

## ANNEXE 1

# Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2023 (CP'23)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2023 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire correspondant, avant qu'une synthèse ne présente 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 2022 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020<sup>1</sup>, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été supprimé le 1<sup>er</sup> janvier 2021. La distinction opérée précédemment entre les charges relevant du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » et celles relevant du budget général de l'Etat n'est plus maintenue.

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 gels des tarifs réglementés de vente. Les charges de service public de l'énergie au titre de 2023 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 2023

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)<sup>2</sup> 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 (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

<sup>1</sup> Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

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

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

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2023 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 incertaines car 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'électricité au titre de 2023 est évalué à **- 882,9 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors gels des tarifs réglementés de vente, 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 2021 et prévues au titre de 2022 (prévision initiale) est fournie dans le Tableau 2. La crise des prix de gros de l'énergie est à l'origine de modifications très importantes des montants de charges, conduisant à un niveau global de prévision de charges au titre de 2023 négatif.

Tableau 1 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2023

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2023
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>-3 923,5</b>					<b>0,0</b>	<b>-311,0</b>	<b>-35,2</b>	<b>-4 269,7</b>
<i>Eolien terrestre</i>	-3 273,6					0,0	-286,7	-26,5	-3 586,7
<i>Eolien en mer</i>	-98,6					0,0	0,0	0,0	-98,6
<i>Photovoltaïque</i>	296,1					0,0	46,9	-6,4	336,7
<i>Bio-énergies</i>	-271,7					0,0	-30,0	0,0	-301,7
<i>Autres énergies</i>	-575,7					0,0	-41,3	-2,4	-619,3
<b>Injection biométhane</b>	<b>0,0</b>					<b>0,0</b>	<b>11,7</b>	<b>331,3</b>	<b>343,0</b>
<b>Soutien en ZNI<sup>(1)</sup></b>	<b>2 292,7</b>	<b>176,3</b>	<b>9,0</b>	<b>0,0</b>					<b>2 478,0</b>
<i>Transition énergétique</i>	735,4	12,7	0,00	0,0					748,1
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 557,3	163,6	9,0	0,0					1 729,9
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>399,4</b>					<b>0,0</b>	<b>-10,0</b>	<b>-12,7</b>	<b>376,7</b>
<b>Effacement</b>					<b>72,0</b>				<b>72,0</b>
<b>Dispositifs sociaux<sup>(2)</sup></b>	<b>28,1</b>	<b>0,0</b>					<b>1,1</b>	<b>14,7</b>	<b>43,9</b>
<i>Compensation FSL</i>	18,6	0,0					0,7	5,5	24,8
<i>Afficheur déporté</i>	6,9						0,2	5,5	12,6
<i>Autres</i>	2,5	0,0					0,2	3,7	6,4
<b>Frais divers</b>	<b>64,3</b>					<b>0,0</b>	<b>3,9</b>	<b>5,0</b>	<b>73,2</b>
<i>Frais de gestion</i>	64,3					0,0	3,9	5,0	73,2
	<b>-1 139,0</b>	<b>176,3</b>	<b>9,0</b>	<b>0,0</b>	<b>72,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-304,3</b>	<b>303,1</b>	<b>-882,9</b>

(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 2023 par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et prévisionnelles au titre de 2022 (prévision initiale)

	Charges au titre de 2023	Charges prévisionnelles au titre de 2022	Evolution 2023 prév - 2022		Charges constatées au titre de 2021	Evolution 2023 prév - 2021	
			en M€	en %		en M€	en %
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>-4 269,7</b>	<b>5 153,8</b>	<b>-9 423,5</b>	<b>-183%</b>	<b>2 954,4</b>	<b>-7 224,1</b>	<b>-245%</b>
<i>Eolien terrestre</i>	-3 586,7	1 277,7	-4 864,4	-381%	200,1	-3 786,8	-1893%
<i>Eolien en mer</i>	-98,6	82,3	-180,9	-220%	0,0	-98,6	0%
<i>Photovoltaïque</i>	336,7	2 957,8	-2 621,2	-89%	2 275,7	-1 939,0	-85%
<i>Bio-énergies</i>	-301,7	624,7	-926,4	-148%	503,4	-805,1	-160%
<i>Autres énergies</i>	-619,3	211,3	-830,6	-393%	-24,8	-594,5	2401%
<b>Injection biométhane</b>	<b>343,0</b>	<b>712,9</b>	<b>-370,0</b>	<b>-52%</b>	<b>221,9</b>	<b>121,1</b>	<b>55%</b>
<b>Soutien en ZNI</b>	<b>2 478,0</b>	<b>2 163,6</b>	<b>314,5</b>	<b>15%</b>	<b>2 192,0</b>	<b>286,0</b>	<b>13%</b>
<i>Transition énergétique</i>	748,1	670,3	77,9	12%	566,2	181,9	32%
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 729,9	1 493,3	236,6	16%	1 625,8	104,1	6%
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>376,7</b>	<b>646,1</b>	<b>-269,4</b>	<b>-42%</b>	<b>654,0</b>	<b>-277,3</b>	<b>-42%</b>
<b>Effacement</b>	<b>72,0</b>	<b>40,0</b>	<b>32,0</b>	<b>80%</b>	<b>13,1</b>	<b>58,9</b>	<b>448%</b>
<b>Dispositifs sociaux</b>	<b>43,9</b>	<b>30,9</b>	<b>12,9</b>	<b>42%</b>	<b>29,0</b>	<b>14,9</b>	<b>51%</b>
<i>Compensation FSL</i>	24,8	24,1	0,6	3%	24,1	0,6	3%
<i>Afficheur déporté</i>	12,6	0,2	12,4	6216%	0,0	12,6	0%
<i>Autres</i>	6,4	6,6	-0,1	-2%	4,8	1,6	33%
<b>Frais divers</b>	<b>73,2</b>	<b>62,9</b>	<b>10,3</b>	<b>16%</b>	<b>57,2</b>	<b>16,0</b>	<b>28%</b>
<i>Frais de gestion</i>	73,2	62,9	10,3	16%	57,2	16,0	28%
	<b>-882,9</b>	<b>8 810,3</b>	<b>-9 693,2</b>	<b>-110%</b>	<b>6 121,6</b>	<b>-7 004,6</b>	<b>-114%</b>

### Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2021

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2023 est en baisse de 7 004,6 M€ par rapport à celui constaté en 2021 (soit - 114 %).

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

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse de 7 224,1 M€ (- 245 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole. Elle s'explique essentiellement par la hausse des prix de gros de l'électricité (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 85,1 €/MWh à 207,5 €/MWh, soit + 122 €/MWh en moyenne). La valorisation des productions soutenues sur le marché devient supérieure à leur tarif d'achat ou de référence (fixé pour leur assurer une rémunération raisonnable), ce qui génère des montants de charges négatifs et donc un gain pour les finances publiques.
- (baisse) Les charges liées à la cogénération en métropole baissent également, de - 278,2 M€, sous le même effet. Elles restent néanmoins positives car le coût d'achat pour cette filière augmente très fortement en parallèle (+ 57 % de coût d'achat unitaire) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix du gaz.
- (hausse) La multiplication par 1,6 (+ 121,1 M€) des charges liées à l'achat de biométhane injecté résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation importante de la quantité de gaz injecté (+ 7,6 TWh, soit une multiplication par 2,8). Cet effet est fortement atténué par la hausse des prix de gros du gaz, de l'ordre de 29 €/MWh en moyenne.
- (hausse) La hausse importante des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 181,9 M€) est due principalement aux facteurs suivants :
  - la mise en service d'installations renouvelables bénéficiant de contrats de gré à gré (+ 187,2 M€), principalement pour la filière biomasse ;
  - cette hausse est partiellement compensée par la baisse des surcoûts de production d'énergie renouvelable d'EDF SEI (- 55,8 M€) en raison de l'augmentation des recettes qu'engendre la mise à jour des prévisions d'augmentation tarifaire.
- (hausse) La hausse des charges liées à la sous-action mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 104,1 M€) est due principalement :
  - à la hausse des surcoûts de production à partir d'énergie fossile d'EDF SEI (+ 66,0 M€) et d'EDM (+ 60,7 M€) en raison d'une prévision d'accroissement des coûts de combustibles et du coût d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub> porté par des cotations prévisionnelles en hausse depuis le deuxième semestre 2021 ;
  - en partie contrebalancée par une baisse des surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable d'EDF en ZNI (- 25,7 M€) en raison de la baisse de volume associée notamment aux conversions de centrales qui engendrent une baisse des coûts, toutefois limitée par la hausse des coûts de combustibles.

\*

### Évolution par rapport aux charges prévisionnelles au titre de 2022

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2023 est en baisse de 9 693,2 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2022 présenté dans la délibération de l'année précédente (prévision initiale). Cette baisse est encore plus marquée que celle enregistrée par rapport au constaté 2021 dans la mesure où ces prévisions initiales ont été réalisées en juillet 2021, avant la très forte augmentation des prix de gros de l'électricité et du gaz au second semestre 2021.

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

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse des charges liées aux ENR électriques en métropole de 9 423,5 M€ (- 183 %). Elle s'explique essentiellement par la très forte hausse des prix de gros à terme (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 55,3 €/MWh à 207,5 €/MWh, soit + 152 €/MWh en moyenne).
- (baisse) Les charges liées à la cogénération en métropole baissent également, de - 269,4 M€, sous le même effet. Elles restent néanmoins positives car le coût d'achat pour cette filière augmente très fortement en parallèle (+ 90 % de coût d'achat unitaire) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix de gros du gaz.
- (baisse) La division par 2,1 (+ 370,0 M€) des charges liées à l'achat de biométhane injecté résulte de la hausse importante des prix de gros du gaz à terme, de l'ordre de 61 €/MWh en moyenne. Cet effet est

atténué par le raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations (+ 150, soit une multiplication par 1,2) et de l'augmentation dans une proportion semblable de la quantité de gaz injecté (+ 3,5 TWh, soit une multiplication par 1,4.

- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 77,9 M€) est due principalement à :
  - une hausse des surcoûts d'achat d'EDF relatifs aux installations bénéficiant de contrats de gré à gré (+ 185,4 M€) en raison de la conversion à la biomasse de centrale charbon/bagasse et de la mise en service d'installations de production de la filière biomasse et photovoltaïque notamment ;
  - cette hausse est en partie contrebalancée par la baisse des surcoûts de production renouvelable d'EDF (- 90,2 M€), qui découle de la hausse des recettes prévisionnelles.
- (hausse) La hausse des charges liées à la sous-action mécanisme de solidarité dans les ZNI (+ 236,6 M€) est due principalement à :
  - une hausse des surcoûts de production d'EDF en ZNI (+ 35,9 M€) et d'EDM (+ 53,1 M€) en raison d'une augmentation du coût d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub> ainsi que du coût d'achat des combustibles à cause d'une hausse des cours mondiaux, qui n'est pas compensée par la hausse des recettes ;
  - une hausse des surcoûts d'achat d'EDF en ZNI (+ 145,4 M€) en raison de la hausse des coûts de combustibles et des indices qui sous-tendent les prix des contrats d'achat de la filière thermique.

# SOMMAIRE

<b>A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN METROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>7</b>
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de cogénération et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en métropole continentale .....	7
A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2023 .....	15
A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les organismes agréés au titre de 2023 .....	17
A.4 Bilan .....	18
<b>B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE .....</b>	<b>19</b>
B.1 Coûts d'achat prévisionnel .....	19
B.2 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat .....	19
B.3 Surcoûts d'achat prévisionnels .....	20
B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2023 .....	20
B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2023 .....	20
<b>C. SOUTIEN EN ZNI .....</b>	<b>22</b>
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées .....	22
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 .....	31
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées .....	32
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE .....	34
C.6 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2023 .....	34
<b>D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS .....</b>	<b>35</b>
D.1 Contexte juridique .....	35
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2023 .....	35
<b>E. DISPOSITIFS SOCIAUX .....</b>	<b>36</b>
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux- électricité .....	36
E.2 Charges liées aux dispositifs - gaz .....	38
E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux .....	39
<b>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) .....</b>	<b>40</b>
<b>G. DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2023 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE .....</b>	<b>41</b>

## A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION 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 ». Elles comprennent deux mécanismes de soutien différents : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. EDF supporte des charges associées à la fois à l'obligation d'achat et au complément de rémunération alors que les autres opérateurs (entreprises locales de distribution et organismes agréés) ne supportent que des charges liées à l'obligation d'achat.

