

ANNEXE 1

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2024 (CP'24)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2024 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 2023 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 Polynésie française et 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 dispositifs qui seront éventuellement décidés par les pouvoirs publics n'étant pas connus à la date de la présente délibération. Les charges de service public de l'énergie au titre de 2024 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2024

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 A) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD) et les organismes agréés. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section F).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section B). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section F).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section C) sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)¹ 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.
- RTE supporte des charges liées au soutien à l'effacement de consommation d'électricité (section D).
- EDF, les ELD ainsi que les autres fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux (section E).

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.

¹ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2024 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.

SYNTHESE

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2024 est évalué à **707,1 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 2022 et la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2023 est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2024

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2024
Soutien ENR électrique en métropole	-2 648,4					0,0	-19,9	-14,3	-2 682,6
Eolien terrestre	-2 845,7					0,0	-107,0	-10,5	-2 963,2
Eolien en mer	-35,6					0,0	0,0	0,0	-35,6
Photovoltaïque	501,7					0,0	92,1	-2,7	591,1
Bio-énergies	1,8					0,0	5,0	0,0	6,8
Autres énergies	-270,7					0,0	-9,9	-1,1	-281,7
Injection biométhane	0,0					0,0	40,4	835,4	875,8
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 023,2	170,3	12,7	0,0					2 206,1
Transition énergétique	1 025,9	13,9	0,39	0,0					1 040,1
Mécanismes de solidarité	997,4	156,4	12,3	0,0					1 166,0
Cogénération et autres moyens thermiques	98,6					0,0	7,5	1,8	107,8
Effacement					63,0				63,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	31,8	0,0					1,3	11,8	44,9
Compensation FSL	19,5	0,0					0,7	6,5	26,7
Afficheur déporté	9,8						0,4	1,6	11,7
Autres	2,5	0,0					0,3	3,8	6,5
Frais divers	75,4					0,0	10,4	6,2	92,0
Frais de gestion	75,4					0,0	10,4	6,2	92,0
	-419,4	170,3	12,7	0,0	63,0	0,0	39,7	841,0	707,1

(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 2024 par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2023

	Charges au titre de 2024	Mise à jour de la prévision 2023	Evolution 2024 prév - 2023		Charges constatées au titre de 2022	Evolution 2024 prév - 2022	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-2 682,6	-4 639,3	1 956,7	42%	-1 854,5	-828,1	-45%
Eolien terrestre	-2 963,2	-3 866,2	903,0	23%	-2 317,0	-646,1	-28%
Eolien en mer	-35,6	-105,6	70,1	66%	-15,2	-20,4	-135%
Photovoltaïque	591,1	-81,3	672,4	827%	1 104,3	-513,2	-46%
Bio-énergies	6,8	-131,7	138,5	105%	-118,8	125,6	106%
Autres énergies	-281,7	-454,4	172,7	38%	-507,8	226,1	45%
Injection biométhane	875,8	727,3	148,5	20%	78,7	797,1	1012%
Soutien en ZNI	2 206,1	2 457,9	-251,8	-10%	2 486,0	-279,9	-11%
Transition énergétique	1 040,1	796,2	243,9	31%	547,9	492,3	90%
Mécanismes de solidarité	1 166,0	1 661,7	-495,7	-30%	1 938,2	-772,2	-40%
Cogénération et autres moyens thermiques	107,8	-258,2	366,0	142%	659,9	-552,0	-84%
Effacement	63,0	33,0	30,0	91%	72,0	-9,0	-12%
Dispositifs sociaux	44,9	46,2	-1,3	-3%	34,4	10,5	30%
Compensation FSL	26,7	26,6	0,1	0%	24,9	1,8	7%
Afficheur déporté	11,7	12,7	-1,0	-8%	1,8	9,9	534%
Autres	6,5	6,9	-0,4	-5%	7,7	-1,2	-15%
Frais divers	92,0	84,5	7,5	9%	65,4	26,6	41%
Frais de gestion	92,0	84,5	7,5	9%	65,4	26,6	41%
	707,1	-1 548,5	2 255,6	146%	1 542,0	-834,9	-54%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2022

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2024 est en baisse de **- 834,9 M€** par rapport à celui constaté en 2022 (soit **- 54 %**).

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

- (baisse) Cette baisse importante est principalement portée par la baisse de **- 828,1 M€ (- 45 %)** des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale. Elle s'explique essentiellement par la hausse de la valorisation de la part de l'énergie vendue à terme par EDF : ces volumes ont été valorisés dans un contexte de prix plus élevés, augmentant le coût évité moyen (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 173 €/MWh à 191 €/MWh, soit + 18 €/MWh en moyenne). La valorisation des productions soutenues sur le marché est ainsi supérieure à leur tarif d'achat ou de référence (fixé pour leur assurer une rémunération raisonnable), ce qui génère au global des montants de charges négatifs et donc un gain pour les finances publiques.
- (baisse) Les charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale baissent également, de **- 552,0 M€**, sous le même effet. La diminution des prix de gros du gaz entraîne aussi la diminution du coût d'achat pour ces installations.
- (hausse) L'augmentation de 797,1 M€ (x 10) des charges liées à l'achat de biométhane injecté résultant de la baisse des références de prix de gros du gaz de l'ordre de 49 €/MWh en moyenne, impliquant une baisse du coût évité. Cet effet est renforcé par les prévisions de raccordements d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation importante de la quantité de gaz injecté (+ 5,7 TWh, soit une multiplication par 1,8). Cet effet est aussi renforcé par la baisse des prix de gros du gaz (impliquant une baisse du coût évité), de l'ordre de 49 €/MWh en moyenne.
- (baisse) Malgré l'augmentation des coûts de production et d'achats, les charges associées au soutien en ZNI évoluent à la baisse (- 279,9 M€) en raison de la hausse prévisionnelle des recettes tarifaires liée à l'augmentation des TRV HT (+ 650,7 M€). On observe par ailleurs un transfert des charges de la sous-action Mécanismes de solidarité (- 772,2 M€) vers la sous-action Transition énergétique (+ 492,3 M€), qui s'explique principalement par la conversion de centrales thermiques à la Réunion fonctionnant historiquement au fioul et au charbon à la biomasse solide et aux bioliquides et dans une moindre mesure, par le développement des énergies renouvelables. La baisse des charges de la sous-action Mécanismes de solidarité s'explique également en partie par les prévisions à la baisse du cours du marché SPOT italien.

*

Évolution par rapport à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2023

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2024 est en hausse de **2 255,6 M€** par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2023 présenté dans l'annexe 2 de la présente délibération.

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

- (hausse) Cette hausse est principalement portée par la hausse des charges liées aux énergies renouvelables (ENR) électriques en métropole de **1 956,7 M€ (42 %)**. Elle s'explique essentiellement par la baisse de la valorisation de l'énergie quasi certaine (d'où une baisse du coût évité) ; les volumes au titre de 2023 (notamment pour le premier trimestre) ont été vendus dans un contexte de prix très élevés : le coût évité unitaire moyen pour la part quasi certaine passe ainsi de 290 €/MWh à 175 €/MWh entre 2023 et 2024, soit une baisse de - 115 €/MWh.
- (hausse) Les charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale augmentent quant à elles, de **366,0 M€**, sous le même effet. La hausse des prix à terme du gaz à terme augmente aussi le coût d'achat pour cette filière.
- (hausse) L'augmentation de 148,5 M€ des charges liées à l'achat de biométhane injecté résulte de l'augmentation du volume soutenu (+ 32%). Cette hausse est légèrement atténuée par la hausse des prix de gros du gaz prévisionnels, de l'ordre de 9,2 €/MWh en moyenne.
- (baisse) Les charges associées au soutien en ZNI évoluent à la baisse (- 251,8 M€) principalement en raison de la hausse prévisionnelle des recettes tarifaires liée à l'augmentation des TRV HT (+ 363,4 M€). On observe par ailleurs un transfert des charges de la sous-action Mécanismes de solidarité (- 495,7 M€) vers la sous-action Transition énergétique (+ 243,9 M€), qui s'explique principalement par la poursuite de la conversion à la biomasse solide et aux bioliquides de centrales thermiques situées à la Réunion fonctionnant historiquement au fioul et au charbon.

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION AU GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN METROPOLE CONTINENTALE	6
A.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	6
A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024	15
A.3 Bilan.....	18
B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE	19
B.1 Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2024	19
B.2 Coûts évités prévisionnels au titre de 2024	19
B.3 Surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2024	20
B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2024.....	20
B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2024	20
C. SOUTIEN EN ZNI	22
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées	23
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	28
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées.....	32
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	33
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	35
C.6 Coûts de développement de projets reconnus d'intérêt public	35
C.7 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2024	35
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS	36
D.1 Contexte juridique.....	36
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2024	36
E. DISPOSITIFS SOCIAUX.....	37
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité	37
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz	39
E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux	40
F. FRAIS DIVERS – COUTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE (ÉLECTRICITÉ ET GAZ).....	41
G. DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2024 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE.....	42

A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION AU GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN METROPOLE 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.

A.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

A.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 anciens². 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.

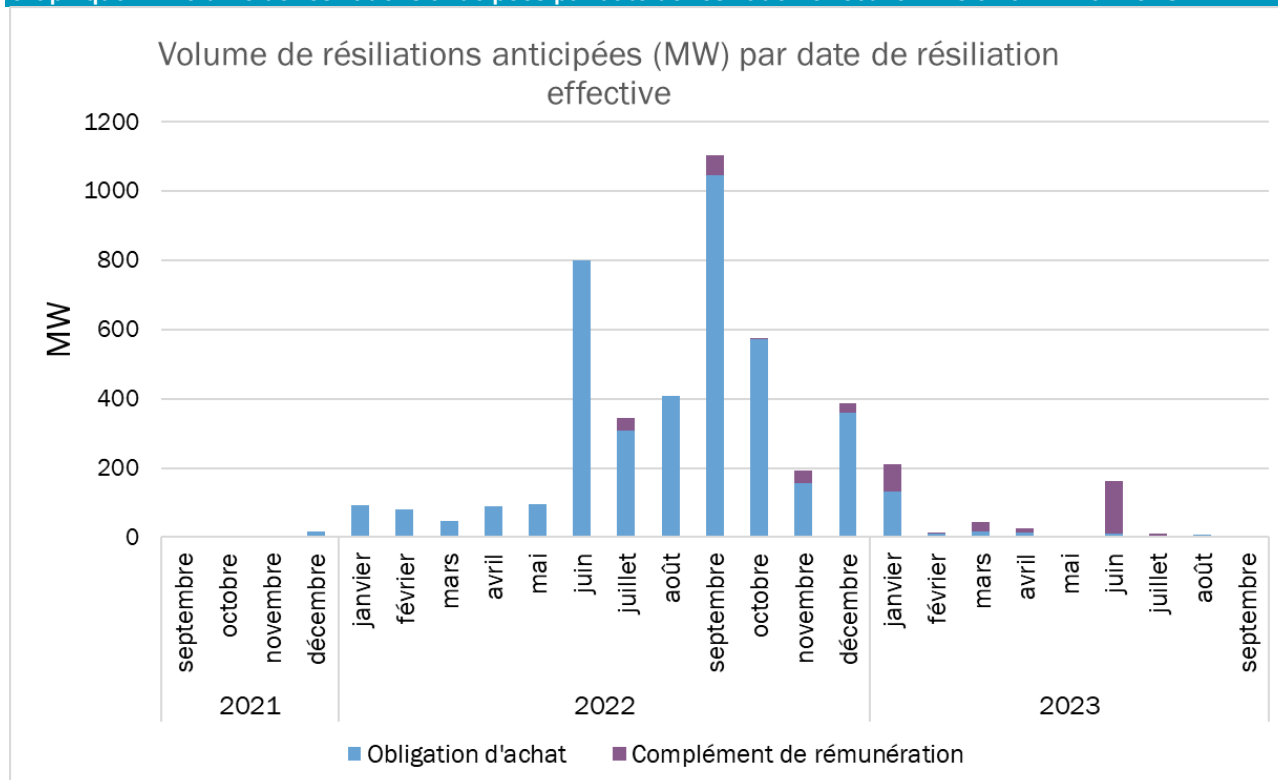
En outre, dans le contexte de crise des prix depuis le second semestre 2021, la CRE a observé que certains producteurs ont choisi de résilier leur contrat de soutien avant sa date d'échéance pour bénéficier d'opportunités de marché. EDF a transmis à la CRE le bilan des cas observés à la fin mai 2023 : au total, 4,7 GW d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat avec des dates de résiliation comprises entre septembre 2021 et septembre 2023, la répartition étant illustrée dans le Graphique 1. Ces résiliations de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique mais touchent la plupart des filières de production.

Les contrats concernés sont majoritairement ceux arrivant à échéance à un horizon de temps où les producteurs peuvent se couvrir sur les marchés à terme et ceux qui ne prévoyaient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur (en particulier, certains contrats ne prévoient pas le remboursement par les producteurs de l'ensemble du soutien perçu au cours de l'exécution des contrats).

