

ANNEXE 1

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

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2023 pour les différents opérateurs concernés, réévaluées par la CRE en novembre 2022 dans un contexte d'amplification de la crise des prix de gros de l'énergie. L'évaluation annuelle des charges au titre de 2023, réalisée en juillet 2022, est présentée dans l'Annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2022¹.

Au sein de la présente annexe, une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges de service public de l'énergie ; elles sont ensuite présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire correspondant. Seules les évolutions par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022 sont explicitées.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2022 et actualisées pour prendre en compte :

- les dernières données disponibles de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz au moment de l'exercice de réévaluation ;
- les évolutions majeures du contexte du soutien aux énergies renouvelables s'étant matérialisées depuis l'exercice d'évaluation annuelle des charges de juillet 2022.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020², le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été supprimé le 1^{er} janvier 2021. La distinction opérée précédemment entre les charges relevant du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » et celles relevant du budget général de l'Etat n'est plus maintenue.

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

Cette annexe ne porte pas sur les charges liées aux gels des tarifs réglementés de vente. Les charges de service public de l'énergie au titre de 2023 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération, qui a également été actualisée.

Opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2023

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

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale (section A) : EDF Obligation d'Achat (EDF OA), 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)³ à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France

¹ Délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

² Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020.

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

(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).

Périmètre de l'actualisation des charges prévisionnelles au titre de 2023 par rapport à l'évaluation annuelle réalisée en juillet 2022

L'actualisation des charges prévisionnelles au titre de 2023 concerne le périmètre suivant :

- les charges liées aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale, supportées par EDF, les ELD et les organismes agréés (section A) ;
- les charges liées à l'injection de biométhane, supportées par les acheteurs de biométhane, fournisseurs de gaz ou ELD (section B).

Les autres postes de charges (section C à F) sont inchangés par rapport aux charges prévisionnelles au titre de 2023 estimées dans l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022.

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 les charges prévisionnelles au titre de l'année 2023 à partir des déclarations transmises par les opérateurs, après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

Avertissement

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

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

SYNTHESE

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2023 est désormais évalué à **- 16 498,6 M€**, au lieu du montant de **- 882,9 M€** estimé lors de l'évaluation annuelle de juillet 2022. Si le niveau global de charges prévisionnelles au titre de 2023 était déjà négatif en juillet 2022, l'amplification de la crise des prix de gros de l'énergie entraîne une très forte baisse de ce montant. Pour rappel, il s'agit du montant hors gels des tarifs réglementés de vente, dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

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

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2021 et prévues au titre de 2022 (prévision initiale de juillet 2021) est fournie dans le Tableau 2. La crise des prix de gros de l'énergie est à l'origine de modifications très importantes des montants de charges.

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

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2023
Soutien ENR électrique en métropole	-17 327,0					0,0	-1 141,0	-99,1	-18 567,1
<i>Eolien terrestre</i>	-11 912,7					0,0	-789,4	-71,2	-12 773,3
<i>Eolien en mer</i>	-592,3					0,0	0,0	0,0	-592,3
<i>Photovoltaïque</i>	-2 619,0					0,0	-103,6	-21,3	-2 744,0
<i>Bio-énergies</i>	-1 133,0					0,0	-135,7	0,0	-1 268,7
<i>Autres énergies</i>	-1 069,9					0,0	-112,3	-6,6	-1 188,8
Injection biométhane	0,0					0,0	-35,0	-721,1	-756,1
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 292,7	176,3	9,0	0,0					2 478,0
<i>Transition énergétique</i>	735,4	12,7	0,00	0,0					748,1
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 557,3	163,6	9,0	0,0					1 729,9
Cogénération et autres moyens thermiques	238,8					0,0	-55,2	-26,1	157,5
Effacement					72,0				72,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	28,1	0,0					1,1	14,7	43,9
<i>Compensation FSL</i>	18,6	0,0					0,7	5,5	24,8
<i>Afficheur déporté</i>	6,9						0,2	5,5	12,6
<i>Autres</i>	2,5	0,0					0,2	3,7	6,4
Frais divers	64,3					0,0	3,9	5,0	73,2
<i>Frais de gestion</i>	64,3					0,0	3,9	5,0	73,2
	-14 703,2	176,3	9,0	0,0	72,0	0,0	-1 226,2	-826,6	-16 498,6

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

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

Tableau 2 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2023 par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et prévisionnelles au titre de 2022 (prévision initiale réalisée en juillet 2021)

	Charges au titre de 2023 (évaluation de nov 2022)	Charges prévisionnelles au titre de 2022 (évaluation de juil 2021)	Evolution 2023 prév - 2022 prév		Charges constatées au titre de 2021	Evolution 2023 prév - 2021	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-18 567,1	5 153,8	-23 720,9	-460%	2 954,4	-21 521,5	-728%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>-12 773,3</i>	<i>1 277,7</i>	<i>-14 051,0</i>	<i>-1100%</i>	<i>200,1</i>	<i>-12 973,4</i>	<i>-6485%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>-592,3</i>	<i>82,3</i>	<i>-674,6</i>	<i>-820%</i>	<i>0,0</i>	<i>-592,3</i>	<i>0%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>-2 744,0</i>	<i>2 957,8</i>	<i>-5 701,8</i>	<i>-193%</i>	<i>2 275,7</i>	<i>-5 019,6</i>	<i>-221%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>-1 268,7</i>	<i>624,7</i>	<i>-1 893,4</i>	<i>-303%</i>	<i>503,4</i>	<i>-1 772,1</i>	<i>-352%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>-1 188,8</i>	<i>211,3</i>	<i>-1 400,1</i>	<i>-663%</i>	<i>-24,8</i>	<i>-1 164,0</i>	<i>4701%</i>
Injection biométhane	-756,1	712,9	-1 469,0	-206%	221,9	-978,0	-441%
Soutien en ZNI	2 478,0	2 163,6	314,5	15%	2 192,0	286,0	13%
<i>Transition énergétique</i>	<i>748,1</i>	<i>670,3</i>	<i>77,9</i>	<i>12%</i>	<i>566,2</i>	<i>181,9</i>	<i>32%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 729,9</i>	<i>1 493,3</i>	<i>236,6</i>	<i>16%</i>	<i>1 625,8</i>	<i>104,1</i>	<i>6%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	157,5	646,1	-488,6	-76%	654,0	-496,5	-76%
Effacement	72,0	40,0	32,0	80%	13,1	58,9	448%
Dispositifs sociaux	43,9	30,9	12,9	42%	29,0	14,9	51%
<i>Compensation FSL</i>	<i>24,8</i>	<i>24,1</i>	<i>0,6</i>	<i>3%</i>	<i>24,1</i>	<i>0,6</i>	<i>3%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>12,6</i>	<i>0,2</i>	<i>12,4</i>	<i>6216%</i>	<i>0,0</i>	<i>12,6</i>	<i>0%</i>
<i>Autres</i>	<i>6,4</i>	<i>6,6</i>	<i>-0,1</i>	<i>-2%</i>	<i>4,8</i>	<i>1,6</i>	<i>33%</i>
Frais divers	73,2	62,9	10,3	16%	57,2	16,0	28%
<i>Frais de gestion</i>	<i>73,2</i>	<i>62,9</i>	<i>10,3</i>	<i>16%</i>	<i>57,2</i>	<i>16,0</i>	<i>28%</i>
	-16 498,6	8 810,3	-25 308,8	-287%	6 121,6	-22 620,2	-370%

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles au titre de 2023 estimées dans l'évaluation annuelle de juillet 2022

Le principal effet pris en compte pour procéder à la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023 est la hausse des références de prix de gros de l'énergie entre fin avril (références utilisées dans l'évaluation annuelle de juillet 2022) et fin septembre 2022 (références utilisées dans la présente délibération). Cette évolution a également un impact direct sur la hausse du coût d'achat des installations de cogénération, dont une partie de la rémunération est indexée sur les prix de gros du gaz.