En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des garanties de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités 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 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 sont présentées quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance des contrats les plus anciens. 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. Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées aux sections dédiées, dans lesquelles les charges de service public de l'énergie sont calculées.

En outre, dans le contexte actuel de prix de marché de gros de l'électricité particulièrement élevés, la CRE a pu observer que certains producteurs choisissent de résilier leur contrat d'achat avant sa date d'échéance pour bénéficier des prix de marché. EDF a transmis à la CRE le bilan des cas observés à date : 1,3 GW d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat avec des dates de résiliation comprises entre janvier et juillet 2022. Ces sorties de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique mais touchent la plupart des filières de production. Les contrats concernés sont principalement ceux arrivant à échéance à un horizon de temps où les producteurs peuvent se couvrir sur les marchés à terme et ceux qui ne prévoient 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).

Si ce nouveau phénomène semble prendre de l'ampleur en 2022, ses conséquences sur l'évolution du parc de production soutenu sont encore incertaines. EDF n'a donc pas retenu d'hypothèse concernant les futures résiliations anticipées de contrats d'achat dans l'établissement de sa prévision au titre de 2023.

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2023 s'élève à 74,2 TWh, tandis que la puissance des installations soutenues s'élève à 42,7 GW en 2023. La production prévisionnelle évolue à la hausse entre 2021 et 2023 (+ 9,9 TWh, soit + 15 %), avec une augmentation plus marquée entre 2022 et 2023 (+ 6,2 TWh, soit + 9 %), au même titre que la croissance de la puissance du parc soutenu (+ 2,3 GW entre 2021 et 2022, puis + 4,4 GW entre 2022 et 2023).

**Tableau 3 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2023 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)**

		Total	Cogénération	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2021	<b>64,4</b>	6,9	-	5,8	31,6	-	1,6	2,8	3,0	12,4	0,3
	2022	<b>68,0</b>	6,0	-	4,6	33,8	0,5	1,3	2,5	3,0	15,9	0,3
	2023	<b>74,2</b>	4,3	-	3,3	38,5	2,7	1,2	2,5	3,4	17,8	0,5
Puissance soutenue (GW)	2021	<b>35,9</b>	2,7	0,4	1,9	16,3	-	0,2	0,5	0,7	12,9	0,2
	2022	<b>38,2</b>	2,4	0,4	1,3	16,9	0,5	0,2	0,5	0,7	15,2	0,2
	2023	<b>42,7</b>	2,1	0,4	1,1	18,4	1,6	0,2	0,5	0,7	17,5	0,2

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu atteindrait 18,4 GW en 2023 : elle augmente continûment entre 2021 et 2023 (+ 2,1 GW au total soit + 13 %), tandis que 640 MW de contrats d'obligation d'achat arrivent à échéance en 2023. La prévision au titre de 2023 s'appuie sur un taux de charge de 2109 heures équivalent pleine puissance (moyenne de la filière entre 2017 et 2021). Cette filière participe notablement à l'augmentation de la production totale du parc soutenu : l'énergie produite progresserait ainsi de 6,9 TWh entre 2021 et 2023 et la production totale en 2023 s'élèverait à 38,5 TWh.

Des mises en service supplémentaires pour la **filière éolienne en mer** sont prévues en 2023. Outre le parc éolien en mer posé situé à Saint-Nazaire dont la mise en service complète est prévue pour fin 2022, les mises en service de deux autres parcs lauréats du même appel d'offres sont attendues d'ici fin 2023. Ils sont situés à Fécamp et à Saint-Brieuc et leur puissance est d'environ 500 MW chacun. Les mises en service de trois parcs pilotes éoliens en mer flottants, totalisant une puissance de 83,5 MW, sont également prévues. La filière éolienne en mer devrait donc produire 2,7 TWh en 2023, en nette augmentation par rapport à la production prévue en 2022 de 0,5 TWh.

La puissance et l'énergie produite par le **parc photovoltaïque** augmentent fortement et régulièrement entre 2021 et 2023 et s'élèvent respectivement à 17,5 GW et 17,8 TWh, soit une augmentation de 4,6 GW (+ 36 %) et 5,4 TWh (+ 43 %). La croissance de la filière photovoltaïque porte 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 2021 et 2023 de 0,6 TWh, pour s'établir à 2,1 GW, l'arrivée à échéance de contrats anciens n'étant pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. L'énergie produite baisse fortement entre 2021 et 2023 (- 2,6 TWh, soit - 38 %).

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.

Le **parc hydraulique** soutenu devrait représenter une puissance installée de 1,1 GW fin 2023, en forte baisse par rapport à 2021 (- 0,8 GW, soit - 43 %), du fait de résiliations anticipées de contrats intervenues en 2022 (- 0,65 GW) et de l'arrivée à échéance de contrats anciens qui n'est pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. En conséquence, la production prévisionnelle s'établit à 3,3 TWh, un niveau inférieur de 2,5 TWh (- 43 %) à la production constatée en 2021.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** devrait s'élever à 708 MW fin 2023 (- 33 MW par rapport à 2021, soit - 4 %). 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. En particulier, plusieurs contrats d'achat sont arrivés à échéance en 2022, ce qui explique l'inflexion observée en 2022. S'agissant de l'énergie produite, elle progresse de 14 % entre 2021 et 2023 pour atteindre 3,4 TWh en 2023. La mise en service d'installations sous complément de rémunération produisant davantage que les installations sous obligation d'achat explique cette augmentation de l'énergie produite.

La puissance de la **filière biogaz** devrait s'élever à 452 MW fin 2023 et stagne par rapport à 2022, après une baisse par rapport à 2021 (- 33 MW, soit - 7 %). De nouveaux contrats sont prévus, à la fois d'obligation d'achat et de complément de rémunération, qui compensent l'arrivée à échéance de certains contrats d'obligation d'achat. L'énergie produite par la filière biogaz stagne également, à 2,5 TWh en 2023, après une baisse par rapport à 2021 (- 0,3 TWh, soit - 11 %).

La **filière incinération d'ordures ménagères** décroît continûment (- 65 MW entre 2021 et 2023, pour une puissance de 162 MW fin 2023) en raison de l'arrivée à échéance des contrats et de l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 1,2 TWh en 2023.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représentent une production de 467 GWh en 2023. La **filière géothermie** se développe sous complément de rémunération et devrait représenter fin 2023 une puissance de 23 MW et produire 164 GWh.

### A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2023 sont engendrés par les contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (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 le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie »).

### 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.

**Tableau 4 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF pour 2023**

	Cogénération (combustible fossile)	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	967,0	318,3	2 658,7	167,8	109,1	205,2	259,5	478,0	17,9	9,7	5 191,3
Février	852,4	357,9	2 635,4	138,7	97,1	186,2	238,4	720,9	20,1	8,5	5 255,5
Mars	898,2	400,0	2 704,7	142,8	112,3	209,5	250,7	1 158,9	20,7	9,7	5 907,4
Avril	0,0	337,4	1 644,9	121,0	88,9	199,7	259,7	1 423,8	12,5	9,2	4 097,1
Mai	0,0	357,5	1 683,9	117,3	103,6	203,3	263,9	1 599,6	16,8	9,2	4 355,1
Juin	0,0	288,9	1 136,5	98,9	102,0	196,1	234,1	1 637,8	13,7	8,9	3 716,9
Juillet	0,0	193,6	1 198,1	205,7	119,5	206,7	281,5	1 768,0	13,8	8,9	3 996,0
Août	0,0	134,8	1 188,2	197,8	112,9	205,5	241,9	1 646,7	12,5	9,0	3 749,4
Septembre	0,0	107,0	1 320,5	237,4	101,2	200,7	221,3	1 331,2	13,8	9,1	3 542,2
Octobre	0,0	152,9	2 117,6	292,8	83,7	212,9	241,9	958,3	18,7	10,0	4 088,9
Novembre	690,2	208,6	2 009,2	483,4	103,2	203,1	234,1	592,7	14,6	9,2	4 548,4
Décembre	802,9	291,5	2 622,6	546,0	98,5	208,4	246,3	453,8	16,6	9,4	5 296,0
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>4 210,6</b>	<b>3 148,5</b>	<b>22 920,3</b>	<b>2 749,6</b>	<b>1 232,1</b>	<b>2 437,3</b>	<b>2 973,4</b>	<b>13 769,7</b>	<b>191,8</b>	<b>110,8</b>	<b>53 744,1</b>
<i>Quantités en 2021 (GWh)</i>	<i>6 851,3</i>	<i>5 760,5</i>	<i>25 419,1</i>		<i>1 572,4</i>	<i>2 779,0</i>	<i>2 755,6</i>	<i>11 191,6</i>	<i>199,6</i>	<i>87,6</i>	<i>56 618,3</i>
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 483,1</b>	<b>307,4</b>	<b>2 129,8</b>	<b>458,8</b>	<b>74,9</b>	<b>431,1</b>	<b>459,0</b>	<b>3 259,7</b>	<b>18,2</b>	<b>8,2</b>	<b>8 630,0</b>
<i>Coût d'achat en 2021 (M€)</i>	<i>1 539,1</i>	<i>483,2</i>	<i>2 303,3</i>		<i>93,5</i>	<i>474,9</i>	<i>408,0</i>	<i>3 038,9</i>	<i>19,9</i>	<i>6,3</i>	<i>8 367,3</i>
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>352,2</b>	<b>97,6</b>	<b>92,9</b>	<b>166,8</b>	<b>60,8</b>	<b>176,9</b>	<b>154,4</b>	<b>236,7</b>	<b>94,9</b>	<b>73,8</b>	<b>160,6</b>
<i>Coût d'achat unitaire en 2021 (€/MWh)</i>	<i>224,6</i>	<i>83,9</i>	<i>90,6</i>		<i>59,5</i>	<i>170,9</i>	<i>148,1</i>	<i>271,5</i>	<i>99,5</i>	<i>71,6</i>	<i>147,8</i>

La prévision au titre de 2023 réalisée par EDF aboutit à un total de **53,7 TWh** pour un coût d'achat de **8 630,0 M€**.

La quantité soutenue par obligation d'achat décroît entre 2021 et 2023 (- 5,1 %), notamment sous l'effet de la décroissance du parc éolien terrestre en obligation d'achat. En effet, la puissance installée des installations éoliennes diminue de 1,9 GW étant donné l'arrivée à échéance de contrats (parfois de manière anticipée à l'initiative du producteur comme précisé plus haut) et l'absence de nouveaux contrats en obligation d'achat, la filière se développant désormais uniquement sous le régime du complément de rémunération. La décroissance du parc éolien terrestre sous obligation d'achat devrait se poursuivre les années suivantes.

Des baisses importantes sont également prévues pour la filière cogénération (- 2,6 TWh entre 2021 et 2023) et la filière hydraulique (- 2,6 TWh entre 2021 et 2023). En revanche, la production de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat poursuit sa croissance (+ 2,6 TWh entre 2021 et 2023) et la filière éolienne en mer prend son essor : cette dernière devrait produire 2,7 TWh en 2023.

Le coût d'achat augmente de 3,1 % sur la période 2021-2023, malgré la baisse de la quantité d'énergie achetée, en raison :

- de l'indexation des tarifs d'achat sur l'évolution du coût du travail et des prix de l'industrie, dans un contexte globalement inflationniste ;
- de 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) ;
- et, surtout, de la très forte augmentation du coût d'achat unitaire de la cogénération (+ 57 %) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix de gros du gaz et des prix du CO<sub>2</sub>, dans le contexte actuel de crise des prix de gros de l'énergie.

Il convient de noter que le coût d'achat unitaire du photovoltaïque décroît de 34,8 €/MWh (- 13 %) sous l'effet de la mise en service, entre 2021 et 2023, d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2021. De plus, des économies relatives à la révision des contrats photovoltaïques historiques ont été intégrées à titre conservatoire, à hauteur de 190 M€ pour l'année 2023.

### 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 ».

### Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans les délibérations de la CRE du 16 décembre 2014<sup>3</sup>, du 25 mai 2016<sup>4</sup>, du 22 juin 2017<sup>5</sup>, du 16 mai 2019<sup>6</sup> et du 28 novembre 2019<sup>7</sup>. 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 ;
- le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de références de prix mensuelles sur l'année 2023, qui sont calculées 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).

Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque et éolien à terre :

- Le coût évité par la part aléatoire de la production éolienne terrestre 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 est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.
- Le coût évité par la part aléatoire de la production photovoltaïque est calculé en appliquant un facteur correctif mensuel correspondant au rapport moyen des prix de marché pondérés par les profils de production horosaisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution) sur les prix mensuels de valorisation de la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF.