Ce phénomène de résiliations anticipées de contrats de soutien est toutefois moins marqué depuis le début de l'année 2023, en lien avec (i) la relative baisse des prix de gros intervenue en 2023 après une période marquée par des prix particulièrement élevés au second semestre 2022 et (ii) la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales par la loi de finances pour 2023³. EDF n'a ainsi pas retenu d'hypothèses concernant les futures résiliations anticipées de contrats de soutien dans l'établissement de la mise à jour de sa prévision au titre de 2023 en dehors des demandes déjà reçues.

² 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.

³ LOI n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

Graphique 1 : Volume de résiliations anticipées par date de résiliation effective – vision à fin mai 2023

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2024 s'élève à 66,8 TWh, tandis que la puissance des installations soutenues s'élève à 38,7 GW. La production prévisionnelle évolue à la hausse entre 2022 et 2024 (+ 3,1 TWh, soit + 5 %). Par ailleurs, la taille du parc est quant à elle stable entre 2022 et 2024 (+ 1,5 %), et connaît une forte augmentation par rapport à la mise à jour de la prévision au titre de 2023 (+ 9 %) qui s'établit à 35,6 GW.

Tableau 3 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2024 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

		Total	Cogéné- ration au gaz naturel	CCG	Hydrau- lique	Eolien à terre	Eolien en mer	Inciné- ration	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Ener- gie sou- tenue (TWh)	2022	63,8	6,4	-	4,1	30,2	0,3	1,0	2,59	2,8	16,2	0,2
	2023	62,4	5,6	-	2,8	29,4	2,1	0,2	2,2	2,0	17,9	0,2
	2024	66,8	4,9	-	2,7	29,8	4,7	0,2	2,3	2,3	19,7	0,2
Puis- sance sou- tenue (GW)	2022	38,1	2,6	0,4	1,9	16,6	0,5	0,5	0,5	0,7	14,3	0,1
	2023	35,6	2,0	0,4	0,9	13,4	1,0	0,0	0,4	0,5	16,7	0,1
	2024	38,7	1,8	0,4	1,0	13,9	1,5	0,0	0,4	0,6	18,9	0,1

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu diminuerait de 16,6 GW en 2022 à 13,9 GW en 2024 soit - 16 %. La baisse importante de la taille du parc soutenu prévu pour 2024 s'explique notamment par la prolongation de 18 mois du délai d'achèvement pour la plupart des installations nouvelles et la possibilité offerte aux producteurs de vendre l'énergie produite sur les marchés de gros, dans un contexte de prix attractifs, pendant une certaine période, mais aussi du fait de l'arrivée à échéance et des résiliations anticipées de certains contrats de soutien. Ainsi, les installations nouvelles sur cette période ne compenseront pas l'arrivée à terme d'une partie des contrats de soutien de cette filière.

La montée progressive de la puissance de la **filière éolienne en mer** traduit les mises en service successives prévues sur les années 2023 et 2024. En 2024, la mise en service de deux tranches du parc éolien en mer de Fécamp est prévue ainsi que celle de deux parcs éoliens flottants (projets pilotes en mer Méditerranée), expliquant ainsi l'augmentation de puissance de 0,5 GW par rapport à 2023, qui fait déjà suite à une augmentation de 0,5 GW de la puissance par rapport à 2022.

La puissance et l'énergie produite par le **parc photovoltaïque** augmentent fortement et régulièrement entre 2022 et 2024 et s'élèvent respectivement à 18,9 GW et 19,7 TWh, soit une augmentation de 4,6 GW (+ 32 %) et 3,5 TWh

(+ 43 %). Cette hausse traduit le développement important des projets soutenus en obligation d'achat au travers des arrêtés tarifaires de 2017⁴ et 2021⁵.

La croissance des filières photovoltaïque et éolien en mer porte finalement en grande partie la croissance de la puissance totale du parc soutenu ainsi que de l'énergie totale produite.

La **filière cogénération au gaz naturel** voit sa puissance baisser entre 2022 et 2024 de 0,8 GW, pour s'établir à 1,8 GW, l'arrivée à échéance de contrats anciens n'étant pas compensée par le rythme de prise d'effet des nouveaux contrats. L'énergie produite baisse elle aussi fortement entre 2022 et 2024 (- 1,4 TWh, soit - 22 %).

La **centrale à CCG** à Landivisiau, d'une puissance de 422 MW, a été mise en service en 2021 et fait partie du parc de production soutenu. 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 fin 2024, en forte baisse par rapport à 2022 (- 0,9 GW, soit - 50 %), du fait notamment de résiliations anticipées de contrats intervenues en 2022 (- 0,9 GW), 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 2,7 TWh, un niveau inférieur de 1,4 TWh (- 34 %) à la production constatée en 2022.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** devrait s'élever à 576 MW fin 2024 (- 131 MW par rapport à 2022, soit - 19 %). Il n'y a plus de nouvelles mises en service en obligation d'achat dans la mesure où les nouveaux contrats signés le sont sous le régime du complément de rémunération. S'agissant de l'énergie produite, elle diminue de 17 % entre 2022 et 2024 pour atteindre 2,3 TWh en 2024.

La puissance de la **filière biogaz** devrait s'élever à 402 MW fin 2024, stagnant par rapport à 2023 (+ 2 %) et représentant une baisse par rapport à 2022 (- 85 MW, soit - 18 %). L'énergie produite par la filière biogaz stagne également, à 2,3 TWh en 2024 par rapport à 2023, malgré une baisse par rapport à 2022 (- 0,3 TWh, soit - 11 %).

La **filière incinération d'ordures ménagères**, en raison de l'arrivée à échéance et des résiliations anticipées d'une grande majorité de la puissance des contrats soutenus, face à l'absence de mécanisme de soutien pour les nouvelles installations, voit sa puissance chuter entre 2022 et 2023 (respectivement 469 MW puis 35 MW) avant de se stabiliser en 2024. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 0,2 TWh en 2024.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représentent une production prévisionnelle de 238 GWh en 2024.

A.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 ouvrant droit à l'obligation d'achat (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 »).

A.1.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

Les prévisions de développement des filières en puissance et en énergie ont été présentées au paragraphe précédent. Le tableau suivant expose les quantités achetées (sous obligation d'achat) et les coûts d'achat prévisionnels.

⁴ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁵ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Tableau 4 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2024

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	1 105,0	291,9	1 834,5	428,4	20,1	187,6	141,3	552,6	12,7	5,2	4 579,4
Février	981,4	280,1	2 530,1	440,8	19,1	175,8	145,0	840,9	17,3	4,3	5 434,8
Mars	891,1	291,1	1 868,5	438,4	21,5	192,5	141,2	1 269,7	13,4	5,2	5 132,5
Avril	42,9	256,6	1 363,7	371,2	15,9	183,8	153,4	1 568,8	14,5	5,0	3 975,7
Mai	21,3	301,7	1 351,3	339,7	17,9	187,4	167,6	1 801,5	18,7	5,3	4 212,5
Juin	16,0	244,1	797,8	286,4	17,6	178,5	137,5	1 824,7	9,0	5,1	3 516,8
Juillet	17,8	162,5	942,1	295,6	19,9	186,0	145,9	1 997,6	12,4	5,2	3 784,8
Août	18,4	113,1	941,5	284,2	17,2	184,1	135,9	1 833,9	14,3	5,1	3 547,7
Septembre	28,4	99,0	909,7	341,0	20,2	180,6	141,3	1 473,5	8,4	4,8	3 206,8
Octobre	44,5	150,4	1 665,3	420,6	13,9	193,8	138,9	1 054,0	13,9	5,0	3 700,3
Novembre	770,3	172,3	1 531,3	473,1	19,6	184,3	141,7	654,8	12,1	4,4	3 963,8
Décembre	912,7	267,5	1 970,8	534,3	20,8	193,3	152,7	494,3	14,4	5,1	4 565,7
Quantités (GWh)	4 849,9	2 630,2	17 706,6	4 653,7	223,5	2 227,5	1 742,3	15 366,2	161,1	59,9	49 620,9
Quantités en 2022 (GWh)	6 300,6	4 082,4	21 487,1	292,0	994,6	2 561,9	2 533,7	12 407,3	123,8	68,0	50 851,4
Coût d'achat (M€)	1 203,1	293,8	1 785,3	874,5	15,8	470,5	306,2	3 750,9	15,8	4,7	8 720,6
Coût d'achat en 2022 (M€)	2 073,9	370,1	1 992,1	49,5	60,4	476,0	397,7	3 254,9	11,9	5,0	8 691,6
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	248,1	111,7	100,8	187,9	70,5	211,2	175,8	244,1	98,3	78,9	175,7
Coût d'achat unitaire en 2022 (€/MWh)	329,2	90,7	92,7	169,6	60,8	185,8	157,0	262,3	96,5	74,3	170,9

La prévision au titre de 2024 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **49,6 TWh** de production soutenue par l'obligation d'achat, pour un coût d'achat de **8 720,6 M€**.

La quantité soutenue par obligation d'achat décroît entre 2022 et 2024 (- 2,4 %), du fait notamment de l'arrivée à échéance de contrats d'achat et d'importants volumes de résiliations anticipées, comme mentionné précédemment.

En particulier, le parc éolien terrestre en obligation d'achat connaît une forte décroissance : la puissance installée des installations éoliennes soutenues par ce mécanisme diminue de - 4,2 GW en tenant compte de l'arrivée à échéance et de la résiliation anticipée de contrats. Cette décroissance du parc éolien terrestre sous obligation d'achat devrait se poursuivre les années suivantes.

Des baisses importantes sont également prévues pour la filière de la cogénération au gaz naturel (- 1,5 TWh entre 2022 et 2024), la filière hydraulique (- 1,5 TWh entre 2022 et 2024). En revanche, la production de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat poursuit sa croissance (+ 3,0 TWh entre 2022 et 2024) et la filière éolienne en mer continue de prendre son essor : cette dernière devrait produire 4,7 TWh en 2024.

Le coût d'achat total connaît une légère augmentation sur la période 2022-2024 pour un montant de 8 720,6 M€ en 2024, malgré la baisse de la quantité d'énergie achetée : ceci se traduit notamment par une hausse du coût d'achat unitaire de 170,9 €/MWh à 175,7 €/MWh. Cette hausse est notamment due aux effets suivants :

- l'indexation des tarifs d'achat sur l'évolution du coût du travail et des prix de l'industrie, dans un contexte globalement inflationniste (l'hypothèse d'inflation annuelle a été révisée à 4,2 % contre 1,3 % employé précédemment) ;
- 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 18,2 €/MWh (- 7 %) sous l'effet de la mise en service, entre 2022 et 2024, d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2022. Par ailleurs, le coût d'achat unitaire de la filière cogénération au gaz naturel connaît une baisse de 24,6 % entre 2022 et 2024, du fait de la baisse des prix de gros du gaz.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif⁶, et compte tenu de l'incertitude pesant sur ces tarifs au moment des déclarations de charges, la CRE a pris en compte les déclarations d'EDF et réalisera le cas échéant des régularisations à l'occasion des prochains exercices annuels d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

A.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 ».

⁶ En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans les délibérations de la CRE du 29 juin 2023⁷. Une distinction est faite entre le coût évité par la production 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 en fonction de références de prix mensuelles sur l'année 2024, 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).

Une méthodologie d'évaluation particulière est prévue pour les filières photovoltaïque et éolien à terre. Le coût évité par la part aléatoire de la production de ces filières est évalué de manière à refléter les effets de corrélation entre ces productions et les prix de marché auxquels est valorisée la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF. Un facteur correctif mensuel basé sur l'historique est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues. Cette méthodologie a pour but de refléter le profil de production particulier de ces filières.

Pour l'année 2024, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève ainsi à **9 475,2 M€**.

Coût évité par la production quasi certaine

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2024, définie dans la délibération de la CRE du 15 décembre 2022⁸, est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue pour 2024

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du 1^{er} trimestre	2 500
Surplus de production novembre	2 100
Surplus de production décembre	2 100

Les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019⁹ sont visibles depuis 2022 : le foisonnement interfilières au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA est pris en compte pour déterminer la puissance quasi certaine.

En application de la délibération méthodologique du 29 juin 2023 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 entre le 15 et le 31 mai 2023.

Le coût évité du produit « ruban de base » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 mai 2023 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 31 mai 2023 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 31 mai. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 mai 2023 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 31 mai 2023. 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 (cf. *infra*), qui repose notamment sur les prix à terme observés entre le 15 et le 31 mai 2023 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 pour 2024, en €/MWh

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
205,05	297,44	167,13	163,97

⁷ Délibération de la CRE du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

⁸ Délibération de la CRE 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.

⁹ Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat.

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 26,9 TWh, est de **5 887,2 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 » et des produits Q1, Q2 et S2, auxquelles sont appliqués des facteurs basés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

Tableau 7 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2024, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	303,65
Février	293,17
Mars	272,48
Avril	113,75
Mai	102,43
Juin	113,41
Juillet	134,73
Août	126,60
Septembre	147,81
Octobre	159,61
Novembre	167,13
Décembre	163,97

Le coût évité par la production aléatoire s'élève pour 2024 à **3 588,1 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 8 ci-dessous, ainsi que les prix aléatoires pondérés utilisés pour les filières éolien à terre et photovoltaïque.

