



ANNEXE 1

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2021 (CP²¹)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2021 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 » est supprimé le 1^{er} janvier 2021. La distinction opérée dans les précédentes délibérations évaluant les charges de service public de l'énergie entre les montants relevant du compte d'affectation spéciale « transition énergétique » et ceux relevant du budget général de l'Etat n'est pas maintenue.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2020.

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

Opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie ayant déclaré la prévision de leurs charges au titre de 2021

Les différents opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2021 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qui les concernent.

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

En prenant en compte que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2021 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

Avertissement

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

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

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

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

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES, A LA COGENERATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN METROPOLE CONTINENTALE	3
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale.....	3
A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2021	10
A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les Organismes agréés au titre de 2021.....	12
A.4 Bilan	13
B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE.....	13
B.1 Coûts d'achat	13
B.2 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat.....	13
B.3 Surcoûts d'achat	14
B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2021.....	14
B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2021	14
C. SOUTIEN EN ZNI.....	16
C.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées	17
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées.....	23
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées.....	26
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées	27
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	30
C.6 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2021	30
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS.....	31
D.1 Contexte juridique	31
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2021.....	31
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	31
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux- électricité	31
E.2 Charges liées aux dispositifs - gaz	33
E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux	34
F. FRAIS DIVERS – COUTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE (ÉLECTRICITÉ ET GAZ) 35	
G. SYNTHESE.....	36
G.1 Charges de service public prévisionnelles au titre de 2021	36
G.2 Détail des charges prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours.....	38

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

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

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

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

A.1.1 Evolution du parc de production soutenu

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération sont présentées quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance des contrats les plus anciens. Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées au paragraphe suivant dans lequel les charges de service public de l'énergie sont calculées.

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2021 s'élève à 70,8 TWh, elle augmente très fortement entre 2019 et 2021 (+ 9,3 TWh soit + 15 %), la hausse est plus mesurée entre 2020 et 2021 (+2,1 TWh soit + 3%). La puissance des installations soutenues s'élève à 37 GW en 2021, elle augmente régulièrement entre 2019 et 2021 (+ 3,4 GW puis + 3,2 GW).

Tableau 1 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2021 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	61,5	7,0	5,5	31,4	1,7	2,3	2,6	10,7	0,2
	2020	68,7	7,3	5,9	36,1	1,6	2,5	2,9	12,0	0,3
	2021	70,8	7,1	6,2	35,9	1,6	2,6	3,4	13,4	0,5
Puissance soutenue (GW)	2019	30,4	2,8	1,9	14,6	0,2	0,4	0,6	9,6	0,2
	2020	33,7	2,7	2,0	16,6	0,2	0,5	0,7	11,0	0,2
	2021	37,0	2,8	2,0	17,8	0,2	0,5	0,8	12,8	0,2

La puissance du **parc éolien** soutenu atteint 17,8 GW en 2021, elle augmente fortement entre 2019 et 2021 (+ 3,2 GW soit + 22 %), cette filière explique une grande partie de l'inflexion observée sur la production totale du parc soutenu en raison d'une météorologie particulièrement favorable au début de l'année 2020 (+4,6 TWh entre 2019 et 2020). La prévision au titre de 2021 s'appuie sur le taux de charge de 2075 heures équivalent pleine puissance (moyenne de la filière entre 2016 et 2019), ce qui conduit à une stagnation de l'énergie produite (- 0,2 TWh) entre 2020 et 2021 malgré la hausse de la puissance installée (1,3 GW soit + 8 %). La production totale en 2021 s'élèverait à 36 TWh. EDF note une accélération du rythme de mise en service des installations, dont la cause peut être trouvée dans les mesures de simplification actées par le gouvernement, en particulier la suppression d'un niveau de juridiction pour les recours à l'encontre des autorisations environnementales³.

Aucune installation **éolienne en mer** ne devrait être mise en service en 2021, le paragraphe précédent ne concerne par conséquent que l'éolien terrestre.

La puissance et l'énergie produite par le **parc photovoltaïque** augmentent fortement et régulièrement entre 2019 et 2021 et s'élèvent respectivement à 12,8 GW et 13,4 TWh, soit une augmentation de 3,2 GW (+33 %) et 2,7 TWh (+26 %). Cette différence entre les rythmes d'évolution de la puissance et de l'énergie soutenue s'explique par la

³ Décret n° 2018-1054 du 29 novembre 2018 relatif aux éoliennes terrestres, à l'autorisation environnementale et portant diverses dispositions de simplification et de clarification du droit de l'environnement

part croissante des installations en autoconsommation (20 % des installations de 100 kW pourraient autoconsommer 40 % de l'énergie qu'elles produisent qui n'entre dès lors pas dans le décompte de l'énergie soutenue (même si l'installation dans son ensemble est soutenue, par le biais d'une prime à l'investissement).

La **filière cogénération au gaz naturel** voit sa puissance (2,8 GW) stagner entre 2019 et 2021 sous l'effet de l'arrivée à échéance de contrats anciens et de la prise d'effet de nouveaux contrats. L'énergie produite augmente légèrement entre 2019 et 2021 (+74 GWh soit +1 %) sous l'effet de la mise en service d'installation sous complément de rémunération produisant davantage en moyenne que les installations sous obligation d'achat. Ces dernières ont en effet la possibilité d'être à disposition du système électrique et de recevoir une prime rémunérant leur disponibilité sans produire. Ce mode n'a pas été maintenu avec le nouveau dispositif de soutien.

Le **parc hydraulique** soutenu représentera une puissance installée de 2 GW fin 2021 (+ 134 MW par rapport à 2019, soit +7%), cette évolution s'inscrit principalement dans le cadre du guichet ouvert (+90 MW), y compris provenant de l'arrêté tarifaire de 2007 abrogé en 2016. La production augmentera dans le même temps de l'ordre de 0,7 TWh pour atteindre 6,2 TWh.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** s'élèvera à 765 GW fin 2021 (+160 MW par rapport à 2019, soit + 26 %), 17 MW proviennent encore de l'arrêté de 2011 abrogé en 2016, le reste de la puissance provient des appels d'offres de 2009 (une installation doit encore être mise en service) et de 2016 et 2017. L'énergie produite augmente de 850 GWh (+ 33 %) entre 2019 et 2021 pour s'élever à 3,4 TWh.

La puissance de la **filière biogaz** s'élèvera à 500 MW fin 2021, l'augmentation de 66 MW (+15 %) entre 2019 et 2021 est portée uniquement par la filière méthanisation. Si certaines ISDND ou STEP permettant le traitement de déchets ou d'eau s'équipent encore en moyen de valorisation énergétique, elles s'orientent vers la valorisation sous forme d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. L'énergie produite par la filière biogaz (2,6 TWh en 2021) augmente de 245 GWh entre 2019 et 2021.

La **filière incinération d'ordures ménagères** décroît (- 19 MW entre 2019 et 2021, pour une puissance de 226 MW fin 2021) en raison de l'arrivée à échéance des contrats et de l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 1,6 TWh en 2021.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représentent une production de 480 GWh en 2021.

A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2021 sont dus aux contrats d'achat suivants :

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

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

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

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

Tableau 2 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF pour 2021

	Cogénération (combustible fossile)	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	1 513,4	581,1	2 904,0	146,5	202,6	264,8	372,5	17,3	10,4	6 012,6
Février	1 321,2	567,7	2 565,2	130,3	186,9	238,6	560,7	16,8	9,4	5 596,9
Mars	1 364,0	649,0	3 211,1	144,8	209,6	251,2	912,1	19,9	10,4	6 772,0
Avril	0,0	679,1	1 852,2	112,6	198,3	268,5	1 173,8	10,7	10,1	4 305,3
Mai	0,0	721,1	1 644,1	127,4	200,7	262,0	1 358,3	13,6	10,4	4 337,6
Juin	0,0	586,9	1 461,9	127,8	197,9	219,6	1 428,3	14,8	10,1	4 047,3
Juillet	0,0	415,1	1 390,5	156,7	206,2	260,3	1 501,9	12,1	10,4	3 953,2
Août	0,0	304,5	1 284,3	145,5	205,2	256,4	1 363,7	10,8	10,4	3 580,8
Septembre	0,0	274,9	1 742,9	132,9	199,3	255,4	1 117,6	14,5	10,1	3 747,6
Octobre	0,0	354,1	2 319,0	111,2	215,3	238,9	798,1	16,5	10,4	4 063,5
Novembre	1 187,4	403,6	2 555,2	138,5	204,0	243,2	462,3	15,5	10,1	5 219,9
Décembre	1 345,0	522,5	3 287,0	139,8	215,0	234,5	330,3	15,7	10,4	6 100,1
Quantités (GWh)	6 731,0	6 059,7	26 217,4	1 613,9	2 440,8	2 993,4	11 379,5	178,1	122,9	57 736,7
Quantités en 2019 (GWh)	7 033,5	5 490,3	29 387,0	1 696,8	2 319,8	2 588,3	10 530,3	174,6	73,8	59 295,7
Coût d'achat (M€)	1 000,9	487,4	2 421,3	99,8	415,6	446,6	3 165,2	16,9	9,1	8 062,9
Coût d'achat en 2019 (M€)	1 079,7	449,9	2 634,0	101,9	376,2	373,1	3 018,9	16,5	5,3	8 055,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	148,7	80,4	92,4	61,8	170,3	149,2	278,2	94,7	73,8	139,6
Coût d'achat unitaire en 2019 (€/MWh)	153,5	81,9	89,6	60,0	162,2	144,2	286,7	94,4	71,8	135,9

La prévision pour 2021 réalisée par EDF aboutit à un total de **57,7 TWh** pour un coût d'achat de **8 062,9 M€**.

La quantité soutenue par obligation d'achat décroît légèrement entre 2019 et 2021 (- 2,6 %) principalement sous l'effet de la décroissance du parc éolien en obligation d'achat. En effet, la puissance installée diminue de 1 GW en tenant compte de l'arrivée à échéance de contrats et de la prise d'effet des derniers contrats en obligation d'achat issus de l'arrêté tarifaire de 2014. Le rythme de décroissance du parc éolien sous obligation d'achat devrait continuer à décroître de 1 GW par an les années suivantes.

Mis à part l'éolien (- 3,2 TWh), la cogénération (- 302 GWh) et l'incinération d'ordures ménagères (- 83 GWh), l'énergie produite par les autres filières est en croissance : + 850 GWh pour le photovoltaïque, + 570 GWh pour l'hydraulique et + 400 GWh pour la biomasse pour les principales hausses.

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

Le coût d'achat unitaire de la cogénération décroît (-3,1 %) en raison principalement de l'exemption de TICGN décidée par la loi de finances pour 2020 et le remboursement par les producteurs de la part du tarif d'achat visant à couvrir la TICGN.

Le coût d'achat unitaire du photovoltaïque décroît de 8,5 €/MWh (- 3 %) sous l'effet de la mise en service entre 2019 et 2021 d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2019.

