

## ANNEXE 2

### Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2022 (CP''<sub>22</sub>)

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 a introduit le principe d'une mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles pour les opérateurs concernés au titre de l'année en cours.

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2022<sup>1</sup> par les différents opérateurs concernés ou la première prévision de ces charges pour ceux qui n'avaient pas pu la faire auparavant. 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>2</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 2022 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

#### Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2022

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>3</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).

<sup>1</sup> Les charges initialement prévues font l'objet de l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022.

<sup>2</sup> LOI n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

<sup>3</sup> Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

**Principe des frais financiers**

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

En prenant en compte 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 la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2022 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'énergie mises à jour au titre de 2022 est évalué à **- 582,7 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.

Les comparaisons de ce montant avec les charges constatées au titre de 2021 et prévues initialement au titre de 2022 sont fournies dans le Tableau 2. La crise des prix de gros de l'électricité et du gaz est à l'origine de modifications très importantes des montants de charges, conduisant à un niveau global négatif des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2022.

**Tableau 1 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2022**

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2022
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>-3 941,0</b>					<b>0,0</b>	<b>-297,1</b>	<b>-39,7</b>	<b>-4 277,8</b>
Eolien terrestre	-3 696,1					0,0	-273,5	-27,8	-3 997,4
Eolien en mer	-37,9					0,0	0,0	0,0	-37,9
Photovoltaïque	534,8					0,0	40,6	-8,8	566,6
Bio-énergies	-173,3					0,0	-39,0	0,0	-212,3
Autres énergies	-568,6					0,0	-25,1	-3,1	-596,7
<b>Injection biométhane</b>	<b>0,0</b>					<b>0,0</b>	<b>3,6</b>	<b>131,8</b>	<b>135,4</b>
<b>Soutien en ZNI <sup>(1)</sup></b>	<b>2 389,7</b>	<b>150,8</b>	<b>8,8</b>	<b>0,0</b>					<b>2 549,2</b>
Transition énergétique	581,3	11,3	0,00	0,0					592,6
Mécanismes de solidarité	1 808,4	139,5	8,8	0,0					1 956,6
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>829,3</b>					<b>0,0</b>	<b>-7,0</b>	<b>-2,9</b>	<b>819,5</b>
<b>Effacement</b>					<b>86,6</b>				<b>86,6</b>
<b>Dispositifs sociaux <sup>(2)</sup></b>	<b>24,1</b>	<b>0,0</b>					<b>1,1</b>	<b>11,1</b>	<b>36,3</b>
Compensation FSL	18,6	0,0					0,7	5,2	24,6
Afficheur déporté	2,9						0,2	1,5	4,7
Autres	2,5	0,0					0,2	4,3	7,1
<b>Frais divers</b>	<b>60,8</b>					<b>0,0</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>68,1</b>
Frais de gestion	60,8					0,0	3,6	3,6	68,1
	<b>-637,1</b>	<b>150,8</b>	<b>8,8</b>	<b>0,0</b>	<b>86,6</b>	<b>0,0</b>	<b>-295,7</b>	<b>104,0</b>	<b>-582,7</b>

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

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

**Tableau 2 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2022 par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et initialement prévues pour 2022**

en M€	Mise à jour de la prévision 2022	Prévision initiale pour 2022	Evolution 2022 reprév - 2022 prév		Charges constatées au titre de 2021	Evolution 2022 reprév - 2021	
			en M€	en %		en M€	en %
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>-4 277,8</b>	<b>5 153,8</b>	<b>-9 431,6</b>	<b>-183%</b>	<b>2 954,4</b>	<b>-7 232,2</b>	<b>-245%</b>
Eolien terrestre	-3 997,4	1 277,7	-5 275,1	-413%	200,1	-4 197,5	-2098%
Eolien en mer	-37,9	82,3	-120,2	-146%	0,0	-37,9	0%
Photovoltaïque	566,6	2 957,8	-2 391,2	-81%	2 275,7	-1 709,1	-75%
Bio-énergies	-212,3	624,7	-837,0	-134%	503,4	-715,7	-142%
Autres énergies	-596,7	211,3	-808,0	-382%	-24,8	-572,0	2310%
<b>Injection biométhane</b>	<b>135,4</b>	<b>712,9</b>	<b>-577,5</b>	<b>-81%</b>	<b>221,9</b>	<b>-86,5</b>	<b>-39%</b>
<b>Soutien en ZNI</b>	<b>2 549,2</b>	<b>2 163,6</b>	<b>385,7</b>	<b>18%</b>	<b>2 192,0</b>	<b>357,2</b>	<b>16%</b>
Transition énergétique	592,6	670,3	-77,7	-12%	566,2	26,4	5%
Mécanismes de solidarité	1 956,6	1 493,3	463,3	31%	1 625,8	330,8	20%
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>819,5</b>	<b>646,1</b>	<b>173,3</b>	<b>27%</b>	<b>654,0</b>	<b>165,5</b>	<b>25%</b>
<b>Effacement</b>	<b>86,6</b>	<b>40,0</b>	<b>46,6</b>	<b>116%</b>	<b>13,1</b>	<b>73,4</b>	<b>559%</b>
<b>Dispositifs sociaux</b>	<b>36,3</b>	<b>30,9</b>	<b>5,4</b>	<b>17%</b>	<b>29,0</b>	<b>7,3</b>	<b>25%</b>
Compensation FSL	24,6	24,1	0,4	2%	24,1	0,4	2%
Afficheur déporté	4,7	0,2	4,5	2236%	0,0	4,7	0%
Autres	7,1	6,6	0,5	7%	4,8	2,2	46%
<b>Frais divers</b>	<b>68,1</b>	<b>62,9</b>	<b>5,2</b>	<b>8%</b>	<b>57,2</b>	<b>10,9</b>	<b>19%</b>
Frais de gestion	68,1	62,9	5,2	8%	57,2	10,9	19%
	<b>-582,7</b>	<b>8 810,3</b>	<b>-9 393,0</b>	<b>-107%</b>	<b>6 121,6</b>	<b>-6 704,3</b>	<b>-110%</b>

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

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2022 est en baisse de 6 704,3 M€ par rapport à celui constaté en 2021 (soit - 110 %).

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole de 7 232,2 M€ (- 245 %). Elle s'explique essentiellement par la hausse des prix de gros à terme dans le contexte actuel de crise des prix de gros (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 85,1 €/MWh à 170,3 €/MWh, soit + 85 €/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.
- (hausse) Les charges liées à la cogénération en métropole augmentent de + 165,5 M€ (+ 25 %). En effet, le coût d'achat pour cette filière augmente fortement (+ 46 % de coût d'achat unitaire) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix de gros du gaz. Toutefois, la valorisation de l'énergie produite augmente également, au même titre que celle des énergies renouvelables, ce qui modère la hausse.
- (baisse) La baisse des charges liées à l'achat de biométhane entre 2021 et 2022 (- 86,5 M€) est la conséquence de la hausse importante des prix de gros à terme (+ 37 €/MWh en moyenne) et donc du coût évité. Cet effet surpasse l'effet de hausse des coûts d'achat dû à la progression substantielle de la filière, avec une augmentation d'environ 3 078 GWh PCS des quantités injectées, soit une multiplication par 1,7 du volume de biométhane acheté entre 2021 et 2022.
- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 26,4 M€) est due à plusieurs facteurs :
  - (hausse) Les surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF dans les ZNI sont en hausse en 2022 par rapport au constaté 2021 (+ 56,1 M€). Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des volumes d'achats des filières biomasse et photovoltaïque, à la faveur de la mise en service de nouvelles installations au cours des années 2021 et 2022.
  - (baisse) Cette hausse est partiellement compensée par la baisse des coûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI (- 31,0 M€), principalement à cause de la hausse des recettes liée aux augmentations tarifaires prévues en 2022.
- (hausse) La hausse notable des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 330,8 M€) est due à plusieurs facteurs :
  - (hausse) Les surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable d'EDF en ZNI sont en hausse en 2022 (+ 229,9 M€), en raison des prévisions d'évolution à la hausse des indices de prix des différents combustibles utilisés et, dans une moindre mesure, des volumes (solicitation plus forte des moyens thermiques à la Réunion pour compenser les arrêts pour travaux de conversion de la centrale de Bois Rouge, meilleure disponibilité des interconnexions en Corse).
  - (hausse) Les surcoûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI sont en hausse pour EDF SEI (+ 61,6 M€) comme pour EDM (+ 36,5 M€) du fait principalement de l'augmentation prévue des coûts de combustible et des coûts d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub>.
- (hausse) La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement se confirme en 2022 (+ 73,4 M€, soit une multiplication par 6,6 des charges associées).

\*

## Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2022

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2022 est inférieur de 9 393,0 M€ à celui initialement prévu (soit - 107 %). 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 flambée des prix de gros de l'électricité et du gaz du second semestre 2021.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse des charges liées aux ENR électriques en métropole de 9 431,6 M€ (- 183 %). Elle s'explique essentiellement par la hausse des prix de gros à terme dans le contexte actuel de crise des prix de gros (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 55,3 €/MWh à 170,3 €/MWh, soit + 115 €/MWh en moyenne).

- (hausse) Les charges liées à la cogénération en métropole augmentent de + 173,3 M€ (+ 27 %). En effet, le coût d'achat pour cette filière augmente fortement (+ 77 % de coût d'achat unitaire) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix de gros du gaz. Toutefois, la valorisation de l'énergie produite augmente également, au même titre que celle des énergies renouvelables, ce qui modère la hausse.
- (baisse) La prévision de charges liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté est revue à la baisse de 577,5 M€ principalement en raison de la hausse importante des prix de gros du gaz de l'ordre de 70 €/MWh. Cet effet est renforcé par le retard de mise en service de plusieurs installations (- 1 082 GWh PCS sur l'année).
- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 77,7 M€) est due à :
  - (baisse) La baisse des surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF SEI à travers des contrats d'obligation d'achat sont en baisse en 2022 par rapport à la prévision initiale (- 45,8 M€), en lien avec des mises en service de parcs éoliens moins ambitieuses que pour la prévision initiale et une estimation du productible annuel en baisse.
  - (baisse) La baisse des surcoûts de production d'énergie renouvelable d'EDF SEI (- 65,4 M€) en raison de l'augmentation des recettes qu'engendre la mise à jour des prévisions d'évolution tarifaire à la hausse.
- (hausse) La hausse conséquente des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 463,3 M€) est due à plusieurs facteurs :
  - (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable d'EDF en ZNI sont en nette hausse en 2022 par rapport à la prévision initiale (+ 400,9 M€). Cette hausse tient à la mise à jour des prévisions d'évolution à la hausse des prix des différents combustibles utilisés à partir des cotations prévisionnelles des cours mondiaux.
  - (hausse) Les surcoûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI sont en hausse (+ 31,5 M€ pour EDF, + 29,0 M€ pour EDM) principalement à cause d'une révision à la hausse des coûts de combustibles et des coûts d'acquisitions des quotas de CO<sub>2</sub> à la faveur des cotations prévisionnelles observées sur les marchés à partir du deuxième semestre 2021.
- (hausse) La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement se confirme en 2022, à un niveau supérieur à celui prévu initialement (+ 46,6 M€ soit une multiplication par 2,2 des charges associées).

# SOMMAIRE

<b>A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE 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 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2022...	15
A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les organismes agréés au titre de 2022.....	18
A.4 Bilan.....	19
<b>B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE .....</b>	<b>20</b>
B.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2022 .....	20
B.2 Mise à jour des coûts évités aux fournisseurs de gaz prévisionnels au titre de 2022 .....	20
B.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2022 .....	21
B.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2022 .....	21
B.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022.....	21
<b>C. SOUTIEN EN ZNI .....</b>	<b>23</b>
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées	23
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées.....	29
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées.....	32
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées .....	33
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE.....	35
C.6 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2022 .....	35
<b>D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS .....</b>	<b>36</b>
D.1 Contexte juridique.....	36
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2022 .....	36
<b>E. DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>37</b>
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité .....	37
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz .....	39
<b>E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux.....</b>	<b>40</b>
<b>F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ).....</b>	<b>41</b>
<b>G. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2022 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE .....</b>	<b>42</b>

## A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en métropole » et 4 « Soutien à la cogénération gaz naturel et autres moyens thermiques ». 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 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 prévoyaient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur (en particulier, certains contrats ne prévoient pas le remboursement par les producteurs de l'ensemble du soutien perçu au cours de l'exécution des contrats).