Tableau 8 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2024

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien PV	Prix mensuel éolien à terre	Quantité éolien à terre	Prix mensuel PV	Quantité PV	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	303,65	553,9	246,8	463,5	289,0	139,6	322,9
Février	293,17	889,9	273,4	1 091,0	290,0	362,6	664,3
Mars	272,48	664,5	229,7	622,6	214,0	423,1	414,6
Avril	113,75	646,5	102,8	845,1	102,0	972,2	259,6
Mai	102,43	666,6	94,7	850,1	95,7	1 133,3	257,3
Juin	113,41	509,7	99,9	454,8	105,8	1 040,2	213,3
Juillet	134,73	496,3	119,5	553,2	133,0	1 173,0	289,0
Août	126,60	432,2	105,3	526,9	117,3	1 026,2	230,6
Septembre	147,81	435,3	136,0	480,8	145,6	778,7	243,1
Octobre	159,61	566,8	134,0	962,1	193,8	609,0	337,4
Novembre	167,13	421,5	129,3	363,1	213,9	155,2	150,6
Décembre	163,97	663,0	105,3	622,0	198,6	156,0	205,2
Total 2024	182,2	6 946	152,8	7 835	141,3	7 969	3 588,1

A.1.2.3 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

La délibération méthodologique du 29 juin 2023 prévoit de prendre en compte le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité d'une partie de la production du périmètre d'équilibre d'EDF OA. Il est calculé à partir des volumes d'écarts prévus en valeur absolue par EDF OA et de la décote observée en moyenne entre le prix des écarts et le prix spot.

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité à **23,1 M€** au titre de l'année 2024. Cette évaluation tient compte des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2024.

A.1.2.4 Prise en compte du coût prévisionnel des achats au prix spot pour EDF OA

Comme évoqué précédemment, l'évolution de la méthodologie d'établissement de la puissance quasi certaine dans la délibération méthodologique de la CRE du 28 novembre 2019 susmentionnée a conduit à un quasi-doublement du niveau des blocs de puissance quasi certaine vendus à terme. La première année concernée par cette évolution était l'année 2022. Or, l'effet conjoncturel des résiliations anticipées de nombreux contrats d'obligation d'achat au cours du second semestre 2022, dans un contexte de prix de gros élevés, a conduit à une production du parc sous

obligation d'achat moindre que celle anticipée lors de la détermination des blocs de puissance quasi certaine. Si les modalités d'établissement par la CRE des niveaux de puissance quasi certaine, en considérant des taux de charge historiques, devaient permettre qu'EDF soit vendeur sur environ 90 % des pas de temps demi-horaires, celui-ci a *in fine* été vendeur sur environ 80 % des pas de temps en 2022. Les volumes achetés au prix spot ont ainsi représenté environ 4 % de la production totale du parc sous obligation d'achat.

Or, ces achats peuvent représenter un coût prévisionnel dans la mesure où on constate un écart entre le prix d'achat et le prix de vente qui peuvent être captés par la production aléatoire. En effet, EDF a une position acheteuse dès lors que la production du parc renouvelable soutenu sous obligation d'achat est inférieure à l'énergie quasi certaine qui a été vendue, ce qui est schématiquement corrélé à une faible production du parc français et donc des prix de marché plus haut (et inversement).

La délibération du 29 juin 2023 prévoit ainsi que ce surcoût prévisionnel soit intégré aux charges prévisionnelles d'EDF.

La CRE anticipe qu'en 2024 les achats au prix spot devraient représenter un volume plus faible, dans la mesure où les ventes à terme n'étaient que partiellement réalisées pour le ruban de base, et n'avaient pas commencé pour les autres produits relatifs à 2024 lorsque la CRE a procédé, en décembre 2022, à la réévaluation des valeurs de puissance quasi certaine pour l'ensemble des produits 2024, afin d'intégrer l'effet des résiliations anticipées.

Pour 2024 et conformément à la délibération du 29 juin 2023, la CRE retient un volume d'achats au prix spot prévisionnel de 2 % pour 2024, aboutissant à un surcoût de **55,5 M€**.

A.1.2.5 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 (dé-marrage 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 du 29 juin 2023¹⁰, 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 2024, la CRE considère que les enchères tenues par EPEX Spot porteront sur les années de livraison (« AL ») 2021, 2023, 2024, 2025 et 2026. La tenue d'enchères relatives aux années 2027 et suivantes est très incertaine étant donné les travaux en cours relatifs à la refonte du mécanisme de capacité : ainsi, la CRE n'a pas retenu de valorisation de garanties de capacité au-delà de l'AL 2026.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2024 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacités obtenues par EDF pour les AL susmentionnées.

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2024, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2024 pour les différentes AL concernées :

	AL 2021	AL 2023	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2024 (MW)	0	0	280,2	2 084,0	2 023,7

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2021 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2022 et qu'EDF a pu valoriser l'intégralité des garanties de capacité associées à la capacité certifiée (NCC), aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2024 portant sur l'AL 2021.

Pour l'AL 2023, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage additionnel en 2024 par rapport à celui qui est prévu en 2023. En revanche, un rééquilibrage à la hausse est prévu pour l'AL 2024, notamment du fait des contrats qui prendront effet en cours d'année.

S'agissant des AL 2025 et 2026, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres¹¹ auxquelles est soumis EDF OA, car la capacité certifiée totale liée à son périmètre de certification est supérieure à 3 GW pour chacune des AL. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

¹¹ Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'AL concernée. Ainsi, pour l'AL 2025, de premières enchères devant avoir lieu en 2023, seule la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF pour cette AL devrait être valorisée en 2023. Pour l'AL 2026, la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF pour cette AL devrait être valorisée en 2024.

La CRE a vérifié la cohérence des volumes certifiés anticipés par EDF pour les AL 2025 et 2026, au regard de ceux déjà pris en compte pour les AL 2023 et 2024. Pour ces deux dernières AL, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles au titre de 2023 et 2024.

En application de la délibération de la CRE du 29 juin 2023 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les AL 2024 à 2026 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces AL et si, pour une AL, aucune enchère n'a encore eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente¹². Le prix retenu est ainsi de 26 926,6 €/MWh pour les AL 2024, 2025 et 2026.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de l'année 2024 est de **118,2 M€**. Il est réparti de la manière suivante entre les filières de production :

Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2024 (M€)	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Bio-masse	Photovoltaïque	Autres	Total
	30,7	8,9	37,9	11,9	0,8	5,8	6,5	15,2	0,2	118,2

A.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2024 est évalué à **9 514,7 M€** (5 887,2 M€ de coût évité par la production quasi certaine + 3 588,1 M€ de coût évité par la production aléatoire + 118,2 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 23,1 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat - 55,5 M€ au titre de la prise en compte du coût prévisionnel des achats au prix spot).

A.1.2.7 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2024

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2024 sont négatifs dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat : ils s'élèvent à **- 794,1 M€** en métropole continentale (8 720,6 M€ de coût d'achat – 9 514,7 M€ de coût évité).

A.1.3 Complément de rémunération

A.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 :

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

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'un appel d'offres) et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux

¹² La dernière enchère prise en compte est celle du 27/04/2023.

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 dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹³ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹⁴.

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 aux heures de prix négatifs prévue dans certains contrats.

A.1.3.2 Complément de rémunération négatif et déplafonnement

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 . Or, du fait de la crise des prix de gros de l'électricité, le prix de référence mensuel M_0 a considérablement augmenté depuis la fin de l'année 2021 : la grande majorité des primes de complément de rémunération sont donc négatives depuis septembre 2021.

Auparavant, un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF lorsque celles-ci excèdent les montants totaux perçus depuis l'entrée en vigueur du contrat était prévu dans la plupart des contrats signés de complément de rémunération.

En application de l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022¹⁵, tous les contrats de complément de rémunération ont été déplafonnés sur toute la durée des contrats à compter du 1^{er} janvier 2022. Un mécanisme de prix seuil a été prévu, afin de laisser aux producteurs le bénéfice des montants pouvant résulter de la vente de leur production jusqu'à un certain prix seuil, ayant vocation à retranscrire la courbe de prix de marché prévisionnelle anticipée lors de l'établissement des niveaux de soutien. L'arrêté d'application définissant la courbe des prix seuils est paru le 28 décembre 2022¹⁶.

Cependant, au vu de la temporalité de la publication des modalités pratiques du déplafonnement des contrats, EDF (unique co-contractant pour les contrats de complément de rémunération) a dû poursuivre jusqu'au début de l'année 2023 la facturation des contrats de complément de rémunération sur la base du cadre juridique préexistant. Il n'a ainsi pas été en mesure de régulariser la situation des producteurs anciennement plafonnés et récupérer les sommes issues du déplafonnement dès l'année 2022. EDF a émis les avoirs de rattrapage correspondants en mars 2023 après avoir communiqué à ce sujet auprès des producteurs. Ces sommes, qui représentent un montant de 1,7 Md€, sont donc intégrées pour 75 % aux charges prévisionnelles au titre de 2023 (mise à jour de la prévision) et pour 25% aux charges prévisionnelles au titre de 2024, afin de tenir compte des difficultés de recouvrement remontées par EDF.

A.1.3.3 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2024

EDF a réalisé une prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2024 et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération au gaz naturel, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique, biogaz et CCG seront concernées. Ces prévisions sont détaillées dans le Tableau 9 et mises en regard de la mise à jour des prévisions au titre de 2023 ainsi que du constaté au titre de 2022. 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 A.1.2.2.

Tableau 9 : Prévision relative au complément de rémunération au titre de 2024 réalisée par EDF

		Total	Cogéné- ration gaz	CCG	Hydrau- lique	Eolien à terre	Biogaz	Bio- masse	PV	Géo- ther- mie
Energie soute- nue (GWh)	2022	13867	55	0	70	9449	28	289	3975	0
	2023	14 388	66	0	48	10 406	35	291	3 542	0
	2024	17 219	81	0	98	12 056	71	564	4 331	17
Puis- sance	2022	8 613	21	422	22	4 494	4	91	3 559	0
	2023	9 007	19	422	16	4 641	7	102	3 799	0

¹³ 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

¹⁶ Arrêté du 28 décembre 2022 fixant le prix seuil pris en application de l'article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

soutenue (MW)	2024	11 580	29	422	47	5 845	12	150	5 063	12
Charges (M€)	2022	-538,1	0,4	25,7	-4,8	-478,5	-1,2	-22,7	-57,0	0,0
	2023	-1 824,1	-5,3	54,0	-3,5	1144,7	3,1	3,4	-731,1	0,0
	2024	-1 755,8	-7,7	59,0	-4,8	-1 245,8	1,4	-16,7	-544,3	3,1

La puissance soutenue des installations sous complément de rémunération ainsi que l'énergie soutenue augmentent continuellement et fortement entre 2022 et 2024, pour presque toutes les filières. On remarque cependant une baisse de puissance entre 2022 et 2023 pour les filières cogénération au gaz naturel et hydraulique, due à des résiliations anticipées des contrats de soutien.

La puissance soutenue est finalement multipliée par 1,1 entre 2022 et 2023 puis par 1,3 entre 2023 et 2024. En conséquence, l'énergie produite est multipliée par 1,1 entre 2022 et 2023 puis par 1,2 entre 2023 et 2024.

Cette augmentation est néanmoins plus faible que ce qui avait été envisagé au moment de l'exercice des charges mené en 2022, notamment en raison (i) du report de prise d'effet des contrats de soutien, dû à des retards de mise en service pour raison économique et (ii) des mesures d'urgence prises à l'été 2022, permettant à certaines installations de reporter le début de leur contrat de complément de rémunération pour vendre préalablement leur production sur le marché de l'électricité pendant une certaine période.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2024 sont négatives et s'élèvent à **- 1 755,8 M€**.

Les charges sont très inférieures à celles constatées en 2022 (- 1,3 Md€ de moins par rapport au niveau des charges au titre de 2022, de - 459,2 M€). Cette baisse est notamment portée par le déplaçonnement des contrats de complément de rémunération. L'augmentation du volume soutenu (+ 4,3 TWh par rapport à 2022) renforce cette baisse dans un contexte où les prix de marché de référence sont supérieurs aux tarifs de référence.

A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024

A.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). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section A.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 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 »¹⁷.

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus des entreprises locales de distribution s'élèvent respectivement à 2,9 TWh et à **484,9 M€** au titre de 2024.

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.

6 organismes agréés ont déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 340,5 GWh et à **50,9 M€** au titre de 2024.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif¹⁸, et compte tenu de l'incertitude pesant sur ces tarifs au moment des déclarations de charges, la CRE a pris en compte les déclarations des opérateurs et réalisera le cas échéant des régularisations à l'occasion des prochains exercices annuels d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

¹⁷ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

¹⁸ En application de l'article 225 de la loi n°2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n°2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

A.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.

