,58	1,28	0,30	23%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,19	0,18	0,01	6%
Recettes brutes de production	3,74	2,70	1,04	38%
(x) taux de production de EEWf	90,3%	94,5%		-4,3%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,27	0,21	0,06	27%
Recettes de production totales	3,64	2,77	0,88	32%
Recettes de production - Transition Energétique	0,17	0,13	0,04	32%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	3,48	2,64	0,84	32%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	124,7	107,5	17,2	16%

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 prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **13,4 M€** et **3,5 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2025 est évalué à **9,9 M€** pour EEWf. Il se décompose en - **0,02 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **9,9 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

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

3.2.1. Surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2025

3.2.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat

Les quantités et coûts d'achats prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2025 sont présentés dans le Tableau 28. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 652,4 M€ au titre de 2025.

Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2025

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Bioliqvide	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	Photovoltaïque	Autres**	TOTAL
Corse	702,4	0,0	501,9	0,0	44,6	56,1	0,0	0,0	321,3	12,1	1 638,4
Guadeloupe	0,0	103,0	990,2	0,0	127,6	36,7	101,3	137,3	161,7	17,3	1 675,1
Guyane	0,0	0,0	78,6	0,0	0,0	0,0	0,0	154,4	100,6	8,6	342,2
Martinique	0,0	0,0	577,5	0,0	122,1	0,0	0,0	252,0	152,9	25,5	1 130,0
La Réunion	0,0	0,0	11,9	873,0	53,1	2,4	0,0	1 409,1	380,2	19,9	2 749,7
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,0	0,710
Quantités (GWh)	702,4	103,0	2 160,0	873,0	347,4	95,5	101,3	1 952,8	1 117,2	83,4	7 536,1
Constatées en 2023 (GWh)	608,6	764,3	3 079,3	500,9	128,0	78,4	111,0	906,8	759,4	87,3	6 996,4
Evolution 2025-2023 (%)	15%	-87%	-30%	74%	172%	22%	-9%	115%	47%	43%	7,7%
Coût d'achat (M€)	105,0	67,9	785,7	420,2	56,7	10,1	24,8	742,7	420,3	19,1	2 652,4
Constatés en 2023 (M€)	85,9	297,8	1 099,8	240,8	26,6	8,0	20,8	398,3	294,2	13,0	2 485,2
Evolution 2025-2023 (%)	22%	-77%	-29%	75%	113%	26%	19%	86%	43%	38%	6,7%

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

** Biogaz, incinération et hydrogène

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2023

Les volumes d'achats prévus pour 2025 sont en hausse de 7,7 % par rapport à 2023 et les coûts d'achat correspondant de 6,7 %. Cette augmentation résulte en partie d'une hausse prévisionnelle de la consommation par rapport à 2023 ainsi que du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2023 et 2025 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérés :

- Les volumes de la filière biomasse devraient significativement augmenter en 2025 par rapport à 2023 (+ 115 %). Cette augmentation est principalement portée par les conversions des centrales de Bois Rouge et du Gol à la Réunion dont la conversion à la biomasse solide de la dernière tranche s'achèvera mi-2024 et qui fonctionneront toutes deux à la biomasse en substitution du charbon. Ces centrales continueront de valoriser de la bagasse en période sucrière. Cette augmentation en volume s'accompagne d'une augmentation du coût d'achat (+ 86 %).
- La conversion de ces centrales entraîne une baisse de volume importante pour la filière charbon/bagasse par rapport à 2022 (- 87 %). La baisse de volume s'accompagne d'une baisse des coûts du même ordre de grandeur (- 77 %). Seules deux tranches de la centrale du Moule en Guadeloupe fonctionneront encore au charbon en 2025 avant leur conversion prévue en 2026.
- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 30 %), en raison, d'une part, du fonctionnement au bioliqvide de la centrale de Port Est située à la Réunion dont la conversion s'est achevée à l'automne 2023, et, d'autre part, d'un moindre appel de ces centrales grâce au développement des énergies renouvelables fatales. Le coût d'achat associé devrait également diminuer (- 29 %). Les volumes de la filière bioliqvide augmentent de 74 % par rapport à 2023, et en conséquence les coûts (+ 75 %), en raison du fonctionnement sur une année pleine de la centrale de Port Est.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2025 par rapport à 2023 (+ 47 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, issues notamment des derniers appels d'offres, dont la puissance totale nouvellement installée en 2024 et 2025 est estimée à environ 220 MWc. La hausse des coûts d'achat pour cette filière (+ 43 %) est légèrement plus faible que la hausse en volume compte tenu des prix de soutien des nouvelles installations plus faibles que le prix moyen du volume soutenu en 2023, phénomène toutefois compensé par la hausse des tarifs des installations en service en raison de l'indexation annuelle prévue dans les contrats.