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 la mise à jour de sa prévision au titre de 2022.

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2022 s'élève à 68,0 TWh : elle augmente par rapport à 2021 (+ 3,7 TWh soit + 6 %) mais est en baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2022 (- 4,0 TWh soit - 6 %). La puissance des installations soutenues s'élèverait, elle, à 38,2 GW en 2022. Au même titre que la production du parc, elle augmente entre 2021 et 2022, de 2,3 GW (+ 7 %), mais baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2022 (- 1,1 GW, soit - 3 %).

**Tableau 3 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2022 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	64,4	6,9	-	5,8	31,6	-	1,6	2,8	3,0	12,4	0,3
	2022 (initiale)	72,0	5,3	-	6,1	36,0	0,7	1,4	2,6	2,9	16,3	0,7
	2022 (mise à jour)	68,0	6,0	-	4,6	33,8	0,5	1,3	2,5	3,0	15,9	0,3
	2021	35,9	2,7	0,4	1,9	16,3	-	0,2	0,5	0,7	12,9	0,2



Puis- sance soutenue (GW)	2022 (ini- tiale)	39,3	2,5	0,4	2,0	17,3	0,5	0,2	0,5	0,7	14,9	0,2
	2022 (mise à jour)	38,2	2,4	0,4	1,3	16,9	0,5	0,2	0,5	0,7	15,2	0,2

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu augmente entre 2021 et 2022 (+ 0,6 GW, soit + 4 %) pour atteindre 16,9 GW en 2022. La baisse observée par rapport à la prévision initiale au titre de 2022 (- 0,4 GW) correspond au volume des sorties de contrats d'achat anticipées qui ont été observées début 2022. Malgré un regain d'activité consécutif à la crise sanitaire, des retards de mises en service par rapport au délai réglementaire de 36 mois, en raison notamment des procédures contentieuses, impactent également la prévision au titre de 2022. Ainsi, l'énergie produite par la filière éolienne pourrait s'établir à 33,8 TWh en 2022, en augmentation de 7 % par rapport à l'année 2021, mais en baisse de - 6 % par rapport à la prévision initiale au titre de 2022.

La mise en service du **parc éolien en mer** posé situé à Saint-Nazaire, d'une puissance de 480 MW devrait être totalement effective d'ici fin 2022. En revanche, les mises en service de deux parcs éoliens en mer pilotes flottants, totalisant une puissance de 48 MW, devraient intervenir en 2023 et non en 2022 comme initialement prévu. La filière éolienne en mer devrait donc produire 0,5 TWh en 2022 au lieu des 0,7 TWh pris en compte dans la prévision initiale au titre de 2022.

Le **parc photovoltaïque** soutenu progresse de 18 % entre 2021 et 2022 et pourrait représenter 15,2 GW fin 2022, un niveau légèrement supérieur à la prévision initiale (+ 0,3 GW, soit + 2 %). En particulier, EDF prévoit une hausse des mises en service pour les contrats d'achat s'inscrivant dans le cadre des arrêtés tarifaires de 2017 et 2021, en cohérence avec la hausse du rythme des demandes de contrats observée dès 2021. L'énergie produite par ce parc soutenu progresse fortement et pourrait s'élever à 15,9 TWh en 2022 (+ 3,5 TWh par rapport à 2021).

La **filière cogénération au gaz naturel** devrait décroître entre 2021 et 2022, à la fois de - 12 % en puissance pour atteindre 2,4 GW fin 2022 et de - 13 % en énergie pour une production anticipée de 6,0 TWh. Les prévisions de mises en service ont été revues à la baisse à la suite de l'arrêt de certains projets, notamment liés à la forte hausse des prix du gaz.

La **centrale à CCG** de Landivisiau a été mise en service en 2021, sa puissance est de 422 MW. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur.

Le **parc hydraulique** soutenu représentera une puissance installée de 1,3 GW fin 2022, en forte baisse par rapport à 2021 (- 0,7 GW, soit - 35 %) et par rapport à la prévision initiale pour 2022 (dans la même mesure), du fait de résiliations anticipées de contrats intervenues en 2022 (- 0,65 GW). En conséquence, la production prévisionnelle s'établit à 4,6 TWh, un niveau inférieur de 1,2 TWh (- 21 %) à la production constatée en 2021.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** devrait s'élever à 676 MW fin 2022, en baisse par rapport à 2021 (- 65 MW, soit - 9 %), du fait de l'arrivée à échéance de contrats anciens qui n'est pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. Toutefois l'énergie produite, 3,0 TWh, reste stable dans la mesure où les nouveaux contrats sous complément de rémunération produisent davantage que les installations sous obligation d'achat. Les hypothèses de mise en service des installations ont été revues à la baisse par rapport à la prévision initiale.

La **filière biogaz** devrait décroître entre 2021 et 2022, à la fois de - 6 % en puissance pour atteindre 454 MW fin 2022 et de - 9 % en énergie pour une production de 2,5 TWh. Cette évolution se produit également du fait (i) de l'arrivée à échéance de contrats anciens qui n'est pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats et (ii) de sorties anticipées de contrats d'achat. La prévision de production reste stable par rapport à la prévision initiale.

La **filière incinération d'ordures** poursuit sa décroissance (- 53 MW entre 2021 et 2022, pour une puissance de 174 MW fin 2022) 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 baisse en conséquence pour atteindre 1,3 TWh en 2022.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représenteraient une production de 332 GWh en 2022. Les filières gaz de mines et géothermie se développent moins rapidement qu'escompté dans la prévision initiale au titre de 2022.

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

Les surcoûts d'achat prévus pour 2022 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

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2022 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2021 et au cours des mois de janvier à mars 2022, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2022. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions, hormis s'agissant de l'intégration des économies relatives à la révision des contrats photovoltaïques historiques.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2022 sont présentés dans le Tableau 4.

**Tableau 4 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2022**

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	1 442,3	610,9	1 997,6	0,0	128,0	241,0	230,6	502,5	10,2	6,9	5 170,1
Février	1 254,5	508,8	3 329,6	0,0	120,0	213,9	233,6	672,6	22,6	5,6	6 361,1
Mars	1 575,1	374,5	2 460,9	0,0	130,3	230,4	253,0	1 076,8	16,4	8,0	6 125,4
Avril	0,0	530,2	1 782,4	0,0	99,4	203,8	228,7	1 324,8	12,5	7,3	4 189,1
Mai	0,0	649,7	1 811,0	0,0	114,3	202,7	232,9	1 488,3	16,8	7,3	4 523,0
Juin	0,0	525,0	1 224,7	0,0	105,9	192,3	203,1	1 523,7	13,7	8,9	3 797,3
Juillet	0,0	230,2	1 256,5	30,6	124,0	202,8	250,5	1 644,8	13,8	8,9	3 762,2
Août	0,0	160,4	1 241,8	29,5	117,2	202,9	210,9	1 531,8	12,5	9,0	3 515,8
Septembre	0,0	127,2	1 373,4	70,7	103,4	198,2	190,3	1 238,2	13,8	9,1	3 324,4
Octobre	0,0	182,4	2 194,6	87,2	84,9	210,3	210,9	891,3	18,7	10,0	3 890,3
Novembre	758,2	250,3	2 081,4	98,1	105,0	200,6	203,1	551,2	14,6	9,2	4 271,7
Décembre	901,3	345,4	2 767,0	167,8	105,8	211,1	215,3	422,1	16,6	9,4	5 161,8
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>5 931,5</b>	<b>4 494,9</b>	<b>23 520,7</b>	<b>483,9</b>	<b>1 338,2</b>	<b>2 509,9</b>	<b>2 663,0</b>	<b>12 868,2</b>	<b>182,4</b>	<b>99,5</b>	<b>54 092,2</b>
Prévision initiale pour 2022 (GWh)	4 880,3	5 976,9	25 102,8	706,9	1 425,4	2 523,3	2 455,9	12 953,9	189,2	299,8	56 514,5
Quantités en 2021 (GWh)	6 851,3	5 760,5	25 419,1		1 572,4	2 779,0	2 755,6	11 191,6	199,6	87,6	56 618,3
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 949,6</b>	<b>394,4</b>	<b>2 163,1</b>	<b>77,6</b>	<b>82,5</b>	<b>440,6</b>	<b>406,2</b>	<b>3 293,1</b>	<b>17,3</b>	<b>7,3</b>	<b>8 831,9</b>
Prévision initiale pour 2022 (M€)	904,0	483,3	2 326,0	126,0	87,9	445,1	385,9	3 447,3	18,1	22,3	8 245,8
Coût d'achat en 2021 (M€)	1 539,1	483,2	2 303,3		93,5	474,9	408,0	3 038,9	19,9	6,3	8 367,3
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>328,7</b>	<b>87,7</b>	<b>92,0</b>		<b>61,7</b>	<b>175,6</b>	<b>152,6</b>	<b>255,9</b>	<b>95,0</b>	<b>73,3</b>	<b>163,3</b>
Prévision initiale pour 2022 (€/MWh)	185,2	80,9	92,7		61,6	176,4	157,1	266,1	95,6	74,3	145,9
Coût d'achat unitaire en 2021 (€/MWh)	224,6	83,9	90,6		59,5	170,9	148,1	271,5	99,5	71,6	147,8

La mise à jour de la prévision au titre de 2022 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **54,1 TWh** pour un coût d'achat de **8 831,9 M€**.

La quantité soutenue par obligation d'achat est en baisse par rapport à 2021 (- 2,5 TWh, soit - 4,5 %), 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 1,4 GW en tenant compte de l'arrivée à échéance de contrats (parfois de manière anticipée à l'initiative du producteur comme précisé plus haut). La décroissance du parc éolien terrestre sous obligation d'achat devrait se poursuivre les années suivantes.

Le phénomène des résiliations anticipées de contrat d'achat explique également la baisse de production de la filière hydraulique par rapport à 2021 et à la prévision initiale pour 2022 (- 22 % et - 25 %). La filière cogénération en revanche devrait produire moins qu'en 2021 (- 13 %) mais plus que ce qui était prévu initialement pour 2022 (+ 20 %), pour atteindre une production de 5,9 TWh.

La production de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat poursuit sa croissance (+ 1,7 TWh par rapport à 2021), comme attendu dans la prévision initiale. De plus, les premières installations éoliennes en mer devraient produire 484 GWh en 2022.

Le coût d'achat total connaît une forte augmentation (+ 465 M€, soit + 5,6 % par rapport à 2021 et + 586 M€, soit + 7,1 % par rapport à la prévision initiale au titre de 2022), et ce malgré la baisse de l'énergie achetée, en raison :

- de l'indexation des tarifs d'achat sur l'évolution du coût du travail et des prix de l'industrie (avec une hypothèse d'inflation révisée à + 1,30 %) ;
- 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, ainsi que la cogénération entre la prévision initiale et révisée pour 2022) ;
- et, surtout, de la très forte augmentation du coût d'achat unitaire de la cogénération (+ 46 % par rapport à 2021 et + 77 % par rapport à la prévision initiale pour 2022) 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.

Ainsi, le coût d'achat unitaire augmente par rapport à 2021, de 147,8 €/MWh à 163,3 €/MWh, tiré par celui de la filière cogénération. La poursuite de la décroissance du coût d'achat unitaire moyen du photovoltaïque (- 15,6 €/MWh, soit - 5,8 %) est à noter, sous l'effet de la mise en service en 2022 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 hauteur de 15 M€ pour l'année 2022.

### 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* ».

Ce paragraphe présente le calcul des coûts évités, l'analyse de l'évolution des surcoûts d'achat est présentée au paragraphe A.1.2.6.

#### Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 16 décembre 2014<sup>4</sup>, du 25 mai 2016<sup>5</sup>, du 22 juin 2017<sup>6</sup>, du 16 mai 2019<sup>7</sup> et du 28 novembre 2019<sup>8</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 pour les 4 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés et, pour les 8 derniers mois, à partir des prix de marché à terme :
  - o cotation des produits M5 et M6 pour le mois de mai et de juin ;
  - o cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

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 pour 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.

Le coût évité ainsi obtenu pour l'année 2022 s'élève à **9 211,6 M€**.

#### Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2022<sup>9</sup> est indiquée dans le Tableau 5.

**Tableau 5 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2022**

	Puissance quasi-certaine (MW)
<b>Ruban de base</b>	2 700
<b>Surplus de production du premier trimestre</b>	2 100
<b>Surplus de production novembre</b>	1 800
<b>Surplus de production décembre</b>	1 800

Il s'agit de la première année où les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019 sont visibles. Le foisonnement inter-filières au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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>5</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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>6</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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 garanties de capacité attachées à la production sous obligation d'achat.

<sup>7</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>8</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>9</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre 2020 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.

est pris en compte pour déterminer la puissance quasi-certaine : la puissance du ruban de base pour 2022 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 pour les ventes à effectuer à compter de cette date.

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 2020 et le 31 décembre 2021. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et le 31 décembre 2021. 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 la moyenne des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2022 pour le produit « Q4 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

**Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes quasi-certains retenus pour 2022, en €/MWh**

Ruban	1 <sup>er</sup> trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
69,00	137,07	407,15	393,83

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 30,8 TWh, est de **3 308,8 M€**.

#### **Coût évité par la production aléatoire**

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations des produits M5 et M6 et des cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

**Tableau 7 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2022, en €/MWh**

Mois	Référence mensuelle
Janvier	211,42
Février	185,55
Mars	295,20
Avril	233,10
Mai	221,86
Juin	227,88
Juillet	251,75
Août	232,33
Septembre	283,16
Octobre	393,86
Novembre	407,15
Décembre	393,83

Le coût évité par la production aléatoire s'élève pour 2022 à **5 902,8 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 2022**

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	211,42	825,7	184,6	617,8	237,2	155,4	325,5
Février	185,55	1 162,8	175,4	1 641,2	193,2	331,6	567,6
Mars	295,20	1 079,0	252,8	1 026,2	281,4	449,0	704,3
Avril	233,10	579,9	202,8	955,2	214,9	710,0	481,5
Mai	221,86	680,2	203,6	1 006,6	209,8	827,3	529,4
Juin	227,88	511,9	203,4	597,7	230,2	743,7	409,4
Juillet	251,75	401,2	226,2	585,6	255,9	766,6	429,6
Août	232,33	318,1	200,0	532,3	233,8	656,6	333,8
Septembre	283,16	296,0	259,4	570,3	291,3	514,1	381,5
Octobre	393,86	389,0	357,4	1 061,4	407,9	431,1	708,4
Novembre	407,15	395,9	335,2	502,7	427,1	133,1	386,6
Décembre	393,83	693,2	315,8	972,3	439,3	148,3	645,2
<b>Total 2022</b>	<b>267,0</b>	<b>7 333</b>	<b>240,7</b>	<b>10 069</b>	<b>259,4</b>	<b>5 867</b>	<b>5 902,8</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 **18,2 M€** au titre l'année 2022. 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 2022.

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 2022, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les années de livraison (« AL ») 2021, 2022, 2023 et 2024. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les années de livraison 2025 et 2026.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2022 porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite, lors de ces enchères des volumes de garanties 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 tiennent en 2022 pour les différentes années de livraison concernées :

	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
<b>Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2022 (MW)</b>	- 120,0	- 624,6	4 932,8	2 216,4

Pour l'année de livraison 2019, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage en 2022. Pour les années de livraison 2021 et 2022, EDF anticipe des rééquilibrages à la baisse, en cohérence avec la décroissance du parc sous obligation d'achat. En particulier, pour l'année de livraison 2022, le rééquilibrage à la baisse conséquent est dû aux sorties anticipées de contrats d'achat, demandées par les producteurs au cours de l'année 2022. Dans de telles conditions, EDF peut être tenu d'acheter des garanties de capacité pour se rééquilibrer. S'il est démontré qu'il ne peut pas réaliser une opération de rééquilibrage aux enchères organisées par EPEX Spot (offre infructueuse ou délais des enchères et du rééquilibrage opéré incompatibles), il peut acheter les garanties de capacité nécessaires en gré à gré et sera compensé du coût associé, dès lors qu'il est inférieur au prix de règlement des écarts en capacité.

Pour l'AL 2023, les premières enchères ayant lieu en 2022, l'intégralité du volume de garanties de capacité obtenues par EDF OA pour cette année de livraison sera valorisée en 2022.

Pour l'AL 2024, le volume proposé à la vente prend en compte les « contraintes d'offres »<sup>10</sup> auxquelles est soumise EDF car le volume de garanties de capacité dont il dispose est supérieur à 3 GW pour chaque année de livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cadre d'offrir à la vente un volume minimal par année en amont de l'année de livraison.

La CRE a vérifié la cohérence de ces volumes avec (i) l'application des règles du mécanisme de capacité s'agissant notamment des « contraintes d'offres » s'appliquant aux responsables de périmètre de certification disposant de

<sup>10</sup> Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

plus de 3 GW de capacités certifiées dans leur périmètre et (ii) les volumes certifiés anticipés par EDF, au regard de ceux 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 2021 à 2024 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces années de livraison<sup>11</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2021, 32 363,7 €/MW ;
- 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 total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de l'année 2022 est de **233,4 M€**, répartis de la manière suivante :

Coût évité prévisionnel 2022 lié aux garanties de capacité (M€)	Cogénération	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Total
	71,1	16,2	86,3	6,3	6,1	10,7	14,9	21,1	0,6	233,4

#### 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 2022 est évalué à **9 426,8 M€** (3 308,8 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 5 902,8 M€ de coût évité par la production aléatoire + 233,4 M€ de coût évité lié aux garanties de capacité – 18,2 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 2022

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2022 sont négatifs dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat : ils s'élèvent à **- 594,9 M€** en métropole continentale (8 831,9 M€ de coût d'achat – 9 426,8 M€ de coût évité).

L'évolution de ces surcoûts est majeure par rapport à la prévision initiale au titre de 2022, où ils étaient évalués à 4 996,5 M€ : la mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges qui lui est bien inférieur, de 5,6 Md€. Cette évolution est liée au contexte actuel de crise des prix de gros de l'énergie :

- D'une part, la hausse majeure des références de prix de marché utilisées pour valoriser la production sous obligation d'achat, de + 115,0 €/MWh en moyenne, représente une évolution de – 6,2 Md€ de charges.
- D'autre part, le coût d'achat – et les charges en conséquence – augmente de + 0,6 Md€, principalement sous l'effet de la hausse du coût d'achat de la filière cogénération, comme détaillé au paragraphe A.1.2.1.

L'évolution liée au volume acheté est globalement neutre. En effet, si la quantité totale achetée diminue de façon marquée (- 2,4 TWh), la production de filières au surcoût unitaire plus faible baisse tandis que celle de filières au surcoût unitaire plus élevé augmente.

### 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 ;

<sup>11</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 28/04/2022.

- 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 :

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

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>12</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>13</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 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 « CRE4 » mais a été supprimé progressivement.

Le niveau des hypothèses de prix de marché retenues pour la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 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 2022 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 2022, qui s'élèvent au total à **- 856,5 M€** ;
- sommes plafonnées sur le premier trimestre 2022, qui s'élèvent au total à **- 766,9 M€** ;
- sommes plafonnées prévisionnelles sur le reste de l'année 2022, qui s'élèvent au total à **- 1 660,3 M€**.

L'État a acté la suspension du plafonnement de tous les contrats de complément de rémunération minima entre avril et décembre 2022. En conséquence, cette hypothèse a été retenue pour l'établissement de la mise à jour des charges prévisionnelles associées au titre de 2022.

### A.1.3.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022

Ainsi, EDF a mis à jour sa prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2022, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, CCG, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 9. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat (cf. paragraphe A.1.2.2).

<sup>12</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>13</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.



**Tableau 9 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2022**

	Puissance installée en fin d'année 2022 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
Prévision	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Eolien terrestre	5 816	5 953	10 275	10 946	-1 848,2	282,2
Photovoltaïque	3 724	3 495	3 035	3 366	-606,7	67,7
Biogaz	7	10	37	40	-2,6	2,8
Biomasse	85	123	357	462	-86,7	39,2
Géothermie	23	32	50	229	-4,5	47,3
Hydraulique	42	52	97	119	-16,7	5,8
Cogénération	25	140	64	370	-5,5	22,6
CCG	422	0	-	0	54,1	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>10 145</b>	<b>10 228</b>	<b>13 915</b>	<b>15 531</b>	<b>-2 516,8</b>	<b>513,0</b>

Si la puissance installée devrait atteindre celle prévue initialement (- 83 MW, soit - 1 % entre la prévision initiale et révisée), l'énergie produite par les installations sous obligation d'achat est revue à la baisse (- 1,6 TWh, soit - 10 %).

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2022 s'élèvent à **- 2 516,8 M€**. Ce montant est très inférieur (- 3,0 Md€) à la prévision initiale qui s'établissant à 513 M€, en raison de l'augmentation majeure de la valorisation de la production soutenue dans le contexte de crise des prix de marché de gros (+ 220 €/MWh d'augmentation des prix de marché prévisionnels).

## **A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2022**

### **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.

21 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2022. Une seule d'entre elles a 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 ».

Pour rappel, 106 entreprises locales de distribution avaient déclaré des prévisions de charges relatives aux contrats d'achats gérés au titre de l'année 2022 ; parmi elles, 3 avaient annoncé des surplus.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale pour 2022 sont repris. En particulier, trois d'entre eux avaient annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2022 s'élèvent respectivement à 3,4 TWh et à **490,1 M€** – soit une diminution de respectivement - 7,8 % et - 1,6 % par rapport à la prévision initiale (3,7 TWh et 529,7 M€).

### **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 de l'électricité 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, celles-ci peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat peut permettre d'approvisionner les clients en « offre de marché » ou, compte tenu des volumes correspondants, être vendue sur le marché spot.



Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité « énergie » correspondant a été 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 réglementés de vente, le coût évité « énergie » correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.

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

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017<sup>14</sup>, ces prix de marché<sup>15</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 2022**

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	211,42	181,45	224,84
Février	185,55	168,39	183,86
Mars	295,20	292,16	274,35
Avril	233,10	241,59	205,95
Mai	221,86	209,35	209,40
Juin	227,88	213,89	230,09
Juillet	251,75	237,58	256,32
Août	232,33	215,77	233,76
Septembre	283,16	266,04	288,14
Octobre	393,86	366,68	405,13
Novembre	407,15	379,43	427,59
Décembre	393,83	356,03	440,95

Parmi les 21 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat :

- 7 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.
- Les autres 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*.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leurs charges prévisionnelles, le coût évité « énergie » calculé lors de la prévision initiale pour 2022 est repris.

Au total le coût évité « énergie » est évalué à **781,1 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2022, soit une augmentation de 267 % par rapport à la prévision initiale (213,0 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.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 2022 prend en compte la valorisation des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2023, et éventuellement de garanties de capacités relatives aux années de livraison précédentes si des rééquilibrages

<sup>14</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>15</sup> Moyennes mensuelles des prix *spots*

ont été déclarés. Pour l'année de livraison 2023, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2022.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de garanties de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend également en compte :

- la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2021 et 2022 si des rééquilibrages ont été déclarés ;
- pour les années de livraison 2023 et suivantes, l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2022. Le volume à valoriser pour chaque année de livraison est égal au volume total de garanties de capacité multiplié par la proportion d'enchères qui auront lieu au cours de l'année 2022 par rapport au nombre total d'enchères pour cette année de livraison :
  - o pour l'année de livraison 2023, le volume à valoriser en 2022 correspond à l'intégralité du volume de garanties de capacité étant donné qu'il n'y a pas eu d'enchères pour cette année de livraison en 2021 ;
  - o en revanche, pour l'année de livraison 2024, 4 enchères sont prévues en 2022 en plus des 6 enchères qui auront lieu en 2023. De ce fait le volume à valoriser en 2022 correspond à 4/10<sup>e</sup> du volume total de certificats.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2022, 17 entreprises locales de distribution ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2022 pour les différentes années de livraisons qui y sont traitées :

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2022 (MW)	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
	1,6	0,2	257,6	68,2

Au total, 327,6 MW de garanties de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges des opérateurs concernés, contre 285,4 MW initialement. Il convient de préciser que, en raison du manque de visibilité sur la tenue des enchères, la prévision initiale ne prenait pas en compte de valorisation de garanties de capacité pour l'année de livraison 2024.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les années de livraison 2021, 2022, 2023 et 2024 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison<sup>16</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2021, 32 363,7 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2022, 26 249,9 €/MW P;
- 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 pour les entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 12,3 M€ au titre de l'année 2022. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux garanties de capacité s'élève à **13,0 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2022.