Pour l'année 2023, le coût évité pour l'énergie produite s'élève ainsi à **11 152,8 M€**.

### Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2023<sup>8</sup> est indiquée dans le Tableau 5.

**Tableau 5 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2023**

	Puissance quasi-certaine (MW)
<b>Ruban de base</b>	2 900
<b>Surplus de production du 1<sup>er</sup> trimestre</b>	2 700
<b>Surplus de production novembre</b>	1 700
<b>Surplus de production décembre</b>	1 700

Les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019 sont visibles depuis 2022. Le foisonnement inter-filières au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA est pris en compte pour déterminer la puissance quasi-certaine : la puissance du ruban de base pour 2023 est ainsi doublée par rapport à 2021 (1 400 MW).

En application des délibérations du 22 juin 2017 et du 16 mai 2019 susmentionnées, 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 30 avril 2022.

Le coût évité du produit « ruban de base » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et le 30 avril 2022 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2022 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 30 avril. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et le 30 avril 2022 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2022.

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

<sup>6</sup> Délibération de la CRE du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat.

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre 2021 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.

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 30 avril 2022. Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

**Tableau 6 : Prix de marché retenus pour 2023, en €/MWh**

Ruban	1 <sup>er</sup> trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
148,65	376,01	241,32	234,05

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2023 à 33,7 TWh, est de **6 560,6 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 et Q2, 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 2023, en €/MWh**

Mois	Référence mensuelle
Janvier	431,72
Février	418,45
Mars	378,11
Avril	180,87
Mai	163,36
Juin	179,71
Juillet	186,46
Août	171,39
Septembre	206,06
Octobre	230,61
Novembre	241,32
Décembre	234,05

Le coût évité par la production aléatoire s'élève pour 2023 à **4 592,2 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 8 ainsi que les prix aléatoires pondérés utilisés pour les filières éolienne et photovoltaïque.

**Tableau 8 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2023**

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien PV (GWh)	Prix mensuel éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Prix mensuel PV (€/MWh)	Quantité PV (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	431,72	405,6	376,9	524,9	484,4	94,4	418,6
Février	418,45	539,3	395,5	748,3	435,6	204,7	610,8
Mars	378,11	602,4	323,8	797,1	360,4	341,5	608,9
Avril	180,87	504,3	157,4	806,6	166,8	698,2	334,6
Mai	163,36	540,7	149,9	849,6	154,5	807,1	340,4
Juin	179,71	413,1	160,4	498,1	181,5	717,7	284,4
Juillet	186,46	473,8	167,5	551,2	189,5	813,4	334,8
Août	171,39	388,2	147,5	504,5	172,4	699,1	261,5
Septembre	206,06	365,6	188,8	542,1	212,0	546,5	293,5
Octobre	230,61	478,5	209,3	1 000,2	238,8	452,6	427,8
Novembre	241,32	529,1	198,7	546,2	253,2	161,1	277,0
Décembre	234,05	785,2	187,7	927,8	261,1	160,6	399,8
<b>Total 2023</b>	<b>254,6</b>	<b>6 026</b>	<b>222,6</b>	<b>8 297</b>	<b>212,5</b>	<b>5 697</b>	<b>4 592,2</b>

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

À la suite de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous obligation d'achat ont été basculées au 1<sup>er</sup> juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité à **20,2 M€** au titre de l'année 2023. 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 2023.

Le coût lié à l'imprévisibilité augmente fortement par rapport aux 9,2 M€ retenus à ce titre lors de la prévision initiale des charges au titre de 2022, du fait de l'augmentation des hypothèses de prix de marché retenues.

#### A.1.2.4 Coût évité lié aux garanties de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». Depuis le 1<sup>er</sup> 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. 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 ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour l'année de Livraison 2017 puis pour l'ensemble des années de livraison du mécanisme de capacité. Ceux-ci conduisent à prendre en compte la valorisation qui pourrait être obtenue par un gestionnaire d'installation sous obligation d'achat aux enchères organisées pendant une année par EPEX Spot.

En 2023, les enchères tenues par EPEX Spot porteront sur les années de livraison (« AL ») 2022, 2023 et 2024. La tenue d'enchères relatives à l'année de livraison 2025 et aux années suivantes étant très incertaine étant donné les travaux en cours relatifs à la refonte du mécanisme de capacité, la CRE n'a pas retenu de ventes au-delà de l'AL 2024.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2023 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères, des volumes de garanties de capacités pour les années de livraison susmentionnées.

Dans le cadre de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2023 pour les différentes années de livraisons concernées :

	AL 2022	AL 2023	AL 2024
<b>Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2023 (MW)</b>	0	354,1	2 570,4

Pour l'année de livraison 2022, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage en 2023 par rapport à celui qui est prévu en 2022. En revanche, un rééquilibrage est prévu pour l'année de livraison 2023. Enfin, pour l'année de livraison 2020, EDF n'anticipe pas non plus de rééquilibrage en 2023.

Le volume pris en compte pour l'année de livraison 2024 prend en compte les « contraintes d'offres »<sup>9</sup> auxquelles est soumise EDF OA dans la mesure où le volume de capacités certifiées dans son périmètre de responsable de périmètre de certification est supérieur à 3 GW par année de livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'année de livraison concernée. Ainsi, les volumes devant être valorisés préalablement, dès les enchères de l'année 2022, ont été pris en compte.

La CRE a vérifié la cohérence des volumes certifiés anticipés par EDF, au regard de ceux déjà pris en compte pour les années de livraison 2022 et 2023. Pour ces années de livraison, 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 2022 et 2023.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces années de livraison<sup>10</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2023, 42 442,2 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2024, 20 000,7 €/MW.

<sup>9</sup> Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

<sup>10</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 28/04/2022.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de l'année 2023 est de **66,4 M€**, répartis de la manière suivante :

Coût évité prévisionnel 2023 lié aux garanties de capacité (M€)	Cogénération	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Total
	18,7	4,7	23,0	4,8	1,6	3,0	4,2	6,3	0,2	66,4

#### A.1.2.5 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2023 est évalué à **11 199,0 M€** (6 560,6 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 4 592,2 M€ de coût évité par la production aléatoire + 66,4 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 20,2 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

#### A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2023

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2023 sont négatifs dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat : ils s'élèvent à **- 2 569,0 M€** en métropole continentale (8 630,0 M€ de coût d'achat – 11 199,0 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 :

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

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  $T_e$  et un revenu marché de référence  $M_0$ . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros.

Les dispositions de la loi ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération<sup>11</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>12</sup>.

#### A.1.3.2 Complément de rémunération négatif et plafonnement

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  $M_0$  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.

Toutefois, 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 est prévu dans la plupart des contrats signés de

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> 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.

complément de rémunération. Dans le cas général, il n'y aura pas de report des montants plafonnés avec un remboursement si les prix de marché de gros repassent en dessous du tarif de référence. Ce plafonnement était prescrit par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par le décret n°2021-1691 du 17 décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE 4 » mais a été supprimé progressivement.

Le niveau des hypothèses de prix de marché retenues pour la prévision des charges au titre de 2023 est toujours bien supérieur au tarif de référence moyen des contrats de complément de rémunération (autour de 80 €/MWh, toutes filières confondues). Les charges liées au complément de rémunération au titre de 2023 sont donc négatives. EDF a différencié au sein de sa déclaration de charges les montants suivants :

- charges prévisionnelles après application du plafonnement susmentionné, sur l'ensemble de l'année 2023, qui s'élèvent au total à **- 955,1 M€** ;
- sommes plafonnées prévisionnelles sur l'ensemble de l'année 2023, qui s'élèvent au total à **- 2 047,2 M€**.

Si l'État a acté la suspension du plafonnement de tous les contrats de complément de rémunération a minima entre avril et décembre 2022, aucune décision n'a été prise à ce stade concernant l'année 2023. En conséquence, il n'y a pas d'hypothèse de déplafonnement des contrats de complément de rémunération retenue pour l'établissement des charges prévisionnelles associées au titre de 2023.

### A.1.3.3 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2023

Ainsi, EDF a réalisé une prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2023 et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, 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 2022 ainsi que du constaté au titre de 2021. 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 pour 2023 réalisée par EDF**

		Total	Cogéné- ration	CCG	Hydrau- lique	Eolien à terre	Biogaz	Bio- masse	PV	Géo- thermie
Energie soutenue (GWh)	2021	7 732	45	0	58	6 169	28	223	1 209	0
	2022	13 915	64	0	97	10 275	37	357	3 035	50
	<b>2023</b>	<b>20 504</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>191</b>	<b>15 580</b>	<b>63</b>	<b>429</b>	<b>3 988</b>	<b>164</b>
Puissance soutenue (MW)	2021	6 792	14	422	21	3 807	4	73	2 451	0
	2022	10 145	25	422	42	5 816	7	85	3 724	23
	<b>2023</b>	<b>13 591</b>	<b>40</b>	<b>422</b>	<b>78</b>	<b>7 843</b>	<b>11</b>	<b>117</b>	<b>5 057</b>	<b>23</b>
Charges (M€)	2021	-14,8	2,4	6,6	1,6	-33,3	3,6	9,8	-5,6	0,0
	2022	-2 516,8	-5,5	54,1	-16,7	-1 848,2	-2,6	-86,7	-606,7	-4,5
	<b>2023</b>	<b>-955,1</b>	<b>-4,3</b>	<b>55,6</b>	<b>-3,5</b>	<b>-614,0</b>	<b>-4,2</b>	<b>-46,7</b>	<b>-341,1</b>	<b>3,1</b>

La puissance soutenue des installations sous complément de rémunération ainsi que l'énergie soutenue augmentent continuellement et fortement entre 2021 et 2023, pour l'ensemble des filières. La puissance soutenue est ainsi multipliée par 1,5 entre 2021 et 2022 puis par 1,3 entre 2022 et 2023. En conséquence, l'énergie produite est multipliée par 1,8 entre 2021 et 2022 puis par 1,5 entre 2022 et 2023.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2023 s'élèvent à **- 955,1 M€**.

Les charges sont très inférieures à celles constatées en 2021 (- 0,9 Md€ de moins par rapport au niveau des charges au titre de 2021 de - 14,8 M€). Cette baisse est causée par l'augmentation majeure de la valorisation de la production soutenue dans le contexte de crise des prix de marché (+ 145 €/MWh par rapport à 2021). L'augmentation du volume soutenu (+ 12,8 TWh par rapport à 2021) renforce cette baisse dans un contexte où les prix de marché de référence sont supérieurs aux tarifs de référence.

En revanche, les charges liées à la mise à jour des charges au titre de 2022 sont encore plus basses (1,6 Md€ de moins) que la prévision au titre de 2023 dans la mesure où elles intègrent la suspension du plafonnement des contrats de complément de rémunération entre avril et décembre 2022 alors qu'aucune hypothèse de déplafonnement n'est prise en compte en 2023.

## A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2023

### A.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution

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 OA en métropole continentale.

105 entreprises locales de distribution ont déclaré des prévisions de charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2023.

Parmi elles, trois ont annoncé 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 ».

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus s'élèvent respectivement à 3,4 TWh et à **502,0 M€** au titre de 2023.

### A.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011 et en application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités « énergie » 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<sup>er</sup> 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.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017<sup>13</sup>, ces prix de marché<sup>14</sup> 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 2023**

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	431,72	411,53	472,54
Février	418,45	404,63	427,78
Mars	378,11	355,29	355,89
Avril	180,87	165,51	166,76

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>14</sup> Moyennes mensuelles des prix *spots*

Mai	163,36	154,15	154,19
Juin	179,71	168,68	181,45
Juillet	186,46	175,96	189,84
Août	171,39	159,18	172,45
Septembre	206,06	193,60	209,68
Octobre	230,61	214,70	237,22
Novembre	241,32	224,90	253,44
Décembre	234,05	211,59	262,06

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

- 70 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 » est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.
- 35 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 **819,3 M€**.

### A.2.3 Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.1.2.4 est appliquée aux entreprises locales de distribution, avec une différenciation selon le volume total de garanties de capacité dont elles 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 2023 prend en compte la valorisation des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2024 et éventuellement de garanties de capacité relatives aux années de livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'année de livraison 2024, l'intégralité des volumes certifiés donne lieu à une valorisation en 2023.