- Les interconnexions reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient atteindre un volume d'injection supérieur à celui constaté en 2023 (+ 15 %), année marquée par une indisponibilité d'un transformateur de la station de conversion de la ligne SACOI pendant un mois. Cette augmentation en volume, associée aux hypothèses de prix de marché à terme observés pour l'année 2025 sur le continent européen, entraîne une augmentation des coûts d'achat de + 22 %.
- Les prévisions 2025 intègrent, en outre, une hausse importante de la production éolienne (+ 172 %) avec la mise en service d'installations, neuves ou ayant fait l'objet d'un *repowering*, en Corse, Guadeloupe, Martinique et Réunion.
- Une hausse de la production hydraulique est attendue (+ 22 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale considérée en Guadeloupe, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2023 pour ce territoire et stable pour les autres territoires disposant de centrales hydroélectriques sous contrat d'obligation d'achat.
- Les volumes de la filière biogaz (présentée dans la colonne *Autres*) augmentent (+ 76 %) avec la mise en service de nouvelles installations. Enfin, les volumes et coûts de la filière incinération (également présentée dans la colonne *Autres*) restent relativement stables par rapport à 2023.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **755,2 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29.

Malgré la hausse des volumes achetés, le coût évité est en baisse par rapport à celui constaté en 2023 (- 11,7 %, soit - 100 M€) en raison de la baisse anticipée par l'opérateur des PPTV des différents territoires, conséquence d'une baisse des recettes tarifaires d'EDF.

Tableau 29 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2025

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 prév
Quantités achetées (GWh)	1 638,4	1 675,1	342,2	1 130,0	2 749,7	0,0	0,7	7 536,1
Taux de pertes (%)	12,7%	13,8%	13,9%	9,6%	8,5%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 431,1	1 443,7	294,8	1 021,4	2 515,2	0,0	0,7	6 706,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	102,82	117,89	113,02	117,23	113,19	104,05	112,43	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	147,1	170,2	33,3	119,7	284,7	0,00	0,0761	755,2

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

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent à **1 897,2 M€** dans les ZNI (2 652,4 M€ de coût d'achat – 755,2 M€ de coût évité). L'effet combiné de la hausse des coûts d'achats (+ 167 M€) et de la baisse des coûts évités (- 100 M€) entraîne une hausse importante des surcoûts d'achat en comparaison de l'année 2023 (+ 267 M€). La conversion des centrales thermiques situées à la Réunion à la biomasse et aux bioliquides et le développement des énergies renouvelables fatales entraînent une augmentation des charges imputées à la sous-action Transition énergétique (+ 78,6 %) et une réduction des charges imputées à la sous-action Mécanismes de solidarité (- 29,0 %).

Les surcoûts d'achats à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 1 228,0 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 669,2 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 30.

Tableau 30 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2025

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025 prév	2023	Evolution 2023-2025
Coût d'achat	436,3	556,1	139,2	396,0	1 124,7	0,0	0,098	2 652,4	2 485,2	6,7%
Coût évité	147,1	170,2	33,3	119,7	284,7	0,0	0,076	755,2	855,0	-11,7%
Surcoûts	289,1	385,9	105,8	276,3	840,0	0,0	0,022	1 897,2	1 630,2	16,4%
Transition Energétique OA	70,2	41,6	35,5	48,7	131,8	0,0	0,048	327,8	215,6	52,0%
Transition Energétique gré à gré	-0,7	85,2	56,4	64,0	695,3	0,0	-0,026	900,2	472,1	90,7%
Mécanismes de solidarité	219,7	259,2	13,9	163,6	12,9	0,0	0,000	669,2	942,5	-29,0%

3.2.2. Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2025

L'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 – seule installation du territoire en capacité de produire de l'électricité à partir de biogaz – a injecté une faible quantité d'énergie en 2023 (0,5 GWh). Pour 2025, EDM estime que cette installation n'injectera aucun volume d'électricité sur le réseau en 2025, quitte à opérer une régularisation ultérieure si cette quantité n'est finalement pas nulle.

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2025 sont donc entièrement dus aux installations photovoltaïques. Ils représentent **39,9 GWh**, pour un montant de **12,5 M€**. Par rapport à 2023 (Tableau 31), la forte hausse du volume (+ 30 %), accompagnée d'une hausse plus modérée du cout d'achat (+ 16 %) s'explique par la mise en service d'installation bénéficiant des arrêtés tarifaires S17 et S24, dont le tarif de rachat est sensiblement moins élevé que celui des arrêtés tarifaires précédents.

Le coût évité par l'achat d'électricité par EDM est calculé en valorisant ce volume à la part production du tarif de vente (PPTV), estimée à 119,83 €/MWh (cf. section 3.1.2.2). Comme détaillé dans le Tableau 31, ce cout évité est évalué à **4,4 M€**, en hausse de 15 % par rapport à 2023, en raison de la forte augmentation des volumes achetés (+30 %), atténuée par la baisse de la PPTV (-11 %).

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent à **8,1 M€** (12,5 M€ - 4,4 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations photovoltaïques, ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 31 : Coûts d'achat et coûts évités et surcoûts prévisionnels à EDM par les contrats d'achat au titre de 2025

	2025	2023	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	12,5	10,8	1,7	16%
Quantités achetées (GWh)	39,9	30,7	9,2	30%
Taux de pertes	8,30%	7,65%	0,0	8%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	36,6	28,3	8,2	29%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	119,83	134,28	-14,4	-11%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	4,4	3,8	0,6	15%
Surcoûts d'achat (M€)	8,1	7,0	1,2	17%

⁽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 prévus par EEFW au titre de 2025

3.2.3.1. Coûts liés aux contrats d’achat d’électricité à Wallis et Futuna

Les volumes d’achat prévisionnels pour 2025 s’élèvent à 2,6 GWh, pour un montant de **0,60 M€**. Par rapport au constaté 2023, ces deux valeurs sont en augmentation d’un facteur 1,9 et 2,6 respectivement, en raison de l’effet « année pleine » pour 2025, après la mise en service au 1^{er} mars 2023 de trois nouvelles installations photovoltaïques à Wallis, sur lesquelles la CRE a délibéré le 3 septembre 2020³⁶ et qui font passer la capacité photovoltaïque installée d’environ 50 kWc à environ 2 MWc. EEFW n’a en revanche pas prévu d’ici 2025 la mise en service de l’installation photovoltaïque à Futuna sur laquelle la CRE a délibéré 20 janvier 2022³⁷.