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 règlementés 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 évalué en prenant en compte les prix de marché *spot*.

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 règlementés 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 29 juin 2023¹⁹. En application de celle-ci, ces prix de marché²⁰ 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 10.

Tableau 10 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2024

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	303,65	281,46	331,63
Février	293,17	281,21	298,07
Mars	272,48	257,13	254,03
Avril	113,75	106,17	102,62
Mai	102,43	97,15	95,13
Juin	113,41	107,39	113,40
Juillet	134,73	127,92	136,25
Août	126,60	116,99	125,96
Septembre	147,81	140,68	148,71
Octobre	159,61	145,44	161,76
Novembre	167,13	154,85	173,76
Décembre	163,97	142,57	183,95

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

¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

²⁰ Moyennes mensuelles des prix spots.

- 74 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 ;
- 32 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 spot.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **550,7 M€**.

A.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 29 juin 2023¹⁹ est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés, avec une différenciation selon le volume total de garanties de capacité dont ils disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de garanties de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2024 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 2025 est prise en compte au titre de 2024. 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.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de garanties de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend en compte un mode de valorisation adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées avant l'année de livraison. Pour l'année de livraison 2025, qui a déjà fait l'objet d'enchères en 2023, 6/10^e du niveau de capacité certifié donne donc lieu à une valorisation en 2024 (4/10^e ayant déjà été valorisé précédemment). Pour l'année de livraison 2026, il est considéré que 4/10^e du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation en 2024. Par ailleurs, la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2023 et 2024 est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2024 (MW)	AL 2023	AL 2024	AL 2025	AL 2026
	23,7	23,9	219,7	91,3

Au total, 358,6 MW de garanties de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 29 juin 2023, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2023 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 livraison²¹, soit :

- pour l'année de livraison 2023, 45 622,4 €/MW ;
- pour les années de livraison 2024, 2025 et 2026, 26 926,6 €/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 **10,1 M€** au titre de 2024.

A.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024

Le surcoût total prévisionnel lié aux contrats d'achat en 2024 s'élève, pour 3,2 TWh de volume d'achat, à **- 24,9 M€** (535,8 M€ - **550,7 M€** - 10,1 M€). Ce surcoût est négatif dans la mesure où, dans le contexte exceptionnel de crise des prix de gros de l'énergie, le coût évité est supérieur au coût d'achat. Cela représente une hausse de **279,8 M€** par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2022, qui s'élèvent à **- 304,8 M€**. Le surcoût lié aux énergies renouvelables électriques augmente ainsi de 290,2 M€ (89 %), tandis que le surcoût lié à la cogénération diminue de **10,3 M€ (- 53 %)**, baisse principalement portée par une baisse du coût d'achat due à une baisse du prix du gaz.

La hausse des surcoûts au titre de 2024 par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2022 est principalement portée par une diminution du coût évité « énergie » ; la moyenne des références prix de marché mensuels retenus pour l'établissement des prévisions 2024 est inférieure d'environ 100 €/MWh à la moyenne des prix spots observés en 2022.

Le volume prévisionnel sous obligation d'achat sur le périmètre des entreprises locales de distribution et des organismes agréés diminue légèrement par rapport aux charges constatées au titre de 2022 (- 7%), tandis que le coût d'achat reste relativement stable.

²¹ La dernière enchère prise en compte est celle du 27/04/2023. Pour les années de livraison pour lesquelles aucune enchère n'a déjà eu lieu, la moyenne des prix des enchères ayant eu lieu pour l'année de livraison précédente est reprise.

Les surcoûts prévisionnels négatifs sont principalement portés par la filière éolienne terrestre : la production éolienne est estimée à 1 533 GWh en 2024 pour un surcoût évalué à - 117,5 M€ (respectivement 1 855 GWh et - 256,8 M€ en 2022).

Pour les autres filières, les volumes de production et charges suivants sont prévus en 2024 et mis en regard des éléments constatés au titre de 2022 :

- une production photovoltaïque estimée à 830 GWh en 2024 et un surcoût évalué à **89,4 M€** (respectivement 660 GWh et **- 0,1 M€** en 2022) ;
- une production des installations hydroélectriques estimée à 226 GWh en 2024 et un surcoût évalué à - 11,6 M€ (respectivement 264 GWh et - 33,2 M€ en 2022) ;
- une production des cogénérations au gaz naturel estimée à 298 GWh en 2024 et un surcoût évalué à **9,2 M€** (respectivement 298 GWh et **19,6 M€** en 2022) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 134 GWh en 2024 et un surcoût évalué à 6,4 M€ (respectivement 146 GWh et - 10,8 M€ en 2022) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 195 GWh en 2024 et un surcoût évalué à -1,4 M€ (respectivement 221 GWh et - 22,7 M€ en 2022).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 38 (section G).

A.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 2024 s'élèvent à **- 2 574,7 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 11 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 38.

Tableau 11 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2024, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2024	
Action 1	Eolien terrestre	-1 599,9	-1 245,8	-107,0	-10,5	-2 963,2	-2 682,6
	Eolien en mer	-35,6	0,0	0,0	0,0	-35,6	
	Solaire	1 046,0	-544,3	92,1	-2,7	591,1	
	Bio-énergies	17,1	-15,3	5,0	0,0	6,8	
	Autres énergies	-269,0	-1,7	-9,9	-1,1	-281,7	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	47,3	51,3	7,5	1,8	107,8	107,8
Total		-794,1	-1 755,8	-12,4	-12,5	-2 574,7	

B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE

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 2020²². 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 2021²³ qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS. L'arrêté modificatif du 20 septembre 2022²⁴ a modifié les conditions d'achat prévues par l'arrêté du 13 décembre 2021 en introduisant notamment une indexation trimestrielle des tarifs d'achat afin de prendre en compte l'inflation des coûts observée au moment de la signature du contrat. L'arrêté du 13 décembre 2021 a très récemment été abrogé par l'arrêté du 10 juin 2023²⁵ 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 2022 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 2024.

B.1 Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2024

24 fournisseurs ont prévu d'acheter 12,4 TWh de biométhane provenant de 807 installations en 2024, pour un coût d'achat total de **1 492,8 M€**. Le coût d'achat unitaire moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 120,8 €/MWh, soit une augmentation de + 11,4 €/MWh par rapport au coût d'achat unitaire constaté pour 2022 (109,4 €/MWh).

Les acheteurs prévoient ainsi une multiplication par 1,2 du nombre d'installations soutenues entre le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2024, qui se traduit par une multiplication par 1,3 du volume injecté.

Comme précisé en introduction de la présente partie, le développement de la filière biométhane se poursuit désormais sous le régime tarifaire de l'arrêté du 10 juin 2023 précité. Les fournisseurs prévoient d'acheter de l'énergie produite par 8 installations soutenues via ce nouveau guichet ouvert en 2024.

B.2 Coûts évités prévisionnels au titre de 2024

Le coût évité aux fournisseurs de gaz correspond au coût d'approvisionnement que le fournisseur aurait supporté s'il avait acheté sur le marché de gaz naturel des quantités équivalentes au volume de biométhane acheté.

Pour obtenir le coût évité prévisionnel total au titre d'une année donnée, le volume mensuel de biométhane prévisionnel acheté par un fournisseur est multiplié par le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz.

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels, allant d'un mois à deux semestres. La CRE retient les cotations de prix suivantes, observées entre le 15 et le 31 mai 2023 :

- pour le premier trimestre 2024, les prix du produit Q1-2024 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2024) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2024 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2024 (avril à septembre) ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2024 (octobre à mars).

Le prix de référence mensuel correspond à ces cotations auxquelles est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen de la période correspondant à la cotation.

²² 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.

²³ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

²⁴ Arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

²⁵ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Tableau 12 : Références de prix de marché retenues, en €/MWh

Année 2023	Cotation	Poids du mois par rapport à la période de cotation	Prix de référence
Janvier	47,41	1,008	47,80
Février	47,41	0,944	44,76
Mars	47,41	1,048	49,68
Avril	43,91	1,006	44,19
Mai	43,91	0,973	42,73
Juin	43,91	1,020	44,81
Juillet	44,12	1,030	45,45
Août	44,12	1,148	50,65
Septembre	44,12	1,105	48,75
Octobre	47,73	0,963	45,94
Novembre	47,73	1,043	49,77
Décembre	47,73	1,248	59,56

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 47,84 €/MWh sur l'année 2024.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2024 s'élève à **592,5 M€**.

B.3 Surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2024

Le surcoût d'achat est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité.

Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane au titre de 2024 s'élèvent donc à **900,3 M€** (1 492,8 M€ – 592,5 M€), soit 10,5 fois plus que ceux constatés en 2022 (85,5 M€), et 1,2 fois plus que la mise à jour des surcoûts prévisionnels d'achat au titre de 2023 (739,9 M€).

B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2024

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 2011²⁶. 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 **24,5 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 12,7 millions de garanties d'origine devraient être émises et près de 11,8 millions valorisées.

B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2024

Les charges prévisionnelles au titre de 2024 s'élèvent à **875,8 M€** (900,3 – 24,5). Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous, n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les fournisseurs.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 13. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et à la reprévision des charges au titre de 2023 est précisée dans le Tableau 14.

²⁶ 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 13 : Charges prévisionnelles au titre de 2024

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 2024 (€)
ALSEN	72 308 759	9 569 591	3 460 665	6 108 926	60 000	6 048 926
BCM Energy	34 044 000	4 501 213	1 629 632	2 871 581	41 995	2 829 586
ekWateur	15 732 000	1 511 454	752 655	758 799	30 683	728 116
ENDESA ENERGIA	384 998 826	44 313 276	18 449 933	25 863 343	168 881	25 694 462
ENGIE SA	5 795 454 336	661 081 233	277 978 799	383 102 434	15 142 133	367 960 301
ÉS Énergies Strasbourg	94 227 867	9 907 581	4 519 490	5 388 092	284 798	5 103 294
GAZ DE BARR	17 920 000	2 310 625	857 581	1 453 045	56 250	1 396 795
GAZ DE PARIS SAS	241 105 869	26 044 494	11 541 654	14 502 840	50 625	14 452 215
GEG Sources d'Energies	35 315 000	4 419 021	1 689 621	2 729 400	27 761	2 701 639
Nature Energy Green Sales A/S	201 589 041	22 629 830	9 715 492	12 914 338	934 077	11 980 261
PICOTY SAS	39 074 000	4 086 359	1 881 472	2 204 887	113 586	2 091 301
PLUM ENERGIE SAS	32 175 337	2 863 283	1 539 950	1 323 334	24 132	1 299 202
PROVIRIDIS	130 855 968	15 224 885	6 260 450	8 964 435	779 069	8 185 365
REDEO ENERGIES	511 816 320	65 403 838	24 501 034	40 902 804	331 646	40 571 158
SAS GAZ DE BORDEAUX	470 751 262	56 236 182	22 587 227	33 648 955	1 183 684	32 465 270
SAVE	3 291 536 452	451 264 528	157 976 091	293 288 437	3 938 518	289 349 918
SCIC Enercoop	11 340 000	1 451 520	543 002	908 518	36 118	872 400
SEGE - AIR LIQUIDE	252 661 500	28 572 818	12 094 711	16 478 107	18 950	16 459 158
SEML GEDIA	14 092 759	2 064 561	674 736	1 389 825	0	1 389 825
SOLVAY ENERGY SERVICES	189 632 500	22 185 324	9 101 739	13 083 585	0	13 083 585
SVD 17 - DALKIA	330 928 693	37 121 913	15 841 442	21 280 471	878 616	20 401 855
TERREAL SAS	20 400 000	1 738 080	975 983	762 097	0	762 097
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	60 357 425	6 666 198	2 889 460	3 776 738	401 148	3 375 590
Total Gas & Power limited	105 900 000	11 680 300	5 081 777	6 598 523	0	6 598 523
TOTAL	12 354 217 913	1 492 848 107	592 544 595	900 303 513	24 502 671	875 800 842

Tableau 14 : Evolution des charges prévisionnelles au titre de 2024 par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2023

M€	Constaté 2022	Mise à jour prévisionnel 2023	Prévisionnel 2024
Surcoûts d'achat	85,5	739,9	900,3
Valorisation des garanties d'origine	6,8	12,6	24,5
Volume acheté (en TWh)	6,7	9,3	12,3
Charges prévisionnelles	78,7	727,3	875,8

Les charges prévisionnelles au titre 2024 sont :

- en très forte hausse par rapport aux charges constatées au titre de 2022, en raison principalement de la baisse des prix de gros du gaz attendue, de l'ordre de 49 €/MWh en moyenne, mais également de l'augmentation importante des volumes soutenus et des coûts d'achat ;
- en hausse par rapport à la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année 2023, en raison de l'augmentation des volumes soutenus et des coûts d'achat.

C. SOUTIEN EN ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section E.), 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 ;
- 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, ainsi que les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité renouvelable reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnés au f) 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 produite à partir d'énergies fossiles reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnées 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.

C.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 2024 sur la base des éléments constatés au titre de 2022, 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.