De plus, plusieurs évolutions majeures du contexte du soutien aux énergies renouvelables, liées à la crise des prix de gros, ont été prises en compte dans cette estimation prévisionnelle (ces évolutions sont détaillées en partie A.1. de la présente annexe) :

- l'évolution du cadre du déplaçonnement des contrats de complément de rémunération, en application de l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022⁴ ;
- le fort accroissement des demandes de résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat ;
- l'effet volume lié au retard de la prise d'effet des contrats de soutien suite à la hausse des coûts des énergies renouvelables et, pour soutenir leur développement dans ce contexte, à la possibilité pour les installations lauréates de certains anciens appels d'offres de vendre leur production d'électricité directement sur les marchés de gros, en amont de la prise d'effet de leur contrat de soutien, conformément aux cahiers des charges modificatifs et rétroactifs des appels d'offres publiés par la CRE sur son site internet le 30 août 2022.

L'impact de ces différents effets dans l'évolution des charges prévisionnelles au titre de 2023 par rapport à l'évaluation publiée en juillet 2022 est exposé ci-dessous :

⁴ Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

	Evolution 2023 prév (juil 22) - 2023 prév (nov 22)
Evolution des références de prix de gros	-18 731,3
Hausse du coût d'achat des cogénérations	891,6
Déplafonnement des contrats de complément de rémunération	-2 046,4
Résiliations anticipées de contrats de soutien	2 951,7
Effet volume lié au retard de la prise d'effet des contrats suite à la hausse des coûts des EnR	1 318,8
Evolution totale	-15 615,6

La comparaison 1) du montant réévalué de charges prévisionnelles au titre de 2023 avec 2) les charges au titre de 2023 estimées dans l'évaluation annuelle de juillet 2022 est présentée dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Evolution des charges réévaluées de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2023 par rapport aux charges prévisionnelles estimées dans l'évaluation annuelle de juillet 2022

	Charges au titre de 2023 (évaluation de nov 2022)	Charges au titre de 2023 (évaluation de juil 2022)	Evolution 2023 prév (nov 2022) - 2023 prév (juil 2022)	
			en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-18 567,1	-4 269,7	-14 297,4	-335%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>-12 773,3</i>	<i>-3 586,7</i>	<i>-9 186,6</i>	<i>-256%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>-592,3</i>	<i>-98,6</i>	<i>-493,7</i>	<i>-501%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>-2 744,0</i>	<i>336,7</i>	<i>-3 080,6</i>	<i>-915%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>-1 268,7</i>	<i>-301,7</i>	<i>-967,0</i>	<i>-320%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>-1 188,8</i>	<i>-619,3</i>	<i>-569,5</i>	<i>-92%</i>
Injection biométhane	-756,1	343,0	-1 099,1	-320%
Soutien en ZNI	2 478,0	2 478,0	0,0	0%
<i>Transition énergétique</i>	<i>748,1</i>	<i>748,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 729,9</i>	<i>1 729,9</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	157,5	376,7	-219,2	-58%
Effacement	72,0	72,0	0,0	0%
Dispositifs sociaux	43,9	43,9	0,0	0%
<i>Compensation FSL</i>	<i>24,8</i>	<i>24,8</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>12,6</i>	<i>12,6</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Autres</i>	<i>6,4</i>	<i>6,4</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
Frais divers	73,2	73,2	0,0	0%
<i>Frais de gestion</i>	<i>73,2</i>	<i>73,2</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
	-16 498,6	-882,9	-15 615,6	-1769%

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN METROPOLE CONTINENTALE	7
A.1 Modalités de la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022	7
A.2 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	9
A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023	15
A.4 Bilan	17
B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE	19
B.1 Modalités de la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022	19
B.2 Coûts d'achat prévisionnel	19
B.3 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat	19
B.4 Surcoûts d'achat prévisionnels	20
B.5 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2023	20
B.6 Charges prévisionnelles au titre de 2023	20
C. SOUTIEN EN ZNI	22
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS	22
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	22
F. FRAIS DIVERS – COUTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE (ÉLECTRICITÉ ET GAZ)	22
G. DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2023 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE	23

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

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

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

A.1 Modalités de la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022

Les différents effets pris en compte dans le cadre de la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023 sont détaillés ci-dessous : les opérateurs concernés sont précisés, l'hypothèse retenue lors de l'établissement de l'évaluation annuelle de juillet 2022 est rappelée et la modification intégrée dans la présente réévaluation est explicitée.

A.1.1 Evolution des références de prix de gros

Opérateurs concernés : EDF, ELD, organismes agréés.

Sens de l'évolution : dans le sens d'une baisse des charges.

Hypothèses retenues dans la délibération annuelle de juillet 2022 : pour la valorisation de l'électricité produite par les installations en obligation d'achat et en complément de rémunération, les prix de gros prévisionnels considérés pour 2023 sont basés sur les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2022. Sur le périmètre d'EDF, où est distinguée une part quasi-certaine de la production qui est vendue à terme par le biais d'appels d'offres dédiés, le résultat des ventes à terme réalisées par EDF à fin avril est intégré.

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : pour la valorisation de l'électricité produite par les installations sous obligation d'achat et en complément de rémunération, les prix de gros prévisionnels considérés pour 2023 sont basés sur les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 septembre 2022. Pour la valorisation de la part quasi-certaine sur le périmètre d'EDF, le résultat des ventes à terme réalisées par EDF à fin septembre est intégré.

A.1.2 Hausse du coût d'achat des cogénérations au gaz naturel

Opérateurs concernés : EDF, ELD, organismes agréés.

Sens de l'évolution : dans le sens d'une hausse des charges.

Hypothèses retenues dans la délibération annuelle de juillet 2022 : conformément aux arrêtés tarifaires prévoyant les modalités du soutien à cette filière, les coûts d'achat des installations de cogénération au gaz naturel comportent une part variable indexée sur le prix de gros du gaz naturel. Les coûts d'achat prévisionnels déclarés par les opérateurs s'appuient sur les niveaux de prix de gros du gaz naturel connus au moment de l'établissement de leur déclaration (par hypothèse, sur la base des cotations *Powernext Gas Futures* observées entre le 15 et le 31 mars 2022).

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : les coûts d'achat des cogénérations gaz naturel déclarés par les opérateurs sont réévalués à la hausse en intégrant l'impact de la hausse des prix de gros du gaz entre la référence initiale prise à fin mars et la nouvelle référence à fin septembre considérée dans la présente réévaluation.

A.1.3 Déplafonnement des contrats de complément de rémunération

Opérateurs concernés : EDF (seul signataire de contrats de complément de rémunération).

Sens de l'évolution : dans le sens d'une baisse des charges.

Hypothèses retenues dans la délibération annuelle de juillet 2022 : l'État avait acté la suspension du plafonnement de tous les contrats de complément de rémunération à minima entre avril et décembre 2022 (via une note d'instruction), mais aucune décision n'avait été prise concernant l'année 2023. En conséquence, il n'y a pas eu d'hypothèse de déplafonnement des contrats de complément de rémunération retenue pour 2023.

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : en application de l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022⁵, tous les contrats de complément de rémunération sont déplaçonnés sur toute la durée des contrats à compter du 1^{er} janvier 2022. Un mécanisme de prix seuil est introduit. Cependant, l'arrêté définissant ce prix seuil n'étant pas paru à ce jour, il n'est pas pris en compte dans la présente réévaluation. Ainsi, l'hypothèse d'un déplaçonnement total des contrats de complément de rémunération au cours de l'année 2023 est retenue.

A.1.4 Résiliations anticipées de contrats de soutien

Opérateurs concernés : EDF, ELD, organismes agréés.

Sens de l'évolution : dans le sens d'une hausse des charges.