A.1.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

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

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans les délibérations de la CRE du 16 décembre 2014⁴, du 25 mai 2016⁵, du 22 juin 2017⁶, du 16 mai 2019⁷ et du 28 novembre 2019⁸. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ 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

⁷ 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

⁸ 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

par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque et 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 est calculé en fonction des ventes à terme réalisées par EDF et des prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de références de prix mensuelles sur l'année 2021, qui sont calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre – ou du semestre – correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre ou le semestre).

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

Pour l'année 2021, le coût évité pour l'énergie produite s'élève ainsi à **1 971,6 M€** (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire).

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2021⁹ est indiquée dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2021

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 400
Surplus de production du 1 ^{er} trimestre ¹⁰	2 100
Surplus de production novembre	1 800
Surplus de production décembre	1 800

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

- des ventes effectivement réalisées par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 30 avril 2020.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2019 et le 30 avril 2020 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2020 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 30 avril. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 avril 2020 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2020. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. *infra*). Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Prix de marché retenus pour 2021, en €/MWh

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
45,68	51,24	49,47	46,44

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2021 à 19,4 TWh, est de **918,9 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

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

Tableau 5 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2021, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	53,95
Février	53,80
Mars	48,28

⁹ 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

¹⁰ Premier trimestre.

Avril	36,85
Mai	33,04
Juin	34,95
Juillet	39,44
Août	35,81
Septembre	42,23
Octobre	47,83
Novembre	49,47
Décembre	46,44

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire) s'élève pour 2021 à **1 052,6 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2021 (hors contrats photovoltaïques et contrats horosaisonnalisés)

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix mensuel éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	53,95	1 415,4	43,2	1 458,0	139,4
Février	53,80	1 266,1	47,0	1 259,1	127,3
Mars	48,28	1 309,2	39,5	1 765,1	132,9
Avril	36,85	727,4	34,4	1 206,0	68,3
Mai	33,04	759,5	31,1	976,2	55,4
Juin	34,95	631,0	31,7	815,6	47,9
Juillet	39,44	570,9	35,8	722,7	48,4
Août	35,81	473,8	31,8	616,4	36,6
Septembre	42,23	448,3	39,0	1 096,7	61,7
Octobre	47,83	473,5	44,9	1 651,2	96,8
Novembre	49,47	1 115,4	41,6	1 225,2	106,2
Décembre	46,44	1 393,5	36,2	1 849,3	131,6
Total 2021	45,6	10 584	38,9	14 641	1 052,6

Coût évité par la production photovoltaïque

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. À la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink issu de la concertation post-moratoire avec les acteurs de la filière, la CRE a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé, qui tient compte du profil de production de la filière.

La référence de coût évité pour la prévision 2021 est calculée en appliquant aux références de prix de marché mensuelles, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix de marchés pondérés par les profils de production horosaisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution) sur les prix mensuels issus de la valorisation de la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF. Cette méthode de calcul permet de déterminer un niveau de valorisation de l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros.

Ainsi, le coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque en 2021 est de **483,2 M€**.

Coût évité des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations hydrauliques bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que 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, pour ces contrats, une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché. Le coût évité doit donc être calculé par poste horosaisonnier.

Ne pouvant prévoir, pour 2021, les prix de marché horaires et la répartition horaire des volumes achetés, on considère, en première approximation, que le coût évité par ces installations en 2021 a varié, par MWh, par rapport à

2019, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2019 et 2021. Le coût évité est ainsi estimé à **82,6 M€**.

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

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

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût résultant pour l'année 2021 à **6,9 M€**, en tenant comptes des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2021.

A.1.2.4 Coût évité lié aux certificats de capacité

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

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

Pendant l'année 2021, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les Années de Livraison AL 2020, AL 2021 et AL 2022. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les Années de Livraison AL 2023, AL 2024 et AL 2025 dans la dernière version des règles du mécanisme de capacité.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2021 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères, des volumes de certificats pour les Années de Livraison concernées.

Dans le cadre de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2021 pour les différentes Années de Livraisons qui y seront traitées :

	AL 2020	AL 2021	AL 2022
Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2021 (MW)	0	83,2	3024,5

Pour l'Année de Livraison AL 2020, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage en 2021 par rapport à celui qui est prévu en 2020. En revanche, un rééquilibrage est prévu pour l'Année de Livraison AL 2021. Pour l'Année de Livraison AL 2022, qui a déjà fait l'objet d'enchères en 2020, les volumes ayant été valorisés lors des enchères précédentes ont été pris en compte pour l'établissement des données indiquées *supra*.

Ces volumes prennent en compte les « contraintes d'offres »¹¹ auxquelles est soumis EDF car le volume de certificats de capacité dont il dispose est supérieur à 3 GW pour chaque Année de Livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cadre d'offrir à la vente un volume minimal par année en amont de l'Année de Livraison.

La CRE a vérifié la cohérence de ces volumes avec (i) l'application des règles du mécanisme de capacité s'agissant notamment des « contraintes d'offres » et (ii) les volumes certifiés anticipés par EDF au regard de ceux pris en compte pour les Années de Livraison 2020 et 2021. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2020 et 2021.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 susmentionnée, la valorisation des certificats de capacité pour les Années de Livraison 2021 et 2022 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces Années de Livraison (respectivement 19 359,75 €/MW et 16 641,7 €/MW).

¹¹ Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2021 est de **51,9 M€** répartis de la manière suivante :

Coût évité prévisionnel 2021 liés aux certificats de capacité (M€)	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Total
	19,0	5,9	17,5	1,3	2,0	2,7	3,4	0,1	51,9

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2021 est évalué à **2 582,3 M€** (918,9 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 052,6 M€ de coût évité par la production aléatoire + 483,2 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 82,6 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 51,9 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 6,9 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2021

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **5 480,5 M€** en métropole continentale (8 062,9 M€ de coût d'achat - 2 582,3 M€ de coût évité).

A.1.3 Complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est prévu aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime vient compenser l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé selon le type d'installations, dans le cadre d'un arrêté tarifaire, ou résultant d'une procédure de mise en concurrence. La prime est versée par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle est déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle est ajoutée une prime de gestion :

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

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

Montant des charges prévisionnelles pour 2021

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2021 et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées. Ces prévisions sont détaillées dans le Tableau 7. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché cohérentes avec celles utilisées pour l'évolution du coût évité variable présentées au paragraphe A.1.2.2.

¹² Décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie.

¹³ Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

Tableau 7 : Préviation relative au complément de rémunération pour 2021

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Eolien	5 604	9 721	358,2
Photovoltaïque	2 355	2 040	65,2
Biogaz	24	124	10,6
Biomasse	94	444	37,8
Hydraulique	56	150	8,2
Géothermie	40	178	39,1
Cogénération	180	382	16,1
TOTAL	8 352	13 039	535,1

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2021 s'élèvent à **535,1 M€**.

A.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2021

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 l'énergie). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section A.A.1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

112 entreprises locales de distribution ont déclaré des prévisions de charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2021. Parmi elles, trois ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés de surplus s'élèvent respectivement à 3,8 TWh et à **502,0 M€** au titre de 2021.

A.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

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

L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des certificats de capacité liés aux tarifs de cession, les entreprises locales de distribution peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs 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 envisagent de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Enfin, pour les entreprises locales de distribution qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité énergie est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur anticipe pour l'énergie produite.

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

Tableau 8 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2021

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	53,95	50,62	58,84
Février	53,80	51,41	55,54
Mars	48,28	45,63	47,86
Avril	36,85	35,15	36,07
Mai	33,04	31,84	32,97
Juin	34,95	33,07	36,61
Juillet	39,44	37,50	41,35
Août	35,81	33,84	36,80
Septembre	42,23	40,33	43,97
Octobre	47,83	45,61	49,04
Novembre	49,47	46,47	51,70
Décembre	46,44	42,39	50,48

Parmi les entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles, 82 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats 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 prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou d'avoir un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché spot.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **168,3 M€**.

A.2.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

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

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2021 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2022, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2022, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2021.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend en compte un mode de valorisation adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées. Pour l'Année de Livraison AL 2022, qui a déjà fait l'objet d'enchères en 2020, les volumes ayant été valorisés lors des enchères précédentes ont été déduits du niveau de capacité certifié. La dernière version des règles du mécanisme de capacité ne prévoyant pas d'enchères en 2021 pour les Années de Livraison AL 2023, AL 2024 et AL 2025, aucune valorisation n'est retenue pour ces Années de Livraison.

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2020	AL 2021	AL 2022
	1,9	2,4	184,2

Au total, 188,5 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2020, 19 458,28 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2021, 19 359,75 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 16 641,7 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **3,1 M€** pour 2020.

A.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2021

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2021 s'élève, pour 3,8 TWh de volumes d'achat à **330,6 M€** (502,1 M€ - 168,3 M€ - 3,1 M€), soit une augmentation de 12,9 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2019 (+ 4 %). Le surcoût lié aux énergies renouvelables électrique progresse de 18,3 M€ (+ 6 %), tandis que le surcoût lié à la cogénération diminue de 5,4 M€ (- 28 %).

La baisse du surcoût lié à la cogénération s'explique principalement par (i) l'exemption de TICGN décidée par la loi de finances pour 2020 et le remboursement par les producteurs de la part du tarif d'achat visant à couvrir la TICGN et (ii) la baisse de la production issue des installations de cogénération (- 6 % par rapport à 2019) liée à la sortie de contrat d'obligation d'achat d'installations C01.

Pour le surcoût lié aux énergies renouvelables électriques, la progression observée est due en partie à l'augmentation des quantités achetées (+ 14 %, soit + 0,4 TWh).

L'augmentation des surcoûts prévisionnels est portée principalement par trois filières :

- une production des installations photovoltaïques estimée à 549 GWh en 2021 et un surcoût évalué à 150,5 M€ (respectivement 454 GWh et 142,6 M€ en 2019) ;
- une production éolienne estimée à 2 275 GWh en 2021 et un surcoût évalué à 103,6 M€ (respectivement 2 031 GWh et 99,0 M€ en 2019) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 151 GWh en 2021 et un surcoût évalué à 21,3 M€ (respectivement 131 GWh et 17,7 M€ en 2019).

Ces surcoûts progressent également pour les deux filières suivantes :

- une production des installations hydroélectriques estimée à 358 GWh en 2021 et un surcoût évalué à 13,8 M€ (respectivement 305 GWh et 12,4 M€ en 2019) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 228 GWh en 2021 et un surcoût évalué à 25,9 M€ (respectivement 215 GWh et 25,2 M€ en 2019).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 44.

A.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les Organismes agréés au titre de 2021

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

Cinq Organismes agréés ont déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 268,0 GWh et à **27,2 M€** au titre de 2021.

A.3.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

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

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

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **11,2 M€**.

A.3.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

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

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2021. Au total, 12,7 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces enchères, soit :

- pour l'Année de Livraison 2020, 19 458,28 €/MW ;

- pour l'Année de Livraison 2021, 19 359,75 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 16 641,7 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,2 M€** pour 2021.