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. Pour l'année de livraison 2024, qui a déjà fait l'objet d'enchères en 2022, 6/10<sup>e</sup> du niveau de capacité certifié donne donc lieu à une valorisation en 2022 (4/10<sup>e</sup> ayant déjà été valorisé précédemment). Par ailleurs, la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2022 et 2023 est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

La tenue d'enchères relatives à l'AL 2025 et suivantes est très incertaine étant donné les travaux en cours relatifs à la refonte du mécanisme de capacité : la CRE n'a ainsi pas retenu d'hypothèses de ventes au-delà de l'année de livraison 2024.

Volume de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2023 (MW)	AL 2022	AL 2023	AL 2024
	2,7	0,0	181,5

Au total, 184,2 MW de garanties de capacité ont été pris en compte (dont 2,7 MW de rééquilibrages au titre de l'année de livraison 2022).

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2022 à 2024 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 livraison<sup>15</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2022, 26 249,9 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2023, 42 442,2 €/MW.
- pour l'Année de Livraison 2024, 20 000,7 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité valorisées par les entreprises locales de distribution est évalué à **3,7 M€** au titre de 2023.

<sup>15</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 28/04/2022.

## A.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2023

Le surcoût total prévisionnel lié aux contrats d'achat en 2023 s'élève, pour 3,4 TWh de volume d'achat, à **- 321,0 M€** (502,0 M€ - 819,3 M€ - 3,7 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 baisse de 447,9 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2021, qui s'élevaient à 126,9 M€. Le surcoût lié aux énergies renouvelables électriques diminue ainsi de 421,3 M€ (- 382 %), tandis que le surcoût lié à la cogénération diminue de 26,6 M€ (- 160 %).

La baisse observée des surcoûts d'achat est principalement due à l'augmentation du coût évité, liée à l'augmentation des prix de marché observés pour les produits à terme par rapport aux années précédentes. Le volume prévisionnel sous obligation d'achat sur le périmètre des entreprises locales de distribution reste stable par rapport aux charges constatées au titre de 2021, tandis que le coût d'achat est, lui, en augmentation (+ 7 %).

La baisse des surcoûts prévisionnels est principalement portée par la filière éolienne terrestre : la production éolienne est estimée à 1 860 GWh en 2023 pour un surcoût évalué à - 286,7 M€ (respectivement 1 938 GWh et - 21,9 M€ en 2021).

Pour les autres filières, les volumes de production et charges suivants sont prévues en 2023 et mis en regard des éléments constatés au titre de 2021 :

- une production photovoltaïque estimée à 635 GWh en 2023 et un surcoût évalué à 46,9 M€ (respectivement 509 GWh et 113,7 M€ en 2021) ;
- une production des installations hydroélectriques estimée à 310 GWh en 2023 et un surcoût évalué à - 41,1 M€ (respectivement 340 GWh et - 2,2 M€ en 2021) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 147 GWh en 2023 et un surcoût évalué à - 8,3 M€ (respectivement 145 GWh et 10,5 M€ en 2021) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 220 GWh en 2023 et un surcoût évalué à - 21,7 M€ (respectivement 218 GWh et 9,4 M€ en 2021).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution sont indiqués dans le Tableau 37 (section G).

## A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les organismes agréés au titre de 2023

### A.3.1 Coûts d'achat déclarés par les organismes agréés

Depuis le 1<sup>er</sup> 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'élevaient respectivement à 310,5 GWh et à **33,9 M€** au titre de 2023.

### A.3.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le calcul du coût évité « énergie » pour les organismes agréés se base sur les mêmes références de prix de marché que pour les entreprises locales de distribution. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 10 ci-dessus (section A.2.2).

Au total, le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **80,8 M€**.

### A.3.3 Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.1.2.4 est appliquée aux organismes agréés.

Les organismes agréés ont déclaré à la CRE les volumes anticipés de capacités certifiées pouvant être valorisées pendant l'année 2023. Au total, 49,6 MW de garanties de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de garanties de capacité pour les années de livraison 2022 à 2024 sont valorisés, pour le calcul du coût évité « capacité » prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont déjà eu lieu pour ces années de livraison<sup>16</sup>, soit :

<sup>16</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 28/04/2022.

- pour l'Année de Livraison 2022, 26 249,9 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2023, 42 442,2 €/MW.
- pour l'Année de Livraison 2024, 20 000,7 €/MW.

Le coût évité lié aux garanties de capacité est évalué à **1,0 M€** au titre de 2023.

#### A.3.4 Surcoûts d'achat prévus par les organismes agréés au titre de 2023

Le surcoût total prévisionnel lié aux contrats d'achat pour les organismes agréés en 2023 s'élève à **-47,9 M€** (33,9 M€ - 80,8 M€ - 1,0 M€). Il est négatif dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 37.

#### A.4 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 2023 s'élèvent à **-3 893,0 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 37.

**Tableau 11 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2023, réparties par action budgétaire**

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2023	
Action 1	Eolien terrestre	-2 659,6	-614,0	-286,7	-26,5	<b>-3 586,7</b>	<b>-4 269,7</b>
	Eolien en mer	-98,6	0,0	0,0	0,0	<b>-98,6</b>	
	Solaire	637,2	-341,1	46,9	-6,4	<b>336,7</b>	
	Bio-énergies	-220,8	-50,9	-30,0	0,0	<b>-301,7</b>	
	Autres énergies	-575,2	-0,4	-41,3	-2,4	<b>-619,3</b>	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	348,0	51,4	-10,0	-12,7	<b>376,7</b>	<b>376,7</b>
<b>Total</b>		<b>-2 569,0</b>	<b>-955,1</b>	<b>-321,0</b>	<b>-47,9</b>	<b>-3 893,0</b>	

## **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 2020<sup>17</sup>. Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm<sup>3</sup>/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021<sup>18</sup> qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS.

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 2023.

### **B.1 Coûts d'achat prévisionnel**

23 fournisseurs ont prévu d'acheter 11,9 TWh de biométhane provenant de 877 installations en 2023, pour un coût d'achat total de **1 303,2 M€**. Le prix d'achat moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 109,2 €/MWh.

Les acheteurs prévoient ainsi une multiplication par 2,4 du nombre d'installations entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2023, qui se traduit par une multiplication par 2,8 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 13 décembre 2021. Les fournisseurs prévoient d'acheter de l'énergie produite par 9 installations soutenues via ce nouveau guichet ouvert en 2023.

### **B.2 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat**

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 avril et le 30 avril 2022 :

- pour le premier trimestre 2023, les prix du produit Q1-2023 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2023) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2023 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2023 (avril à septembre) ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2023 (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.

<sup>17</sup> 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 Nm<sup>3</sup>/h et situées en métropole continentale.

<sup>18</sup> Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Tableau 12 : Référence de prix retenue, en €/MWh

Année 2023	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	Prix de référence
Janvier	86,87	1,054	91,56
Février	86,87	0,992	86,17
Mars	86,87	0,954	82,87
Avril	72,84	0,998	71,98
Mai	72,84	1,001	72,91
Juin	72,84	1,011	73,62
Juillet	72,71	0,993	72,19
Août	72,71	1,025	74,53
Septembre	72,71	1,146	83,32
Octobre	71,91	1,078	77,54
Novembre	71,91	1,111	79,90
Décembre	71,91	1,234	88,76

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2023 s'élève à **949,1 M€**.

### B.3 Surcoûts d'achat prévisionnels

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 2023 s'élèvent donc à **354,2 M€**, soit 1,6 fois plus que ceux constatés en 2021 (226,1 M€), et 2,5 fois plus que la mise à jour des surcoûts prévisionnels d'achat au titre de 2022 (142,1 M€).

### B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2023

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 2011<sup>19</sup>. 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 **11,2 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 11,7 millions de garanties d'origine devraient être émises et près de 9,7 millions valorisées.

### B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2023

Les charges prévisionnelles au titre de 2023 s'élèvent à **343,0 M€** (354,2 – 11,2). 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 charges constatées au titre de 2021 et à la re-prévision des charges au titre de 2022 est précisée dans le Tableau 14.

<sup>19</sup> 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 2023

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 2023 (€)
ALSEN	65 819 424	7 923 179	5 235 840	2 687 339	45 000	2 642 339
BCM Energy	26 562 667	3 173 586	2 098 180	1 075 407	0	1 075 407
ekWateur	14 064 457	1 183 102	1 119 719	63 383	58 014	5 369
ENDESA ENERGIA	381 030 000	39 434 931	30 319 728	9 115 203	530 835	8 584 368
ENGIE SA	5 779 057 873	611 802 081	459 386 047	152 416 034	3 898 218	148 517 816
ÉS Energies Strasbourg	70 975 440	7 379 668	5 666 525	1 713 143	338 875	1 374 268
GAZ DE BARR	18 450 432	2 068 946	1 468 227	600 719	54 000	546 719
GAZ DE PARIS SAS	223 058 106	21 945 101	17 752 274	4 192 827	36 805	4 156 022
GEG Sources d'Energies	33 000 000	3 594 996	2 626 470	968 526	3 375	965 151
PICOTY SAS	34 242 784	3 247 998	2 746 656	501 343	154 403	346 939
PLUM ENERGIE SAS	31 298 626	2 527 981	2 496 260	31 721	0	31 721
PROVIRIDIS	131 329 000	14 232 649	10 472 513	3 760 136	98 497	3 661 639
REDEO ENERGIES	477 309 283	59 179 665	38 001 079	21 178 586	176 483	21 002 102
SAS GAZ DE BORDEAUX	403 103 481	43 687 974	32 064 069	11 623 905	2 268 270	9 355 635
SAVE	3 285 624 123	383 646 892	259 661 648	123 985 244	2 326 757	121 658 487
SCIC Enercoop	11 825 985	1 419 118	941 181	477 937	46 102	431 835
SEGE - AIR LIQUIDE	295 451 898	28 919 654	23 513 866	5 405 788	8 528	5 397 260
SEML GEDIA	14 092 759	1 649 836	1 121 584	528 252	105 690	422 562
SOLVAY ENERGY SERVICES	193 411 423	20 941 064	15 303 699	5 637 365	0	5 637 365
SVD 17 - DALKIA	283 972 702	27 363 721	22 608 022	4 755 699	448 095	4 307 604
TERREAL SAS	20 400 000	1 566 924	1 624 113	-57 189	0	-57 189
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	55 319 352	6 128 583	4 409 334	1 719 248	593 176	1 126 072
Total Gas& Power limited	105 900 000	10 225 200	8 440 635	1 784 565	0	1 784 565
<b>TOTAL</b>	<b>11 935 299 815</b>	<b>1 303 242 849</b>	<b>949 077 668</b>	<b>354 165 181</b>	<b>11 191 124</b>	<b>342 974 057</b>

Tableau 14 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2023 par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2022

M€	Constaté 2021	Mise à jour prévisionnel 2022	Prévisionnel 2023
Surcoûts d'achat	226,1	142,1	354,2
Valorisation des garanties d'origine	4,2	6,7	11,2
Volume acheté (en TWh)	4,3	7,4	11,9
<b>Charges prévisionnelles</b>	<b>221,9</b>	<b>135,4</b>	<b>343,0</b>

Les charges prévisionnelles pour 2023 sont :

- en hausse par rapport aux charges constatées au titre de 2021, en raison principalement de l'augmentation importante des volumes et coûts d'achat. Cette hausse est atténuée par l'augmentation des prix de marché de gros du gaz attendus, de l'ordre de 29 €/MWh en moyenne ;
- en hausse par rapport à la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année 2022, en raison de l'augmentation des volumes et 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 (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.

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

### 1. Transition énergétique :

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

### 2. Mécanismes de solidarité :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies fossiles supportés par l'opérateur historique.

Les 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 2023 sur la base des éléments constatés au titre de 2021, 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, les prix de gros d'électricité ont fortement augmenté en 2021. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité, auraient dû augmenter de plus de 40 % hors taxes au 1<sup>er</sup> 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 décidé d'abaisser la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) à sa valeur minimale et de geler une partie de la hausse des tarifs lors du mouvement des TRV du 1<sup>er</sup> février 2022<sup>20</sup>. Ces deux mesures dites de « bouclier tarifaire » ont permis de limiter l'augmentation des tarifs réglementés de vente TTC à environ 4 % en moyenne, soit 20 % hors taxes.

