

ANNEXE 2

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

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 2022¹ par les différents opérateurs concernés², 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 2022, réalisée en juillet 2022, est présentée dans l'Annexe 2 de la délibération du 13 juillet 2022³.

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 2020⁴, 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 2022 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération, qui a également été actualisée.

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 (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 A). 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)⁵ à Wallis-et-Futuna et dans les

¹ 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.

² Ou la première prévision de charge pour les opérateurs qui n'avaient pas pu déclarer de charges prévisionnelles au titre de 2022 en 2021.

³ Délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

⁴ LOI n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020.

⁵ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

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).

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

L'actualisation des charges prévisionnelles au titre de 2022 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 2022 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 retranchée 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 désormais évalué à **- 8 514,0 M€**, au lieu du montant de **- 582,7 M€** estimé lors de l'évaluation annuelle de juillet 2022. Si le niveau global de charges prévisionnelles mis à jour au titre de 2022 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.

Les comparaisons de ce montant avec les charges constatées au titre de 2021 et prévues initialement au titre de 2022 (prévision initiale de juillet 2021) 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.

Tableau 1 : Mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie prévues au titre de 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
Soutien ENR électrique en métropole	-10 576,6					0,0	-771,0	-80,4	-11 428,0
<i>Eolien terrestre</i>	-8 240,4					0,0	-585,8	-56,9	-8 883,1
<i>Eolien en mer</i>	-169,0					0,0	0,0	0,0	-169,0
<i>Photovoltaïque</i>	-683,1					0,0	-23,5	-17,4	-724,0
<i>Bio-énergies</i>	-639,6					0,0	-108,0	0,0	-747,6
<i>Autres énergies</i>	-844,5					0,0	-53,8	-6,1	-904,3
Injection biométhane	0,0					0,0	-4,8	-107,4	-112,2
Soutien en ZNI ⁽¹⁾	2 389,7	150,8	8,8	0,0					2 549,2
<i>Transition énergétique</i>	581,3	11,3	0,00	0,0					592,6
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 808,4	139,5	8,8	0,0					1 956,6
Cogénération et autres moyens thermiques	341,0					0,0	-34,5	-20,5	286,0
Effacement					86,6				86,6
Dispositifs sociaux ⁽²⁾	24,1	0,0					1,1	11,1	36,3
<i>Compensation FSL</i>	18,6	0,0					0,7	5,2	24,6
<i>Afficheur déporté</i>	2,9						0,2	1,5	4,7
<i>Autres</i>	2,5	0,0					0,2	4,3	7,1
Frais divers	60,8					0,0	3,6	3,6	68,1
<i>Frais de gestion</i>	60,8					0,0	3,6	3,6	68,1
	-7 761,0	150,8	8,8	0,0	86,6	0,0	-805,6	-193,5	-8 514,0

⁽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 au titre de 2022 par rapport aux charges constatées au titre de 2021 et initialement prévues au titre de 2022 (prévision initiale de juillet 2021)

en M€	Mise à jour de la prévision 2022 (évaluation de nov 2022)	Prévision initiale pour 2022 (évaluation de juil 2021)	Evolution 2022 reprév (nov 2022) - 2022 prév (juil 2021)		Charges constatées au titre de 2021	Evolution 2022 reprév (nov 2022) - 2021	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-11 428,0	5 153,8	-16 581,8	-322%	2 954,4	-14 382,4	-487%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>-8 883,1</i>	<i>1 277,7</i>	<i>-10 160,7</i>	<i>-795%</i>	<i>200,1</i>	<i>-9 083,1</i>	<i>-4540%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>-169,0</i>	<i>82,3</i>	<i>-251,3</i>	<i>-305%</i>	<i>0,0</i>	<i>-169,0</i>	<i>0%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>-724,0</i>	<i>2 957,8</i>	<i>-3 681,8</i>	<i>-124%</i>	<i>2 275,7</i>	<i>-2 999,7</i>	<i>-132%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>-747,6</i>	<i>624,7</i>	<i>-1 372,3</i>	<i>-220%</i>	<i>503,4</i>	<i>-1 251,0</i>	<i>-249%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>-904,3</i>	<i>211,3</i>	<i>-1 115,6</i>	<i>-528%</i>	<i>-24,8</i>	<i>-879,6</i>	<i>3553%</i>
Injection biométhane	-112,2	712,9	-825,2	-116%	221,9	-334,1	-151%
Soutien en ZNI	2 549,2	2 163,6	385,7	18%	2 192,0	357,2	16%
<i>Transition énergétique</i>	<i>592,6</i>	<i>670,3</i>	<i>-77,7</i>	<i>-12%</i>	<i>566,2</i>	<i>26,4</i>	<i>5%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 956,6</i>	<i>1 493,3</i>	<i>463,3</i>	<i>31%</i>	<i>1 625,8</i>	<i>330,8</i>	<i>20%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	286,0	646,1	-360,1	-56%	654,0	-367,9	-56%
Effacement	86,6	40,0	46,6	116%	13,1	73,4	559%
Dispositifs sociaux	36,3	30,9	5,4	17%	29,0	7,3	25%
<i>Compensation FSL</i>	<i>24,6</i>	<i>24,1</i>	<i>0,4</i>	<i>2%</i>	<i>24,1</i>	<i>0,4</i>	<i>2%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>4,7</i>	<i>0,2</i>	<i>4,5</i>	<i>2236%</i>	<i>0,0</i>	<i>4,7</i>	<i>0%</i>
<i>Autres</i>	<i>7,1</i>	<i>6,6</i>	<i>0,5</i>	<i>7%</i>	<i>4,8</i>	<i>2,2</i>	<i>46%</i>
Frais divers	68,1	62,9	5,2	8%	57,2	10,9	19%
<i>Frais de gestion</i>	<i>68,1</i>	<i>62,9</i>	<i>5,2</i>	<i>8%</i>	<i>57,2</i>	<i>10,9</i>	<i>19%</i>
	-8 514,0	8 810,3	-17 324,3	-197%	6 121,6	-14 635,6	-239%