A.3.4 Surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2021

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2021 s'élève à **15,8 M€** (27,2 M€ - 11,2 M€ - 0,2 M€). Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur 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, 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 2021 s'élèvent à **6 362,1 M€**.

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Bilan des charges réparties par action budgétaire liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2021

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2021	
Action 1	Eolien terrestre	1 293,2	358,2	103,6	8,4	1 763,4	5 684,5
	Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solaire	2 679,8	65,2	150,5	5,8	2 901,3	
	Bio-énergies	616,2	48,4	47,2	0,7	712,6	
	Autres énergies	243,8	47,3	15,1	0,9	307,1	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	647,4	16,1	14,1	0,0	677,6	677,6
Total		5 480,5	535,1	330,6	15,8	6 362,1	

B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté a été mise en place par l'article L. 446-2 du code de l'énergie. Le tarif d'achat est défini dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

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

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2020 leurs prévisions de volumes, de coût d'achat de biométhane, de frais de gestion et de valorisation financière des garanties d'origine au cours de l'année 2021.

B.1 Coûts d'achat

19 fournisseurs ont prévu d'acheter 6,0 TWh de biométhane provenant de 577 installations en 2021 pour un coût d'achat de **629,1 M€**.

Le développement de la filière biométhane se poursuit sous le régime tarifaire de l'arrêté du 23 novembre 2011. Les acheteurs prévoient une multiplication par 4,8 du nombre d'installations entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2021, qui se traduit par une multiplication par 4,9 du volume injecté.

La CRE pointe que l'agrégation des volumes d'injection de gaz découlant uniquement des prévisions d'achat déclarées séparément par les opérateurs est de nature à dessiner une trajectoire d'injection de biométhane aux réseaux de gaz telle qu'elle atteigne dès l'année 2021 l'objectif fixé à l'horizon 2023 par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie.

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

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

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres, la CRE retient les cotations de prix suivantes, observées entre le 15 avril et le 30 avril 2020 :

- pour le premier trimestre 2021, les prix des produits Q1-2021 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2021) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2021 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2021 ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2021.

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

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

Année 2021	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	Prix de référence
Janvier	12,49	1,047	13,07
Février	12,49	0,997	12,45
Mars	12,49	0,957	11,95
Avril	11,60	1,004	11,65
Mai	11,60	1,006	11,67
Juin	11,60	0,991	11,49
Juillet	11,60	0,998	11,58
Août	11,60	0,988	11,47
Septembre	11,60	1,040	12,07
Octobre	14,21	0,976	13,86
Novembre	14,21	1,026	14,58
Décembre	14,21	1,036	14,72

Le coût évité total au titre de 2021 s'élève à **76,8 M€**.

B.3 Surcoûts d'achat

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité prévisionnel pour 2021. Le surcoût d'achat est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane au titre de 2021 s'élèvent donc à **552,4 M€**, soit 5,0 fois plus que ceux constatés en 2019 (110,2 M€).

B.4 Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2021

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **8,6 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 5,3 millions de garanties d'origine devraient être émises et près de 4,1 millions valorisées.

B.5 Charges prévisionnelles au titre de 2021

Les charges prévisionnelles au titre de 2021 s'élèvent à **543,8 M€** (552,4 – 8,6). Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les acheteurs.

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 11 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels mis à jour pour 2020 dans le Tableau 12.

Tableau 11 : Charges prévisionnelles au titre de 2021

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2021 (€)
ALSEN	25 800 720	3 186 465	329 458	2 857 007	12 998	2 844 009
ENDESA	172 948 000	17 991 458	2 205 308	15 786 150	692 282	15 093 868
ENERCOOP	8 929 000	1 111 661	112 042	999 619		999 619
ENGIE	2 191 643 984	227 186 243	28 020 292	199 165 950	6 294 675	192 871 275
ES	36 038 340	3 639 641	452 162	3 187 478	104 176	3 083 303
GAZ DE BARR	2 671 680	311 972	38 436	273 537		273 537
GAZ DE BORDEAUX	116 784 366	12 746 782	1 505 851	11 240 931	37 273	11 203 658
GAZ DE PARIS	244 596 267	22 852 598	3 069 214	19 783 385	61 924	19 721 461
GEG SE	19 842 575	1 877 901	249 400	1 628 501	33 908	1 594 594
PICOTY	40 170 000	3 733 351	505 924	3 227 428		3 227 428
PLUM ENERGIE	32 194 283	2 600 332	403 916	2 196 416	108 662	2 087 755
PROVIRIDIS	64 249 221	7 195 846	820 577	6 375 269		6 375 269
REDEO ENERGIES	321 057 562	37 435 540	4 063 751	33 371 788	99 327	33 272 461
SAVE	2 024 546 664	214 248 870	25 651 148	188 597 722	397 960	188 199 762
SEGE - AIR LIQUIDE	190 872 827	17 960 917	2 394 926	15 565 991		15 565 991
SOLVAY	99 767 182	10 980 649	1 261 791	9 718 858		9 718 858
SVD 17 - DALKIA	377 408 620	36 596 660	4 735 752	31 860 907		31 860 907
TERREAL	21 600 000	1 598 400	270 998	1 327 402		1 327 402
TOTAL DIRECT ENERGIE	53 544 139	5 880 615	673 850	5 206 765	729 321	4 477 444
TOTAL	6 044 665 430	629 135 900	76 764 796	552 371 104	8 572 504	543 798 600

Tableau 12 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2021 par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et prévisionnelles mises à jour pour 2020

M€	Constaté 2019	Mise à jour prévisionnel 2020	Prévisionnel 2021
Surcoûts d'achat	110,2	239,7	552,4
Valorisation des garanties d'origine	2,5	4,5	8,6
Charges prévisionnelles	107,7	235,2	543,8

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 2015¹⁴, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructure visant la MDE qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - Ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.
- les « petites » actions de MDE, comme 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 prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2021.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017¹⁵. 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 2019¹⁶. 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 que jusque-là ils étaient pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017¹⁷. Elles concernent EDF SEI et EDM. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à 11 projets de stockage. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage.

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

¹⁴ 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

¹⁵ 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

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

¹⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

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

1. Transition énergétique :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (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 fossiles supportés par l'opérateur historique.

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

C.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

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

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

En conséquence, le calcul de la prévision des surcoûts de production nécessite d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2021 sur la base des éléments constatés au titre de 2019, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes pour EDF, EDM et EEWf.

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

C.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2021

C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2021, à **169,3 M€** pour la production renouvelable et **507,6 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **676,9 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 13 et le Tableau 14 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020 dans le Tableau 15.

Tableau 13 : Coûts de production renouvelable dans les ZNI prévus par EDF pour 2021

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,2	0,0	21,7	0,0	12,1	0,0	0,0	66,0
	Amortissements	8,4	0,0	8,5	0,0	6,2	0,0	0,0	23,1
	Impôts et taxes	9,5	0,0	17,1	0,0	12,1	0,0	0,0	38,7
	Frais de personnel	3,4	0,0	1,9	0,0	5,3	0,0	0,0	10,7
	Charges externes	2,6	0,0	3,1	0,0	1,6	0,0	0,0	7,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,8	0,0	2,5	0,0	16,3	0,0	0,0	22,7
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	0,3	0,0	0,0	1,0
Coût total		60,2	0,0	55,3	0,0	53,8	0,0	0,0	169,3

Tableau 14 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévus par EDF pour 2021

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,9	8,9	7,9	10,8	2,7	5,7	0,2	42,1
	Amortissements	8,9	9,4	14,9	12,1	3,1	2,9	0,3	51,5
	Impôts et taxes	2,3	11,5	15,8	6,6	1,9	0,2	0,0	38,2
	Frais de personnel	10,6	8,7	16,0	9,7	0,6	3,3	0,0	49,0
	Charges externes	18,5	13,3	15,0	17,3	5,8	0,8	1,3	71,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	10,2	13,7	12,5	11,0	0,8	0,2	0,0	48,4
Coûts variables	Combustibles	42,2	36,8	32,9	34,8	1,7	9,7	1,5	159,7
	Quotas de CO2	6,5	4,9	3,8	5,5	0,2	0,9	0,2	22,0
	Autres achats	6,5	2,5	7,0	7,4	0,0	1,2	0,0	24,7
Coût total		111,6	109,7	125,9	115,2	16,7	24,9	3,6	507,6

Comme affiché dans le Tableau 15, les coûts de production prévisionnels totaux pour 2021 dans les ZNI sont en baisse par rapport à 2019 (- 76,9 M€) et également en baisse par rapport à ceux initialement prévus pour 2020 (- 15,1 M€).

Tableau 15 : Évolution des coûts de production prévisionnels dans les ZNI supportés par EDF pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020

M€	Nature de coûts retenus	2021 prev	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	108,2	120,6	-12,4	-10%	119,2	-11,0	-9%
	Amortissements	74,6	77,4	-2,8	-4%	77,4	-2,8	-4%
	Impôts et taxes	76,9	68,6	8,3	12%	74,5	2,4	3%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	164,5	155,9	8,6	6%	145,9	18,6	13%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	71,0	73,9	-2,8	-4%	68,9	2,1	3%
Coûts variables	Combustibles	159,7	177,4	-17,7	-10%	237,7	-78,0	-33%
	Quotas de CO2	22,0	18,2	3,8	21%	30,2	-8,2	-27%
Coût total		676,9	691,9	-15,1	-2,2%	753,7	-76,9	-10%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

Les coûts prévisionnels de production pour 2021 présentent une baisse significative par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 (- 10 %), principalement en raison d'une baisse majeure des achats de combustibles (- 33 %). Cette baisse est accentuée par une diminution des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ et de la rémunération des capitaux. Elle est en partie contrebalancée par une hausse des charges externes et des autres achats.

La réduction des coûts de production est principalement portée par le poste des achats de combustible (- 78,0 M€) par un effet combiné des prix et des volumes. D'une part, le prix des matières premières (fioul lourd et fioul léger) a significativement baissé depuis 2019. Et d'autre part, EDF prévoit une réduction de plus de 20 % entre 2019 et 2021 de la quantité d'électricité produite à partir de ses centrales thermiques du fait de la sollicitation particulièrement importante en 2019 des moyens thermiques (niveau d'hydraulicité faible) et du développement de nouveaux moyens de production.

La baisse des prix et la diminution de la production thermique sont également à l'origine de la réduction des coûts d'achat des quotas de CO₂ (- 27 %).

La réduction des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI est renforcée par une diminution de la rémunération des capitaux liée à une baisse de la VNC des actifs d'EDF en ZNI et à une diminution des taux de rémunération à partir du 6 avril 2020, date d'entrée en vigueur du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération dans les ZNI¹⁸, qui s'appliquent aux nouveaux investissements.

Ces baisses sont en partie limitées par une hausse des dépenses relatives aux charges externes et aux autres achats liée à la poursuite de la déconstruction des anciennes centrales d'EDF en Corse, en Guadeloupe, à la Martinique et à La Réunion.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020

Les coûts prévisionnels de production d'EDF dans les ZNI pour 2021 sont légèrement inférieurs à ceux initialement prévus pour 2020 (- 2,2 %). Cet écart s'explique par plusieurs facteurs.