Hypothèses retenues dans la délibération annuelle de juillet 2022 : les déclarations prévisionnelles des contrats de soutien gérés en 2023 par les opérateurs intégraient déjà de premières demandes de résiliations anticipées de contrats de soutien, qui concernent très majoritairement des contrats d'obligation d'achat. La CRE avait précisé qu'au périmètre d'EDF, 1,3 GW d'installations avaient demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat avec des dates de résiliations comprises entre janvier et juillet 2022.

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : le phénomène de demandes de résiliations anticipées a pris de l'ampleur depuis la transmission des déclarations prévisionnelles par les opérateurs. EDF a ainsi remonté à la CRE le bilan des demandes enregistrées à fin septembre, qui concernent une puissance installée cumulée de 3,7 GW. Les volumes prévisionnels de production sous obligation d'achat transmis par EDF au 30 avril 2022 ont été retraités à la baisse pour intégrer les nouvelles demandes de résiliations anticipées : les coûts d'achats et la valorisation marché associés évoluent en conséquence. Dans le contexte actuel incertain, la réévaluation des charges au titre de 2023 ne prend pas en compte d'hypothèses de volumes de résiliations supplémentaires en 2023. S'agissant des ELD dont le coût évité est calculé en référence aux prix de marché et des organismes agréés, une hypothèse normative de résiliations anticipées à hauteur de 10 % de la puissance soutenue (en cohérence avec le ratio observé au périmètre d'EDF) est intégrée en 2023. Dans un contexte où les prix de marché de référence sont supérieurs aux tarifs d'achat, cette baisse du volume soutenu entraîne une moindre baisse des charges, donc une perte considérable pour le budget de l'Etat.

A.1.5 Effet volume lié au retard de la prise d'effet des contrats de soutien suite à la hausse des coûts des énergies renouvelables

Opérateurs concernés : EDF (seul signataire de contrats de complément de rémunération)

Sens de l'évolution : dans le sens d'une hausse des charges.

Hypothèses retenues dans la délibération annuelle de juillet 2022 : EDF a fondé sa déclaration prévisionnelle du volume de contrats de complément de rémunération gérés sur l'hypothèse selon laquelle les contrats prendraient effet dans les conditions prévues initialement dans les différents appels d'offres. Ces prévisions reposent en outre sur des hypothèses de rythme de mise en service des installations lauréates des différents appels d'offres.

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : la hausse des coûts d'investissement (notamment du fait de la hausse du coût des matières premières) et des coûts de financement à laquelle sont confrontées les filières renouvelables depuis plusieurs mois, a empêché le développement des installations de production dans les conditions initialement prévues par les dispositifs de soutien. Afin de soutenir le développement des énergies renouvelables dans ce contexte, les pouvoirs publics ont ouvert la possibilité pour les installations lauréates d'appels d'offres passés de vendre leur production d'électricité directement sur les marchés de gros, en amont de la prise d'effet de leur contrat de soutien, via la publication de cahiers des charges modificatifs et rétroactifs des appels d'offres publiés sur le site internet de la CRE le 30 août 2022. Cette mesure devrait être a priori relativement neutre pour le budget de l'Etat en 2023, dans la mesure où une grande partie des installations visées ne se seraient probablement pas mises en service en son absence. La réévaluation effectuée prend en compte l'effet volume lié au retard de prise d'effet des contrats de soutien : les volumes prévisionnels de production en complément de rémunération transmis par EDF au 30 avril 2022 ont été retraités à la baisse pour intégrer le fait que, pour les types de contrats concernés, la puissance soutenue n'évolue pas en 2023 par rapport à fin août 2022 (soit une baisse de la puissance soutenue de 3,2 GW par rapport à l'évaluation des charges prévisionnelles réalisée en juillet 2022), les montants des compléments de rémunération associés sont retraités en conséquence.

⁵ Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022

A.2 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.2.1 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.

Le tableau ci-dessous expose la vision de la puissance et de l'énergie soutenues au titre des différentes années dans le cadre de la présente réévaluation, en baisse par rapport à la vision présentée dans le cadre de l'évaluation annuelle de juillet 2022, sous l'effet :

- s'agissant de l'obligation d'achat, de la prise en compte des résiliations anticipées, comme détaillé au paragraphe A.1.4, qui représentent à date une puissance installée cumulée de 3,7 GW (soit 2,4 GW supplémentaire par rapport aux demandes prises en compte pour la délibération annuelle de juillet 2022 qui s'élevaient à 1,3 GW) ;
- s'agissant du complément de rémunération, de la mesure de vente sur les marchés de gros en amont de la prise d'effet des contrats de soutien, comme détaillé au paragraphe A.1.5, qui représente une puissance cumulée de 3,2 GW à fin 2023.

A la suite de ces évolutions, la puissance totale prévisionnelle du parc soutenu par EDF pour 2023 est de **37,8 GW**, au lieu du niveau de **42,7 GW** estimé dans la délibération annuelle de juillet 2022.

Tableau 4 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2023 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

		Total	Cogénération	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Bio-masse	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	65,8	5,9	-	4,5	32,3	0,5	1,0	2,5	2,9	15,9	0,3
	2023	65,7	4,2	-	3,0	33,3	2,7	0,3	2,3	2,6	16,8	0,5
Puissance soutenue (GW)	2021	35,9	2,7	0,4	1,9	16,3	-	0,2	0,5	0,7	12,9	0,2
	2022	35,2	2,3	0,4	1,1	14,9	0,5	0,0	0,4	0,5	14,9	0,2
	2023	37,8	2,1	1,4	9,3	8,0	0,0	0,4	0,5	12,6	3,5	0,0

A.2.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

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

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité).

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

A.2.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

Les prévisions de développement des filières en puissance et en énergie ont été présentées au paragraphe précédent. Le tableau suivant expose les quantités achetées (sous obligation d'achat) et les coûts d'achat prévisionnels. Les données déclarées par EDF au 30 avril 2022 ont été retraitées pour prendre en compte :

- l'impact des résiliations anticipées, comme détaillé au paragraphe A.1.4, qui représentent à date une puissance de 3,7 GW, soit une baisse de la production du parc soutenu de 5,3 TWh ;
- la hausse du coût d'achat des installations de cogénération sous l'effet de la hausse des prix de gros du gaz, comme détaillé au paragraphe A.1.2, soit une hausse de 404,6 M€.

Le Tableau 5 présente l'évolution des prix de gros du gaz considérés pour l'année 2023 entre l'évaluation annuelle de juillet 2022 et la réévaluation de novembre 2022 (les prix à terme sont observés sur Powernext Gas Futures respectivement lors de la deuxième quinzaine de mars et de la deuxième quinzaine de septembre 2022).

