



ANNEXE 1

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2022 (CP²²)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2022 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire les finançant, avant qu'une synthèse ne présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2021 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020¹, 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.

Opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2022

Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)² à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

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 les charges prévisionnelles 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 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.

¹ Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

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

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN METROPOLE CONTINENTALE | 3 |
| A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale..... | 3 |
| A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2022 | 9 |
| A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les Organismes agréés au titre de 2022..... | 11 |
| A.4 Bilan | 12 |
| B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE..... | 13 |
| B.1 Coûts d'achat | 13 |
| B.2 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat..... | 13 |
| B.3 Surcoûts d'achat | 14 |
| B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2022 | 14 |
| B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2022 | 14 |
| C. SOUTIEN EN ZNI..... | 15 |
| C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées..... | 16 |
| C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées..... | 23 |
| C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées..... | 27 |
| C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées | 28 |
| C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE | 30 |
| C.6 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2022 | 31 |
| D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS..... | 32 |
| D.1 Contexte juridique | 32 |
| D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2022..... | 32 |
| E. DISPOSITIFS SOCIAUX | 32 |
| E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux- électricité | 32 |
| E.2 Charges liées aux dispositifs - gaz | 34 |
| E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux | 35 |
| 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) | 36 |
| G. SYNTHESE..... | 37 |
| G.1 Charges de service public prévisionnelles au titre de 2022 | 37 |
| G.2 Détail des charges prévisionnelles au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours..... | 39 |

A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION GAZ NATUREL ET 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 certificats de capacité acquis dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités associées est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale

A.1.1 Evolution du parc de production soutenu

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération sont présentées quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement 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 au paragraphe suivant, dans lequel les charges de service public de l'énergie sont calculées.

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2022 s'élève à 72,0 TWh, la même hausse est prévue entre 2020 et 2022 (+ 4,1 TWh soit + 6 %) et entre 2021 et 2022 (+ 4,5 TWh soit + 7 %) dans la mesure où une stagnation est observée entre 2020 et 2021. La puissance des installations soutenues s'élève à 39 GW en 2022, elle augmente régulièrement entre 2020 et 2022 (+ 3,4 GW puis + 3,6 GW).

Tableau 1 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2022 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

| | | Total | Cogénération | CCG | Hydraulique | Eolien à terre | Eolien en mer | Incinération | Biogaz | Biomasse | PV | Autres |
|-------------------------|------|-------|--------------|-----|-------------|----------------|---------------|--------------|--------|----------|------|--------|
| Energie soutenue (TWh) | 2020 | 68,0 | 7,0 | - | 6,1 | 36,2 | - | 1,6 | 2,6 | 2,6 | 11,5 | 0,3 |
| | 2021 | 67,6 | 6,1 | - | 6,2 | 34,3 | - | 1,6 | 2,6 | 2,7 | 13,7 | 0,3 |
| | 2022 | 72,0 | 5,3 | - | 6,1 | 36,0 | 0,7 | 1,4 | 2,6 | 2,9 | 16,3 | 0,7 |
| Puissance soutenue (GW) | 2020 | 32,4 | 2,7 | - | 1,9 | 15,6 | - | 0,2 | 0,5 | 0,7 | 10,5 | 0,2 |
| | 2021 | 35,8 | 2,6 | 0,4 | 2,0 | 16,4 | - | 0,2 | 0,5 | 0,7 | 12,8 | 0,2 |
| | 2022 | 39,3 | 2,5 | 0,4 | 2,0 | 17,3 | 0,5 | 0,2 | 0,5 | 0,7 | 14,9 | 0,2 |

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu atteindrait 17,3 GW en 2022, elle augmente continuellement entre 2020 et 2022 (+ 1,6 GW soit + 11 %), cette filière participe notablement à l'augmentation de la production totale du parc soutenue. Elle est à l'origine de l'inflexion à la baisse observée sur la production totale en 2021, malgré la hausse de la puissance installée, en raison d'une météorologie particulièrement favorable au début de l'année 2020. La prévision au titre de 2021 s'appuie sur le taux de charge de 2132 heures équivalent pleine puissance (moyenne de la filière entre 2016 et 2020), l'énergie produite progresse de 1,8 TWh entre 2021 et 2022. La production totale en 2022 s'élèverait à 36 TWh.

De premières mises en service pour la filière **éolienne en mer** sont prévues en 2022. Le parc éolien en mer posé situé à Saint-Nazaire, d'une puissance de 480 MW, devrait être mis en service. Les mises en services de deux parcs éoliens en mer flottant, totalisant une puissance de 48 MW, sont également prévues. La filière éolienne en mer devrait donc produire 707 GWh en 2022.

La puissance et l'énergie produite par le **parc photovoltaïque** augmentent fortement et régulièrement entre 2020 et 2022 et s'élèvent respectivement à 14,9 GW et 16,3 TWh, soit une augmentation de 4,4 GW (+ 42 %) et 4,8 TWh (+ 42 %). La croissance de la filière photovoltaïque porte en grande partie la croissance de la puissance totale du parc soutenu ainsi que de l'énergie totale produite.

La **filière cogénération au gaz naturel** voit sa puissance baisser entre 2020 et 2022 de 0,2 TWh pour s'établir à 2,5 TWh, l'arrivée à échéance de contrats anciens n'étant pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. L'énergie produite baisse fortement entre 2020 et 2022 (- 1,7 TWh soit - 25 %).

La **centrale à CCG** à Landivisiau, d'une puissance de 422 MW et dont la mise en service est prévue en 2021, fait partie du parc de production soutenu.

Le **parc hydraulique** soutenu représentera une puissance installée de 2 GW fin 2022 (+ 24 MW par rapport à 2020, soit + 1 %). La production reste stable à 6,1 TWh. En revanche, la puissance installée est en baisse par rapport à 2021 (- 12 MW), l'arrivée à échéance de contrats anciens n'étant pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** s'élèvera à 702 GW fin 2022 (- 34 MW par rapport à 2020, soit - 5 %). Il n'y a plus de nouvelles mises en service en obligation d'achat, les nouveaux contrats sont des compléments de rémunération ; par contre, plusieurs contrats d'achat arrivent à échéance. En revanche, l'énergie produite progresse de 12 % entre 2020 et 2022 pour atteindre 2,9 TWh en 2022. La mise en service d'installations sous complément de rémunération produisant davantage que les installations sous obligation d'achat explique cette augmentation de l'énergie produite.

La puissance de la **filière biogaz** s'élèvera à 485 MW fin 2022, elle augmente de 22 MW (+ 5 %) entre 2020 et 2022. Si cette évolution est portée principalement par la filière méthanisation, de premières mises en service correspondant à l'arrêté tarifaire de 2019 biogaz ISDND sont également prévues. L'énergie produite par la filière biogaz stagne à 2,6 TWh en 2022.

La **filière incinération d'ordures ménagères** décroît continûment (- 43 MW entre 2020 et 2022, pour une puissance de 192 MW fin 2022) en raison de l'arrivée à échéance des contrats et de l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 1,4 TWh en 2022.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représentent une production de 718 GWh en 2022. La **filière géothermie** se développe sous complément de rémunération et devrait représenter fin 2022 une puissance de 32 MW et produire 229 GWh.

A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2022 sont dus aux contrats d'achat suivants :

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

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

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

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

Tableau 2 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF pour 2022

| | Cogénération (combustible fossile) | Hydraulique | Eolien à terre | Eolien en mer | Incinération | Biogaz | Biomasse | Photovoltaïque | Surplus des ELD | Gaz de Mines | TOTAL |
|--|--|----------------|-------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|--------------------|-----------------|-----------------|
| Janvier | 1 133,0 | 577,5 | 2 951,9 | 16,8 | 140,2 | 219,1 | 249,1 | 453,0 | 16,7 | 10,2 | 5 767,6 |
| Février | 979,1 | 563,9 | 2 908,4 | 13,9 | 124,8 | 191,9 | 200,8 | 692,4 | 16,1 | 9,0 | 5 700,3 |
| Mars | 969,8 | 644,4 | 3 072,7 | 14,3 | 139,9 | 214,9 | 210,5 | 1 077,0 | 26,5 | 30,3 | 6 400,3 |
| Avril | 0,0 | 672,2 | 1 763,4 | 12,1 | 100,0 | 204,5 | 221,2 | 1 315,4 | 11,7 | 28,8 | 4 329,3 |
| Mai | 0,0 | 713,5 | 1 647,9 | 11,1 | 117,8 | 208,0 | 215,4 | 1 522,1 | 14,6 | 27,8 | 4 478,0 |
| Juin | 0,0 | 576,9 | 1 342,2 | 9,3 | 112,3 | 200,5 | 176,8 | 1 584,9 | 14,7 | 27,3 | 4 044,8 |
| Juillet | 0,0 | 408,0 | 1 260,0 | 9,3 | 131,6 | 211,9 | 202,3 | 1 679,9 | 12,7 | 26,0 | 3 941,6 |
| Août | 0,0 | 299,3 | 1 250,6 | 8,9 | 124,3 | 212,1 | 211,7 | 1 543,7 | 11,4 | 26,2 | 3 688,3 |
| Septembre | 0,0 | 270,1 | 1 511,3 | 117,8 | 109,9 | 207,6 | 197,7 | 1 259,8 | 14,7 | 27,2 | 3 716,1 |
| Octobre | 0,0 | 347,9 | 2 282,9 | 145,3 | 90,2 | 221,1 | 188,5 | 885,1 | 18,8 | 30,7 | 4 210,5 |
| Novembre | 805,0 | 396,4 | 2 259,3 | 163,5 | 117,7 | 209,9 | 188,5 | 541,3 | 15,2 | 28,0 | 4 724,8 |
| Décembre | 993,4 | 506,8 | 2 852,1 | 184,6 | 116,7 | 221,9 | 193,5 | 399,2 | 16,2 | 28,5 | 5 512,9 |
| Quantités (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 |
| <i>Quantités en 2020 (GWh)</i> | <i>6 974,6</i> | <i>6 037,0</i> | <i>31 058,7</i> | | <i>1 602,7</i> | <i>2 582,6</i> | <i>2 390,9</i> | <i>10 818,4</i> | <i>239,0</i> | <i>69,1</i> | <i>61 774,3</i> |
| Coût d'achat (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 |
| <i>Coût d'achat en 2020 (M€)</i> | <i>965,2</i> | <i>492,6</i> | <i>2 806,2</i> | | <i>95,5</i> | <i>433,2</i> | <i>354,9</i> | <i>3 039,6</i> | <i>23,1</i> | <i>5,0</i> | <i>8 215,4</i> |
| Coût d'achat unitaire (€/MWh) | 185,2 | 80,9 | 92,7 | 178,2 | 61,6 | 176,4 | 157,1 | 266,1 | 95,6 | 74,3 | 145,9 |
| <i>Coût d'achat unitaire en 2020 (€/MWh)</i> | <i>138,4</i> | <i>81,6</i> | <i>90,4</i> | | <i>59,6</i> | <i>167,7</i> | <i>148,4</i> | <i>281,0</i> | <i>96,5</i> | <i>72,3</i> | <i>133,0</i> |

La prévision pour 2022 réalisée par EDF aboutit à un total de **56,5 TWh** pour un coût d'achat de **8 245,8 M€**.

La quantité soutenue par obligation d'achat décroît entre 2020 et 2022 (- 8,5 %) principalement sous l'effet de la décroissance du parc éolien terrestre en obligation d'achat. En effet, la puissance installée diminue de 1,5 GW en tenant compte de l'arrivée à échéance de contrats et de la prise d'effet des derniers contrats en obligation d'achat issus de l'arrêté tarifaire de 2014. La décroissance du parc éolien terrestre sous obligation d'achat devrait se poursuivre les années suivantes au rythme de 1 GW par an.

Une baisse importante est également prévue pour la filière cogénération (- 2,1 TWh entre 2020 et 2022). En revanche, la production de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat poursuit sa croissance (+ 2,1 TWh entre 2020 et 2022) et les premières installations éoliennes en mer devraient produire 707 GWh en 2022.

Le coût d'achat augmente de 0,4 % malgré la baisse de l'énergie achetée en raison (1) de l'indexation des tarifs d'achat sur l'évolution du coût du travail et des prix de l'industrie et (2) de la baisse d'une filière relativement moins chère (l'éolien à terre) et de la hausse concomitante de filières plus chères (photovoltaïque et éolien en mer principalement).

Le coût d'achat unitaire de la cogénération augmente fortement (+ 30 %) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix du gaz (dépréciés en 2020) et des prix du CO₂.

Le coût d'achat unitaire du photovoltaïque décroît de 14,8 €/MWh (- 5 %) sous l'effet de la mise en service entre 2020 et 2022 d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2020.

A.1.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans les délibérations de la CRE du 16 décembre 2014³, du 25 mai 2016⁴, du 22 juin 2017⁵, du 16 mai 2019⁶ et du 28 novembre 2019⁷. Sont distingués le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque et éolien à terre.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction des ventes à terme réalisées par EDF et des prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de références de prix

³ 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.

⁴ 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.

⁵ 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

⁶ 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

⁷ 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

mensuelles sur l'année 2022, qui sont calculées à partir de 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).

Le coût évité par la part aléatoire de la production éolienne terrestre est quant à lui évalué de manière à refléter les effets de corrélation entre ces productions et les prix de marché. Un facteur correctif mensuel est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.

La référence de coût évité pour la part aléatoire de la production photovoltaïque est calculée 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 issus de la valorisation de la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF.

Pour l'année 2022, le coût évité pour l'énergie produite s'élève ainsi à **3 123,2 M€**.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2022⁸ est indiquée dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2022

| | Puissance quasi-certaine (MW) |
|---|-------------------------------|
| Ruban de base | 2 700 |
| Surplus de production du 1 ^{er} trimestre ⁹ | 2 100 |
| Surplus de production novembre | 1 800 |
| Surplus de production décembre | 1 800 |

Il s'agit de la première année où les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019 sont visibles. Le foisonnement inter filière au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA est pris en compte pour déterminer la puissance quasi-certaine, la puissance du ruban de base pour 2022 est ainsi doublée par rapport à 2021 (1 400 MW).

En application des délibérations du 22 juin 2017 et du 16 mai 2019 susmentionnées, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi-certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 30 avril 2021.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 avril 2021 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2021 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 30 avril. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2021 et le 30 avril 2021 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2021. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. *infra*). Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Prix de marché retenus pour 2022, en €/MWh

| Ruban | 1 ^{er} trimestre (Q1) | Novembre (M11) | Décembre (M12) |
|-------|--------------------------------|----------------|----------------|
| 51,39 | 70,30 | 63,52 | 60,41 |

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2022 à 30,8 TWh, est de **1 697,6 M€**.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des cotations des prix du produit calendar et des produits Q1 et Q2, auxquelles sont appliquées des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

Tableau 5 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2022, en €/MWh

| Mois | Référence mensuelle |
|---------|---------------------|
| Janvier | 76,42 |

⁸ Délibération de la CRE du 10 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

⁹ Premier trimestre.

| | |
|-----------|-------|
| Février | 74,69 |
| Mars | 67,07 |
| Avril | 49,28 |
| Mai | 44,58 |
| Juin | 48,54 |
| Juillet | 50,74 |
| Août | 46,55 |
| Septembre | 55,17 |
| Octobre | 61,35 |
| Novembre | 63,52 |
| Décembre | 60,41 |

Le coût évité par la production aléatoire s'élève pour 2022 à **1 425,6 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 6 ainsi que les prix aléatoires pondérés utilisés pour les filières éolienne et photovoltaïque.