La principale évolution concerne la diminution des coûts d'achat de combustibles (- 10 %) qui s'explique par une baisse des coûts des matières premières (fioul lourd et fioul léger). Dans ce cas, l'effet volume n'intervient quasiment pas : le volume d'électricité thermique produite par EDF est similaire dans la prévision pour 2021 et la prévision initiale pour 2020.

¹⁸ 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

Le volume de production d'électricité thermique variant peu, la hausse des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ (+ 21 %) est liée à la hausse du prix unitaire des quotas de CO₂ entre la prévision pour 2021 et la prévision initiale pour 2020.

La baisse des coûts de production est également liée à la diminution de la rémunération des capitaux (- 10 %) due à une baisse de la VNC des actifs d'EDF en ZNI et à une diminution des taux de rémunération à partir du 6 avril 2020, date d'entrée en vigueur du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération dans les ZNI¹⁹.

Enfin, le poste des impôts et taxes est en augmentation du fait notamment de la hausse du taux de la TSC appliquée au fioul léger en Guyane (cf. section C.1.1.1 de l'annexe 3 relative aux charges constatées au titre de 2019).

C.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2021 s'élèvent à **223,3 M€**, dont **114,0 M€** pour la production renouvelable et **109,3 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 16. 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 16 : Recettes de production prévisionnelles d'EDF dans les ZNI pour 2021

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prev
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	217,8	206,1	92,6	158,2	320,3	5,6	1,1	1 001,7
Recettes réseau	95,0	81,3	32,6	59,8	120,6	2,1	0,5	391,9
Recettes gestion de la clientèle	9,3	8,4	2,6	7,1	13,8	0,1	0,1	41,4
Recettes brutes de production⁽²⁾	113,5	116,4	57,4	91,3	185,9	3,3	0,6	568,4
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	36,6	15,8	38,9	20,5	31,8	3,3	0,5	147,4
Recettes de production totales⁽⁴⁾	56,1	33,6	47,3	31,0	51,1	3,6	0,5	223,3
Recettes de production - Transition Energétique	29,5	0,0	34,3	0,0	50,2	0,0	0,0	114,0
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	26,7	33,6	13,0	31,0	0,9	3,6	0,5	109,3
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	56,78	66,84	66,27	68,20	67,01	68,05	58,19	---

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

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

⁽³⁾ les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la 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 aux services systèmes et aux pertes

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

L'évolution des recettes de production prévisionnelles par rapport aux recettes constatées au titre de 2019 et à celles initialement prévues pour 2020 est indiquée dans le Tableau 17.

Tableau 17 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF pour 2021 par rapport aux recettes constatées au titre de 2019 et prévisionnelles pour 2020

M€	2021 prév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture	1 001,7	968,6	33,1	3%	983,3	18,4	2%
Recettes réseau	391,9	382,6	9,3	2%	378,2	13,7	4%
Recettes gestion de la clientèle	41,4	46,6	-5,3	-11%	40,2	1,2	3%
Recettes brutes de production	568,4	539,3	29,1	5%	564,9	3,6	1%
Part des recettes à considérer	147,4	137,5	9,9	7%	152,2	-4,8	-3%
Recettes de production totales	223,3	205,3	18,0	9%	230,2	-6,9	-3%

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2019

La prévision des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2019 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité dans les ZNI de + 1,8 % entre 2019 et 2021 ;
- légère baisse du taux de pertes moyen de 13,3 % en 2019 à 12,9 % en 2021 ;

¹⁹ 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

- augmentation moyenne tarifaire de + 4,1 % HT en 2021 par rapport aux tarifs en vigueur en 2019 ;
- augmentation moyenne des recettes d'acheminement de + 0,4 % HT en 2021 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur en 2019 ;
- les recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation, l'évolution tarifaire considérée et l'évolution du portefeuille clientèle attendue.

Bien que les recettes brutes de production augmentent légèrement entre 2019 et 2021 (+ 1 %) en raison des hypothèses de croissance de la consommation et de hausse des tarifs de vente d'électricité, les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI sont en baisse (- 3 %). Ceci est dû à une légère baisse de la part moyenne de production d'EDF SEI dans les ZNI qui passe de 27,3 % en 2019 à 26,3 % en 2021.

Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles initiales pour 2020

Le montant prévisionnel de recettes de production totales affectées à EDF pour 2021 est supérieur à celui prévu initialement pour 2020 (+ 9 %) principalement en raison des évolutions tarifaires envisagées et d'un taux de production d'EDF plus élevé dans la prévision pour 2021 par rapport à la prévision initiale pour 2020.

C.1.2 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production retenus par la CRE pour 2021 s'élèvent respectivement au total à 676,9 M€ et 223,3 M€. Le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2021 dans les ZNI est égal à **453,6 M€** et se décompose en **55,3 M€** de surcoûts de production renouvelable et **398,3 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 18 et le Tableau 19.

Tableau 18 : Surcoûts de production à partir d'énergies renouvelables prévus par EDF dans les ZNI pour 2021

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prev
Coûts de production	60,2	0,0	55,3	0,0	53,8	0,0	0,0	169,3
Recettes de production	29,5	0,0	34,3	0,0	50,2	0,0	0,0	114,0
Surcoûts de production	30,7	0,0	21,0	0,0	3,6	0,0	0,0	55,3

Tableau 19 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles prévus par EDF dans les ZNI pour 2021

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prev
Coûts de production	111,6	109,7	125,9	115,2	16,7	24,9	3,6	507,6
Recettes de production	26,7	33,6	13,0	31,0	0,9	3,6	0,5	109,3
Surcoûts de production	84,9	76,1	112,9	84,2	15,9	21,4	3,1	398,3

C.1.3 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2021

C.1.3.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2021, à **126,5 M€**, dont 56 % au titre des combustibles – hors taxes (70,8 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020 sont présentés dans le Tableau 20. Les coûts de production prévisionnels pour 2021 sont en baisse par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020 (- 4,1 M€) et stables par rapport à ceux constatés pour 2019 (- 0,3 M€).

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

Tableau 20 : Evolution des coûts de production prévisionnels prévus par EDM pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020

M€	Nature de coûts retenus	2021 prév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	70,8	80,3	-9,5	-12%	76,7	-5,9	-8%
	Personnel, charges externes et autres achats	27,7	26,8	0,9	4%	25,2	2,6	10%
	Impôts et taxes	0,9	1,0	-0,1	-10%	0,7	0,2	33%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	7,8	3,5	4,4	125%	5,6	2,3	41%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,6	11,9	-0,3	-3%	12,1	-0,5	-4%
	Amortissements	7,0	6,6	0,5	7%	6,0	1,0	17%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,6	0,0	2%	0,7	0,0	-5%
Coût total		126,5	130,6	-4,1	-3%	126,8	-0,3	-0,3%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2021 sont relativement stables par rapport à ceux constatés au titre de 2019. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une nette baisse des coûts de combustibles (- 5,9 M€) qui s'explique par :
 - le coût élevé du combustible en 2019 du fait notamment du mécanisme de couverture des achats de carburant effectué par EDM en 2019, qui s'est dénoué en défaveur d'EDM (+ 3,2 M€) ;
 - la forte baisse des prix de marché des matières premières depuis le début d'année 2020, dans un contexte de crise sanitaire mondiale qui a conduit EDM à revoir à la baisse ses prévisions pour 2020 et 2021.
- Cette baisse est compensée par les hypothèses de hausse suivantes :
 - des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ (+ 2,3 M€) à la suite de la hausse des prix constatés sur le marché Emmy en 2019 par rapport à 2018 ;
 - des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 2,6 M€). Cette évolution résulte d'un renforcement des équipes et d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations accentuée par l'élévation des différents plafonds des organismes sociaux (Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte, CAMIEG), ainsi que celle du taux de cotisations retraite.

A noter que les coûts liés au déploiement de la MDE, auparavant intégrés directement dans les coûts de production d'EDM sont désormais présentés dans une partie distincte (partie C.4.2).

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020

La variation entre les prévisions de coûts pour 2020 et 2021 s'explique principalement par une forte baisse des coûts de combustible pour les raisons expliquées précédemment et un réajustement des prévisions d'évolution de la consommation pour 2021, stable par rapport à la consommation mise à jour pour 2020.

C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2021 s'élèvent pour EDM à **24,2 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 21.

Tableau 21 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2021 par rapport aux recettes constatées au titre de 2019 et prévisionnelles pour 2020

en M€	2021 prév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	40,8	36,8	4,1	11%	37,4	3,4	9%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	18%	0,2	0,0	9%
Chiffre d'affaires total à considérer	41,1	37,0	4,1	11%	37,6	3,4	9%
(-) Recettes de distribution	15,9	15,4	0,5	3%	15,0	0,9	6%
(-) Recettes de gestion clientèle	1,8	1,6	0,2	15%	1,9	-0,1	-4%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,5	2,2	0,3	15%	2,2	0,3	16%
Recettes brutes de production	25,9	22,2	3,7	16%	22,9	2,9	13%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	24,2	20,2	4,0	20%	21,8	2,4	11%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	67,25	57,77	9,5	16%	62,56	4,7	7%

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

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2019

Le chiffre d'affaires suit l'évolution des ventes d'énergie en cohérence avec les hypothèses de croissance de la consommation (+ 4,5 %) et prenant en compte une hausse de 1 % des tarifs réglementés au 1^{er} août 2020 ainsi qu'au 1^{er} août 2021, s'appliquant uniformément à l'ensemble des catégories tarifaires sur la base des tarifs applicables en février 2020. A noter que la hausse des TRV au 1^{er} février 2020 a été en moyenne de + 3,0 % HT pour les tarifs bleus résidentiels, + 1,4 % HT pour les tarifs « bleus + » et + 1,5 % HT pour les tarifs verts.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2021 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente et corrigé de l'effet du tarif agent, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles initiales pour 2020

Le chiffre d'affaires pour 2021 est supérieur au chiffre d'affaires prévisionnel pour 2020 de 11 % ce qui s'explique notamment par une révision à la hausse des recettes tarifaires liée à l'augmentation importante des TRV aux mois de juin et août 2019 et début 2020, bien supérieure à la hausse anticipée lors de l'établissement des prévisions pour 2020 au début de l'année 2019.

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 126,5 M€ et 24,2 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2021 est évalué pour EDM à **102,3 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.1.4 Surcoûts de production prévus par EEWf pour 2021

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 organise 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 totalement 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 EEWf était limité aux kWh péréqués dont le volume a augmenté progressivement entre 2016 et 2020, en application de l'arrêté du 29 juin 2016²⁰.