Augmentation des TRV HT et « bouclier tarifaire »

Dans le contexte de crise énergétique consécutive à la crise sanitaire mondiale et renforcée par la guerre en Ukraine, les prix de gros l'électricité ont fortement augmenté à partir du deuxième semestre de l'année 2021 et ont atteint des prix jamais observés jusqu'à présent au cours de l'année 2022. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité, auraient dû augmenter de plus de 100 % hors taxes au 1^{er} février 2023 par rapport aux niveaux de tarif gelés du 1^{er} février 2022, afin de refléter la hausse des coûts de fourniture d'électricité.

Afin de limiter l'augmentation supportée par les consommateurs finaux, les pouvoirs publics ont reconduit leur décision de geler une partie de la hausse des tarifs lors du mouvement des TRV du 1^{er} février 2023²⁷. Ces mesures dites de « bouclier tarifaire » ont permis de limiter l'augmentation des tarifs réglementés de vente TTC à environ 15% en moyenne.

Dans leurs prévisions pour 2024, les fournisseurs historiques prennent en compte cette évolution et anticipent la reconduction d'une hausse d'environ 15 % en moyenne, pouvant éventuellement entraîner la reconduction du « bouclier tarifaire », ou bien refléter un rattrapage tarifaire partiel, selon les coûts d'approvisionnement de 2023. Il en résulte une progression, plus ou moins prononcée selon l'opérateur, de leur prévision de recettes tarifaires en 2024. Cette augmentation du chiffre d'affaires induit la hausse des recettes attribuées à la production et, par conséquent, de la part production du tarif de vente (PPTV) sur tous les territoires par rapport aux années précédentes.

C.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2024

C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2024, à **152,1 M€** pour la production renouvelable et **660,2 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **812,2 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 15 et le Tableau 16 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 dans le Tableau 17.

Tableau 15 : Coûts de production renouvelable dans les ZNI prévus par EDF pour 2024

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,7	0,0	21,0	0,0	14,4	0,0	0,0	67,1
	Amortissements	9,2	0,0	9,7	0,0	6,9	0,0	0,0	25,7
	Impôts et taxes	3,5	0,0	5,7	0,0	4,2	0,0	0,0	13,5
	Frais de personnel	3,6	0,0	2,9	0,0	6,0	0,0	0,0	12,5
	Charges externes	2,3	0,0	3,2	0,0	1,4	0,0	0,0	6,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	4,2	0,0	2,7	0,0	18,6	0,0	0,0	25,6
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Autres achats	0,2	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,9
Coût total		54,8	0,00	45,57	0,00	51,70	0,00	0,00	152,1

²⁷ Délibération n° 2023-17 de la CRE du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Tableau 16 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévus par EDF pour 2024

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,6	9,6	6,3	8,8	2,1	4,8	0,4	37,7
	Amortissements	5,1	7,9	10,9	11,1	2,1	2,9	0,3	40,5
	Impôts et taxes	0,8	12,2	17,1	2,4	1,0	0,1	0,0	33,6
	Frais de personnel	10,9	8,2	15,5	10,2	0,2	3,8	0,0	48,8
	Charges externes	14,9	15,0	12,6	10,9	3,5	2,2	0,2	59,2
	Frais de structure, de siège et prestations externes	11,1	15,8	13,9	12,0	0,5	0,2	0,0	53,5
Coûts variables	Combustibles	44,0	56,5	91,9	40,8	3,4	11,8	2,4	250,9
	Quotas de CO2	21,9	19,3	32,1	20,2	1,7	3,7	0,7	99,5
	Autres achats	14,0	5,8	4,2	8,5	0,0	3,6	0,3	36,5
Coût total		128,4	150,4	204,5	124,9	14,5	33,2	4,3	660,2

Comme affiché dans le Tableau 17, les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2024 dans les ZNI affichent une hausse modérée par rapport à 2022 (+ 5,0 M€) tandis que la production d'origine fossile marque une hausse plus nette (+ 52,2 M€).

Tableau 17 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI supportés par EDF pour 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2024 prév	2022	Evolution		2024 prév	2022	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	67,1	67,4	-0,4	-1%	37,7	40,8	-3,2	-8%
	Amortissements	25,7	26,1	-0,5	-2%	40,5	47,7	-7,2	-15%
	Impôts et taxes	13,5	11,0	2,5	22%	33,6	24,7	9,0	36%
	Frais de personnel	12,5	11,2	1,3	12%	48,8	44,1	4,7	11%
	Charges externes	6,9	6,5	0,4	7%	59,2	53,9	5,3	10%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	25,6	24,0	1,6	7%	53,5	49,9	3,6	7%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	250,9	235,9	14,9	6%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	99,5	81,5	18,0	22%
	Autres achats	0,9	0,8	0,0	4%	36,5	29,6	7,0	24%
Coût total		152,1	147,1	5,0	3%	660,2	608,0	52,2	9%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2024 sont en hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 (+ 3 %), principalement en raison de l'expiration de remises exceptionnelles d'impôts de production décidées en 2021 dans le cadre du plan de relance de l'économie française, ainsi que de la valeur élevée de la prévision d'inflation retenue pour l'année 2023 (5,70 %).

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergies fossiles pour 2024 présentent également une hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 (+ 9 %) essentiellement portée par la hausse des coûts du combustible (+ 6 %) et celle des coûts d'achat des quotas de CO₂ (+ 22 %). L'ensemble des postes de coûts est également affecté par les valeurs élevées des prévisions d'inflation retenues pour les années 2023 et 2024.

Malgré les hypothèses d'EDF SEI de baisse des cours du fioul en 2024 par rapport aux années précédentes et d'un niveau de production thermique stable, l'anticipation d'une hausse importante du montant de dénouement des swaps, qui avait été très favorable en 2022 en induisant une baisse du coût d'acquisition des combustibles, est le principal facteur explicatif de la hausse de + 14,9 M€.

La hausse des impôts et taxes (+ 36 %) s'explique, comme pour les coûts de production renouvelable, par l'expiration de remises exceptionnelles d'impôts de production décidées dès 2021 dans le cadre du plan de relance de l'économie française, ainsi que des valeurs élevées des prévisions d'inflation retenues pour les années 2023 et 2024.

C.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2024 s'élèvent à **554,8 M€**, dont **273,8 M€** pour la production renouvelable et **281,0 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 18. 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 18 : Recettes de production prévisionnelles d'EDF dans les ZNI pour 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 prév	2022	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	424,1	396,4	182,2	298,2	640,2	11,3	2,3	1 954,7	1 376,0	578,7	42%
Recettes réseau	107,1	91,0	38,7	66,8	145,5	3,0	0,6	452,6	420,5	32,1	8%
Recettes gestion de la clientèle ⁽²⁾	10,6	9,3	3,1	7,8	15,8	0,2	0,1	46,8	43,4	3,4	8%
Recettes brutes de production ⁽³⁾	306,5	296,1	140,4	223,5	478,9	8,2	1,6	1 455,3	912,1	543,2	60%
Part des recettes à considérer ⁽⁴⁾	93,3	42,6	102,0	46,4	75,2	8,2	1,4	369,1	256,2	112,9	44%
Recettes de production totales ⁽⁵⁾	138,6	90,8	124,0	70,5	120,7	8,7	1,5	554,8	350,5	204,3	58%
Recettes de production - Transition Energétique	80,0	0,0	76,8	0,0	117,0	0,0	0,0	273,8	177,6	96,2	54%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	58,6	90,8	47,3	70,5	3,6	8,7	1,5	281,0	172,9	108,1	63%

Part production du tarif de vente ⁽⁶⁾ (€/MWh)	149,50	167,74	156,61	167,35	163,05	160,69	162,15
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

(1) le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF (y compris les ventes au tarif préférentiel pour les agents aux IEG et les CCAS), hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement), hors rémanence de l'octroi de mer.

(2) les recettes de gestion de clientèle affectées à l'activité de fourniture s'établissent à partir de la part affectée au fournisseur (80 %) lors de l'établissement de la règle de répartition du TURPE.

(3) les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation).

(4) les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la revente de l'électricité achetée dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2 et à la section C.3.

(5) incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes.

(6) la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section C.2 et section C.3).

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2022

La prévision des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2022 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité dans les différents territoires de + 1,3 % entre 2022 et 2024 liée à la croissance démographique dans certains territoires et à l'électrification des usages ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 18,7 % HT en janvier 2024 par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} février 2022 ;

Les recettes brutes de production augmentent fortement entre 2022 et 2024 (+ 60 %) en raison des prévisions de hausse des tarifs de vente d'électricité retenues dans le contexte de prix de marché de l'électricité élevés, et qui sont entièrement répercutées dans la part de ces tarifs affectée à la production, étant donnée la stabilité des trajectoires prévisionnelles des parts d'acheminement et de gestion de clientèle.

C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production retenus par la CRE pour 2024 s'élèvent respectivement au total à 812,2 M€ et 554,8 M€. Le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2024 dans les différentes ZNI d'EDF est égal à **257,5 M€** et se décompose en – **121,7 M€** de surcoûts de production renouvelable et **379,2 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 19 et le Tableau 20.

Tableau 19 : Surcoûts de production à partir d'énergies renouvelables prévus par EDF dans les ZNI pour 2024

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 prév
Coûts de production	54,8	0,0	45,6	0,0	51,7	0,0	0,0	152,1
Recettes de production	80,0	0,0	76,8	0,0	117,0	0,0	0,0	273,8
Surcoûts de production	-25,2	0,0	-31,2	0,0	-65,3	0,0	0,0	-121,7

Tableau 20 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles prévus par EDF dans les ZNI pour 2024

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 prév
Coûts de production	128,4	150,4	204,5	124,9	14,5	33,2	4,3	660,2
Recettes de production	58,6	90,8	47,3	70,5	3,6	8,7	1,5	281,0
Surcoûts de production	69,8	59,6	157,2	54,4	10,9	24,5	2,8	379,2

C.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2024

C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2024, à **210,1 M€**, dont 61 % au titre des combustibles (127,5 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 sont présentées dans le Tableau 21. Les coûts de production prévisionnels pour 2024 sont en nette hausse par rapport aux coûts constatés pour 2022 (+ 41,9 M€, soit +25 %).

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 21 : Evolution des coûts de production prévisionnels prévus par EDM pour 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

M€	Nature de coûts retenus	2024 prév	2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	127,5	101,0	26,5	26%
	Personnel, charges externes et autres achats	36,4	27,4	9,0	33%
	Impôts et taxes	0,7	0,7	0,0	2%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	26,1	20,2	5,9	29%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,7	11,3	0,4	3%
	Amortissements	6,9	6,8	0,0	0%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	0,7	0,2	24%
Coût total		210,1	168,2	41,9	25%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2024 sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2022. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles (+ 26,5 M€, soit + 26 %) qui s'explique par la forte hausse des prix de marché, dans un contexte de tension sur les marchés des matières premières consécutive à la crise sanitaire mondiale et du conflit en Ukraine dont EDM estime qu'elle se poursuivra en 2024. Cette différence est accentuée par un effet de couverture favorable à EDM en 2022 qui n'est pas inclus dans les prévisions pour 2024.
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 5,9 M€, soit + 29 %) qui tient compte de l'augmentation des prix constatés sur le début de l'année 2023 avec l'hypothèse qu'elle se poursuivra également en 2024.
- Cette hausse des coûts du combustible et des quotas CO₂ est renforcée par l'hypothèse de croissance de la consommation d'électricité prise par EDM dans ces prévisions (+ 3 % par an, soit + 6 % par rapport à 2022).
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 9,0 M€) qui résulte, d'une part, d'un renforcement des équipes et d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations et des cotisations sociales et d'autre part de l'augmentation des charges de maintenance des centrales, du fait d'un nombre élevé de visites majeures prévues en 2024 en lien avec l'augmentation de la production et les fortuits constatés en 2021 et 2022.

C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production²⁸ prévisionnelles pour 2024 s'élèvent pour EDM à **53,7 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 22. Elles sont en hausse de 47 % par rapport à celles constatées en 2022, en raison de l'hypothèse retenue par EDM sur l'évolution des tarifs réglementés de vente, dont le niveau est estimé à partir des valeurs disponibles sur l'année 2023 qui incluent la hausse de plus de 15% des tarifs en février 2023. Cette hypothèse entraîne une hausse des recettes issues de la fourniture d'électricité ainsi que de celles liées aux agents EDM et à la gestion de clientèle. Cette hausse est amplifiée par le fort accroissement prévisionnel de la consommation anticipé par EDM (+ 6 % par rapport à l'année 2022).

²⁸ 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.

Tableau 22 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2023 par rapport aux recettes constatées au titre de 2021

en M€	2024 prév	2022	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	74,3	55,7	18,6	33%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,5	0,4	0,1	31%
Chiffre d'affaires total à considérer	74,8	56,1	18,7	33%
(-) Recettes de distribution	19,6	17,6	2,0	11%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,7	2,7	0,0	2%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	5,1	3,2	1,9	58%
Recettes brutes de production	57,6	39,0	18,6	48%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	53,7	36,5	17,2	47%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	134,35	97,40	37,0	38%

⁽¹⁾ Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités dans la partie C.2.2.