Ces hypothèses seront affinées dans le cadre de la mise à jour de la prévision pour 2025 qui sera réalisée lors du prochain exercice.

L’électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 124,7 €/MWh (cf. section 3.1.3.2), est évaluée à **0,32 M€**, comme détaillé dans le Tableau 32. Elle progresse de 117 % par rapport à 2023 en raison de la hausse combinée du volume acheté (+ 87 %) et de la PPTV (+ 16 %).

Les surcoûts prévus par EEFW résultant des contrats d’achat en 2025 s’élèvent donc à **0,27 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 32 : Coûts d’achat et coûts évités prévisionnels à EEFW par les contrats d’achat au titre de 2025

	2025	2023	Evolution	
			en M€	en %
Coût d’achat (M€)	0,6	0,2	0,37	160%
Quantités achetées (GWh)	2,8	1,5	1,29	87%
Taux de pertes	6,50%	6,50%	-	0,00%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	2,6	1,4	1,21	87%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	124,7	107,5	17,21	16%
Coût évité par les contrats d’achat (M€)	0,32	0,15	0,17	117%
Surcoûts d’achat (M€)	0,27	0,08	0,19	237%

⁽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

Les modalités d’appréciation des surcoûts liés aux projets d’ouvrages de stockage d’électricité ont été définies dans la délibération du 12 janvier 2023³⁸ qui remplace la délibération du 30 mars 2017³⁹. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et La Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à onze projets de stockage. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage.

³⁶ Délibération de la CRE n°2020-218 du 3 septembre 2020 portant décision sur l’évaluation de la compensation relative aux projets de protocoles internes de la société EEFW pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis.

³⁷ Délibération de la CRE n°2022-23 du 20 janvier 2022 portant décision sur l’évaluation de la compensation relative au projet de protocole interne de la société EEFW pour une installation photovoltaïque située à Futuna.

³⁸ 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.

³⁹ Délibération de la CRE n°2017-70 du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d’examen d’un projet d’ouvrage de stockage d’électricité dans les zones non interconnectées.

3.3.1. Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2025

3.3.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les quantités brutes d'électricité injectée par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI en 2025 sont présentés dans le Tableau 33. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **7,9 M€** au titre de 2025.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2023

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2023 correspondent à ceux associés à sept ouvrages de stockage situés en Corse, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes associés à l'installation en service en Guadeloupe, non déclarés en 2023, devraient être exposés en reliquat l'année prochaine. Les coûts et volumes exposés pour 2025 correspondent aux huit installations mises en service à ce jour, dont le niveau de compensation a été fixé dans la délibération du 4 octobre 2018. La construction des trois dernières installations n'a pas débuté à ce jour, aucun coût prévisionnel associé à ces trois projets n'a donc été présenté par EDF au titre de 2025.

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 **1,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 33.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage en 2025 s'élèvent à **6,3 M€** dans les ZNI (7,9 M€ de coût – 1,6 M€ de coût évité) au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique ». Les surcoûts dus aux contrats de stockage sont nuls à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes puisqu'aucun contrat de stockage n'a été conclu sur ce territoire.

La décomposition des coûts, coûts évités et surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2025

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2025 prév
Quantités injectées (GWh)	4,1	0,0	1,9	6,1	4,0	16,0
Constaté 2023 (GWh)	3,5	0,0	1,2	4,7	3,5	12,9
Coûts (M€)	1,3	0,7	1,3	2,9	1,7	7,9
Constaté 2023 (M€)	1,1	0,0	1,7	2,4	2,1	7,3
Coûts évités (M€)	0,4	0,0	0,2	0,6	0,4	1,6
Taux de pertes (%)	12,7%	13,8%	13,9%	9,6%	8,5%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,6	0,0	1,6	5,5	3,6	14,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	102,82	117,89	113,02	117,23	113,19	---
Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]	0,9	0,7	1,1	2,3	1,3	6,3

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

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

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage, portés par Albioma et TotalEnergies. Les deux ouvrages ont été mis en exploitation au cours de l'année 2023. Par conséquent, EDM expose des couts associés aux contrats de stockage depuis 2023. Les couts prévisionnels exposés par EDM au titre de 2025 sont détaillés dans le Tableau 34.

Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les couts associés aux deux ouvrages de stockage dont l'exploitation a débuté en 2023, qui recouvrent le paiement des primes fixes et la compensation des couts d'achat de l'énergie soutirée, sont évalués à **3,3 M€** au titre de 2025 pour EDM.