Évolution par rapport à la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 estimées dans l'évaluation annuelle de juillet 2022

Le principal effet pris en compte pour procéder à la réévaluation des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2022 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 2022⁶ ;
- 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 2022 par rapport à l'évaluation publiée en juillet 2022 est exposé ci-dessous :

⁶ Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

	Evolution 2022 reprév (juil 22) - 2022 reprév (nov 22)
en M€	
Evolution des références de prix de gros	-9 172,7
Hausse du coût d'achat des cogénérations	265,9
Déplafonnement des contrats de complément de rémunération	-766,5
Résiliations anticipées de contrats de soutien	1 467,6
Effet volume lié au retard de la prise d'effet des contrats suite à la hausse des coûts des EnR	274,5
Evolution totale	-7 931,3

La comparaison 1) du montant réévalué de charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2022 avec 2) la mise à jour des charges au titre de 2022 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 2022 par rapport aux charges prévisionnelles estimées dans l'évaluation annuelle de juillet 2022

en M€	Mise à jour de la prévision 2022 (évaluation de nov 2022)	Mise à jour de la prévision 2022 (évaluation de juil 2022)	Evolution 2022 reprév (nov 2022) - 2022 reprév (juil 2022)	
			en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-11 428,0	-4 277,8	-7 150,2	-167%
<i>Eolien terrestre</i>	<i>-8 883,1</i>	<i>-3 997,4</i>	<i>-4 885,7</i>	<i>-122%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>-169,0</i>	<i>-37,9</i>	<i>-131,1</i>	<i>-346%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>-724,0</i>	<i>566,6</i>	<i>-1 290,6</i>	<i>-228%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>-747,6</i>	<i>-212,3</i>	<i>-535,3</i>	<i>-252%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>-904,3</i>	<i>-596,7</i>	<i>-307,6</i>	<i>-52%</i>
Injection biométhane	-112,2	135,4	-247,6	-183%
Soutien en ZNI	2 549,2	2 549,2	0,0	0%
<i>Transition énergétique</i>	<i>592,6</i>	<i>592,6</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 956,6</i>	<i>1 956,6</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
Cogénération et autres moyens thermiques	286,0	819,5	-533,4	-65%
Effacement	86,6	86,6	0,0	0%
Dispositifs sociaux	36,3	36,3	0,0	0%
<i>Compensation FSL</i>	<i>24,6</i>	<i>24,6</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>4,7</i>	<i>4,7</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Autres</i>	<i>7,1</i>	<i>7,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
Frais divers	68,1	68,1	0,0	0%
<i>Frais de gestion</i>	<i>68,1</i>	<i>68,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
	-8 514,0	-582,7	-7 931,3	-1361%

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE	7
A.1 Modalités de la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 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 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2022	16
A.4 Bilan	19
B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE	20
B.1 Modalités de la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022	20
B.2 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2022	20
B.3 Mise à jour des coûts évités aux fournisseurs de gaz prévisionnels au titre de 2022	21
B.4 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2022	21
B.5 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2022	21
B.6 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022	22
C. SOUTIEN EN ZNI	23
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS	23
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	23
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)	23
G. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2022 RÉÉVALUÉES POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE	24