#### A.2.4 Surcoûts d'achat

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi en 2022, pour 3,4 TWh de volume d'achat, à **- 304,0 M€** (490,1 M€ - 781,1 M€ - 13,0 M€), soit une diminution de 209 % par rapport aux charges initialement prévues (278,2 M€). Le surcoût total est négatif dans la mesure où, dans le contexte exceptionnel de crise des prix de l'énergie, le coût évité est supérieur au coût d'achat.

La baisse des surcoûts prévisionnels est principalement portée par la filière éolienne terrestre : le surcoût correspondant est évalué à - 273,5 M€ pour la production éolienne contre 65,9 M€ pour la prévision initiale, soit une diminution de - 515 %.

Pour les autres filières, les évolutions suivantes sont constatées :

- un surcoût évalué à 40,6 M€ pour la production photovoltaïque contre 148,6 M€ pour la prévision initiale, soit une diminution de - 73 % ;

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

- un surcoût évalué à - 7,0 M€ pour la production de centrales fonctionnant en cogénération contre 11,0 M€ pour la prévision initiale, soit une diminution de - 164 % ;
- un surcoût évalué à - 64,1 M€ pour la production des autres filières contre 52,7 M€ pour la prévision initiale soit une diminution de - 222 %.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 38.

### A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les organismes agréés au titre de 2022

#### 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.

Quatre des cinq organismes agréés qui avaient déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat pour l'année 2022 ont transmis une mise à jour de ces charges. De plus, un nouvel organisme agréé a transmis une prévision pour l'année 2022 sans avoir transmis de déclaration prévisionnelle l'an dernier<sup>17</sup>. Après prise en compte de cette mise à jour, les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 313,4 GWh et **44,0 M€** au titre de 2022 – soit une évolution de respectivement - 0,3 % et + 39,7 % par rapport à la prévision initiale (314,4 GWh et 31,5 M€).

#### 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 leEn application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marché 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 ci-dessus (section A.2.2).

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **84,2 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 de capacités certifiées anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2022. Au total, 64,0 MW de garanties de capacité ont été pris en compte, dont 50,0 MW pour l'année de livraison AL 2023 et 14,0 MW pour l'année de livraison AL 2024.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les années de livraison 2022, 2023 et 2024 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison<sup>18</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2022, 26 249,90 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2023, 42 442,20 €/MW.
- pour l'année de livraison 2024, 20 000,70 €/MW.

Le coût évité lié aux garanties de capacité est évalué à **2,4 M€** au titre de 2022.

#### A.3.4 Surcoûts d'achat prévus par les organismes agréés au titre de 2022

Le surcoût résultant s'élève, pour un volume d'achat prévisionnel de 313 GWh, à **- 42,6 M€** (44,0 M€ - 84,2 M€ - 2,4 M€), contre 12,2 M€ dans la prévision initiale pour 2022. Ce surcoût est négatif dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat.

Les principaux éléments de calcul du surcoût d'achat par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 38.

<sup>17</sup> AXPO Solutions AG

<sup>18</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 28/04/2022.



#### 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 mises à jour résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2022 s'élèvent à – **3 458,3 M€**.

Elles sont détaillées dans le Tableau 11 par actions et sous-actions budgétaires. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 38.

**Tableau 11 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2022, réparties par action budgétaire**

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2022	
Action 1	Eolien terrestre	-1 847,9	-1 848,2	-273,5	-27,8	-3 997,4	<b>-4 277,8</b>
	Eolien en mer	-37,9	0,0	0,0	0,0	-37,9	
	Solaire	1 141,6	-606,7	40,6	-8,8	566,6	
	Bio-énergies	-84,0	-89,3	-39,0	0,0	-212,3	
	Autres énergies	-547,3	-21,2	-25,1	-3,1	-596,7	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	780,7	48,6	-7,0	-2,9	819,5	<b>819,5</b>
<b>Total</b>		<b>-594,9</b>	<b>-2 516,8</b>	<b>-304,0</b>	<b>-42,6</b>	<b>-3 458,3</b>	

## B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par les articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011 encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020<sup>19</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>20</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.

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coûts d'achat de biométhane au titre de l'année 2022. La CRE considère la prévision initiale pour les opérateurs n'effectuant pas de mise à jour de leurs charges.

### B.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2022

16 fournisseurs de gaz ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et 4 autres ne l'ont pas modifiée.

Le Tableau 12 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2022 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat. Le nombre d'installations a été multiplié par 1,6 fois entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022.

La mise à jour du prix d'achat moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 107,3 €/MWh.

**Tableau 12 : Comparaison de la prévision initiale pour 2022 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat**

	Prévision initiale au titre de 2022	Mise à jour de la prévision au titre de 2022
Nombre d'installations	727	582
Quantité (GWh)	8 461	7 379
Coût d'achat (M€)	884	792

Les écarts sur le nombre d'installations injectant du biométhane en 2022 et sur la quantité injectée sont liés principalement à un décalage de mise en service de nombreuses installations par rapport à la prévision initiale.

### B.2 Mise à jour des coûts évités aux fournisseurs de gaz prévisionnels au titre de 2022

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 coût évité pour l'année 2022 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 30 avril 2022.

Le marché *Powernext Gas* permet d'échanger des produits au prix spot et des produits à terme à différents horizons temporels, allant d'un mois à deux semestres. La CRE retient les références de prix suivantes :

- Pour les mois de janvier à avril, la moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel ;
- Pour les mois de mai et juin, la moyenne des cotations, du 15 avril au 30 avril 2022, des produits mensuels correspondants ;
- Pour les mois de juillet à décembre, la moyenne des cotations, du 15 avril au 30 avril 2022, des produits « Q3 2022 » et « Q4 2022 » auxquelles sont appliquées les moyennes, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen des trimestres.

<sup>19</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>20</sup> Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Tableau 13 : Référence de prix mensuelle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2022	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence
Janvier	82,19	-	82,19
Février	78,70	-	78,70
Mars	123,57	-	123,57
Avril	88,61	-	88,61
Mai	83,24	-	83,24
Juin	84,46	-	84,46
Juillet	86,18	0,941	81,14
Août	86,18	0,972	83,77
Septembre	86,18	1,087	93,64
Octobre	86,64	0,945	81,86
Novembre	86,64	0,974	84,35
Décembre	86,64	1,082	93,70

Le coût évité au titre de 2022 s'élève à 649,8 M€.

### B.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2022

Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **142,1 M€** (791,9 - 649,8 moyennant les arrondis) au titre de 2022.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels calculés en 2022 (723,1 M€) et cette mise à jour s'élève à - 581,0 M€. Cet écart s'explique principalement par la hausse des prix de marché de l'ordre de 70 €/MWh en moyenne entre les prévisions initiales de prix de marché de gros du gaz pour l'année 2022 et leur mise à jour. La baisse des charges est renforcée par la révision à la baisse de l'énergie produite de l'ordre de 1 082 GWh PCS (ce qui représente une baisse d'environ 13 % des injections de volumes de biométhane initialement prévues).

### B.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2022

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>21</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.

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **6,7 M€**, en baisse de 3,5 M€ par rapport à la prévision initiale (10,1 M€). Cette baisse s'explique par une mise à jour de la prévision à la baisse de la valorisation financière des garanties d'origine.

### B.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 s'élève à **135,4 M€** (142,1 - 6,7). Ce chiffre ainsi que ceux qui sont présentés dans le tableau ci-dessous n'intègrent pas la mise à jour des montants de frais de gestion effectuée par les fournisseurs.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 14. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et à la première prévision effectuée en 2021 pour les charges prévisionnelles au titre 2022 est précisée dans le Tableau 15.

<sup>21</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 14 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2022

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges reprévisionnelles au titre de 2022 (€)
ALSEN	53 717 664	6 372 664	4 740 903	1 631 761	49 500	1 582 261
ENDESA ENERGIA	272 080 500	29 233 625	24 012 475	5 221 151	391 578	4 829 573
ENGIE SA	3 335 735 515	356 303 244	293 667 561	62 635 683	1 816 540	60 819 143
ES Energies Strasbourg	31 939 025	3 611 234	2 821 443	789 791	112 685	677 106
GAZ DE BARR	12 418 560	1 392 560	1 064 876	327 684	0	327 684
GAZ DE PARIS SAS	223 058 106	21 945 101	19 707 784	2 237 316	36 805	2 200 511
GEG Sources d'Energies	24 353 280	2 481 300	2 145 610	335 689	2 250	333 439
PICOTY SAS	74 125 000	6 873 616	6 511 581	362 035	0	362 035
PLUM ENERGIE SAS	23 408 215	1 890 675	2 012 742	-122 067	0	-122 067
PROVIRIDIS	131 329 000	14 232 649	11 606 953	2 625 696	212 640	2 413 056
REDEO ENERGIES	367 851 102	43 507 522	32 336 059	11 171 464	134 995	11 036 469
SAS GAZ DE BORDEAUX	210 930 281	22 452 196	18 558 136	3 894 060	1 286 190	2 607 870
SAVE	1 898 881 776	208 889 178	167 153 691	41 735 486	1 352 953	40 382 533
SCIC Enercoop	11 272 517	1 352 702	990 764	361 938	56 749	305 189
SEGE - AIR LIQUIDE	240 532 080	23 089 421	21 250 512	1 838 909	30 276	1 808 634
SOLVAY ENERGY SERVICES	123 332 503	13 148 681	10 881 467	2 267 214	0	2 267 214
SVD 17 - DALKIA	266 715 675	27 395 884	23 542 598	3 853 286	589 548	3 263 738
TERREAL SAS	21 600 000	1 604 016	1 906 600	-302 584	0	-302 584
Total Direct Énergie & Total Énergie Gaz	55 319 352	6 128 583	4 899 806	1 228 777	593 176	635 600
<b>TOTAL</b>	<b>7 378 600 151</b>	<b>791 904 851</b>	<b>649 811 561</b>	<b>142 093 289</b>	<b>6 665 886</b>	<b>135 427 403</b>

Tableau 15 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2022 par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et prévisionnelles au titre de 2022

M€	Constaté 2021	Prévisionnel 2022	Mise à jour prévisionnel 2022
Surcoûts d'achat	226,1	723,1	142,1
Valorisation des GO	4,2	10,1	6,7
<b>Charges</b>	<b>221,9</b>	<b>712,9</b>	<b>135,4</b>

La baisse des charges prévisionnelles entre la prévision initiale et la mise à jour de cette prévision est de - 577,5 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculée et est principalement liée à la baisse des prix de marché de gaz attendus, de l'ordre de 70 €/MWh en moyenne sur l'année. Cet effet est renforcé par la baisse du volume de biométhane injecté en raison du décalage des mises en service de plusieurs installations.

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 est en baisse de - 86,5 M€ par rapport aux charges constatées en 2021, ce qui est lié principalement à la hausse importante des prix de marché attendus (d'environ + 37 €/MWh en moyenne).

