



ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2020 (CC'20)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2020 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 présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

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.

Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI sont supportées par Électricité 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.

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2020 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au 31 mars 2021 et contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, en application des dispositions des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées.

Avertissement

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 ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE 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 supportés par les entreprises locales de distribution au titre de 2020.....	11
A.3 Surcoûts d'achat supportés par les Organismes agréés au titre de 2020	14
A.4 Bilan	14
B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE.....	15
B.1 Surcoûts d'achat	15
B.2 Valorisation des garanties d'origine.....	16
B.3 Bilan	16
C. SOUTIEN EN ZNI.....	18
C.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées	19
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	30
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées.....	33
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées	34
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	35
C.6 Synthèse des charges en ZNI au titre de 2020.....	36
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS.....	37
D.1 Contexte juridique	37
D.2 Montant des charges constatées au titre de 2020	37
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	37
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité.....	37
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	39
E.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux.....	40
F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ)	40
G. SYNTHÈSE.....	42
G.1 Charges de service public constatées au titre de 2020	42
G.2 Détails des charges de service public constatées au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours.....	44

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

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

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

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

A.1.1 Evolution du parc de production soutenu

L'évolution des quantités d'énergie soutenues et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération est présentée 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. 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 d'énergie soutenue en 2020 s'élève à 68,0 TWh, elle augmente fortement entre 2019 et 2020 (+ 6,4 TWh soit + 10 %). La puissance des installations soutenues s'élève à 32,4 GW en 2020, soit 2,0 GW de plus qu'en 2019 (+ 7 %).

Tableau 1 : Puissance et énergie des installations soutenues en 2020 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

		Total	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2019	61,6	7,1	5,5	31,4	1,7	2,3	2,6	10,7	0,2
	2020	68,0	7,0	6,1	36,2	1,6	2,6	2,6	11,5	0,3
Puissance soutenue (GW)	2019	30,4	2,8	1,9	14,6	0,2	0,4	0,6	9,6	0,2
	2020	32,4	2,7	1,9	15,6	0,2	0,5	0,7	10,5	0,2

La puissance du **parc éolien** soutenu atteint 15,6 GW, en hausse de 1,0 GW (+ 7 %) par rapport à 2019, cette filière explique la moitié de la hausse du parc soutenu. L'énergie produite par les éoliennes terrestres soutenues augmente de 5 TWh pour s'élever à 36,2 TWh en 2020 (+ 15 %) ; elle progresse plus rapidement que la puissance installée en raison de conditions météorologiques particulièrement favorables à l'éolien au cours de l'année 2020, notamment au premier trimestre. Cette filière explique la plus grande part de l'augmentation de l'énergie soutenue. Cette filière représente également la moitié de l'énergie soutenue en 2020.

Aucune **installation éolienne en mer** soutenue n'était mise en service en 2020.

La puissance et l'énergie du **parc photovoltaïque** augmentent respectivement de 9 % et 7 % entre 2019 et 2020 pour s'élever à 10,5 GW et 11,5 TWh. Il représente 17 % de l'énergie soutenue et 33 % du parc installé.

La filière **cogénération au gaz naturel** connaît une baisse de 2 % et de 1 % respectivement en puissance et en énergie soutenues pour atteindre 2,7 GW et 7,0 TWh en 2020.

La dernière installation de la filière **diesel dispatchable** est sortie de contrat d'achat en 2019, il n'y a donc plus de soutien à cette filière en 2020.

La puissance installée du **parc hydraulique** progresse de 2 % et s'établit à 1,9 GW. Sa production augmente de 10 % en 2020 par rapport à 2019 pour s'établir à 6,1 TWh. En effet, l'année 2019 avait été caractérisée par une hydraulité particulièrement basse en particulier sur les 9 premiers mois de l'année.

La puissance de la **filiale biomasse bois-énergie** augmente fortement pour s'élever à 736 MW, soit + 21 % entre 2019 et 2020, tandis que sa production stagne à 2,6 TWh.

La **filiale biogaz** soutenue atteint 463 MW (+ 8 %) et 2,6 TWh (+ 12 %) en 2020. Il est à noter que cette augmentation se tient en parallèle de la forte dynamique de la filière biométhane injecté (cf. chapitre B), les installations de

méthanisation ou de stockage de déchets non dangereux pouvant techniquement soit brûler le biogaz pour produire de l'électricité soit le purifier pour l'injecter dans les réseaux de gaz naturel.

La puissance installée de la filière **incinération d'ordures ménagères** baisse pour s'établir à 235 MW (soit - 10 % par rapport à 2019) en raison de l'arrivée à échéance des contrats d'achat et de l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. La production d'énergie se réduit en conséquence de l'ordre 6 % pour atteindre 1,6 TWh en 2020.

Les autres filières (**gaz de mines, petites installations, diesels dispatchables et achat de surplus aux ELD**) sont négligeables.

A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat en 2020 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, le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et le coût évité par l'acquisition des garanties de capacité (coût évité « capacité »).

A.1.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en application des arrêtés tarifaires en vigueur et des conditions prévues par les cahiers des charges des appels d'offres) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est toujours en très forte croissance (de 4 500 en 2007 à 357 000 en 2017, 374 000 en 2018, 396 000 en 2019 et 419 000 en 2020). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 83 contrats qui ont permis d'expliquer les écarts observés par la CRE et de répondre à ses interrogations.

La mise en place de commentaires normés par EDF dans les bases de contrats transmises à la CRE, fournissant des explications sur les écarts présentés par un certain nombre de contrats, permet d'optimiser cette tâche de contrôle.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2020 sont détaillés dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2020

	Cogénération gaz	Cogénération gaz dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier (GWh)	310,0	1 207,4	0,0	587,9	3 377,4	137,7	214,7	215,8	609,6	27,6	6 688,1
Février (GWh)	288,5	1 107,1	0,0	588,0	4 771,7	130,4	202,6	208,5	647,9	42,9	7 987,6
Mars (GWh)	303,3	1 072,7	0,0	722,8	3 602,6	146,6	219,9	208,9	815,7	33,2	7 125,7
Avril (GWh)	0,0	9,7	0,0	552,0	1 819,0	126,7	210,5	218,9	902,2	22,0	3 861,1
Mai (GWh)	0,0	5,4	0,0	685,0	2 074,4	135,7	214,4	217,0	1 087,3	24,6	4 443,7
Juin (GWh)	0,0	4,8	0,0	582,0	1 591,0	132,3	204,1	194,3	1 100,6	19,7	3 828,8
Juillet (GWh)	0,0	9,0	0,0	354,6	1 635,0	149,7	215,8	201,2	1 281,3	21,1	3 867,6
Août (GWh)	0,0	3,4	0,0	242,3	1 565,6	132,3	212,4	184,0	1 146,0	17,9	3 503,9
Septembre (GWh)	0,0	10,2	0,0	225,4	1 642,8	138,0	212,2	167,0	1 071,4	20,6	3 487,6
Octobre (GWh)	0,1	34,8	0,0	499,1	3 294,8	95,9	225,4	187,1	821,6	35,0	5 193,8
Novembre (GWh)	252,6	960,6	0,0	414,6	2 387,1	135,5	218,3	185,9	765,1	20,0	5 339,6
Décembre (GWh)	283,8	1 111,2	0,0	583,1	3 297,4	142,0	232,3	202,5	569,8	24,7	6 446,8
Quantités (GWh)	1 438,3	5 536,4	0,0	6 037,0	31 058,7	1 602,7	2 582,6	2 390,9	10 818,4	309,4	61 774,3
Quantités retenues en 2019**	1 737,2	5 330,7	0,0	5 492,7	29 387,0	1 696,8	2 321,1	2 588,3	10 577,4	249,7	59 380,9
Quantités retenues en 2018**	1 951,8	4 789,9	1,2	6 195,2	26 041,4	1 888,6	2 138,6	2 779,8	9 432,0	230,4	55 448,8
Coût d'achat (M€)	176,9	788,3	0,0	492,6	2 806,2	95,5	433,2	354,9	3 039,6	28,2	8 215,4
Coût d'achat retenu en 2019**	242,9	841,7	0,2	450,2	2 634,0	101,9	376,5	373,1	3 025,3	21,9	8 067,6
Coût d'achat retenu en 2018**	286,3	771,9	1,6	471,1	2 306,4	109,1	328,5	384,3	2 790,9	20,2	7 470,2
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	123,0	142,4		81,6	90,4	59,6	167,7	148,4	281,0	91,1	133,0
Coût d'achat retenu en 2019**	139,8	157,9	6 331,8	82,0	89,6	60,0	162,2	144,2	286,0	87,7	135,9
Coût d'achat retenu en 2018**	146,7	161,1	1 273,1	76,1	88,6	57,7	153,6	138,2	295,9	87,8	134,7

* Autres = petites installations, gaz de mines et surplus des ELD (RS41).

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2018 et 2019 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 4,0 % en 2020 par rapport à 2019, et atteint **61,8 TWh** pour un coût d'achat de **8 215,4 M€** (soit + 1,8 %).

Cette hausse est notamment liée à la croissance en volume des productions éoliennes (+ 1,7 TWh) et hydrauliques (+ 0,5 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen baisse de 2,1 % pour s'établir à 133,0 €/MWh. Il fait l'objet d'évolutions contradictoires notamment :

- L'augmentation du coût d'achat unitaire de l'éolien en raison de l'inflation (+ 0,8 %),
- La baisse importante du coût d'achat unitaire moyen pour les installations de cogénération (- 10 %) sous l'effet de la baisse du prix du gaz en 2020 et de l'introduction d'une exonération de TICGN³.

La baisse du coût d'achat moyen du photovoltaïque (- 1,8 %) en raison de la mise en service de nouvelles installations moins chères que le coût d'achat moyen de 2019 mais dont le niveau (281,0 €/MWh) reste toujours plus élevé que le coût d'achat unitaire moyen, l'augmentation de l'achat d'énergie photovoltaïque pousse donc à la hausse le coût d'achat unitaire moyen.

A.1.2.2 Coûts et recettes autres

Cautions pour les projets d'installations S17

L'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale prévoit que « pour être considérée comme complète, [la demande de contrat d'achat] doit comporter [...] 5° Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, un montant de 360 € adressé à l'acheteur obligé. Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc, un montant de 1000 € adressé à l'acheteur obligé. L'intégralité de ce montant sera restituée au producteur lors du premier paiement de la part de l'acheteur obligé. L'intégralité du montant sera également restituée à un producteur en faisant la demande si le projet est abandonné alors que la proposition de raccordement excède 0.4 €/Wc. Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé.

Cette disposition ne s'applique qu'aux demandes de raccordement déposées à partir du 1^{er} janvier 2018. Une solution de paiement dématérialisée sera mise en place par l'acheteur obligé et intégrée au service de dépôt des demandes de raccordement du gestionnaire de réseau afin d'être opérationnelle au 1^{er} janvier 2018. »

EDF OA a perçu, en 2020, 9 469 cautions et en a remboursé 2 253. Le montant venant en déduction des charges de service public d'EDF au titre de 2020 s'élève à 6,0 M€.

Recettes liées à la résiliation de contrats

Il n'y a pas eu de recettes liées à la résiliation de contrats au titre de l'année 2020.

Le montant des recettes autres vient diminuer les charges de service public d'EDF OA au titre de 2020 d'un montant de 6,0 M€.

A.1.2.3 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 par EDF en métropole est détaillée dans les délibérations de la CRE du 25 juin 2009⁴, du 16 décembre 2014⁵, du 25 mai 2016⁶, du 14 décembre 2016⁷, du 22 juin 2017⁸, du 16 mai 2019⁹ et du 28 novembre 2019¹⁰. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF

³ En vigueur depuis le 1^{er} janvier 2020, en application de l'article 67 de la loi de finances pour 2020

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁵ 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.

⁶ 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.

⁷ Délibération de la CRE du 14 décembre 2016 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.

⁸ Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

⁹ Délibération de la CRE du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

¹⁰ Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour la filière photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les paragraphes suivants.

Le coût évité par la production quasi-certaine en 2020 est calculé en fonction des prix de marché à terme et des recettes des ventes réalisées par EDF OA dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise. La production quasi-certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre.

Dans le cadre de la mise en place d'un périmètre d'équilibre dédié à la production sous obligation d'achat, effectif depuis le 1^{er} juillet 2015, le coût évité par la production aléatoire est calculé par référence à un prix de court terme visant à refléter la valorisation de cette électricité, en application des principes définis par la délibération du 16 décembre 2014. Ce prix de court terme est calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée des prix spot, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges intrajournaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par les volumes correspondants.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2020, établie dans la délibération de la CRE du 28 novembre 2019¹¹, est indiquée dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2020

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 400
Surplus de production du premier trimestre	2 100
Surplus de production novembre	1 800
Surplus de production décembre	1 800

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 4. Elles correspondent aux résultats des ventes organisées par EDF OA :

- pour le produit « ruban », au cours des années 2018 et 2019 ;
- pour le produit « Q1 », au cours de l'année 2019 ;
- et pour les produits « M11 » et « M12 », au cours du deuxième semestre 2020.

Ce changement méthodologique a été apporté par la délibération du 22 juin 2017 susmentionnée et est devenu effectif le 1^{er} juillet 2017.

Tableau 4 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi-certaine pour 2020, en €/MWh

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
48,13	59,13	53,54	45,66

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 19,5 TWh, est de **993,5 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix court terme. Pour la filière éolienne, le coût évité est calculé à partir d'un prix moyen pondéré par les volumes aléatoires produits, afin de tenir compte des effets de corrélation entre ces volumes et les prix de marché.

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève à **675,1 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 5.