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 Modalités de la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022

Les différents effets pris en compte dans le cadre de la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 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 référence de prix utilisées pour la mise à jour des charges au titre de 2022 sont basées sur les prix de gros constatés sur la période de janvier à avril 2022 et sur des prévisions de prix de gros sur la période de mai 2022 à décembre 2022. Les prix de gros prévisionnels 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 référence de prix utilisées pour la mise à jour des charges au titre de 2022 sont basés sur les prix de gros constatés sur la période de janvier à septembre 2022 et sur des prévisions de prix de gros sur la période d'octobre 2022 à décembre 2022. Les prix de gros prévisionnels 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 prix constatés pour la période de janvier à mars 2022 et sur la base des cotations Powernext Gas Futures observées entre le 15 et le 31 mars 2022 pour la période d'avril à décembre 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 (sur la base des prix constatés pour la période de janvier à septembre 2022 et sur la base des cotations Powernext Gas Futures observées entre le 15 et le 30 septembre 2022 pour la période d'octobre à décembre 2022).

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 entre avril et décembre 2022 (via une note d'instruction).

Modifications intégrées dans la réévaluation de novembre 2022 : en application de l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022⁷, tous les contrats de complément de rémunération sont déplafonnés 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 déplafonnement total des contrats de rémunération au cours de l'année 2022 est retenue.

A.1.4 Résiliations anticipées de contrats de soutien

Opérateurs concernés : EDF

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 2022 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, donnée constatée à la date de la réévaluation. 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 associée évoluent en conséquence. S'agissant des ELD et des organismes agréés, la CRE prend l'hypothèse qu'aucune résiliation anticipée n'est effective, et donc que le volume prévisionnel n'est pas retraité.

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 plus à compter de 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.

⁷ 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 0,8 GW à fin 2022.

A la suite de ces évolutions, la puissance totale prévisionnelle du parc soutenu par EDF pour 2022 est de **35,2 GW**, au lieu du niveau de **38,2 GW** estimé dans la délibération annuelle de juillet 2022.

Tableau 4 : 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	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 (initiale - juillet 2021)	72,0	5,3	-	6,1	36,0	0,7	1,4	2,6	2,9	16,3	0,7
	2022 (mise à jour - nov 2022)	65,8	5,9	-	4,5	32,3	0,5	1,0	2,5	2,9	15,9	0,3
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 (initiale - juillet 2021)	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 - nov 2022)	35,2	2,3	0,4	1,1	14,9	0,5	0,0	0,4	0,5	14,9	0,2

A.2.2 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 de 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 6 ci-dessous 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 1,9 TWh ;
- la hausse du coût d'achat des installations de cogénération sous l'effet de la hausse des prix du gaz, comme détaillé au paragraphe A.1.2, soit une hausse de 55,6 M€.

Le Tableau 5 présente l'évolution des prix de gros du gaz considérés pour l'année 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 2022

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	82,2	82,2
Février	78,7	78,7
Mars	123,6	123,6
Avril	103,8	88,6
Mai	104,2	75,8
Juin	106,2	93,4
Juillet	99,5	123,6
Août	102,8	157,1
Septembre	114,9	114,5
Octobre	94,4	120,8
Novembre	97,3	165,6
Décembre	108,0	182,1

Tableau 6 : 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	211,1	224,0	672,6	22,6	5,6	6 348,8
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	644,3	1 808,5	0,0	114,3	202,3	232,9	1 488,3	16,8	7,3	4 514,7
Juin	0,0	517,9	1 221,9	0,0	105,9	192,0	203,1	1 523,7	13,7	8,9	3 787,1
Juillet	0,0	225,0	1 236,1	30,6	124,0	202,5	250,5	1 644,8	13,8	8,9	3 736,3
Août	0,0	155,6	1 200,4	29,5	113,8	202,5	210,9	1 531,8	12,5	9,0	3 466,0
Septembre	0,0	116,5	1 245,6	70,7	50,6	197,4	190,3	1 238,2	13,8	9,1	3 132,2
Octobre	0,0	163,8	1 894,7	87,2	33,8	193,2	170,0	891,3	18,7	10,0	3 462,8
Novembre	720,3	220,7	1 781,3	98,1	2,5	184,4	164,2	551,2	14,6	9,2	3 746,6
Décembre	858,3	303,8	2 370,6	167,8	2,6	193,8	173,3	422,1	16,6	9,4	4 518,3
Quantités (GWh)	5 850,6	4 372,0	22 329,7	483,9	1 025,2	2 454,4	2 531,4	12 868,2	182,4	99,5	52 197,4
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
Coût d'achat (M€)	2 158,4	384,4	2 050,8	77,6	66,2	433,8	387,3	3 304,3	17,3	7,3	8 887,5
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
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	368,9	87,9	91,8		64,6	176,8	153,0	256,8	95,0	73,3	170,3
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