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2022

Les recettes de production prévisionnelles totales mises à jour pour 2024 sont supérieures de 47 % à celles constatées en 2022 et la PPTV augmente donc de 38 %. Cette hausse s'explique par l'effet « année pleine » de la hausse des tarifs réglementés de vente HT de plus de 20 % intervenue en 2022 ainsi que la nouvelle hausse de 15 % intervenue en février 2023, renforcée par l'hypothèse de croissance de la consommation (+ 6 % par rapport à 2022). Par ailleurs, le taux de perte prévisionnel est en hausse de 7,5 % en 2022 à 8,3 % en 2024. La valeur de 8,3% correspond au taux prévisionnel sur 2022-2025 retenu par la CRE pour le calcul des charges du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)²⁹. Cette hausse des pertes accroît fortement les recettes de vente des pertes et services systèmes (+ 58 %).

C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **210,1 M€** et **53,7 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2024 est évalué pour EDM à **156,4 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 ».

C.1.3 Surcoûts de production prévus par EEFW pour 2024

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

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

C.1.3.1 Coûts de production

Pour 2024, les coûts de production prévisionnels d'EEFW s'élèvent à **15,3 M€**, répartis en **0,06 M€** de coûts de production renouvelable³⁰ et **15,3M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 12,6 M€ au titre des combustibles). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 sont présentées dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Evolution des coûts prévus par EEFW pour 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2024 prév	2022	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,6	0,003	0,62	0,28	0,34	119%
	Amortissements	0,4	0,000	0,40	0,35	0,06	16%
	Impôts et taxes	0,0	0,000	0,01	0,01	0,00	8%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,3	0,044	1,39	1,29	0,10	8%
	Fonctions support	0,3	0,010	0,31	0,28	0,03	11%
Coûts variables	Combustibles	12,6	-	12,60	9,15	3,45	38%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		15,3	0,057	15,33	11,35	3,98	35%

²⁹ Délibération n°2022-75 du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte (EDM) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé.

³⁰ Pour rappel, EEFW dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts prévisionnels pour 2023 sont en forte hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 (+ 4,0 M€, soit + 35 %). Cela s'explique principalement par l'augmentation des prix de marché des combustibles (+ 38 %, soit 3,45 M€), dans un contexte de reprise économique post crise sanitaire mondiale doublé d'une crise géopolitique liée au conflit en Ukraine. Cette hausse est amplifiée par l'hypothèse prise par EEWf de fort accroissement prévisionnel de consommation (+ 6,3 % par rapport à 2022).

La variation conséquente de l'amortissement et de la rémunération des capitaux est liée aux réinvestissements prévus en 2022 et 2023 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 2022, de l'amortissement des capitaux (+16 %) mais surtout de leur rémunération (+ 119 %) qui va ensuite décroître linéairement sur la durée du contrat de concession.

C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles d'EEWF³¹ pour 2024 s'élèvent à **3,1 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 24. 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.

Elles sont en hausse de 51 % par rapport à celles constatées au titre de 2022, en raison de l'hypothèse retenue par EEWf sur les TRV, dont le niveau prévisionnel en 2024 basé sur celui de février 2023 - qui inclut donc la hausse de plus de 15 % intervenue en février 2023 - entraînant l'augmentation des recettes issues des activités de fourniture d'électricité et de gestion de clientèle. Cette hausse est amplifiée par la prévision d'un fort accroissement de la consommation prévu par EEWf (+ 6,3 % par rapport à 2022).

Tableau 24 : Evolution des recettes de production prévues par EEWf pour 2024 par rapport aux recettes constatées au titre de 2022

M€	2024 prév	2022	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,2	3,1	1,1	35%
(-) Recettes de distribution	1,1	1,1	0,0	0%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	-1%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,3	0,2	0,1	48%
Recettes brutes de production	3,2	2,1	1,2	57%
Recettes de production totales⁽¹⁾	3,1	2,1	1,0	51%
Recettes de production - Transition Energétique	0,10	0,06	0,04	64%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	3,01	2,00	1,01	50%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	118,71	80,20		

⁽¹⁾ Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités dans la partie C.2.3.1.

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **15,3 M€** et **3,1 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2023 est évalué à **12,22 M€** pour EEWf. Il se décompose en **- 0,04 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **12,26 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées

C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2024

C.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 2024 sont présentés dans le Tableau 25. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 685,1 M€ au titre de 2024.

³¹ 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 25 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2024

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Bioliqvide	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	Photovoltaïque	Autres**	TOTAL
Corse	721,2	0,0	508,2	0,0	12,6	55,2	0,0	0,0	335,5	11,1	1 643,8
Guadeloupe	0,0	147,9	929,7	0,0	130,7	35,1	109,5	229,7	164,6	17,3	1 764,4
Guyane	0,0	0,0	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0	88,5	90,7	8,7	284,7
Martinique	0,0	0,0	665,7	0,0	69,5	0,0	0,0	267,3	145,4	29,9	1 177,8
La Réunion	0,0	30,3	18,2	1 004,0	53,2	2,8	0,0	1 250,0	345,2	20,3	2 723,9
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	0,3	0,2	0,0	0,0	0,5	0,0	0,990
Quantités (GWh)	721,2	178,2	2 218,5	1 004,0	266,3	93,4	109,5	1 835,5	1 081,9	87,3	7 595,6
Constatées en 2022 (GWh)	608,9	1024,2	3714,7	0,0	121,9	57,8	96,4	497,4	716,1	90,9	6 892,5
Evolution 2024-2022 (%)	18%	-83%	-40%	----	118%	62%	14%	269%	51%	2%	10,2%
Coût d'achat (M€)	111,2	102,3	842,1	457,5	51,5	13,9	16,3	674,6	395,8	19,9	2 685,1
Constatés en 2022 (M€)	187,2	466,4	1209,8	0,0	24,8	6,2	16,4	218,2	279,9	5,4	2414,4
Evolution 2024-2022 (%)	-41%	-78%	-30%	----	108%	124%	0%	209%	41%	29%	11,2%

* 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 2022

Les volumes d'achats prévus pour 2024 sont en hausse de 10,2 % par rapport à 2022, et les coûts d'achat correspondant de 11,2 %. Cette augmentation résulte en partie d'une hausse prévisionnelle de la consommation par rapport à 2022 ainsi que du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable à faible coût variable. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2022 et 2024 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérés :

- Les volumes de la filière biomasse devraient significativement augmenter en 2024 par rapport à 2022 (+ 269 %). Cette augmentation est principalement entraînée par la conversion de l'ensemble des tranches des centrales de Bois Rouge et du Gol à la Réunion, qui fonctionneront à la biomasse, en substitution du charbon, et continueront de valoriser de la bagasse en période sucrière. La conversion de la dernière tranche devrait s'achever à la fin du premier semestre 2024. Cette augmentation en volume s'accompagne d'une augmentation du coût d'achat (+ 209 %).
- La conversion de ces centrales entraîne une baisse de volume importante pour la filière charbon/bagasse par rapport à 2022(- 83 %). La baisse de volume s'accompagne d'une baisse des coûts du même ordre de grandeur (- 78 %).
- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 40 %), en raison, d'une part, de la conversion de la centrale de Port Est, située à la Réunion, et, d'autre part, d'un moindre appel de ces centrales. Le coût d'achat associé devrait également diminuer (- 30 %). La filière bioliqvide fait son apparition avec la conversion de la centrale de Port Est qui devrait s'achever à la fin de l'année 2023.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2024 par rapport à 2022 (+ 51 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, issues notamment des derniers appels d'offres, dont la puissance totale nouvellement installée en 2023 et 2024 est estimée à environ 200 MWc. La hausse des coûts d'achat pour cette filière (+ 41 %) est 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 2022.
- Les interconnexions reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient retrouver un volume d'injection similaire à celui constaté historiquement et injecter davantage d'énergie dans le réseau corse par rapport à 2022 (+ 18 %), année marquée par une indisponibilité de la station de conversion de la ligne SACOI sur le premier trimestre. Une réduction des coûts d'achat est toutefois anticipée (- 41 %) compte tenu des prix de marché à terme observés pour l'année 2024 sur le continent européen, moins élevés que la moyenne constatée sur 2022.
- Les prévisions 2024 intègrent, en outre, une hausse importante de la production éolienne (+ 118 %) avec la mise en service de nouvelles installations, ainsi qu'une hausse de la production hydraulique (+ 62 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2022 pour la Corse notamment.
- Les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène (présentée dans la colonne *Autres*), à la suite de la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquipac en Martinique³².

³² Délibération de la CRE du 24 juillet 2018 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Martinique) et la société Aquipac pour une installation de production d'électricité à partir d'une pile à combustible en Martinique.

- Enfin, les coûts de la filière incinération (présentée dans la colonne *Autres*) évoluent à la hausse (+ 9,6 M€) avec la mise œuvre du nouveau contrat d'achat de l'usine d'incinération située en Martinique en application de la délibération de la CRE le 15 décembre dernier³³.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif³⁴, et compte tenu de l'incertitude pesant sur ces tarifs au moment des déclarations de charges, la CRE a pris en compte les déclarations d'EDF et réalisera le cas échéant des régularisations à l'occasion des prochains exercices annuels d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

C.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 **1 092,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 26.

Ce coût évité est en forte hausse par rapport à celui constaté en 2022 (+ 69,1 %, soit + 446 M€) en raison de l'augmentation des PPTV des différents territoires, conséquence d'une hausse des recettes tarifaires d'EDF.

Tableau 26 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 prév
Quantités achetées (GWh)	1 643,8	1 764,4	284,7	1 177,8	2 723,9	0,0	1,0	7 595,6
Taux de pertes (%)	12,7%	13,9%	13,2%	9,6%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 435,7	1 519,7	247,2	1 064,9	2 490,8	0,0	0,9	6 759,2
Part production du tarif de vente (€/MWh)	149,50	167,74	156,61	167,35	163,05	160,69	162,15	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	214,6	254,9	38,7	178,2	406,1	0,00	0,1530	1 092,7

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

C.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 2024 s'élèvent à **1 592,3 M€** dans les ZNI (2 685,1 M€ de coût d'achat – 1 092,7 M€ de coût évité). Bien que les coûts d'achats augmentent de 271 M€ (+ 11,2 %), les surcoûts d'achat évoluent à la baisse par rapport aux surcoûts constatés en 2022 (– 9,9 %) en raison de l'augmentation importante des coûts évités (+ 446 M€). La conversion des centrales thermiques situées à la Réunion à la biomasse et aux bioliquides et le développement des énergies renouvelables entraînent une augmentation des charges imputées à la sous-action Transition énergétique (+ 139,9 %) et une réduction des charges imputées à la sous-action Mécanismes de solidarité (– 54,6 %). 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 :

- 974,1 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 618,2 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 27.

Tableau 27 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2024 prév	2022	Evolution 2022-2023
Coût d'achat	448,1	594,2	93,9	425,1	1 123,6	0,120	2 685,1	2 414,4	11,2%
Coût évité	214,6	254,9	38,7	178,2	406,1	0,153	1 092,7	646,3	69,1%
Surcoûts	233,5	339,3	55,2	246,9	717,5	-0,033	1 592,3	1 768,1	-9,9%
Transition Énergétique OA	56,9	38,9	17,2	33,3	103,4	0,009	249,8	228,5	9,3%
Transition Énergétique gré à gré	3,5	60,1	27,5	56,0	577,3	-0,042	724,4	177,5	308,0%
Mécanismes de solidarité	173,1	240,3	10,5	157,7	36,7	0,000	618,2	1 362,1	-54,6%

C.2.2 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2024

C.2.2.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Mayotte

EDM prévoit que l'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 - seule installation du territoire à même de produire de l'électricité à partir de biogaz - continuera de consommer en propre l'intégralité de sa production, comme ce fut le cas en 2021. EDM estime donc que cette centrale n'injectera toujours aucun volume d'électricité sur le réseau en 2024.

³³ Délibération de la CRE du 15 décembre portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Martinique) et La Martiniquaise de Valorisation pour des réinvestissements dans une installation de production d'électricité à partir de déchets située à Fort-de-France.

³⁴ En application de l'article 225 de la loi n°2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2024 sont donc entièrement dus aux installations photovoltaïques. Ils représentent 31,5 GWh, pour un montant de **10,6 M€**.

Par rapport au parc installé en 2022, EDM prévoit une augmentation relative des volumes d'achat (+ 12 %) et des coûts d'achat associés (+ 6 %) par rapport à 2022 (Tableau 28), en raison de la mise en service de petites installations de moins de 100 kWc bénéficiant de l'arrêté tarifaire S17.

Tableau 28 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels à EDM par les contrats d'achat au titre de 2024

	2024 prév	2022	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,6	10,0	0,6	6%
Quantités achetées (GWh)	31,5	28,2	3,3	12%
Taux de pertes	8,30%	7,48%	0,0	11%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	28,9	26,1	2,8	11%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	134,35	97,40	37,0	38%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	3,9	2,5	1,3	53%
Surcoûts d'achat (M€)	6,7	7,5	-0,7	-10%

⁽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.