¹¹ Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

Tableau 5 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2020 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien (GWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	37,6508	606	34,1891	1 471	73,1
Février	25,9526	615	23,2787	2 989	85,5
Mars	23,4223	706	19,6604	1 699	49,9
Avril	13,2110	729	9,1800	1 097	19,7
Mai	14,6992	813	13,7363	1 328	30,2
Juin	24,9821	718	21,1997	869	36,4
Juillet	31,8072	590	27,1564	889	42,9
Août	35,7559	455	33,9598	820	44,1
Septembre	43,2121	434	39,6405	921	55,3
Octobre	37,2146	618	34,6765	2 548	111,4
Novembre	38,8949	413	23,8611	798	35,1
Décembre	47,5926	622	39,1769	1 579	91,5
Total 2020	29,69	7 320	26,91	17 008	675,1

Le coût évité obtenu pour EDF s'élève pour l'année 2020 à **1 668,5 M€** (hors coût évité de la capacité, et hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »). Il est en baisse par rapport au coût évité en 2019 de 1 738,1 M€ (soit - 4 %) alors que le volume d'énergie valorisé augmente (+ 1,8 TWh) en raison de la baisse importante du prix moyen pondéré de valorisation de l'énergie aléatoire (de 38,07 €/MWh à 29,69 €/MWh). Le prix moyen pondéré de valorisation de l'énergie quasi-certaine connaît une légère augmentation (de 48,71 €/MWh à 50,90 €/MWh).

Coût évité par la production photovoltaïque

La méthode de calcul du coût évité par la production photovoltaïque, décidée sur la base des recommandations du rapport Charpin-Trink issu de la concertation postérieure au moratoire de 2011, vise à prendre en compte les caractéristiques de la production photovoltaïque. Le coût évité par cette production est calculé par référence à un prix moyen mensuel, basé sur les prix de référence horaires retenus pondérés par les coefficients de production horosaisonniers de la production solaire issus du profil PRD3 ajusté à la météorologie (profil utilisé par les gestionnaires de réseaux).

Le calcul du coût évité par la production photovoltaïque distingue les contrats d'achat selon leur rythme de facturation (mensuel, semestriel ou annuel). Pour ces trois types de contrats, un prix de référence est calculé pour chaque mois, égal à la moyenne pondérée des prix profilés sur la période couverte par la facture (un, six ou douze mois glissants).

Le coût évité par la production photovoltaïque en 2020 s'élève ainsi à **314,5 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat photovoltaïques en 2020

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités M€
	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	
Janvier	40,66	238	37,73	232	36,64	140	23,5
Février	27,89	360	37,68	159	35,59	129	20,6
Mars	19,91	525	36,91	147	34,83	144	20,9
Avril	10,44	635	28,16	148	32,12	119	14,6
Mai	12,78	769	22,62	202	30,11	116	17,9
Juin	24,97	722	18,64	263	27,90	115	26,2
Juillet	32,73	822	20,16	329	27,60	129	37,1
Août	36,38	720	22,07	321	27,43	105	36,2
Septembre	46,51	584	24,74	358	28,27	129	39,7
Octobre	38,32	379	28,69	314	28,51	129	27,2
Novembre	42,27	321	32,01	317	28,35	127	27,3
Décembre	55,15	163	37,91	291	28,59	116	23,3
Total 2020	29,17	6239	28,09	3082	30,67	1498	314,5

Coût évité par les installations hydrauliques horosaisonnalisées

Certaines installations hydrauliques bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire : la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnaires où le

tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe donc dans le cas de ces contrats une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché.

Le coût évité doit par conséquent être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix de court terme, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonnnières. Le coût évité correspondant pour l'année 2020 est égal à **48,6 M€**.

Coût évité par les installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »

Le contrat de la dernière installation « dispatchable », qui faisait l'objet d'un contrat type « appel modulable », est arrivé à échéance en 2019, il n'y a donc plus de coût évité par ce type d'installations en 2020.

Coût évité par les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel

À l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF. L'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite donc de distinguer les achats effectués avant et après passage en mode dispatchable.

Par ailleurs, l'arrêté du 11 octobre 2013 a modifié les conditions d'achat des installations de cogénération, en introduisant notamment une rémunération de l'électricité produite hors période d'appel au prix de règlement positif des écarts sur le mécanisme d'ajustement moyen sur la journée de production. Le coût évité de ces installations est dès lors calculé au pas journalier, et présenté dans cette section.

Les achats effectués auprès des installations de cogénération ayant fonctionné pendant au moins un mois de l'année en mode « dispatchable » ou ayant produit en dehors des périodes d'appel s'élèvent à 5 336 GWh, pour un montant d'achat retenu de 788,3 M€.

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes pour lesquelles ces unités fonctionnent en mode « dispatchable » s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards pour la part aléatoire de la production, hormis la production en dehors des périodes d'appel dont le coût évité est évalué à partir des prix de référence journaliers. Ce coût évité est ainsi évalué à 191,6 M€.

Le calcul du coût évité par les achats effectués en mode « dispatchable » ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité « énergie » doit s'établir, pour chacune de ces installations, à partir des prix de marché horaires moyens sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 0,5 M€.

Le coût évité à EDF en 2020 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **192,1 M€**.

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. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose 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 prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité.

Au cours de l'année 2020, les enchères suivantes ont été organisées par EPEX Spot permettant de valoriser les Années de Livraison 2017, 2019, 2020, 2021 et 2022 :

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2017	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
05/03/2020	11 199,4			19 499,2	
23/04/2020				19 220,3	16 641,7
25/06/2020		394,5	45 000,8	47 401,0	38 966,4
24/09/2020				29 541,3	
15/10/2020			53 633,8	32 693,4	18 100,1
10/12/2020			40 000,1	39 095,4	18 221,0

Le coût évité lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2020 porte ainsi sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de ces enchères, des certificats obtenus par EDF OA pour les Années de Livraison 2017, 2019, 2020, 2021 et 2022 :

Volume de certificats à valoriser (MW)	AL 2017	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
05/03/2020	1,8			1100,1	
23/04/2020				1102,3	775,2
25/06/2020		- 46,5	86,7	1083,1	777,1
24/09/2020				1076,9	
15/10/2020			- 21,6	1079,0	774,5
10/12/2020			0	625,3	776,4

Pour l'Année de Livraison 2017 a eu lieu, en complément de la vente des garanties de capacité restantes, le règlement financier relatif aux écarts et aux rééquilibrages. Les montants correspondants, respectivement de 8,2 M€ et 1,0 M€, viennent en déduction du coût évité lié à la capacité. Les écarts constatés portent principalement sur les filières cogénération et hydraulique.

Une campagne de rééquilibrage liée à des ajustements méthodologiques a été menée par EDF sur les différentes Années de Livraison pour prendre en compte le retour d'expérience tiré de la notification par RTE des niveaux de capacité effectifs pour l'Année de Livraison 2017, première année d'existence du mécanisme de capacité. Pour les Années de Livraison 2019 et 2020, elle est à l'origine de rééquilibrages négatifs.

Pour l'Année de Livraison 2021, les premières enchères ayant eu lieu en 2020, l'intégralité du volume de certificats obtenus par EDF pour cette Année de Livraison est valorisée en 2020. Le rééquilibrage lié à des ajustements méthodologiques initié en fin d'année 2020 est à l'origine de la baisse du volume à valoriser lors de l'enchère du 10/12/2020.

Le volume pris en compte pour l'AL 2022 prend en compte les « contraintes d'offres »¹² auxquelles est soumise EDF car le volume de certificats de capacité dont il dispose est supérieur à 3 GW par Année de Livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente un volume minimal par année en amont de l'Année de Livraison.

Le coût évité total retenu pour EDF au titre de l'année 2020 est de **250,4 M€**. Il est réparti de la manière suivante entre les filières de production :

	Coût évité par les certificats de capacité (M€)
Cogénération	87,2
Hydraulique	29,8
Eolien	90,2
Incinération	10,2
Biogaz	6,9
Biomasse	13,3
Photovoltaïque	12,5
Autre	0,3
Total	250,4

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale est de **2 474,1 M€** (993,5 + 675,1 + 314,5 + 48,6 + 192,1 + 250,4).

A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2020

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **5 735,2 M€** en métropole continentale (8 215,4 M€ de coût d'achat - 6,0 M€ de coûts et recettes autres (cautions pour les contrats S17) - 2 474,1 M€ de coût évité).

¹² Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

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 est déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle est ajoutée une prime de gestion :

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

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 rémunération¹³ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹⁴.

Montant des charges constatées en 2020

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 25 contrats. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger.

Les charges constatées au titre de l'année 2020 pour EDF concernent 420 installations, par rapport à 193 installations en 2019, et sont détaillées dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2020

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Total
Puissance installée (MW)	10	12	2 650	4	67	883	3 626
Energie produite (GWh)	20,6	48,9	5 172,3	27,8	220,8	707,0	6 197,4
Charges (M€)	1,0	3,7	263,1	5,6	16,0	31,8	321,3

Les modalités de rémunération des installations sous le régime du complément de rémunération induisent structurellement la prise en compte de factures de régularisation notables emportant des modifications de l'énergie, du prix de marché de référence M_0 et d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation. Pour prendre en compte ces termes au stade des charges constatées, la CRE inclut donc le montant des régularisations pour 2019. Il est exposé dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2020

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (GWh)	3,5	1,5	376,3	6,9	14,8	71,0	474,0
Charges (M€)	0,1	0,1	17,9	1,3	1,0	2,4	22,9

Les charges supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2020 s'élèvent à **344,2 M€**.

¹³ 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.

¹⁴ 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.

A.2 Surcoûts d'achat supportés par les entreprises locales de distribution au titre de 2020

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 le chapitre A1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

112 entreprises locales de distribution ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2020. Parmi elles, quatre opérateurs ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, rémunération complémentaire eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants. Le nombre de contrats des entreprises locales de distribution traités est en croissance constante (de 1 554 en 2009 à 12 750 en 2012, 15 291 en 2013, 17 241 en 2014, 18 687 en 2015, 19 674 en 2016, 20 615 en 2017, 21 802 en 2018, 22 862 en 2019 et 24 355 en 2020). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux opérateurs les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus importants entre les montants exposés et les montants normatifs calculés par la CRE.

Les réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. En particulier, une difficulté récurrente réside dans l'identification par les producteurs ou par les acheteurs obligés des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés de surplus retenus au titre de 2020 s'élèvent respectivement à 3,6 TWh et à **474,9 M€**, ce qui représente une augmentation du volume de 6 % et du coût d'achat de 4 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2019.

A.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, 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 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, celles-ci peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat 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 ont décidé de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Enfin, pour les entreprises locales de distribution dont la gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat repose 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 a faite de l'énergie produite.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017¹⁵, 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 9.

¹⁵ 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.

Tableau 9 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2020

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Prix pondéré photovoltaïque (€/MWh)
Janvier	38,01	36,44	39,99
Février	26,25	24,55	27,91
Mars	23,83	21,95	20,07
Avril	13,45	10,89	11,27
Mai	14,86	14,28	13,10
Juin	25,79	23,68	26,18
Juillet	33,41	30,70	33,94
Août	36,75	35,81	36,96
Septembre	47,20	42,73	47,86
Octobre	37,89	35,71	39,27
Novembre	40,11	34,49	43,09
Décembre	48,42	44,15	55,95

Enfin, pour les installations bénéficiant de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, le coût évité doit être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix *spot*, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonniers.

En 2020, 78 entreprises locales de distribution ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou ont 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 énergie est évalué à **117,5 M€** en 2020.

A.2.3 Cautions pour les projets d'installations S17

Comme exposé à la section A.1, l'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017¹⁶ prévoit qu'une demande complète de contrat adressée à l'acheteur obligé par un producteur intègre une caution et que « *Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé.* ».

17 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir perçu un total de 188 cautions qui n'avaient pas encore été remboursées au 31 décembre 2020. Plusieurs entreprises locales de distribution ont indiqué à la CRE ne pas avoir demandé ces cautions aux producteurs, pour divers motifs dont notamment la difficulté de mise en œuvre.

Le montant des cautions perçues vient diminuer les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2020 d'un montant de **0,4 M€**. Le montant des cautions perçues est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

¹⁶ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

A.2.4 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.1.2.4 est appliquée aux entreprises locales de distribution, avec une différenciation selon le volume total de 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 2020 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2021, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2021, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2020.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend en compte l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2020 pour les Années de Livraison 2021 et suivantes. Le volume à valoriser pour chaque Année de Livraison est égal au volume total de certificats multiplié par la proportion d'enchères qui auront lieu au cours de l'année 2020 par rapport au nombre total d'enchères pour cette Année de Livraison. En l'occurrence, pour l'AL 2022, le volume à valoriser en 2020 est de 4/10 du volume total de certificats. Il n'y a pas d'enchères prévues en 2020 pour les AL 2023, 2024 et 2025.

En application de la délibération de la CRE du 28 novembre 2019, la valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations sous OA, prévue par la délibération du 22 juin 2017, n'est quant à elle plus déduite des charges de service public de l'énergie pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession

Ainsi, toutes les entreprises locales de distribution dont le coût évité énergie est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession n'ont pas eu besoin de fournir les données relatives à la valorisation des certificats de capacité des contrats d'achat. Cela a permis de réduire les difficultés liées à la déclaration de ces données, qui subsistent toutefois encore pour certains opérateurs.

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL2020
05/03/2020			50,2	
23/04/2020			47,4	21,8
25/06/2020	0,4	0,2	46,0	21,3
24/09/2020			44,9	
15/10/2020			44,3	21,0
10/12/2020			43,9	20,8

Le coût évité total retenu pour les entreprises locales de distribution au titre de l'année 2020 est de **10,5 M€**.

A.2.5 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2020

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2020, pour 3,6 TWh de volumes d'achat, à **346,5 M€** (474,9 M€ - **117,5 M€** - 0,4 M€ - 10,5 M€), en augmentation de 9 % par rapport à 2019.