C.1.4.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EEWf s'élèvent, pour 2021, à **8,63 M€**, dont 71 % au titre des combustibles – hors taxes (6,16 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020 sont présentées dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

A noter que les coûts constatés au titre de 2019 ont été calculés au prorata du volume péréqué sur la base des coûts totaux supportés par EEWf 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. En 2019, la péréquation ne représentait en moyenne que 42,3 % du volume d'électricité

Tableau 22 : Evolution des coûts prévus par EEWf pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020

M€	Nature de coûts déclarés	2021 prév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	6,16	5,13	1,0	20%	2,22	3,9	178%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,25	1,02	0,2	23%	1,81	-0,6	-31%
	Coûts d'acquisition des quotas de CO2	-	-	-	-	-	-	-
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,33	0,09	0,23	250%	0,12	0,21	170%
	Amortissements	0,65	0,64	0,0	2%	0,33	0,3	98%
	Fonctions support	0,23	0,54	-0,31	-57%	0,24	-0,01	-4%
Coût total		8,63	7,43	1,2	16%	4,72	3,9	83%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

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

- 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 (+ 3,9 M€ par rapport à 2019).
- La modification du périmètre de calcul des charges de SPE, restreint, à partir de 2020, aux coûts d'exploitation de son parc de production avec l'entrée en vigueur du Fonds de péréquation de l'électricité au sein duquel seront pris en charges 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.
- L'évolution prévisionnelle des différentes composantes de coût est également établie sur la base d'une hypothèse de hausse de la consommation de 3 % par rapport à 2019 et d'une hausse d'environ 2 % par an des charges de personnel, achats et autres charges externes.

²⁰ 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.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020

Les écarts par rapport aux coûts prévisionnels 2020 s'expliquent principalement par une révision à la hausse des coûts de combustibles (+ 1,0 M€) renforcée par une hypothèse de croissance de la consommation (+ 5,3 %).

C.1.4.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2021 s'élèvent pour EEWf à **0,99 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Evolution des recettes de production prévues par EEWf pour 2021 par rapport aux recettes initialement prévues pour 2020

en M€	2021 prév	2020 prév	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	2,04	1,91	0,13	7%
(-) Recettes de distribution	0,91	0,85	0,06	7%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,21	0,21	0,00	0%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,08	0,08	0,00	0%
Recettes brutes de production	0,99	0,92	0,08	8%
Recettes de production totales (1)	0,99	0,92	0,07	8%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	46,14	44,52	1,6	4%

(1) Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités dans la partie C.2.3.2. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Les recettes prévisionnelles pour 2021 sont en légère hausse par rapport aux prévisions 2020 (+ 8 %) du fait d'une hypothèse de croissance de la consommation de (+ 5,3 % par rapport à la prévision 2020) et d'une hausse du tarif réglementé.

C.1.4.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 8,63 M€ et 0,99 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2021 est évalué à **7,64 M€** pour EEWf. Cette année et au vu de la faible production ENR à Wallis et Futuna, l'ensemble de surcoûts de production est affecté à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ». Une séparation sera faite l'an prochain dans le cadre des reprévisions pour 2021, sur la base des données transmises par EEWf.

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

C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2021

C.2.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat

Les quantités et coûts d'achats prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2021 sont présentés dans le Tableau 24. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 1 881,2 M€ au titre de 2021.

Tableau 24 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2021

	Interconnexion*	Bagasse/C harbon	Thermique	Hydrogène	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	678,7	0,0	559,4	0,0	14,8	52,3	0,0	0,0	12,1	0,0	283,6	1 600,8
Guadeloupe	0,0	315,7	724,1	0,0	162,7	40,7	0,0	108,6	17,9	230,0	152,2	1 751,9
Martinique	0,0	0,0	759,1	4,8	50,7	0,0	18,8	0,0	0,6	241,8	85,9	1 161,8
Guyane	0,0	0,0	145,9	0,0	0,0	14,7	0,0	0,0	0,0	81,6	74,4	316,6
La Réunion	0,0	1 348,7	837,0	0,0	12,6	7,3	0,0	0,0	15,3	0,0	336,9	2 557,7
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,120
Quantités (GWh)	678,7	1 664,4	3 025,5	4,8	241,4	115,1	18,8	108,6	45,9	553,4	933,3	7 389,9
Prévision 2020 (GWh)	685,2	1820,7	3036,2	4,4	199,1	123,3	24,5	195,3	43,1	257,9	980,5	7 370,2
Constatées en 2019 (GWh)	713,6	1765,3	3365,5	0	103,7	111,5	9,3	109,5	38,1	239,6	671,1	7 127,2
Coût d'achat (M€)	42,9	376,3	840,0	1,4	45,4	11,8	2,3	13,2	5,7	193,7	348,7	1 881,2
Prévision 2020 (M€)	38,8	426,7	827,2	1	37,6	11,3	4,6	24,8	5,6	74,8	360,3	1813,0
Constatées en 2019 (M€)	41,6	389,8	900,7	0	18,3	12,2	0,5	18,6	4,6	71,3	281,5	1739,1

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

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2019

Les volumes d'achats prévus pour 2021 sont en hausse de 3,7 % par rapport à 2019, et les coûts d'achat correspondant de 8,2 %. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2019 et 2021 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérées :

- La filière biomasse est la filière qui voit son coût d'achat le plus augmenter en 2021 par rapport à 2019 (hausse de 122,3 M€). Cette hausse est portée par différents actifs : conversion de la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe, mise en service de plusieurs centrales en Guyane (St-Georges-de-l'Oyapock, Cacao, et une troisième tranche de 5,5 MW). En 2019, deux installations fonctionnant à la biomasse étaient en service : celle de Kourou en Guyane, et celle de Galion 2 en Martinique.
- Les prévisions 2021 intègrent en outre une hausse de la production photovoltaïque (+ 39 %) portée par un parc installé plus important. L'augmentation du coût d'achat est moins importante (+ 24 %) car les nouvelles installations seront moins coûteuses que les premières mises en service.
- La filière éolienne poursuivra son développement en 2021 avec une prévision de 25 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2021 en Guadeloupe et 4 MW en Martinique, s'ajoutant aux nouvelles éoliennes installées en 2020 (cf. Annexe 2), soit une hausse de la production de 133 % par rapport à 2019. Le coût d'achat augmente de 149 %, cette hausse étant plus importante que celle liée à la production puisque les nouvelles installations bénéficieront du tarif éolien cyclonique plus élevé que le tarif des anciennes installations.
- La forte augmentation de la production issue d'énergie renouvelable et bénéficiant d'une priorité d'injection entraîne logiquement un recul de la production thermique dans les prévisions 2021 par rapport à 2019 (- 10,1 % en volume).
- Enfin, les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène, suite à la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquipac en Martinique.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et aux coûts d'achat prévus initialement pour 2020

Les volumes d'achat prévus pour 2021 sont en hausse de 0,3 % par rapport aux prévisions initiales pour 2020. Les coûts d'achat correspondants sont en hausse de 3,8 % par rapport à 2020.

Les filières pour lesquelles la production augmente de manière importante entre la prévision 2021 et la prévision 2020 sont la biomasse (+ 115 %) et l'éolien (+ 21 %). La conversion de la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe participe à la hausse de la production biomasse et explique également le recul de la production de la filière Bagasse/Charbon. Les prévisions de développement du photovoltaïque sont en légère baisse (- 5 %) par rapport à 2020, année pour laquelle EDF SEI avait fait des hypothèses de forte hausse de la production (+ 56 % par rapport au constaté 2018).

La hausse des coûts d'achat s'explique principalement par l'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations, à un coup plus important que pour la filière thermique.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **425,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2021

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prév
Quantités achetées (GWh)	1 600,8	1 751,9	1 161,8	316,6	2 557,7	0,0	1,120	7 389,9
Taux de pertes (%)	14,1%	13,0%	10,0%	11,9%	9,1%	5,2%	5,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 375,2	1 524,3	1 046,0	278,8	2 325,2	0,0	1,060	6 550,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	56,78	66,84	68,20	66,27	67,01	68,05	58,19	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	78,1	101,9	71,3	18,5	155,8	0,00	0,0617	425,7

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

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **1 455,6 M€** dans les ZNI (1 881,2 M€ de coût d'achat - 425,7 M€ de coût évité).

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

- 505,6 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;

- 950,0 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2021

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prév
Coût d'achat	291,9	512,5	316,3	112,0	648,3	0,0	0,183	1 881,2
Coût évité	78,1	101,9	71,3	18,5	155,8	0,0	0,062	425,7
Surcoûts	213,9	410,6	245,0	93,5	492,5	0,0	0,122	1 455,6
Transition Energétique OA	73,3	44,1	38,1	25,4	122,2	0,0	0,035	303,2
Transition Energétique gré à gré	0,5	105,9	56,5	39,3	0,2	0,0	0,086	202,4
Mécanismes de solidarité	140,1	260,6	150,4	28,8	370,1	0,0	0,000	950,0

C.2.2 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2021

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2021 sont de 27,0 GWh, pour un montant de **9,9 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2021

		Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	Prévision 2021	1,1	25,9	27,0
	Prévision 2020	6,0	31,8	37,8
	Constaté 2019	0,0	17,6	17,6
Coût d'achat (M€)	Prévision 2021	0,1	9,8	9,9
	Prévision 2020	0,6	11,1	11,7
	Constaté 2019	0,0	8,0	8,0

EDM prévoit, par rapport au parc installé en 2019, la mise en service en 2020 de 63 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement fin 2019 et 6 installations de plus de 100 kW. En revanche, EDM ne prévoit pas de nouvelles installations mise en service en 2021 par rapport à 2020, en l'absence de données fiables à cette échéance. Ces hypothèses seront affinées dans le cadre de la reprévision pour 2021.

EDM a revu sensiblement à la baisse ses prévisions pour 2021 par rapport à ces prévisions pour 2020. En effet, EDM n'anticipe plus la mise en service des lauréats du nouvel appel d'offres en 2020 ou 2021, ces derniers ayant été désignés finalement que le 1^{er} avril 2020.

Par ailleurs, EDM prévoit une augmentation de la production de biogaz par rapport à 2019, liée à la montée en puissance progressive de l'installation existante. Cette installation, mise en service au mois de décembre 2018 sur l'ISDND de Dzoumogné, a très peu produit en 2019 (l'intégralité de la production de cette centrale Biogaz a été consommée en propre par le producteur). EDM a ainsi revu à la baisse l'estimation de la production de biogaz pour 2021 par rapport à sa prévision pour 2020.

Cela se traduit par une augmentation des volumes d'achat et des charges par rapport à 2019 et une nette baisse par rapport au prévisionnel 2020 (Tableau 28).

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

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 67,25 €/MWh (cf. partie C.1.3.2), est évaluée à **1,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28.

Tableau 28 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2021

	2021 prév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	9,9	11,7	-1,8	-15%	8,0	2,0	25%
Quantités achetées (GWh)	27,0	37,8	-10,8	-29%	17,6	9,4	53%
Taux de pertes	8,60%	8,60%	0,0	0%	8,25%	0,0	4%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	24,7	34,5	-9,9	-29%	16,2	8,5	53%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	67,25	57,77	9,5	16%	62,56	4,7	7%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,7	2,0	-0,3	-17%	1,0	0,6	64%
Surcoûts d'achat (M€)	8,3	9,7	-1,5	-15%	7,0	1,3	19%

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

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

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **8,3 M€** (9,9 M€ - 1,7 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies renouvelables (biogaz ou photovoltaïque), ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.2.3 Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2021

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 prévisionnels pour 2021 sont de 62,8 MWh, pour un montant de **0,02 M€**. EEFW ne prévoit la mise en service de nouvelles installations de production d'électricité renouvelables d'ici 2021.