Tableau 6 : 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 | 76,42 | 899,7 | 63,6 | 1 124,1 | 86,6 | 172,5 | 155,2 |
| Février | 74,69 | 911,5 | 65,7 | 1 262,6 | 79,0 | 300,6 | 174,8 |
| Mars | 67,07 | 994,8 | 58,1 | 1 358,2 | 65,2 | 476,1 | 176,6 |
| Avril | 49,28 | 689,0 | 43,5 | 971,6 | 46,6 | 724,8 | 110,0 |
| Mai | 44,58 | 721,2 | 41,6 | 908,7 | 43,7 | 839,3 | 106,6 |
| Juin | 48,54 | 580,5 | 43,2 | 697,1 | 50,2 | 823,1 | 99,6 |
| Juillet | 50,74 | 491,2 | 46,1 | 617,9 | 52,6 | 823,7 | 96,7 |
| Août | 46,55 | 407,1 | 41,4 | 569,5 | 47,6 | 703,0 | 76,0 |
| Septembre | 55,17 | 450,6 | 49,7 | 720,7 | 57,9 | 600,8 | 95,5 |
| Octobre | 61,35 | 545,1 | 57,1 | 1 193,8 | 64,0 | 462,8 | 131,2 |
| Novembre | 63,52 | 604,7 | 48,9 | 710,0 | 66,6 | 170,1 | 84,5 |
| Décembre | 60,41 | 888,1 | 48,9 | 1 120,0 | 67,1 | 156,8 | 118,9 |
| Total 2022 | 60,1 | 8 184 | 52,3 | 11 254 | 55,1 | 6 254 | 1 425,6 |

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

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

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût résultant pour l'année 2022 à **9,2 M€**, en tenant compte des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2022.

A.1.2.4 Coût évité lié aux certificats de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». En effet, le mécanisme de capacité étant entré en vigueur au 1^{er} janvier 2017, la valeur des certificats de capacité liés à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie présenté ci-dessus. Il s'agit du coût évité « capacité ». L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose en effet que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque Année de Livraison.

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité respectivement pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme) puis pour l'ensemble des Années de Livraison du mécanisme de capacité. Ceux-ci conduisent à prendre en compte la valorisation qui pourrait être obtenue par un gestionnaire d'installation sous obligation d'achat aux enchères organisées pendant une année par EPEX Spot.

Pendant l'année 2022, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les Années de Livraison AL 2021, AL 2022 et AL 2023. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les Années de Livraison AL 2024, AL 2025 et AL 2026 dans la dernière version des règles du mécanisme de capacité.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2022 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères, des volumes de certificats pour les Années de Livraison concernées.

Dans le cadre de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2022 pour les différentes Années de Livraisons qui y seront traitées :

| | AL 2021 | AL 2022 | AL 2023 |
|--|---------|---------|---------|
| Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2022 (MW) | 0 | 214,5 | 5256,6 |

Pour l'Année de Livraison AL 2021, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage en 2022 par rapport à celui qui est prévu en 2020. En revanche, un rééquilibrage est prévu pour l'Année de Livraison AL 2022. Les premières enchères ayant lieu en 2022 pour l'AL 2023, l'intégralité du volume de certificats obtenus par EDF OA pour cette Année de Livraison sera valorisée en 2022.

La CRE a vérifié la cohérence des volumes certifiés anticipés par EDF au regard de ceux pris en compte pour les Années de Livraison 2021 et 2022. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2021 et 2022.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 susmentionnée, la valorisation des certificats de capacité pour l'Année de Livraison 2022 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour cette Année de Livraison, soit 24 730,4 €/MW. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour l'Année de Livraison 2023, les volumes correspondants sont également valorisés à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2022, 24 730,4 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2022 est de **135,3 M€** répartis de la manière suivante :

| Coût évité prévisionnel 2022 lié aux certificats de capacité (M€) | Cogénération | Hydraulique | Eolien à terre | Eolien en mer | Incinération | Biogaz | Biomasse | Solaire | Autres | Total |
|---|--------------|-------------|----------------|---------------|--------------|--------|----------|---------|--------|--------------|
| | 39,6 | 15,3 | 47,3 | 3,6 | 3,7 | 6,1 | 7,7 | 11,0 | 1,0 | 135,5 |

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2022 est évalué à **3 249,3 M€** (1 697,6 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 425,6 M€ de coût évité par la production aléatoire + 135,5 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité - 9,2 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2022

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **4 996,5 M€** en métropole continentale (8 245,8 M€ de coût d'achat - 3 249,3 M€ de coût évité).

A.1.3 Complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est prévu 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 vient compenser 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 résultant d'une procédure de mise en concurrence. La prime est versée 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 :

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser 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 de l'électricité. Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹⁰ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹¹.

Montant des charges prévisionnelles pour 2022

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2022 et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique, biogaz et CCG seront concernées. Ces prévisions sont détaillées dans le Tableau 7. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché cohérentes avec celles utilisées pour l'évolution du coût évité variable présentées au paragraphe A.1.2.2.

Tableau 7 : Prévision relative au complément de rémunération pour 2022

| | Puissance installée (MW) | Energie produite (GWh) | Charges (M€) |
|----------------|--------------------------|------------------------|--------------|
| Eolien | 5 953 | 10 946 | 282,2 |
| Photovoltaïque | 3 495 | 3 366 | 67,7 |
| Biogaz | 10 | 40 | 2,8 |
| Biomasse | 123 | 462 | 39,2 |
| Hydraulique | 52 | 119 | 5,8 |
| Géothermie | 32 | 229 | 47,3 |
| Cogénération | 140 | 370 | 22,6 |
| CCG | 422 | - | 45,3 |
| TOTAL | 10 228 | 15 531 | 513,0 |

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2022 s'élèvent à **513,0 M€**.

A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2022

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

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

106 entreprises locales de distribution ont déclaré des prévisions de charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2022. Parmi elles, trois ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus s'élèvent respectivement à 3,7 TWh et à **498,2 M€** au titre de 2022.

A.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011 et en application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités énergie sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant. Les entreprises locales de distribution ont donc déclaré dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des certificats de capacité liés aux tarifs de cession, les entreprises locales de distribution peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs règlementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat permettra d'approvisionner les clients en « Offre de Marché » ou, compte-tenu des volumes correspondants, sera vendue sur le marché *spot*.

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros de l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité énergie correspondant a été évalué en prenant en compte les prix de marché *spot*. Pour les entreprises locales de distribution qui envisagent de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Enfin, pour les entreprises locales de distribution qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité énergie est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur anticipe pour l'énergie produite.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marché sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2022

| Mois | Prix mensuel | Prix pondéré éolien | Prix pondéré photovoltaïque |
|-----------|--------------|---------------------|-----------------------------|
| | (€/MWh) | (€/MWh) | (€/MWh) |
| Janvier | 76,42 | 72,07 | 83,49 |
| Février | 74,69 | 70,90 | 77,42 |
| Mars | 67,07 | 63,50 | 64,10 |
| Avril | 49,28 | 45,59 | 46,26 |
| Mai | 44,58 | 42,74 | 43,16 |
| Juin | 48,54 | 45,46 | 50,07 |
| Juillet | 50,74 | 48,27 | 52,49 |
| Août | 46,55 | 43,98 | 47,36 |
| Septembre | 55,17 | 51,40 | 57,29 |
| Octobre | 61,35 | 58,10 | 62,73 |
| Novembre | 63,52 | 58,40 | 66,82 |
| Décembre | 60,41 | 55,07 | 66,48 |

Parmi les entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles, 74 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente, et 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*.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **213,0 M€**.

A.2.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.A.1.2.4 est appliquée aux entreprises locales de distribution, avec une différenciation selon le volume total de certificats de capacité dont elles disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2022 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2023, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2023, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2022.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend en compte un mode de valorisation adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées. Pour l'Année

de Livraison AL 2023, qui n'a pas encore fait l'objet d'enchères en 2021, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2022. La dernière version des règles du mécanisme de capacité ne prévoyant pas d'enchères en 2022 pour les Années de Livraison AL 2024, AL 2025 et AL 2026, aucune valorisation n'est retenue pour ces Années de Livraison.

| Volume de certificats pouvant être valorisés (MW) | AL 2021 | AL 2022 | AL 2023 |
|---|---------|---------|---------|
| | 1,6 | 0,1 | 283,7 |

Au total, 285,4 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2021, 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2021, 31 241,77 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 24 730,4 €/MW.

Pour 2023 aucune enchère n'ayant déjà eu lieu pour cette année de livraison les volumes de certificats seront donc valorisés à la moyenne des prix des enchères de l'année de livraison précédente, soit :

- pour l'Année de Livraison 2023, 24 730,4 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **7,0 M€** pour 2022.

A.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2022

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2022 s'élève, pour 3,7 TWh de volumes d'achat à **278,2 M€** (498,2 M€ - 213,0 M€ - 7,0 M€), soit une diminution de 52,4 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2020 (-16 %). Le surcoût lié aux énergies renouvelables électriques diminue de 49,2 M€ (- 16 %), tandis que le surcoût lié à la cogénération diminue de 3,2 M€ (- 22 %).

Pour le surcoût lié aux énergies renouvelables électriques, la baisse observée est due en partie à l'augmentation du coût évité lié à l'augmentation des prix de marché observés pour les produits futurs par rapport aux années précédentes et à l'augmentation du coût évité des certificats de capacités (4,0 M€ soit +124 %). La CRE constate que malgré l'augmentation des volumes sous contrats d'obligation d'achat et du coût d'achat associé, le surcoût d'achat baisse ou n'augmente que légèrement dans la plupart des filières.

La baisse des surcoûts prévisionnels est portée principalement par la filière éolienne :

- une production éolienne estimée à 2 307 GWh en 2022 et un surcoût évalué à 70,2 M€ (respectivement 2 298 GWh et 125,3 M€ en 2020).

Pour les autres filières :

- une production des installations photovoltaïques estimée à 637 GWh en 2022 et un surcoût évalué à 153,0 M€ (respectivement 527 GWh et 151,5 M€ en 2020) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 169 GWh en 2022 et un surcoût évalué à 20,4 M€ (respectivement 138 GWh et 19,8 M€ en 2020) ;
- une production des installations hydroélectriques estimée à 367 GWh en 2022 et un surcoût évalué à 10,2 M€ (respectivement 360 GWh et 17,4 M€ en 2020) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 217 GWh en 2022 et un surcoût évalué à 22,2 M€ (respectivement 216 GWh et 27,4 M€ en 2020).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 46.

A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les Organismes agréés au titre de 2022

A.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés

Cinq Organismes agréés ont déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 314,4 GWh et à **31,5 M€** au titre de 2022.

A.3.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le calcul du coût évité pour les Organismes agréés prend en compte les prix de marché à termes mensuels évalués par la CRE.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marché sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 8 ci-dessus.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **18,3 M€**.

A.3.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

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

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2022. Au total, 38,6 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2021, 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2021, 31 241,77 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 24 730,4 €/MW.

Pour 2023 aucune enchère n'ayant déjà eu lieu pour cette année de livraison les volumes de certificats seront donc valorisés à la moyenne des prix des enchères de l'année de livraison précédente, soit :

- pour l'Année de Livraison 2023, 24 730,4 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **1,0 M€** pour 2022.

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

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2022 s'élève à **12,2 M€** (31,5 M€ - 18,3 M€ - 1,0 M€). Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 46.

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 résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale prévues par EDF, entreprises locales de distribution et les Organismes agréés en 2022 s'élèvent à **5 800,0 M€**.

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Bilan des charges réparties par action budgétaire liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2022

| en M€ | | EDF Obligation d'achat | EDF Complément de rémunération | ELD | Organismes agréés | Total 2022 | |
|--------------|--|------------------------|--------------------------------|--------------|-------------------|----------------|---------|
| Action 1 | Eolien terrestre | 925,3 | 282,2 | 65,9 | 4,2 | 1 277,7 | 5 153,8 |
| | Eolien en mer | 82,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 82,3 | |
| | Solaire | 2 737,2 | 67,7 | 148,6 | 4,4 | 2 957,8 | |
| | Bio-énergies | 540,1 | 42,0 | 42,0 | 0,6 | 624,7 | |
| | Autres énergies | 146,7 | 53,1 | 10,7 | 0,7 | 211,3 | |
| Action 4 | Cogénération et autres moyens thermiques | 564,9 | 68,0 | 11,0 | 2,3 | 646,1 | 646,1 |
| Total | | 4 996,5 | 513,0 | 278,2 | 12,2 | 5 800,0 | |

B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par l'article L. 446-4 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 2020¹². Ce nouvel arrêté limite désormais l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h.

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 sont compensées.

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 2021 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 2022.

B.1 Coûts d'achat

20 fournisseurs ont prévu d'acheter 8,5 TWh de biométhane provenant de 727 installations en 2022 pour un coût d'achat total de **883,8 M€**. Le prix d'achat moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 104,5 €/MWh.

Les acheteurs prévoient ainsi une multiplication par 3,4 du nombre d'installations entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2022, qui se traduit par une multiplication par 3,9 du volume injecté.

Le développement de la filière biométhane se poursuit désormais sous le régime tarifaire de l'arrêté du 23 novembre 2020. Aucun acheteur ne prévoit d'acheter de l'énergie produite par une installation soutenue via ce nouveau guichet ouvert en 2022.

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

Pour obtenir le coût évité prévisionnel, le volume mensuel de biométhane acheté par un fournisseur est multiplié par le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz.

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres, la CRE retient les cotations de prix suivantes, observées entre le 15 avril et le 30 avril 2021 :

- pour le premier trimestre 2022, les prix des produits Q1-2022 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2022) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2022 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2022 ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2022.

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

Tableau 10 : Référence de prix retenue, en €/MWh

| Année 2022 | Cotation | Rapport mensuel par rapport à la période de cotation | Prix de référence |
|------------|----------|--|-------------------|
| Janvier | 22,00 | 1,049 | 23,09 |
| Février | 22,00 | 0,996 | 21,90 |
| Mars | 22,00 | 0,955 | 21,01 |
| Avril | 17,42 | 1,006 | 17,52 |
| Mai | 17,42 | 0,999 | 17,39 |
| Juin | 17,42 | 0,996 | 17,34 |
| Juillet | 17,32 | 0,992 | 17,18 |
| Août | 17,32 | 0,993 | 17,20 |
| Septembre | 17,32 | 1,060 | 18,36 |
| Octobre | 18,88 | 0,988 | 18,66 |
| Novembre | 18,88 | 1,034 | 19,52 |
| Décembre | 18,88 | 1,051 | 19,84 |

Le coût évité total au titre de 2022 s'élève à **160,7 M€**.

¹² 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.

B.3 Surcoûts d'achat

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité prévisionnel pour 2022. 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 2022 s'élèvent donc à **723,1 M€**, soit 3,5 fois plus que ceux constatés en 2020 (204,2 M€).