Ces surcoûts se répartissent comme suit entre les principales filières :

- une production photovoltaïque de 527 GWh pour un surcoût de 151,5 M€ ;
- une production éolienne de 2 298 GWh pour un surcoût de 125,3 M€ ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse de 216 GWh pour un surcoût de **27,5 M€** ;
- une production des cogénérations de 217 GWh pour un surcoût de 15,6 M€ ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz de 138 GWh pour un surcoût de 19,8 M€ ;
- une production hydraulique de 360 GWh pour un surcoût de 17,4 M€ ;
- une production géothermique de 4 GWh pour un surcoût de 0,8 M€

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution sont indiqués dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

A.3 Surcoûts d'achat supportés par les Organismes agréés au titre de 2020

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

Quatre Organismes agréés (Enercoop, BHC Energy, Joul et Union des Producteurs Locaux d'Electricité) ont déclaré des charges pour la gestion de 205 contrats d'achat pour l'année 2020. Les volumes et les coûts d'achat déclarés s'élèvent respectivement à 160,3 GWh et à **16,5 M€**. En 2019, des charges avaient été déclarées par seulement trois opérateurs (Enercoop, BHC Energy et Union des Producteurs Locaux d'Electricité) pour un volume d'achat de 54,1 GWh et un coût d'achat de 5,2 M€. On observe une augmentation du volume d'achat de 196 % et du coût d'achat de 128 %.

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 *spot*, pondérés pour les filières éolien et photovoltaïque (cf. section A2.2).

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **4,9 M€**.

A.3.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Comme indiqué dans la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, la vente de garantie de capacité de l'Organisme agréé à l'Acheteur obligé « historique », prévue dans le contrat de cession d'Obligation d'achat, doit être déclarée. Ce montant s'élève à **0,2 M€** et est pris en compte dans le calcul de la compensation en tant que coût évité lié aux certificats de capacité.

Pour la valorisation des certificats de capacité restants, la méthodologie rappelée à la section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** est utilisée. Le coût évité total retenu pour les Organismes agréés au titre de l'année 2020 est de **0,6 M€**.

A.3.4 Surcoûts d'achat pour les Organismes agréés au titre de 2020

Le surcoût total dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2020 s'élève à **11,0 M€** (16,5 - 4,9 - 0,6). Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par Organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 44.

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 2020 s'élèvent à **6 436,9 M€**.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 10 : 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 2020

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2020	
Action 1	Eolien terrestre	1 542,3	281,1	120,1	5,0	1 948,4	5 794,3
	Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solaire	2 706,5	34,2	146,6	4,9	2 892,2	
	Bio-énergies	570,2	24,0	47,2	0,0	641,4	
	Autres énergies	290,4	3,8	17,0	1,1	312,4	
Action 4	Cogénération et autres énergies	625,9	1,1	15,6	0,0	642,6	642,6
Total		5 735,2	344,2	346,5	11,0	6 436,9	

B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

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 encadrerait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020¹⁷. 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. 121-27 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2020 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant des valorisations financières des garanties d'origines.

18 fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2020.

212 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2020, dont 45 installations mises en service en 2019.

B.1 Surcoûts d'achat

B.1.1 Coûts d'achat

La CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (capacité maximale de production et production mensuelles déclarées) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les contrats déclarés. Le dépassement fréquent de la capacité maximale de production des installations a été une fois de plus relevé par la CRE. Le contrat d'achat type proposé par le ministre en charge de l'énergie pour les installations dont le soutien est encadré par l'arrêté du 23 novembre 2011 dispose en effet qu'au troisième mois de dépassement de cette capacité, le producteur doit notifier au préfet une nouvelle capacité maximale de production puis demander un avenant à son contrat d'achat auprès de son acheteur. L'augmentation de la capacité maximale de production a pour effet une baisse du tarif d'obligation d'achat applicable. La CRE constate que certains producteurs n'appliquent pas ces dispositions.

La quantité de gaz en dépassement et le coût d'achat associé ne sont pas comptabilisés dans le calcul des charges de service public.

Le nombre d'installations injectant du biométhane est en forte croissance. Le détail est indiqué dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Nombre d'installations injectant du biométhane

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre d'installations	6	15	26	44	74	119	212

Les quantités de gaz et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2020 sont présentés dans le Tableau 12.

¹⁷ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h et situées en métropole continentale

Tableau 12 : Quantité de gaz et coûts d'achat retenus pour 2020

Janvier (GWh)	141,8
Février (GWh)	139,5
Mars (GWh)	161,0
Avril (GWh)	164,0
Mai (GWh)	167,6
Juin (GWh)	168,5
Juillet (GWh)	177,4
Août (GWh)	181,9
Septembre (GWh)	185,2
Octobre (GWh)	213,3
Novembre (GWh)	227,8
Décembre (GWh)	257,3
Quantité (GWh)	2185,2
Quantité 2019 (GWh)	1 224,10
Quantité 2018 (GWh)	708,8
Coût d'achat (M€)	225,4
Coût d'achat 2019 (M€)	126,5
Coût d'achat 2018 (M€)	72,5
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	103,1
Coût d'achat unitaire 2019 (€/MWh)	103,3
Coût d'achat unitaire 2018 (€/MWh)	102,2

B.1.2 Coût évité

Le coût évité constaté est calculé en prenant comme référence de prix la moyenne mensuelle du prix sur le marché de gros du gaz naturel. Ils sont présentés dans le Tableau 13.

Tableau 13 : Prix de marché retenus

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	11,19	9,18	8,48	6,46	4,57	4,96	4,82	7,21	10,63	13,67	13,60	15,94

Le coût évité aux acheteurs pour les quantités de biométhane achetées est de **21,1 M€**.

B.1.3 Surcoûts d'achat

Les surcoûts d'achat de chaque acheteur sont calculés comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et les coûts évités liés aux quantités de gaz injecté. Les surcoûts d'achat constatés pour le biométhane injecté 2020 s'élèvent au total à **204,2 M€** (225,4 M€ - 21,1 M€).

B.2 Valorisation des garanties d'origine

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020 ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011¹⁸. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public en 2020 s'élève à **3,8 M€**.

B.3 Bilan

Les charges constatées au titre de 2020 s'élèvent à **200,5 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus.

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 14 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 dans le Tableau 15.

¹⁸ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 14 : Charges constatées au titre de 2020

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2020 (€)
ALSEN	19 915 432	2 430 192	182 731	2 247 461	1 756	2 245 705
ENDESA	49 553 004	5 440 843	479 622	4 961 221	165 324	4 795 897
ENERCOOP	7 529 433	930 302	69 588	860 713	0	860 713
ENGIE	932 766 347	96 595 037	8 988 947	87 606 090	2 119 203	85 486 887
ES	13 129 083	1 441 461	128 904	1 312 556	110 155	1 202 401
GAZ DE BORDEAUX	50 102 916	5 297 927	461 775	4 836 152	5 850	4 830 302
GAZ DE PARIS	167 906 352	16 260 718	1 534 210	14 726 508	2 719	14 723 789
GEG SE	20 819 703	1 968 520	192 202	1 776 318	79 562	1 696 756
PICOTY	31 664 235	2 899 680	295 149	2 604 530	0	2 604 530
PLUM ENERGIE	0	0	0	0	0	0
PROVIRIDIS	22 997 886	2 251 841	212 103	2 039 737	0	2 039 737
REDEO ENERGIES	96 619 645	11 052 264	1 013 325	10 038 939	4 490	10 034 449
SAVE	419 907 030	44 057 944	4 227 886	39 830 057	556 361	39 273 696
SEGE - AIR LIQUIDE	106 726 902	10 109 836	978 328	9 131 509	243	9 131 266
SOLVAY	20 181 741	2 101 534	201 066	1 900 468	0	1 900 468
SVD 17 - DALKIA	147 409 228	14 680 381	1 450 390	13 229 990	145 553	13 084 438
TERREAL	20 800 126	1 552 250	199 370	1 352 881	0	1 352 881
TOTAL DIRECT ENERGIE	57 206 340	6 319 279	530 139	5 789 140	582 961	5 206 178
TOTAL	2 185 235 404	225 390 006	21 145 736	204 244 270	3 774 177	200 470 093

Tableau 15 : Evolution des charges constatées au titre de 2020 par rapport aux charges constatées au titre de 2019

M€	Constaté 2020	Constaté 2019
Surcoûts d'achat constatés	204,2	110,2
Valorisation des GO	3,8	2,5
Charges	200,5	107,7

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 2015¹⁹, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructures visant la MDE qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - Ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.
- les « petites » actions de MDE, comme par exemple 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 constatées au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2020.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017²⁰. 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 2019²¹. 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 pris en compte jusque-là 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 2017²². 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.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre pour 2020.

¹⁹ 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.

²⁰ 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

²¹ Délibération de la CRE 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

²² Délibération de la CRE 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

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

1. Transition énergétique :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable supportés par l'opérateur historique ;
- les surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés 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 non renouvelables supportés par l'opérateur historique.

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

c.1 Surcoûts de production 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* ».

Coûts de production

Les coûts de production à retenir doivent :

- tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, de la qualité de la gestion du parc de production ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI.

Par ailleurs, il est nécessaire de diminuer ces coûts de certaines recettes non tarifaires perçues par les opérateurs, évaluées sur la base de leur déclaration.

En outre, une partie des clients bénéficient du tarif préférentiel d'achat d'électricité inférieur au tarif réglementé de vente qui peut être accordé aux clients agents actifs ou inactifs de l'opérateur et aux CCAS²³. Ce tarif préférentiel correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif préférentiel au personnel actif et inactif de l'entité production.

Recettes de production

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité des opérateurs. Elles s'obtiennent en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés, celles liées à l'acheminement et à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts dus à leur fourniture étant supportés par le gestionnaire de réseau).

²³ Caisse Centrale d'Activités Sociales

En outre, les recettes totales déclarées par les opérateurs ne résultent pas de l'application stricte à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI des tarifs réglementés de vente d'électricité. En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par les opérateurs, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du tarif préférentiel mentionné *supra*. En conséquence, les recettes déclarées par les opérateurs doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que les entreprises auraient perçu auprès de leurs clients bénéficiant de ce tarif préférentiel si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

* * *

Les trois sections suivantes détaillent le calcul du surcoût de production sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement 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 supportés par EDF au titre de 2020

C.1.1.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2020, à 168,1 M€ pour la production renouvelable et 549,1 M€ pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de 717,2 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 16 et le Tableau 17.

Tableau 16 : Coûts de production renouvelable déclarés par EDF dans les ZNI au titre de 2020

M€	Nature de coûts déclarés <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2020
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,0	0,0	22,4	0,0	11,1	0,0	0,0	65,5
	Amortissements	8,4	0,0	9,1	0,0	6,6	0,0	0,0	24,2
	Impôts et taxes	9,8	0,0	17,2	0,0	12,2	0,0	0,0	39,2
	Frais de personnel	3,0	0,0	2,2	0,0	4,9	0,0	0,0	10,1
	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 externe	3,2	0,0	2,4	0,0	16,0	0,0	0,0	21,6
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		59,6	0,0	56,2	0,0	52,4	0,0	0,0	168,1

Tableau 17 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles déclarés par EDF dans les ZNI au titre de 2020

M€	Nature de coûts déclarés <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2020
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	6,2	10,9	9,4	11,3	3,0	6,0	0,3	47,0
	Amortissements	8,7	10,3	16,9	12,3	3,3	3,0	0,4	54,9
	Impôts et taxes	2,5	10,8	22,0	6,1	1,4	0,1	0,1	43,0
	Frais de personnel	10,0	7,9	13,9	9,0	0,2	3,0	0,0	44,1
	Charges externes	14,5	7,8	11,2	11,8	3,5	0,7	0,8	50,2
	Frais de structure, de siège et prestations externe	9,6	13,1	11,6	10,3	0,4	0,2	0,0	45,2
Coûts variables	Combustibles	48,8	51,3	62,0	38,1	1,4	9,4	1,8	212,7
	Quotas de CO2	6,6	5,4	9,4	5,5	0,2	0,8	0,0	27,9
	Autres achats	6,3	3,3	7,3	5,8	0,0	1,4	0,0	24,1
Coût total		113,2	120,9	163,6	110,2	13,4	24,4	3,4	549,1

Dans le cadre de la troisième phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ3), EDF s'est vue exclue, à compter de l'exercice 2013 et jusqu'en 2020, des allocations gratuites des quotas d'émissions de gaz à effet de serre sur tous ses moyens de production thermiques insulaires. EDF a donc dû acquiescer son déficit de quotas sur les marchés. En 2020, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,05 million de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché *ICE EUA Phase 3 Daily spot* du 1^{er} mars 2020 au 28 février 2021 qui s'élève à 26,53 €/tonne CO₂. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

Correctifs appliqués aux coûts de production

Prise en compte du reste à charge d'EDF à la suite du passage des ouragans Irma et Maria à St Martin et St Barthélémy

Le passage des ouragans Irma et Maria en septembre 2017 dans les îles du Nord (Saint Martin et Saint Barthélémy) a endommagé le système électrique de ces territoires. Afin de rétablir la production d'électricité et de réparer les actifs de production, EDF a engagé des frais à hauteur de 7,3 M€ pour Saint-Martin et 1,2 M€ pour Saint-Barthélémy, répartis de 2017 à 2020.

Par ailleurs, EDF a reçu en 2020 7,9 M€ d'indemnisation totale des assurances (6,5 M€ pour St Martin et 1,3 M€ pour St Barthélémy). Conformément aux directives du paragraphe C.1.1 de la délibération de la CRE du 15 juillet

2020²⁴, EDF a déclaré à la CRE au titre de 2020 les frais engagés en 2020, et comme reliquat au titre des années concernées les frais engagés les années précédentes. Eu égard au montant de remboursement des assurances qui témoigne, la CRE accepte la compensation du coût restant à charge d'EDF SEI, d'un montant de **0,6 M€** en 2020 (8,5 M€ - 7,9 M€).