Tableau 5 : Evolution des prix de gros du gaz considérés pour l'année 2023

Mois	Prix du gaz considérés par hypothèse dans l'évaluation de juillet 2022 (cotation du 15 au 31 mars 2022)	Prix du gaz considérés dans la présente réévaluation (cotation du 15 au 30 septembre 2022)
	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	99,3	196,8
Février	93,4	185,2
Mars	89,9	178,1
Avril	59,5	163,8
Mai	60,2	165,9
Juin	60,8	167,6
Juillet	58,9	154,3
Août	60,8	159,3
Septembre	68,0	178,1
Octobre	61,6	162,5
Novembre	63,5	167,4
Décembre	70,5	186,0

Tableau 6 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2023

	Cogénération (combustible fossile)	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	935,7	280,0	2 281,1	167,8	2,6	188,4	193,7	478,0	17,9	9,7	4 555,1
Février	829,0	314,9	2 273,0	138,7	2,4	171,0	177,9	720,9	20,1	8,5	4 656,3
Mars	873,5	355,9	2 332,1	142,8	2,7	192,4	187,1	1 158,9	20,7	9,7	5 275,7
Avril	0,0	313,9	1 421,3	121,0	35,5	183,4	193,8	1 423,8	12,5	9,2	3 714,3
Mai	0,0	328,6	1 461,3	117,3	40,7	186,7	196,9	1 599,6	16,8	9,2	3 957,1
Juin	0,0	266,0	987,7	98,9	40,0	180,1	174,7	1 637,8	13,7	8,9	3 407,7
Juillet	0,0	178,2	1 042,0	205,7	46,9	190,0	210,1	1 768,0	13,8	8,9	3 663,7
Août	0,0	124,1	1 033,4	197,8	48,2	188,8	180,5	1 646,7	12,5	9,0	3 441,0
Septembre	0,0	98,6	1 148,4	237,4	43,0	184,4	165,2	1 331,2	13,8	9,1	3 231,0
Octobre	0,0	140,8	1 841,7	292,8	35,6	195,6	180,5	958,3	18,7	10,0	3 674,0
Novembre	670,0	191,9	1 747,4	483,4	6,5	186,7	174,7	592,7	14,6	9,2	4 077,2
Décembre	781,3	268,3	2 306,3	546,0	1,1	195,4	183,8	453,8	16,6	9,4	4 762,0
Quantités (GWh)	4 089,5	2 861,2	19 875,7	2 749,6	305,2	2 242,8	2 218,9	13 769,7	191,8	110,8	48 415,3
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
Coût d'achat (M€)	407,1	346,5	2 284,3	1 840,9	458,8	8,2	282,0	29,0	3 359,7	18,2	9 034,6
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
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	99,5	121,1	114,9	669,5	1 503,2	3,6	127,1	2,1	17 515,9	164,3	186,6
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

Ce retraitement de la prévision au titre de 2023 réalisée par EDF aboutit à une production électrique prévisionnelle sous obligation d'achat de **48,4 TWh** en 2023 au lieu du niveau de **53,7 TWh** prévu lors de la délibération annuelle de juillet 2022, pour un coût d'achat de **9 034,6 M€** au lieu du montant de **8 630,0 M€** prévu lors de la délibération annuelle de juillet 2022.

A.2.2.2 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.

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans les délibérations de la CRE du 16 décembre 2014⁶, du 25 mai 2016⁷, du 22 juin 2017⁸, du 16 mai 2019⁹ et du 28 novembre 2019¹⁰. Dans le cadre de la présente réévaluation, la méthodologie de valorisation de l'énergie prévisionnelle a été adaptée pour prendre en compte des références de prix de gros plus récentes.

Une distinction est faite entre le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire :

- le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction des ventes à terme réalisées par EDF dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise et des prix de marché à terme ;
- le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de références de prix mensuelles sur l'année 2023, qui sont calculées en appliquant aux prix à terme la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre – ou du semestre – correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre ou le semestre).

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

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

Pour l'année 2023, le coût évité réévalué pour l'énergie produite s'élève à **18 561,1 M€** au lieu du montant de **11 152,8 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022, sous l'effet de la hausse des prix de gros de l'énergie.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2023¹¹ est indiquée dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2023

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	2 900
Surplus de production du 1 ^{er} trimestre	2 700
Surplus de production novembre	1 700
Surplus de production décembre	1 700

Dans le cadre de la présente réévaluation, le coût évité du produit « ruban de base » est obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2021 et le 30 septembre 2022 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 septembre 2022 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 30 septembre 2022. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2022 et le 30 septembre 2022 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 septembre 2022. Le coût évité par les blocs des mois M11 et

⁶ 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.

⁷ Délibération de la CRE du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁸ 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.

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ Délibération de la CRE du 15 décembre 2021 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. *infra*) qui repose notamment sur les prix à terme observés entre le 15 et le 30 septembre 2022. Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Prix de valorisation des volumes quasi-certains retenus pour 2023, en €/MWh

	Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
Rappel des prix retenus pour l'évaluation annuelle de juillet 2022	148,65	376,01	241,32	234,05
Prix retenus pour la réévaluation de novembre 2022	233,88	689,58	581,43	562,41

Ainsi, le coût évité réévalué par la production quasi-certaine, correspondant pour 2023 à 33,7 TWh, est de **11 386,1 M€** au lieu du montant de **6 560,6 M€** prévu dans la délibération annuelle de juillet 2022.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des cotations des prix des produits trimestriels Q1, Q2, Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des facteurs basés sur des données historiques, de manière à établir une référence mensuelle.

Tableau 9 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2023, en €/MWh

Mois	Rappel de la référence mensuelle retenue pour l'évaluation de juillet 2022	Référence mensuelle retenue pour la réévaluation de novembre 2022
Janvier	431,72	1055,89
Février	418,45	1023,45
Mars	378,11	924,78
Avril	180,87	388,74
Mai	163,36	351,11
Juin	179,71	386,25
Juillet	186,46	345,20
Août	171,39	318,57
Septembre	206,06	388,27
Octobre	230,61	562,45
Novembre	241,32	581,43
Décembre	234,05	562,41

Le coût évité réévalué par la production aléatoire s'élève pour 2023 à **7 175,0 M€** au lieu du montant de **4 592,2 M€** prévu dans la délibération annuelle de juillet 2022. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 10, ainsi que les prix aléatoires pondérés utilisés pour les filières éolienne et photovoltaïque.

Tableau 10 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2023

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien PV	Prix mensuel éolien	Quantité éolien	Prix mensuel PV	Quantité PV	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	1055,89	153,3	921,7	194,7	1 184,7	40,8	389,6
Février	1023,45	318,9	967,2	436,0	1 065,5	138,3	895,3
Mars	924,78	375,3	791,8	490,4	881,6	243,7	950,2
Avril	388,74	380,6	338,3	622,3	358,5	623,4	581,9
Mai	351,11	407,6	322,2	664,5	332,0	727,4	598,7
Juin	386,25	303,0	344,8	382,5	390,1	634,3	496,4
Juillet	345,20	350,9	310,1	428,4	350,8	726,8	509,0
Août	318,57	283,8	274,2	385,4	320,5	614,2	393,0
Septembre	388,27	265,8	355,7	406,3	399,4	470,9	435,8
Octobre	562,45	360,7	510,4	760,2	582,5	395,5	821,3
Novembre	581,43	326,0	478,7	328,0	610,0	111,2	414,4
Décembre	562,41	563,2	451,0	648,8	627,4	127,7	689,4
Total 2023	554,5	4 089	481,4	5 747	441,1	4 854	7 175,0

A.2.2.3 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^{er} juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

En considérant l'évolution récente des prix de marché à terme, la CRE a réestimé le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité à **46,6 M€** au lieu du niveau de **20,2 M€** estimé initialement au titre de l'année 2023. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2023.

A.2.2.4 Coût évité lié aux garanties de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». Depuis le 1^{er} janvier 2017 (démarriage 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.

Le coût évité lié aux garanties de capacité est inchangé dans la présente réévaluation. Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de l'année 2023 est de **66,4 M€**, répartis de la manière suivante :

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

A.2.2.5 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2023 est réévalué à **18 581,5 M€** (7 175,0 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 11 386,1 M€ de coût évité par la production aléatoire + 66,4 M€ de coût évité liés aux garanties de capacité – 46,1 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat), au lieu du montant de **11 199,0 M€** inscrit dans la délibération de juillet 2022.