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. Il est évalué à **0,4 M€** pour EDM au titre de 2025.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2025 à Mayotte s'élèvent donc à **2,8 M€** (**3,3 M€** de coût - **0,4 M€** de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 34 : 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 2025

M€	2025	2023
Coût d'achat	3,28	1,81
Quantités injectées (GWh)	4,0	3,7
Taux de pertes (%)	8,3%	7,7%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,7	3,4
Part production du tarif de vente (€/MWh)	119,83	134,28
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,4	0,5
Surcoûts	2,84	1,36

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 2015⁴⁰, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

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

⁴⁰ 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.

Pour la période 2019-2024, les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017⁴¹. La définition de la compensation des petites actions de MDE a été subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019⁴², ainsi que pour Saint-Barthélemy et Saint-Martin par, respectivement, la délibération de la CRE du 21 avril 2022⁴³ et la délibération de la CRE du 30 novembre 2023⁴⁴. Depuis cette adoption, les coûts de développement des « petites » actions de MDE dans les ZNI supportés par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM font l'objet d'un traitement à part entière alors qu'ils étaient jusque-là pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques. Les cadres territoriaux de compensation seront renouvelés par la CRE pour la période 2025 – 2028.

Par ailleurs, l'ordonnance du 14 juin 2022⁴⁵ autorise la prise en charge partielle par l'Etat, dans les ZNI, de coûts des actions de MDE associées à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Toutefois, aucune charge prévisionnelle n'a été déclarée à ce titre pour 2025.

L'ensemble des coûts de MDE relève de la sous-action budgétaire Transition Energétique.

3.4.1. Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI pour 2025

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2025 à **187,5 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 35.

Tableau 35 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF pour 2025

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Total
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	20,6	45,7	17,9	25	55	0,3	164,6
	Frais de personnel	3,9	3,2	1,7	3	4	0,0	16,0
	Autres charges	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prestataires	1,4	1,6	1,1	1,0	1,8	0,0	6,8
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coût net total		25,9	50,5	20,7	28,6	61,5	0,3	187,5

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. EDF n'anticipe aucune participation tierce au titre de 2025, au vu de la tendance des années précédentes.

Par ailleurs, les prévisions concernant le cadre de compensation de Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont incorporées à celles du territoire de Guadeloupe.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

La prévision des coûts de MDE pour 2025 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté au titre de 2023 (+ 8,4 M€). Le Tableau 36 détaille cette variation par poste.

⁴¹ 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.

⁴² Délibération de la CRE n°2019-006 du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion.

⁴³ Délibération de la CRE n°2022-118 du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

⁴⁴ 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/

⁴⁵ Ordonnance n°2022-887 du 14 juin 2022 portant prise en charge partielle par l'Etat, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables.

Tableau 36 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2025 et le constaté au titre de 2023

M€	Nature de coûts	Total prévision 2025	Total constaté 2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	164,6	153,8	10,8	7%
	Frais de personnel	16,0	9,5	6,5	68%
	Autres charges	0,0	8,7	-8,7	-100%
	Prestataires	6,8	7,1	-0,3	-4%
Recettes	Participations tierces	0,0	- 0,1	0,1	-100%
Coût net total		187,5	179,0	8,4	5%

Le renouvellement des cadres de compensation d'ici la fin d'année 2024 devrait permettre de perpétuer la dynamique des cadres précédents avec une poursuite de la hausse annuelle des aides commerciales. Celle-ci est permise, d'après EDF, par l'effet d'entraînement du déploiement des cadres actuels et en particulier des mesures de communication, tout en prenant en compte les gisements recensés localement ainsi que la montée en puissance de dispositifs de soutien tiers.

3.4.2. Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2025

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2025 à **8,4 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 37.

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. EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2025. Pour rappel, depuis 2022, EDM est un acteur obligé des CEE, du fait de l'abaissement du seuil d'éligibilité de 400 à 300 GWh de ventes annuelles. Ses charges ou recettes liées à l'obligation CEE sont désormais intégrées, comme pour EDF, aux coûts de production et non plus aux actions de MDE, et n'apparaissent donc plus comme des recettes liées à la MDE.

Tableau 37 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM au titre de 2025 et évolution par rapport au constaté au titre de 2023

M€	Nature de coûts	2025	2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	7,3	8,2	-0,9	-11%
	Frais de personnel	0,7	0,6	0,1	18%
	Autres charges	0,3	0,3	0,1	26%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,00	0,0	-
Coûts nets		8,4	9,1	-0,7	-8%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Le cadre territorial de compensation, adopté début 2019 et mis à jour en 2021, a vu ses placements croître exponentiellement en 2023 grâce au déploiement massif des brasseurs d'air, sans que les effectifs connaissent la même augmentation. En 2024 et 2025, EDM prévoit donc un ralentissement de cette dynamique (- 11 % de primes), lié à la saturation du gisement, tandis que les effectifs vont continuer d'augmenter de manière plus lente (+20%), afin de retrouver une cohérence avec le rythme de déploiement et garantir ainsi la qualité des prestations.

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

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

Les coûts prévisionnels bruts déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions de MDE sont présentés dans le Tableau 38 et s'élèvent pour 2025 à **9,1 M€**, dont **6,9 M€** d'aide commerciale et **2,1 M€** de frais de déploiement. Ces montants sont en forte augmentation par rapport à l'année 2023, première année pour laquelle l'AUE a pu être compensée de ses charges d'opérateur de MDE.