C.2.2.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat d'électricité à Mayotte

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 134,35 €/MWh (cf. partie C.1.2.2), est évaluée à **3,9 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28, en forte augmentation par rapport à celle constatée en 2022 en raison de la forte hausse du volume acheté et de la PPTV.

C.2.2.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EDM à Mayotte

La forte augmentation des coûts évités, associée à un coût et un volume d'achat relativement stables résulte en une baisse des surcoûts d'achat (- 10 %). Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2024 s'élèvent à **6,7 M€** (10,6 M€ - 3,9 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations photovoltaïques, ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.2.3 Surcoûts d'achat prévus par EEWf au titre de 2024

C.2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Wallis et Futuna

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2024 s'élèvent à 1,90 GWh, pour un montant de **0,64 M€**. Par rapport au constaté 2022, ces deux valeurs sont en augmentation d'un facteur 26 et 29 respectivement, en raison de la mise en service, au 1^{er} mars 2023 de 3 nouvelles installations photovoltaïques à Wallis, sur lesquelles la CRE a délibéré le 3 septembre 2020³⁵ qui font passer la capacité photovoltaïque installée, d'environ 50 kWc à environ 2 MWc.

EEWF n'a en revanche pas prévu en 2023 la mise en service de l'installation photovoltaïque à Futuna sur laquelle la CRE a délibéré 20 janvier 2022³⁶.

Ces hypothèses seront affinées dans le cadre de la mise à jour de la prévision pour 2024.

C.2.3.2 Coûts évités à EEWf par les contrats d'achat d'électricité à Wallis et Futuna

L'électricité achetée par EEWf, valorisée à la part production estimée à 118,71 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **0,21 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29. Elle progresse d'un facteur 44 par rapport à 2022 en raison de la hausse combinée du volume acheté (facteur 29) et de la PPTV (+ 26 %).

³⁵ Délibération n°2020-218 du 3 septembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de protocoles internes de la société EEWf pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis.

³⁶ Délibération n°2022-23 du 20 janvier 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole interne de la société EEWf pour une installation photovoltaïque située à Futuna.

Tableau 29 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels à EEWf par les contrats d'achat au titre de 2023

	2024 prév	2022	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,64	0,02	0,61	2588%
Quantités achetées (GWh)	1,90	0,06	1,84	2919%
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,02%</i>	<i>8,02%</i>	-	0,00%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	1,75	0,06	1,69	2919%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>118,71</i>	<i>80,20</i>	38,51	48%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,207	0,005	0,20	4368%
Surcoûts d'achat (M€)	0,43	0,02	0,41	2155%

⁽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.

C.2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EEWf à Wallis et Futuna

Les surcoûts prévus par EEWf résultant des contrats d'achat en 2024 s'élèvent donc à **0,43 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.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 2023³⁷ qui remplace la délibération du 30 mars 2017³⁸. 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 11 projets de stockage. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage.

C.3.1 Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2024

C.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 2024 sont présentés dans le Tableau 30. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **7,6 M€** au titre de 2024.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2022

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2022 correspondent à ceux associés à 6 ouvrages de stockage situés en Corse, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes associés aux 2 autres installations en service en Guadeloupe et en Martinique devraient être exposés en reliquat l'année prochaine. Les coûts et volumes exposés pour 2024 correspondent aux 8 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 3 dernières installations n'a pas débuté à ce jour, aucun coût prévisionnel associé à ces 3 projets n'a donc été présenté par EDF au titre de 2024.

C.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 **2,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 30.

C.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 2024 s'élèvent à **5,5 M€** dans les ZNI (7,6 M€ de coût – 2,0 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 30.

³⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

³⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

Tableau 30 : 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 2024

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2024 prév
Quantités injectées (GWh)	5,6	0,0	1,7	3,7	3,6	14,5
<i>Constaté 2022 (GWh)</i>	<i>3,4</i>	<i>0,0</i>	<i>0,5</i>	<i>4,5</i>	<i>2,3</i>	<i>10,9</i>
Coûts (M€)	1,3	0,7	1,3	2,6	1,7	7,6
<i>Constaté 2022 (M€)</i>	<i>1,1</i>	<i>0,0</i>	<i>1,6</i>	<i>2,1</i>	<i>1,7</i>	<i>6,5</i>
Coûts évités (M€)	0,7	0,0	0,2	0,6	0,5	2,0
Taux de pertes (%)	12,7%	13,9%	13,2%	9,6%	8,6%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	4,9	0,0	1,5	3,4	3,3	12,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	149,50	167,74	156,61	167,35	163,05	---
Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]	0,6	0,7	1,1	2,0	1,1	5,5

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

C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDM à Mayotte au titre de 2024

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage, portés par Albioma et TotalEnergies. La batterie opérée par Albioma a été mise en service au S1 2023 et la batterie opérée par TotalEnergies sera en service au S2 2023. Par conséquent, EDM prévoit des coûts associés aux contrats de stockage pour 2024.

Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

La prise en compte de la prime fixe associée aux deux ouvrages de stockage mis en services en 2023 conduit à des coûts prévisionnels estimés à **2,0 M€** au titre de 2024 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. En l'absence de prévisions par le gestionnaire de réseau, le volume d'énergie injectée est considéré comme nul, avec un coût évité associé nul. Ce montant sera mis à jour sur la base des flux constatés en 2023 et les coûts évités prévisionnels seront mis à jour lors de la prochaine déclaration de comptabilité appropriée.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2024 s'élèvent donc à **2,0 M€** dans les ZNI (**2,0 M€** de coût – **0 M€** de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

C.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 2015³⁹, 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 2024.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017⁴⁰. 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

³⁹ 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.

⁴⁰ 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.

Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019⁴¹, ainsi que pour Saint-Barthélemy par la délibération de la CRE du 21 avril 2022⁴². 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 2024 – 2028.

Par ailleurs, l'ordonnance du 14 juin 2022⁴³ autorise la prise en charge partielle par l'Etat, dans les ZNI, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables, au titre des charges liées aux actions de MDE. Toutefois, aucune charge prévisionnelle n'a été déclarée à ce titre pour 2024.

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

C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI pour 2024

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2024 à **167,9 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF pour 2024

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2024
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	20,9	40,3	20,4	20,1	45,0	0,60	0,11	147,5
	Frais du fournisseur historique	4,2	4,4	2,7	3,2	6,0	0,01	0,02	20,4
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0
Coût net total		25,1	44,7	23,1	23,3	51,0	0,62	0,13	167,9

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 2024, au vu de la tendance des années précédentes.

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

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

La prévision des coûts de MDE pour 2024 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté au titre de 2022 (+ 12,8 M€). Le Tableau 32 détaille cette variation par poste.

Tableau 32 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2024 et le constaté au titre de 2022

M€	Nature de coûts	Total prévision 2024	Total constaté 2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	147,5	133,0	14,5	11%
	Frais du fournisseur historique	20,4	22,1	-1,7	-8%
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,1	0,1	-100%
Coût net total		167,9	155,1	12,8	8%

Le renouvellement des cadres de compensation au début de l'année 2024 devrait permettre de perpétuer la dynamique des cadres précédents, d'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.

C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2024

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2024 à **5,1 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 33.

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. Contrairement à l'année 2022, EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2024. 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

⁴¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

⁴² Délibération de la CRE du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

⁴³ Ordonnance numéro 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.

l'obligation CEE sont désormais intégrées, comme pour EDF, aux coûts de production d'EDM et non plus aux actions de MDE.

Tableau 33 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM au titre de 2024 et évolution par rapport au constaté au titre de 2022

M€	Nature de coûts	2024	2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	4,2	3,4	0,7	21%
	Frais de personnel	0,7	0,5	0,2	41%
	Autres charges	0,3	0,4	-0,1	-29%
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,04	0,0	-
Coût total		5,1	4,3	0,9	20%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les objectifs croissants du cadre territorial de compensation, adopté début 2019 et mis à jour en 2021, induisent une augmentation du nombre d'actions de MDE et donc des primes versées (+ 21 %), en cohérence avec la trajectoire prévue. Les charges de personnel vont également augmenter par rapport à 2022 en raison du recrutement d'un chargé de mission sur la MDE (+ 41 %). Les coûts liés aux actions de MDE sont donc en augmentation (+ 20 %) par rapport au constaté pour 2022.

C.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 2024.

C.6 Coûts de développement de projets reconnus d'intérêt public

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public pour l'année 2024. A ce jour, aucun projet n'a été visé par un arrêté des ministres pour la mise en place de ce dispositif.

C.7 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2024

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 206,1 M€** pour l'année 2024 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **1 040,1 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 166,0 M€**.

Tableau 34 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2024, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	1 025,9	13,9	0,39	0,0	1 040,1
Surcoûts achats OA	249,8	6,7			256,5
Surcoûts achats GAG ENR	724,4		0,43		724,8
Surcoûts production FH ENR	-121,7		-0,04		-121,7
MDE	167,9	5,1			173,1
Stockage	5,5	2,0			7,5
Etudes ZNI identifiées dans PPE & Coûts de développement de PIP				0,0	0,0
Mécanismes de solidarité	997,4	156,4	12,3		1 166,0
Surcoûts achats GAG non ENR	618,2				618,2
Surcoûts production FH non ENR	379,2	156,4	12,3		547,8

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

D.1 Contexte juridique

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

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

D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2024

Pour l'année 2024, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **63,0 M€**. Elles correspondent principalement à une estimation prévisionnelle du budget de contractualisation concernant l'année 2024 de l'appel d'offres « Effacement T4 2023 – 2024 ».

Ce montant se situe dans la lignée des charges prévues initialement au titre de 2023 de 72 M€ pour l'appel d'offres « Effacement 2023 ». Il est toutefois inférieur au montant des charges mises à jour au titre de 2023 de 33,0 M€.

E. DISPOSITIFS SOCIAUX

E.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 2023.

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

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

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013⁴⁴, 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.

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,

⁴⁴ 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.

exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁴⁵ 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 2021⁴⁶.

* * *

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

- par EDF en métropole continentale et en ZNI⁴⁷ ;
- par 70 entreprises locales de distribution et 9 fournisseurs alternatifs⁴⁸ en métropole continentale.

E.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 2024, cette compensation s'élève à **26,7 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,9 M€ en 2022).

E.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 2024 sont estimées à **11,5 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 2024 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.

E.1.3 Charges liées aux autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique

E.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 2024 :

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2024 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,16 M€**.
- 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 2024 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,16 M€ + 0,002 M€).

E.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 2024 s'élève à **4,6 M€**.

* * *

Au titre de l'année 2024, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 4,8 M€ (dont 0,2 M€ associés au tarif de première nécessité et 4,6 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est inférieur aux charges constatées au même titre en 2022 (5,9 M€, dont 0,002 M€ associé au TPN et 5,9 M€ liés au chèque énergie).

⁴⁵ 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.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ EDM n'a déclaré aucune charge associée aux dispositifs sociaux au titre de 2022. De plus, les mécanismes ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

⁴⁸ Mint Energie, Direct Energie, Enargia, Vattenfall Energies, Engie, Comparelec, Oui Energy, Ileek, Union des Producteurs Locaux d'Electricité.

E.1.4 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité par opérateur

Les charges prévues par les opérateurs au titre de 2024 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **42,9 M€** (26,7 M€ + 11,5 M€ + 4,8 M€), contre 32,7 M€ en 2022.

Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 35. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 38.

Tableau 35 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2024

	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)	2024 prévision	2022 constaté
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	19,5	9,8	1,9	31,2	23,2
EDF MC	19,2	9,8	1,6	30,5	22,7
EDF ZNI	0,4	0,0	0,3	0,6	0,6
EDM	0,0	0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,4	0,2	1,2	1,0
Autres fournisseurs	6,5	1,4	2,7	10,5	8,4
Total	26,7	11,5	4,8	42,9	32,7

E.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 E.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 2021⁴⁹.

* * *

Au titre de l'année 2024, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz ont été déclarées par EDF, par 13 entreprises locales de distribution et par 4 fournisseurs alternatifs⁵⁰.

E.2.1 Charges liées au tarif spécial de solidarité

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture au titre de 2024.

E.2.2 Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

18 fournisseurs ont déclaré des charges prévisionnelles liées au chèque énergie, pour un total de **1,7 M€**. Ils étaient 21 à le faire l'an passé au titre de 2022 (prévision initiale), pour un total 1,6 M€.

E.2.3 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 **0,2 M€**.

E.2.4 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz par opérateur

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2024 s'élève donc à **2,0 M€ (1,7 M€ + 0,2 M€)**. Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 36. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 38.

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 Engie, TotalEnergies Electricité et Gaz France, Ekwateur et Vattenfall.