A.2.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2023

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2023 sont négatifs dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat : ils s'élèvent en métropole continentale dans le cadre de la présente réévaluation à **- 9 546,9 M€** (9 034,6 M€ de coût d'achat – 18 581,5 M€ de coût évité), au lieu du montant de **- 2 569,0 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

A.2.3 Complément de rémunération

A.2.3.1 Principe du complément de rémunération

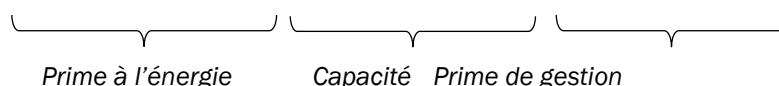
Le dispositif de complément de rémunération est défini aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime est versée au producteur – ou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

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

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

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

$$CR = \text{Energie} * (T_e - M_0) - (Nb_{\text{capa}} \cdot \text{prix}_{\text{réf, capa}}) + \text{Energie} * P_{\text{gestion}}$$



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 rémunération¹² et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹³.

A.2.3.2 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 était prévu dans la plupart des contrats signés de complément de rémunération. Ce plafonnement était prescrit par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par le décret n°2021-1691 du 17 décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE 4 » mais a été supprimé progressivement.

Dans un contexte où les charges prévisionnelles liées au complément de rémunération au titre de 2023 sont négatives, EDF avait distingué au sein de sa déclaration de charges transmise le 30 avril 2022 les charges prévisionnelles après application du plafonnement susmentionné et les sommes plafonnées prévisionnelles sur l'ensemble de l'année 2023.

Comme détaillé dans le paragraphe A.1.3, ces sommes plafonnées ont été exclues du calcul des charges prévisionnelles au titre de 2023 lors de la délibération annuelle de juillet 2022. Dans la présente réévaluation, l'hypothèse d'un déplafonnement total des contrats de rémunération au cours de l'année 2023 est retenue. Les sommes plafonnées prévisionnelles sur l'ensemble de l'année 2023 avaient été estimées à **- 2 046,9 M€** : ce montant est intégré aux charges liées aux contrats de complément de rémunération.

A.2.3.3 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2023

Comme indiqué dans le paragraphe A.1.5, la puissance prévisionnelle soutenue par le biais des contrats de compléments de rémunération est retraitée pour prendre en compte la possibilité pour certains producteurs de valoriser directement leur énergie sur le marché en amont de la prise d'effet de leur contrat de soutien : l'énergie soutenue et les charges associées évoluent en conséquence.

Comme indiqué dans le paragraphe A.1.1, le montant des charges prévisionnelles au titre de 2023 est également retraité pour prendre en compte la hausse de la valorisation prévisionnelle de la production des installations en contrat de complément de rémunération, liée à la hausse des prix de marché à terme observés sur la deuxième quinzaine de septembre par rapport à ceux observés sur la deuxième quinzaine d'avril. Le calcul du montant de la prime reste ainsi fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché cohérentes avec celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat présentées au paragraphe A.2.2.2.

Enfin, comme indiqué dans le paragraphe A.1.2, la hausse du coût d'achat des cogénérations gaz naturel sous l'effet de la hausse des prix de gros du gaz est intégrée.

Les prévisions réévaluées sont détaillées dans le Tableau 11 et mises en regard de la réévaluation des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2022 ainsi que du constaté au titre de 2021.

Tableau 11 : Réévaluation de la prévision relative au complément de rémunération pour 2023 réalisée par EDF

	Total	Cogéné- ration	CCG	Hydrau- lique	Eolien à terre	Biogaz	Bio- masse	PV	Géother- mie
2021	7 732	45	0	58	6 169	28	223	1 209	0

¹² 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.

¹³ 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.

Energie soutenue (GWh)	2022 (réévaluation nov 2022)	13 594	64	-	92	10 005	37	357	2 989	50
	2023 (réévaluation nov 2022)	17 316	90	0	113	13 470	63	429	2 987	164
Puis-sance soutenue (MW)	2021	6 792	14	422	21	3 807	4	73	2 451	0
	2022 (réévaluation nov 2022)	9 311	25	422	34	5 369	7	85	3 346	23
	2023 (réévaluation nov 2022)	10 420	40	422	40	6 421	11	117	3 346	23
Charges (M€)	2021	-15	2,4	6,6	1,6	-33,3	3,6	9,8	-5,6	0,0
	2022 (réévaluation nov 2022)	-6 384	-26,2	54,1	-35,6	-5 078,3	-11,7	-168,7	-1 088,3	-29,5
	2023 (réévaluation nov 2022)	-7 541	-35,6	55,6	-44,0	-6 027,8	-23,8	-181,2	-1 235,1	-49,5

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2023 s'élèvent ainsi à - 7 541,3 M€ au lieu du montant de - 955,1 M€ inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023

A.3.1 Modifications prises en compte pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés par rapport à l'évaluation des charges au titre de 2023 réalisée en juillet 2022

Dans le cadre de la réévaluation des charges de service public au titre de 2023, trois modifications ont été prises en compte concernant les entreprises locales de distribution et les organismes agréés, afin de suivre au mieux les évolutions du contexte économique :

- la hausse des prix de gros de l'électricité, comme détaillée dans le paragraphe A.1.1, qui impacte les entreprises locales de distribution dont les coûts évités « énergie » sont calculés en référence aux prix de marché et les organismes agréés. Les prix de marché considérés pour la réévaluation des charges au titre de 2023 sont détaillés dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2023

Mois	Prix mensuels considérés pour l'évaluation de juillet 2022	Prix mensuels considérés pour la réévaluation de novembre 2022	Prix mensuels pondérés éolien considérés pour la réévaluation de novembre 2022	Prix mensuels pondérés photo-voltaïque considérés pour la réévaluation de novembre 2022
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	431,72	1055,89	1006,51	1155,74
Février	418,45	1023,45	989,64	1046,27
Mars	378,11	924,78	868,96	870,42
Avril	180,87	388,74	355,73	358,40
Mai	163,36	351,11	331,32	331,40
Juin	179,71	386,25	362,54	390,00
Juillet	186,46	345,20	325,77	351,47
Août	171,39	318,57	295,86	320,54
Septembre	206,06	388,27	364,79	395,10

Octobre	230,61	562,45	523,64	578,55
Novembre	241,32	581,43	541,85	610,62
Décembre	234,05	562,41	508,43	629,70

Cette hausse des prix de marché entraîne une baisse des charges de **- 1 154,1 M€**.

- la hausse du prix du gaz, comme détaillé dans le paragraphe A.1.2, qui impacte les entreprises locales de distribution et les organismes agréés gérant des contrats de soutien portant sur des installations de cogénération au gaz naturel. Onze (11) opérateurs sont concernés. L'évolution des prix de gros du gaz considérés pour l'année 2023 est détaillée dans le Tableau 13 (les prix à terme sont observés sur Powernext Gas Futures respectivement lors de la deuxième quinzaine de mars et de la deuxième quinzaine de septembre 2022).

Tableau 13 : Evolution des prix de gros du gaz considérés pour l'année 2023

Mois	Prix du gaz considérés par hypothèse dans l'évaluation de juillet 2022 (cotation du 15 au 31 mars 2022)	Prix du gaz considérés dans la présente réévaluation (cotation du 15 au 30 septembre 2022)
	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	99,3	196,8
Février	93,4	185,2
Mars	89,9	178,1
Avril	59,5	163,8
Mai	60,2	165,9
Juin	60,8	167,6
Juillet	58,9	154,3
Août	60,8	159,3
Septembre	68,0	178,1
Octobre	61,6	162,5
Novembre	63,5	167,4
Décembre	70,5	186,0

Cette hausse du prix d'achat du gaz entraîne une hausse des charges de **48,4 M€**.

- les résiliations anticipées de contrats de soutien, comme détaillé dans le paragraphe A.1.4, qui impactent les entreprises locales de distribution dont les coûts évités « énergie » sont calculés en référence aux prix de marché et les organismes agréés. Les résiliations anticipées de contrats de soutien entraînent une hausse des charges de **153,2 M€**.

A.3.2 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés

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

105 entreprises locales de distribution et 6 organismes agréés ont déclaré des prévisions de charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2023.

Parmi les entreprises locales de distribution, trois ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 ».