B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2022

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **10,1 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 8,5 millions de garanties d'origine devraient être émises et près de 6,5 millions valorisées.

B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2022

Les charges prévisionnelles au titre de 2022 s'élèvent à **712,9 M€** (723,1 - 10,1). Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les acheteurs.

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 11 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels mis à jour pour 2021 dans le Tableau 12.

Tableau 11 : Charges prévisionnelles 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 prévisionnelles au titre de 2021 (€) |
|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--|--|
| ALSEN | 43 362 000 | 5 028 604 | 827 011 | 4 201 594 | 15 349 | 4 186 245 |
| EKWATEUR | 3 516 114 | 295 776 | 67 997 | 227 779 | 0 | 227 779 |
| ENDESA | 311 911 000 | 32 007 547 | 5 901 120 | 26 106 427 | 546 640 | 25 559 787 |
| ENERCOOP | 11 826 000 | 1 372 171 | 225 548 | 1 146 622 | 0 | 1 146 622 |
| ENGIE | 3 686 445 638 | 380 912 856 | 70 113 708 | 310 799 148 | 5 803 019 | 304 996 130 |
| ES | 44 366 900 | 4 390 657 | 842 339 | 3 548 318 | 396 188 | 3 152 130 |
| GAZ DE BARR | 14 454 000 | 1 574 763 | 275 670 | 1 299 093 | 0 | 1 299 093 |
| GAZ DE BORDEAUX | 346 173 143 | 39 199 939 | 6 563 938 | 32 636 001 | 809 858 | 31 826 142 |
| GAZ DE PARIS | 255 175 415 | 23 494 492 | 4 866 769 | 18 627 723 | 84 208 | 18 543 515 |
| GEG SE | 32 700 000 | 3 549 976 | 617 272 | 2 932 705 | 19 620 | 2 913 085 |
| PICOTY | 74 125 000 | 6 873 616 | 1 397 639 | 5 475 977 | 0 | 5 475 977 |
| PLUM ENERGIE | 32 194 283 | 2 600 332 | 614 445 | 1 985 887 | 108 662 | 1 877 226 |
| PROVIRIDIS | 112 605 728 | 11 390 795 | 2 134 344 | 9 256 452 | 0 | 9 256 452 |
| REDEO ENERGIES | 431 624 710 | 49 608 098 | 8 201 577 | 41 406 521 | 161 859 | 41 244 661 |
| SAVE | 2 339 552 000 | 249 262 868 | 44 279 727 | 204 983 141 | 583 426 | 204 399 715 |
| SEGE - AIR LIQUIDE | 240 532 080 | 23 089 421 | 4 587 423 | 18 501 998 | 30 276 | 18 471 723 |
| SOLVAY | 134 747 000 | 13 788 760 | 2 562 224 | 11 226 536 | 0 | 11 226 536 |
| SVD 17 - DALKIA | 266 715 675 | 27 395 884 | 5 090 412 | 22 305 472 | 589 548 | 21 715 924 |
| TERREAL | 21 600 000 | 1 604 016 | 412 248 | 1 191 768 | 0 | 1 191 768 |
| TOTAL DIRECT ENERGIE | 57 206 340 | 6 319 279 | 1 092 212 | 5 227 067 | 987 840 | 4 239 227 |
| TOTAL | 8 460 833 025 | 883 759 851 | 160 673 623 | 723 086 228 | 10 136 492 | 712 949 736 |

Tableau 12 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2022 par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et prévisionnelles mises à jour pour 2021

| M€ | Constaté 2020 | Mise à jour prévisionnel 2021 | Prévisionnel 2022 |
|--------------------------------------|---------------|-------------------------------|-------------------|
| Surcoûts d'achat | 204,2 | 389,1 | 723,1 |
| Valorisation des garanties d'origine | 3,8 | 5,8 | 10,1 |
| Volume acheté (en TWh) | 2,2 | 4,8 | 8,5 |
| Charges prévisionnelles | 200,5 | 383,3 | 712,9 |

C. SOUTIEN EN ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section E.), correspondent :

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme.

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015¹³, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

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

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017¹⁴. La définition de la compensation des petites actions de MDE a été subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019¹⁵. Depuis cette adoption, les coûts de développement des « petites » actions de MDE dans les ZNI supportés par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM font l'objet d'un traitement à part entière alors qu'ils étaient jusque-là pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017¹⁶. Elles concernent EDF SEI et EDM. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et La Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à 11 projets de stockage. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage.

La maquette budgétaire prévoit une unique action pour couvrir l'ensemble des charges de service public de l'énergie dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux. Cette action est scindée en deux sous-actions

¹³ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI

¹⁴ Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

distinctes : la sous-action Transition énergétique et la sous-action Mécanismes de solidarité. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux sous-actions :

1. Transition énergétique :

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

2. Mécanismes de solidarité :

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

Les sections suivantes présentent les charges selon leur nature et non selon ces deux sous-actions. La ventilation entre ces deux sous-actions apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

c.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées

En application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie les surcoûts de production d'électricité supportés dans les ZNI sont définis comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1* ».

Le 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que le montant des surcoûts de production d'électricité est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

En conséquence, le calcul de la prévision des surcoûts de production nécessite d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2022 sur la base des éléments constatés au titre de 2020, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes pour EDF, EDM et EEWf.

Quand cela s'avère nécessaire, les charges sont présentées selon la répartition entre les deux sous-actions Transition énergétique et Mécanismes de solidarité.

C.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2022

C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2022, à **169,5 M€** pour la production renouvelable et **535,0 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **704,5 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 13 et le Tableau 14 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021 dans le Tableau 15 et le Tableau 16.

Tableau 13 : Coûts de production renouvelable dans les ZNI prévus par EDF pour 2022

| M€ | Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i> | Corse | Guadeloupe | Guyane | Martinique | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prev |
|-------------------|--|-------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------------|--------------|
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 31,8 | 0,0 | 21,7 | 0,0 | 10,7 | 0,0 | 0,0 | 64,2 |
| | Amortissements | 9,0 | 0,0 | 9,2 | 0,0 | 6,5 | 0,0 | 0,0 | 24,7 |
| | Impôts et taxes | 10,0 | 0,0 | 17,5 | 0,0 | 12,4 | 0,0 | 0,0 | 39,8 |
| | Frais de personnel | 3,3 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 11,2 |
| | Charges externes | 2,9 | 0,0 | 2,5 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 6,7 |
| | Frais de structure, de siège et prestations externes | 3,3 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 16,2 | 0,0 | 0,0 | 21,9 |
| Coûts variables | Combustibles | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Quotas de CO2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Autres achats | 0,3 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,9 |
| Coût total | | 60,5 | 0,00 | 56,07 | 0,00 | 52,92 | 0,00 | 0,00 | 169,5 |

Tableau 14 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévus par EDF pour 2022

| M€ | Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i> | Corse | Guadeloupe | Guyane | Martinique | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prev |
|-------------------|--|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------------|--------------|
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 5,5 | 9,5 | 7,9 | 9,2 | 2,6 | 5,6 | 0,2 | 40,6 |
| | Amortissements | 8,8 | 9,5 | 14,9 | 12,2 | 3,4 | 2,9 | 0,3 | 52,0 |
| | Impôts et taxes | 2,6 | 11,0 | 22,3 | 6,2 | 1,4 | 0,1 | 0,0 | 43,7 |
| | Frais de personnel | 10,8 | 8,7 | 15,0 | 9,7 | 0,3 | 3,3 | 0,0 | 47,8 |
| | Charges externes | 16,7 | 9,4 | 10,9 | 14,1 | 5,8 | 0,6 | 1,2 | 58,8 |
| | Frais de structure, de siège et prestations externes | 9,8 | 13,3 | 11,8 | 10,5 | 0,4 | 0,2 | 0,0 | 46,0 |
| Coûts variables | Combustibles | 53,6 | 40,7 | 37,1 | 29,7 | 5,2 | 11,9 | 2,4 | 180,6 |
| | Quotas de CO2 | 12,3 | 9,1 | 7,0 | 7,5 | 1,0 | 1,7 | 0,3 | 38,9 |
| | Autres achats | 6,7 | 4,0 | 7,4 | 7,1 | 0,0 | 1,5 | 0,0 | 26,7 |
| Coût total | | 126,8 | 115,3 | 134,3 | 106,3 | 20,1 | 27,7 | 4,5 | 535,0 |

Comme affiché dans le Tableau 15, les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2022 dans les ZNI sont en légère hausse par rapport à 2020 (+ 0,5 M€) et également en légère hausse par rapport à ceux initialement prévus au titre de 2021 (+ 0,2 M€).

Tableau 15 : Évolution des coûts prévisionnels de production renouvelable dans les ZNI supportés par EDF pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021

| M€ | Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i> | 2022 prev | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|-------------------|--|--------------|--------------|------------|-------------|--------------|------------|-------------|
| | | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 64,2 | 66,0 | -1,8 | -3% | 65,5 | -1,3 | -2% |
| | Amortissements | 24,7 | 23,1 | 1,7 | 7% | 24,2 | 0,6 | 2% |
| | Impôts et taxes | 39,8 | 38,7 | 1,2 | 3% | 39,2 | 0,6 | 2% |
| | Frais de personnel | 11,2 | 10,7 | 0,6 | 6% | 11,1 | 0,2 | 2% |
| | Charges externes | 6,7 | 7,3 | -0,6 | -8% | 6,6 | 0,0 | 0% |
| | Frais de structure, de siège et prestations externes | 21,9 | 22,7 | -0,8 | -3% | 21,5 | 0,4 | 2% |
| Coûts variables | Combustibles | 0,0 | 0,0 | 0,0 | --- | 0,0 | 0,0 | -100% |
| | Quotas de CO2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | --- | 0,0 | 0,0 | --- |
| | Autres achats | 0,9 | 1,0 | 0,0 | -4% | 0,9 | 0,0 | 1% |
| Coût total | | 169,5 | 169,3 | 0,2 | 0,1% | 168,9 | 0,5 | 0,3% |

Quant aux coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile en ZNI pour 2022 dont l'évolution est affichée dans le Tableau 16, ils sont en baisse par rapport à 2020 (- 9,6 M€) mais en hausse par rapport à ceux initialement prévus au titre de 2021 (+ 27,5 M€).

Tableau 16 : Évolution des coûts prévisionnels de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI supportés par EDF pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021

| M€ | Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i> | 2022 prev | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|-------------------|--|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|------------|
| | | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 40,6 | 42,1 | -1,6 | -4% | 47,0 | -6,4 | -14% |
| | Amortissements | 52,0 | 51,5 | 0,5 | 1% | 54,9 | -2,8 | -5% |
| | Impôts et taxes | 43,7 | 38,2 | 5,4 | 14% | 42,8 | 0,9 | 2% |
| | Frais de personnel | 47,8 | 49,0 | -1,2 | -3% | 47,0 | 0,7 | 2% |
| | Charges externes | 58,8 | 71,9 | -13,1 | -18% | 49,3 | 9,6 | 19% |
| | Frais de structure, de siège et prestations externes | 46,0 | 48,4 | -2,4 | -5% | 45,2 | 0,8 | 2% |
| Coûts variables | Combustibles | 180,6 | 159,7 | 20,9 | 13% | 212,7 | -32,1 | -15% |
| | Quotas de CO2 | 38,9 | 22,0 | 16,8 | 76% | 27,9 | 11,0 | 39% |
| | Autres achats | 26,7 | 24,7 | 2,1 | 8% | 17,9 | 8,9 | 50% |
| Coût total | | 535,0 | 507,6 | 27,5 | 5,4% | 544,6 | -9,6 | -2% |

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2022 sont quasiment identiques aux coûts constatés au titre de 2020 (+ 0,3 %), hausse uniformément répartie parmi les différents postes de coûts fixes.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergies fossiles pour 2022 sont quant à eux en baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 (- 2 %) principalement en raison de la baisse des coûts de combustible (- 15 %) qui n'est pas compensée par les hausses des coûts d'achat des quotas de CO2 (+ 39 %), des autres achats (+ 50 %) ni des charges externes (+ 19 %).

La réduction des coûts de combustible est principalement engendrée par l'anticipation par EDF SEI d'une meilleure stratégie de couverture des coûts que celle de l'année 2020, dont le dénouement s'est révélé défavorable pour les CSPE (cf. section C.1.1.1 de l'annexe 3 relative aux charges constatées au titre de 2020). La hausse des coûts d'achat des quotas de CO2 s'explique par la hausse significative du prix de la tonne de CO2 anticipée par EDF, compte tenu de la hausse du prix sur le marché ETS observée depuis le mois de novembre 2020, malgré une baisse de la production thermique (- 8 %). D'autre part la recette exceptionnelle qu'a représentée en 2020 l'exposition des recettes des assurances perçues par EDF à cause de l'ouragan IRMA explique la hausse des coûts des autres achats.

La hausse des charges externes (+ 19 %) est également la conséquence d'un retour à un niveau habituel d'exploitation, après une année 2020 marquée par la baisse des dépenses entraînée par la crise sanitaire, particulièrement sur les sites de Dégrad-des-Cannes en Guyane et à Pointe des Carrières en Martinique. Cette hausse est en partie compensée par la baisse de la rémunération des capitaux (- 14 %), due à une baisse de la VNC des actifs d'EDF en

ZNI et à une diminution des taux de rémunération liée à la publication du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération dans les ZNI¹⁷.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021

Les coûts prévisionnels de production renouvelable d'EDF dans les ZNI pour 2022 sont dans l'ensemble stables quoique légèrement supérieurs à ceux initialement prévus pour 2021 (+ 0,1 %).

La baisse la plus significative concerne la rémunération des investissements (- 3 %), en raison de la baisse de la VNC des actifs renouvelables d'EDF en ZNI, et qui est compensée par la hausse des amortissements (+ 7 %) d'une part, et des impôts et taxes (+ 3 %) d'autre part.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI pour 2022 sont supérieurs à ceux initialement prévus pour 2021 (+ 5,4 %). Cet écart s'explique par plusieurs facteurs.

Les principales hausses sont celles des coûts d'achat de combustible (+ 13 %), qui s'explique essentiellement par l'augmentation de la consommation des centrales thermiques d'EDF (+ 12 %), ainsi que celle des coûts d'achat des quotas de CO₂ (+ 76 %), qui reflète la hausse continue du prix unitaire des quotas de CO₂ entre la prévision pour 2022 et la prévision initiale pour 2021.

Cette hausse des coûts variables entraîne également une hausse de l'assiette totale des impôts et taxes (+ 14 %), principalement portée par la TSC¹⁸. Ces hausses sont en partie compensées par la baisse des charges externes (- 18 %) en raison du volume de travaux anticipé qui diminue.