Coûts du projet SACOI 3 en Corse

EDF porte le projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI en Corse. En application de la délibération de la CRE du 21 février 2019²⁵, les coûts supportés par EDF et relatifs à la démolition et la reconstruction du poste source et à la démolition du poste de garde de l'ancienne centrale thermique, des bâtiments annexes et l'adaptation du réseau incendie du stockage fioul sont compensés dans la limite de plafonds fixés dans la délibération de la CRE. Ces travaux, débutés en 2018, devraient être effectués d'ici fin 2022. En 2020, EDF a supporté un coût total de 2,6 M€. Les plafonds fixés par la CRE pour ses travaux préliminaires au projet de renouvellement de la station SACOI n'ayant pas encore été atteints, la CRE retient le montant de **2,6 M€** dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2020.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **10,2 M€** correspondants aux recettes non tarifaires. La décomposition de ces recettes par territoires, déclarée par EDF et contrôlée par les commissaires aux comptes, est la suivante :

Corse	- 0,9 M€	Prestation dépotage à EDF PEI, prestation de gestion à Enedis, pénalité sur achat de combustible, divers
Guadeloupe	- 8,0 M€	Indemnités liées à Irma, divers
Martinique	- 0,4 M€	Location terrain, divers
Guyane	- 0,4 M€	Pénalités sur achat, location terrain, divers
Réunion	- 0,3 M€	Divers
Saint-Pierre et Miquelon	- 0,01 M€	Divers

Coûts exclus liés à la gestion des moyens de production

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion des actifs de production.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2020. L'analyse a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence en Martinique. Ces surcoûts devraient être en principe exclus des coûts de production.

La centrale diesel de Pointes des Carrières a en effet subi des fortuits au cours de l'année 2020, qui n'ont pu être traités en des délais habituels pour une telle installation en raison des restrictions imposées par la crise sanitaire. Par ailleurs, une inspection de maintenance programmée a permis de détecter un besoin de réparations, qui n'ont pu être complètement menées avant février 2021 pour la même raison. L'ensemble de ces événements ont abaissé le taux de disponibilité des groupes diesel de la centrale à 69,7%.

Les conséquences de la crise sanitaire ne pouvant être retenues comme un motif de mauvaise gestion des actifs de production, la CRE ne tient pas compte de la baisse de disponibilité directement imputable à la difficulté d'acheminement de professionnels qualifiés ou encore de matériel. Le taux de disponibilité corrigé excède le taux cible pour cette centrale ; c'est pourquoi la CRE ne retient pas de pénalité pour Pointe des Carrières au titre de 2020.

Coûts supplémentaires liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application dans les ZNI du tarif préférentiel aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2020 à **3,9 M€**.

²⁴ Délibération de la CRE du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021.

²⁵ Délibération de la CRE du 21 février 2019 portant décision sur la compensation des charges engagées par la société EDF (centre EDF en Corse) dans le cadre du projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI

Coûts et recettes liés aux certificats d'économie d'énergie

Jusqu'au 31 décembre 2018, les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par EDF étaient pris en compte dans les coûts de commercialisation de celui-ci et par conséquent inclus dans les surcoûts de production qu'il supporte. Le travail effectué par les comités MDE, EDF et la CRE permet à présent de présenter les coûts de MDE de manière distincte des surcoûts de production. C'est l'objet de la section C.4.1.

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 charges de SPE qui auraient été engendrées 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 surcoûts 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 MDE. Des règles encadrant la vente et l'achat de CEE par EDF SEI ont été définies par la CRE. L'application de ces règles à l'année 2020 a conduit EDF SEI à ne vendre ni acheter de CEE. Par conséquent, aucune recette ni aucun coût lié aux CEE n'est comptabilisé dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2020.

Coûts de production retenus à la compensation

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2020 de **713,5 M€** (717,2 M€ + 2,6 M€ - 10,2 M€ + 3,9 M€ + 0,0 M€). Ce montant se répartit en **168,9 M€** de coûts de production renouvelable et **544,6 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 18 et le Tableau 19.

Tableau 18 : Coûts de production renouvelable retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2020

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,0	0,0	22,4	0,0	11,1	0,0	0,0	65,5
	Amortissements	8,4	0,0	9,1	0,0	6,6	0,0	0,0	24,2
	Impôts et taxes	9,8	0,0	17,2	0,0	12,2	0,0	0,0	39,2
	Frais de personnel	3,2	0,0	2,4	0,0	5,5	0,0	0,0	11,1
	Charges externes	2,9	0,0	2,4	0,0	1,3	0,0	0,0	6,6
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,2	0,0	2,4	0,0	15,9	0,0	0,0	21,5
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		59,7	0,0	56,3	0,0	52,9	0,0	0,0	168,9

Tableau 19 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2020

M€	Nature de coûts retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	6,2	10,9	9,4	11,3	3,0	6,0	0,3	47,0
	Amortissements	8,7	10,3	16,9	12,3	3,3	3,0	0,4	54,9
	Impôts et taxes	2,5	10,8	21,8	6,1	1,4	0,1	0,1	42,8
	Frais de personnel	10,6	8,6	14,7	9,6	0,3	3,3	0,0	47,0
	Charges externes	14,4	7,7	10,9	11,4	3,4	0,5	0,8	49,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	9,6	13,1	11,6	10,3	0,4	0,2	0,0	45,2
Coûts variables	Combustibles	48,8	51,3	62,0	38,1	1,4	9,4	1,8	212,7
	Quotas de CO2	6,6	5,4	9,4	5,5	0,2	0,8	0,0	27,9
	Autres achats	8,2	-4,6	7,3	5,8	-0,2	1,4	0,0	17,9
Coût total		115,6	113,6	164,0	110,3	13,1	24,7	3,4	544,6

Le Tableau 20 et le Tableau 21 présentent l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2019.

Tableau 20 : Évolution des coûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI constatés au titre de 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition énergétique</i>	2020	Rappel 2019 (1)	Évolution	
				en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	65,5	68,7	-3,2	-5%
	Amortissements	24,2	22,5	1,7	7%
	Impôts et taxes	39,2	37,6	1,7	4%
	Frais de personnel	11,1	10,3	0,7	7%
	Charges externes	6,6	7,1	-0,5	-7%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	21,5	22,0	-0,5	-2%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---
	Autres achats	0,9	1,0	-0,1	-7%
Coût total		168,9	169,2	-0,2	0%

Tableau 21 : Évolution des coûts de production à partir d'énergie fossile d'EDF dans les ZNI constatés au titre de 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

M€	Nature de coûts retenus Mécanismes de solidarité	2020	Rappel 2019 (1)	Evolution	
				en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	47,0	50,3	-3,3	-7%
	Amortissements	54,9	54,9	0,0	0%
	Impôts et taxes	42,8	36,2	6,6	18%
	Frais de personnel	47,0	47,3	-0,2	-1%
	Charges externes	49,3	58,3	-9,1	-16%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	45,2	47,0	-1,8	-4%
Coûts variables	Combustibles	212,7	237,7	-25,0	-11%
	Quotas de CO2	27,9	30,2	-2,3	-8%
	Autres achats	17,9	21,7	-3,8	-17%
Coût total		544,6	583,4	-38,9	-7%

(1) Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2019 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Au total, les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en baisse entre 2019 et 2020 (- 41,1 M€). Cette diminution s'explique principalement par la baisse du coût d'achat des combustibles.

- Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché de l'année en question, et le dénouement des swaps²⁶. En 2020, hors mécanisme de couverture financier, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF connaît une baisse de 79,8 M€, soit 30,9 % par rapport à 2019 à cause d'un effet prix et d'un effet volume.
 - L'effet prix s'explique par une baisse spectaculaire des cours des matières premières sur le marché mondial, puisque le prix du baril coté au Brent a perdu 71 % de sa valeur entre janvier et avril 2020, pour remonter à 22 % de décote en décembre 2020 par rapport au mois de janvier 2020. Le dénouement des swaps, mécanisme de couverture de l'achat des combustibles par EDF SEI, est positif en 2020 (+ 33,2 M€) à cause de la chute non anticipée des cours du fioul. A l'inverse, le dénouement des swaps était négatif en 2019 (- 18,9 M€).
 - L'effet volume s'explique par le recul de la demande dans l'ensemble des territoires en raison d'un ralentissement de l'activité économique qu'ont entraîné les mesures de restriction sanitaires, qui concerne particulièrement les moyens de production à partir d'énergie fossile d'EDF SEI en raison de leur faible priorité dans l'ordre d'appel. Seule la Guadeloupe a connu une hausse de la production d'EDF SEI, intégralement imputable aux moyens de production fossiles.
- Le poste des dotations aux amortissements est également en baisse entre 2019 et 2020 pour les actifs de production renouvelable (+ 7 %). Cela s'explique par des travaux de rénovation et d'amélioration sur les centrales hydrauliques de La Réunion et de Guyane.
- L'assiette totale de rémunération des actifs de production d'EDF SEI est en baisse de 35 M€ (- 2,8 %), principalement en Corse, à La Réunion et en Martinique à cause de variations de créances client ou fournisseur ainsi que de mises en service en 2019 et 2020. La rémunération des capitaux diminue quant à elle de 5,4 % en raison de la baisse de l'assiette de rémunération, ainsi que de la baisse des taux de rémunération en ZNI en lien avec la publication du nouvel arrêté du 6 avril 2020²⁷.
- Le poste des impôts et taxes est quant à lui en hausse (+ 18 %) pour les moyens de production fossiles. Cette hausse résulte de l'augmentation de la taxe spéciale sur la consommation (TSC) de fioul léger en Guyane, malgré la baisse de consommation de carburant sur ce territoire. Cela s'explique d'une part par la progression du taux de cette taxe depuis 2019, et d'autre part par des régularisations d'achats effectués en 2019 ainsi que par des achats supplémentaires en vue de reconstituer un stock de fioul léger en 2020.

Dans les territoires d'outre-mer, la TSC s'applique sur la consommation de carburants en lieu et place de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) en vigueur en métropole et en Corse. Le taux de la TSC, selon le carburant et l'usage, est fixé dans chaque territoire par le conseil régional, et à Mayotte, par le conseil général. En application de l'article 266 quater du code des douanes, pour le gazole utilisé comme carburant pour l'alimentation des moteurs fixes, le taux de la TSC ne peut pas excéder le taux visé au tableau B annexé au 1 de l'article 265 applicable au gazole identifié à l'indice 20. Le taux de la TSC applicable au gazole alimentant les moteurs fixes, initialement fixé en 2006 par le conseil régional de la Guyane²⁸ à 5,66 € par hectolitre, a été relevé

²⁶ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible

²⁷ 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

²⁸ Délibération n° AP/06.03-1 du conseil régional de Guyane en date du 14 février 2006 modifiant la délibération n° AP/05.59 en date du 22 novembre 2005 relative à l'adoption d'un taux réduit de la Taxe Spéciale de Consommation (TSC) sur le gazole destiné à l'alimentation des moteurs fixes

par paliers depuis 2018²⁹ jusqu'à 22,43 € par hectolitre le 1^{er} février en application d'un arrêté préfectoral³⁰ le 1^{er} août 2018, à la suite de l'entrée en vigueur d'une délibération de l'assemblée territoriale de cette collectivité. Ces hausses, bien que réalisées conformément aux dispositions de l'article 265 du code des douanes, engendrent une augmentation significative des coûts d'impôts et taxes d'EDF en Guyane. En effet, le versement par EDF aux douanes au titre de la TSC sur le fioul léger consommé par EDF dans ses centrales représente 19,2 M€ en 2020 au lieu de 3,5 M€ en 2018.

Sur ce dernier point, la CRE souhaite attirer à nouveau l'attention des pouvoirs publics, notamment du ministère de l'Action et des Comptes publics. En effet, le produit issu de la TSC revient en totalité aux collectivités locales des territoires concernés. Il est réparti par le conseil régional entre les budgets de la région, des départements et des communes. Puisque les charges de SPE compensent les surcoûts de production dans les ZNI et que la TSC est aujourd'hui incluse dans les coûts de production, la totalité de la TSC facturée sur des carburants utilisés pour la production d'électricité est financée par le budget de l'Etat. Dès lors la question de la rémanence de cette taxe dans les TRV ou celle de l'exonération des combustibles à destination des centrales de production d'électricité se pose.

C.1.1.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2020 dans les ZNI est de 1 032,6 M€. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004.

Par ailleurs, ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du tarif préférentiel³¹ si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente. En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au tarif préférentiel de chaque ZNI, on obtient les recettes qu'EDF aurait théoriquement perçues en 2020 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2020, ce supplément est évalué à 11,5 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2020 à retenir au titre des recettes d'EDF issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **1044,1 M€** (1032,6 M€ + 11,5 M€).

Recettes de distribution

Pour 2020, EDF a déclaré pour les ZNI un montant de recettes de distribution de **386,8 M€**, en hausse de 2 % par rapport à celui déclaré au titre de 2019 (378,2 M€). La CRE retient les recettes de distribution déclarées par EDF.

Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition³² fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

Aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans les ZNI, la composante annuelle de gestion, prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du gestionnaire de réseaux, est celle des clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture. Pour le calcul des recettes de gestion de la clientèle, le montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique est retranché de la composante annuelle de gestion. La composante retenue se présente comme suit :

	Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 juillet 2020 (hors terme Rf ³³)	A partir du 1 ^{er} août 2020 (hors terme Rf ³³)
BT ≤ 36 kVA	7,62 €/client/an	7,79 €/client/an
BT > 36 kVA	102,84 €/client/an	105,6 €/client/an

²⁹ 18,82 € par hectolitre, par la délibération n° AP-2018-27 – Modification du taux réduit de la taxe spéciale de consommation (TSC) sur le gazole destiné à l'alimentation des moteurs fixes à compter du 1^{er} août 2018

³⁰ Arrêté préfectoral n° R03-2020-01-31-002 du 31 janvier 2020 relatif au prix maximum de certains produits pétroliers et du gaz domestique

³¹ Tous les clients qui bénéficient du tarif préférentiel dans les ZNI, et non pas uniquement les agents d'EDF affectés à la production, sont ici pris en compte.

³² Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % ».

³³ Rf est le montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique pour le domaine de tension considéré. Voir le paragraphe 3.2.1 de la délibération de la CRE du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

HTA	205,68 €/client/an	211,32 €/client/an
-----	--------------------	--------------------

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI en 2020 s'élèvent à **41,9 M€**.

L'utilisation de cette règle de répartition est aujourd'hui remise en question par les faits que (i) EDF SEI est désormais en mesure d'identifier précisément les coûts de gestion clientèle qu'il supporte et que (ii) les principes relatifs au commissionnement établis en 2018 peuvent modifier la répartition entre fourniture et acheminement. La méthode de calcul des recettes de gestion de la clientèle doit donc être réexaminée. Les conclusions de ces travaux pourront éventuellement conduire à une réévaluation des recettes de gestion de la clientèle aux titres de 2019 et de 2020.

Recettes de production retenues

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2020 à **234,7 M€** dont **112,8 M€** sont affectés à la production renouvelable et **121,9 M€** à la production à partir d'énergies fossiles. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 22. 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 22 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020	Rappel 2019 ⁽¹⁾	Evolution 2019- en M€ en %	
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	223,9	217,9	92,8	169,7	332,7	5,9	1,2	1 044,1	983,3	60,9	6%
Recettes réseau	88,8	81,3	31,5	61,4	121,1	2,2	0,5	386,8	378,2	8,6	2%
Recettes gestion de la clientèle	9,5	8,4	2,7	7,1	14,0	0,1	0,1	41,9	40,2	1,7	4%
Recettes brutes de production⁽²⁾	125,6	128,2	58,6	101,2	197,6	3,6	0,6	615,4	564,9	50,6	9%
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	43,0	20,6	44,1	19,3	28,1	3,6	0,6	159,3	152,2	7,0	5%
Recettes de production totales⁽⁴⁾	63,3	38,1	53,5	29,5	45,9	3,8	0,6	234,7	230,2	4,6	2%
Recettes de production - Transition Energétique	36,6	0,0	30,9	0,0	45,3	0,0	0,0	112,8			
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	26,7	38,1	22,6	29,5	0,6	3,8	0,6	121,9			
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	66,54	73,98	71,84	74,71	73,08	74,07	65,74	---			

⁽¹⁾ Le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

⁽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 vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2 et à la section C.3.

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des 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).

Part production du tarif de vente

La part production du tarif de vente propre à EDF SEI, est en augmentation sur tous les territoires par rapport à son niveau de 2019 (+ 9,8 % en moyenne), en raison d'une augmentation des TRV couplée à une baisse de la consommation. En effet, la baisse de la consommation entraîne mécaniquement une hausse du revenu d'EDF SEI par MWh vendu, dans la mesure où elle ne s'accompagne pas d'une baisse de la part fixe du tarif des gros consommateurs, car celle-ci ne dépend que de la capacité installée.

C.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement à 713,5 M€ et 234,7 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2020 s'élève à **478,8 M€** et se décompose en **56,1 M€** de surcoûts de production renouvelable et **422,7 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 23 et le Tableau 24.

Tableau 23 : Surcoûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI en 2020

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Coûts de production	59,7	0,0	56,3	0,0	52,9	0,0	0,0	168,9
Recettes de production	36,6	0,0	30,9	0,0	45,3	0,0	0,0	112,8
Surcoûts de production	23,1	0,0	25,4	0,0	7,6	0,0	0,0	56,1

Tableau 24 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI en 2020

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Coûts de production	115,6	113,6	164,0	110,3	13,1	24,7	3,4	544,6
Recettes de production	26,7	38,1	22,6	29,5	0,6	3,8	0,6	121,9
Surcoûts de production	88,9	75,5	141,4	80,7	12,5	20,9	2,7	422,7

La comparaison du total des surcoûts de production au titre de 2020 avec celui au titre de 2019 est présentée dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2020 et au titre de 2019

Total M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020	Rappel 2019 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	175,3	113,6	220,3	110,3	66,0	24,7	3,4	713,5	752,6	-39,1	-5%
Recettes de production	63,3	38,1	53,5	29,5	45,9	3,8	0,6	234,7	230,2	4,6	2%
Surcoûts (M€)	112,0	75,5	166,9	80,7	20,1	20,9	2,7	478,8	522,4	-43,6	-8%

⁽¹⁾ Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2019 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

C.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2020

C.1.2.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production déclarés par EDM, diminués des recettes non tarifaires, s'élèvent, pour 2020, à **115,6 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Coûts de production déclarés par EDM au titre de 2020

M€	Nature de coûts retenus	2020	Rappel 2019 ⁽¹⁾	Evolution 2019-2020	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	67,6	76,7	-9,1	-12%
	Personnel, charges externes et autres achats	22,6	25,3	-2,7	-11%
	Impôts et taxes	0,8	0,7	0,1	21%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	6,0	5,6	0,5	9%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,7	12,1	-0,4	-3%
	Amortissements	6,0	6,0	0,0	0%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	0,7	0,0	6%
Coût total		115,6	127,0	-11,4	-9,0%

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2019 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production déclarés par EDM sont en nette baisse par rapport à ceux de 2019 (- 9,0 %, soit - 11,4 M€). Cette diminution s'explique principalement par la baisse du coût d'achat des combustibles et, dans une moindre mesure, des charges de personnel, charges externes et autres achats.

La baisse du coût d'achat du combustible (- 9,1 M€) s'explique par la forte baisse du prix de marché des matières premières sur le début de l'année 2020 en lien avec la crise sanitaire. Son impact est en partie limité par le mécanisme de couverture des achats de carburant effectué par EDM en 2020, qui s'est dénoué en défaveur d'EDM (+ 4,0 M€) et la légère hausse de la production thermique d'EDM (+ 2,2 %) en lien avec la croissance de la consommation en 2020 (+ 2,3 %).

Les charges de personnel, charges externes et autres achats sont également en baisse (- 11%) du fait notamment d'un nombre moins important de visites majeures sur les centrales en 2020 (seules 3 visites majeures ont été effectuées en 2020, contre 5 en 2019). Certaines maintenances, notamment sur les cuves gasoil de Longoni et de Badamiers n'ont par ailleurs pas pu être réalisées en 2020 et ont été reportées à 2021.

Les charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre augmentent quant à elle (+ 9 %) en raison de l'augmentation du prix de référence des quotas de CO₂ qui s'établit à environ 26 €/tonne CO₂ en 2020 (contre 24,6 €/tonne CO₂ en 2019) et de la hausse globale de la production thermique d'EDM.

Gestion des moyens de production

L'analyse menée par la CRE les années précédentes sur la conformité de la gestion des moyens de production aux règles de préséance économique a été reconduite sur l'exercice 2020. La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature insulaire de Mayotte, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production.

En 2020, le taux de disponibilité moyen des installations de production d'EDM s'est élevé à 86 %, en baisse par rapport à 2019 (88 %). Cette baisse du taux de disponibilité s'explique principalement par une faible disponibilité

observée sur la centrale de Badamiers II, la centrale la plus ancienne, peu sollicitée et dont le déclassement est prévu prochainement. Les différents groupes de Badamiers ont en effet connu plusieurs incidents en 2020. Cette année a été marquée par des mouvements sociaux importants aux mois de janvier et février puis par la crise sanitaire mondiale. Ces événements ont engendré de fortes contraintes sur les maintenances des groupes et des retards augmentant les indisponibilités observées. Les conséquences de la crise sanitaire ne pouvant être retenues comme un motif de mauvaise gestion des actifs de production, la CRE ne tient pas compte de la baisse de disponibilité directement imputable aux retards de maintenances engendrés par la crise sanitaire. Par conséquent, aucun coût n'est exclu au titre de cette vérification.

La disponibilité de Longoni a été quant à elle très élevée en 2020.

Coûts de production éligibles à compensation

Les coûts de production pris en compte pour l'évaluation de la compensation au titre de l'année 2020 s'élèvent à **115,6 M€**.

C.1.2.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDM en 2020 s'élève à 39,7 M€. Ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente (cf. section C.1). En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent », on obtient les recettes qu'EDM aurait théoriquement perçues en 2020 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2020, ce supplément est évalué à 0,3 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2020 à retenir au titre des recettes d'EDM issues des tarifs réglementés de vente est donc de **40,0 M€** (39,7 M€ + 0,3 M€).

Recettes de distribution

Les recettes d'acheminement déterminées par application du TURPE s'élèvent en 2020 à **15,4 M€**, contre 15,0 M€ en 2019.

Recettes de gestion de la clientèle

A Mayotte, la CRE évalue les recettes de gestion clientèle en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion supportés par EDM.

Pour 2020, ces recettes sont évaluées à **1,9 M€** comme en 2019.

De la même façon que pour EDF SEI, la méthode de calcul des recettes de gestion de la clientèle devra être réexaminée. Les conclusions de ces travaux pourront éventuellement conduire à une réévaluation des recettes de gestion de la clientèle aux titres de 2019 et de 2020.

Recettes de production retenues

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services système, sont en hausse en 2020 et s'élèvent à **23,7 M€**, contre **21,8 M€** pour 2019 (cf. Tableau 27). Cette évolution provient principalement d'une augmentation du chiffre d'affaires en lien avec la hausse de la consommation (+ 2,3 % par rapport à l'année 2019), du nombre de clients et de l'augmentation des tarifs réglementés de vente aux mois de février et août 2020.

Tableau 27 : Recettes de production constatées pour EDM en 2020

en M€	2020
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	39,7
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,3
Chiffre d'affaires total à considérer	40,0
(-) Recettes de distribution	15,4
(-) Recettes de gestion clientèle	1,9
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,3
Recettes brutes de production	24,9
Recettes de production totales ⁽¹⁾	23,7
Part production du tarif de vente (€/MWh)	66,61

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

C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE étant respectivement de 115,6 M€ et 23,7 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2020 s'élève à **91,8 M€** (115,6 M€ - 23,7 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 supportés par EEFW au titre de 2020

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 2016³⁴. En 2019, la péréquation représentait en moyenne 42,3 % du volume d'électricité, contre 36,4 % en 2018 et 24,6 % en 2017.

C.1.3.1 Coûts de production

Les coûts de production déclarés par EEFW s'élèvent, pour 2020, à **8,09 M€**, dont 76 % au titre des combustibles - hors taxe (6,2 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 sont présentées dans le Tableau 28.

Les coûts constatés au titre de 2019 ont été calculés au prorata du volume péréqué (42,3 %) sur la base des coûts totaux supportés par EEFW du fait de l'exploitation de son réseau de distribution, de son parc de production et des contrats d'achat conclus avec des producteurs tiers. L'intégralité des contrats d'achat d'énergie correspond à des contrats d'achat d'électricité photovoltaïque hors obligation d'achat. Les périmètres des coûts ayant évolué entre 2019 et 2020, ainsi que la part péréquée (42,3 % vs 100 %), leur comparaison est difficile.

Tableau 28 : Coûts déclarés par EEFW au titre de 2020 et comparaison par rapport aux coûts au titre de 2019 (au niveau du périmètre péréqué)

M€	Nature de coûts retenus	2020	Rappel 2019 (1)	Evolution 2019-2020	
				en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,16	0,12	0,04	33%
	Amortissements	0,36	0,33	0,03	9%
	Impôts et taxes	0,01	0,02	-0,01	-38%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,16	1,78	-0,63	-35%
	Fonctions support	0,21	0,24	-0,03	-12%
Coûts variables	Combustibles	6,18	2,22	3,97	179%
	Quotas de CO2	-	-	-	-
Coût total		8,09	4,72	3,4	71%

(1) Les coûts présentés correspondent aux coûts sur le périmètre péréqué

Les coûts de production déclarés par EEFW sont en nette hausse par rapport à ceux de 2019 (+ 3,4 M€, soit + 71%).

L'évolution de coûts s'explique principalement par les facteurs suivants :

- L'accroissement du volume de kWh péréqués, avec la mise en œuvre de la péréquation totale à compter du 1^{er} janvier 2020 alors que seuls 42,3 % en moyenne des volumes étaient péréqués en 2019. Cela explique en grande partie la hausse du coût d'achat de combustible entrant dans le calcul des charges de SPE (+ 3,97 M€ par rapport à 2019).
- Une hausse significative du prix du combustible (+ 18 %) liée à une augmentation importante de la production thermique (+ 9,4 %), conséquence d'une forte croissance de la consommation (+ 8,4 %) conjuguée à une production renouvelable en légère baisse ainsi que d'une augmentation du coût unitaire du combustible - dont le prix est administré - de 5 % en moyenne sur 2020.

Le périmètre de calcul des charges de SPE est restreint, à partir de 2020, aux coûts d'exploitation du parc de production d'EEFW avec l'entrée en vigueur du Fonds de péréquation de l'électricité au sein duquel sont pris en

³⁴ 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.

charge les surcoûts d'exploitation du réseau. Cette modification entraîne une baisse des charges de personnel, charges externes et autres achats ainsi que des charges relatives aux fonctions support et vient limiter la hausse des coûts induite par la pleine mise en œuvre de la péréquation.

Ce montant se répartit en **0,09 M€** de coûts de production renouvelable et **8,0 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. Pour rappel, EEWf 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 29.

Tableau 29 : Répartition des coûts de production d'EEWF pour 2020 entre production renouvelable et à partir d'énergies fossiles

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,15	0,01
	Amortissements	0,33	0,03
	Impôts et taxes	0,01	0,00
	Frais de personnel, charges externes et	1,12	0,04
	Fonctions support	0,20	0,01
Coûts variables	Combustibles	6,18	-
	Quotas de CO2	-	-
Coût total		8,00	0,09

C.1.3.2 Recettes de production

Le chiffre d'affaires déclaré par EEWf en 2020 s'élève à 2,53 M€. Il résulte de l'application des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} janvier 2020. Les recettes d'acheminement déterminées par application du TURPE s'élèvent en 2020 à **0,96 M€**. Les recettes de gestion de la clientèle sont évaluées sur la base de la même méthodologie que pour EDF SEI, à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition³⁵ fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

Les recettes de production déclarées par EEWf en 2020, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services système, s'élèvent à **1,52 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 30.