Ce retraitement de la mise à jour de la prévision au titre de 2022 réalisée par EDF aboutit à une production électrique prévisionnelle sous obligation d'achat de **52,2 TWh** au lieu du niveau de **54,1 TWh** prévu lors de la délibération annuelle de juillet 2022, pour un coût d'achat de **8 887,5 M€** au lieu du montant de **8 831,9 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 au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 16 décembre 2014⁸, du 25 mai 2016⁹, du 22 juin 2017¹⁰, du 16 mai 2019¹¹ et du 28 novembre 2019¹². 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, pour les 9 premiers mois de l'année, à partir des prix spot constatés et, pour les 3 derniers mois, à partir des prix de marché à terme (cotation des produits M10, M11 et M12 pour les mois d'octobre 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

⁸ 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.

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

¹² 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.

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 réévalué ainsi obtenu pour l'année 2022 s'élève à **13 007,8 M€** au lieu du montant de **9 211,6 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 2022¹³ est indiquée dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2022

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

Dans le cadre de la présente réévaluation, le coût évité du produit « ruban de base » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} 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^{er} janvier 2021 et le 31 décembre 2021. Le coût évité du produit « M11 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} septembre 2022 et le 30 septembre 2022 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 septembre 2022. Le coût évité du produit « M12 » a été obtenu à partir des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 septembre 2022 pour le produit à terme correspondant. 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 2022, en €/MWh

	Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
Rappel des prix retenus pour l'évaluation annuelle de juillet 2022	69,00	137,07	407,15	393,83
Prix retenus pour la réévaluation de novembre 2022	69,00	137,07	1036,77	1447,87

Ainsi, le coût évité réévalué par la production quasi-certaine, correspondant à 30,8 TWh, est de **5 536,4 M€** au lieu du montant de **3 308,8 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 prix spot et des cotations des produits M10, M11 et M12.

¹³ 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.

Tableau 9 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2022, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle retenue pour l'évaluation de juillet 2022	Référence mensuelle retenue pour la réévaluation de novembre 2022
Janvier	211,42	211,42
Février	185,55	185,55
Mars	295,20	295,20
Avril	233,10	233,10
Mai	221,86	197,43
Juin	227,88	248,40
Juillet	251,75	400,87
Août	232,33	492,49
Septembre	283,16	394,70
Octobre	393,86	464,55
Novembre	407,15	1025,32
Décembre	393,83	1447,87

Le coût évité réévalué par la production aléatoire s'élève pour 2022 à **7 471,4 M€** au lieu du montant de **5 902,8 M€** prévu dans la délibération annuelle du 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 2022

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	211,42	825,7	184,6	617,8	237,2	155,4	325,5
Février	185,55	1 154,3	175,4	1 637,9	193,2	330,9	565,3
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	197,43	676,1	181,2	1 003,8	186,7	826,1	469,5
Juin	248,40	506,9	221,8	594,7	250,9	741,6	443,8
Juillet	400,87	395,5	360,2	571,5	407,4	760,5	674,2
Août	492,49	308,5	423,9	504,7	495,5	644,0	685,0
Septembre	394,70	246,0	361,6	472,5	406,0	469,7	458,7
Octobre	464,55	284,1	421,6	795,6	481,1	374,3	647,4
Novembre	1025,32	191,2	844,2	240,8	1 075,7	74,5	479,5
Décembre	1447,87	447,0	1 161,0	614,0	1 615,2	109,3	1 536,6
Total 2022	371,2	6 694	333,2	9 035	350,1	5 645	7 471,4

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 **32,7 M€** au lieu du niveau de **18,2 M€** estimé initialement au titre l'année 2022. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2022.

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 (démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité), la valeur des garanties de capacité liées à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie présenté ci-dessus. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose en effet que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. 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 délibération.

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.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 2022 est réévalué à **13 208,6 M€** (5 536,4 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 7 471,4 M€ de coût évité par la production aléatoire + 233,4 M€ de coût évité lié aux garanties de capacité – 32,7 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 **9 426,8 M€** inscrit dans la délibération de juillet 2022.