C.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2022 s'élèvent à **233,6 M€**, dont **116,1 M€** pour la production renouvelable et **117,5 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 17. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 17 : Recettes de production prévisionnelles d'EDF dans les ZNI pour 2022

| M€ | Corse | Guadeloupe | Guyane | Martinique | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prev |
|---|-------|------------|--------|------------|---------|-------|----------------|-----------|
| Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾ | 248,4 | 212,8 | 94,8 | 167,5 | 346,1 | 6,0 | 1,1 | 1 076,7 |
| Recettes réseau | 103,7 | 83,4 | 33,8 | 63,7 | 132,4 | 2,3 | 0,5 | 419,8 |
| Recettes gestion de la clientèle | 9,2 | 8,3 | 2,6 | 7,0 | 13,6 | 0,1 | 0,1 | 40,8 |
| Recettes brutes de production ⁽²⁾ | 135,5 | 121,1 | 58,5 | 96,8 | 200,1 | 3,5 | 0,5 | 616,1 |
| Part des recettes à considérer ⁽³⁾ | 42,4 | 17,8 | 39,0 | 15,7 | 32,4 | 3,5 | 0,5 | 151,3 |
| Recettes de production totales ⁽⁴⁾ | 62,4 | 39,9 | 48,7 | 26,0 | 52,3 | 3,8 | 0,5 | 233,6 |
| Recettes de production - Transition Energétique | 31,0 | 0,0 | 34,5 | 0,0 | 50,6 | 0,0 | 0,0 | 116,1 |
| Recettes de production - Mécanisme de solidarités | 31,4 | 39,9 | 14,1 | 26,0 | 1,7 | 3,8 | 0,5 | 117,5 |
| Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh) | 56,78 | 66,84 | 66,27 | 68,20 | 67,01 | 68,05 | 58,19 | --- |

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

⁽²⁾ les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation)

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

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

⁽⁵⁾ la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section C.2 et section C.3)

L'évolution des recettes de production prévisionnelles par rapport aux recettes constatées au titre de 2020 et à celles initialement prévues pour 2021 est indiquée dans le Tableau 18.

¹⁷ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

¹⁸ Taxe sur les carburants

Tableau 18 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF pour 2022 par rapport aux recettes constatées au titre de 2020 et prévisionnelles pour 2021

| M€ | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|--|----------------|----------------|-----------|------|----------------|-----------|------|
| | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Chiffre d'affaires issu de la fourniture | 1 076,7 | 1 001,7 | 75,1 | 7% | 1 044,1 | 32,6 | 3% |
| Recettes réseau | 419,8 | 391,9 | 28,0 | 7% | 386,8 | 33,0 | 9% |
| Recettes gestion de la clientèle | 40,8 | 41,4 | -0,5 | -1% | 41,9 | -1,1 | -3% |
| Recettes brutes de production | 616,1 | 568,4 | 47,6 | 8% | 615,4 | 0,6 | 0,1% |
| Part des recettes à considérer | 151,3 | 147,4 | 3,9 | 3% | 159,3 | -8,0 | -5% |
| Recettes de production totales | 233,6 | 223,3 | 10,3 | 5% | 234,7 | -1,1 | 0% |

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2020

La prévision des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2020 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité dans les différents territoires de + 2,9 % entre 2020 et 2022 ;
- légère hausse du taux de pertes moyen de 10,6 % en 2020 à 11,4 % en 2022 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 5,2 % HT en janvier 2022 par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} février 2020 ;
- augmentation moyenne des recettes d'acheminement de + 3,4 % HT en janvier 2022 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur au 1^{er} février 2020 ;
- les recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation, l'évolution tarifaire considérée et l'évolution du portefeuille clientèle attendue.

Les recettes brutes de production augmentent légèrement entre 2020 et 2022 (+ 0,1 %) en raison des hypothèses de croissance de la consommation et de hausse des tarifs de vente d'électricité, tandis que les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI enregistrent une baisse (- 5 %). Ceci est dû à une légère baisse de la part moyenne de production d'EDF SEI dans les ZNI qui passe de 26,4 % en 2020 à 24,9 % en 2022.

Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles initiales pour 2021

Le montant prévisionnel de recettes de production totales affectées à EDF pour 2022 est supérieur à celui prévu initialement pour 2020 (+ 5 %) principalement en raison des évolutions tarifaires envisagées.

C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production retenus par la CRE pour 2022 s'élèvent respectivement au total à 704,5 M€ et 233,6 M€. Le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2022 dans les différentes ZNI d'EDF est égal à **470,9 M€** et se décompose en **53,3 M€** de surcoûts de production renouvelable et **417,6 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 19 et le Tableau 20.

Tableau 19 : Surcoûts de production à partir d'énergies renouvelables prévus par EDF dans les ZNI pour 2022

| Transition Énergétique M€ | Corse | Guadeloupe | Guyane | Martinique | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prév |
|-------------------------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|------------|-------------------|--------------|
| Coûts de production | 60,5 | 0,0 | 56,1 | 0,0 | 52,9 | 0,0 | 0,0 | 169,5 |
| Recettes de production | 31,0 | 0,0 | 34,5 | 0,0 | 50,6 | 0,0 | 0,0 | 116,1 |
| Surcoûts de production | 29,5 | 0,0 | 21,5 | 0,0 | 2,3 | 0,0 | 0,0 | 53,3 |

Tableau 20 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles prévus par EDF dans les ZNI pour 2022

| Mécanismes de solidarité M€ | Corse | Guadeloupe | Guyane | Martinique | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prév |
|--------------------------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|--------------|
| Coûts de production | 126,8 | 115,3 | 134,3 | 106,3 | 20,1 | 27,7 | 4,5 | 535,0 |
| Recettes de production | 31,4 | 39,9 | 14,1 | 26,0 | 1,7 | 3,8 | 0,5 | 117,5 |
| Surcoûts de production | 95,4 | 75,4 | 120,2 | 80,3 | 18,4 | 23,9 | 4,0 | 417,6 |

C.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2022

C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2022, à **135,5 M€**, dont 54 % au titre des combustibles – hors taxes (73,8 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021 sont présentées dans le Tableau 21. Les coûts de production prévisionnels pour 2022 sont en nette hausse par rapport aux coûts constatés pour 2020 (+ 19,9 M€) et par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021 (+ 9,0 M€).

NB : Le parc historique d'EDM est composé de deux centrales thermiques : les centrales de Longoni et de Badamiers. Par conséquent, l'ensemble des surcoûts de production d'électricité supportés par EDM relèvent de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

Tableau 21 : Evolution des coûts de production prévisionnels prévus par EDM pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021

| M€ | Nature de coûts retenus | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|-------------------|--|--------------|--------------|------------|-----------|--------------|-------------|--------------|
| | | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Coûts variables | Achats de combustibles hors taxes | 73,8 | 70,8 | 3,0 | 4% | 67,6 | 6,2 | 9% |
| | Personnel, charges externes et autres achats | 31,0 | 27,7 | 3,3 | 12% | 22,6 | 8,4 | 37% |
| | Impôts et taxes | 0,9 | 0,9 | 0,0 | 5% | 0,8 | 0,1 | 13% |
| | Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre | 10,8 | 7,8 | 3,0 | 38% | 6,0 | 4,8 | 79% |
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 11,0 | 11,6 | -0,5 | -5% | 11,7 | -0,7 | -6% |
| | Amortissements | 7,1 | 7,0 | 0,0 | 0% | 6,0 | 1,0 | 17% |
| | Frais de structure, de siège et prestations externes | 0,8 | 0,6 | 0,1 | 21% | 0,7 | 0,1 | 9% |
| Coût total | | 135,5 | 126,5 | 9,0 | 7% | 115,5 | 19,9 | 17,3% |

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2022 sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2020. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles (+ 6,2 M€) qui s'explique par :
 - L'évolution des prix de marché des matières premières, repartis à la hausse en 2021 après la forte baisse observée en 2020 dans un contexte de crise sanitaire mondiale ;
 - Une hypothèse de croissance de la consommation d'électricité (+ 4,6 % par rapport à 2020).
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 4,8 M€) qui tient compte de l'augmentation des prix constatés sur le marché Emmy en 2021 (hypothèse de 45,5 €/tonne pour la prévision 2022 contre un prix moyen de 26€/tonne constaté en 2020) ;
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 8,4 M€). Cette évolution résulte :
 - d'un renforcement des équipes (correspondant à un rattrapage d'embauches prévues sur 2020 et n'ayant pu être réalisées durant la pandémie) ;
 - d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations accentuée par l'élévation des différents plafonds des organismes sociaux (Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte, CAMIEG), ainsi que du taux de cotisations retraite ;
 - d'une augmentation des charges de maintenance de la centrale, peu élevées en 2020, du fait d'un nombre de visites majeures limité (seulement 3 visites majeures ont été effectuées en 2020) et du report de certaines maintenances n'ayant pu être réalisées en 2020.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021

La variation entre les prévisions de coûts pour 2021 et 2022 (+ 9 M€) s'explique par les différents facteurs mentionnés au-dessus (hausse du prix du combustible, des coûts d'acquisitions des quotas de CO₂ et des charges de personnel, charges externes et autres achats) ainsi que par une hypothèse de croissance de la consommation (+ 2,3 % par rapport à la prévision initiale pour 2021). A noter que lors de la première prévision pour 2021, réalisée en 2020, EDM avait revu à la baisse un certain nombre de facteurs, notamment le prix du combustible, pour tenir compte des conséquences de la crise sanitaire.

C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2022 s'élèvent pour EDM à **25,0 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 22.

Tableau 22 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2022 par rapport aux recettes constatées au titre de 2020 et prévisionnelles pour 2021

| en M€ | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|--|--------------|--------------|------------|-----------|--------------|------------|-----------|
| | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| (+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité | 43,2 | 40,8 | 2,4 | 6% | 39,7 | 3,5 | 9% |
| (+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM | 0,3 | 0,2 | 0,0 | 8% | 0,3 | 0,0 | 8% |
| Chiffre d'affaires total à considérer | 43,5 | 41,1 | 2,4 | 6% | 40,0 | 3,5 | 9% |
| (-) Recettes de distribution | 16,9 | 15,9 | 1,0 | 6% | 15,4 | 1,5 | 10% |
| (-) Recettes de gestion clientèle | 2,5 | 1,8 | 0,6 | 34% | 1,9 | 0,5 | 27% |
| (+) Recettes de vente pertes et services systèmes | 2,6 | 2,5 | 0,1 | 2% | 2,3 | 0,3 | 11% |
| Recettes brutes de production | 26,7 | 25,9 | 0,9 | 3% | 24,9 | 1,8 | 7% |
| Recettes de production totales ⁽¹⁾ | 25,0 | 24,2 | 0,8 | 3% | 23,7 | 1,3 | 5% |
| Part production du tarif de vente (€/MWh) | 67,97 | 67,25 | 0,7 | 1% | 66,61 | 1,4 | 2% |

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

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2020

Le chiffre d'affaires suit l'évolution des ventes d'énergie en cohérence avec les hypothèses de croissance de la consommation (+ 4,6 %) et prenant en compte une hypothèse de hausse de 1 % des tarifs au 1^{er} août 2021 ainsi qu'au 1^{er} août 2022, s'appliquant uniformément à l'ensemble des catégories tarifaires sur la base des tarifs applicables en février 2021. A noter que la hausse des TRV au 1^{er} février 2021 a été en moyenne de + 1,93 % HT pour les tarifs bleus résidentiels, de + 3,23 % HT pour les tarifs bleus professionnels, de + 2,2 % HT pour les tarifs « bleus + » et de + 2,5 % HT pour les tarifs verts.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2022 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente et corrigé de l'effet du tarif agent, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles initiales pour 2021

Le chiffre d'affaires pour 2022 est supérieur au chiffre d'affaires prévisionnel pour 2021 de 6 % ce qui s'explique notamment par une révision à la hausse des recettes tarifaires liée à l'augmentation des TRV aux mois d'août 2020 et de février 2021, supérieure à la hausse anticipée lors de l'établissement des prévisions pour 2021 au début de l'année 2020 (recettes établies sur la base des TRV de février 2020, tenant compte d'une évolution de 1 % des TRV au 1^{er} août 2020 et au 1^{er} août 2021). Les recettes prévisionnelles pour 2022 tiennent également compte d'une hypothèse de deux hausses supplémentaires des TRV, de 1 % au 1^{er} août 2021 ainsi qu'au 1^{er} août 2022, et d'une augmentation de la consommation de 2,3 % par rapport à la prévision initiale pour 2021.

C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 135,5 M€ et 25,0 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2022 est évalué pour EDM à **110,5 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

C.1.3 Surcoûts de production prévus par EEFW pour 2022

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

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

Avant cette date, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEFW était limité aux kWh péréqués dont le volume a augmenté progressivement entre 2016 et 2020, en application de l'arrêté du 29 juin 2016¹⁹. En 2019, la péréquation représentait en moyenne 42,3 % du volume d'électricité, contre 36,4 % en 2018 et 24,6 % en 2017.

¹⁹ Arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les îles Wallis et Futuna sur les tarifs réglementés de vente en vigueur en métropole.

C.1.3.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EEFW s'élèvent, pour 2022, à **8,3 M€**, dont 72 % au titre des combustibles – hors taxes (6,0 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021 sont présentées dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Evolution des coûts prévus par EEFW pour 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021

| M€ | Nature de coûts retenus | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|------------------------|---|------------|------------|-----------|------|------------|-----------|------|
| | | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 40% | 0,2 | 0,3 | 185% |
| | Amortissements | 0,6 | 0,7 | -0,05 | -8% | 0,4 | 0,2 | 67% |
| | Impôts et taxes | 0,01 | 0,1 | -0,04 | -73% | 0,01 | 0,00 | -7% |
| | Frais de personnel, charges externes et autres achats | 1,1 | 1,2 | -0,1 | -7% | 1,2 | -0,04 | -4% |
| | Fonctions support | 0,2 | 0,2 | -0,04 | -18% | 0,2 | 0,0 | -10% |
| Coûts variables | Combustibles | 6,0 | 6,2 | -0,2 | -3% | 6,2 | -0,2 | -3% |
| | Quotas de CO2 | - | - | - | - | - | - | - |
| Coût total | | 8,3 | 8,6 | -0,3 | -3% | 8,1 | 0,3 | 3% |

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts prévisionnels pour 2022 sont en légère hausse par rapport aux coûts constatés pour 2020 (+ 0,3 M€, soit + 3 %). Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une légère baisse des coûts d'achat de combustibles (- 0,2 M€). Pour établir ses prévisions pour 2022, EEFW s'est basé sur la même hypothèse de prix du combustible que pour la mise à jour de sa prévision pour 2021 : la moyenne observée sur les quatre premiers mois de l'année 2021 du coût unitaire du combustible, en baisse de 8,6 %, par rapport au coût unitaire moyen observé en 2020. Cette baisse est en partie compensée par l'hypothèse prise par EEFW pour la croissance de la consommation en 2022 par rapport à 2020, de 5,1 % en moyenne sur la moyenne et basse tension.
- En partie compensée par une légère hausse de la rémunération des capitaux et des amortissements du fait de nouveaux investissements prévus en 2021 et 2022, notamment l'achat ou le renouvellement de nouveaux groupes à Wallis pour assurer l'appoint compte tenu de la forte croissance de la consommation observée ces dernières années (+ 17,1 % par rapport en 2017, dont + 8,4 % entre 2019 et 2020) et de divers travaux d'étanchéité et de remise aux normes sur la centrale de Futuna.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021

Les coûts prévisionnels pour 2022 sont en légère baisse par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021 (- 0,3 M€, soit - 3 %). Cela s'explique principalement par une révision à la baisse des coûts de combustibles (-0,2 M€) et des frais de personnel, charges externes et autres achats (- 0,1 M€). En effet, la mise à jour de l'hypothèse sur le prix unitaire de combustible pour 2021 conduit à une très forte baisse (- 15,4 % par rapport à l'hypothèse de la prévision initiale). Elle est en partie compensée par une hypothèse de croissance de la consommation nettement plus importante que prévue (+ 10,6 % par rapport à la prévision initiale pour 2021, pour tenir compte de la hausse de 8,4 % constatée en 2020, contre une anticipation d'augmentation de 1,5 %).