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

### 2. Mécanismes de solidarité :

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

Les 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 mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2022 sur la base des éléments constatés au titre de 2021, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2022. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

### Augmentation des TRV HT et « bouclier tarifaire »

Dans le contexte de crise énergétique consécutive à la crise sanitaire mondiale, les prix de gros l'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>22</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 la mise à jour de leurs prévisions pour 2022, les fournisseurs historiques prennent en compte cette évolution et anticipent une augmentation des tarifs HT sur l'année 2022 compte tenu des prix à terme sur le marché de l'électricité. Il en résulte une nette progression en 2022 de leur prévision de recettes et de chiffres d'affaires mis à jour ; hausse qui n'est pas compensée par la baisse de la TICFE puisqu'elle n'est pas comptabilisée dans leurs chiffres d'affaires (HT). Cette augmentation du chiffre d'affaires induit une forte hausse des recettes attribuées à la production et, par conséquent, de la part production du tarif de vente (PPTV) sur tous les territoires.

## C.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2022

### C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2022, à **159,5 M€** pour la production renouvelable et **625,0 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **784,5 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 16 et le Tableau 17.

**Tableau 16 : Mise à jour des coûts de production renouvelable dans les ZNI prévue par EDF pour 2022**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,0	0,0	21,3	0,0	13,8	0,0	0,0	67,0
	Amortissements	8,9	0,0	9,4	0,0	6,8	0,0	0,0	25,1
	Impôts et taxes	5,4	0,0	8,9	0,0	7,4	0,0	0,0	21,7
	Frais de personnel	3,3	0,0	2,4	0,0	5,7	0,0	0,0	11,4
	Charges externes	2,5	0,0	4,2	0,0	1,4	0,0	0,0	8,1
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,7	0,0	2,6	0,0	18,5	0,0	0,0	24,9
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	1,2
Coût total		56,2	0,0	49,5	0,0	53,8	0,0	0,0	159,5

**Tableau 17 : Mise à jour des coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévue par EDF pour 2022**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	4,9	9,8	6,8	9,2	2,7	5,2	0,3	38,8
	Amortissements	9,3	9,4	13,2	12,2	3,4	2,9	0,3	50,7
	Impôts et taxes	1,8	11,5	16,4	3,4	1,1	0,1	0,0	34,2
	Frais de personnel	10,9	8,4	15,3	9,7	0,2	3,3	0,0	47,8
	Charges externes	15,9	11,4	10,6	9,4	5,8	0,7	0,2	54,0
	Frais de structure, de siège et prestations externes	10,7	14,0	13,7	10,9	0,5	0,2	0,0	50,0
Coûts variables	Combustibles	55,7	74,0	42,6	47,1	3,7	15,4	3,1	241,7
	Quotas de CO2	23,4	19,7	14,8	18,6	1,1	3,0	0,5	81,0
	Autres achats	8,0	2,8	7,4	7,0	0,0	1,5	0,1	26,8
Coût total		140,5	160,9	140,8	127,6	18,3	32,3	4,6	625,0

Comme affiché dans le Tableau 18, la hausse des coûts prévisionnels mis à jour de production renouvelable pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 dans les ZNI est modérée (+ 9 M€) tandis que celle des coûts de production à partir d'énergies fossiles est nette (+ 114,5 M€).

<sup>22</sup> Délibération N°2022-08 de la CRE du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

**Tableau 18 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021**

M€	Nature de coûts retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2022 reprev	2021	Evolution		2022 reprev	2021	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	67,0	68,0	-1,0	-1%	38,8	42,4	-3,5	-8%
	Amortissements	25,1	25,0	0,1	0%	50,7	57,3	-6,6	-12%
	Impôts et taxes	21,7	21,0	0,8	4%	34,2	33,0	1,2	4%
	Frais de personnel	11,4	11,0	0,4	4%	47,8	46,1	1,7	4%
	Charges externes	8,1	7,8	0,3	4%	54,0	41,3	12,7	31%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	24,9	16,4	8,5	52%	50,0	40,3	9,7	24%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,1	-0,1	-100%	241,7	168,1	73,6	44%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	81,0	58,0	23,0	40%
	Autres achats	1,2	1,2	0,0	4%	26,8	24,0	2,8	12%
Coût total		159,5	150,5	9,0	6,0%	625,0	510,6	114,5	22%

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

Les coûts prévisionnels de production renouvelable mis à jour pour 2022 sont en hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 (+ 6 %), 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 2022.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile mis à jour pour 2022 marquent, quant à eux, une forte hausse par rapport au constaté 2021 (+ 22 %), principalement portée par la hausse des cours des matières premières, du fioul et du CO<sub>2</sub>.

Le poste des achats de combustible connaît une augmentation importante (+ 73,6 M€) sous l'effet combiné des prix (+ 65,3 M€), induits par les niveaux élevés des cours mondiaux du fioul, et des volumes (+ 8,3 M€), à cause d'une hausse anticipée de la consommation en même temps qu'une baisse des achats d'électricité. Par ailleurs, le dénouement des produits de couverture d'achat de combustible entraînera une baisse de la compensation de - 74 M€ en 2022. Le poste des coûts d'achat des quotas de CO<sub>2</sub> est également en hausse (+ 23 M€) sous l'effet combiné d'une hausse du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur les marchés mondiaux (+ 19,1 M€) ainsi que du volume total d'émissions (+ 3,9 M€). Le poste des charges externes est lui aussi en hausse (+ 12,7 M€) à cause d'une augmentation des travaux de démantèlement des installations de production d'EDF SEI en fin d'exploitation, donc de leur coût total, tandis que les postes des amortissements (- 6,6 M€) et de la rémunération des capitaux (- 3,5 M€) marquent une baisse par rapport à 2021, dans la mesure où l'amortissement du parc existant excède les mises en service.

**C.1.1.2 Recettes de production**

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2022 s'élève à **347,6 M€**, dont **171,6 M€** pour la production renouvelable et **176,0 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 19. 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 19 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2022**

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprev	2021	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	304,7	274,3	122,0	211,3	435,2	7,5	1,6	1 356,5	1 044,1	312,4	30%
Recettes réseau	100,2	85,9	35,5	65,7	133,2	2,2	0,5	423,3	386,8	36,5	9%
Recettes gestion de la clientèle	10,0	8,8	2,9	7,5	14,8	0,1	0,1	44,2	40,7	3,4	8%
Recettes brutes de production <sup>(2)</sup>	194,5	179,6	83,7	138,1	287,1	5,1	0,9	889,0	616,6	272,4	44%
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	58,1	29,4	58,9	31,1	50,1	5,1	0,9	233,6	159,5	74,2	47%
Recettes de production totales <sup>(4)</sup>	87,3	58,4	72,2	45,5	77,8	5,4	1,0	347,6	235,0	112,6	48%
Recettes de production - Transition Énergétique	39,8	0,0	55,8	0,0	76,0	0,0	0,0	171,6	125,8	45,8	36%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	47,4	58,4	16,5	45,5	1,8	5,4	1,0	176,0	119,8	56,2	47%
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	94,06	104,42	98,59	103,65	101,46	103,99	96,47				

<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 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et à la section C.3.

<sup>(5)</sup> incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes.

<sup>(6)</sup> 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 mise à jour des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2021 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- reprise moyenne de la consommation finale d'électricité de + 0,9 % entre 2021 et 2022 liée à la croissance démographique dans certains territoires et à l'électrification des usages ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 21,7 % HT en 2022 par rapport aux tarifs en vigueur en 2021.

La hausse des tarifs de vente d'électricité et l'augmentation de la consommation conduisent à une hausse importante des recettes brutes de production entre 2021 et 2022 (+ 44 %).

#### C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement au total 784,6 M€ et 347,6 M€. Le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2022 dans les ZNI est égal à **437,0 M€** et se décompose en - **12,1 M€** de surcoûts de production renouvelable et **449,1 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 20 et le Tableau 21.

**Tableau 20 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies renouvelables mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2022**

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprev
Coûts de production	56,2	0,0	49,5	0,0	53,8	0,0	0,0	159,5
Recettes de production	39,8	0,0	55,8	0,0	76,0	0,0	0,0	171,6
<b>Surcoûts de production</b>	<b>16,4</b>	<b>0,0</b>	<b>-6,3</b>	<b>0,0</b>	<b>-22,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-12,1</b>

**Tableau 21 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies fossiles mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2022**

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprev
Coûts de production	140,5	160,9	140,8	127,6	18,3	32,3	4,6	625,0
Recettes de production	47,4	58,4	16,5	45,5	1,8	5,4	1,0	176,0
<b>Surcoûts de production</b>	<b>93,0</b>	<b>102,6</b>	<b>124,4</b>	<b>82,0</b>	<b>16,5</b>	<b>26,9</b>	<b>3,6</b>	<b>449,1</b>

### C.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2022

#### C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2022, à **176,8 M€**, dont 57 % au titre des combustibles (101,2 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 sont présentées dans le Tableau 22. La révision des coûts de production prévisionnels pour 2022 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2021 de 48,6 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 22 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EDM pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021**

M€	Nature de coûts retenus	2022 reprév	2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	101,2	72,1	29,1	40%
	Personnel, charges externes et autres achats	33,3	22,7	10,5	46%
	Impôts et taxes	0,8	0,5	0,3	59%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	22,2	14,1	8,0	57%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,5	11,4	0,0	0%
	Amortissements	7,0	6,6	0,5	7%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,5	0,3	0,3	99%
<b>Coût total</b>		<b>176,5</b>	<b>127,7</b>	<b>48,7</b>	<b>38%</b>

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

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2022 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 (+ 29,1 M€, soit + 40 %) qui s'explique par la très forte hausse des prix de marché, après la forte baisse observée en 2020, dans un contexte de tension sur les marchés des matières premières consécutive à la crise sanitaire mondiale et du conflit en Ukraine.
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 8,0 M€, soit + 57 %) qui tient compte de l'augmentation des prix constatés sur le début de l'année 2022 (hypothèse de 90 €/t pour la prévision 2022 contre un prix moyen de 45 €/t constaté en 2021) ; cette hausse des coûts du combustible et des quotas CO<sub>2</sub> est renforcée par l'hypothèse de forte croissance de la consommation d'électricité prise par EDM dans ces prévisions (+ 2,5 % par rapport à 2021).
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 10,5 M€) qui résulte, d'une part, d'un renforcement des équipes et d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations et des cotisations sociales et d'autre part de l'augmentation des charges de maintenance des centrales, du fait d'un nombre plus élevé de visites majeures prévues en 2022 (10 en 2022 contre 3 en 2021).

### C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production<sup>23</sup> prévisionnelles mises à jour pour 2022 s'élèvent pour EDM à **37,0 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 23.

**Tableau 23 : Évolution des recettes de production prévues par EDM pour 2022 par rapport aux recettes constatées au titre de 2021**

en M€	2022 reprév	2021	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	55,2	41,7	13,5	32%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,4	0,2	0,1	52%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>55,6</b>	<b>41,9</b>	13,6	33%
(-) Recettes de distribution	17,2	16,2	1,0	6%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,9	2,2	0,7	34%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	3,6	2,9	0,8	27%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>39,2</b>	<b>26,5</b>	12,7	48%
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>37,0</b>	<b>25,2</b>	11,7	47%
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>98,01</b>	<b>67,85</b>	30,2	44%

<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 à la section C.2.2.

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

Les recettes de production prévisionnelles totales sont supérieures de 47 % à celles constatées en 2021 et la PPTV augmente donc de 44 %. Cette hausse s'explique par l'hypothèse de croissance de la consommation (+ 3,8 % par rapport à 2021) et du nombre de clients (+ 2,3 % par rapport à 2021) mais surtout par une hypothèse de hausse des tarifs réglementés de vente HT de plus de 40 % qui induisent une augmentation du chiffre d'affaires et des recettes théoriques liées aux agents EDM.

### C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **176,5 M€** et **37,0 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour au titre de l'année 2022 est évalué pour EDM à **139,5 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

### C.1.3 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EEWf pour 2022

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>23</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 des recettes de gestion de la clientèle pour la production (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

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2022, à **11,0 M€** répartis en **0,07 M€** de coûts de production renouvelable<sup>24</sup> et **10,9 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 9,0 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 24.