Tableau 30 : Recettes de production constatées pour EEWf en 2020

en M€	2020
Chiffre d'affaires total à considérer	2,53
(-) Recettes de distribution	0,96
(-) Recettes de gestion clientèle	0,15
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,11
Recettes brutes de production	1,53
Recettes de production totales	1,52
Recettes de production - Transition Energétique	0,06
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	1,47
Part production du tarif de vente (€/MWh)	67,27

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EEWf s'élevant respectivement à 8,09 M€ et 1,52 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EEWf au titre de l'année 2020 s'élève à **6,56 M€** (contre 3,53 M€ en 2019). Il se décompose en **0,03 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **6,53 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

³⁵ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % ».

C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées

C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2020

C.2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF.

Les montants retenus pour EDF au titre des contrats d'achat pour 2020 en ZNI sont présentés dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2020

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Îles Bretonnes		Total		Evolution 2019*-2020			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %		
Interconnexion	659,3	31,3	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	659,3	31,3	-8%	-27%
Bagasse/Charbon	---	---	340,4	119,9	---	---	---	---	1 317,9	276,5	---	---	---	---	1 658,3	396,4	-6%	2%
Thermique	477,5	154,5	991,8	237,5	871,8	228,7	153,2	34,1	946,5	256,4	---	---	---	---	3 440,9	911,2	2%	1%
Hydrogène	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	0%	0%
Eolien	11,3	0,7	70,9	14,2	41,7	9,3	---	---	10,1	1,3	---	---	---	---	134,1	25,6	3%	21%
Hydraulique	61,7	4,7	25,3	4,0	---	---	19,6	2,2	4,4	0,4	---	---	---	---	111,0	11,3	-1%	-13%
Incinération	---	---	---	---	8,0	0,5	---	---	---	---	---	---	---	---	8,0	0,5	-58%	-61%
Géothermie	---	---	115,1	19,4	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	115,1	19,4	5%	4%
Biogaz	5,7	0,7	16,2	2,3	1,6	0,2	---	---	15,6	1,5	---	---	---	---	39,1	4,7	-3%	-3%
Biomasse	---	---	---	---	216,6	63,9	8,7	4,1	---	---	---	---	---	---	225,4	68,0	-6%	-5%
Photovoltaïque	235,2	78,5	97,3	38,0	75,6	32,4	51,6	23,5	231,9	109,2	0,203	0,033	---	---	691,8	281,6	1%	-2%
Total	1 450,7	270,3	1 657,1	435,4	1 215,3	335,0	233,2	63,9	2 526,4	645,2	0,203	0,033	7 082,9	1 749,9	-1,4%	0,0%		

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2019 - cf. annexe 4

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **1 749,9 M€** en 2020. Les coûts à Saint Pierre et Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce coût est stable par rapport à 2019 (+ 0,01 %) et s'accompagne d'une diminution du volume d'achat correspondant de - 1,4 %. Des disparités existent selon les filières et selon les territoires : les volumes d'achats diminuent en Corse, en Guadeloupe et à La Réunion mais ils augmentent en Martinique et Guyane. Ces variations résultent de plusieurs facteurs, notamment des effets de la crise sanitaire.

- Une baisse de la consommation d'électricité, associée à une activité plus faible en raison des mesures sanitaires mises en place, est constatée en Corse (- 4,8 %), en Guadeloupe (- 1,2 %), en Martinique (- 1,4 %) et à La Réunion (- 2,3 %). En Guyane, la consommation connaît une faible augmentation (+ 0,5 %).
- Par ailleurs, l'hydraulicité a été plus favorable qu'en 2019 en Corse et, dans une moindre mesure, en Guyane. La production des installations hydrauliques d'EDF SEI pour ces territoires a ainsi augmenté de + 22 % en Corse et + 6 % en Guyane. La baisse de la consommation ainsi que l'augmentation de la production hydraulique expliquent les plus faibles volumes achetés en Corse, en particulier pour les interconnexions et la filière thermique.
- L'année 2020 a été marquée par une disponibilité moins importante des moyens thermiques de production d'EDF SEI en Guyane et en Martinique, territoires où les volumes d'achats ont augmenté en conséquence. En Martinique, cette moindre disponibilité s'explique par de nombreuses pannes fortuites. La baisse de production a été compensée par une sollicitation accrue de la centrale de Bellefontaine. Les volumes d'achat de la filière thermique ont ainsi augmenté de +16 % par rapport à 2019.
- En Guyane, la moindre disponibilité des moyens thermiques d'EDF SEI s'explique par des opérations de maintenance importantes et un appel moins important afin de préserver certains moyens fragilisés par une forte sollicitation en 2019. Sur ce territoire, l'installation de groupes thermiques de secours exploités par des producteurs tiers s'est avérée nécessaire afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Une augmentation de + 40 % des volumes achetés pour la filière thermique est ainsi observée. La baisse des coûts de combustibles, conséquence de la pandémie, permet de limiter l'augmentation des coûts d'achat associés (+ 26 % pour la filière thermique).
- Une baisse des prix a aussi été observée sur le marché de l'électricité en Italie en conséquence de la pandémie. Ainsi, en Corse, les coûts associés aux interconnexions diminuent davantage que les volumes (- 27 % contre - 8 %).
- S'agissant des achats de carburants associés aux centrales d'EDF PEI, la baisse des prix de marché se fait peu ressentir sur les coûts exposés puisqu'une stratégie de couverture à deux ans est mise en place. Cette couverture permet de lisser dans la durée les impacts des variations des coûts de combustible. En 2020, les prix de marché se sont révélés plus bas que les prix fixés et négociés 2 ans auparavant eu égard aux effets de la crise sanitaire. Pour les exercices 2017 à 2019, les prix de marché s'étaient révélés être plus élevés que ceux fixés et négociés en avance.

- Les volumes associés à la filière bagasse/charbon reculent d'environ 6 % quand les coûts associés progressent légèrement. Ceci s'explique principalement par la conversion de la centrale Albioma Caraïbes située en Guadeloupe, qui a conduit à une absence de production pendant la période de travaux et à des coûts supplémentaires relatifs à la compensation des investissements liés à la conversion.
- La filière incinération connaît une baisse de production en raison de l'indisponibilité de l'usine d'incinération située en Martinique.
- Une progression est observée sur les volumes et les coûts associés pour la filière éolienne.

Enfin, les coûts d'achats des filières photovoltaïque, hydraulique, géothermie, biomasse et biogaz sont relativement stables par rapport à 2019.

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

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 **459,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2020

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Quantités achetées (GWh)	1 450,7	1 657,1	1 215,3	233,2	2 526,4	0,0	0,203	7 082,9
Taux de pertes (%)	13,4%	11,7%	8,9%	12,9%	8,0%	3,7%	3,5%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 256,1	1 463,5	1 107,0	203,0	2 323,8	0,0	0,196	6 353,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	66,54	73,98	74,71	71,84	73,08	74,07	65,74	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	83,6	108,3	82,7	14,6	169,8	0,00	0,0129	459,0

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

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **1 290,9 M€** dans les ZNI (1 749,9 M€ de coût d'achat - 459,0 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 325,7 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 965,2 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par sous-action est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Coût d'achat	270,3	435,4	335,0	63,9	645,2	0,0	0,033	1 749,9
Coût évité	83,6	108,3	82,7	14,6	169,8	0,0	0,013	459,0
Surcoûts	186,8	327,1	252,3	49,3	475,4	0,0	0,020	1 290,9
Transition Energétique OA	66,5	43,9	33,7	21,2	94,9	0,0	0,020	260,2
Transition Energétique gré à gré	0,0	12,9	49,2	3,5	-0,1	0,0	0,0	65,5
Mécanismes de solidarité	120,3	270,4	169,4	24,5	380,6	0,0	0,0	965,2

C.2.2 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM au titre de 2020

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

En 2020, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat pour la filière photovoltaïque. Une centrale biogaz a été mise en service au mois de décembre 2018 sur l'ISDND de Dzoumogné et doit monter progressivement en puissance à mesure que la production de biogaz du site augmente. Toutefois en 2020, l'intégralité de la production de cette centrale biogaz a été consommée en propre par le producteur.

Les volumes d'électricité achetés par EDM sont en baisse par rapport à 2019, une fois les reliquats 2019 pris en compte (- 1,9 GWh). En effet, un certain nombre d'installations mises en service en 2019 ou en 2020 ont connu un décalage de leur facturation : la totalité de leur production en 2020 n'a pas été prise en compte et sera traitée l'année prochaine en reliquat. Le seuil de déconnexion pour les énergies intermittentes, relevé à 32 % en 2017, n'a pas été franchi et aucune déconnexion d'installation photovoltaïque n'a donc eu lieu. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2020, à 17,7 GWh pour un montant de **7,6 M€**.

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat à Mayotte, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDM pour 2020.

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

En application des dispositions du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente. L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production (cf. section C.1.2.2), est évaluée à **1,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 34

Tableau 34 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2020

Coût d'achat	7,6	M€
Quantités achetées	17,7	GWh
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,08%</i>	
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	16,3	GWh
<i>Part production dans le tarif de vente</i>	<i>66,61</i>	<i>€/MWh</i>
Coût évité par les contrats d'achat	1,1	M€

⁽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 supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **6,5 M€** (7,6 M€ - 1,1 M€). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.2.3 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EEFW au titre de 2020

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

EEFW 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 pour 2020 s'élèvent à 59,7 MWh, en légère baisse par rapport à 2019 (- 2 %), pour un montant de **0,02 M€**. En effet, les contrats d'achat d'énergie conclus avec EEFW pour certaines de ces installations ont pris fin au cours de l'année 2020.

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'avaient pas été distingués des coûts de production jusqu'en 2020.

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

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 67,27 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **3,8 k€**, comme détaillé dans le Tableau 35

Tableau 35 : Coût évité à EEFW par les contrats d'achat en 2020

	2020
Coût d'achat (M€)	0,02
Quantités achetées (GWh)	0,06
<i>Taux de pertes</i>	<i>6,22%</i>
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	0,06
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>67,27</i>
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,004
Surcoûts d'achat (M€)	0,02

⁽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 EEFW à Wallis et Futuna

Les surcoûts supportés par EEFW résultant des contrats d'achat en 2020 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 supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2020

C.3.1.1 Coûts liés aux contrats de stockage

La CRE a retenu, au titre des contrats de stockage en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF.

Les montants retenus au titre des contrats de stockage 2020 en ZNI sont présentés dans le Tableau 36.

Tableau 36 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI en 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Injection (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
Rappel 2019* (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
Rappel 2018* (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts (M€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6
Rappel 2019* (M€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6
Rappel 2018* (M€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2018 et 2019 - cf. annexe 4

Le coût total retenu pour EDF SEI s'élève à **0,6 M€** en 2020.

Les volumes et les coûts associés sont stables par rapport à 2019 et correspondent à ceux d'une unité de stockage située à La Réunion.

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 **0,01 M€**, comme détaillé dans le Tableau 37.

Tableau 37 : Coûts évités à EDF par les contrats de stockage dans les ZNI en 2020

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Quantités achetées (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,2
Taux de pertes (%)	13,4%	11,7%	8,9%	12,9%	8,0%	3,7%	3,5%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,1
Part production du tarif de vente (€/MWh)	66,54	73,98	74,71	71,84	73,08	74,07	65,74	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01

* 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 d'EDF résultant des contrats de stockage au titre de l'année 2020 s'élèvent à **0,58 M€** dans les ZNI (0,59 M€ de coût - 0,01 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 38.

Tableau 38 : Surcoûts dus aux contrats de stockage d'EDF dans les ZNI en 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020
Coût d'achat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59
Coût évité	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01
Surcoûts	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58

C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2020

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2020 pour des ouvrages de stockage. Les lauréats du guichet stockage de la CRE n'ayant pas encore été mis en service.

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

La délibération de la CRE du 2 février 2017³⁶ 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 2019³⁷. 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 Transition Énergétique.

C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2020

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2020 à **115,5 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 39.

Tableau 39 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2020

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2020
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	9,6	26,3	23,3	29,3	18,1	0,00	106,5
	Frais de personnel	1,4	1,9	0,4	1,7	2,4	0,00	7,7
	Autres charges	1,7	1,2	0,7	1,1	1,9	0,04	6,7
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,3	0,00	-5,1	0,00	0,00	-5,4
Coût net total		12,7	29,1	24,5	26,9	22,3	0,04	115,5

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. 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 MDE³⁸ (cf. section C.1.1.1).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

Les coûts de MDE constatés augmentent de manière significative entre 2019 et 2020 (+ 20 %). Cette hausse est principalement portée par les territoires de Guadeloupe (+ 7,2 M€) et de Martinique (+ 10,3 M€).

Tableau 40 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre 2019 et 2020

M€	Total constaté 2020	Total constaté 2019 ⁽¹⁾	Evolution	
			en M€	en %
Coût net total	115,5	96,5	19,0	20%

(1) Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2019 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

La mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI début 2019 explique cette hausse substantielle des coûts de MDE. En effet, l'objectif de ces cadres est bien de massifier le déploiement des actions au travers d'un nombre plus important d'actions subventionnées et de la mise en place de mesures de communication,

³⁶ 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

³⁷ Délibération de la CRE 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

³⁸ 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.

de sensibilisation et d'accompagnement. Les résultats de 2020 en hausse par rapport à 2019 traduisent des objectifs de plus en plus ambitieux au cours de la durée de vie des cadres.