A.2.2.6 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, en métropole continentale, dans le cadre de la présente réévaluation à **- 4 321,0 M€** (8 887,5 M€ de coût d'achat – 13 208,6 M€ de coût évité) au lieu du montant de **- 594,9 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 :

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

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 rémunération¹⁴ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹⁵.

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.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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.

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.

Conformément à la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022, le plafonnement de tous les contrats de complément de rémunération est suspendu à partir du 1^{er} janvier 2022. En conséquence, cette hypothèse a été retenue pour la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles associées au titre de 2022.

Lors de l'évaluation des charges au titre de 2022 réalisée en juillet 2022, l'hypothèse retenue était celle d'un déplaçonnement des contrats de complément de rémunération entre avril et décembre 2022. Les sommes déplaçonnées correspondantes s'élèvent à – **1 660,3 M€**. A ces sommes s'ajoutent celles correspondant aux sommes plafonnées sur le premier trimestre 2022, s'élevant à – **766,9 M€**. Ainsi, au total, la suspension du plafonnement des contrats de complément de rémunération sur l'année 2022 représente un montant de – **2 427,2 M€**.

A.2.3.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022

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 de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 est retraité pour prendre en compte :

- la hausse de la valorisation de la production des installations en contrat de complément de rémunération sur la période de janvier à septembre 2022, liée à la hausse des prix de marché constatés ;
- la hausse de la valorisation prévisionnelle de la production des installations en contrat de complément de rémunération pour la période d'octobre à décembre 2022, 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 similaires à celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat (cf. paragraphe A.2.2.2).

Enfin, comme indiqué dans le paragraphe A.1, la hausse du coût d'achat des cogénérations gaz naturel sous l'effet de la hausse des prix de gros du gaz est intégrée.

La mise à jour de la prévision des charges au titre de 2022 réévaluée est détaillée dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Réévaluation de la mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2022 réalisée par EDF

Prévision	Puissance installée en fin d'année 2022 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
	Mise à jour (nov 2022)	Initiale (juil 2021)	Mise à jour (nov 2022)	Initiale (juil 2021)	Mise à jour (nov 2022)	Initiale (juil 2021)
Eolien terrestre	5369	5953	10005	10946	-4591,3	282,2
Photovoltaïque	3346	3495	2989	3366	-1105,7	67,7
Biogaz	7	10	37	40	-11,7	2,8
Biomasse	85	123	357	462	-168,7	39,2
Géothermie	23	32	50	229	-29,5	47,3
Hydraulique	34	52	92	119	-35,6	5,8
Cogénération	25	140	64	370	-26,2	22,6
CCG	422	0	-	0	54,1	0,0
TOTAL	9311	10228	13594	15531	-5914,6	513,0

Les charges prévisionnelles mises à jour supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2022 s'élèvent ainsi à – **5 914,6 M€** au lieu du montant de – **2 516,8 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2022

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

Dans le cadre de la réévaluation de la mise à jour des charges de service public au titre de 2022, deux 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 2022 sont détaillés dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2022

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	211,42	211,42	181,45	224,84
Février	185,55	185,55	168,39	183,86
Mars	295,20	295,20	292,16	274,35
Avril	233,10	233,10	241,59	205,95
Mai	221,86	197,43	192,62	183,26
Juin	227,88	248,40	233,11	246,38
Juillet	251,75	400,87	391,14	402,11
Août	232,33	492,49	456,95	467,59
Septembre	283,16	394,70	370,84	401,64
Octobre	393,86	464,55	432,50	477,85
Novembre	407,15	1025,32	955,53	1076,79
Décembre	393,83	1447,87	1308,90	1621,11

Cette hausse des prix de marché entraîne une baisse des charges de – 591,0 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. L'évolution des prix de gros du gaz considérés pour l'année 2022 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 2022

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	82,2	82,2
Février	78,7	78,7
Mars	123,6	123,6
Avril	103,8	88,6
Mai	104,2	75,8
Juin	106,2	93,4
Juillet	99,5	123,6
Août	102,8	157,1
Septembre	114,9	114,5

Octobre	94,4	120,8
Novembre	97,3	165,6
Décembre	108,0	182,1

Cette hausse du prix d'achat du gaz entraîne une hausse des charges de **31,3 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 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.

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 dernier¹⁶.

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 modifiés conformément au paragraphe A.3.1 retenus au titre de la mise à jour 2022 pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés s'élèvent respectivement à **3,7 TWh** (inchangé par rapport à la délibération annuelle de juillet 2022) et à **565,4 M€** (au lieu du montant de **534,1 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022).

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 de l'électricité pour le volume restant.

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

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 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 **1 456,3 M€** au titre de 2022, au lieu du montant de **865,3 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 la mise à jour de l'évaluation des charges au titre de 2022 réalisée par la CRE en juillet 2022.