L'AUE n'étant pas un acteur obligé des CEE, les CEE récupérables grâce aux actions ainsi compensées sont comptabilisés dans les recettes de l'opérateur et sont estimés à **1,5 M€**.

Les couts prévisionnels nets déclarés par l'AUE au titre de 2025 s'élèvent donc à **7,5 M€**.

Tableau 38 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par l'AUE au titre de 2025 et évolution par rapport au constaté au titre de 2023

M€	Nature de coûts	2025	2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	6,91	0,21	6,70	3181%
	Frais de déploiement	2,14	0,68	1,46	213%
Coûts bruts		9,05	0,90	8,16	911%
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-
	CEE	1,51	-	1,51	-
Coûts nets		7,54	0,90	6,65	7,42

3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

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

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

En 2025, les charges prévisionnelles 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'arrêté du 11 décembre 2023⁴⁶, s'élèvent à **255,4 M€**. La somme de ce montant et des montants compensés en 2023 et 2024 reste en deçà du plafond de 327 M€ fixé par l'article 2 de ce même arrêté. La CRE retient donc le montant de **255,4 M€** pour 2025.

3.7. Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2025

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **3 000,6 M€** au titre de l'année 2025 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **1 433,4 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 567,2 M€**.

⁴⁶ 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.

Tableau 39 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2025, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	1 406,2	19,4	0,25	7,5	1 433,4
Surcoûts achats OA	327,8	8,1			336,0
Surcoûts achats GAG ENR	900,2		0,27		900,5
Surcoûts production FH ENR	-15,5		-0,02		-15,5
MDE	187,5	8,4		7,5	203,4
Stockage	6,3	2,8			9,1
Etudes ZNI identifiées dans PPE					0,0
Mécanismes de solidarité	1 385,8	171,5	9,9	0,0	1 567,2
Surcoûts achats GAG non ENR	669,2				669,2
Surcoûts production FH non ENR	461,1	171,5	9,9		642,6
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	255,4				255,4

4. Soutien aux flexibilités décarbonées

4.1. Contexte juridique

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a intégré aux charges de service public de l'électricité un volet relatif à la valorisation 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* ».

4.2. Ce dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement, abrogée par cette même loi. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2025

Pour l'année 2025, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **316,0 M€**. Elles correspondent principalement à une estimation prévisionnelle du budget de contractualisation concernant l'année 2025 de l'appel d'offres « Flexibilités Décarbonées 2025 – T1 2026 » (288 M€) ainsi qu'à une estimation du budget de contractualisation.

Ce montant est bien supérieur au montant de charges mises à jour au titre de 2024, de 198,7 M€, du fait notamment du doublement des capacités contractualisées.

5. Dispositifs sociaux

5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux– électricité

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.

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 2021. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2025.

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

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

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013⁴⁷, 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.).

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 ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

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.

⁴⁷ 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.

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 2021⁴⁸ 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 2021⁴⁹.

* * *

Au titre de l'année 2025, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été déclarées :

- par EDF en métropole continentale et en ZNI⁵⁰ ;
- par 70 entreprises locales de distribution et 9 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

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

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 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.

Pour 2025, cette compensation s'élève à **26,5 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 26,1 M€ constatés au titre de 2023).

5.1.2. Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Les charges prévisionnelles liées à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2025 sont estimées à **6,0 M€**.

L'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné fixe le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs. Les coûts prévisionnels exposés pour l'année 2025 ont été retenus en intégralité. Les régularisations nécessaires, y compris la vérification des plafonds fixés par l'arrêté précité, seront opérées lors de l'évaluation des charges constatées, en fonction du nombre de dispositifs effectivement déployés.

5.1.3. Charges liées aux autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique

5.1.3.1. Charges associées au « tarif de première nécessité »

Compte tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seule EDF a déclaré des charges prévisionnelles associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2025 :

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2025 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,16 M€**.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ 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.

⁵⁰ EDM n'a déclaré aucune charge associée aux dispositifs sociaux au titre de 2025. De plus, les mécanismes ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,002 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2025 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,16 M€ + 0,002 M€).

5.1.3.2. Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie au titre de 2025 s'élève à **4,9 M€**.

* * *

Au titre de l'année 2025, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 4,9 M€ (dont 0,002 M€ associés au tarif de première nécessité et 4,9 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est inférieur aux charges constatées au même titre en 2023 (5,2 M€, dont 1,5 k€ associé au TPN et 5,2 M€ liés au chèque énergie).

5.1.4. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité par opérateur

Les charges prévues par les opérateurs au titre de 2025 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **37,5 M€** (26,5 M€ + 6,0 M€ + 5,0 M€), contre 35,4 M€ en 2023.

Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 40. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 43.

Tableau 40 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2025

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre de la mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des dispositifs autres contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2025 prévision	2023 constaté
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	20,5	4,9	1,8	27,2	24,3
EDF MC	20,3	4,9	1,5	26,6	23,9
EDF ZNI	0,3	0,0	0,3	0,5	0,4
EDM	0,0	0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,4	0,2	1,3	1,3
Autres fournisseurs	5,2	0,7	3,1	9,1	9,8
Total	26,5	6,0	5,1	37,5	35,4

5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

Tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section 5.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif du chèque énergie.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

En application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant du chèque énergie la mise à disposition des données de comptage et, en application des articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l'énergie, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros. Les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021⁵¹.