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

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

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 46,14 €/MWh (cf. section C.1.4.2), est évaluée à **2,7 k€**, comme détaillé dans le Tableau 29. **Erreur ! Source du renvoi introuvable..**

Tableau 29 : Coût évité à EEFW par les contrats d'achat en 2021

	2021 prév
Coût d'achat (M€)	0,02
Quantités achetées (GWh)	0,06
Taux de pertes	5,78%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	0,06
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	46,14
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,003
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 prévus par EEFW résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **0,02 M€**. Ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

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

C.3.1 Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2021

C.3.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les quantités brutes de GWh injectés par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI en 2021 sont présentés dans le Tableau 30. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **6,5 M€** au titre de 2021.

Tableau 30 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2021

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Injection (GWh)	1,2	1,2	3,7	3,1	3,1	0,0	0,0	12,3
Prévision 2020 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Constaté 2019 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts (M€)	0,6	1,1	1,7	1,7	1,4	0,0	0,0	6,5
Prévision 2020 (M€)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Constaté 2019 (M€)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2019

Aucun coût ou volume n'a été présenté par EDF en 2019 pour des ouvrages de stockage. Les coûts et volumes exposés pour 2021 correspondent à la mise en service de l'ensemble des installations pour lesquelles la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage prévus initialement pour 2020

En l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par EDF SEI pour la prévision initiale 2020, la CRE avait choisi de ne pas retenir, au sein des charges prévisionnelles, les charges liées à ces projets pour EDF, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés

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 **0,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats stockage dans les ZNI en 2021

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prév
Quantités injectées (GWh)	1,2	1,2	3,7	3,1	3,1	0,0	0,000	12,3
Taux de pertes (%)	14,1%	13,0%	10,0%	11,9%	9,1%	5,2%	5,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1,1	1,0	3,4	2,7	2,8	0,0	0,000	11,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	56,78	66,84	68,20	66,27	67,01	68,05	58,19	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,00	0,0000	0,7

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

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage en 2021 s'élèvent à **5,8 M€** dans les ZNI (6,5 M€ de coût – 0,7 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 32.

Tableau 32 : Surcoûts de stockage prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2021

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 prév
Coût d'achat	0,6	1,1	1,7	1,7	1,4	0,0	0,000	6,5
Coût évité	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0	0,000	0,7
Surcoûts	0,6	1,1	1,4	1,5	1,2	0,0	0,000	5,8

C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDM à Mayotte au titre de 2021

En l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par EDM, la CRE a choisi de ne pas retenir, au sein des charges prévisionnelles, les charges liées à ces projets pour EDM, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés. Ce poste de charge pourra être mis à jour l'année prochaine lors de l'exercice de reprévision pour 2021.

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

La délibération de la CRE du 2 février 2017²¹ 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 2019²².

Jusqu'à la publication de ces cadres, les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par les fournisseurs historiques étaient pris en compte dans les coûts de commercialisation de ces derniers et par conséquent inclus dans les surcoûts de production qu'ils supportent. Le travail effectué par les comités MDE, les fournisseurs historiques et la CRE permet à présent de présenter les coûts de MDE de manière distincte des surcoûts de production. C'est l'objet de cette section.

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

²¹ 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

²² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI pour 2021

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2021 à **100,2 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF pour 2021

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2021
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	20,3	20,2	13,2	17,2	15,8	0,06	0,16	86,9
	Frais du fournisseur historique	4,6	4,3	1,6	3,8	5,2	0,01	0,03	19,5
Recettes	Participations tierces	-1,3	-1,8	0,00	-3,1	0,00	-0,05	0,00	-6,3
Coût net total		23,5	22,7	14,8	18,0	21,0	0,02	0,19	100,2

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

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

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

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les coûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE²³.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

La prévision des coûts de MDE pour 2021 conduit à une légère hausse des coûts par rapport au constaté pour 2019 (+ 3,5 M€). Le Tableau 34 détaille cette variation par poste.

Tableau 34 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2021 et le constaté au titre de 2019

M€	Nature de coûts	Total prévision 2021	Total constaté 2019	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	86,9	83,9	3,0	4%
	Frais du fournisseur historique	19,5	17,5	2,0	11%
Recettes	Participations tierces	-6,3	-4,8	-1,5	31%
Coût net total		100,2	96,6	3,5	4%

Depuis la mise en place des cadres territoriaux de compensation début 2019, la volonté de massifier progressivement le déploiement des actions de MDE s'accompagne d'une hausse des aides commerciales, d'une hausse des frais du fournisseur historique afin de mettre en place les outils et le personnel nécessaires, et d'une hausse en valeur absolue des participations tierces. A noter que le montant total d'aides commerciales octroyées en 2019 a été plus élevé que le montant prévisionnel du cadre de compensation pour cette même année.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2020

La prévision des coûts de MDE pour 2021 conduit à une hausse des coûts par rapport à la prévision initiale pour 2020 (+ 14,9 M€).

Pour la prévision initiale au titre de 2020, les coûts de MDE étaient comptabilisés dans les coûts de commercialisation du fournisseur historiques eux-mêmes incluent dans les coûts de production.

Tableau 35 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2021 et la prévision initiale au titre de 2020

M€	Total prévision 2021	Total prévision initiale 2020	Evolution	
			en M€	en %
Coût net total	100,2	85,3	14,9	18%

La volonté de massifier le déploiement des actions de MDE dans les ZNI explique cette hausse des coûts de MDE entre la prévision pour 2021 et la prévision pour 2020.

C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2021

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2021 à **3,6 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 36.

²³ 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.

Tableau 36 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2021

M€	Nature de coûts	2021
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,1
	Frais de personnel	0,4
	Autres charges	0,1
Recettes	Participations tierces	0,0
Coût total		3,6
Recettes CEE		-0,2
Coûts nets		3,4

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2021.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDM est un acteur éligible au dispositif des CEE mais il n'est 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 vient donc en diminution des coûts supportés pour le mise en œuvre des actions de MDE.

Le montant des recettes de CEE déclaré par EDM pour 2021 s'élève à **0,2 M€**.

Charges liées aux actions de MDE

Les coûts et les recettes de prévisionnels et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,6 M€ et 0,2 M€, le montant des charges prévisionnelles liées aux actions de MDE au titre de l'année 2021 est évalué à **3,4 M€** pour EDM. Ce coût relève de la sous-action budgétaire « Transition Energétique ».

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

La prévision des coûts de MDE pour 2021 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2019 (+ 0,7 M€). Le Tableau 37 détaille cette variation par poste.

Tableau 37 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision au titre de 2021 et le constaté au titre de 2019

M€	Nature de coûts	2021	2019	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,1	2,4	0,6	26%
	Frais de personnel	0,4	0,4	0,0	5%
	Autres charges	0,1	0,2	-0,1	-40%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
Coût total		3,6	3,0	0,6	20%
Recettes CEE		-0,2	-0,3	0,1	-37%
Coûts nets		3,4	2,7	0,7	25%

Les coûts prévisionnels pour 2021 ont été alignés sur les objectifs du cadre territorial de compensation, adopté début 2019. Ces objectifs prévoient un déploiement progressif des actions de MDE, qui s'accompagne d'une hausse des aides commerciales et d'un renforcement des effectifs afin d'accompagner le déploiement de ces actions. Les recettes liées au CEE sont en revanche inférieures à celles constatées en 2019, du fait de la valorisation en 2019 des stocks de CEE 2017 et 2018 non valorisés jusqu'à présent.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2020

La prévision des coûts de MDE pour 2021 conduit à une baisse des coûts par rapport à la prévision initiale pour 2020 (- 1,5 M€).

A noter, pour la prévision initiale au titre de 2020, les coûts de MDE étaient comptabilisés dans les coûts de commercialisation du fournisseur historiques eux-mêmes incluent dans les coûts de production.

Tableau 38 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision au titre de 2021 et la prévision initiale au titre de 2020

M€	Total prévision 2021	Total prévision initiale 2020	Evolution	
			en M€	en %
Coût net total	3,4	4,9	-1,5	-30%

Les objectifs pour 2021 ont été alignés sur les objectifs du cadre de compensation, validé début 2019. Si le programme adopté pour Mayotte constitue une accélération du déploiement de la MDE par rapport à la situation actuelle, il reste modeste au regard des cadres des autres territoires. Cela s'explique d'une part par un manque de moyens humains chez EDM et les autres membres du comité (ADEME et Conseil départemental) ne permettant pas un déploiement massif de certaines actions et par l'absence d'un tissu d'entreprises en capacité de déployer ces actions d'autre part. D'autre part, après des objectifs en hausse sur les années 2019 et 2020, la cadre de compensation prévoyait une baisse des charges sur les trois dernières années du cadre de compensation. Le comité MDE prévoit en effet que certaines actions de MDE ne soient pas soutenues financièrement sur toute la durée du cadre pour diverses raisons comme le basculement vers des équipements plus performants ou encore la baisse attendue des prix de vente des équipements qui ne nécessitent alors plus d'aide financière (par exemple dans le cas de l'éclairage performant à LED).

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 2021.

c.6 Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2021

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2.136,7 M€** pour l'année 2021 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **678,6 M€**
- Mécanismes de solidarité : **1.458,2 M€**

Tableau 39 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2021, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	666,9	11,7	0,0	0,0	678,6
Surcoûts achats OA	303,2	8,3			311,4
Surcoûts achats GAG ENR	202,4		0,0		202,4
Surcoûts production FH ENR	55,3				55,3
MDE	100,2	3,4			103,6
Stockage	5,8				5,8
Etudes ZNI identifiées dans PPE					0,0
Mécanismes de solidarité	1 348,3	102,3	7,6		1 458,2
Surcoûts achats GAG non ENR	950,0				950,0
Surcoûts production FH non ENR	398,3	102,3	7,6		508,2

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

D.1 Contexte juridique

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

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

D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2021

Pour l'année 2021, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement qui seront conclus dans le cadre de l'appel d'offres « effacement 2021 » s'élèvent à **6,0 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, seul 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 2013²⁴, 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.

²⁴ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

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

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

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

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

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant de l'aide 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 2021, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF en métropole continentale et en ZNI²⁵, par 76 entreprises locales de distribution et 8 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

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

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

Pour 2021, cette compensation s'élève à **23,8 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

Pour 2021, ces charges ont été déclarées par EDF seulement. Les coûts prévisionnels liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2021 sont estimés à **0,6 M€**, le nombre prévisionnel de dispositifs effectivement déployés reste incertain. Ces coûts font suite aux montants déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€), 2017 (2,0 M€), 2018 (2,8 M€), 2019 (0,6 M€) et 2020 (0,6 M€).

En l'absence de la publication de l'arrêté devant fixer le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs à la date de publication de la présente délibération, les coûts exposés pour l'année 2021 ont été retenus. Les régularisations nécessaires seront opérées l'année prochaine en fonction du niveau du plafond défini par arrêté et du nombre de dispositifs déployés.