Tableau 36 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz au titre de 2024

	Mise à disposition des données de consommation	Autres dispositifs		Total à compenser en 2024
		Charges supportées au titre du TSS	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,0	0,6	0,6
ELD	0,0	0,0	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,2	0,0	1,1	1,3
Total	0,2	0,0	1,7	2,0

E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2024, s'élève ainsi à **44,9 M€** (dont **42,9 M€** en électricité et **2,0 M€** en gaz). Ce montant est en hausse par rapport aux montants constatés au titre de 2022, qui s'élèvent à 34,3 M€ (voir Tableau 2).

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

F. FRAIS DIVERS – COUTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE 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 23 février 2023⁵¹, 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 (entreprises locales de distribution et autres fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils prévoient de supporter au titre de 2024.

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. Au surplus, 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 **92,0 M€** de charges prévisionnelles au titre de 2024 :

- 86,7 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 75,4 M€ prévus par EDF, 10,1 M€ par 78 entreprises locales de distribution et 1,2 M€ par 4 organismes agréés) ;
- 5,3 M€ sont relatifs aux contrats d'achat de biométhane (dont 0,3 M€ prévus par 4 entreprises locales de distribution et 5,0 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 2024. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2024.

En particulier, la délibération de la CRE du 29 juin 2023⁵² cadre la compensation des frais de gestion supportés par les ELD, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. S'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle compensera lors de l'exercice des charges constatées les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération.

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le Tableau 37.

Tableau 37 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2024

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Montant prévisionnel au titre de 2024	75,4	10,1	1,2	0,3	5,0	92,0

⁵¹ Délibération de la CRE du 23 février 2023 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.

⁵² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

G. DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2024 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 38 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2024 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours⁵³.

Tableau 38 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	4 431	1 100 669	355 886	0	744 783		2 250	52 500	799 533
SICAE de l'Aisne	5 878	1 673 414	585 262	0	1 088 152		12 000	0	1 100 151
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	15 437	2 064 916	1 163 482	0	901 434		4 024	10 183	915 642
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	36	22 812	3 135	0	19 677		0	0	19 677
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	183	87 347	10 665	0	76 681		330	6 020	83 031
Régie Electrique DALOU	58	51 900	6 309	0	45 592		0	1 350	46 942
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 290	590 352	110 770	0	479 582		1 350	4 442	485 374
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	17	7 964	1 683	0	6 281		0	1 650	7 931
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 634	1 280 503	267 921	0	1 012 582		900	873	1 014 355
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	425	103 563	39 998	0	63 565		0	2 262	65 827
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	5 946	1 599	0	4 347		0	1 262	5 609
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	9	5 489	1 451	0	4 037		0	2 152	6 189
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	7	2 644	937	0	1 707		0	2 152	3 859
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	4 463	650 091	491 568	0	158 523		1 200	2 280	162 003
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 179	1 772 003	625 059	0	1 146 944		0	10 473	1 157 417
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	407	238 223	47 270	0	190 953		0	2 237	193 190
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	9 599	2 693 616	1 739 465	69 633	884 517		288	20 001	904 807
Energie Quillan Occitanie	4 827	598 231	424 592	0	173 639		1 810	7 676	183 124
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 844	350 454	335 071	0	15 383		1 260	7 916	24 559
Régie SDED EROME-GERVANS	184	109 745	16 654	0	93 091		0	3 775	96 886
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	105	41 290	7 981	0	33 309	1 389 825	9 467	17 399	1 450 000
SYNELVA COLLECTIVITES	81 634	10 614 240	14 212 671	656 539	-4 254 970		10 800	258 267	-3 985 903
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	957	343 220	98 597	0	244 623		0	0	244 623
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	117	30 978	12 531	0	18 447		0	0	18 447
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	317	70 635	22 602	0	48 033		28	4 861	52 923
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 861	2 487	0	9 374		0	0	9 374
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	4 445	1 515 232	724 053	9 948	781 232		0	49 800	831 032
Régie Municipale de Bazas Energie	905	308 377	152 110	99 476	56 791		547	0	57 339
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	1 067	260 578	75 123	0	185 455		562	12 760	198 777
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BÉZIERS	320	143 395	24 857	0	118 538		204	10 612	129 354
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	39 476	9 075 813	6 390 915	35 005	2 649 893		12 032	107 681	2 769 586
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	101 890	15 643 892	19 158 861	355 431	-3 870 400		98 637	140 912	-3 630 851
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	72	36 348	7 558	0	28 791		505	3 763	33 058
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	5 194	1 605 429	857 932	5 385	742 112		769	0	742 880
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERES	124 134	13 399 786	15 162 782	0	-1 762 996		14 500	76 148	-1 672 348
Régie Communale Electrique SAULNES	14	6 699	1 469	0	5 230		0	1 693	6 923
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	176 409	37 463 523	34 793 534	727 018	1 942 971		78 097	809 147	2 830 215
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 969	1 730	0	9 239		142	0	9 381
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	618	105 135	54 343	0	50 792		709	0	51 501
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	7 377	1 805 397	1 717 884	175 023	-87 511		1 390	31 610	-54 511
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	153	32 207	17 558	0	14 649		0	0	14 649
Régie d'Electricité BITCHE	70	35 220	6 809	0	28 411		1 550	3 000	32 961
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	96	27 368	10 365	0	17 003		516	17 022	34 542
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	97	32 916	7 831	0	25 085		4 417	2 420	31 922
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	44 778	7 188	0	37 590		135	2 580	40 305
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	548	72 857	70 790	0	2 068		2 200	0	4 268
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	57	22 836	5 301	0	17 535		709	2 700	20 944
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	4 883	1 522 437	872 827	0	649 610		5 778	0	655 387
R.M.E.T. TALANGE	411	66 377	34 879	0	31 498		731	4 401	36 630

⁵³ 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.

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	41	22 989	2 874	0	20 116		2 797	800	23 713
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	33	10 110	3 270	0	6 840		284	0	7 124
S.I.C.A.E. CARNIN	55	19 001	4 481	0	14 520		0	0	14 520
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	53	23 658	4 555	0	19 103		0	0	19 103
Régie Municipale d'Electricité LOOS	62	24 584	7 273	0	17 311		5 181	0	22 492
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	195	119 751	13 638	0	106 113			0	106 113
S.I.C.A.E. OISE	183 851	22 741 264	34 037 513	519 683	-11 815 933		36 465	428 665	-11 350 803
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	55	24 805	7 373	0	17 431		0	0	17 431
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	14	4 776	1 185	0	3 591		1 350	0	4 941
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	22	8 335	1 914	0	6 421		500	0	6 921
Energies Services LANNEMEZAN	615	339 804	102 645	0	237 159		4 807	0	241 966
Régie Électrique LA CABANASSE	37	11 677	5 146	0	6 531		0	1 131	7 662
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 366	161 543	220 623	0	-59 080		356	527	-58 198
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	34	10 512	3 755	0	6 757		375	0	7 132
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	458	199 364	87 077	0	112 287		900	20 785	133 972
GAZ DE BARR	265	89 158	20 862	0	68 296	1 396 795	12 020	9 434	1 486 545
UME	7 120	1 731 968	1 237 050	39 790	455 127		416	18 218	473 760
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	9 481	1 981 449	2 743 170	0	-761 720		1 572	13 695	-746 453
ES ENERGIES STRASBOURG	349 575	101 474 539	64 956 550	1 306 479	35 211 510	5 103 294	379 394	1 554 219	42 248 417
VIALIS	25 984	6 112 349	4 646 625	0	1 465 724		41 098	51 310	1 558 132
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 031	1 425 656	650 201	8 078	767 377		857	45 867	814 100
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	184	111 637	35 745	0	75 892		180	5 449	81 521
SICAE EST	78 627	12 333 120	13 668 683	164 252	-1 499 815		6 300	200 762	-1 292 753
SOREA	28 442	2 890 924	4 145 605	0	-1 254 681		0	0	-1 254 681
Régie Électrique TIGNES	5 933	462 430	871 621	40 390	-449 581		1 450	0	-448 131
Régie Électrique Communale AUSOIS	18	5 698	1 271	0	4 427		0	267	4 694
Régie Électrique AVRIEUX	9	4 297	670	0	3 627		0	267	3 894
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	23	11 732	1 613	0	10 119		0	445	10 564
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	33	12 063	2 607	0	9 457		0	1 550	11 007
Régie Électrique Municipale VILLAROGIER	12	2 048	896	0	1 152		0	0	1 152
Régie Électrique MONTVALEZAN	12	7 706	2 115	0	5 591		0	1 550	7 141
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	837	289 751	62 300	0	227 451		0	7 600	235 051
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 538	250 451	250 087	0	364		0	4 998	5 362
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	6 898	854 134	396 135	0	457 999		0	0	457 999
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	4 097	410 535	333 750	0	76 785		3 150	9 660	89 595
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	566	264 210	52 645	0	211 565		5 448	14 243	231 256
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	7 264	546 808	204 102	0	342 706		1 800	4 860	349 366
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	2 372	494 752	204 790	0	289 962		4 050	16 500	310 512
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	7 930	2 394 765	776 577	0	1 618 188		16 183	42 778	1 677 150
S.A.I.C. PERS LOISINGS	409	95 626	44 227	0	51 399		0	9 680	61 079
Régie d'Electricité d'Elbeuf	190	83 527	31 553	0	51 974		10 070	5 587	67 632
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	29 240	4 436	0	24 803		5 196	1 288	31 287
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	2 046	720 034	213 146	0	506 889		5 110	9 798	521 796
SEOLIS	660 284	87 229 005	111 526 028	681 243	-24 978 266		168 174	2 817 355	-21 992 737
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	199 188	21 627 105	34 443 976	837 417	-13 654 288		7 200	691 335	-12 955 753
GAZELEC DE PERONNE	33 612	3 439 910	5 830 911	298 427	-2 689 428		5 350	57 922	-2 626 156
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	597	129 940	55 794	0	74 145		1 350	7 426	82 921
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 473	892	0	1 581		0	1 137	2 718
SICAE du CARMAUSIN	20 025	5 166 386	3 479 501	10 771	1 676 115		5 615	69 655	1 751 385
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	2 567	608 677	432 603	0	176 074		26 746	31 722	234 542
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUUR - Pays de Cogne	16 779	2 710 829	1 944 150	0	766 680		5 441	123 775	895 896
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	604 602	96 867 322	100 523 176	1 938 715	-5 594 569		244 562	2 247 511	-3 102 497
Régie Municipale Électrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	756	73 950	88 279	0	-14 329		733	0	-13 597
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	369	103 569	73 491	0	30 078		0	7 362	37 440
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE ALAIS & LIMITOPHES	1 446	337 599	155 026	0	182 573		3 404	6 323	192 300
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	74	28 806	11 316	0	17 490		0	0	17 490
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	96	48 403	9 391	0	39 012		3 023	2 737	44 772
AXPO Solutions AG	0	2 550 842	0	1 183 760	1 367 083			0	1 367 083
BCM ENERGY						2 829 586		82 764	2 892 350
TotalEnergies GPL	292 534	42 635 184	53 396 659	858 959	-11 620 434			932 781	-10 687 653
ILEK	0	0	0	0	0		326 455		326 455
MINT	0	0	0	0	0		21 350		21 350
COMPARELEC	0	0	0	0	0		39 036		39 036
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	3 375 590	3 896 626	24 773	7 296 989
ENARGIA	0	0	0	0	0		2 988		2 988
ENERCOOP	30 941	3 887 111	5 180 504	56 546	-1 349 939	872 400		243 957	-233 582
CALEO							3 500		3 500
ENDESA ENERGIA SA						25 694 462		112 104	25 806 566
SAVE						289 349 918		1 186 799	290 536 717

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injec- tion de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capa- cité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
ALSEN						6 048 926		14 870	6 063 796
Gaz de Bordeaux						32 465 270	13 000	192 193	32 670 463
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						16 459 158		104 562	16 563 719
Gaz de Paris						14 452 215		38 328	14 490 542
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		93 506		93 506
PICOTY						2 081 301		22 119	2 113 420
GEG Source d'Energies						2 701 639		12 032	2 713 671
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						13 083 585		55 454	13 139 039
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						20 401 855		215 810	20 617 665
ENGIE	0	0	0	0	0	367 960 301	7 409 202	2 416 419	377 785 922
Joul	138	38 996	24 378	0	14 618	728 116	14 000	19 737	776 471
Nature Energy Green Sales A/S						11 980 261		193 000	12 173 261
ELMY FOURNITURE							16 300		16 300
PLUM ENERGIE						1 299 202		170 994	1 470 196
PROVIRIDIS SAS						8 185 365		40 000	8 225 365
REDEO ENERGIES SAS						40 571 158		226 352	40 797 510
SELFEE	1 352	312 207	203 449	0	108 757			12 800	121 557
Terreal						762 097		6 040	768 137
Total Gas& Power limited						6 598 523		55 400	6 653 923
Union des producteurs locaux d'électricité	15 521	1 475 750	2 485 017	21 541	-1 030 809		12 723	17 030	-1 001 055
TOTAL	3 223 143	535 846 522	550 669 247	10 099 508	-24 922 234	875 800 842	13 137 430	16 618 472	880 634 510