Dans leurs prévisions pour 2023, les fournisseurs historiques prennent en compte cette évolution et anticipent une augmentation relative des tarifs HT ; en particulier, ils n'anticipent pas de hausse importante qu'entraînerait un éventuel rattrapage tarifaire 2023. Il en résulte une progression, plus ou moins prononcée selon l'opérateur, de leur prévision de recettes tarifaires en 2023. 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 2023

### C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2023, à **161,1 M€** pour la production renouvelable et **653,2 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **814,3 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 2021 dans le Tableau 17.

**Tableau 15 : Coûts de production renouvelable dans les ZNI prévus par EDF pour 2023**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,7	0,0	20,9	0,0	14,0	0,0	0,0	66,6
	Amortissements	9,1	0,0	9,5	0,0	7,0	0,0	0,0	25,5
	Impôts et taxes	5,6	0,0	9,1	0,0	7,6	0,0	0,0	22,2
	Frais de personnel	3,4	0,0	2,5	0,0	6,0	0,0	0,0	11,9
	Charges externes	2,6	0,0	4,2	0,0	1,5	0,0	0,0	8,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,8	0,0	2,6	0,0	18,9	0,0	0,0	25,4
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	0,3	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	1,3
<b>Coût total</b>		<b>56,4</b>	<b>0,00</b>	<b>49,71</b>	<b>0,00</b>	<b>54,99</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>161,1</b>

**Tableau 16 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévus par EDF pour 2023**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,1	9,1	6,2	8,5	2,4	5,0	0,3	36,6
	Amortissements	8,4	8,9	13,2	12,0	3,4	2,9	0,3	49,1
	Impôts et taxes	1,8	11,7	16,7	3,5	1,1	0,1	0,0	34,9
	Frais de personnel	11,3	8,7	15,8	10,0	0,2	3,5	0,0	49,4
	Charges externes	10,6	11,5	11,2	9,8	8,8	1,6	0,2	53,6
	Frais de structure, de siège et prestations externes	10,9	14,3	14,0	11,1	0,5	0,2	0,0	51,0
Coûts variables	Combustibles	54,0	78,9	56,2	55,6	6,9	13,9	2,7	268,1
	Quotas de CO2	19,9	20,2	16,4	19,8	2,2	3,0	0,5	82,0
	Autres achats	7,4	2,8	7,8	7,2	0,0	3,1	0,1	28,5
<b>Coût total</b>		<b>129,4</b>	<b>166,0</b>	<b>157,5</b>	<b>137,4</b>	<b>25,4</b>	<b>33,3</b>	<b>4,2</b>	<b>653,2</b>

Comme affiché dans le Tableau 17, les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2023 dans les ZNI affichent une hausse modérée par rapport à 2021 (+ 10,6 M€) tandis que la production d'origine fossile marque une hausse conséquente (+ 142,6 M€).

<sup>20</sup> Délibération N° 2022-08 de la CRE du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

**Tableau 17 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI supportés par EDF pour 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2023 prev	2021	Evolution		2023 prev	2021	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	66,6	68,0	-1,4	-2%	36,6	42,4	-5,8	-14%
	Amortissements	25,5	25,0	0,5	2%	49,1	57,3	-8,2	-14%
	Impôts et taxes	22,2	21,0	1,2	6%	34,9	33,0	1,9	6%
	Frais de personnel	11,9	11,0	0,9	8%	49,4	46,1	3,3	7%
	Charges externes	8,3	7,8	0,4	6%	53,6	41,3	12,3	30%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	25,4	16,4	9,0	55%	51,0	40,3	10,7	27%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,1	-0,1	-100%	268,1	168,1	100,0	59%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	82,0	58,0	23,9	41%
	Autres achats	1,3	1,2	0,1	6%	28,5	24,0	4,5	19%
<b>Coût total</b>	<b>161,1</b>	<b>150,5</b>	<b>10,6</b>	<b>7%</b>	<b>653,2</b>	<b>510,6</b>	<b>142,6</b>	<b>28%</b>	

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

Les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2023 sont en hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 (+ 7 %), principalement en raison d'une recette exceptionnelle en 2021 de 15,5 M€, comptabilisée dans les frais de structure, de sièges et prestations externes, et liée à la vente sur le marché des CEE d'EDF en excès par rapport à son obligation, en application des règles fixées par la CRE, non-reconduite en 2023.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergies fossiles pour 2023 marquent une hausse considérable par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 (+ 28 %) essentiellement portée par la hausse des coûts du combustible (+ 59 %) et celle des coûts d'achat des quotas de CO<sub>2</sub>. Les postes des charges externes (+ 30 %), et des frais de structure et de siège (+ 27 %) contribuent également à l'augmentation des coûts totaux.

La hausse des coûts de combustible procède de l'anticipation par EDF SEI d'une hausse importante des cours du fioul en 2023 par rapport au niveau moyen constaté en 2021, au regard des prix à terme observés. La hausse des coûts d'achat des quotas de CO<sub>2</sub> s'explique par la hausse du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> anticipée par EDF à des niveaux proches de celui atteint au mois de décembre 2021.

La hausse des charges externes (+ 19 %) provient d'une augmentation des coûts du démantèlement prévu par EDF SEI de ses centrales dont l'exploitation a cessé tandis que la hausse des frais de structure et de siège s'explique, comme pour la production d'origine renouvelable, par la non-reconduction de la recette exceptionnelle due à la vente d'un excédent de CEE en 2021.

#### C.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2023 s'élèvent à **397,7 M€**, dont **198,0 M€** pour la production renouvelable et **199,7 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 2023**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prev	2021	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	338,7	309,3	137,3	226,5	490,5	8,2	1,7	1 512,1	1 104,1	408,0	37%
Recettes réseau	105,0	91,2	37,6	66,3	141,4	2,3	0,6	444,3	412,1	32,2	8%
Recettes gestion de la clientèle	10,2	9,0	2,9	7,6	15,1	0,2	0,1	45,0	42,6	2,5	6%
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	<b>223,5</b>	<b>209,1</b>	<b>96,8</b>	<b>152,6</b>	<b>334,0</b>	<b>5,7</b>	<b>1,1</b>	<b>1 022,7</b>	<b>649,4</b>	<b>373,3</b>	<b>57%</b>
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	70,1	34,7	60,7	37,7	56,6	5,7	1,0	266,6	163,9	102,6	63%
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>103,5</b>	<b>68,4</b>	<b>76,1</b>	<b>53,8</b>	<b>88,7</b>	<b>6,1</b>	<b>1,1</b>	<b>397,7</b>	<b>245,6</b>	<b>152,1</b>	<b>62%</b>
Recettes de production - Transition Énergétique	58,9	0,0	54,5	0,0	84,6	0,0	0,0	198,0	125,8	72,1	57%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	44,6	68,4	21,6	53,8	4,2	6,1	1,1	199,7	119,8	79,9	67%
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	106,47	118,17	111,01	117,09	114,79	116,51	109,95				

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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).

<sup>(4)</sup> 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.

<sup>(5)</sup> 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 2021

La prévision des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2021 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité dans les différents territoires de + 2,2 % entre 2021 et 2023 liée à la croissance démographique dans certains territoires et à l'électrification des usages ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 24,0 % HT en janvier 2023 par rapport aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> février 2021 ;

Les recettes brutes de production augmentent fortement entre 2021 et 2023 (+ 66 %) en raison des prévisions de hausse des tarifs de vente d'électricité retenues dans le contexte de prix de marché de l'électricité élevés, tout comme les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI (+ 63 %).

#### C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production retenus par la CRE pour 2023 s'élèvent respectivement au total à 814,3 M€ et 397,7 M€. Le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2023 dans les différentes ZNI d'EDF est égal à **416,6 M€** et se décompose en - **36,9 M€** de surcoûts de production renouvelable et **453,5 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 2023**

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prev
Coûts de production	56,4	0,0	49,7	0,0	55,0	0,0	0,0	161,1
Recettes de production	58,9	0,0	54,5	0,0	84,6	0,0	0,0	198,0
<b>Surcoûts de production</b>	<b>-2,5</b>	<b>0,0</b>	<b>-4,7</b>	<b>0,0</b>	<b>-29,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-36,9</b>

**Tableau 20 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles prévus par EDF dans les ZNI pour 2023**

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prev
Coûts de production	129,4	166,0	157,5	137,4	25,4	33,3	4,2	653,2
Recettes de production	44,6	68,4	21,6	53,8	4,2	6,1	1,1	199,7
<b>Surcoûts de production</b>	<b>84,8</b>	<b>97,6</b>	<b>135,8</b>	<b>83,6</b>	<b>21,3</b>	<b>27,2</b>	<b>3,1</b>	<b>453,5</b>

### C.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2023

#### C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2023, à **200,8 M€**, dont 61 % au titre des combustibles (122,5 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 sont présentées dans le Tableau 21. Les coûts de production prévisionnels pour 2023 sont en nette hausse par rapport aux coûts constatés pour 2021 (+ 72,6 M€).

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 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021**

M€	Nature de coûts retenus	2023 prév	2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	122,5	72,1	50,4	70%
	Personnel, charges externes et autres achats	34,6	22,7	11,9	52%
	Impôts et taxes	0,9	0,5	0,4	66%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	23,1	14,1	8,9	63%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,8	11,4	0,4	3%
	Amortissements	7,3	6,6	0,7	11%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	0,3	0,4	141%
<b>Coût total</b>		<b>200,8</b>	<b>128,2</b>	<b>72,6</b>	<b>57%</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2023 sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2021. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles (50,4 M€, soit + 70 %) qui s'explique par la très forte hausse des prix de marché, après la forte baisse observée en 2020, dans un contexte de reprise post crise sanitaire doublé d'une crise géopolitique en lien avec le conflit en Ukraine.
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (8,9 M€, soit + 63 %) qui tient compte de l'augmentation des prix constatés sur le marché en 2022 (hypothèse de 92,3 €/tCO<sub>2</sub> pour la prévision 2023 contre un prix moyen de 45 €/tCO<sub>2</sub> constaté en 2021) ; cette hausse des coûts du combustible et des quotas de CO<sub>2</sub> est renforcée par l'hypothèse de forte croissance de la consommation d'électricité (+ 6,5 % par rapport à 2021).
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 11,9 M€) qui résulte, d'une part, d'un renforcement des équipes et de l'augmentation des rémunérations et des cotisations sociales et d'autre part de l'augmentation des charges de maintenance des centrales, peu élevées en 2021, du fait d'un nombre de visites majeures prévues plus élevé qu'en 2021.
- Une intégration des recettes prévisionnelles issues de la valorisation des CEE (+ 0,4 M€) au périmètre de la production dans le poste Frais de structure, de siège et prestations externes. Ces recettes ne sont plus intégrées à l'action de MDE car EDM sera un acteur obligé à partir de 2022 (cf. C.4.2).

### C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production<sup>21</sup> prévisionnelles pour 2023 s'élèvent pour EDM à **37,2 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 22. Elles sont en hausse de 47 % par rapport à celles constatées en 2021, en raison de l'hypothèse retenue par EDM sur l'évolution des tarifs réglementés de vente, dont le niveau est estimé à partir de la valeur de février 2022 (plus de 40 % plus élevée qu'en 2021), augmentée de 1 % en août 2022 puis de nouveau en août 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 (+ 6,5 % par rapport à l'année 2021).

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

en M€	2023 prév	2021	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	56,9	41,7	15,2	36%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,4	0,2	0,1	49%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>57,3</b>	<b>41,9</b>	15,3	37%
(-) Recettes de distribution	18,2	16,2	2,0	12%
(-) Recettes de gestion clientèle	3,1	2,2	0,9	41%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	3,7	2,9	0,8	29%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>39,7</b>	<b>26,5</b>	13,3	50%
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>37,2</b>	<b>25,2</b>	11,9	47%
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>96,82</b>	<b>67,85</b>	29,0	43%

<sup>(1)</sup> 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.

### C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **200,8 M€** et **37,2 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2023 est évalué pour EDM à **163,6 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 2023

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<sup>er</sup> juillet 2016 et le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Depuis le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2020.

<sup>21</sup> 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.