⁵¹ 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.

* * *

Au titre de l'année 2025, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz ont été déclarées par EDF, par 13 entreprises locales de distribution et par 5 fournisseurs alternatifs⁵².

5.2.1. Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

19 fournisseurs ont déclaré des charges prévisionnelles liées au chèque énergie, pour un total de **2,1 M€**.

5.2.2. Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Un fournisseur a déclaré des charges prévisionnelles liées à la mise à disposition des données de consommation pour **0,04 M€**.

5.2.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz par opérateur

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2025 s'élève donc à **2,2 M€ (2,14 M€ + 0,04 M€)**. Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 41. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 43.

Tableau 41 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz au titre de 2025

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	Total à compenser au titre de 2025
	M€	M€	M€
EDF	0,00	0,6	0,6
ELD	0,00	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,04	1,5	1,5
Total	0,04	2,1	2,2

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2025, s'élève ainsi à **39,7 M€** (dont **37,5 M€** en électricité et **2,2 M€** en gaz). Ce montant est en hausse par rapport aux montants constatés au titre de 2023, qui s'élèvent à 37,6 M€ (voir Annexe 3).

La raison principale justifiant cette hausse est la prévision, par certains opérateurs, de déploiement de dispositifs de comptage et la compensation des coûts associés.

⁵² Engie, TotalEnergies Electricité et Gaz France, Ekwater et Vattenfall.

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

En matière d'électricité, le 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats sont imputables aux charges de ces opérateurs « *dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

S'agissant des coûts supportés au titre de l'obligation d'achat de biogaz et du contrat d'expérimentation relatif au biogaz, le 3° et 4° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie disposent notamment que la compensation des charges comprenne « *les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre* » de l'obligation d'achat de biogaz ou du contrat d'expérimentation.

S'agissant par ailleurs des coûts relatifs à la mise en œuvre du complément de rémunération relatif au biogaz, le 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que le périmètre de compensation des charges comprend « *les coûts associés à la mise en œuvre du complément de rémunération prévu à l'article L. 446-7, y compris les coûts directement induits par la gestion de ce dispositif dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait supportés* ».

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 15 février 2024⁵³, permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (les entreprises locales de distribution et les autres fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils prévoient de supporter au titre de 2025.

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

Au total, les opérateurs ont déclaré **99,1 M€** de charges prévisionnelles au titre de 2025 :

- **96,7 M€** sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 87,9 M€ prévus par EDF, 8,4 M€ prévus par 81 entreprises locales de distribution et 0,4 M€ prévus par 6 organismes agréés) ;
- 2,3 M€ sont relatifs aux contrats d'achat de biométhane (dont 0,1 M€ prévus par 4 entreprises locales de distribution et 2,2 M€ par 20 autres fournisseurs de gaz naturel).

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

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 25 janvier 2024⁵⁴ qui cadre la compensation des frais de gestions prévisionnels pour les entreprises locales de distribution, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien.

⁵³ Délibération de la CRE n°2024-38 du 15 février 2024 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.

⁵⁴ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

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 22 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 0,2 M€ ;
- s'agissant des acheteurs de biométhane, ce plafonnement a été appliqué à l'ensemble des opérateurs sauf 3 d'entre eux : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 1,8 M€

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le Tableau 42.

Tableau 42 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2025

	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
M€	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Montant prévisionnel au titre de 2025	87,9	8,4	0,4	0,1	2,2	99,1

7. Détail des charges prévisionnelles au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 43 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours⁵⁵.

Tableau 43 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2025 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	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	102 286	11 115 366	13 670 827	0	-2 555 462		13 300	83 990	-2 458 172
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	7 711	620 288	666 164	0	-45 877		1 800	4 312	-39 764
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	4 554	464 368	514 555	0	-50 187		3 150	13 078	-33 959
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	3 492	414 483	456 993	0	-42 510		1 260	10 728	-30 522
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	757	73 965	104 695	0	-30 730		733	3 100	-26 897
GEDIA ENERGIES & SERVICES							17		17
DYNEFF							227		227

⁵⁵ 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°2024-139 – Annexe 1

11 juillet 2024

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Électrique Municipale VILLAROGIER	11	1 938	2 084	0	-146		0	455	309
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 035	255	0	1 780		0	620	2 400
Régie Électrique AVRIEUX	8	4 088	1 283	0	2 805			0	2 805
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	7	2 772	972	0	1 800		0	1 382	3 182
ENARGIA							3 323		3 323
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	15	4 922	2 424	0	2 498		1 350	0	3 848
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	7	4 211	1 253	0	2 958		0	1 002	3 960
Régie Électrique Communale AUSSOIS	15	5 164	1 210	0	3 954		0	360	4 314
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	43	11 287	7 919	0	3 369		0	2 010	5 379
OUI ENERGY							5 500		5 500
Régie Électrique MERCUS GARRABET	19	6 397	3 163	0	3 234		0	2 507	5 741
Régie Électrique LA CABANASSE	74	17 260	11 553	0	5 707		0	873	6 579
Régie Communale Électrique SAULNES	20	7 299	2 463	0	4 836		0	2 200	7 036
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	15	7 646	1 768	0	5 878		0	1 632	7 510
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	28	10 851	3 516	0	7 336		500	0	7 836
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	18	10 016	1 261	0	8 755		0	0	8 755
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	39	14 655	4 166	0	10 489		0	0	10 489
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	590	101 069	96 786	0	4 283		6 813	0	11 096
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	54	21 263	10 166	0	11 097		375	0	11 472
Régie Municipale d'Électricité MONTAIS LA MONTAGNE	33	10 110	3 872	0	6 238		5 941	0	12 179
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	20	11 348	2 098	0	9 250		3 582	0	12 833
Régie Électrique MONTVALEZAN	133	27 973	15 911	0	12 063		0	1 727	13 789
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	50	23 329	8 441	0	14 888		0	0	14 888
S.I.C.A.E. CARNIN	54	18 966	4 051	0	14 915		0	0	14 915
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	110	35 268	20 149	0	15 119		0	0	15 119
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	56	23 378	4 316	0	19 062		0	0	19 062
Régie Municipale d'Électricité LOOS	104	35 188	22 033	0	13 155		3 323	2 625	19 103