**Tableau 24 : Évolution des coûts de production prévus par EEFW pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021**

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2022 reprév	2021	Evolution	
						en M€	en %
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	0,3	0,001	0,3	0,16	0,1	87%
	Amortissements	0,3	0,004	0,3	0,30	0,0	-2%
	Impôts et taxes	0,0	0,001	0,01	0,01	0,00	3%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,1	0,050	1,2	1,12	0,0	3%
	Fonctions support	0,2	0,014	0,2	0,21	0,00	2%
<b>Coûts variables</b>	Combustibles	9,0	0,000	9,0	5,69	3,3	59%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
<b>Coût total</b>		<b>10,9</b>	<b>0,069</b>	<b>11,0</b>	<b>7,49</b>	<b>3,5</b>	<b>47%</b>

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

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2022 sont en forte hausse par rapport aux coûts constatés pour 2021 (+ 3,5 M€, soit + 47 %). Cela s'explique principalement par l'augmentation des prix de marché des combustibles (+ 3,3 M€ soit + 59 %), après la forte baisse observée en 2020. Cette hausse est amplifiée par l'hypothèse de fort accroissement de la consommation prise par EEFW (+ 8,9 % par rapport à l'année 2021).

La variation relative de la rémunération des capitaux (+ 0,1 M€ soit + 87 %) est liée aux réinvestissements prévus en 2022 par EEFW 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<sup>25</sup> prévisionnelles mises à jour pour 2022 s'élèvent pour EEFW à **2,3 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25. 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 25 : Evolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2022 par EEFW par rapport aux recettes constatées au titre de 2021**

en M€	2022 reprév	2021	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	3,3	2,6	0,7	29%
(-) Recettes de distribution	1,1	1,0	0,1	5%
(-) 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>	<b>0,7</b>	<b>48%</b>
<b>Recettes de production totales (1)</b>	<b>2,3</b>	<b>1,5</b>	<b>0,7</b>	<b>48%</b>
<b>Recettes de production - Transition Énergétique</b>	<b>0,09</b>	<b>0,06</b>	<b>0,0</b>	<b>48%</b>
<b>Recettes de production - Mécanisme de solidarités</b>	<b>2,17</b>	<b>1,46</b>	<b>0,7</b>	<b>48%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>88,51</b>	<b>64,94</b>	<b>23,6</b>	<b>36%</b>

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

Le montant des recettes mises à jour pour 2022 est en nette hausse par rapport au constaté 2021 (+ 0,7 M€ soit + 48 %) - ainsi que la PPTV qui en résulte (+ 36 %) - du fait notamment d'une hypothèse de croissance de la consommation de + 8,9 % par rapport à 2021 et de l'augmentation des tarifs réglementés de vente HT de plus de 20 % en 2022.

### C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 11,0 M€ et 2,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2022 est évalué à

<sup>24</sup> Pour rappel, EEFW dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc.

<sup>25</sup> Comme pour EDM, les recettes de production d'EEFW sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et des recettes de gestion de la clientèle pour la production et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.



**8,74 M€** pour EEWf. Il se décompose en **- 0,02 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **8,76 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 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF SEI au titre de 2022

#### C.2.1.1 Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2022 est présentée dans le Tableau 26.

**Tableau 26 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI en 2022**

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Hydrogène	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	670,5	0,0	666,8	0,0	12,9	50,8	0,0	0,0	10,1	0,0	266,6	1 677,7
Guadeloupe	0,0	143,6	933,7	0,0	91,2	29,7	0,0	101,5	16,1	237,4	128,6	1 681,8
Guyane	0,0	0,0	138,0	0,0	0,0	16,3	0,0	0,0	0,0	57,3	81,1	292,7
Martinique	0,0	0,0	725,9	0,0	40,2	0,0	25,5	0,0	0,8	252,2	103,0	1 147,6
La Réunion	0,0	749,1	1 465,2	0,0	3,5	3,4	0,0	0,0	17,2	57,4	283,9	2 579,7
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,415
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>670,5</b>	<b>892,7</b>	<b>3 929,6</b>	<b>0,0</b>	<b>147,7</b>	<b>100,2</b>	<b>25,5</b>	<b>101,5</b>	<b>44,2</b>	<b>604,4</b>	<b>863,5</b>	<b>7 379,9</b>
Constatées en 2021 (GWh)	630,1	1 427,8	3 675,7	0,0	164,9	96,3	0,0	84,0	37,8	450,2	714,7	7 281,6
Evolution 2021-2022 (%)	6%	-37%	7%	---	-10%	4%	---	21%	17%	34%	21%	1,4%
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>170,6</b>	<b>423,7</b>	<b>1 257,3</b>	<b>0,0</b>	<b>29,0</b>	<b>13,0</b>	<b>7,5</b>	<b>14,9</b>	<b>6,0</b>	<b>210,0</b>	<b>348,2</b>	<b>2 480,3</b>
Constatés en 2021 (M€)	80,9	419,2	1 011,4	0,0	32,5	9,8	0,0	15,2	4,6	161,5	282,3	2 017,4
Evolution 2021-2022 (%)	111%	1%	24%	---	-11%	33%	---	-2%	32%	30%	23%	22,9%

\* La Corse bénéficie 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 prévisionnels mis à jour pour 2022 sont en hausse de 1,4 % par rapport à 2021. Cette augmentation résulte en partie d'une hausse prévisionnelle de la consommation par rapport à 2021 (de 3,8 % sur l'ensemble des territoires), année marquée par les effets de la crise sanitaire dans certains territoires dont la consommation s'est maintenue à un niveau inférieur au niveau d'avant crise sanitaire. Le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter de manière importante (+ 22,9 %).

L'évolution du volume et du coût d'achat de l'électricité produite est hétérogène en fonction de la filière et du territoire considérés :

- La filière thermique voit son coût d'achat augmenter de manière importante (+ 24 %) bien que le volume ne croisse que de 7 %. L'augmentation de volume s'explique en partie par l'indisponibilité de centrales qui font l'objet de travaux de conversion, en particulier la centrale de Bois Rouge à La Réunion, compensée par une sollicitation plus importante de la centrale thermique de Port Est. L'augmentation du coût d'achat s'explique principalement par des hypothèses de prix de marché pour l'achat de combustibles (basées sur les prix constatés au premier trimestre 2022 et sur les cotations prévisionnelles du mois d'avril 2022 pour le reste de l'année), plus élevées que les prix constatés sur l'année 2021.
- L'indisponibilité partielle de la centrale de Bois Rouge associée à sa conversion à la biomasse en substitution du charbon, entraîne une baisse de volume pour la filière charbon/bagasse par rapport à 2021 (- 37 %). Malgré cette baisse de volume, les coûts d'achat devraient rester relativement stables (+ 1 %) en raison des hypothèses de prix de marché du combustible et du CO<sub>2</sub> plus élevées que les prix constatés sur l'ensemble de l'année 2021.
- La filière biomasse voit son volume augmenter (+ 34 %) en raison du fonctionnement sur une année pleine de la centrale de Cacao, mise en service au printemps 2021, d'une sollicitation plus importante de la centrale Albioma Caraïbes (Le Moule 3) en Guadeloupe par rapport à 2021, et du fonctionnement à la biomasse/bagasse des groupes de la centrale de Bois Rouge dont les travaux de conversion devraient être achevés sur les derniers mois de l'année 2022. En conséquence, les coûts d'achat évolueront également à la hausse (+ 30 %).
- Les interconnexions reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient injecter davantage d'énergie dans le réseau corse par rapport à 2021 (+ 6 %), année marquée par une indisponibilité du poste de conversion de la ligne SACOI sur le dernier trimestre qui a été résolue en début d'année 2022. L'augmentation du coût d'achat est bien plus marquée (+ 111 %) compte tenu des prix de marché observés sur le début de l'année

2022 sur le continent européen et des cotations prévisionnelles pour le reste de l'année, plus élevés que la moyenne constatée sur 2021.

- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2022 par rapport à 2021 (+ 21 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, dont la puissance totale nouvellement installée est estimée à près de 70 MWC, et d'un ensoleillement constaté en 2021 sur certains territoires en deçà du niveau habituel. Cette hausse en volume s'accompagne d'une hausse des coûts d'achat du même ordre de grandeur (+ 23 %). L'impact de la révision des contrats pré-moratoire n'a pas été pris en compte par EDF SEI.
- Enfin, en l'absence de déclaration des volumes et des coûts pour l'usine d'incinération située en Martinique pour l'année 2021, une hausse peut être constatée ici entre 2021 et 2022 mais elles ne reflètent pas nécessairement la réalité dans la mesure où des volumes et coûts devraient être déclarés en reliquats les prochaines années pour l'année 2021.

### 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. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section C.1.1.2. Le coût évité s'élève à **661,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 27.

**Tableau 27 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2022**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 677,7	1 681,8	292,7	1 147,6	2 579,7	0,0	0,415	7 379,9
Taux de pertes (%)	12,7%	13,7%	13,1%	9,2%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 464,6	1 451,4	254,4	1 042,0	2 357,9	0,0	0,395	6 570,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	94,06	104,42	98,59	103,65	101,46	103,99	96,47	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	137,8	151,5	25,1	108,0	239,2	0,00	0,0382	661,7

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

### C.2.1.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **1 818,7 M€** dans les ZNI (2 480,3 M€ de coût d'achat – 661,7 M€ de coût évité).

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

- 459,3 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique » ;
- 1 359,3 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 28.

**Tableau 28 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2022**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022 reprév
Coût d'achat	518,5	556,3	90,6	376,4	938,5	0,0	0,124	2 480,3
Coût évité	137,8	151,5	25,1	108,0	239,2	0,0	0,038	661,7
<b>Surcoûts</b>	<b>380,7</b>	<b>404,7</b>	<b>65,5</b>	<b>268,3</b>	<b>699,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,086</b>	<b>1 818,7</b>
Transition Énergétique OA	70,6	51,2	26,0	34,2	109,0	0,0	0,027	290,9
Transition Énergétique gré à gré	-0,8	70,7	18,9	55,7	24,0	0,0	0,059	168,4
Mécanismes de solidarité	310,9	282,9	20,7	178,5	566,3	0,0	0,000	1 359,3

## C.2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDM au titre de 2022

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

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2022 s'élèvent à 24,8 GWh, pour un montant de **9,6 M€**.

Par rapport au parc installé en 2021, EDM prévoit la mise en service d'ici 2022 de 30 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW bénéficiant de l'arrêté tarifaire S17. Au total, cela représentera 167 installations photovoltaïques en fonctionnement sur le territoire en 2022. Ceci se traduit par une nette augmentation des volumes d'achat (+ 42 %) et des coûts d'achat (+ 30 %) par rapport à 2021 (cf. Tableau 29).

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 production, comme ce fut le cas en 2021. EDM estime donc que cette centrale n'injectera aucun volume d'électricité sur le réseau en 2022.

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

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la PPTV estimée à 98,01 €/MWh (cf. paragraphe C.1.2.2), est évaluée à **2,2 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, en forte augmentation par rapport à celle constatée en 2021 (+ 108 %) en raison de la hausse combinée du volume acheté (+ 42 %) et de la PPTV (+ 44 %).

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

La forte augmentation des coûts évités vient limiter la hausse des surcoûts d'achat (+ 17 %). Ainsi, les surcoûts prévisionnels mis à jour par EDM et résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **7,4 M€** (9,6 M€ - 2,2 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

**Tableau 29 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels mis à jour d'EDM au titre de 2022**

	2022 reprév	2021	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	9,6	7,4	2,2	30%
Quantités achetées (GWh)	24,8	17,4	7,4	42%
Taux de pertes	8,50%	9,66%	0,0	-12%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	22,6	15,7	7,0	44%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	98,01	67,85	30,2	44%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	2,2	1,1	1,2	108%
Surcoûts d'achat (M€)	7,4	6,3	1,1	17%

<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.2.3 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EEWF au titre de 2022

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2022 s'élèvent à 56,4 MWh, pour un montant de **22 k€**. EEWF n'a pas prévu 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>26</sup> et le 20 janvier 2022<sup>27</sup> car les travaux ont pris du retard compte tenu de la situation sanitaire.

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

L'électricité achetée par EEWF, valorisée à la part production estimée à 88,51 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **5 k€**, comme détaillé dans le Tableau 30. Elle progresse de 53 % par rapport à 2021 en raison de la hausse combinée du volume acheté (+ 12 %) et de la PPTV (+ 36 %).