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

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

Compte-tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seul EDF a déclaré des charges associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2021.

²⁵ EDM n'a déclaré aucune charges associées aux dispositifs sociaux au titre de 2021. De plus, les mécanismes ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2021 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**.
- EDF prévoit un surcoût de **0,01 M€** associé à la gestion du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2021.
- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,008 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint Martin et Saint Barthélemy.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2021 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,01 M€ + 0,008 M€).

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

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2021 s'élève à **2,8 M€**.

Au titre de l'année 2021, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 2,8 M€ (dont 0,008 M€ associés au tarif de première nécessité et 2,8 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est comparable aux charges constatées au même titre en 2019 (2,6 M€, dont -0,001 M€ associés au TPN et 2,6 M€ liés au chèque énergie), et en 2018 (2,9 M€, dont 1,2 M€ associés au TPN et 1,7 M€ liés au chèque énergie). Il reste cependant inférieur aux niveaux constatés en 2017 (6,3 M€ liés au TPN + 0,3 M€ liés au chèque énergie) et 2016 (8 M€ liés au TPN).

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

Les charges prévues par les opérateurs pour 2021 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **27,4 M€** (23,8 M€ + 0,6 M€ + 0,2 M€ + 2,8 M€), contre 26,0 M€ en 2019.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 40. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 44.

Tableau 40: Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2021

	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)	2021 prévision
	M€	M€	M€	M€
EDF	18,6	0,6	1,8	21,1
EDF MC	18,2	0,6	1,5	20,2
EDF ZNI	0,4	0,0	0,4	0,8
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,0	0,1	0,8
Autres fournisseurs	4,5	0,0	1,0	5,5
Total	23,8	0,6	3,0	27,4

E.2 Charges liées aux dispositifs - gaz

Le tarif spécial de solidarité

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

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

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

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

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant de l'aide en forme du 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 2021, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF, par 13 entreprises locales de distribution et par 6 fournisseurs alternatifs²⁶.

E.2.1 Charges liées au tarif spécial de solidarité

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2021.

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

Vingt-et-un fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **1,0 M€**. Ils étaient 20 à le faire l'an passé au titre de 2020 pour 0,8 M€.

E.2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

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

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

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2021 s'élève donc à **1 M€**. Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 41. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 44.

Tableau 41 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux pour 2021

	Dispositif d'affichage déporté	Autres dispositifs		Total à compenser en 2021
		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€
EDF	0,0	0,0	0,6	0,6
ELD	0,0	0,0	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,0	0,0	0,3	0,3
Total	0,0	0,0	1,0	1,0

E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2021, s'élève à 28,3 M€ (dont 27,37 M€ en électricité, et 0,96 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport aux montants constatés sur l'année 2019, s'élevant à 26,8 M€ (voir Tableau 43).

Les raisons principales justifiant cette hausse sont l'augmentation des charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie, ainsi que la prise en compte des charges associées aux dispositifs d'affichage déporté pour l'année 2021, laquelle reste sujette au déploiement effectif des dispositifs.

²⁶ Total Direct Énergie, Engie, Vattenfall, Dyneff, Energem et Iberdrola.

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

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

S'agissant des coûts supportés au titre de l'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* ».

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 20 février 2020 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution, et les Organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (entreprises locales de distribution et fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils prévoyaient de supporter au titre de 2021.

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

Au total, au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats, les opérateurs ont déclaré **58,5 M€** :

- 55,2 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 51,2 M€ prévus par EDF, 3,4 M€ prévus par 74 entreprises locales de distribution, et 0,5 M€ prévus par cinq Organismes agréés) ;
- 3,3 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 0,06 M€ prévus par trois entreprises locales de distribution et 3,2 M€ prévus par 16 fournisseurs de gaz naturel).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice des charges prévisionnelles au titre de 2021. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2021.

En effet, la CRE vérifiera lors de l'exercice de charges constatées puis des années suivantes que les coûts de gestion sont liés à une mise en œuvre efficace des dispositifs par les opérateurs. Les coûts qui ne correspondraient pas à une gestion efficace ne seront pas compensés.

G. SYNTHÈSE

G.1 Charges de service public prévisionnelles au titre de 2021

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2021 est évalué à **9 135,4 M€**.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fournie dans le Tableau 42.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2019 et prévues au titre de 2020 (prévision initiale) est fournie dans le Tableau 43.

Tableau 42 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2021

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2021
Soutien ENR électrique en métropole	5 352,2					0,0	316,5	15,8	5 684,5
Eolien terrestre	1 651,4					0,0	103,6	8,4	1 763,4
Eolien en mer	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaïque	2 745,0					0,0	150,5	5,8	2 901,3
Bio-énergies	664,7					0,0	47,2	0,7	712,6
Autres énergies	291,1					0,0	15,1	0,9	307,1
Injection biométhane	0,0					0,0	14,6	529,2	543,8
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 015,1	114,0	7,7	0,0					2 136,7
Transition énergétique	666,9	11,7	0,02	0,0					678,6
Mécanismes de solidarité	1 348,3	102,3	7,6						1 458,2
Cogénération et autres moyens thermiques	663,5					0,0	14,1	0,0	677,6
Effacement					6,0				6,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	21,6	0,0					0,9	5,8	28,3
Compensation FSL	18,6	0,0					0,7	4,5	23,8
Afficheur déporté	0,6						0,0	0,0	0,6
Autres	2,4	0,0					0,2	1,4	4,0
Frais divers	51,2					0,0	3,5	3,8	58,5
Frais de gestion	51,2					0,0	3,5	3,8	58,5
	8 103,6	114,0	7,7	0,0	6,0	0,0	349,6	554,6	9 135,4

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 43 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2021 par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et prévisionnelles au titre de 2020

	Charges au titre de 2021	Charges prévisionnelles au titre de 2020	Evolution 2021 prév - 2020 prév		Charges constatées au titre de 2019	Evolution 2021 prév - 2019	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	5 684,5	4 704,9	979,6	21%	5 167,3	517,2	10%
Eolien terrestre	1 763,4	1 298,4	465,0	36%	1 592,7	170,7	11%
Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
Photovoltaïque	2 901,3	2 616,2	285,2	11%	2 746,6	154,8	6%
Bio-énergies	712,6	605,1	107,5	18%	574,2	138,3	24%
Autres énergies	307,1	185,2	121,9	66%	253,8	53,3	21%
Injection biométhane	543,8	246,5	297,3	121%	107,7	436,1	405%
Soutien en ZNI	2 136,7	2 108,5	28,2	1%	2 063,6	73,2	4%
Transition énergétique	678,6	582,5	96,1	16%	510,2	168,4	33%
Mécanismes de solidarité	1 458,2	1 526,0	-67,9	-4%	1 553,4	-95,2	-6%
Cogénération et autres moyens thermiques	677,6	740,4	-62,8	-8%	730,0	-52,4	-7%
Effacement	6,0	40,0	-34,0	-85%	6,7	-0,7	-11%
Dispositifs sociaux	28,3	32,9	-4,5	-14%	26,8	1,5	6%
Compensation FSL	23,8	24,1	-0,3	-1%	23,4	0,4	2%
Afficheur déporté	0,6	2,8	-2,3	-80%	0,0	0,6	0%
Autres	4,0	5,9	-2,0	-33%	3,4	0,5	16%
Frais divers	58,5	56,7	1,8	3%	49,0	9,5	19%
Frais de gestion	58,5	56,7	1,8	3%	49,0	9,5	19%
	9 135,4	7 929,9	1 205,5	15%	8 151,1	984,3	12%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2019

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2021 est plus élevé de 984,3 M€ que celui constaté en 2019.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux ENR électrique en métropole de 517,2 M€ s'explique essentiellement par le développement continu du parc soutenu (+ 9,2 TWh soit + 17 %), cette hausse est réduite par la hausse des prix de marché attendus (+ 8 €/MWh en moyenne).
- (hausse) La multiplication par 5 (+ 436,1 M€) des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation dans la même proportion de la quantité de gaz injecté.
- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 168,4 M€) est due principalement :
 - à la mise en service d'installations renouvelables bénéficiant de contrats de gré à gré, principalement pour la filière biomasse ;
 - au développement important de la production sous obligation d'achat : photovoltaïque et éolien ;
 - à la mise en service des premiers ouvrages de stockage dans les ZNI.
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 95,2 M€) est due principalement :
 - à la réduction des volumes d'achat d'énergie thermique, liée au développement des énergies renouvelables qui remplacent de la production carbonée ;
 - à la conversion à la biomasse de la centrale charbon d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe ;
 - à une baisse des surcoûts de production d'EDF en ZNI (- 53,7 M€) en raison d'une diminution du coût d'achat des combustibles et du coût d'acquisition des quotas de CO₂ par un effet combiné des prix (baisse des prix de marché des combustibles et des quotas de CO₂) et des volumes (diminution de la production thermique d'EDF) ;
 - Ces baisses sont en partie contrebalancées par une hausse des surcoûts production d'EEWF (+ 4,1 M€) en lien notamment avec la mise en place de la péréquation tarifaire et la hausse du coût d'achat du combustible.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles au titre de 2020

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2021 est plus élevé de 1 205,5 M€ que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2020 présentée dans la délibération de l'année précédente.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux ENR électrique en métropole de 979,6 M€ s'explique à parts égales par le développement continu du parc soutenu (+ 6,5 TWh soit + 10 %) et par la baisse importante des prix de marché attendus (- 7 €/MWh).
- (hausse) La multiplication par 2,2 (+ 297,3 M€) des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation dans une proportion semblable de la quantité de gaz injecté.
- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 96,1 M€) est due principalement à :
 - la mise en service d'installations de production renouvelable en gré à gré (principalement pour la filière biomasse) ;
 - la mise en service des premières installations de stockage centralisé en ZNI ;
 - une hausse des dépenses prévisionnelles supportées par EDF en ZNI pour le déploiement des actions de MDE (+ 14,9 M€).
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action mécanisme de solidarité dans les ZNI (- 67,9 M€) est due principalement à :

- la baisse de la production issue de charbon suite à la conversion à la biomasse de la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe, et au développement des énergies renouvelables réduisant les volumes d'achat thermiques ;
- une baisse des surcoûts de production d'EDF en ZNI (- 24,9 M€) et d'EDM (- 8,1 M€) en raison d'une diminution du coût d'achat des combustibles (baisse des prix de marché).

G.2 Détail des charges prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours

Le Tableau 44 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2021 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs de dernier recours.