Ce montant se répartit en **0,1 M€** de coûts de production renouvelable et **8,2 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. Pour rappel, EEFW dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Répartition des coûts de production prévisionnels d'EEFW pour 2022 entre production renouvelable et à partir d'énergies fossiles

| M€ | Nature de coûts retenus | Mécanismes de solidarité | Transition énergétique |
|------------------------|---|--------------------------|------------------------|
| Coûts fixes | Rémunération des capitaux | 0,4 | 0,02 |
| | Amortissements | 0,6 | 0,04 |
| | Impôts et taxes | 0,0 | 0,00 |
| | Frais de personnel, charges externes et autres achats | 1,1 | 0,04 |
| | Fonctions support | 0,2 | 0,01 |
| Coûts variables | Combustibles | 6,0 | - |
| | Quotas de CO2 | - | - |
| Coût total | | 8,2 | 0,1 |

C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2022 s'élèvent pour EEWf à **1,4 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Evolution des recettes de production prévues par EEWf pour 2022 par rapport aux recettes initialement prévues pour 2021

| en M€ | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | |
|--|--------------|--------------|-----------|------|
| | | | en M€ | en % |
| Chiffre d'affaires total à considérer | 2,5 | 2,0 | 0,4 | 21% |
| (-) Recettes de distribution | 1,0 | 0,9 | 0,1 | 10% |
| (-) Recettes de gestion clientèle | 0,2 | 0,2 | -0,1 | -28% |
| (+) Recettes de vente pertes et services systèmes | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 36% |
| Recettes brutes de production | 1,4 | 1,0 | 0,4 | 43% |
| Recettes de production totales (1) | 1,4 | 1,0 | 0,4 | 44% |
| Recettes de production - Transition Energétique | 0,06 | 0,05 | 0,0 | 23% |
| Recettes de production - Mécanisme de solidarités | 1,37 | 0,94 | 0,4 | 45% |
| Part production du tarif de vente (€/MWh) | 59,73 | 46,14 | | |

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

Le montant des recettes prévisionnelles pour 2022 est en nette hausse par rapport aux prévisions initiales (+ 0,4 M€ soit + 44 %) du fait notamment d'une révision de l'hypothèse de croissance de la consommation de + 10,6 % par rapport à la prévision initiale pour 2021 et de l'augmentation des tarifs réglementés aux mois d'août 2020 et début 2021, non prises en compte lors des prévisions pour 2021. A noter que EEWf avait eu des difficultés à établir ses prévisions de recettes pour 2021, en 2020, compte tenu de la mise en place de la péréquation tarifaire à partir du 1^{er} janvier 2020 qui a modifié considérablement la facturation de ses clients, notamment de la part abonnement.

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 8,3 M€ et 1,4 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2022 est évalué à **6,93 M€** pour EEWf. Il se décompose en **0,05 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **6,88 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

c.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées

C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2022

C.2.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat

Les quantités et coûts d'achats prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2022 sont présentés dans le Tableau 26. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 1 911,0 M€ au titre de 2022.

Tableau 26 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2022

| | Interconnexion* | Bagasse/C harbon | Thermique | Hydrogène | Eolien | Hydraulique | Incinération | Géothermie | Biogaz | Biomasse | Photovoltaïque | TOTAL |
|--------------------------|-----------------|---------------------|----------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|----------------|----------------|
| Corse | 763,1 | 0,0 | 561,5 | 0,0 | 43,6 | 52,3 | 0,0 | 0,0 | 12,0 | 0,0 | 257,4 | 1 689,9 |
| Guadeloupe | 0,0 | 200,0 | 814,7 | 0,0 | 213,1 | 39,2 | 0,0 | 113,9 | 18,9 | 168,5 | 149,4 | 1 717,6 |
| Martinique | 0,0 | 0,0 | 797,6 | 4,4 | 37,5 | 0,1 | 15,2 | 0,0 | 2,0 | 253,9 | 137,8 | 1 248,3 |
| Guyane | 0,0 | 0,0 | 169,1 | 0,0 | 0,0 | 18,5 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 59,3 | 69,9 | 325,1 |
| La Réunion | 0,0 | 1 264,6 | 902,3 | 0,0 | 28,5 | 35,2 | 0,0 | 0,0 | 15,0 | 40,3 | 323,8 | 2 609,7 |
| Saint-Pierre et Miquelon | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Iles bretonnes | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,800 |
| Quantités (GWh) | 763,1 | 1 464,6 | 3 245,1 | 4,4 | 323,1 | 145,3 | 15,2 | 113,9 | 56,3 | 522,0 | 938,7 | 7 591,5 |
| Prévision 2021 (GWh) | 678,7 | 1664,4 | 3025,5 | 4,8 | 241,4 | 115,1 | 18,8 | 108,6 | 45,9 | 553,4 | 933,3 | 7 389,9 |
| Constatées en 2020 (GWh) | 659,3 | 1658,3 | 3440,9 | 0 | 134,1 | 111,0 | 8,0 | 115,1 | 39,1 | 225,4 | 691,8 | 7 082,9 |
| Coût d'achat (M€) | 37,9 | 403,9 | 857,7 | 1,4 | 55,5 | 13,0 | 4,0 | 13,0 | 7,8 | 164,1 | 352,6 | 1 911,0 |
| Prévision 2021 (M€) | 42,9 | 376,3 | 840,0 | 1,4 | 45,4 | 11,8 | 2,3 | 13,2 | 5,7 | 193,7 | 348,7 | 1881,2 |
| Constatées en 2020 (M€) | 31,3 | 396,4 | 911,2 | 0 | 25,6 | 11,3 | 0,5 | 19,4 | 4,7 | 68,0 | 281,6 | 1749,9 |

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

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2020

Les volumes d'achats prévus pour 2022 sont en hausse de 7,2 % par rapport à 2020, et les coûts d'achat correspondant de 9,2 %. Cette augmentation résulte en partie de la baisse de consommation observée en 2020 associée à la crise sanitaire. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2020 et 2022 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérées :

- La filière biomasse est la filière qui voit son coût d'achat le plus augmenter en 2022 par rapport à 2020 (hausse de 96,1 M€). Cette hausse est portée par différents actifs : conversion de la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe effectuée en 2020, mise en service de plusieurs centrales en Guyane (St-Georges-de-l'Oyapock, Cacao).
- Les volumes de la filière charbon/bagasse devraient diminuer par rapport à 2020 (- 11,7 %), en lien avec les conversions et travaux envisagés, quand les coûts associés devraient légèrement augmenter (+ 1,9 %) notamment en raison d'hypothèses de prix de marché du charbon plus importants qu'en 2020.
- Les prévisions 2022 intègrent, en outre, une hausse de la production photovoltaïque (+ 36 %) portée par un parc installé plus important. L'augmentation du coût d'achat est moins importante (+ 25 %) car les nouvelles installations seront moins coûteuses que les premières mises en service.
- La filière éolienne poursuivra son développement en 2022 avec une prévision d'environ 18 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2022 en Guadeloupe, s'ajoutant aux nouvelles éoliennes installées en 2021 (cf. Annexe 2), et 8 MW supplémentaires à La Réunion, soit une hausse de la production de 141 % sur l'ensemble des territoires par rapport à 2020. Le coût d'achat augmente de 117 %. La hausse du coût d'achat est inférieure à la hausse du volume d'achat puisque les tarifs d'achat des nouvelles installations sont inférieurs à ceux des installations plus anciennes, eu égard à la révision à la baisse du tarif initialement fixé pour les zones exposées au risque cyclonique²⁰.
- La forte augmentation de la production issue d'énergie renouvelable et bénéficiant d'une priorité d'injection entraîne logiquement un recul de la production thermique dans les prévisions 2022 par rapport à 2020 (- 5,7 % en volume), toutefois limité par la hausse de la consommation électrique.
- Enfin, les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène, à la suite de la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquipac en Martinique²¹.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et aux coûts d'achat prévus initialement pour 2021

Les volumes d'achat prévus pour 2022 sont en hausse de 2,7 % par rapport aux prévisions initiales pour 2021. Les coûts d'achat correspondants sont en hausse de 1,6 % par rapport à 2021.

Les filières pour lesquelles la production augmente de manière importante entre la prévision 2022 et la prévision 2021 sont la filière hydraulique (+ 26 %) et l'éolien (+ 34 %). La croissance des volumes achetés s'explique aussi par une augmentation des volumes d'achat de la filière thermique (+ 7 %) due à la moindre disponibilité du parc thermique d'EDF SEI en Martinique et à la baisse de production de certaines tranches des centrales charbon/bagasse d'Albioma à La Réunion. Cette baisse de production est induite par les arrêts associés aux travaux de conversion de ces tranches. En conséquence, les volumes totaux de la filière charbon/bagasse diminuent par rapport à la prévision initiale de l'année 2021 (- 12 %).

La hausse des coûts d'achat est moins importante que celle des volumes puisque le coût de production de la filière thermique, filière qui connaît la plus forte hausse en volumes en valeur absolue, est moins important que le coût d'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations.

C.2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **472,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 27.

²⁰ Arrêté du 12 février 2021 modifiant l'arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production

²¹ Délibération de la CRE du 24 juillet 2018 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Martinique) et la société Aquipac pour une installation de production d'électricité à partir d'une pile à combustible en Martinique

Tableau 27 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2022

| M€ | Corse | Guadeloupe | Martinique | Guyane | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prév |
|---|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|----------------|--------------|
| Quantités achetées (GWh) | 1 689,9 | 1 717,6 | 1 248,3 | 325,1 | 2 609,7 | 0,0 | 0,800 | 7 591,5 |
| Taux de pertes (%) | 12,3% | 15,1% | 9,4% | 13,4% | 8,8% | 5,2% | 5,6% | |
| Quantités achetées et consommées (GWh) * | 1 481,3 | 1 458,0 | 1 131,5 | 281,5 | 2 380,3 | 0,0 | 0,755 | 6 733,5 |
| Part production du tarif de vente (€/MWh) | 64,82 | 71,85 | 72,71 | 70,32 | 71,37 | 72,67 | 56,63 | --- |
| Coût évité par les contrats d'achat (M€) | 96,0 | 104,8 | 82,3 | 19,8 | 169,9 | 0,00 | 0,0428 | 472,8 |

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

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **1 438,2 M€** dans les ZNI (1 911,0 M€ de coût d'achat - 472,8 M€ de coût évité).

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

- 479,8 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 958,4 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

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

Tableau 28 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2022

| M€ | Corse | Guadeloupe | Martinique | Guyane | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prév |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|------------|----------------|----------------|
| Coût d'achat | 295,1 | 461,7 | 338,4 | 91,9 | 723,7 | 0,0 | 0,197 | 1 911,0 |
| Coût évité | 96,0 | 104,8 | 82,3 | 19,8 | 169,9 | 0,0 | 0,043 | 472,8 |
| Surcoûts | 199,0 | 356,9 | 256,1 | 72,1 | 553,9 | 0,0 | 0,155 | 1 438,2 |
| Transition Energétique OA | 71,3 | 73,9 | 43,2 | 24,6 | 123,5 | 0,0 | 0,160 | 336,7 |
| Transition Energétique gré à gré | 0,0 | 64,2 | 56,5 | 20,2 | 2,2 | 0,0 | -0,005 | 143,1 |
| Mécanismes de solidarité | 127,7 | 218,9 | 156,4 | 27,2 | 428,2 | 0,0 | 0,000 | 958,4 |

C.2.2 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2022

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2022 sont de 27,9 GWh, pour un montant de **10,2 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2022

| | | Biogaz | Photovoltaïque | TOTAL |
|-------------------|----------------|--------|----------------|-------|
| Quantités (GWh) | Prévision 2022 | 0,5 | 27,4 | 27,9 |
| | Prévision 2021 | 1,1 | 25,9 | 27,0 |
| | Constaté 2020 | 0,0 | 17,7 | 17,7 |
| Coût d'achat (M€) | Prévision 2022 | 0,1 | 10,1 | 10,2 |
| | Prévision 2021 | 0,1 | 9,8 | 9,9 |
| | Constaté 2020 | 0,0 | 7,6 | 7,6 |

EDM prévoit, par rapport au parc installé en 2020, la mise en service en 2022 de 37 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW et 5 installations de plus de 100 kW, correspondant aux installations lauréates des appels d'offres de 2016, qui n'ont pas encore été mises en service. Au total, cela représente 143 installations photovoltaïques en fonctionnement sur le territoire en 2022. A noter qu'EDM ne prévoit pas de nouvelles installations mises en service en 2022 par rapport à la mise à jour de sa prévision pour 2021, en l'absence de données fiables à cette échéance. Ces hypothèses seront affinées dans la mise à jour de la prévision pour 2022.

Par ailleurs, EDM prévoit une production de biogaz en 2022, liée à la montée en puissance progressive de l'installation existante. Cette installation, mise en service au mois de décembre 2018 sur l'ISDND de Dzoumogné, a très peu produit en 2020 (l'intégralité de la production de cette centrale Biogaz a été consommée en propre par le producteur). EDM a ainsi revu sensiblement à la baisse l'estimation de la production de biogaz pour 2022 par rapport à sa prévision pour 2021 (0,5 GWh au lieu de 1,1 GWh prévu initialement pour 2021).

Cela se traduit par une nette augmentation des volumes d'achat et des charges par rapport à 2020 et une légère augmentation par rapport au prévisionnel 2021 (Tableau 30).

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

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 67,97 €/MWh (cf. partie C.1.2.2), est évaluée à **1,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 30.

Tableau 30 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2022

| | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | | 2020 | Evolution | |
|---|--------------|--------------|-----------|------|-------|-----------|------|
| | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Coût d'achat (M€) | 10,2 | 9,9 | 0,2 | 2% | 7,6 | 2,6 | 34% |
| Quantités achetées (GWh) | 27,9 | 27,0 | 1,0 | 4% | 17,7 | 10,3 | 58% |
| Taux de pertes | 8,50% | 8,60% | 0,0 | -1% | 8,08% | 0,0 | 5% |
| Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾ | 25,6 | 24,7 | 0,9 | 4% | 16,3 | 9,3 | 57% |
| Part production dans le tarif de vente (€/MWh) | 67,97 | 67,25 | 0,7 | 1% | 66,61 | 1,4 | 2% |
| Coût évité par les contrats d'achat (M€) | 1,7 | 1,7 | 0,1 | 5% | 1,1 | 0,7 | 60% |
| Surcoûts d'achat (M€) | 8,4 | 8,3 | 0,2 | 2% | 6,5 | 1,9 | 29% |

⁽¹⁾ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

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

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **8,4 M€** (10,2 M€ - 1,7 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies renouvelables (biogaz ou photovoltaïque), ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.2.3 Surcoûts d'achat prévus par EEWf au titre de 2022

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

EEWF achète l'énergie des centrales photovoltaïques TEP verte appartenant au territoire de Wallis et Futuna. Ces installations représentent une capacité installée de 21 kW à Wallis et 51 kW à Futuna.