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus modifiés conformément au paragraphe A.3.1 s'élèvent respectivement à **3,3 TWh** (au lieu du niveau de **3,4 TWh** prévu dans la délibération annuelle de juillet 2022) et à **534,1 M€** (au lieu du montant de **502,0 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022) au titre de 2023.

A.3.3 Coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011 et en application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités « énergie » sont calculés par référence :

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

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

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

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

Les coûts évités « énergie » sont calculés par référence aux prix de marché pour les organismes agréés.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite modifié conformément au paragraphe A.3.1 est évalué à **1 850,8 M€**, au lieu du montant de **819,3 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022, sous l'effet de la hausse des prix de gros.

A.3.4 Coûts évités liés aux garanties de capacité

Les coûts évités liés aux garanties de capacité sont inchangés par rapport à l'évaluation des charges au titre de 2023 réalisée par la CRE en juillet 2022.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité valorisées par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés est évalué à **4,7 M€** au titre de 2023.

A.3.5 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023

Le surcoût total prévisionnel lié aux contrats d'achat en 2023 s'élève, pour **3,3 TWh** de volume d'achat, à **- 1 321,3 M€** (534,1 M€ - 1 850,8 M€ - 4,7 M€), au lieu du montant de **- 321,0 M€** pour **3,4 TWh** de volume d'achat prévu dans la délibération annuelle de juillet 2022. Ce surcoût est négatif dans la mesure où, dans le contexte exceptionnel de crise des prix de gros de l'énergie, le coût évité est supérieur au coût d'achat. Cela représente une baisse de 1 448,0 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2021, qui s'élèvent à 126,7 M€.

La baisse des surcoûts prévisionnels est principalement portée par la filière éolienne terrestre : la production éolienne est estimée, suite aux modifications décrites au paragraphe A.3.1, à 1 827 GWh en 2023 pour un surcoût évalué à - 860,6 M€ (respectivement 2 063 GWh et - 23,4 M€ en 2021).

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

- une production photovoltaïque estimée à 634 GWh en 2023 et un surcoût évalué à -124,9 M€ (respectivement 626 GWh et 112,1 M€ en 2021) ;
- une production des installations hydroélectriques estimée à 300 GWh en 2023 et un surcoût évalué à - 116,7 M€ (respectivement 354 GWh et - 2,1 M€ en 2021) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 132 GWh en 2023 et un surcoût évalué à - 49,0 M€ (respectivement 145 GWh et 10,5 M€ en 2021) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 198 GWh en 2023 et un surcoût évalué à - 86,6 M€ (respectivement 218 GWh et 9,4 M€ en 2021).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution sont indiqués dans le Tableau 18 (section G).

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 réévaluées résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2023 s'élèvent à **- 18 409,6 M€**, au lieu du montant de **- 3 893,0 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 14 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 18.

Tableau 14 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2023 réévaluées, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2023	
Action 1	Eolien terrestre	-5 884,9	-6 027,8	-789,4	-71,2	-12 773,3	-18 567,1
	Eolien en mer	-592,3	0,0	0,0	0,0	-592,3	
	Solaire	-1 383,9	-1 235,1	-103,6	-21,3	-2 744,0	
	Bio-énergies	-928,0	-205,0	-135,7	0,0	-1 268,7	
	Autres énergies	-976,3	-93,6	-112,3	-6,6	-1 188,8	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	218,7	20,1	-55,2	-26,1	157,5	157,5
Total		-9 546,9	-7 541,3	-1 196,2	-125,1	-18 409,6	

Les niveaux de prix de gros prévisionnels sont tels que toutes les filières d'énergie renouvelable devraient ainsi contribuer au budget général de l'Etat au titre de l'année 2023.

B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par les articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011 encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020¹⁴. Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021¹⁵ qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS.

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

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2022 leurs prévisions de volumes, de coût d'achat de biométhane, de frais de gestion et de valorisation financière des garanties d'origine au cours de l'année 2023.

B.1 Modalités de la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022

L'unique effet pris en compte dans le cadre de la réévaluation des charges prévisionnelles au titre de 2023, s'agissant des acheteurs de biométhane, est l'évolution des références de prix de gros (dans le sens d'une baisse des charges).

Hypothèses retenues dans la délibération annuelle de juillet 2022 : pour la valorisation du biométhane injecté produit par les installations sous obligation d'achat, les prix de marché prévisionnels considérés en 2023 sont basés sur les cotations Powernext Gas Futures observées entre le 15 et le 30 avril 2022.

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : pour la valorisation du biométhane injecté produit par les installations sous obligation d'achat, les prix de marché prévisionnels considérés en 2023 sont basés sur les cotations Powernext Gas Futures observées entre le 15 et le 30 septembre 2022.

B.2 Coûts d'achat prévisionnel

Le coût d'achat prévisionnel est inchangé dans la présente réévaluation.

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

Les acheteurs prévoient ainsi une multiplication par 2,4 du nombre d'installations entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2023, qui se traduit par une multiplication par 2,8 du volume injecté.

Comme précisé en introduction de la présente partie, le développement de la filière biométhane se poursuit désormais sous le régime tarifaire de l'arrêté du 13 décembre 2021. Les fournisseurs prévoient d'acheter de l'énergie produite par 9 installations soutenues via ce nouveau guichet ouvert en 2023.

B.3 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat

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

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

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels, allant d'un mois à deux semestres.

Le prix de référence mensuel est évalué à partir des cotations des prix des produits trimestriels Q1, Q2, Q3 et Q4 auxquelles est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen de la période correspondant à la cotation.

¹⁴ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h et situées en métropole continentale.

¹⁵ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Tableau 15 : Référence de prix mensuelle retenue, en €/MWh

Année 2023	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	Prix de référence
Janvier	186,70	1,054	196,79
Février	186,70	0,992	185,20
Mars	186,70	0,954	178,11
Avril	165,77	0,998	163,83
Mai	165,77	1,001	165,93
Juin	165,77	1,011	167,56
Juillet	163,88	0,941	154,29
Août	163,88	0,972	159,29
Septembre	163,88	1,087	178,06
Octobre	171,95	0,945	162,47
Novembre	171,95	0,974	167,42
Décembre	171,95	1,082	185,97

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2023 s'élève à **2 048,1 M€**, au lieu du montant de **949,1 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

B.4 Surcoûts d'achat prévisionnels

Le surcoût d'achat est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane au titre de 2023 s'élèvent donc à **- 744,9 M€**, au lieu du montant de **354,2 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022. Les niveaux de prix de gros prévisionnels sont tels que la filière du biométhane injecté devrait contribuer positivement au budget général de l'Etat au titre de 2023.

B.5 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2023

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020 ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011¹⁶. 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 valorisation prévisionnelle des garanties d'origine est inchangée dans la présente réévaluation. La CRE retient une hypothèse de réduction de **11,2 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 11,7 millions de garanties d'origine devraient être émises et près de 9,7 millions valorisées.

B.6 Charges prévisionnelles au titre de 2023

Les charges prévisionnelles au titre de 2023 s'élèvent à **- 756,1 M€** (- 744,9 - 11,2), au lieu du montant de **343,0 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022. Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les fournisseurs.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 16.