### C.1.3.1 Coûts de production

Pour 2023, les coûts de production prévisionnels d'EEDWF s'élèvent à **11,3 M€**, répartis en **0,071 M€** de coûts de production renouvelable<sup>22</sup> et **11,2 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 9,2 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 EEDWF pour 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021**

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2023 prév	2021	Evolution	
						en M€	en %
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	0,4	0,002	0,4	0,16	0,3	176%
	Amortissements	0,3	0,003	0,3	0,30	0,0	-10%
	Impôts et taxes	0,0	0,001	0,02	0,01	0,00	5%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,1	0,052	1,2	1,12	0,1	6%
	Fonctions support	0,2	0,014	0,2	0,21	0,01	3%
<b>Coûts variables</b>	Combustibles	9,2	0,000	9,2	5,69	3,5	61%
	Quotas de CO2	0,0	0,000	0,0	0,00	0,00	-
<b>Coût total</b>		<b>11,2</b>	<b>0,071</b>	<b>11,3</b>	<b>7,49</b>	<b>3,8</b>	<b>51%</b>

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

Les coûts prévisionnels pour 2023 sont en forte hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 (+ 3,8 M€, soit + 51 %). Cela s'explique principalement par l'augmentation des prix de marché des combustibles (+ 61 %, soit 3,5 M€), après la forte baisse observée en 2020, 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 EEDWF de fort accroissement prévisionnel de consommation (+ 10,5 % par rapport à 2021).

La variation conséquente de la rémunération des capitaux (+ 176 %, soit + 0,3 M€) est liée aux réinvestissements prévus en 2022 et 2023 par EEDWF pour renouveler le matériel et renforcer les capacités de production dans un contexte de croissance de la consommation, en particulier à Wallis.

### C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles d'EEDWF<sup>23</sup> pour 2023 s'élèvent à **2,3 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 49 % par rapport à celles constatées au titre de 2021, en raison de l'hypothèse retenue par EEDWF sur les TRV, dont le niveau prévisionnel en 2023 est comparable à celui de février 2022, 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 EEDWF (+ 10,5 % par rapport à 2021).

**Tableau 24 : Evolution des recettes de production prévues par EEDWF pour 2023 par rapport aux recettes constatées au titre de 2021**

en M€	2023 prév	2021	Evolution	
			en M€	en %
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>3,3</b>	<b>2,6</b>	0,8	30%
(-) Recettes de distribution	1,1	1,0	0,1	7%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	-2%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,2	0,1	0,1	42%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>2,3</b>	<b>1,5</b>	0,8	49%
<b>Recettes de production totales</b>	<b>2,3</b>	<b>1,5</b>	0,8	49%
<b>Recettes de production - Transition Energétique</b>	<b>0,09</b>	<b>0,06</b>	0,0	47%
<b>Recettes de production - Mécanisme de solidarités</b>	<b>2,19</b>	<b>1,46</b>	0,7	49%
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>87,86</b>	<b>64,94</b>		

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>22</sup> Pour rappel, EEDWF 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.

<sup>23</sup> Comme pour EDM, les recettes de production d'EEDWF 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.

### C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 11,3 M€ et 2,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2023 est évalué à **9,02 M€** pour EEWf. Il se décompose en **-0,02 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **9,04 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 2023

#### 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 2023 sont présentés dans le Tableau 25. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 495,1 M€ au titre de 2023.

**Tableau 25 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2023**

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Hydrogène	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	750,8	0,0	529,5	0,0	29,0	52,3	0,0	0,0	12,1	0,0	291,7	1 665,3
Guadeloupe	0,0	128,7	886,6	0,0	132,4	35,1	0,0	108,3	16,2	236,5	180,1	1 723,9
Guyane	0,0	0,0	149,6	0,0	0,0	18,8	0,0	0,0	7,6	95,3	106,3	377,6
Martinique	0,0	0,0	632,8	4,4	45,8	0,0	23,6	0,0	1,9	258,9	123,4	1 090,8
La Réunion	0,0	382,5	1 445,4	0,0	11,0	2,2	0,0	0,0	25,1	463,2	335,9	2 665,4
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	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,850
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>750,8</b>	<b>511,2</b>	<b>3 643,8</b>	<b>4,4</b>	<b>218,5</b>	<b>108,5</b>	<b>23,6</b>	<b>108,3</b>	<b>62,9</b>	<b>1 053,9</b>	<b>1 037,8</b>	<b>7 523,8</b>
Constatés en 2021 (GWh)	630,1	1427,8	3675,7	0,0	164,9	96,3	0,0	84,0	37,8	450,2	714,7	7 281,6
Evolution 2021-2023 (%)	19%	-64%	-1%	---	33%	13%	---	29%	66%	134%	45%	3,3%
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>153,2</b>	<b>195,4</b>	<b>1251,1</b>	<b>1,4</b>	<b>40,7</b>	<b>14,5</b>	<b>7,4</b>	<b>15,2</b>	<b>10,4</b>	<b>420,5</b>	<b>385,4</b>	<b>2 495,1</b>
Constatés en 2021 (M€)	80,9	419,2	1011,4	0,0	32,5	9,8	0,0	15,2	4,6	161,5	282,3	2017,4
Evolution 2021-2023 (%)	89%	-53%	24%	---	25%	48%	---	0%	126%	160%	37%	23,7%

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

### Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2021

Les volumes d'achats prévus pour 2023 sont en hausse de 3,3 % par rapport à 2021, et les coûts d'achat correspondant de 23,7 %. Cette augmentation résulte en partie d'une hausse prévisionnelle de la consommation par rapport à 2021, année marquée par les effets de la crise sanitaire dans certains territoires dont la consommation s'est maintenue à un niveau en deçà du niveau d'avant crise sanitaire. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2021 et 2023 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérées :

- La filière thermique voit son coût d'achat augmenter de manière importante (+ 24 %) malgré un volume relativement stable (- 1 %). Cette augmentation s'explique principalement par des hypothèses de prix de marché de combustibles, basées sur les cotations prévisionnelles du mois d'avril 2022, plus élevées que les prix constatés sur l'année 2021.
- Les volumes de la filière biomasse devraient significativement augmenter en 2023 par rapport à 2021 (+ 134 %). Cette augmentation est principalement entraînée par la conversion de la centrale de Bois Rouge à la Réunion, qui fonctionnera à la biomasse, en substitution du charbon, et continuera de valoriser de la bagasse, en particulier en période sucrière. Cette augmentation en volume s'accompagne d'une augmentation du coût d'achat du même ordre de grandeur (+ 160 %).
- La conversion de Bois Rouge entraîne une baisse de volume (- 64 %) pour la filière charbon/bagasse par rapport à 2021, qui s'explique également par une baisse de la production de la centrale du Gol dont la conversion débutera au cours de l'année 2023. La baisse de volume s'accompagne d'une baisse des coûts (- 53 %) qui est toutefois plus limitée en raison des hypothèses de prix de marché du combustible plus élevées que les prix constatés sur l'année 2021.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2023 par rapport à 2021 (+ 45 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, notamment issues des derniers appels d'offres, dont la puissance totale nouvellement installée est estimée à près de 200 MWc, et d'un moindre ensoleillement constaté en 2021 sur certains territoires. La hausse des coûts d'achat pour cette filière (+ 37 %) 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 2021. L'impact de la révision des contrats historiques (S6, S10) n'a pas été pris en compte à ce stade.
- Les interconnexions reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient retrouver un volume d'injection similaire à celui constaté ces dernières années et injecter davantage d'énergie dans le réseau corse par rapport

à 2021 (+ 19 %), année marquée par une indisponibilité du poste de conversion de la ligne SACOI sur le dernier trimestre. L'augmentation du coût d'achat est bien plus marquée (+ 89 %) compte tenu des prix de marché à terme observés pour l'année 2023 sur le continent européen, plus élevés que la moyenne constatée sur 2021.

- Les prévisions 2023 intègrent, en outre, une hausse de la production des filières biogaz (+ 66 %), éolien (+ 33 %) et hydraulique (+ 13 %) portée par le développement de ces filières. Les augmentations relatives des coûts d'achat associés à ces augmentations de volumes sont plus importantes pour les filières biogaz (+ 126 %) et hydraulique (+ 48 %) que pour la filière éolien (+ 25 %).
- Enfin, les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène, à la suite de la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquipac en Martinique<sup>24</sup>.

### 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 **762,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 26.

**Tableau 26 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2023**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prév
Quantités achetées (GWh)	1 665,3	1 723,9	377,6	1 090,8	2 665,4	0,0	0,850	7 523,8
Taux de pertes (%)	12,7%	13,7%	13,2%	9,3%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 453,8	1 487,7	327,7	989,4	2 436,2	0,0	0,810	6 695,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	106,47	118,17	111,01	117,09	114,79	116,51	109,95	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>154,8</b>	<b>175,8</b>	<b>36,4</b>	<b>115,8</b>	<b>279,6</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0891</b>	<b>762,6</b>

\* 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 2023 s'élèvent à **1 732,5 M€** dans les ZNI (2 495,1 M€ de coût d'achat - 762,6 M€ de coût évité).

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

- 628,8 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 1 103,8 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 2023**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 prév
Coût d'achat	484,2	571,4	113,1	384,1	942,2	0,0	0,212	2 495,1
Coût évité	154,8	175,8	36,4	115,8	279,6	0,0	0,089	762,6
<b>Surcoûts</b>	<b>329,4</b>	<b>395,6</b>	<b>76,7</b>	<b>268,2</b>	<b>662,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,123</b>	<b>1 732,5</b>
Transition Énergétique OA	70,7	53,0	27,6	36,0	113,0	0,0	0,038	300,3
Transition Énergétique gré à gré	0,2	68,7	29,5	54,1	175,9	0,0	0,085	328,5
Mécanismes de solidarité	258,5	273,9	19,6	178,2	373,6	0,0	0,000	1 103,8

## C.2.2 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2023

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2023 sont de 29,4 GWh, pour un montant de **10,5 M€**.

Par rapport au parc installé en 2021, EDM prévoit la mise en service d'ici 2023 de 30 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW bénéficiant de l'arrêté tarifaire S17. Le nombre d'installations photovoltaïques en fonctionnement passe ainsi de 138 pour une puissance de 23,3 MWc en 2021, à 167 pour une puissance de 25,1 MWc en 2023. Cela se traduit par une nette augmentation des volumes d'achat (+ 69 %) et des coûts d'achat (+ 42 %) par rapport à 2021 (Tableau 28).

Par ailleurs, 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

<sup>24</sup> 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

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 2023.

**Tableau 28 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels à EDM par les contrats d'achat au titre de 2023**

	2023 prév	2021	Evolution	
			en M€	en %
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>10,5</b>	<b>7,4</b>	3,1	42%
<b>Quantités achetées (GWh)</b>	<b>29,4</b>	<b>17,4</b>	12,0	69%
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,50%</i>	<i>9,66%</i>	<i>-1,16%</i>	<i>-12%</i>
<b>Quantités achetées et consommées (GWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>26,9</b>	<b>15,7</b>	11,2	71%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>96,82</i>	<i>67,85</i>	29,0	43%
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>2,6</b>	<b>1,1</b>	1,5	145%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>7,9</b>	<b>6,3</b>	1,5	25%

<sup>(1)</sup> 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 96,82 €/MWh (cf. partie C.1.2.2), est évaluée à **2,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28, en forte augmentation par rapport à celle constatée en 2021 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

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **7,9 M€** (10,5 M€ - 2,6 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 EEFW au titre de 2023

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2023 sont de 56,4 MWh, pour un montant de **22 k€**. EEFW n'a pas prévu pour le moment dans sa prévision la mise en service des 4 nouvelles installations photovoltaïques - 3 à Wallis et une à Futuna - sur lesquelles la CRE a délibéré respectivement le 3 septembre 2020<sup>25</sup> et le 20 janvier 2022<sup>26</sup> car les travaux ont pris du retard compte tenu de la situation sanitaire.

Par rapport à 2021, le surcoût d'achat progresse faiblement (+ 6 %) car l'augmentation des volumes et des coûts d'achats (+ 12 %) - liée à la mise en service de nouvelles installations - est compensée par une augmentation des coûts évités liés à l'augmentation de la PPTV (+ 35 %). Ces hypothèses seront affinées dans le cadre de la mise à jour de la prévision pour 2023.

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

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 87,86 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **5 k€**, comme détaillé dans le Tableau 29.

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

	2023 prév	2021	Evolution	
			en M€	en %
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	0,003	14%
<b>Quantités achetées (GWh)</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	0,006	12%
<i>Taux de pertes</i>	<i>7,02%</i>	<i>7,02%</i>	0,000	0%
<b>Quantités achetées et consommées (GWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>0,05</b>	<b>0,05</b>	0,006	12%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>87,86</i>	<i>64,94</i>	22,92	35%
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>0,005</b>	<b>0,003</b>	0,002	51%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	0,001	6%

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>25</sup> 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 EEFW pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis

<sup>26</sup> 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 EEFW pour une installation photovoltaïque située à Futuna

### 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 2023 s'élèvent à **17 k€**. 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 30 mars 2017<sup>27</sup>. Elles concernent EDF SEI et EDM. 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 2023

#### 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 2023 sont présentés dans le Tableau 30. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **6,3 M€** au titre de 2023.

#### Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2021

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2021 correspondent à ceux associés à 5 ouvrages de stockage situés en Corse, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes exposés pour 2023 correspondent à la mise en service de 8 installations sur les 11 dont le niveau de compensation a été fixé dans la délibération du 4 octobre 2018, soit 3 installations supplémentaires en service par rapport à 2021 et situées en Guadeloupe, Martinique et à la Réunion. 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 2023.

#### 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 **1,3 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 2023 s'élèvent à **5,0 M€** dans les ZNI (6,3 M€ de coût - 1,3 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

La décomposition des coûts, coûts évités et surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 30.

**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 2023**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL 2023 prév
<b>Quantités injectées (GWh)</b>	<b>4,7</b>	<b>0,1</b>	<b>2,1</b>	<b>4,0</b>	<b>2,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>13,5</b>
Constaté 2021 (GWh)	2,2	0,0	0,5	1,1	0,0	0,0	0,0	3,8
<b>Coûts (M€)</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>	<b>2,3</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>6,3</b>
Constaté 2021 (M€)	0,7	0,0	1,5	0,7	0,5	0,0	0,0	3,5
<b>Coûts évités (M€)</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>
Taux de pertes (%)	12,7%	13,7%	13,2%	9,3%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	4,1	0,1	1,8	3,7	2,4	0,0	0,0	12,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	106,47	118,17	111,01	117,09	114,79	116,51	109,95	---
<b>Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>1,9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,0</b>

\* 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.

<sup>27</sup> 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

### C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDM à Mayotte au titre de 2023

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2023 pour des ouvrages de stockage.

### 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 2015<sup>28</sup>, 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 2023.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017<sup>29</sup>. La définition de la compensation des petites actions de MDE a été subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019<sup>30</sup>. 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. C'est l'objet de cette section.

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

#### C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI pour 2023

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2023 à **138,6 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 31.

**Tableau 31 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF pour 2023**

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2023
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	48,2	16,8	13,2	21,5	19,2	0,80	0,12	119,9
	Frais du fournisseur historique	4,0	3,9	2,5	3,4	5,5	0,05	0,02	19,2
Recettes	Participations tierces	-0,1	-0,1	0,00	0,0	0,00	-0,32	0,00	-0,5
<b>Coût net total</b>		<b>52,0</b>	<b>20,6</b>	<b>15,7</b>	<b>24,9</b>	<b>24,7</b>	<b>0,53</b>	<b>0,14</b>	<b>138,6</b>

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.

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

La prévision des coûts de MDE pour 2023 conduit à une légère hausse des coûts par rapport au constaté au titre de 2021 (+ 7,6 M€). Le Tableau 32 détaille cette variation par poste.

<sup>28</sup> 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

<sup>29</sup> 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

<sup>30</sup> 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

**Tableau 32 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2023 et le constaté au titre de 2021**

M€	Nature de coûts	Total prévision 2023	Total constaté 2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	119,9	114,6	5,3	5%
	Frais du fournisseur historique	19,2	17,6	1,7	10%
Recettes	Participations tierces	-0,5	-1,1	0,6	-54%
<b>Coût net total</b>		<b>138,6</b>	<b>131,0</b>	<b>7,6</b>	<b>6%</b>

Depuis la mise en place des cadres territoriaux de compensation début 2019, la volonté de massifier progressivement le déploiement des actions de MDE s'accompagne d'une hausse continue et annuelle des aides commerciales ainsi que des frais du fournisseur historique en vue de mettre en place les outils et le personnel nécessaires, EDF SEI a ainsi retenu une hypothèse de hausse des aides commerciales et de ses frais en conséquence. Les participations tierces sont en baisse en raison de l'arrêt des participations des collectivités territoriales de Martinique.

#### C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2023

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2023 à **4,8 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. EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2023.

**Tableau 33 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM au titre de 2023 et évolution par rapport au constaté au titre de 2021**

M€	Nature de coûts	prev 2023	2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	4,1	3,1	1,0	33%
	Frais du fournisseur historique	0,8	0,8	0,0	2%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
<b>Coût total</b>		<b>4,8</b>	<b>3,8</b>	<b>1,0</b>	<b>26%</b>
Recettes CEE		0,0	-0,4	0,4	-100%
<b>Coût total net</b>		<b>4,8</b>	<b>3,4</b>	<b>1,5</b>	<b>43%</b>

#### Certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le décret n° 2021-712 du 3 juin 2021 relatif à la cinquième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie abaisse les seuils conduisant à des obligations d'économies d'énergie à 300 GWh par an à partir de 2022, faisant d'EDM un obligé dès 2022. A ce titre, EDM financera une opération SARE sur le territoire de Mayotte qui permettra de remplir ses obligations. Cette imputation, qui n'apparaît pas dans les prévisions budgétaires de 2022 et 2023, sera régularisée dès réception des premiers appels à financement.

Les règles définies pour EDF SEI s'appliqueront donc à EDM dès 2022 : l'obligation CEE relèvera de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE. Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDM ou dans le cas où EDM serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE, seront donc comptabilisés dans les coûts de production et non dans les coûts de MDE.

EDM évalue la recette issue de la valorisation des CEE excédentaires à 0,4 M€ en 2023, *au périmètre des coûts de production*. Afin de permettre la comparaison avec les coûts nets constatés en 2021, les recettes CEE d'EDM *au périmètre de la MDE* sont donc données égales à 0 € pour 2023.

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

La prévision des coûts de MDE pour 2023 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2021 (+ 1,0 M€). Le Tableau 33 détaille cette variation par poste.

Les coûts prévisionnels pour 2023 ont été établis sur la base des objectifs du cadre territorial de compensation, adopté début 2019, qui ont été mis à jour (au niveau des volumes ou montants de primes pour certaines actions) afin de tenir compte des retours d'expérience ou des reports de projets entre 2021 et 2022.

La forte hausse des coûts prévisionnels pour 2023 par rapport au réalisé 2021 s'explique principalement par la différence entre le nombre de placement constaté en 2021, en retard par rapport aux objectifs de déploiement du

cadre, et une trajectoire ambitieuse qui prévoit un nombre de placements élevés en 2023, les primes unitaires étant, elles, maintenues au même niveau.

Le passage au statut d'acteur obligé et le transfert de recettes CEE associées dans les coûts de production se traduisent par une augmentation du cout total net de la MDE de 1,5 M€.

### 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 2023.

### C.6 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2023

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 478,0 M€** pour l'année 2022 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **748,1 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 729,9 M€**.

**Tableau 34 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2023, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux**

<i>en M€</i>	EDF	EDM	EWF	Autres acteurs	Total
<b>Transition énergétique</b>	<b>735,4</b>	<b>12,7</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>748,1</b>
<i>Surcoûts achats OA</i>	300,3	7,9			308,2
<i>Surcoûts achats GAG ENR</i>	328,5		0,02		328,5
<i>Surcoûts production FH ENR</i>	-36,9		-0,02		-36,9
<i>MDE</i>	138,6	4,8			143,4
<i>Stockage</i>	5,0				5,0
<i>Etudes ZNI identifiées dans PPE</i>				0,0	0,0
<b>Mécanismes de solidarité</b>	<b>1 557,3</b>	<b>163,6</b>	<b>9,0</b>		<b>1 729,9</b>
<i>Surcoûts achats GAG non ENR</i>	1 103,8				1 103,8
<i>Surcoûts production FH non ENR</i>	453,5	163,6	9,0		626,1

## **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 2023**

Pour l'année 2023, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **72,0 M€**. Elles correspondent à l'enveloppe budgétaire globale d'attribution fixée pour l'appel d'offres « Effacement 2023 » lancé en avril 2022. Ce montant se situe dans la lignée de l'enveloppe de 70,8 M€ attribuée pour l'appel d'offres « Effacement 2022 » et intégré à la mise à jour des charges prévisionnelles de RTE au titre de 2022 (total de 86,6 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1<sup>er</sup> 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 2023, 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 2013<sup>31</sup>, 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,

<sup>31</sup> 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 2021<sup>32</sup> 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 2021<sup>33</sup>.

\* \* \*

Au titre de l'année 2023, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été déclarées :

- par EDF en métropole continentale et en ZNI<sup>34</sup> ;
- par 72 entreprises locales de distribution et 7 fournisseurs alternatifs 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 d'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 2023, cette compensation s'élève à **24,8 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,1 M€ en 2021).

### **E.1.2 Charges liées à la mise à disposition des données de consommation**

Pour 2023, ces charges ont été déclarées par 5 opérateurs seulement<sup>35</sup>. Les charges prévisionnelles liées à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2023 sont estimées à **12,6 M€**.

L'arrêté fixant le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs a été publié le 20 mai 2021 au journal officiel. Les coûts prévisionnels exposés pour l'année 2023 ont été retenus et sont en accord avec les plafonds fixés dans cet arrêté. Les régularisations nécessaires seront opérées en fonction du nombre de dispositifs effectivement déployés lors de l'établissement des charges constatées.

### **E.1.3 Charges liées aux autres dispositifs 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 associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2023.

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2023 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**.
- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,008 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 2023 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,008 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 pour 2023 s'élève à **4,5 M€**.

\* \* \*

Au titre de l'année 2023, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 4,5 M€ (dont 0,008 M€ associés au tarif de première nécessité et 4,5 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est supérieur aux charges constatées au même titre en 2021 (3,1 M€, dont - 0,002 M€ associé au TPN et 3,1 M€ liés au chèque énergie). En effet, EDF envisage un retour à la normale pour ce volet des charges qui devrait retrouver

<sup>32</sup> 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.

<sup>33</sup> 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.

<sup>34</sup> 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.

<sup>35</sup> Dont EDF, Engie, et trois entreprises locales de distribution

son niveau d'avant la crise sanitaire, voire un niveau légèrement supérieur, du fait d'une hausse des mises en service due au rattrapage du retard accumulé pendant les deux années de pandémie.

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

Les charges prévues par les opérateurs pour 2023 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **42,0 M€** (24,8 M€ + 12,6 M€ + 4,6 M€), contre 28,4 M€ en 2021.

Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 35. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 37.

**Tableau 35 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2023**

	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)	2023 prévision	2021 constaté	2022 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€	M€
<b>EDF</b>	<b>18,6</b>	<b>6,9</b>	<b>1,9</b>	<b>27,5</b>	<b>19,7</b>	<b>20,7</b>
EDF MC	18,2	6,9	1,6	26,7	18,8	19,9
EDF ZNI	0,4	0,0	0,4	0,8	0,8	0,8
<b>EDM</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ELD</b>	<b>0,7</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>1,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>
<b>Autres fournisseurs</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>2,5</b>	<b>13,5</b>	<b>7,0</b>	<b>7,8</b>
<b>Total</b>	<b>24,8</b>	<b>12,6</b>	<b>4,6</b>	<b>42,0</b>	<b>27,4</b>	<b>29,3</b>

## 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<sup>er</sup> 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.

\* \* \*

Au titre de l'année 2023, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz ont été déclarées par EDF, par 14 entreprises locales de distribution et par 6 fournisseurs alternatifs<sup>36</sup>.

#### 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 pour l'année 2023.

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

21 fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie, pour un total de **1,8 M€**. Ils étaient autant 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

Aucun fournisseur n'a déclaré de charges liées à la mise à disposition des données de consommation.

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

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2023 s'élève donc à **1,8 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 37.

<sup>36</sup> Engie, Total Direct Énergie, Iberdrola, Dyneff, Vattenfall et Gédia Energies et Services.

Tableau 36 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz au titre de 2023

	Mise à disposition des données de consommation	Autres dispositifs		Total à compenser en 2023
		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	0,0	0,0	1,2	1,2
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,8</b>	<b>1,82</b>

### 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 2023, s'élève ainsi à 43,9 M€ (dont 42,0 M€ en électricité, et 1,8 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport aux montants constatés sur l'année 2021, qui s'élevaient à 29,0 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, la loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, la compensation des 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. Cette mesure a été introduite au 5<sup>o</sup> de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Cet article dispose notamment que ces coûts 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<sup>o</sup> et 4<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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 17 février 2022<sup>37</sup>, 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 2023.