C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM à Mayotte au titre de 2020

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM s'élèvent en 2020 à **2,4 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 41 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 41 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2020

M€	Nature de coûts	2020	Rappel 2019	Evolution 2019-2020	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	1,9	2,4	-0,6	-23%
	Frais de personnel	0,6	0,4	0,2	46%
	Autres charges	0,3	0,2	0,1	60%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	—
Coût total		2,7	3,0	-0,3	-9%
Recettes CEE		-0,35	-0,28	-0,1	23%
Coûts nets		2,4	2,7	-0,3	-12%

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 n'a pas perçu de participations tierces en 2020.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDM est un acteur éligible au dispositif des CEE mais il n'est pas soumis 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 2020 s'élève à **0,35 M€**. Il correspond à la valorisation de CEE issus des opérations de MDE menées en 2018 et 2019, non valorisés jusqu'à présent.

Charges liées aux actions de MDE

Les coûts et les recettes retenus par la CRE s'élevant respectivement à 2,4 M€ et 0,35 M€, le montant des charges liées aux actions de MDE au titre de l'année 2020 est évalué à **2,4 M€** pour EDM. Ce coût relève de la sous-action budgétaire « Transition Energétique ».

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts de MDE constatés en 2020 sont en baisse par rapport à 2019 (- 0,3 M€ soit - 12 %) ce qui s'explique principalement par une baisse des aides commerciales (- 0,6 M€). En effet les actions mises en œuvre ont été fortement ralenties en 2020 dans le contexte de la crise sanitaire et n'ont pas permis à EDM d'atteindre les objectifs de cadre de compensation. La légère hausse des recettes CEE, liée à un volume de CEE valorisés plus important, renforce la diminution des coûts de MDE en 2020.

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 2020.

c.6 Synthèse des charges en ZNI au titre de 2020

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **1993,1 M€** pour l'année 2020 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **506,9 M€**
- Mécanismes de solidarité : **1.486,2 M€**

Tableau 42 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2020, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

2020 - M€	EDF	EDM	EWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	497,9	8,9	0,05	0,0	506,9
<i>Surcoûts achats OA</i>	260,2	6,5			266,7
<i>Surcoûts achats GAG ENR</i>	65,5		0,02		65,5
<i>Surcoûts production FH ENR</i>	56,1		0,03		56,1
<i>MDE</i>	115,5	2,4			117,9
<i>Stockage</i>	0,6				0,6
<i>Etudes ZNI identifiées dans PPE</i>	0,0			0,0	0,0
Mécanismes de solidarité	1 387,9	91,8	6,53		1 486,2
<i>Surcoûts achats GAG non ENR</i>	965,2				965,2
<i>Surcoûts production FH non ENR</i>	422,7	91,8	6,53		521,1

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

D.1 Contexte juridique

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

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

D.2 Montant des charges constatées au titre de 2020

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2020 à hauteur de **3,0 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « effacement 2020 » et intègrent des factures tardives au titre des appels d'offres « effacement » des années 2018 et 2019. Ce montant est en ligne avec les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2020 de 3,2 M€.

E. DISPOSITIFS SOCIAUX

E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

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

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

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité 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 2021.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2021, 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 2013³⁹, 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.

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.).

³⁹ 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.

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 en 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 2020 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF en métropole continentale et en ZNI⁴⁰, par 77 entreprises locales de distribution et 8 fournisseurs alternatifs⁴¹ 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 2020, cette compensation s'élève à **23,3 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 23,4 M€ en 2019).

E.1.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2020, aucun coût n'est retenu dans les charges constatées au titre de 2020. En revanche, ils seront examinés et pourront donner lieu à une compensation dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté dès lors que le dispositif sera effectivement mis en œuvre.

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 2020.

Le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2020 s'élève à 1360, pour un total de 0,046 M€. Des difficultés de mise en œuvre de la prolongation de ce dispositif sur les deux îles ont réduit le nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité.

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

Le montant des charges imputables aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2020 s'élève à **2,8 M€** (contre 2,6 M€ en 2019).

⁴⁰ EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2019. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

⁴¹ Engie, Direct Energie, Selia, Oui Energy, Gedia Energies & Services, Energem, Union des producteurs locaux d'électricité, Budget Télécom – Mint Energie.

La somme des charges pour 2020 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (2,8 M€) est en légère hausse par rapport à la somme des charges constatées en 2019 au titre de ces mêmes réductions (2,6 M€).

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

Les charges à compenser aux opérateurs en 2020 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **26,1 M€** (23,3 M€ + 0 M€ + 2,8 M€), contre 26,0 M€ en 2019.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 43.

Tableau 43 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2020

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif d'affichage déporté	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	Total à compenser au titre de 2020	Charges retenues en 2019
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	18,3	0,0	0,6	18,9	20,3
EDF MC	18,0	0,0	0,5	18,5	19,7
EDF ZNI	0,3	0,0	0,1	0,4	0,7
EDM	0,0	0,0	0,01	0,01	0,0
ELD	0,6	0,0	0,1	0,7	0,8
Autres fournisseurs	4,4	0,0	2,1	6,4	4,9
Total	23,3	0,0	2,8	26,1	26,0

E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

Le tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. chapitre 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 d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés et de la mise en service. 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 2020 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 14 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs⁴² en métropole continentale.

⁴² Engie, Total Direct Energie, Dyneff et Vattenfall

E.2.1 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur n'a déclaré de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2020.

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

Dix-neuf fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **1,55 M€**. Ils étaient autant à le faire l'an passé au titre de 2019 pour 0,847 M€.

E.2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2020, aucun coût n'a été constaté à ce titre.

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

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2020 s'élève à **1,55 M€** (1,55 M€ + 0 M€). Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 44. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 48.

Tableau 44 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2020

	Dispositif d'affichage déporté	Autres dispositifs		Total à compenser en 2020	Charges retenues en 2019
		Charges supportées au titre du TSS	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie		
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6
ELD	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,0	0,0	0,93	0,9	0,2
Total	0,0	0,0	1,55	1,6	0,8

E.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz constatées pour l'année 2020 s'élève à **27,7 M€** (dont **26,1 M€** en électricité et **1,55 M€** en gaz). Celles-ci sont relativement stables par rapport aux charges constatées au titre de 2019 (26,0 M€ en électricité et 0,8 M€ en gaz).

F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ)

En matière d'électricité, la loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1er 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'achat de biométhane, 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 ont supportés au titre de 2020.

Au titre des coûts 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.

La CRE a analysé les déclarations effectuées par les opérateurs et a pu consulter dans ce cadre un certain nombre de justificatifs d'évaluation des coûts de gestion des opérateurs. La CRE a opéré des corrections visant à exclure les coûts qui ne sont pas liés à la mise en œuvre des dispositifs et dont la compensation n'est pas prévue par la loi, notamment les frais correspondant à la certification des déclarations de charges des opérateurs (en application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie).

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération⁴³ du 27 mai 2021 qui 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. En particulier, s'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération. Ainsi ce plafonnement a été appliqué pour 11 ELD et 2 Organismes agréés : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui vont leur être effectivement compensés est de 0,15 M€.

Le montant finalement retenu au titre de l'année 2020 s'élève à **54,7 M€** (contre 52,1 M€ prévus dans la mise à jour du montant prévisionnel au titre de 2020) :

- 53,4 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 49,6 M€ prévus par EDF, 3,5 M€ prévus par 83 entreprises locales de distribution, et 0,3 M€ prévus par quatre Organismes agréés). Afin d'améliorer l'identification des composantes déterminantes fixant le niveau de ces frais de gestion, la CRE demandera à EDF des éléments d'analyse additionnels pour sa prochaine déclaration.
- 1,3 M€ sont déclarés par les acheteurs de biométhane (dont **0,04 M€** prévus par deux entreprises locales de distribution et **1,24 M€** prévus par 16 fournisseurs de gaz naturel).

Les détails de charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison à la mise à jour de la prévision au titre de 2020, sont présentés dans le Tableau 45.

Tableau 45 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2020

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Rappel du montant prévisionnel mis à jour au titre de 2020	46,3	4,2	0,4	0,01	1,20	52,1
Montant retenu au titre de 2020	49,6	3,5	0,3	0,04	1,24	54,7
Variation	3,4	- 0,7	- 0,1	0,03	0,04	2,6

⁴³ 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 constatées au titre de 2020

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2020 s'élève à **8 715,8 M€**. Le détail de la répartition des charges par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 46.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2019, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2020 sont fournies dans le Tableau 47.

Tableau 46 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2020

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges au titre de 2020
Soutien ENR électrique en métropole	5 452,4					0,0	330,9	11,0	5 794,3
<i>Eolien terrestre</i>	1 823,3					0,0	120,1	5,0	1 948,4
<i>Eolien en mer</i>	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Photovoltaïque</i>	2 740,7					0,0	146,6	4,9	2 892,2
<i>Bio-énergies</i>	594,2					0,0	47,2	0,0	641,4
<i>Autres énergies</i>	294,2					0,0	17,0	1,1	312,4
Injection biométhane	0,0					0,0	6,0	194,4	200,5
Soutien en ZNI⁽¹⁾	1 885,8	100,7	6,6	0,0					1 993,1
<i>Transition énergétique</i>	497,9	8,9	0,0	0,0					506,9
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 387,9	91,8	6,5	0,0					1 486,2
Cogénération et autres moyens thermiques	627,0					0,0	15,6	0,0	642,6
Effacement					3,0				3,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	19,5	0,0					0,8	7,4	27,6
<i>Compensation FSL</i>	18,3	0,0					0,6	4,4	23,3
<i>Afficheur déporté</i>	0,0						0,0	0,0	0,0
<i>Autres</i>	1,2	0,007					0,2	3,0	4,3
Frais divers	49,6					0,0	3,5	1,5	54,7
<i>Frais de gestion</i>	49,6					0,0	3,5	1,5	54,7
	8 034,3	100,7	6,6	0,0	3,0	0,0	356,8	214,4	8 715,8

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 47 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2020, ainsi qu'avec les charges constatées au titre de 2019

en M€	Charges constatées au titre de 2020	Charges constatées au titre de 2019 ⁽¹⁾	Evolution 2020-2019		Charges prévues mises à jour au titre de 2020	Evolution 2020-2020 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	5 794,3	5 171,2	623,2	12%	5 812,1	-17,8	0%
<i>Eolien terrestre</i>	1 948,4	1 592,2	356,2	22%	1 931,4	17,0	1%
<i>Eolien en mer</i>	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
<i>Photovoltaïque</i>	2 892,2	2 752,1	140,1	5%	2 936,6	-44,4	-2%
<i>Bio-énergies</i>	641,4	574,5	66,9	12%	640,2	1,2	0%
<i>Autres énergies</i>	312,4	252,4	60,0	24%	303,9	8,4	3%
Injection biométhane	200,5	107,8	92,7	86%	235,2	-34,7	-15%
Soutien en ZNI	1 993,1	2 083,9	-90,8	-4%	2 025,9	-32,8	-2%
<i>Transition énergétique</i>	506,9	518,5	-11,6	-2%	523,2	-16,4	-3%
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 486,2	1 565,4	-79,2	-5%	1 502,7	-16,4	-1%
Cogénération et autres moyens thermiques	642,6	733,4	-90,9	-12%	694,4	-51,8	-7%
Effacement	3,0	6,7	-3,7	-55%	3,2	-0,2	-7%
Dispositifs sociaux	27,6	26,8	0,8	3%	28,2	-0,6	-2%
<i>Compensation FSL</i>	23,3	23,4	-0,1	0%	23,9	-0,6	-2%
<i>Afficheur déporté</i>	0,0	0,0	0,0	0%	0,6	-0,6	-100%
<i>Autres</i>	4,3	3,4	0,9	27%	3,7	0,6	16%
Frais divers	54,7	49,7	4,9	10%	52,1	2,6	5%
<i>Frais de gestion</i>	54,7	49,7	4,9	10%	52,1	2,6	5%
	8 715,8	8 179,7	536,1	7%	8 851,1	-135,3	-2%

⁽¹⁾ Montant intégrant les reliquats présentés à l'annexe 4 de la présente délibération.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2020

Les charges constatées au titre de 2020 sont inférieures de 135,3 M€ à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année. Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (baisse) La baisse des charges liées au soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole (- 18 M€) ainsi que celles liées au soutien à la cogénération (- 52 M€) est due à la révision à la baisse du volume soutenu (- 0,7 TWh) et en conséquence du coût d'achat, qui compense l'effet haussier sur les charges de l'évolution des références de prix de marché, encore inférieures à celles prévues (- 1,8 €/MWh).
- (baisse) S'agissant de l'obligation d'achat du biométhane, la baisse de 34,7 M€ est principalement due au retard dans la mise en service des installations entraînant une baisse du volume acheté (- 378,3 GWh).
- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 16,4 M€) est due à plusieurs facteurs, certains haussiers, d'autres baissiers :
 - (baisse) Les surcoûts d'achat ENR d'EDF SEI et d'EDM via des contrats d'obligation d'achat sont en baisse par rapport à la mise à jour de la prévision (de respectivement - 46,0 M€ et - 1,2 M€). Cette baisse est principalement due à l'anticipation d'un maintien de la production d'origine solaire et éolienne dans un contexte de crise sanitaire, qui s'est révélée erronée ;
 - (hausse) La hausse des dépenses d'EDF en ZNI pour les actions de MDE (+ 37,1 M€) compense en partie cette baisse. Elle s'explique par le succès des cadres de compensation en 2020 dans les différents territoires (en Guyane, en Guadeloupe, à La Réunion et en Martinique) conduisant à des volumes de primes MDE octroyées plus importants qu'initialement prévus par EDF SEI au regard du contexte de crise sanitaire.
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 16,4 M€) est due principalement à une surestimation des surcoûts de production d'EDF (- 10,3 M€) et d'EDM (- 7,7 M€). Celle-ci s'explique par l'ampleur non anticipée de la chute du prix du fioul sur les marchés mondiaux au début de l'année 2020, qui a été partiellement compensée par le dénouement positif de la couverture prévue par EDF en 2018 et 2019 et la hausse du prix des quotas de CO₂.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2019