¹⁶ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 16 : Charges prévisionnelles au titre de 2023

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2023 (€)
ALSEN	65 819 424	7 923 179	11 285 766	-3 362 587	45 000	-3 407 587
BCM Energy	26 562 667	3 173 586	4 483 790	-1 310 203	0	-1 310 203
ekWateur	14 064 457	1 183 102	2 420 148	-1 237 046	58 014	-1 295 060
ENDESA ENERGIA	381 030 000	39 434 931	65 454 262	-26 019 331	530 835	-26 550 166
ENGIE SA	5 779 057 873	611 802 081	991 108 347	-379 306 266	3 898 218	-383 204 484
ÉS Énergies Strasbourg	70 975 440	7 379 668	12 229 711	-4 850 044	338 875	-5 188 918
GAZ DE BARR	18 450 432	2 068 946	3 173 146	-1 104 200	54 000	-1 158 200
GAZ DE PARIS SAS	223 058 106	21 945 101	38 365 764	-16 420 663	36 805	-16 457 468
GEG Sources d'Energies	33 000 000	3 594 996	5 665 017	-2 070 021	3 375	-2 073 396
PICOTY SAS	34 242 784	3 247 998	5 940 969	-2 692 970	154 403	-2 847 374
PLUM ENERGIE SAS	31 298 626	2 527 981	5 389 062	-2 861 080	0	-2 861 080
PROVIRIDIS	131 329 000	14 232 649	22 538 644	-8 305 995	98 497	-8 404 492
REDEO ENERGIES	477 309 283	59 179 665	82 047 699	-22 868 033	176 483	-23 044 517
SAS GAZ DE BORDEAUX	403 103 481	43 687 974	69 155 308	-25 467 334	2 268 270	-27 735 604
SAVE	3 265 624 123	383 646 892	560 385 755	-176 738 862	2 326 757	-179 065 620
SCIC Enercoop	11 825 985	1 419 118	2 034 057	-614 939	46 102	-661 041
SEGE - AIR LIQUIDE	295 451 898	28 919 654	50 817 134	-21 897 480	8 528	-21 906 009
SEML GEDIA	14 092 759	1 649 836	2 423 940	-774 104	105 690	-879 794
SOLVAY ENERGY SERVICES	193 411 423	20 941 064	33 084 364	-12 143 300	0	-12 143 300
SVD 17 - DALKIA	283 972 702	27 363 721	48 864 738	-21 501 016	448 095	-21 949 111
TERREAL SAS	20 400 000	1 566 924	3 510 340	-1 943 416	0	-1 943 416
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	55 319 352	6 128 583	9 529 374	-3 400 792	593 176	-3 993 968
Total Gas& Power limited	105 900 000	10 225 200	18 222 322	-7 997 122	0	-7 997 122
TOTAL	11 935 299 815	1 303 242 849	2 048 129 655	-744 886 806	11 191 124	-756 077 930

C. SOUTIEN EN ZNI

L'évaluation des charges de service public dans les ZNI est inchangée par rapport à l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie réalisée en juillet 2022. L'analyse détaillée des charges prévisionnelles au titre de 2023 est présentée dans l'Annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2022¹⁷.

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

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

Tableau 17 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2023, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

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

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

L'évaluation des charges de service public de l'énergie liées au soutien aux effacements est inchangée par rapport à l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie réalisée en juillet 2022 et s'élève à **72,0 M€**. Ces charges prévisionnelles au titre de 2023 sont présentées dans l'Annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2022.

E. DISPOSITIFS SOCIAUX

L'évaluation des charges de service public de l'énergie liées aux dispositifs sociaux est inchangée par rapport à l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie réalisée en juillet 2022. Ces charges prévisionnelles au titre de 2023 sont présentées dans l'Annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2022¹⁷.

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2023, s'élève à **43,9 M€** (dont 42,0 M€ en électricité, et 1,8 M€ en gaz).

F. FRAIS DIVERS – COUTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE (ÉLECTRICITÉ ET GAZ)

L'évaluation des charges de service public de l'énergie liées aux coûts de conclusion et de gestion des contrats de soutien est inchangée par rapport à l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie réalisée en juillet 2022. Ces charges prévisionnelles au titre de 2023 sont présentées dans l'Annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2022.

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

¹⁷ Délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

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

Le Tableau 18 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2023 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours¹⁸.

Tableau 18 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2023 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	3 194	918 628	163 203	0	755 425		2 250	41 900	799 575
SICAE de l'Aisne	5 262	1 557 497	444 332	0	1 113 165		0	0	1 113 165
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	15 950	1 821 648	1 296 793	0	524 854		3 319	13 761	541 934
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	34	21 377	1 869	0	19 508		0	0	19 508
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	147	74 838	8 476	0	66 362		0	0	66 362
Régie Electrique DALOU	39	17 796	2 121	0	15 675		34	1 095	16 803
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 259	569 852	68 349	0	501 503		1 434	3 526	506 463
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	14	7 817	778	0	7 039		0	1 018	8 057
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 724	1 138 153	160 501	0	977 652		900	473	979 025
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	365	91 150	17 203	0	73 947		0	4 706	78 653
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	6 067	787	0	5 280		0	873	6 153
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	5	3 291	383	0	2 908		0	458	3 366
Régie municipale d'Electricité QUIE	7	2 607	438	0	2 169		0	575	2 744
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 123	489 503	372 481	0	117 022		900	2 065	119 987
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 710	1 707 158	647 981	0	1 059 177		0	492	1 059 668
Régie d'Electricité SAINT-QUIRIC - CANTE - LISSAC - LABATUT	388	216 337	35 997	0	180 340		0	92	180 432
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 024	2 060 059	3 821 696	0	-1 761 636		231	21 470	-1 739 936
Energie Quillan Occitanie	5 064	667 622	298 724	0	368 898		2 814	4 107	375 819
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	3 586	383 415	296 884	0	86 531		1 260	7 409	95 200
Régie SDED EROME-GERVANS	171	107 039	10 605	0	96 434		0	0	96 434
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	88	39 651	4 678	0	34 973	-879 794	4 738	0	-840 063
SYNELVA COLLECTIVITES	73 470	9 631 006	42 238 521	132 005	-32 739 520		10 800	0	-32 728 720
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	888	319 849	87 011	0	232 837		0	6 408	239 245
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	117	30 673	13 508	0	17 166		0	2 433	19 598
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	299	67 038	26 558	0	40 480		28	4 307	44 815
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 873	1 646	0	10 227		0	0	10 227
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 836	1 176 404	1 506 177	2 000	-331 774		0	36 322	-295 452
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	904	297 151	54 873	0	242 279		431	5 539	248 248
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	1 067	260 578	117 741	0	142 837		520	4 802	148 159
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	259	126 628	15 179	0	111 449		0	7 383	118 832
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	33 835	7 933 127	16 777 189	26 001	-8 870 062		11 840	93 069	-8 765 153
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	103 977	17 171 818	63 569 319	264 009	-46 661 511		115 656	131 059	-46 414 796
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	68	34 229	6 004	0	28 225		245	3 450	31 920
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	4 263	1 446 135	2 169 000	2 000	-724 864		9 446	9 022	-706 396
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	130 392	12 754 351	12 259 716	0	494 634		13 850	95 110	603 595
Régie Communale Electrique SAULNES	14	6 699	841	0	5 859		728	1 493	8 079
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	189 909	42 411 446	130 044 859	238 008	-87 871 421		85 759	248 656	-87 537 006
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	10 063	1 548	0	8 515		0	0	8 515
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	609	105 237	63 995	0	41 242		0	1 310	42 552
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	5 352	2 741 650	4 183 946	130 005	-1 572 300		1 640	5 885	-1 564 776
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	15 137	1 459	0	13 678		118	0	13 797
Régie d'Electricité BITCHE	70	35 220	5 677	0	29 543		780	2 620	32 943
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	88	28 152	9 352	0	18 800		507	13 413	32 720
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	94	31 883	7 821	0	24 062		4 127	2 620	30 808
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	43 157	7 299	0	35 858		135	1 390	37 383