### 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 2022 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 ». Par rapport à 2021, l'augmentation des surcoûts évités (+ 53%) limite la progression du surcoût d'achat (+ 6 %).

<sup>26</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 EEWF pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis

<sup>27</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 EEWF pour une installation photovoltaïque située à Futuna

**Tableau 30 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour pour 2022, pour EEWf et comparaison par rapport aux surcoûts d'achat constatés en 2021**

	<b>2022 reprév</b>	<b>2021</b>	<b>Evolution</b>	
			<b>en M€</b>	<b>en %</b>
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	0,0	14%
<b>Quantités achetées (GWh)</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	0,0	12%
<i>Taux de pertes</i>	<i>0,07</i>	<i>0,07</i>	0,0	0%
<b>Quantités achetées et consommées (GWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>0,05</b>	<b>0,05</b>	0,0	12%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>88,51</i>	<i>64,94</i>	23,6	36%
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>0,005</b>	<b>0,003</b>	0,0	53%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>0,017</b>	<b>0,016</b>	0,0	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.

### **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. 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 Mise à jour des surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF au titre de 2022**

##### **C.3.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage**

La mise à jour des quantités brutes injectées par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI au titre de 2022 sont présentés dans le Tableau 31. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **6,3 M€** au titre de 2022.

##### **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 mis à jour exposés pour 2022 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 autres 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 2022.

##### **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 31.

##### **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 mis à jour au titre de 2022 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 surcoûts supportés par EDF par territoire est présentée dans le Tableau 31.

**Tableau 31 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2022**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL 2022 reprév
<b>Quantités injectées (GWh)</b>	<b>4,0</b>	<b>0,1</b>	<b>2,3</b>	<b>4,6</b>	<b>3,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>14,2</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 (GWh)	0,7	0,0	1,5	0,7	0,5	0,0	0,0	3,5
<b>Coûts évités (M€)</b>	<b>0,3</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%	13,1%	9,2%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,5	0,1	2,0	4,1	3,0	0,0	0,0	12,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	94,06	104,42	98,59	103,65	101,46	103,99	96,47	---
<b>Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]</b>	<b>0,6</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.

### C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2022

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2022 pour des ouvrages de stockage. Les lauréats du guichet stockage de la CRE n'ayant pas encore été mis en service.

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

Aucun opérateur n'a déclaré de charges prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2022.

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 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2022

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2022 à **129,0 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 32.

<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 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2022**

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2022 reprév
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	35,6	18,6	12,5	22,5	21,2	0,20	0,12	110,8
	Frais du fournisseur historique	3,8	3,7	2,4	3,2	5,2	0,04	0,02	18,5
Recettes	Participations tierces	-0,1	-0,1	0,00	0,0	0,00	-0,08	0,00	-0,3
Coût net total		39,3	22,2	14,9	25,8	26,5	0,16	0,14	129,0

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 révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2022 conduit à une légère baisse des coûts par rapport au constaté pour 2021 (- 2,0 M€). Le Tableau 33 détaille cette variation par poste.

**Tableau 33 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2022 et le constaté au titre de 2021**

M€	Nature de coûts	Total reprévision 2022	Total constaté 2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	110,8	114,6	-3,7	-3%
	Frais du fournisseur historique	18,5	17,6	0,9	5%
Recettes	Participations tierces	-0,3	-1,1	0,9	-77%
Coût net total		129,0	131,0	-2,0	-2%

EDF anticipe le plafonnement du déploiement d'un certain nombre d'actions de MDE après une année 2021 qui a connu des volumes de placement particulièrement importants. Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2022 est par conséquent en baisse par rapport au montant constaté pour l'année 2021 (- 3 %).

Les frais du fournisseur sont quant à eux, une année de plus, en légère hausse (+ 5 %) conformément à la volonté de mettre en place les outils et le personnel nécessaires dans les différents territoires afin de massifier le déploiement des actions de MDE et ainsi atteindre les objectifs des cadres de compensation.

EDF anticipe enfin une nouvelle baisse des participations tierces en 2022 par rapport à 2021 (- 0,9 M€), après la baisse de - 4,2 M€ constatée entre 2021 et 2020. La CRE regrette la réduction continue des participations financières des membres des comités MDE des territoires d'EDF autres que celui-ci à mesure de l'avancement des cadres de compensation.

#### C.4.2 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDM à Mayotte au titre de 2022

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2022 à **3,9 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 34.

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 2021.

**Tableau 34 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2022 et comparaison par rapport aux coûts constatés en 2021**

M€	Nature de coûts	2022 reprév	2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,2	3,1	0,2	5%
	Frais du fournisseur historique	0,7	0,8	-0,1	-7%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
Coût net total		3,9	3,8	0,1	3%
Recettes CEE		0,0	-0,4	0,44	-100%
Coûts nets		3,9	3,4	0,54	16%

#### 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 acteur 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.

Afin de permettre la comparaison avec les coûts nets constatés en 2021, les recettes CEE d'EDM pour 2022 sont donc données égales à 0.

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

Les objectifs croissants du cadre territorial de compensation, adopté début 2019 et mis à jour en 2021 induisent une augmentation du nombre d'actions de MDE et donc des primes versées, partiellement compensée par la diminution des coûts de personnels. Les coûts de MDE sont donc quasiment constants (+ 3 %) par rapport au constaté pour 2021.

Le passage au statut d'acteur obligé et l'absence de recettes CEE associée se traduisent par une augmentation du coût total net de 0,5 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 2022.

### c.6 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2022

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 549,2 M€** pour l'année 2022 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **592,6 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 956,6 M€**.

**Tableau 35 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2022, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux**

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	TOTAL
<b>Transition énergétique</b>	<b>581,3</b>	<b>11,3</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>592,6</b>
Surcoûts achats OA	290,9	7,4			298,3
Surcoûts achats GAG ENR	168,4		0,02		168,4
Surcoûts production FH ENR	-12,1		-0,02		-12,1
MDE	129,0	3,9			132,9
Stockage	5,0				5,0
Etudes ZNI identifiées dans PPE				0,0	0,0
<b>Mécanismes de solidarité</b>	<b>1 808,4</b>	<b>139,5</b>	<b>8,8</b>		<b>1 956,6</b>
Surcoûts achats GAG non ENR	1 359,3				1 359,3
Surcoûts production FH non ENR	449,1	139,5	8,8		597,3

## **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 2022**

Pour l'année 2022, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **86,6 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2022 », dont l'enveloppe budgétaire globale attribuée est de 70,8 M€. Elles intègrent également des factures tardives ou le reversement de réduction de primes ou de pénalités au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2018 à 2021. Cette évaluation est en forte hausse par rapport à la prévision initiale de 40 M€, l'enveloppe budgétaire globale de l'appel d'offres « Effacement 2022 » ayant été revue à la hausse.

## 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 2022.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2022, 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 2022, une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité a été déclarée :

- par EDF, en métropole continentale et en ZNI<sup>34</sup> ;
- par 16 entreprises locales de distribution et 3 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2022 mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

### **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 2022, EDF, 16 entreprises locales de distribution et 3 fournisseurs alternatifs ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. Pour les autres fournisseurs dont les versements prévisionnels aux fonds de solidarité logement n'ont pas été mis à jour cette année, l'intégralité de la prévision initiale a été reprise.

La compensation après mise à jour des charges s'élève à **24,6 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif au titre de 2022 (contre 24,1 M€ en 2021).

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

Pour 2022, ces charges ont été déclarées 5 opérateurs seulement. Les charges prévisionnelles liées à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2022 sont estimées à **4,7 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 2022 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.

Certains fournisseurs ont alerté la CRE sur les difficultés d'ordre pratique ou juridique qu'ils rencontrent par rapport au déploiement de ce dispositif.

### **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 2022.

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2022 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 2022 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,008 M€).

<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 pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2022. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

### 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 2022 s'élève à **5,1 M€**.

Ce montant est relativement stable par rapport à la prévision initiale pour 2022 (4,8 M€).

\* \* \*

Au titre de l'année 2022, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 5,1 M€ (dont 0,008 M€ associés au tarif de première nécessité et 5,1 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 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

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2022 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **34,5 M€** (24,6 M€ + 4,7 M€ + 5,3 M€). Elle est supérieure de 4,8 M€ à la prévision initiale de 29,3 M€.

Le détail des charges par type d'opérateur est indiqué dans le Tableau 36. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 38.

**Tableau 36 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux - électricité au titre de 2022 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et initialement prévues pour 2022**

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif de mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2022 actualisé	2021	2022 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€	M€
<b>EDF</b>	<b>18,6</b>	<b>2,9</b>	<b>1,9</b>	<b>23,5</b>	<b>19,7</b>	<b>20,7</b>
EDF MC	18,2	2,9	1,6	22,7	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>5,2</b>	<b>1,5</b>	<b>3,2</b>	<b>10,0</b>	<b>7,0</b>	<b>7,8</b>
<b>Total</b>	<b>24,6</b>	<b>4,7</b>	<b>5,3</b>	<b>34,5</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 de l'aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de comptage et, en application des articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l'énergie, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros. Les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné.

\* \* \*

Au titre de l'année 2022, 3 fournisseurs (EDF, Total Direct Énergie et Énergies de Strasbourg) ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2022. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2022.

### 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 2022.

### E.2.2 Charges liées aux services de la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie

3 opérateurs ont révisé leurs prévisions, en hausse de 141 k€ pour Total Direct Énergie, de 13 k€ pour EDF et de 10 k€ pour Énergies de Strasbourg. Ces opérateurs ont en parallèle revu à la hausse le nombre de mises en service gratuites et celui des interventions pour impayés, à l'exception d'Énergies de Strasbourg sur ce dernier point.

La mise à jour de la prévision des coûts liés au chèque énergie conduit à retenir au titre de 2022 un montant de **1,77 M€**, contre 1,61 M€ à l'issue de la déclaration des charges prévisionnelles faite en 2021.

### E.2.3 Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Aucune mise à jour des prévisions n'a été effectuée. La prévision des coûts liés aux dispositifs de mise à disposition des données de comptage reste inchangée et nulle pour 2022.

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

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir, au titre de 2022, un montant de charges de **1,8 M€**, supérieur de 10 % par rapport aux charges constatées en 2021 et à la prévision initiale pour 2022.

Le détail des charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 37. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 38.

**Tableau 37 : Mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux - gaz de 2022 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et initialement prévues pour 2022**

	2022 reprév	2022 prév	Evolution		2021	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	0,6	0,6	0,01	2%	0,6	0	1%
ELD	0,1	0,1	0,01	16%	0	0,03	64%
Autres fournisseurs	1,1	1	0,14	14%	1	0,13	13%
<b>Total</b>	<b>1,8</b>	<b>1,6</b>	<b>0,2</b>	<b>10%</b>	<b>1,6</b>	<b>0,2</b>	<b>10%</b>

### E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, mises à jour pour l'année 2022, s'élève à 36,3 M€ (dont 34,5 M€ en électricité, et 1,8 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport au montant constaté sur l'année 2021, s'élevant à 29,0 M€ (voir Tableau 2 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

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 - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLÉ CONTINENTALE (ELECTRICITE 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° 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° et 4° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie disposent notamment que la compensation des charges comprenne « *les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre* » de l'obligation d'achat de biogaz ou du contrat d'expérimentation.

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

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 17 février 2022<sup>35</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 mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus au titre de 2022.

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 gestions 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 2022, les opérateurs ont déclaré **68,1 M€** de charges :

- 65,1 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 60,8 M€ prévus par EDF, 3,5 M€ prévus par 71 entreprises locales de distribution et 0,7 M€ prévus par 6 organismes agréés), contre 59,7 M€ dans la prévision initiale (dont 55,5 M€ prévus par EDF, 3,6 M€ par 71 entreprises locales de distribution et 0,7 M€ par 5 organismes agréés).
- 3,0 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 0,1 M€ prévus par 3 entreprises locales de distribution et 2,9 M€ par 17 fournisseurs de gaz naturel), contre 3,2 M€ dans la prévision initiale (dont 0,1 M€ prévus par 3 entreprises locales de distribution et 3,0 M€ prévus par 16 fournisseurs de gaz).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2022.