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, au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats pour l'année 2023, les opérateurs ont déclaré **73,2 M€** de charges :

- 68,8 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 64,3 M€ prévus par EDF, 3,7 M€ par 78 entreprises locales de distribution et 0,8 M€ par 6 organismes agréés) ;
- 4,4 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 0,2 M€ prévus par quatre entreprises locales de distribution et 4,2 M€ par 18 fournisseurs de gaz naturel).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice des charges prévisionnelles au titre de 2023. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2023.

En particulier, la délibération de la CRE<sup>38</sup> du 27 mai 2021 met en place un cadrage de 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.

<sup>37</sup> Délibération de la CRE du 17 février 2022 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

<sup>38</sup> Délibération n° 2021-144 de la CRE du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale

## G. DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2023 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE

Le Tableau 37 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2023 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et les acheteurs en dernier recours<sup>39</sup>.

**Tableau 37 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2023 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et acheteurs en dernier recours**

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat				Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	3 194	918 628	163 203	0	755 425	2 250	41 900	799 575
SICAE de l'Aisne	5 262	1 557 497	444 332	0	1 113 165	0	0	1 113 165
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	15 950	1 821 648	1 296 793	0	524 854	3 319	13 761	541 934
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	34	21 377	1 869	0	19 508	0	0	19 508
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	147	74 838	8 476	0	66 362	0	0	66 362
Régie Electrique DALOU	39	17 796	2 121	0	15 675	34	1 095	16 803
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 259	569 852	68 349	0	501 503	1 434	3 526	506 463
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	14	7 817	778	0	7 039	0	1 018	8 057
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 724	1 138 153	160 501	0	977 652	900	473	979 025
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	365	91 150	17 203	0	73 947	0	4 706	78 653
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	6 067	787	0	5 280	0	873	6 153
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	5	3 291	383	0	2 908	0	458	3 366
Régie municipale d'Electricité QUIJE	7	2 607	438	0	2 169	0	575	2 744
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 123	489 503	372 481	0	117 022	900	2 065	119 987
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 710	1 707 158	647 981	0	1 059 177	0	492	1 059 668
Régie d'Electricité SAINT-QUIRAC - CANTE - LISSAC - LABATUT	388	216 337	35 997	0	180 340	0	92	180 432
S.T.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 805	2 288 955	1 896 359	0	392 596	231	21 470	414 297
Énergie Quillan Occitanie	5 064	667 622	298 724	0	368 898	2 814	4 107	375 819
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	3 586	383 415	296 884	0	86 531	1 260	7 409	95 200
Régie SDED EROME-GERVANS	171	107 039	10 605	0	96 434	0	0	96 434
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	88	39 651	4 678	0	34 973	422 562	4 738	462 273
SYNELVA COLLECTIVITES	81 634	10 614 240	20 520 846	132 005	-10 038 610	10 800	0	-10 027 810
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	888	319 849	87 011	0	232 837	0	6 408	239 245
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	117	30 673	13 508	0	17 166	0	2 433	19 598
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	299	67 038	26 558	0	40 480	28	4 307	44 815
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 873	1 646	0	10 227	0	0	10 227
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 152	1 307 115	746 880	2 000	558 235	0	36 322	594 557
Régie Municipale de Bazas Energie	904	297 151	54 873	0	242 279	431	5 539	248 248
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	1 067	260 578	117 741	0	142 837	520	4 802	148 159
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	259	126 628	15 179	0	111 449	0	7 383	118 832
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	37 595	8 814 586	8 466 555	26 001	322 031	11 840	93 069	426 940
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	115 530	13 797 166	30 667 313	264 009	-17 134 156	115 656	131 059	-16 887 441
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	68	34 229	6 004	0	28 225	245	3 450	31 920
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	4 737	1 606 817	1 088 819	2 000	515 998	9 446	9 022	534 466
S.T.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	130 392	12 754 351	12 259 716	0	494 634	13 850	95 110	603 595
Régie Communale Electrique SAULNES	14	6 699	841	0	5 859	728	1 493	8 079
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	211 011	38 611 050	60 862 614	238 008	-22 489 572	85 759	248 656	-22 155 157
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	10 063	1 548	0	8 515	0	0	8 515
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	609	105 237	63 995	0	41 242	0	1 310	42 552
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	5 947	1 891 614	1 922 377	130 005	-160 768	1 640	5 885	-153 243
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	15 137	1 459	0	13 678	118	0	13 797
Régie d'Electricité BITCHE	70	35 220	5 677	0	29 543	780	2 620	32 943
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	88	28 152	9 352	0	18 800	507	13 413	32 720
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	94	31 883	7 821	0	24 062	4 127	2 620	30 808
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	43 157	7 299	0	35 858	135	1 390	37 383

<sup>39</sup> 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 AMNEVILLE	292	82 054	26 348	0	55 706		0	1 705	57 411
Régie Municipale d'Electricité HOMBORG HAUT	53	22 036	4 832	0	17 204		606	1 445	19 255
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 306	979 541	458 671	0	520 870		4 962	0	525 832
R.M.E.T. TALANGE	143	37 302	10 027	0	27 275		828	4 810	32 913
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	36	21 187	2 641	0	18 547		3 581	1 000	23 128
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	26	10 652	1 526	0	9 126		0	0	9 126
S.I.C.A.E. CARNIN	50	17 064	4 276	0	12 788		0	0	12 788
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	47	21 205	4 111	0	17 094		0	0	17 094
Régie Municipale d'Electricité LOOS	58	22 906	6 720	0	16 186		2 976	40	19 202
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	186	118 865	10 637	0	108 228		6 781	0	115 008
S.I.C.A.E. OISE	179 015	20 226 497	47 080 258	386 014	-27 239 774		22 950	134 281	-27 082 543
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	54	24 714	5 014	0	19 700		0	0	19 700
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	15	5 054	845	0	4 209		1 350	0	5 559
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	18	7 620	1 258	0	6 362		0	0	6 362
Energies Services LANNEZAN	621	230 343	152 404	0	77 940		4 654	3 913	86 506
Régie Électrique LA CABANASSE	20	8 440	1 993	0	6 447		0	85	6 532
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 461	223 137	590 785	0	-367 649		327	1 860	-365 462
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	19	9 120	1 107	0	8 013		250	0	8 263
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	742	369 809	230 085	0	139 724		900	12 133	152 757
GAZ DE BARR	260	93 964	13 723	0	80 241	546 719	5 428	5 231	637 619
UME	8 202	1 649 567	2 060 536	8 000	-418 970		561	21 065	-397 343
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	24	762 653	5 310	0	757 344		837	7 754	765 935
ES ENERGIES STRASBOURG	345 616	96 872 185	93 116 064	576 892	3 179 229	1 374 268	189 662	498 401	5 241 560
VIALIS	23 779	5 249 270	6 052 393	40 001	-843 124		17 628	48 370	-777 126
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 043	4 624 570	6 107 190	56 002	-1 538 621		908	36 772	-1 500 941
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	176	103 449	48 310	0	55 139		0	5 001	60 140
SICAE EST	73 398	10 319 853	19 059 543	116 004	-8 855 695		5 850	96 544	-8 753 301
SOREA	30 935	3 073 277	6 787 107	20 001	-3 733 831		0	34 263	-3 699 568
Régie Électrique TIGNES	8 876	714 849	1 927 900	34 001	-1 247 052		1 940	0	-1 245 112
Régie Électrique Communale AUSSOIS	16	5 225	1 440	0	3 785		0	0	3 785
Régie Électrique AVRIEUX	8	4 298	783	0	3 515		0	0	3 515
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTOISE	45	29 498	2 816	0	26 682		1 061	300	28 043
Régie Électrique Municipale VILLAROGGER	13	2 048	824	0	1 224		378	100	1 702
Régie Électrique MONTVALEZAN	14	8 080	3 616	0	4 464		56	0	4 520
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	14 493	1 410 366	3 354 922	12 000	-1 956 556		370	15 851	-1 940 335
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 587	243 432	369 657	0	-126 225		900	0	-125 325
Syndicat des Énergies Electriques de TARENTOISE	8 665	1 006 513	518 447	0	488 066		0	0	488 066
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	6 668	619 160	1 633 376	0	-1 014 216		3 150	8 910	-1 002 156
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	516	259 210	43 930	0	215 280		5 504	4 353	225 137
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	4 604	340 588	216 650	0	123 938		1 350	3 915	129 203
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	8 955	971 924	2 284 188	8 000	-1 320 264		4 050	17 550	-1 298 664
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	6 485	2 156 051	556 285	0	1 599 766		15 750	24 984	1 640 500
S.A.I.C. PERS LOISINGES	107	45 198	6 852	0	38 345		12	0	38 357
RÉGIE D'ELECTRICITÉ D'ELBEUF	180	80 324	43 453	0	36 871		10 979	6 112	53 963
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	97	48 547	4 403	0	44 144		0	1 242	45 386
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 720	604 834	148 125	0	456 709		4 218	9 249	470 177
SEOLIS	782 879	93 181 134	195 398 446	670 023	-102 887 335		124 084	741 329	-102 021 922
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	377 643	36 795 340	97 116 173	384 013	-60 704 846		7 200	305 112	-60 392 534
GAZELEC DE PERONNE	37 080	3 493 710	9 128 826	60 002	-5 695 118		30 730	58 032	-5 606 356
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 123	1 174 957	619 015	0	555 942		1 350	6 574	563 866
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4	1 895	265	0	1 630		0	610	2 240
SICAE du CARMAUSIN	17 415	4 433 524	4 441 471	8 000	-15 947		5 395	49 464	38 912
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	2 415	535 669	583 145	0	-47 476		47 991	26 788	27 303
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Coccagne	16 433	2 554 808	1 423 171	0	1 131 637		5 242	49 000	1 185 880
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	698 091	101 684 769	172 404 211	486 017	-71 205 459		254 185	717 419	-70 233 855
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	506	44 563	45 245	0	-682		133	0	-549
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	8 375	1 021 475	2 371 437	26 001	-1 375 963		0	10 858	-1 365 105
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	1 064	266 616	92 792	0	173 824		1 553	5 692	181 068
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	79	34 064	7 057	0	27 007		0	0	27 007

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	90	43 009	5 485	0	37 525		3 023	1 879	42 427
AXPO Solutions AG	0	3 202 155	0	238 008	2 964 147		0	4 500	2 968 647
BCM ENERGY						1 075 407		41 408	1 116 814
TOTAL Flex	263 604	25 237 382	69 526 377	698 024	-44 987 019		0	606 963	-44 380 056
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		20 592		20 592
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	1 126 072	2 099 248	14 016	3 239 336
ENARGIA	0	0	0	0	0		3 219		3 219
ENERCOOP	29 548	3 626 777	7 234 034	40 001	-3 647 258	431 835	0	193 122	-3 022 302
CALEO							3 200		3 200
ENDESA ENERGIA SA						8 584 368		95 493	8 679 861
SAVE						121 658 487		1 025 054	122 683 540
ALSEN						2 642 339		11 304	2 653 643
Gaz de Bordeaux						9 355 635	7 000	150 874	9 513 508
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						5 397 260		86 597	5 483 857
Gaz de Paris						4 156 022		80 806	4 236 828
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		7 517		7 517
PICOTY						346 939		14 581	361 521
DYNEFF							6 421		6 421
GEG Source d'Energies						965 151		21 494	986 645
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						5 637 365		63 601	5 700 966
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						4 307 604		103 122	4 410 726
ENGIE	0	0	0	0	0	148 517 816	12 428 000	2 090 759	163 036 575
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		967		967
IBERDROLA ENERGIE FRANCE	0	0	0	0	0		87 490		87 490
JOUL	327	69 568	84 094	0	-14 527		15 070	29 704	35 616
PLUM ENERGIE						31 721		30 337	62 058
PROVIRIDIS SAS						3 661 639		61 500	3 723 139
REDEO ENERGIES SAS						21 002 102		352 576	21 354 678
SELFEE	1 496	327 430	338 882	0	-11 452		0	10 320	-1 132
Terreal						-57 189		6 040	-51 149
Total Gas& Power limited						1 784 565		67 216	1 851 781
UNION DES PRODUCTEURS LOCAUX D'ELECTRICITE	15 521	1 449 624	3 629 035	16 001	-2 195 412		1 824	17 764	-2 175 824
<b>TOTAL</b>	<b>3 676 909</b>	<b>535 865 852</b>	<b>900 095 113</b>	<b>4 677 036</b>	<b>-368 906 297</b>	<b>342 974 057</b>	<b>15 756 681</b>	<b>8 939 455</b>	<b>-1 236 104</b>