Les charges constatées au titre de 2020 sont supérieures de 536,1 M€ au montant des charges constatées au titre de l'année précédente (2019). Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) Le soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole connaît une hausse majeure de + 623,2 M€ sous deux effets d'impact équivalent : (1) la baisse des prix de marché constatés de l'ordre de 5 €/MWh entre 2019 et 2020 et (2) la forte progression du volume soutenu (+ 6,4 TWh soit + 10 %), portée par une météorologie particulièrement favorable à l'éolien au premier trimestre 2020.
- (baisse) La baisse du soutien aux installations de cogénération (- 90,9 M€) est liée à la baisse importante du coût d'achat unitaire moyen pour ces installations (- 10 %) sous l'effet de la baisse du prix du gaz entre 2019 et 2020 et de l'introduction d'une exonération de TICGN.
- (hausse) Le fort développement de la filière (multiplication par 1,8 du volume acheté) explique la hausse des surcoûts d'achat de biométhane injecté (+ 92,7 M€, soit une augmentation de l'ordre de 86 %).
- (baisse) La légère baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 11,6 M€) est due à plusieurs facteurs :
 - (baisse) Les surcoûts de production renouvelable d'EDF SEI sont en baisse par rapport à 2019 (- 15,5 M€) – ce qui s'explique par l'augmentation des recettes de production en 2020 (+ 15,3 M€) ;
 - (hausse) La hausse des dépenses d'EDF en ZNI pour les actions de MDE (+ 18,9 M€) est la conséquence du développement progressif des cadres de compensation par rapport à 2019 et de leur utilisation par la population des ZNI concernées.
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 79,2 M€) est due à plusieurs facteurs :
 - (baisse) La baisse des surcoûts d'achat non renouvelable d'EDF SEI (- 27,7 M€) s'explique principalement par une augmentation de la production hydraulique en 2020 qui entraîne une diminution du recours aux achats thermiques par rapport à 2019, ainsi que par une indisponibilité des moyens thermiques appartenant à des producteurs tiers en Guadeloupe et en Martinique ;

- o (baisse) La baisse des surcoûts de production à partir d'énergies non renouvelables d'EDF (- 29,3 M€) et d'EDM (- 13,3 M€) est principalement liée à la baisse du coût d'achat des combustibles ainsi qu'à la baisse de la production thermique en raison d'une indisponibilité prolongée de plusieurs installations, notamment en Guyane et en Martinique.

G.2 Détails des charges de service public constatées au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours

Le Tableau 48 présente les détails des charges de service public constatées au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf RTE et acheteurs de dernier recours.

Tableau 48 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat				Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 350	825 298	83 253	0	742 045	4 500	36 855	783 400
SICAE de l'Aisne	3 967	1 263 660	206 949	0	1 056 711	7 200	0	1 063 911
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	36 096	2 767 081	1 576 729	0	1 190 352	3 186	12 366	1 205 904
Régie Municipale d'Électricité ROUEBILLIERE	32	17 367	1 754	0	15 613	0	0	15 613
Régie Communale d'Électricité GATTIERES	149	78 539	7 963	0	70 576	0	2 870	73 446
Régie Électrique DALOU	34	17 170	1 613	0	15 557	34	389	15 980
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 125	548 279	55 828	0	492 450	1 384	3 739	497 573
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	18	8 742	935	0	7 806	0	1 314	9 121
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	2 537	838 013	145 641	0	692 372	900	473	693 745
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	397	96 778	21 584	0	75 194	0	0	75 194
Régie Électrique MERCUS GARRABET	12	5 985	748	0	5 237	0	1 209	6 446
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	8	4 748	540	0	4 209	0	896	5 105
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	7	2 808	431	0	2 377	0	1 001	3 378
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	6 782	673 081	349 812	0	323 269	50	2 046	325 366
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	7 880	1 766 263	387 291	0	1 378 972	971	492	1 380 435
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	404	223 869	22 048	0	201 821	486	92	202 399
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	6 899	2 281 829	221 834	17 388	2 042 607	231	16 031	2 058 868
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	5 592	635 300	293 939	0	341 361	2 831	4 775	348 968
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 734	301 368	148 273	0	153 095	1 307	6 474	160 876
Régie SDED EROME	90	50 899	6 520	0	44 379	0	0	44 379
Régie SDED Gervans	91	53 535	4 701	0	48 834	0	0	48 834
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	88	38 470	4 110	0	34 360	2 927	0	37 287
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	85 726	12 008 970	2 729 793	204 675	9 074 503	10 800	63 067	9 148 370
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	635	303 180	38 477	0	264 703	91	5 622	270 415
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	88	26 975	6 332	0	20 642	28	1 746	22 416
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	143	50 751	7 160	0	43 592	0	0	43 592
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	26	11 596	1 382	0	10 214	0	399	10 613
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 016	1 245 147	135 364	0	1 109 782	0	20 021	1 129 803
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	814	298 746	41 354	0	257 392	653	4 702	262 747
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	744	211 477	43 572	0	167 905	250	4 802	172 957
Régie Municipale d'Électricité CAZOLS LÈS BÉZIERS	241	127 183	12 582	0	114 601	0	6 353	120 955
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 493	9 252 547	1 350 333	20 256	7 881 959	15 480	90 556	7 987 995
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	128 023	12 916 598	4 037 760	426 825	8 452 012	49 500	127 900	8 629 412
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	68	35 698	3 645	0	32 054	383	2 690	35 127
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	3 875	1 463 568	196 516	0	1 267 052	6 141	7 310	1 280 503
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	145 082	13 862 999	8 552 078	0	5 310 921	11 632	58 884	5 381 437
Régie Communale Électrique SAULNES	12	6 150	696	0	5 453	0	1 493	6 946
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	215 236	30 478 657	6 786 145	1 394 728	22 297 784	31 073	223 286	22 552 142
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	21	11 454	1 002	0	10 452	0	270	10 722
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	95	45 954	5 443	0	40 512	0	1 240	41 752
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	26 433	2 952 706	798 093	248 388	1 906 224	1 851	19 277	1 927 352
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	31	15 494	1 503	0	13 991	0	0	13 991
Régie d'Électricité BITCHE	74	37 162	3 608	0	33 554	578	2 669	36 801

ANNEXE 3

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					Surcoût d'achat total
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	52	22 234	2 984	0	19 250		996	10 601	30 848
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	78	40 389	5 638	0	34 751		0	989	35 740
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	91	31 882	4 687	0	27 195		4 345	2 020	33 561
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	43 157	3 729	0	39 427		135	1 390	40 952
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	125	62 665	6 207	0	56 458		0	1 590	58 048
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	53	22 041	2 486	0	19 556		935	1 445	21 935
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 486	452 568	295 823	0	156 745		3 558	0	160 303
R.M.E.T. TALANGE	120	36 528	5 560	0	30 968		360	3 164	34 492
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	39	22 450	1 722	0	20 727		1 271	0	21 998
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	26	10 886	1 421	0	9 465		0	0	9 465
S.I.C.A.E. CARNIN	52	17 158	2 457	0	14 700		0	0	14 700
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	13	5 052	698	0	4 354		158	0	4 512
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	39	17 917	1 705	0	16 212		0	720	16 932
Régie Municipale d'Electricité LOOS	48	20 906	3 459	0	17 447		3 557	684	21 688
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	11 639	1 622 476	828 350	0	794 126		6 536	0	800 662
S.I.C.A.E. OISE	212 848	20 063 106	6 465 039	501 805	13 096 262		18 098	148 742	13 263 102
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	16 320	2 644 832	547 750	99 547	1 997 535		4 496	18 470	2 020 501
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	48	22 897	3 476	0	19 421		0	0	19 421
SIVOM d'Energie du Pays Toy	195	22 690	10 295	0	12 395		1 350	0	13 745
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	24	8 950	1 497	0	7 454		0	0	7 454
Energies Services LANNEMEZAN	577	330 684	23 392	0	307 292		4 156	3 043	314 492
Régie Electrique LA CABANASSE	18	7 776	1 032	0	6 743		0	85	6 828
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 250	98 107	32 808	0	65 299		665	316	66 280
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDAIS	11	7 121	552	0	6 569		385	0	6 954
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	618	297 008	29 757	0	267 252		717	10 954	278 922
GAZ DE BARR	235	85 752	11 088	0	74 665		5 583	2 684	82 932
UME	5 398	1 450 101	170 310	7 772	1 272 019		499	11 354	1 283 872
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 686	1 835 910	553 919	0	1 281 991		827	9 328	1 292 145
ES ENERGIES STRASBOURG	307 184	71 641 783	10 052 845	1 809 038	59 779 900	1 202 401	150 957	380 469	61 513 728
VIALIS	20 870	5 034 804	707 628	59 850	4 267 326		14 330	32 760	4 314 417
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	22 382	4 345 498	685 682	54 626	3 605 190		1 442	32 417	3 639 049
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	199	118 358	5 461	0	112 897		96	4 119	117 112
SICA EST	68 669	9 643 227	2 144 743	168 894	7 329 590		6 270	77 845	7 413 705
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	232	39 410	9 050	0	30 360		619	0	30 978
SOREA	36 005	3 491 593	935 505	41 390	2 514 698		9 320	41 462	2 565 480
Régie Electrique TIGNES	10 634	823 278	332 135	7 800	483 343		1 853	1 140	486 336
Régie Electrique Communale BOZEL	6 829	616 904	322 950	0	293 954		0	0	293 954
Régie Electrique Communale AUSSOIS	18	6 095	927	0	5 167		0	0	5 167
Régie Electrique AVRIEUX	9	4 321	526	0	3 795		156	0	3 951
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	19	8 497	826	0	7 671		0	0	7 671
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	27	8 106	1 913	0	6 193		0	0	6 193
Régie Electrique Municipale VILLAROGER	14	2 582	1 005	0	1 577		0	0	1 577
Régie Electrique MONTVALEZAN	12	7 718	835	0	6 882		0	200	7 082
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	16 340	1 572 700	475 115	18 745	1 078 840		377	14 518	1 093 735
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 284	190 478	43 385	0	147 093		900	757	148 751
Syndicat des Energies Electriques de TARENTEISE	1 748	309 165	87 796	0	221 369		0	0	221 369
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	6 241	597 762	191 481	0	406 281		3 150	7 560	416 991
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THONES	506	261 101	26 726	0	234 375		5 491	4 149	244 016
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	6 344	449 831	269 608	0	180 223		1 350	2 160	183 733
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	634	194 233	20 125	5 850	168 258		4 050	14 640	186 948
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	6 298	2 104 498	319 491	0	1 785 006		13 900	22 616	1 821 521
S.A.I.C. PERS LOISINGES	97	43 595	4 589	0	39 006		16	0	39 023
Régie d'Electricité d'Elbeuf	173	79 738	5 385	0	74 353		10 743	4 668	89 764
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	56	27 458	2 275	0	25 183		3 150	1 242	29 575
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 218	447 497	58 291	0	389 206		3 731	11 644	404 581
SEOLIS	899 613	101 957 559	27 392 554	2 660 810	71 904 195		121 303	787 585	72 813 082
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	405 317	36 556 364	12 159 807	1 050 101	23 346 456		7 200	307 656	23 661 312
GAZELEC DE PERONNE	48 703	4 324 174	1 453 762	93 725	2 776 686		3 046	2 800	2 782 533

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	13 090	1 285 553	733 155	0	552 398		1 350	5 693	559 441
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 172	201	0	1 972		0	120	2 092
SICAE du CARMAUSIN	13 063	4 110 512	451 179	7 772	3 651 561		1 933	36 389	3 689 882
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	1 570	440 670	54 156	0	386 514		46 832	24 353	457 699
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	22 920	3 440 656	1 233 521	0	2 207 136		5 337	31 786	2 244 259
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	673 000	92 253 420	20 096 891	1 551 011	70 605 518		144 762	647 921	71 398 200
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	786	68 572	46 401	0	22 171		77	0	22 248
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	7 635	1 006 859	275 438	38 923	692 498		0	14 689	707 187
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	644	179 179	31 550	0	147 629		157	6 337	154 123
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	89	39 450	4 415	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	1 578	42 600
TOTAL Flex	116 346	11 761 295	3 569 645	496 232	7 695 418		0	180 001	7 875 420
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		5 366		5 366
TOTAL DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	5 206 178	738 373	10 000	5 954 551
Electricité de France							560 954		560 954
ENERCOOP	27 604	3 157 050	819 681	62 057	2 275 311	860 713	0	82 782	3 218 806
CALEO							2 340		2 340
ENDESA ENERGIA SA						4 795 897		34 225	4 830 121
SAVE						39 273 696		281 144	39 554 840
ALSEN						2 245 705		16 212	2 261 917
Gaz de Bordeaux						4 830 302	5 623	22 913	4 858 838
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						9 131 266		61 133	9 192 399
Gaz de Paris						14 723 789		39 053	14 762 842
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		9 611		9 611
PICOTY						2 604 530		12 500	2 617 030
DYNEFF							9 659		9 659
GEG Source d'Energies						1 696 756		15 159	1 711 915
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						1 900 468		8 496	1 908 964
Total Energie Gaz (Tegaz)							247 368		247 368
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						13 084 438		85 448	13 169 886
ENGIE	0	0	0	0	0	85 486 887	6 353 504	516 679	92 357 070
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		14		14
Joul	22	5 584	1 085	0	4 499		0	5 890	10 389
OUI ENERGY	0	0	0	0	0		18 233		18 233
PLUM ENERGIE						0		0	0
PROVIRIDIS SAS						2 039 737		42 988	2 082 726
REDEO ENERGIES SAS						10 034 449		101 712	10 136 161
SELIA	0	0	0	0	0		31		31
Terreal						1 352 881		4 580	1 357 460
Union des producteurs locaux d'électricité	16 285	1 535 993	482 852	0	1 053 141		1 381	21 500	1 076 022
Total	3 760 131	491 404 256	122 831 074	11 048 209	357 524 973	200 470 093	8 732 147	5 024 577	571 751 791