Tableau 44 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 618	915 919	111 918	0	804 001		2 250	37 600	843 851
SICAE de l'Aisne	5 226	1 534 357	258 645	0	1 275 711		6 999	0	1 282 711
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	31 556	2 572 240	1 483 715	0	1 088 525		4 440	13 176	1 106 142
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	35	18 729	1 905	0	16 824		0	0	16 824
Régie Communale d'Electricité GATTIÈRES	148	77 770	7 404	0	70 366		0	2 290	72 656
Régie Electrique DALOU	48	21 929	2 649	0	19 279		185	1 232	20 696
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 168	495 444	69 329	0	426 115		1 719	2 917	430 751
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	19	9 065	985	0	8 080		0	0	8 080
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 294	915 263	128 324	0	786 939		900	492	788 331
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	286	85 300	15 762	0	69 538		0	0	69 538
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 963	662	0	5 301		0	754	6 055
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	12	7 094	681	0	6 413		0	615	7 028
Régie municipale d'Electricité QUIE	8	2 896	361	0	2 535		0	720	3 255
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	6 003	599 079	292 916	0	306 163		154	2 010	308 327
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 062	1 889 371	405 825	0	1 483 546		0	0	1 483 546
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CAIITE - LISSAC - LABATUT	392	218 000	23 001	0	194 999		0	0	194 999
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	9 095	2 496 702	396 771	11 649	2 088 282		231	16 707	2 105 220
Régie Municipale d'Electricité Quillan	5 555	653 259	301 637	0	351 622		2 436	4 482	358 540
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINT-MARIE	2 982	316 681	147 136	0	169 545		1 260	5 724	176 529
Régie SDED EROME	87	49 160	5 302	0	43 858		0	0	43 858
Régie SDED Gervans	99	57 520	5 039	0	52 481		0	0	52 481
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	80	36 684	4 264	0	32 419		13 127	0	45 546
SYNELVA COLLECTIVITES	86 601	11 875 456	3 990 065	0	7 885 390		10 800	63 700	7 959 890
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	633	309 521	36 945	0	272 576		0	5 072	277 648
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	102	28 448	7 190	0	21 258		0	3 088	24 346
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	151	52 458	7 968	0	44 490		0	0	44 490
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 555	1 126	0	9 429		0	0	9 429
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 682	1 383 758	167 042	0	1 216 716		0	23 648	1 240 364
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	831	297 973	42 755	0	255 218		801	4 506	260 525
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	426	190 719	22 652	0	168 067		0	12 550	180 617
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	236	125 501	11 636	0	113 865		40	5 423	119 328
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 694	9 455 508	1 835 764	24 963	7 594 781		15 976	89 109	7 699 866
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	125 315	12 522 177	5 563 840	226 327	6 732 011		49 500	159 208	6 940 719
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	70	36 211	3 842	0	32 369		150	2 701	35 219
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 113	865 895	103 203	0	762 692		635	0	763 327
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	131 216	13 174 059	7 875 013	0	5 299 046		12 827	69 173	5 381 046
Régie Communale Electrique SAULNES	11	5 590	583	0	5 007		770	750	6 527
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	215 916	28 817 128	9 855 252	342 819	18 619 057		99 027	220 151	18 938 235
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 445	939	0	9 506		0	365	9 871
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	560	96 731	30 021	0	66 710		1 500	1 600	69 810
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	22 521	2 417 943	996 136	133 134	1 288 674		1 755	21 654	1 312 083
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	32	16 021	1 534	0	14 487		0	0	14 487
Régie d'Electricité BITCHE	68	35 934	3 463	0	32 471		497	0	32 968
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	42	19 810	2 341	0	17 470		996	1 919	20 384

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	97	42 119	6 016	0	36 103		0	1 535	37 638
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	110	36 376	5 428	0	30 948		3 807	2 600	37 355
Régie d'Electricité SCHOENECK	75	40 824	3 593	0	37 231		205	1 350	38 786
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	122	61 615	6 088	0	55 527		1 426	4 800	61 753
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	51	21 235	2 443	0	18 792		1 300	1 450	21 542
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 724	533 723	226 304	0	307 419		1 753	0	309 172
R.M.E.T. TALANGE	119	35 319	6 151	0	29 168		360	3 468	32 996
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	21 596	1 764	0	19 832		1 852	1 800	23 484
Régie Municipale d'Electricité MONTAIS LA MONTAGNE	22	9 743	1 027	0	8 716		0	0	8 716
S.I.C.A.E. CARNIN	54	18 374	2 873	0	15 501		0	0	15 501
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	13	4 833	671	0	4 162		158	0	4 320
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	50	23 451	2 694	0	20 757		0	0	20 757
Régie Municipale d'Electricité LOOS	52	22 765	2 842	0	19 923		4 014	0	23 937
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	14 008	1 743 381	815 534	0	927 847		6 850	550	935 247
S.I.C.A.E. OISE	208 177	19 541 151	9 175 335	269 596	10 096 220		18 586	174 899	10 289 705
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	18 447	3 109 033	946 166	0	2 162 867		6 166	16 587	2 185 620
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	6 409	0	29 411		0	0	29 411
SIVOM d'Energie du Pays Toy	176	20 929	8 943	0	11 987		1 350	0	13 337
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	24	9 407	1 564	0	7 843		200	0	8 043
Energies Services LANNEMEZAN	624	360 873	29 999	0	330 875		4 646	0	335 521
Régie Electrique LA CABANASSE	15	7 800	849	0	6 951		0	0	6 951
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	3 312	297 172	138 337	0	158 835		1 061	1 488	161 383
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	12	7 950	727	0	7 223		440	0	7 663
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	622	315 943	27 935	0	288 007		706	9 773	298 486
GAZ DE BARR	255	93 142	12 281	0	80 861	273 537	6 594	5 433	366 424
UME	5 451	1 433 512	243 074	8 321	1 182 116		2 938	16 359	1 201 413
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 642	2 020 247	786 541	0	1 233 706		595	9 924	1 244 225
ES ENERGIES STRASBOURG	321 825	73 938 620	14 534 396	441 005	58 963 220	3 083 303	162 473	386 703	62 595 698
VIALIS	24 921	5 104 446	1 101 369	33 283	3 969 793		16 595	34 580	4 020 968
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 657	4 569 966	1 058 383	43 268	3 468 315		1 591	30 374	3 500 280
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	167	100 163	7 472	0	92 691		261	5 769	98 721
SICAE EST	68 270	9 644 090	2 955 444	102 058	6 586 588		5 400	78 288	6 670 276
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	157	30 548	7 823	0	22 725		0	0	22 725
SOREA	30 824	3 052 123	1 248 291	18 306	1 785 526		0	43 607	1 829 133
Régie Electrique TIGNES	10 183	827 300	392 087	106 746	328 467		1 421	10 000	339 888
Régie Electrique Communale BOZEL	4 343	392 954	194 800	0	198 154		0	0	198 154
Régie Electrique Communale AUSSOIS	18	5 691	875	0	4 816		0	0	4 816
Régie Electrique AVRIEUX	6	3 758	371	0	3 387		225	0	3 612
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	19	9 396	994	0	8 402		0	0	8 402
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	24	14 636	1 355	0	13 281		0	0	13 281
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	5	2 002	284	0	1 719		0	0	1 719
Régie Electrique MONTVALEZAN	35	13 905	1 960	0	11 945		56	200	12 201
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 754	1 277 334	560 515	9 985	706 834		450	13 947	721 231
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 221	194 045	52 361	0	141 683		0	0	141 683
Syndicat des Energies Electriques de TARENTEISE	1 689	298 343	80 733	0	217 610		0	0	217 610
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	5 880	535 615	281 903	0	253 712		3 150	7 800	264 662
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	469	234 125	23 425	0	210 699		5 603	4 047	220 349
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	12 541	902 257	604 578	0	297 678		1 350	2 680	301 708
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	5 411	810 998	260 992	0	550 006		4 050	13 760	567 816
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	5 594	1 998 278	288 822	0	1 709 456		13 500	23 250	1 746 206
S.A.I.C. PERS LOISINGES	99	44 234	3 799	0	40 435		0	0	40 435
Régie d'Electricité d'Elbeuf	168	79 248	7 320	0	71 928		11 217	4 432	87 577
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	29 994	2 463	0	27 531		5 373	120	33 024
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 265	467 923	63 893	0	404 029		3 715	12 780	420 524
SEOLIS	877 738	101 036 787	37 504 216	657 347	62 875 224		125 626	798 473	63 799 323
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	525 552	48 945 487	22 597 394	247 961	26 100 132		7 200	438 049	26 545 381
GAZELEC DE PERONNE	39 949	3 456 950	1 729 683	49 925	1 677 341		1 675	12 600	1 691 616
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 135	1 128 322	568 996	0	559 326		1 350	3 326	564 002
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 200	252	0	1 948		0	545	2 493
SICAE du CARMAUSIN	15 466	4 468 784	706 767	6 657	3 755 360		1 970	42 485	3 799 815
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	1 598	451 304	69 356	0	381 949		43 728	21 450	447 127
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Cognae	24 356	3 551 807	1 173 458	0	2 378 350		6 560	29 982	2 414 892
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	773 764	108 416 952	33 021 070	379 431	75 016 452		133 140	384 000	75 533 592

ANNEXE 1

15 juillet 2020

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	515	45 257	24 857	0	20 400		72	0	20 472
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	8 351	1 028 064	386 408	21 634	620 022		46	16 775	636 843
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	776	229 114	41 162	0	187 952		2 239	5 178	195 369
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	66	30 908	3 380	0	27 528		9 000	0	36 528
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	90	43 371	4 586	0	38 786		2 946	1 773	43 504
TOTAL Flex	220 646	21 348 093	9 263 712	153 104	11 931 278			445 474	12 376 752
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		4 132		4 132
TOTAL DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	4 477 444	909 578	12 390	5 399 412
ENERCOOP	25 497	3 070 755	1 062 767	34 948	1 973 040	999 619		59 362	3 032 021
ENERGEM	0	0	0	0	0		1 020		1 020
CALEO							2 500		2 500
ENDESA ENERGIA SA						15 093 868		69 700	15 163 568
SAVE						188 199 762		1 140 338	189 340 100
ALSEN						2 844 009		11 195	2 855 204
Gaz de Bordeaux						11 203 658	7 007	54 118	11 264 783
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						15 565 991		72 784	15 638 774
Gaz de Paris						19 721 461		74 922	19 796 383
Vattenfall							30 000		30 000
PICOTY						3 227 428		10 344	3 237 772
DYNEFF							13 411		13 411
GEG Source d'Energies						1 594 594		13 662	1 608 255
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						9 718 858		10 000	9 728 858
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						31 860 907		80 543	31 941 451
ENGIE	0	0	0	0	0	192 871 275	4 794 000	1 379 232	199 044 506
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		573		573
IBERDROLA ENERGIE France	0	0	0	0	0		26 323		26 323
Joul	354	77 436	15 955	0	61 481		27 973	4 950	94 405
OUI ENERGY	0	0	0	0	0		28 000		28 000
PLUM ENERGIE						2 087 755		7 000	2 094 755
PROVIRIDIS SAS						6 375 269		83 994	6 459 263
REDEO ENERGIES SAS						33 272 461		237 298	33 509 759
SELFEE	1 485	392 812	62 415	0	330 397			9 750	340 147
Terreal						1 327 402		6 160	1 333 562
Union des producteurs locaux d'électricité	20 012	2 357 624	843 931	23 298	1 490 394			29 460	1 519 854
Total	4 061 388	529 258 618	179 502 201	3 345 764	346 410 652	543 798 600	6 710 481	7 265 000	904 184 733