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2022 sont de 61,8 MWh, pour un montant de **0,02 M€**. EEWf n'a pas prévu pour le moment dans sa prévision la mise en service des 3 nouvelles installations photovoltaïques à Wallis, sur lesquelles la CRE a délibéré le 3 septembre 2020²², et dont les travaux ont pris du retard compte tenu de la situation sanitaire. Ces hypothèses seront affinées dans le cadre de la mise à jour de la prévision pour 2022.

Pour rappel, dans le contexte de la mise en place progressive de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna, les coûts d'achat – peu significatifs – n'ont pas été distingués des coûts de production jusqu'à 2020.

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

L'électricité achetée par EEWf, valorisée à la part production estimée à 59,73 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **3,5 k€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Coût évité à EEWf par les contrats d'achat en 2022

| | 2022 prév | 2021 prév | Evolution | |
|---|-----------|-----------|-----------|-------|
| | | | en M€ | en % |
| Coût d'achat (M€) | 0,02 | 0,02 | 0,00 | -0,1% |
| Quantités achetées (GWh) | 0,06 | 0,06 | 0,00 | -2% |
| Taux de pertes | 6,22% | 5,78% | 0,00 | 7% |
| Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾ | 0,06 | 0,06 | 0,00 | -2% |
| Part production dans le tarif de vente (€/MWh) | 59,73 | 46,14 | 13,6 | 29% |
| Coût évité par les contrats d'achat (M€) | 0,003 | 0,003 | 0,001 | 27% |
| Surcoûts d'achat (M€) | 0,02 | 0,02 | -0,001 | -4% |

⁽¹⁾ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

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

Les surcoûts prévus par EEWf résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **0,02 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

c.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées

C.3.1 Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2022

C.3.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les quantités brutes d'électricité injectée par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI en 2022 sont présentés dans le Tableau 32. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **6,9 M€** au titre de 2022.

Tableau 32 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2022

| | Corse | Guadeloupe | Martinique | Guyane | La Réunion | Saint-Pierre et Miquelon | Iles bretonnes | TOTAL |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------------------|----------------|-------------|
| Injection (GWh) | 3,7 | 0,6 | 3,9 | 5,6 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 15,9 |
| Prévision 2021 (GWh) | 1,2 | 1,2 | 3,7 | 3,1 | 3,1 | 0,0 | 0,0 | 12,3 |
| Constaté 2020 (GWh) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| Coûts (M€) | 0,9 | 1,1 | 2,0 | 1,8 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 6,9 |
| Prévision 2021 (M€) | 0,6 | 1,1 | 1,7 | 1,7 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 6,5 |
| Constaté 2020 (M€) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,6 |

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2020

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2020 correspondent à ceux associés à un unique ouvrage de stockage situé à La Réunion. Les coûts et volumes exposés pour 2022 correspondent à la mise en service de l'ensemble des installations pour lesquelles la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage prévus initialement pour 2021

Les coûts et volumes prévus initialement pour 2021 prennent en compte la mise en service de l'ensemble des installations pour lesquelles la CRE a délibéré le 4 octobre 2018. Les coûts et volumes prévus pour 2022 sont ainsi similaires à ceux prévus initialement pour l'année 2021, avec des ajustements mineurs des coûts et volumes selon les territoires.

C.3.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **1,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats stockage dans les ZNI en 2022

| M€ | Corse | Guadeloupe | Martinique | Guyane | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prév |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|----------------|-------------|
| Quantités injectées (GWh) | 3,7 | 0,6 | 3,9 | 5,6 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 15,9 |
| Taux de pertes (%) | 12,3% | 15,1% | 9,4% | 13,4% | 8,8% | 5,2% | 5,6% | |
| Quantités achetées et consommées (GWh) * | 3,2 | 0,5 | 3,5 | 4,8 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 14,1 |
| Part production du tarif de vente (€/MWh) | 64,82 | 71,85 | 72,71 | 70,32 | 71,37 | 72,67 | 56,63 | --- |
| Coût évité par les contrats d'achat (M€) | 0,2 | 0,0 | 0,3 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 |

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

C.3.1.3 Surcoûts dus aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage en 2022 s'élèvent à **5,9 M€** dans les ZNI (6,9 M€ de coût - 1,0 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 34.

Tableau 34 : Surcoûts de stockage prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2022

| M€ | Corse | Guadeloupe | Martinique | Guyane | Réunion | SPM | Iles bretonnes | 2022 prév |
|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|----------------|------------|
| Coût d'achat | 0,9 | 1,1 | 2,0 | 1,8 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 6,9 |
| Coût évité | 0,2 | 0,0 | 0,3 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 1,0 |
| Surcoûts | 0,7 | 1,1 | 1,7 | 1,5 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 5,9 |

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

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2022 pour des ouvrages de stockage.

c.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées

La délibération de la CRE du 2 février 2017²³ a défini les modalités de compensation des « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers, dans les entreprises et pour les collectivités. Dans chaque territoire, un comité territorial consacré à la MDE a été mis en place, réunissant notamment les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État (DEAL – direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement). Ces comités ont élaboré des plans stratégiques de déploiement des actions, appelés cadres territoriaux de compensation, permettant d'apporter à la CRE des éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions envisagées et le niveau de subvention optimal. L'instruction de ces cadres de compensation par la CRE a abouti à leur adoption par la délibération du 17 janvier 2019²⁴.

Depuis 2019, le travail effectué par les comités MDE, les fournisseurs historiques et la CRE permet de présenter de façon autonome les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par les fournisseurs historiques, et donc de manière distincte des surcoûts de production. C'est l'objet de cette section.

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

C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI pour 2022

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2022 à **119,2 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 35.

Tableau 35 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF pour 2021

| M€ | Nature de coûts | Corse | Guadeloupe | Guyane | Martinique | Réunion | SPM | Îles du Ponant | 2022 |
|----------------|---------------------------------|-------|------------|--------|------------|---------|------|----------------|-------|
| Coûts | Aides commerciales (prime MDE) | 33,1 | 17,0 | 16,7 | 21,0 | 19,4 | 0,10 | 0,12 | 107,4 |
| | Frais du fournisseur historique | 3,4 | 3,3 | 1,3 | 3,0 | 4,6 | 0,05 | 0,02 | 15,6 |
| Recettes | Participations tierces | 0,0 | -0,2 | 0,00 | -3,7 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -3,9 |
| Coût net total | | 36,5 | 20,2 | 18,0 | 20,3 | 23,9 | 0,15 | 0,14 | 119,2 |

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. Ces financements sont versés directement à EDF.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDF est un acteur obligé du dispositif des CEE. Bien qu'EDF SEI – en tant que direction d'EDF – n'ait pas d'obligation en propre, la vente d'électricité en ZNI est responsable d'une fraction de l'obligation de CEE qui pèse sur le groupe EDF. La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE. Les CEE générés par ces actions, en participant à l'obligation d'EDF SEI, permettent donc d'éviter des coûts qui auraient été engendrés par l'acquisition de CEE.

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les coûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE²⁵.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

La prévision des coûts de MDE pour 2022 conduit à une légère hausse des coûts par rapport au constaté pour 2020 (+ 3,6 M€). Le Tableau 36 détaille cette variation par poste.

Tableau 36 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2022 et le constaté au titre de 2020

| M€ | Nature de coûts | Total prévision 2022 | Total constaté 2020 | Evolution | |
|----------------|---------------------------------|----------------------|---------------------|-----------|------|
| | | | | en M€ | en % |
| Coûts | Aides commerciales (prime MDE) | 107,4 | 106,5 | 0,9 | 1% |
| | Frais du fournisseur historique | 15,6 | 14,4 | 1,2 | 8% |
| Recettes | Participations tierces | -3,9 | -5,4 | 1,5 | -28% |
| Coût net total | | 119,2 | 115,5 | 3,6 | 3% |

Depuis la mise en place des cadres territoriaux de compensation début 2019, la volonté de massifier progressivement le déploiement des actions de MDE s'accompagne d'une hausse des aides commerciales ainsi que d'une

²³ Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

²⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

²⁵ En contrepartie de la prise en compte des coûts d'achat et des recettes de vente de CEE dans les coûts de production, les recettes de production affectées à EDF SEI incluent la part des TRV dédiée à l'acquisition des CEE.

hausse des frais du fournisseur historique en vue de mettre en place les outils et le personnel nécessaires. Les participations tierces sont en baisse en raison de l'arrêt des participations des collectivités territoriales de Corse et de Guadeloupe.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2021

La prévision des coûts de MDE pour 2022 conduit à une hausse des coûts par rapport à la prévision initiale pour 2021 (+ 19 M€).

Tableau 37 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2022 et la prévision initiale au titre de 2021

| M€ | Total prévision 2022 | Total prévision initiale 2021 | Evolution | |
|-----------------------|----------------------|-------------------------------|-------------|------------|
| | | | en M€ | en % |
| Coût net total | 119,2 | 100,2 | 19,0 | 19% |

La volonté d'accompagner le développement des actions de MDE dans les ZNI explique cette hausse des coûts de MDE entre la prévision pour 2022 et la prévision pour 2021.

C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2022

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2022 à **3,5 M€** (une fois les recettes CEE déduites). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 38.

Tableau 38 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2022

| M€ | Nature de coûts | 2022 |
|---------------------|--------------------------------|-------------|
| Coûts | Aides commerciales (prime MDE) | 3,2 |
| | Frais de personnel | 0,4 |
| | Autres charges | 0,2 |
| Recettes | Participations tierces | 0,0 |
| Coût total | | 3,8 |
| Recettes CEE | | -0,3 |
| Coûts nets | | 3,5 |

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2022.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDM est un acteur éligible au dispositif des CEE mais il n'est pas soumis, jusqu'à présent, à des obligations d'économies d'énergie, contrairement à EDF SEI. En effet, les ventes d'électricité d'EDM sont inférieures au seuil de 400 GWh défini à l'article R. 221-3 du code de l'énergie.

La réalisation d'actions de MDE à Mayotte permet à EDM d'obtenir des CEE, dont la totalité peut ainsi être vendue. Les recettes issues de la vente de CEE viennent donc en diminution des coûts supportés pour la mise en œuvre des actions de MDE.

Le montant des recettes de CEE déclaré par EDM pour 2022 s'élève à **0,3 M€**.

Le décret n° 2021-712 du 3 juin 2021 relatif à la cinquième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie abaisse les seuils conduisant à des obligations d'économies d'énergie à partir de 2022, faisant d'EDM un obligé dès 2022. Toutefois, EDM n'a pas pris en compte ces modifications, intervenues après l'élaboration de ces prévisions. Ces hypothèses pourront être affinées dans le cadre de la mise à jour de la prévision pour 2022.

Charges liées aux actions de MDE

Les coûts et les recettes de prévisionnels et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,8 M€ et 0,3 M€, le montant des charges prévisionnelles liées aux actions de MDE au titre de l'année 2022 est évalué à **3,5 M€** pour EDM. Ce coût relève de la sous-action budgétaire « Transition Energétique ».

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

La prévision des coûts de MDE pour 2022 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2020 (+ 1,1 M€). Le Tableau 39 détaille cette variation par poste.

Tableau 39 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision au titre de 2022 et le constaté au titre de 2020

| M€ | Nature de coûts | 2022 | 2020 | Evolution | |
|---------------------|--------------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| | | | | en M€ | en % |
| Coûts | Aides commerciales (prime MDE) | 3,2 | 1,9 | 1,3 | 72% |
| | Frais de personnel | 0,4 | 0,6 | -0,2 | -30% |
| | Autres charges | 0,2 | 0,3 | -0,1 | -24% |
| Recettes | Participations tierces | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - |
| Coût total | | 3,8 | 2,7 | 1,1 | 40% |
| Recettes CEE | | -0,30 | -0,35 | 0,05 | -13% |
| Coûts nets | | 3,5 | 2,4 | 1,1 | 48% |

Les coûts prévisionnels pour 2022 ont été établis sur la base des objectifs du cadre territorial de compensation, adopté début 2019, qui ont été actualisés (au niveau des volumes ou montants de primes pour certaines actions) afin de tenir compte des retours d'expérience ou des reports de projets entre 2020 et 2021. Le montant des recettes CEE a également été actualisé pour tenir compte de l'évolution des cours du CEE.

La nette hausse des coûts prévisionnels pour 2022 par rapport à 2020 (+ 1,1 M€) s'explique principalement par un ralentissement de la MDE en 2020 dans le contexte de crise sanitaire qui n'a pas permis à EDM d'atteindre les objectifs de cadre de compensation. La légère baisse des recettes CEE en 2022 renforce l'écart des coûts nets entre 2022 et 2020. Cette baisse des recettes CEE est liée à un volume de CEE valorisé plus important en 2020 due à la valorisation des stocks de CEE 2018 et 2019 non valorisés jusqu'à présent.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2021

La prévision des coûts de MDE pour 2022 conduit à une légère hausse des coûts par rapport à la prévision initiale pour 2021 (+ 0,1 M€, soit + 3 %).

Tableau 40 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision au titre de 2022 et la prévision initiale au titre de 2021

| M€ | Nature de coûts | 2022 | 2021 prév | Evolution | |
|---------------------|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| | | | | en M€ | en % |
| Coûts | Aides commerciales (prime MDE) | 3,2 | 3,1 | 0,1 | 5% |
| | Frais de personnel | 0,4 | 0,4 | 0,0 | -2% |
| | Autres charges | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 101% |
| Recettes | Participations tierces | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - |
| Coût total | | 3,8 | 3,6 | 0,2 | 7% |
| Recettes CEE | | -0,3 | -0,2 | -0,1 | 69% |
| Coûts nets | | 3,5 | 3,4 | 0,1 | 3% |

La légère hausse des coûts prévisionnels pour 2022 s'explique principalement par une augmentation des aides commerciales (+0,1 M€) et des autres charges (+0,1 M€), notamment de personnel pour accompagner le déploiement des actions de MDE en partie compensée par la revalorisation des recettes prévisionnelles de CEE (+0,1 M€ de recettes). En effet, pour établir ses prévisions pour 2022, EDM a pris une hypothèse moyenne de 8,2€/MWhcumac contre 5€/MWhcumac lors de l'établissement de ses prévisions pour 2021.

c.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2022.

c.6 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2022

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 163,6 M€** pour l'année 2022 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **670,3 M€**
- Mécanismes de solidarité : **1 493,3 M€**

Tableau 41 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2022, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

| en M€ | EDF | EDM | EWF | Autres acteurs | Total |
|--|----------------|--------------|------------|----------------|----------------|
| Transition énergétique | 658,2 | 12,0 | 0,1 | 0,0 | 670,3 |
| <i>Surcoûts achats OA</i> | 336,7 | 8,4 | | | 345,1 |
| <i>Surcoûts achats GAG ENR</i> | 143,1 | | 0,0 | | 143,1 |
| <i>Surcoûts production FH ENR</i> | 53,3 | | 0,0 | | 53,4 |
| <i>MDE</i> | 119,2 | 3,5 | | | 122,7 |
| <i>Stockage</i> | 5,9 | | | | 5,9 |
| <i>Etudes ZNI identifiées dans PPE</i> | 0,0 | | | | 0,0 |
| Mécanismes de solidarité | 1 376,0 | 110,5 | 6,9 | | 1 493,3 |
| <i>Surcoûts achats GAG non ENR</i> | 958,4 | | | | 958,4 |
| <i>Surcoûts production FH non ENR</i> | 417,6 | 110,5 | 6,9 | | 534,9 |

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

D.1 Contexte juridique

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

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

D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2022

Pour l'année 2022, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **40,0 M€**. Elles correspondent au budget prévisionnel de contractualisation pour l'appel d'offres « effacement 2022 » ainsi qu'aux primes qui seront facturées au titre de l'appel d'offres « effacement 2021 ».