¹⁶ AXPO Solutions AG

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 14,8 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 **15,4 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2022.

A.3.5 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2022

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi en 2022, pour **3,7 TWh** de volume d'achat, à **- 906,3 M€** (565,4 M€ - 1 456,3 M€ - 15,4 M€), au lieu du montant de **-346,6 M€** pour **3,7 TWh** de volume d'achat prévu dans la délibération annuelle de juillet 2022, soit une diminution de -412 % par rapport aux charges initialement prévues en juillet 2021 (290,5 M€). Le surcoût total 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.

La baisse des surcoûts prévisionnels est principalement portée par la filière éolienne terrestre : le surcoût correspondant est évalué à - 642,7 M€ pour la production éolienne contre 70,2 M€ pour la prévision initiale, soit une diminution de - 1 015 %.

Pour les autres filières, les évolutions suivantes sont constatées :

- un surcoût évalué à - 40,8 M€ pour la production photovoltaïque contre 153,0 M€ pour la prévision initiale, soit une diminution de - 126,7 % ;
- un surcoût évalué à - 55,0 M€ pour la production de centrales fonctionnant en cogénération au gaz naturel contre 13,2 M€ pour la prévision initiale, soit une diminution de - 515 % ;
- un surcoût évalué à - 167,8 M€ pour la production des autres filières contre 54,1 M€ pour la prévision initiale soit une diminution de - 410 %.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution et organismes agréés sont indiqués dans le Tableau 19.

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 réévaluées résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2022 s'élèvent à – **11 141,9 M€** au lieu du montant de – **3 458,3 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

Elles sont détaillées 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 19.

Tableau 14 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2022 réévaluées, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2022	
Action 1	Eolien terrestre	-3 649,1	-4 591,3	-585,8	-56,9	-8 883,1	-11 428,0
	Eolien en mer	-169,0	0,0	0,0	0,0	-169,0	
	Solaire	422,6	-1 105,7	-23,5	-17,4	-724,0	
	Bio-énergies	-459,2	-180,4	-108,0	0,0	-747,6	
	Autres énergies	-779,3	-65,2	-53,8	-6,1	-904,3	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	313,1	27,9	-34,5	-20,5	286,0	286,0
Total		-4 321,0	-5 914,6	-805,5	-100,8	-11 141,9	

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 2022.

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 2020¹⁷. 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 2021¹⁸ 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 Modalités de la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 par rapport à l'évaluation annuelle publiée en juillet 2022

L'unique effet pris en compte dans le cadre de la réévaluation de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022, 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 considérés en 2022 sont basés sur les prix de gros constatés pour la période de janvier à avril 2022 et sur les cotations Powernext Gas Futures observées entre le 15 et le 30 avril 2022 pour la période de mai à décembre 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 considérés en 2022 sont basés sur les prix de gros constatés pour la période de janvier à septembre 2022 et sur les cotations Powernext Gas Futures observées entre le 15 et le 30 septembre 2022 pour la période d'octobre à décembre 2022.

B.2 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2022

La mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2022 est inchangée dans la présente réévaluation.

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

Le Tableau 15 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. Les acheteurs prévoient une multiplication par 1,6 du nombre d'installations entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022.

Tableau 15 : Comparaison de la prévision initiale pour 2022 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, au volume de biométhane acheté et au coût d'achat

	Prévision initiale au titre de 2022 (juillet 2021)	Mise à jour de la prévision au titre de 2022 (juillet 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.

¹⁷ 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.

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

B.3 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 du 15 au 30 septembre 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 septembre, la moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel ;
- pour les mois d'octobre à décembre, la moyenne des cotations, du 15 septembre au 30 septembre 2022, des produits mensuels « M10 », « M11 » et « M12 ».

Tableau 16 : Référence de prix mensuelle retenue, en €/MWh

Année 2022	Prix de référence
Janvier	82,19
Février	78,70
Mars	123,57
Avril	88,61
Mai	75,82
Juin	93,41
Juillet	123,63
Août	157,08
Septembre	114,46
Octobre	120,76
Novembre	165,60
Décembre	182,08

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2022 s'élève à **897,5 M€** au lieu du montant de **649,8 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022.

B.4 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2022

Le surcoût d'achat est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **-105,5 M€** (791,9 – 897,5 moyennant les arrondis) au titre de 2022 au lieu du montant de **142,1 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 2022.