¹⁸ 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 Municipale d'Electricité AMNEVILLE	292	82 054	26 348	0	55 706		0	1 705	57 411
Régie Municipale d'Electricité HOMBORG HAUT	53	22 036	4 832	0	17 204		606	1 445	19 255
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 306	1 953 081	450 933	0	1 502 148		4 962	0	1 507 110
R.M.E.T. TALANGE	143	37 302	10 027	0	27 275		828	4 810	32 913
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	36	21 187	2 641	0	18 547		3 581	1 000	23 128
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	26	10 652	1 526	0	9 126		0	0	9 126
S.I.C.A.E. CARNIN	50	17 064	4 276	0	12 788		0	0	12 788
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	47	21 205	4 111	0	17 094		0	0	17 094
Régie Municipale d'Electricité LOOS	58	22 906	6 720	0	16 186		2 976	40	19 202
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	186	118 865	10 637	0	108 228		6 781	0	115 008
S.I.C.A.E. OISE	161 113	21 156 375	99 175 186	386 014	-78 404 825		22 950	134 281	-78 247 594
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	54	24 714	5 014	0	19 700		0	0	19 700
SIVOM d'Energie du Pays Toy	15	5 054	845	0	4 209		1 350	0	5 559
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	18	7 620	1 258	0	6 362		0	0	6 362
Energies Services LANMEZAN	559	207 309	324 158	0	-116 849		4 654	3 913	-108 283
Régie Electrique LA CABANASSE	20	8 440	1 993	0	6 447		0	85	6 532
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 215	200 823	1 202 910	0	-1 002 087		327	1 860	-999 900
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	19	9 120	1 107	0	8 013		250	0	8 263
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	668	332 828	489 664	0	-156 837		900	12 133	-143 803
GAZ DE BARR	260	93 964	13 723	0	80 241	-1 158 200	5 428	5 231	-1 067 300
UME	7 382	1 484 610	4 194 860	8 000	-2 718 250		561	21 065	-2 696 624
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	21	686 388	10 476	0	675 912		837	7 754	684 504
ES ENERGIES STRASBOURG	311 055	104 263 401	193 910 025	576 892	-90 223 516	-5 188 918	189 662	498 401	-94 724 371
VIALIS	21 401	4 724 343	12 443 763	40 001	-7 759 421		17 628	48 370	-7 693 423
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	22 538	4 162 113	12 353 547	56 002	-8 247 436		908	36 772	-8 209 756
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	159	93 104	99 438	0	-6 334		0	5 001	-1 333
SICAE EST	66 058	9 287 867	39 740 378	116 004	-30 568 515		5 850	96 544	-30 466 121
SOREA	27 842	2 765 949	13 660 416	20 001	-10 914 467		0	34 263	-10 880 204
Régie Electrique TIGNES	7 988	643 364	3 742 109	34 001	-3 132 746		1 940	0	-3 130 806
Régie Electrique Communale AUSSOIS	16	5 225	1 440	0	3 785		0	0	3 785
Régie Electrique AVRIEUX	8	4 298	783	0	3 515		0	0	3 515
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	45	29 498	2 816	0	26 682		1 061	300	28 043
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	13	2 048	824	0	1 224		378	100	1 702
Régie Electrique MONTVALEZAN	12	7 272	7 821	0	-549		56	0	-493
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 044	1 269 329	6 704 093	12 000	-5 446 764		370	15 851	-5 430 543
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 428	219 089	750 609	0	-531 520		900	0	-530 620
Syndicat des Energies Electriques de TARENTEISE	8 665	1 006 513	518 447	0	488 066		0	0	488 066
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	6 001	557 244	3 334 436	0	-2 777 192		3 150	8 910	-2 765 132
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	516	259 210	43 930	0	215 280		5 504	4 353	225 137
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	4 604	340 588	216 650	0	123 938		1 350	3 915	129 203
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	8 059	874 732	4 708 249	8 000	-3 841 518		4 050	17 550	-3 819 918
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	6 485	2 156 051	556 285	0	1 599 766		15 750	24 984	1 640 500
S.A.I.C. PERS LOISINGES	107	45 198	6 852	0	38 345		12	0	38 357
RÉGIE D'ELECTRICITÉ DELBEUF	162	72 292	87 723	0	-15 431		10 979	6 112	1 660
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	97	48 547	4 403	0	44 144		0	1 242	45 386
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 720	604 834	148 125	0	456 709		4 218	9 249	470 177
SEOLIS	704 591	83 863 021	406 097 736	670 023	-322 904 739		124 084	741 329	-322 039 326
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	339 878	33 115 806	204 001 559	384 013	-171 269 766		7 200	305 112	-170 957 454
GAZELEC DE PERONNE	33 372	3 144 339	19 038 292	60 002	-15 953 956		30 730	58 032	-15 865 193
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 123	1 174 957	619 015	0	555 942		1 350	6 574	563 866
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4	1 895	265	0	1 630		0	610	2 240
SICAE du CARMAUSIN	15 674	3 990 172	9 149 550	8 000	-5 167 379		5 395	49 464	-5 112 520
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	2 173	482 102	1 171 705	0	-689 603		47 991	26 788	-614 824
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAU - Pays de Cogne	16 433	2 598 921	1 423 171	0	1 175 751		5 242	49 000	1 229 993
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	628 282	91 516 292	355 839 029	486 017	-264 808 753		254 185	717 419	-263 837 149
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	506	44 563	45 245	0	-682		133	0	-549
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	7 537	919 328	5 003 149	26 001	-4 109 822		0	10 858	-4 098 965
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITOPHES	1 064	266 616	92 792	0	173 824		1 553	5 692	181 068
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	79	34 064	7 057	0	27 007		0	0	27 007

	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. VALLEE DU SAUSSERON	90	43 009	5 485	0	37 525		3 023	1 879	42 427
AXPO Solutions AG	0	2 881 940	0	238 008	2 643 931		0	4 500	2 648 431
BCM ENERGY						-1 310 203		41 408	-1 268 796
TOTAL Flex	237 244	36 549 111	145 392 336	698 024	-109 541 250		0	606 963	-108 934 287
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		20 592		20 592
TOTAL DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	-3 993 968	2 099 248	14 016	-1 890 704
ENARGIA	0	0	0	0	0		3 219		3 219
ENERCOOP	26 593	3 264 100	14 881 701	40 001	-11 657 603	-661 041	0	193 122	-12 125 522
CALEO							3 200		3 200
ENDESA ENERGIA SA						-26 550 166		95 493	-26 454 673
SAVE						-179 065 620		1 025 054	-178 040 566
ALSEN						-3 407 587		11 304	-3 396 283
Gaz de Bordeaux						-27 735 604	7 000	150 874	-27 577 730
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						-21 906 009		86 597	-21 819 411
Gaz de Paris						-16 457 468		80 806	-16 376 662
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		7 517		7 517
PICOTY						-2 847 374		14 581	-2 832 792
DYNEFF							6 421		6 421
GEG Source d'Energies						-2 073 396		21 494	-2 051 902
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						-12 143 300		63 601	-12 079 699
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						-21 949 111		103 122	-21 845 990
ENGIE	0	0	0	0	0	-383 204 484	12 428 000	2 090 759	-368 685 725
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		967		967
IBERDROLA ENERGIE FRANCE	0	0	0	0	0		87 490		87 490
JOUL	295	62 611	172 765	0	-110 154	-1 295 060	15 070	29 704	-1 360 441
PLUM ENERGIE						-2 861 080		30 337	-2 830 743
PROVIRIDIS SAS						-8 404 492		61 500	-8 342 992
REDEO ENERGIES SAS						-23 044 517		352 576	-22 691 941
SELFEE	1 346	294 687	670 961	0	-376 274		0	10 320	-365 954
Terreal						-1 943 416		6 040	-1 937 376
Total Gas& Power limited						-7 997 122		67 216	-7 929 906
UNION DES PRODUCTEURS LOCAUX D'ELECTRICITE	13 968	1 304 661	7 386 221	16 001	-6 097 561		1 824	17 764	-6 077 973
TOTAL	3 333 650	534 108 907	1 850 807 960	4 677 036	-1 321 376 089	-756 077 930	15 756 681	8 939 455	-2 052 757 883