E. DISPOSITIFS SOCIAUX

E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

Participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les opérateurs peuvent bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement.

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité pour le logement à partir du 1^{er} janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». Néanmoins, les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité y a été prolongé en 2019. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2022.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2022, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.

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

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013²⁶, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

Au surplus, en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, les personnes physiques bénéficiaires du TPN disposent de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

²⁶ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Les pertes de recettes et coûts de gestion additionnels associés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion supplémentaires supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant de l'aide sous forme du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Les coûts correspondants à ce dispositif déporté d'affichage sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par un arrêté non publié au moment de la rédaction de la présente délibération.

* * *

Au titre de l'année 2022, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF en métropole continentale et en ZNI²⁷, par 69 entreprises locales de distribution et 11 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

E.1.1 Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

Pour 2022, cette compensation s'élève à **24,1 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 23,3 M€ en 2020).

E.1.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2022, ces charges ont été déclarées par EDF seulement. Ce dispositif était en attente de mise en œuvre mais dans l'hypothèse d'une réactivation au cours de l'année 2021, des coûts, relatifs notamment à l'élaboration d'un appel d'offres, ont été prévus. Ces coûts prévisionnels liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2022 sont estimés à **0,2 M€**.

L'arrêté²⁸ fixant le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs a été publié le 20 mai 2021 au journal officiel. Les coûts exposés pour l'année 2022 ont été retenus et sont en accord avec les plafonds fixés dans cet arrêté. Les régularisations nécessaires seront opérées en fonction du nombre de dispositifs effectivement déployés.

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

E.1.3.1 Charges associées au « tarif de première nécessité »

Compte-tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seule EDF a déclaré des charges associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2022.

²⁷ EDM n'a déclaré aucune charge associée aux dispositifs sociaux au titre de 2022. De plus, les mécanismes ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

²⁸ Arrêté du 19 mai 2021 relatif aux plafonds de compensation par ménage des fournisseurs d'électricité et de gaz dans le cadre de l'offre de transmission de leurs données de consommation aux consommateurs en situation de précarité

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2022 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**.
- EDF prévoit un surcoût de **0,01 M€** associé à la gestion du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2022.
- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,008 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint Martin et Saint Barthélemy.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2022 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,01 M€ + 0,008 M€).

E.1.3.2 Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2022 s'élève à **5,0 M€**.

Au titre de l'année 2022, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 5,0 M€ (dont 0,008 M€ associés au tarif de première nécessité et 5,0 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est supérieur aux charges constatées au même titre en 2020 (2,8 M€, dont - 0,001 M€ associé au TPN et 2,8 M€ liés au chèque énergie). En effet, EDF envisage un retour à la normale pour ce volet des charges qui devrait retrouver son niveau d'avant la crise sanitaire et prévoit donc des montants similaires à ceux observés en 2019.

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

Les charges prévues par les opérateurs pour 2022 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **29,3 M€** (24,1 M€ + 0,2 M€ + 5,0 M€), contre 26,1 M€ en 2020.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 42. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 46.

Tableau 42: Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2022

| | Charges retenues au titre du FSL | Charges retenues au titre du dispositif d'affichage déporté | Charges retenues au titre des dispositifs autres contre la précarité | 2022 prévision | 2020 constaté | 2021 prévision |
|----------------------------|----------------------------------|---|--|----------------|---------------|----------------|
| | M€ | M€ | M€ | M€ | M€ | M€ |
| EDF | 18,6 | 0,2 | 1,8 | 20,7 | 18,9 | 26,1 |
| EDF MC | 18,2 | 0,2 | 1,5 | 19,9 | 18,5 | 25,0 |
| EDFZNI | 0,4 | 0,0 | 0,4 | 0,8 | 0,4 | 1,1 |
| EDM | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ELD | 0,7 | 0,0 | 0,1 | 0,8 | 0,7 | 0,8 |
| Autres fournisseurs | 4,8 | 0,0 | 3,0 | 7,8 | 6,4 | 5,2 |
| Total | 24,1 | 0,2 | 5,0 | 29,3 | 26,1 | 32,1 |

E.2 Charges liées aux dispositifs - gaz

Le tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section E.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide en forme de chèque énergie.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts. »

Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n°2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant de l'aide en forme de chèque énergie la mise à disposition des données de comptage en application des articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l'énergie une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté d'affichage. Les coûts correspondants à ce dispositif déporté d'affichage sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par un arrêté non publié au moment de la rédaction de la délibération.

* * *

Au titre de l'année 2022, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF, par 15 entreprises locales de distribution et par 5 fournisseurs alternatifs²⁹.

E.2.1 Charges liées au tarif spécial de solidarité

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2022.

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

Vingt-et-un fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **1,6 M€**. Ils étaient autant à le faire l'an passé au titre de 2021, pour 1,0 M€.

E.2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Faute de visibilité sur le mécanisme et en l'absence de publication de l'arrêté devant fixer le montant maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs, aucun fournisseur n'a déclaré de charges liées à l'afficheur déporté.

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

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2022 s'élève donc à **1,6 M€**. Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 43. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 46.

Tableau 43 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux pour 2022

| | Dispositif d'affichage déporté | Autres dispositifs | | Total à compenser en 2022 |
|---------------------|--------------------------------|------------------------------------|---|---------------------------|
| | | Charges supportées au titre du TSS | Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie | |
| | | M€ | M€ | |
| EDF | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,6 |
| ELD | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| Autres fournisseurs | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 |
| Total | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 1,61 |

E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2022, s'élève à 30,9 M€ (dont 29,29 M€ en électricité, et 1,61 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport aux montants constatés sur l'année 2020, s'élevant à 26,8 M€ (voir Tableau 45).

Les raisons principales justifiant cette hausse sont l'augmentation des charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie.

²⁹ Total Direct Énergie, Engie, Vattenfall, Dyneff et Oui Energy.

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

En matière d'électricité, la loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1^{er} janvier 2017, la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats. Cette mesure a été introduite au 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Cet article dispose notamment que ces coûts sont imputables aux charges de ces opérateurs « *dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

S'agissant des coûts supportés au titre de l'obligation d'achat de biométhane injecté, le 3° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose notamment que la compensation des charges comprenne « *les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz* ».

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

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 25 février 2021 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution, et les Organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (entreprises locales de distribution et fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils prévoyaient de supporter au titre de 2022.

Au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en électricité, et des contrats d'achat de biométhane en gaz, les opérateurs ont déclaré les coûts associés au suivi et à la comptabilité de ces contrats, ainsi qu'aux charges de ressources humaines, d'infrastructure et de prestations informatiques. Au surplus, les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre pour les installations dont ils ont la gestion, ou, le cas échéant, des coûts de gestion facturés par les organismes en charge de le faire à leur place.

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 **62,9 M€** :

- 59,7 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 55,5 M€ prévus par EDF, 3,6 M€ prévus par 71 entreprises locales de distribution, et 0,7 M€ prévus par cinq Organismes agréés) ;
- 3,2 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 0,1 M€ prévus par trois entreprises locales de distribution et 3,0 M€ prévus par vingt fournisseurs de gaz naturel).

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

En particulier, la délibération de la CRE³⁰ du 27 mai 2021 met en place un cadrage de la compensation des frais de gestion supportés par les ELD, les Organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. S'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle compensera lors de l'exercice des charges constatées les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération.

³⁰ Délibération n° 2021-144 de la CRE du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale

G. SYNTHÈSE

G.1 Charges de service public prévisionnelles au titre de 2022

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2022 est évalué à **8 810,3 M€**.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 44.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2020 et prévues au titre de 2021 (prévision initiale) est fournie dans le Tableau 45.

Tableau 44 : Prévision des charges de service public de l'énergie 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 | 4 876,6 | | | | | 0,0 | 267,2 | 10,0 | 5 153,8 |
| <i>Eolien terrestre</i> | 1 207,5 | | | | | 0,0 | 65,9 | 4,2 | 1 277,7 |
| <i>Eolien en mer</i> | 82,3 | | | | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 82,3 |
| <i>Photovoltaïque</i> | 2 804,9 | | | | | 0,0 | 148,6 | 4,4 | 2 957,8 |
| <i>Bio-énergies</i> | 582,1 | | | | | 0,0 | 42,0 | 0,6 | 624,7 |
| <i>Autres énergies</i> | 199,8 | | | | | 0,0 | 10,7 | 0,7 | 211,3 |
| Injection biométhane | 0,0 | | | | | 0,0 | 54,8 | 658,1 | 712,9 |
| Soutien en ZNI⁽¹⁾ | 2 034,2 | 122,4 | 6,9 | 0,0 | | | | | 2 163,6 |
| <i>Transition énergétique</i> | 658,2 | 12,0 | 0,07 | 0,0 | | | | | 670,3 |
| <i>Mécanismes de solidarité</i> | 1 376,0 | 110,5 | 6,9 | 0,0 | | | | | 1 493,3 |
| Cogénération et autres moyens thermiques | 632,9 | | | | | 0,0 | 11,0 | 2,3 | 646,1 |
| Effacement | | | | | 40,0 | | | | 40,0 |
| Dispositifs sociaux⁽²⁾ | 21,3 | 0,0 | | | | | 0,9 | 8,8 | 30,9 |
| <i>Compensation FSL</i> | 18,6 | 0,0 | | | | | 0,7 | 4,8 | 24,1 |
| <i>Afficheur déporté</i> | 0,2 | | | | | | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| <i>Autres</i> | 2,4 | 0,0 | | | | | 0,2 | 4,0 | 6,6 |
| Frais divers | 55,5 | | | | | 0,0 | 3,7 | 3,7 | 62,9 |
| <i>Frais de gestion</i> | 55,5 | | | | | 0,0 | 3,7 | 3,7 | 62,9 |
| | 7 620,4 | 122,4 | 6,9 | 0,0 | 40,0 | 0,0 | 337,6 | 682,9 | 8 810,3 |

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 45 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022 par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et prévisionnelles au titre de 2021

| | Charges au titre de 2022 | Charges prévisionnelles au titre de 2021 | Evolution 2022 prév - 2021 prév | | Charges constatées au titre de 2020 | Evolution 2022 prév - 2020 | |
|---|--------------------------|--|---------------------------------|------|-------------------------------------|----------------------------|-------|
| | | | en M€ | en % | | en M€ | en % |
| Soutien ENR électrique en métropole | 5 153,8 | 5 684,5 | -530,6 | -9% | 5 794,3 | -640,5 | -11% |
| <i>Eolien terrestre</i> | 1 277,7 | 1 763,4 | -485,8 | -28% | 1 948,4 | -670,7 | -34% |
| <i>Eolien en mer</i> | 82,3 | 0,0 | 82,3 | 0% | 0,0 | 82,3 | 0% |
| <i>Photovoltaïque</i> | 2 957,8 | 2 901,3 | 56,5 | 2% | 2 892,2 | 65,6 | 2% |
| <i>Bio-énergies</i> | 624,7 | 712,6 | -87,8 | -12% | 641,4 | -16,7 | -3% |
| <i>Autres énergies</i> | 211,3 | 307,1 | -95,8 | -31% | 312,4 | -101,1 | -32% |
| Injection biométhane | 712,9 | 543,8 | 169,2 | 31% | 200,5 | 512,5 | 256% |
| Soutien en ZNI | 2 163,6 | 2 136,7 | 26,8 | 1% | 1 993,1 | 170,4 | 9% |
| <i>Transition énergétique</i> | 670,3 | 678,6 | -8,3 | -1% | 506,9 | 163,4 | 32% |
| <i>Mécanismes de solidarité</i> | 1 493,3 | 1 458,2 | 35,1 | 2% | 1 486,2 | 7,1 | 0% |
| Cogénération et autres moyens thermiques | 646,1 | 677,6 | -31,5 | -5% | 642,6 | 3,6 | 1% |
| Effacement | 40,0 | 6,0 | 34,0 | 567% | 3,0 | 37,0 | 1232% |
| Dispositifs sociaux | 30,9 | 28,3 | 2,6 | 9% | 27,6 | 3,3 | 12% |
| <i>Compensation FSL</i> | 24,1 | 23,8 | 0,3 | 1% | 23,3 | 0,8 | 4% |
| <i>Afficheur déporté</i> | 0,2 | 0,6 | -0,4 | -65% | 0,0 | 0,2 | 0% |
| <i>Autres</i> | 6,6 | 4,0 | 2,6 | 66% | 4,3 | 2,2 | 52% |
| Frais divers | 62,9 | 58,5 | 4,4 | 8% | 54,7 | 8,2 | 15% |
| <i>Frais de gestion</i> | 62,9 | 58,5 | 4,4 | 8% | 54,7 | 8,2 | 15% |
| | 8 810,3 | 9 135,4 | -325,1 | -4% | 8 715,8 | 94,5 | 1% |

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2020

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2022 est plus élevé de 94,5 M€ que celui constaté en 2020.

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

- (baisse) La baisse majeure des charges liées aux ENR électriques en métropole de 640,5 M€ s'explique essentiellement par la hausse des prix de marché attendus (+ 20 €/MWh en moyenne), ces derniers ayant été particulièrement bas en 2020. Le développement continu du parc soutenu (+ 4,1 TWh soit + 6 %) vient toutefois modérer cette baisse.
- (hausse) La multiplication par 3,6 (+ 512,5 M€) des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation dans une proportion comparable de la quantité de gaz injecté. Cet effet est atténué par la hausse des prix de marché du gaz attendus, de l'ordre de 9 €/MWh en moyenne.
- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 163,4 M€) est due principalement :
 - à la mise en service d'installations renouvelables bénéficiant de contrats de gré à gré, principalement pour la filière biomasse (+ 96,1 M€) ;
 - au développement important de la production sous contrat d'obligation d'achat : photovoltaïque et éolien ;
 - à la poursuite du développement de la MDE en ZNI (+ 4,8 M€), sous l'impulsion des cadres de compensation, et du stockage (+ 5,4 M€) avec la mise en service des lauréats des guichets stockage mis en œuvre par la CRE.
- (hausse) La hausse relative des charges liées à la sous-action mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 7,1 M€) est due principalement :
 - à la hausse des surcoûts de production d'EDM (+ 18,6 M€) en raison d'une augmentation du coût d'achat des combustibles et du coût d'acquisition des quotas de CO₂ par un effet combiné des prix et des volumes (augmentation de la production thermique) ;
 - en partie contrebalancée par une baisse des surcoûts de production d'EDF en ZNI (- 5,1 M€) ainsi que des surcoûts d'achat (- 6,8 M€) en raison de l'augmentation des capacités de production renouvelables sur les territoires d'EDF en ZNI.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles au titre de 2021

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2022 est en baisse de 325,1 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2021 présenté dans la délibération de l'année précédente.