En particulier, la délibération de la CRE<sup>36</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>35</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>36</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. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2022 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 38 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours<sup>37</sup>.

**Tableau 38 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours**

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 773	907 414	149 827	0	757 587		2 814	35 800	796 201
SICAE de l'Aisne	5 468	1 572 948	287 230	0	1 285 718		0	0	1 285 718
Energie Développement Services du BRIANCONNAIS	36 096	2 806 330	1 623 684	0	1 182 646		3 284	12 366	1 198 296
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	32	17 367	1 754	0	15 613		0	0	15 613
Régie Electrique DALOU	39	17 796	1 892	0	15 904		17	820	16 741
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 139	558 488	55 829	0	502 659		84	2 915	505 658
Régie Municipale d'Electricité VICQESSOS	19	8 753	937	0	7 816		0	1 333	9 149
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	2 591	948 954	147 781	0	801 173		900	473	802 546
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	365	91 150	19 614	0	71 536		0	0	71 536
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	5 949	684	0	5 265		0	858	6 124
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	8	4 800	545	0	4 255		0	915	5 170
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	8	2 895	356	0	2 539		0	720	3 259
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	6 910	689 679	308 068	0	381 611		101	2 065	383 777
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 817	1 726 015	414 013	0	1 312 002		0	492	1 312 494
Régie d'Electricité SAINT-QUIRIC - CANTE - LISSAC - LABATUT	396	219 761	24 051	0	195 710		0	92	195 801
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	6 899	2 281 829	402 520	17 311	1 861 998		231	16 031	1 878 259
Energie Quillan Occitanie	5 850	663 300	305 715	0	357 586		2 831	4 775	365 192
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 734	301 368	148 273	0	153 095		1 307	6 474	160 876
Régie SDED EROME-GERVANS	90	50 899	6 651	0	44 249		0	0	44 249
Régie SDED Gervans	91	53 535	5 450	0	48 084		0	0	48 084
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	88	39 524	4 420	0	35 104		5 350	0	40 454
SYNELVA COLLECTIVITES	81 634	10 614 240	22 115 347	280 119	-11 781 225		10 800	0	-11 770 425
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	811	383 533	54 321	0	329 211		0	6 269	335 480
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	112	30 434	8 212	0	22 222		0	2 579	24 801
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	271	58 994	12 604	0	46 389		0	0	46 389
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 555	1 313	0	9 242		0	399	9 641
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 152	1 307 115	845 467	4 244	457 404		0	32 690	490 094
Régie Municipale de Bazas Energie	814	295 884	41 314	0	254 570		958	5 475	261 003
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	2 087	338 957	100 531	0	238 426		525	7 052	246 003
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	244	128 375	12 823	0	115 552		0	6 652	122 204
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 088	9 360 908	12 012 948	50 931	-2 702 971		11 840	93 069	-2 598 062
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	115 338	13 851 908	31 062 987	560 237	-17 771 317		99 500	130 957	-17 540 860
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	70	35 858	3 814	0	32 044		0	0	32 044
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	4 086	1 504 357	213 194	0	1 291 163		6 090	0	1 297 253
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	135 800	13 281 224	13 394 048	0	-112 824		12 550	74 878	-25 395
Régie Communale Electrique SAULNES	12	6 150	696	0	5 453		0	1 493	6 946
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	209 728	30 337 410	60 152 377	1 464 256	-31 279 223		93 412	248 656	-30 937 155
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	21	11 454	1 043	0	10 411		26	380	10 817
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	307	70 376	14 737	0	55 639		130	1 630	57 399
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	11 246	1 515 888	2 587 176	253 530	-1 324 817		1 850	10 815	-1 312 152
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	31	16 258	1 503	0	14 755		0	0	14 755
Régie d'Electricité BITCHE	68	35 934	3 272	0	32 662		578	2 757	35 997
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	53	22 364	3 284	0	19 080		507	10 400	29 987
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	91	31 882	7 433	0	24 449		4 006	2 525	30 980

<sup>37</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.

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	43 157	3 729	0	39 427		135	0	39 562
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	225	72 915	10 695	0	62 220		130	1 900	64 250
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	51	21 656	2 421	0	19 235		540	0	19 775
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	4 128	528 996	354 974	0	174 022		3 558	0	177 579
R.M.E.T. TALANGE	116	34 049	5 491	0	28 558		360	3 659	32 577
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	21 596	1 573	0	20 023		1 955	850	22 828
Régie Municipale d'Electricité MONTAIS LA MONTAGNE	26	10 652	1 464	0	9 187		0	0	9 187
S.I.C.A.E. CARNIN	52	17 508	2 916	0	14 592		0	0	14 592
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	18	6 431	978	0	5 453		158	0	5 611
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	46	21 804	2 598	0	19 206		0	0	19 206
Régie Municipale d'Electricité LOOS	58	22 906	4 186	0	18 720		3 590	0	22 310
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	11 639	1 622 476	792 366	0	830 110		6 554	0	836 664
S.I.C.A.E. OISE	178 798	18 420 233	10 485 776	482 243	7 452 214		22 640	126 441	7 601 295
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	5 559	0	30 261		1 486	0	31 747
SIVOM d'Energie du Pays Toy	194	22 739	10 332	0	12 407		1 350	0	13 757
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	24	9 407	1 564	0	7 843		0	0	7 843
Energies Services LANNEMEZAN	591	339 514	37 414	0	302 100		4 157	4 000	310 257
Régie Electrique LA CABANASSE	22	8 340	1 311	0	7 029		0	85	7 114
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 461	223 137	685 692	0	-462 555		327	1 860	-460 368
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	15	12 154	1 080	0	11 074		475	0	11 549
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	618	297 008	37 648	0	259 360		717	11 130	271 207
GAZ DE BARR	245	88 774	11 881	0	76 893	327 684	5 916	5 302	415 794
UME	6 584	1 601 836	396 930	9 892	1 195 014		720	12 802	1 208 536
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	26	814 503	6 552	0	807 951		837	7 754	816 543
ES ENERGIES STRASBOURG	334 062	94 455 153	92 489 087	2 388 821	-422 756	677 106	191 462	471 731	917 544
VIALIS	24 323	5 267 607	1 445 265	49 461	3 772 881		14 811	37 660	3 825 353
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 749	4 588 553	6 781 803	118 838	-2 312 088		1 442	34 925	-2 275 721
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	167	102 175	9 944	0	92 231		261	4 641	97 133
SICAE EST	74 888	10 511 950	20 044 780	248 790	-9 781 619		5 265	81 244	-9 695 110
SOREA	30 935	3 073 277	1 672 289	24 730	1 376 257		0	33 931	1 410 188
Régie Electrique TIGNES	11 623	879 650	617 678	0	261 972		2 292	0	264 264
Régie Electrique Communale AUSSOIS	18	5 868	1 045	0	4 823		0	0	4 823
Régie Electrique AVRIEUX	9	4 309	535	0	3 774		0	0	3 774
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	19	9 396	994	0	8 402		0	0	8 402
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	27	8 106	1 527	0	6 579		0	0	6 579
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	14	2 152	799	0	1 353		0	0	1 353
Régie Electrique MONTVALEZAN	12	8 330	688	0	7 642		0	0	7 642
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	14 230	1 401 568	804 415	14 838	582 314		342	15 377	598 034
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 521	229 124	89 352	0	139 772		900	40	140 712
Syndicat des Energies Electriques de TARENTEISE	9 754	1 094 331	467 956	0	626 375		0	0	626 375
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	5 839	527 926	327 566	0	200 360		150	7 560	208 070
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	506	258 210	41 123	0	217 086		5 603	4 518	227 207
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	6 462	463 391	274 405	0	188 987		1 350	3 040	193 377
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	5 919	768 006	333 736	0	434 270		4 050	14 400	452 720
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	6 346	2 127 063	507 107	0	1 619 956		13 500	23 763	1 657 219
S.A.I.C. PERS LOISINGES	99	43 837	4 366	0	39 471		0	0	39 471
RÉGIE D'ELECTRICITE D'ELBEUF	174	80 052	10 041	0	70 012		10 743	4 911	85 665
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 344	540 131	100 941	0	439 190		3 715	12 141	455 046
SEOLIS	786 078	94 471 014	208 436 361	3 155 584	-117 120 930		120 001	729 713	-116 271 216
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	354 948	33 421 572	95 146 914	1 773 196	-63 498 538		7 200	290 889	-63 200 449
GAZELEC DE PERONNE	48 700	4 325 715	2 803 262	0	1 522 453		3 050	29 500	1 555 003
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 528	1 177 700	640 750	0	536 951		1 350	5 354	543 655
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 172	201	0	1 972		0	570	2 542
SICAE du CARMAUSIN	16 185	4 438 233	959 852	9 892	3 468 489		2 350	43 525	3 514 364
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	2 036	500 482	117 133	0	383 349		49 687	25 440	458 476
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAU - Pays de Coccagne	23 116	3 460 253	1 242 274	0	2 217 980		5 430	30 753	2 254 163
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	700 138	99 964 036	185 733 242	2 042 676	-87 811 882		278 519	706 546	-86 826 817
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	506	44 563	30 575	0	13 988		70	0	14 058
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 941	922 938	455 986	32 150	434 802		0	8 970	443 772

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	899	282 019	74 371	0	207 648		2 892	6 354	216 893
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	89	39 450	4 416	0	35 035		0	0	35 035
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSEY	91	43 628	5 306	0	38 322		2 700	1 895	42 916
AXPO Solutions AG	0	2 948 574	0	505 062	2 443 511		0	7 500	2 451 011
TOTAL Flex	269 565	35 959 974	72 372 664	1 773 243	-38 185 933		0	578 061	-37 607 872
BUDGET TELECOM – MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		9 638	0	9 638
BULB FRANCE	0	0	0	0	0		5 707	0	5 707
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	635 600	1 884 128	14 016	2 533 745
ENARGIA	0	0	0	0	0		70	0	70
ENERCOOP	26 757	3 308 175	7 161 883	87 509	-3 941 217	305 189	0	130 361	-3 505 668
CALEO							2 700		2 700
ENDESA ENERGIA SA						4 829 573		75 267	4 904 840
SAVE						40 382 533		622 812	41 005 345
ALSEN						1 582 261		10 745	1 593 006
Gaz de Bordeaux						2 607 870	6 608	93 045	2 707 524
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						1 808 634		87 839	1 896 473
Gaz de Paris						2 200 511		80 806	2 281 317
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		13 878	0	13 878
PICOTY						362 035		39 196	401 231
DYNEFF							12 324		12 324
GEG Source d'Energies						333 439		15 660	349 099
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						2 267 214		35 535	2 302 749
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						3 263 738		133 169	3 396 906
ENGIE	0	0	0	0	0	60 819 143	8 371 000	1 384 836	70 574 979
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		42	0	42
IBERDROLA ENERGIE FRANCE	0	0	0	0	0		700 000	0	700 000
JOUL	22	5 584	1 430	0	4 154	0	35 185	14 670	54 009
OUI ENERGY	0	0	0	0	0		79 030	0	79 030
PLUM ENERGIE						-122 067		23 631	-98 436
PROVIRIDIS SAS						2 413 056		29 500	2 442 556
PROXELIA	0	0	0	0	0		2 614	0	2 614
REDEO ENERGIES SAS						11 036 469		306 143	11 342 612
SELFEE	1 496	327 430	391 990	16 977	-81 537		0	10 320	-71 217
Terreal						-302 584		6 000	-296 584
UNION DES PRODUCTEURS LOCAUX D'ELECTRICITE	15 521	1 449 624	4 251 750	33 954	-2 836 080		1 374	17 764	-2 816 942
<b>TOTAL</b>	<b>3 712 305</b>	<b>534 059 727</b>	<b>865 282 671</b>	<b>15 398 484</b>	<b>-346 621 428</b>	<b>135 427 403</b>	<b>12 168 729</b>	<b>7 246 854</b>	<b>-191 778 442</b>