Délibération n°2024-139 – Annexe 1

11 juillet 2024

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	60	22 085	5 814	0	16 271		1 035	2 801	20 107
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	125	32 971	10 036	0	22 935		152	0	23 087
ILEK							23 100		23 100
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	41	22 989	3 198	0	19 791		4 280	0	24 071
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	40	30 407	5 231	0	25 176		0	0	25 176
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	79	29 485	8 991	0	20 494		4 193	2 500	27 187
Régie Électrique DALOU	59	31 422	4 934	0	26 488		0	3 281	29 769
COMPARELEC							30 596		30 596
Régie Électrique TIGNES	8 638	698 500	657 465	12 521	28 514		1 430	1 000	30 944
Régie d'Électricité SCHOENECK	70	39 112	9 527	0	29 585		147	1 918	31 650
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	96	41 452	9 766	0	31 685		0	0	31 685
Régie d'Électricité BITCHE	82	42 020	9 360	0	32 660		1 401	2 031	36 092
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	62	33 704	4 261	0	29 443		5 070	1 840	36 353
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	102	47 932	17 380	0	30 551		2 860	3 461	36 872
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	87	44 885	11 511	0	33 374		320	4 040	37 733
MINT							37 798		37 798
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 214	140 222	98 365	1 554	40 303		0	691	40 994
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	96	29 127	14 270	0	14 857		516	26 480	41 853
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	309	78 749	34 696	0	44 053		0	4 700	48 753
S.A.I.C. PERS LOISINGES	437	84 730	39 964	0	44 765		0	5 170	49 935
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	315	78 389	39 375	0	39 013		11 143	0	50 156
R.M.E.T. TALANGE	437	77 304	34 652	0	42 652		565	7 640	50 857
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 582	681 959	627 752	0	54 207		1 050	2 982	58 239
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	413	104 761	47 542	0	57 219		0	4 053	61 273
Régie d'Électricité d'Elbeuf	178	64 471	15 285	0	49 186		9 934	7 624	66 744
Régie SDED EROME-GERVANS	164	101 892	22 348	0	79 544		0	3 775	83 319
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	472	116 644	45 889	0	70 755		0	13 560	84 315
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	921	162 346	86 935	0	75 411		1 350	8 095	84 856

Délibération n°2024-139 – Annexe 1

11 juillet 2024

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	206	107 970	22 271	0	85 699		400	3 310	89 409
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	250	114 977	26 821	0	88 156		7 123	3 050	98 329
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	219	114 419	19 209	0	95 209		180	3 620	99 010
VATTENFALL ÉNERGIES							99 105		99 105
Energie Quillan Occitanie	7 216	1 024 690	914 141	0	110 549		1 809	5 668	118 026
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIER	348	161 371	38 589	0	122 782		180	13 844	136 807
ARC ÉNERGIES MAURIENNE	1 835	286 913	151 057	0	135 857		0	10 441	146 298
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTE	8 608	1 068 404	908 978	0	159 426		0	0	159 426
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	419	249 968	54 422	0	195 547		0	1 080	196 627
SELFEE	1 240	306 322	107 595	0	198 727			3 920	202 647
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	2 234	466 792	267 184	0	199 608		235	8 444	208 287
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	1 359	371 830	160 673	0	211 157		0	0	211 157
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	2 295	427 981	237 269	0	190 712		550	29 240	220 502
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	2 477	478 174	274 185	0	203 989		4 500	22 020	230 509
Union des producteurs locaux d'électricité	15 521	1 475 750	1 247 175	12 430	216 145		1 870	12 530	230 544
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	1 259	345 486	122 678	0	222 808		0	11 400	234 208
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	700	294 082	87 011	0	207 071		5 483	22 890	235 445
Régie Municipale de Bazas Energie	1 167	378 758	102 036	0	276 722		6 395	5 216	288 333
Energies Services LANNEMEZAN	1 540	448 973	134 576	0	314 397		4 230	7 800	326 427
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	850	381 894	73 158	0	308 735		900	33 264	342 899
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	13 598	1 738 192	1 403 259	0	334 933		3 852	10 707	349 492
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 934	1 321 627	958 862	0	362 765		8 741	0	371 506
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	2 926	803 375	356 757	0	446 619		5 172	19 875	471 666
Terreal						485 477		4 090	489 567
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 320	594 256	112 626	0	481 630		1 350	8 841	491 821
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services	4 164	760 040	337 310	0	422 731		35 097	46 223	504 051