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

- (baisse) La baisse des charges liées aux ENR électriques en métropole de 530,6 M€ s'explique essentiellement par la hausse des prix de marché attendus (+ 11 €/MWh en moyenne), entre 2020 et en 2021. Le développement continu du parc soutenu (+ 1,3 TWh, soit + 2 %) vient toutefois modérer cette baisse.
- (hausse) La multiplication par 1,3 (+ 169,2 M€) des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation dans une proportion semblable de la quantité de gaz injecté. Cet effet est atténué par la hausse des prix de marché prévisionnels (+ 7 €/MWh).
- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 8,3 M€) est due principalement à :
 - une baisse des surcoûts d'achat d'EDF relatifs aux installations bénéficiant de contrats de gré à gré (- 59,3 M€) en raison d'une hausse des coûts évités, associée à une hausse de la part production du tarif de vente, et d'un recul anticipé de la production de biomasse ;
 - cette baisse est en partie contrebalancée par une hausse des surcoûts d'achat d'EDF à des installations sous contrat d'obligation d'achat (+ 33,5 M€), principalement entraînée par la mise en service d'installations éoliennes, ainsi que par une hausse de la MDE (+ 19,0 M€) liée au développement des cadres de compensation.

- (hausse) La hausse des charges liées à la sous-action mécanisme de solidarité dans les ZNI (+ 35,1 M€) est due principalement à :
 - une hausse des surcoûts de production d'EDF en ZNI (+ 19,3 M€) et d'EDM (+ 8,2 M€) malgré la baisse globale de la consommation, en raison d'une augmentation du coût d'acquisition des quotas de CO₂ ainsi que du coût d'achat des combustibles ;
 - une hausse des surcoûts d'achat d'EDF en ZNI (+ 8,4 M€) en raison de la moindre disponibilité du parc thermique d'EDF SEI en Martinique.

G.2 Détail des charges prévisionnelles au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et Acheteurs de dernier recours

Le Tableau 46 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2022 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et les acheteurs de dernier recours.

Tableau 46 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, 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 | | | | |
| | MWh | € | € | € | € | € | € | € |
| R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX | 2 773 | 907 414 | 149 827 | 0 | 757 587 | 2 250 | 35 800 | 795 637 |
| 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'Electricité ROQUEBILLIERE | 32 | 17 367 | 1 754 | 0 | 15 613 | 0 | 0 | 15 613 |
| Régie Electrique DALOU | 39 | 17 796 | 1 892 | 0 | 15 904 | 17 | 820 | 16 741 |
| Régie municipale d'Electricité VARILHES | 1 139 | 558 488 | 55 829 | 0 | 502 659 | 84 | 2 915 | 505 658 |
| Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS | 19 | 8 753 | 937 | 0 | 7 816 | 0 | 1 333 | 9 149 |
| Régie Municipale d'Electricité MAZERES | 2 591 | 948 954 | 147 781 | 0 | 801 173 | 900 | 473 | 802 546 |
| Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC | 365 | 91 150 | 19 614 | 0 | 71 536 | 0 | 0 | 71 536 |
| Régie Electrique MERCUS GARRABET | 12 | 5 949 | 684 | 0 | 5 265 | 0 | 858 | 6 124 |
| Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS | 8 | 4 800 | 545 | 0 | 4 255 | 0 | 915 | 5 170 |
| Régie municipale d'Electricité QUIÉ | 8 | 2 895 | 356 | 0 | 2 539 | 0 | 720 | 3 259 |
| Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE | 6 910 | 689 679 | 308 068 | 0 | 381 611 | 101 | 2 065 | 383 777 |
| Régie municipale d'Electricité SAVERDUN | 7 817 | 1 726 015 | 414 013 | 0 | 1 312 002 | 0 | 492 | 1 312 494 |
| Régie d'Electricité SAINT-QUIRIC - CANTE - LISSAC - LABATUT | 396 | 219 761 | 24 051 | 0 | 195 710 | 0 | 92 | 195 801 |
| S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN | 6 899 | 2 281 829 | 402 520 | 17 311 | 1 861 998 | 231 | 16 031 | 1 878 259 |
| Régie Municipale d'Énergie Electrique QUILLAN | 5 850 | 663 300 | 305 715 | 0 | 357 586 | 2 831 | 4 775 | 365 192 |
| S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE | 2 734 | 301 368 | 148 273 | 0 | 153 095 | 1 307 | 6 474 | 160 876 |
| Régie SDED ERÔME | 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 COLLECTIVITÉS | 87 387 | 12 322 329 | 5 056 406 | 163 221 | 7 102 703 | 10 800 | 0 | 7 113 503 |
| Régie Municipale d'Electricité CAZERES | 811 | 383 533 | 54 321 | 0 | 329 211 | 0 | 6 269 | 335 480 |
| Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE | 112 | 30 434 | 8 212 | 0 | 22 222 | 0 | 2 579 | 24 801 |
| Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES | 271 | 58 994 | 12 604 | 0 | 46 389 | 0 | 0 | 46 389 |
| Régie Municipale Multiservices de LA REOLE | 24 | 10 555 | 1 313 | 0 | 9 242 | 0 | 399 | 9 641 |
| Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE | 3 595 | 1 404 975 | 215 364 | 0 | 1 189 611 | 0 | 40 030 | 1 229 641 |
| Régie Municipale d'Electricité BAZAS | 814 | 295 884 | 41 314 | 0 | 254 570 | 958 | 5 475 | 261 003 |
| Régie Municipale d'Electricité GIGNAC | 2 087 | 338 957 | 100 531 | 0 | 238 426 | 525 | 7 052 | 246 003 |
| Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS | 244 | 128 375 | 12 823 | 0 | 115 552 | 0 | 6 652 | 122 204 |
| Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES | 43 006 | 9 271 938 | 2 427 287 | 0 | 6 844 651 | 15 480 | 90 556 | 6 950 687 |
| GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE | 123 774 | 12 799 214 | 7 361 633 | 326 441 | 5 111 140 | 49 500 | 134 088 | 5 294 728 |
| Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS | 70 | 35 858 | 3 814 | 0 | 32 044 | 0 | 0 | 32 044 |
| GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales) | 4 086 | 1 504 357 | 213 194 | 0 | 1 291 163 | 6 090 | 0 | 1 297 253 |
| S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS | 140 233 | 13 532 455 | 8 706 799 | 0 | 4 825 656 | 12 100 | 74 878 | 4 912 635 |
| Régie Communale Electrique SAULNES | 12 | 6 150 | 696 | 0 | 5 453 | 0 | 1 493 | 6 946 |
| SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ | 209 728 | 30 337 410 | 13 028 557 | 853 199 | 16 455 654 | 93 412 | 218 979 | 16 768 045 |
| Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS | 21 | 11 454 | 1 043 | 0 | 10 411 | 26 | 380 | 10 817 |

ANNEXE 1

15 juillet 2021

| Nom opérateur | Charges dues aux contrats d'achat | | | | Soutien à l'injection de biométhane | Charges liées aux dispositifs sociaux | Frais de gestion | Montant de la compensation |
|---|-----------------------------------|--------------|--------------------|---------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|------------------|----------------------------|
| | Quantité achetée | Coût d'achat | Coût évité énergie | Coût évité capacité | | | | |
| | MWh | € | € | € | € | € | € | € |
| Régie Municipale d'Electricité ROMBAS | 307 | 70 376 | 14 737 | 0 | 55 639 | 130 | 1 630 | 57 399 |
| Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD | 23 704 | 2 693 294 | 1 402 620 | 189 867 | 1 100 806 | 1 850 | 19 415 | 1 122 071 |
| Régie Municipale de Distribution CLOUANGE | 31 | 16 258 | 1 503 | 0 | 14 755 | 0 | 0 | 14 755 |
| Régie d'Electricité BITCHE | 68 | 35 934 | 3 272 | 0 | 32 662 | 578 | 2 757 | 35 997 |
| Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES | 53 | 22 364 | 3 284 | 0 | 19 080 | 507 | 10 400 | 29 987 |
| Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE | 91 | 31 882 | 4 687 | 0 | 27 195 | 4 006 | 2 525 | 33 726 |
| Régie d'Electricité SCHOENECK | 79 | 43 157 | 3 729 | 0 | 39 427 | 135 | 0 | 39 562 |
| Régie Municipale d'Electricité AMNÉVILLE | 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 MONTOIS 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 MONTAIRE | 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 | 3 312 | 297 172 | 133 674 | 0 | 163 498 | 354 | 1 295 | 165 147 |
| 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 | 1 299 093 | 5 681 | 1 387 562 |
| 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 | 15 657 | 1 836 318 | 1 070 158 | 0 | 766 160 | 827 | 9 408 | 776 395 |
| ES ENERGIES STRASBOURG | 334 569 | 76 345 266 | 20 216 757 | 1 214 789 | 54 913 720 | 3 152 130 | 171 649 | 58 674 181 |
| VIALIS | 24 323 | 5 267 607 | 1 445 265 | 49 461 | 3 772 881 | 14 812 | 37 660 | 3 825 353 |
| Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK | 22 480 | 4 387 096 | 1 261 974 | 0 | 3 125 123 | 1 442 | 34 791 | 3 161 356 |
| 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 | 4 345 250 | 145 909 | 6 020 791 | 5 265 | 81 244 | 6 107 300 |
| 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 VILLAROGER | 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 VALLEE DE THONES | 506 | 258 210 | 24 802 | 0 | 233 407 | 5 603 | 4 518 | 243 528 |
| 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 SEYSSEL (SAEML) | 6 346 | 2 127 063 | 337 060 | 0 | 1 790 003 | 13 500 | 23 763 | 1 827 266 |
| S.A.I.C. PERS LOISINGES | 99 | 43 837 | 4 366 | 0 | 39 471 | 0 | 0 | 39 471 |
| RÉGIE D'ELECTRICITÉ D'ELBEUF | 174 | 80 052 | 10 041 | 0 | 70 012 | 10 743 | 4 911 | 85 665 |
| S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES | 1 344 | 540 131 | 71 188 | 0 | 468 943 | 3 715 | 12 141 | 484 799 |
| SEOLIS | 881 483 | 100 956 158 | 50 183 768 | 1 624 787 | 49 147 602 | 120 001 | 814 231 | 50 081 834 |
| S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS | 405 585 | 37 774 183 | 23 129 656 | 882 875 | 13 761 653 | 7 200 | 314 151 | 14 083 004 |
| GAZELEC DE PERONNE | 48 700 | 4 325 715 | 2 803 262 | 0 | 1 522 453 | 3 050 | 29 500 | 1 555 003 |



| Nom opérateur | Charges dues aux contrats d'achat | | | | | Soutien à l'injection de biométhane | Charges liées aux dispositifs sociaux | Frais de gestion | Montant de la compensation |
|---|-----------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|-----------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|------------------|----------------------------|
| | Quantité achetée | Coût d'achat | Coût évité énergie | Coût évité capacité | Surcoût d'achat total | | | | |
| | MWh | € | € | € | € | € | € | € | |
| Régie 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 | 3 460 253 | 1 242 274 | 0 | 2 217 980 | | 5 430 | 30 753 | 2 254 162 |
| Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES | 796 201 | 112 403 049 | 45 062 855 | 989 216 | 66 350 977 | | 146 080 | 706 822 | 67 203 880 |
| Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD 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 |
| S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES | 899 | 282 019 | 50 279 | 0 | 231 740 | | 2 892 | 6 354 | 240 986 |
| 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 SAUSSERON | 91 | 43 628 | 5 306 | 0 | 38 322 | | 2 700 | 1 895 | 42 916 |
| TOTAL Flex | 263 604 | 25 237 382 | 15 440 037 | 863 091 | 8 934 254 | | 0 | 589 126 | 9 523 381 |
| BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 9 638 | | 9 638 |
| BULB France | | | | | | | 5 707 | | 5 707 |
| TOTAL DIRECT ENERGIE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 239 227 | 1 103 753 | 11 406 | 5 354 386 |
| EDF | | | | | | | 560 541 | | 560 541 |
| ENARGIA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 70 | | 70 |
| ENERCOOP | 29 141 | 3 547 379 | 1 649 242 | 51 934 | 1 846 202 | 1 146 622 | 0 | 103 421 | 3 096 245 |
| CALEO | | | | | | | 2 700 | | 2 700 |
| ENDESA ENERGIA SA | | | | | | 25 559 787 | | 94 658 | 25 654 446 |
| SAVE | | | | | | 204 399 715 | | 912 989 | 205 312 704 |
| ALSEN | | | | | | 4 186 245 | | 13 620 | 4 199 865 |
| Gaz de Bordeaux | | | | | | 31 826 142 | 6 608 | 84 570 | 31 917 320 |
| SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE | | | | | | 18 471 723 | | 87 839 | 18 559 562 |
| Gaz de Paris | | | | | | 18 543 515 | | 55 974 | 18 599 489 |
| VATTENFALL ENERGIES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 13 878 | | 13 878 |
| PICOTY | | | | | | 5 475 977 | | 39 196 | 5 515 173 |
| DYNEFF | | | | | | | 12 324 | | 12 324 |
| GEG Source d'Energies | | | | | | 2 913 085 | | 22 681 | 2 935 765 |
| SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY) | | | | | | 11 226 536 | | 27 175 | 11 253 711 |
| SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17 | | | | | | 21 715 924 | | 133 169 | 21 849 092 |
| ENGIE (ex-GDF SUEZ SA) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 304 996 130 | 6 831 000 | 1 287 370 | 313 114 499 |
| GEDIA ENERGIES & SERVICES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 42 | | 42 |
| IBERDROLA ENERGIE FRANCE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 700 000 | | 700 000 |
| JOUL | 22 | 5 584 | 1 430 | 0 | 4 154 | 227 779 | 35 185 | 17 311 | 284 428 |
| OUI ENERGY | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 79 030 | | 79 030 |
| PLUM ENERGIE | | | | | | 1 877 226 | | 0 | 1 877 226 |
| PROVIRIDIS | | | | | | 9 256 452 | | 107 936 | 9 364 389 |
| PROXELIA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 2 614 | | 2 614 |
| REDEO ENERGIES | | | | | | 41 244 661 | | 184 443 | 41 429 105 |
| SELFEE | 1 496 | 327 430 | 82 895 | 9 892 | 234 643 | | 0 | 29 750 | 264 393 |
| TERREAL | | | | | | 1 191 768 | | 6 000 | 1 197 768 |
| Union des producteurs locaux d'électricité | 20 101 | 2 383 645 | 1 133 180 | 29 676 | 1 220 788 | | 0 | 43 625 | 1 264 413 |
| TOTAL | 4 001 575 | 529 715 982 | 231 274 756 | 7 985 415 | 290 455 811 | 712 949 736 | 10 207 911 | 7 443 459 | 1 021 056 918 |