B.5 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. 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 valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2022 est inchangée dans la présente réévaluation. 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 estimée en juillet 2021 (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.6 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 s'élève à **- 112,2 M€** (- 105,5 – 6,7) au lieu du montant de **135,4 M€** inscrit dans la délibération annuelle de juillet 2022. 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 17.

Tableau 17 : Mise à jour de la prévision des charges au titre de 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	6 310 565	62 099	49 500	12 599
BCM Energy			0	0		0
ekWateur	0	0	0	0	0	0
ENDESA ENERGIA	272 080 500	29 233 625	32 875 398	-3 641 772	391 578	-4 033 350
ENGIE SA	3 335 735 515	356 303 244	410 414 804	-54 111 560	1 816 540	-55 928 101
ÉS Énergies Strasbourg	31 939 025	3 611 234	3 793 969	-182 735	112 685	-295 420
GAZ DE BARR	12 418 560	1 392 560	1 604 008	-211 449	0	-211 449
GAZ DE PARIS SAS	223 058 106	21 945 101	26 207 816	-4 262 715	36 805	-4 299 520
GEG Sources d'Energies	24 353 280	2 481 300	2 971 053	-489 754	2 250	-492 004
PICOTY SAS	74 125 000	6 873 616	9 507 619	-2 634 003	0	-2 634 003
PLUM ENERGIE SAS	23 408 215	1 890 675	2 945 239	-1 054 564	0	-1 054 564
PROVIRIDIS	131 329 000	14 232 649	16 366 422	-2 133 773	212 640	-2 346 413
REDEO ENERGIES	367 851 102	43 507 522	44 372 114	-864 591	134 995	-999 586
SAS GAZ DE BORDEAUX	210 930 281	22 452 196	25 453 263	-3 001 067	1 286 190	-4 287 257
SAVE	1 898 881 776	208 889 178	230 124 974	-21 235 796	1 352 953	-22 588 750
SCIC Enercoop	11 272 517	1 352 702	1 335 380	17 322	56 749	-39 427
SEGE - AIR LIQUIDE	240 532 080	23 089 421	28 260 812	-5 171 391	30 276	-5 201 666
SEML GEDIA			0	0		0
SOLVAY ENERGY SERVICES	123 332 503	13 148 681	14 654 728	-1 506 047	0	-1 506 047
SVD 17 - DALKIA	266 715 675	27 395 884	31 248 185	-3 852 301	589 548	-4 441 850
TERREAL SAS	21 600 000	1 604 016	2 530 638	-926 622	0	-926 622
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	55 319 352	6 128 583	6 479 869	-351 286	593 176	-944 463
Total Gas& Power limited			0	0		0
TOTAL	7 378 600 151	791 904 851	897 456 856	-105 552 006	6 665 886	-112 217 891

C. SOUTIEN EN ZNI

La mise à jour de 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 2022 est présentée dans l'Annexe 2 de la délibération du 13 juillet 2022¹⁹.

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 18 : 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
Transition énergétique	581,3	11,3	0,00	0,0	592,6
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
Mécanismes de solidarité	1 808,4	139,5	8,8		1 956,6
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

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 **86,6 M€**. Ces charges prévisionnelles au titre de 2022 sont présentées dans l'Annexe 2 de la délibération du 13 juillet 2022¹⁹.

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 2022 sont présentées dans l'Annexe 2 de la délibération du 13 juillet 2022¹⁹.

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).

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)

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 2022 sont présentées dans l'Annexe 2 de la délibération du 13 juillet 2022¹⁹.

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.

¹⁹ Délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

G. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2022 RÉÉVALUÉES POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 19 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 recours²⁰.