Délibération n°2024-139 – Annexe 1

11 juillet 2024

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Occitans CARMAUX ENEO									
PLUM ENERGIE						593 767		9 083	602 850
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	3 402	1 075 073	377 061	0	698 012		900	873	699 785
GAZELEC DE PERONNE	46 183	4 508 432	3 811 543	0	696 889		7 450	4 742	709 080
UME	7 528	1 414 986	651 264	0	763 722		220	22 850	786 792
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	7 326	1 629 505	740 881	100 998	787 626		1 420	18 973	808 019
SOREA	34 987	3 600 272	2 769 512	0	830 760			0	830 760
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	5 399	1 259 224	508 248	3 108	747 868		2 250	104 500	854 618
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	9 620	2 059 446	1 066 052	0	993 394		1 803	8 338	1 003 535
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	7 389	1 775 881	777 696	0	998 185		0	8 416	1 006 601
SICAE de l'Aisne	5 878	1 673 414	675 613	0	997 801		10 000	0	1 007 800
Joul	191	13 388	16 373	0	-2 985	1 014 523	48 500	13 852	1 073 889
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 180	1 548 358	465 008	0	1 083 350		1 432	75 190	1 159 971
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	5 691	1 668 387	456 483	1 554	1 210 351			0	1 210 351
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	127	46 073	25 201	0	20 872	1 456 074	12 249	16 491	1 505 686
CALEO						1 553 910	4 475	0	1 558 385
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	16 357	2 888 896	1 342 448	0	1 546 449		8 412	58 242	1 613 103
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	6 480	2 119 953	530 290	1 554	1 588 109		0	55 815	1 643 924
GAZ DE BARR	233	85 737	22 402	0	63 335	1 655 675	11 368	9 670	1 740 047
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	8 948	2 582 147	978 706	0	1 603 441		16 090	128 946	1 748 477
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	11 078	2 841 859	927 934	10 877	1 903 049		267	40 722	1 944 038
ENERCOOP	32 296	4 128 014	2 701 849	34 628	1 391 537	1 083 450		115 540	2 590 527
AXPO Solutions AG	0	2 805 926	0	184 903	2 621 023			7 500	2 628 523
PICOTY						2 899 383		15 462	2 914 845
VOLTERRES	21	3 448 313	1 825	20 200	3 426 289			99 759	3 526 048
GEG Source d'Energies						3 616 911		18 448	3 635 359
VIALIS	26 414	5 859 474	2 273 029	31 076	3 555 369		36 098	92 816	3 684 283
SICAE du CARMAUSIN	29 257	6 271 543	2 464 662	6 215	3 800 667		11 272	138 594	3 950 533
BCM ENERGY						4 629 638		29 808	4 659 446
SYNELVA COLLECTIVITÉS	88 268	12 388 122	7 350 081	102 551	4 935 490		10 800	0	4 946 290
SICAE EST	76 731	12 098 297	6 379 464	99 444	5 619 389		8 100	205 756	5 833 245
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	115 182	15 844 387	9 979 774	121 197	5 743 416		49 700	322 233	6 115 349
S.I.C.A.E. OISE	196 393	22 924 758	16 656 718	302 993	5 965 047		28 223	418 486	6 411 756

Délibération n°2024-139 – Annexe 1

11 juillet 2024

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	40 758	9 639 296	3 300 863	0	6 338 433		12 369	161 820	6 512 621
ALSEN						7 531 277		20 713	7 551 990
TotalEnergies Electricité et Gaz France						5 380 066	3 015 056	20 504	8 415 626
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	430 721	43 832 743	35 682 941	212 872	7 936 931		7 200	774 031	8 718 162
TotalEnergies GPL	266 584	33 970 574	23 026 814	1 598 870	9 344 890			190 247	9 535 137
PROVIRIDIS SAS						9 765 734		27 640	9 793 374
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE						15 547 610		56 790	15 604 401
Gaz de Paris						18 246 993		39 002	18 285 995
Total Gas& Power limited						18 644 387		27 624	18 672 011
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	195 360	37 375 332	17 585 628	419 529	19 370 175		74 176	465 264	19 909 615
Nature Energy Green Sales A/S						21 818 682		28 500	21 847 182
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						24 186 874		65 721	24 252 595
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						25 023 520		85 002	25 108 522
ENDESA ENERGIA SA						34 995 143		101 897	35 097 040
Gaz de Bordeaux						38 018 584	11 442	85 972	38 115 998
SEOLIS	670 504	101 080 553	55 381 290	268 809	45 430 454		329 125	1 950 758	47 710 337
REDEO ENERGIES SAS						52 650 184		182 509	52 832 693
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	660 291	107 714 454	52 761 839	514 311	54 438 304		153 830	1 418 610	56 010 744
ES ENERGIES STRASBOURG	392 157	103 035 656	33 933 907	798 658	68 303 091	8 289 953	413 702	1 413 022	78 419 768
SAVE						295 360 899		522 141	295 883 040
ENGIE						587 950 732	7 309 210	929 973	596 189 915
TOTAL	3 620 024	584 875 181	311 252 139	4 860 852	268 762 190	1 182 399 444	11 972 443	11 136 560	1 474 270 637