Tableau 19 : 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 BRIANÇONNAIS	36 096	2 806 330	1 623 684	0	1 182 646		3 284	12 366	1 198 296
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	32	17 367	1 754	0	15 613		0	0	15 613
Régie Électrique DALOU	39	17 796	1 892	0	15 904		17	820	16 741
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 139	558 488	55 829	0	502 659		84	2 915	505 658
Régie Municipale d'Électricité VICQESSOS	19	8 753	937	0	7 816		0	1 333	9 149
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	2 591	948 954	147 781	0	801 173		900	473	802 546
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	365	91 150	19 614	0	71 536		0	0	71 536
Régie Électrique MERCUS GARRABET	12	5 949	684	0	5 265		0	858	6 124
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	8	4 800	545	0	4 255		0	915	5 170
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	8	2 895	356	0	2 539		0	720	3 259
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	6 910	689 679	308 068	0	381 611		101	2 065	383 777
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	7 817	1 726 015	414 013	0	1 312 002		0	492	1 312 494
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - 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 SAINT-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	10 639 411	37 258 493	280 119	-26 899 200		10 800	0	-26 888 400
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	811	383 533	54 321	0	329 211		0	6 269	335 480
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	112	30 434	8 212	0	22 222		0	2 579	24 801
Régie municipale d'Électricité 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'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 152	1 307 115	1 256 275	4 244	46 596		0	32 690	79 286
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	814	295 884	41 314	0	254 570		958	5 475	261 003
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	2 087	338 957	100 531	0	238 426		525	7 052	246 003
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	244	128 375	12 823	0	115 552		0	6 652	122 204
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 088	9 360 908	20 375 604	50 931	-11 065 627		11 840	93 069	-10 960 718
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	115 338	15 189 511	53 048 044	560 237	-38 418 770		99 500	130 957	-38 188 313
Régie Municipale d'Électricité 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	-25 396
Régie Communale Électrique SAULNES	12	6 150	696	0	5 453		0	1 493	6 946
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	209 728	32 812 571	109 020 046	1 464 256	-77 671 730		93 412	248 656	-77 329 662
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	21	11 454	1 043	0	10 411		26	380	10 817
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	307	70 376	14 737	0	55 639		130	1 630	57 399
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	11 246	1 733 987	4 145 558	253 530	-2 665 101		1 850	10 815	-2 652 436
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	31	16 258	1 503	0	14 755		0	0	14 755
Régie d'Électricité BITCHE	68	35 934	3 272	0	32 662		578	2 757	35 997
Régie Communale d'Électricité SAINT-MARIE AUX CHENES	53	22 364	3 284	0	19 080		507	10 400	29 987
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	91	31 882	7 433	0	24 449		4 006	2 525	30 980

²⁰ 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	1 160 859	0	-937 722		327	1 860	-935 535
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	-211 449	5 916	5 302	-123 338
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	9 196	0	805 307		837	7 754	813 898
ES ENERGIES STRASBOURG	334 062	99 694 888	163 737 577	2 428 196	-66 470 885	-295 420	191 462	471 731	-66 103 112
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	10 779 549	118 838	-6 309 834		1 442	34 925	-6 273 467
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	32 842 715	248 790	-22 579 554		5 265	81 244	-22 493 045
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	356 020 501	3 155 584	-264 705 070		120 001	729 713	-263 855 356
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	354 948	33 421 572	169 016 880	1 773 196	-137 368 504		7 200	290 889	-137 070 415
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 LAVAUR - Pays de Cocagne	23 116	22 076 451	1 242 274	0	20 834 177		5 430	30 753	20 870 360
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	700 138	99 964 036	308 771 070	2 042 676	-210 849 710		278 519	706 546	-209 864 645
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	39 370 557	126 281 956	1 773 243	-88 684 642		0	578 061	-88 106 581
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
TOTAL DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	-944 463	1 884 128	14 016	953 681
ENARGIA	0	0	0	0	0		70	0	70
ENERCOOP	26 757	3 308 175	11 978 711	87 509	-8 758 045	-39 427	0	130 361	-8 667 111
CALEO							2 700		2 700
ENDESA ENERGIA SA						-4 033 350		75 267	-3 958 083
SAVE						-22 588 750		622 812	-21 965 938
ALSEN						12 589		10 745	23 334
Gaz de Bordeaux						-4 287 257	6 608	93 045	-4 187 604
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						-5 201 666		87 839	-5 113 827
Gaz de Paris						-4 299 520		80 806	-4 218 714
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		13 878	0	13 878
PICOTY						-2 634 003		39 196	-2 594 807
DYNEFF							12 324		12 324
GEG Source d'Energies						-492 004		15 660	-476 344
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						-1 506 047		35 535	-1 470 512
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						-4 441 850		133 169	-4 308 681
ENGIE	0	0	0	0	0	-55 928 101	8 371 000	1 384 836	-46 172 265
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						-1 054 564		23 631	-1 030 933
PROVIRIDIS SAS						-2 346 413		29 500	-2 316 913
PROXELIA	0	0	0	0	0		2 614	0	2 614
REDEO ENERGIES SAS						-999 586		306 143	-693 443
SELFEE	1 496	327 430	574 981	16 977	-264 528		0	10 320	-254 208
Terreal						-926 622		6 000	-920 622
UNION DES PRODUCTEURS LOCAUX D'ELECTRICITE	15 521	1 449 624	6 988 697	33 954	-5 573 027		1 374	17 764	-5 553 889
TOTAL	3 712 305	565 382 277	1 456 270 362	15 437 858	-906 325 943	-112 217 891	12 168 729	7 246 853	-999 128 253