



Schwartz and Co
Strategy Consulting

Audit du niveau des charges et produits d'EDF SEI

Rapport final (A)

Portant sur la description de l'ensemble des charges et produits d'EDF SEI et des modalités de dissociation entre activités

Version publique, 30 novembre 2017

Version 1.4

Préparé pour : la Commission de Régulation de l'Energie

Préparé par : Schwartz and Co



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'AUDIT	19
1.1. Contexte.....	19
1.2. Champ de l'audit	21
2. ORGANISATION DES LIVRABLES ET OBJECTIF DU RAPPORT	23
2.1. Organisation des livrables de l'étude.....	23
2.2. Objectif du document.....	24
3. SYNTHÈSE DES RESULTATS CLES.....	25
3.1. Vue d'ensemble et modalités de dissociation comptable	25
3.2. Périmètre TURPE	26
3.3. Périmètre SPE.....	28
3.4. Indicateurs de performance	35
4. DEROULEMENT DE L'AUDIT	41
5. VUE D'ENSEMBLE DES ACTIVITES ET DES MODALITES DE DISSOCIATION COMPTABLE D'EDF SEI	42
5.1. Présentation des activités et des mécanismes de régulation	42
5.2. Organisation et procédures	44
5.3. Présentation du reporting interne d'EDF SEI.....	45
5.4. Modalités et clés d'affectation des CNE, des charges de capital et des recettes tarifaires	45
5.4.1. Architecture comptable d'EDF SEI	45
5.4.2. Modalités et clés de dissociation.....	49
5.5. Réconciliation des extractions de comptabilité analytique d'EDF SEI avec la comptabilité appropriée et le dossier tarifaire « réseau »	58
6. CHARGES ET PRODUITS LIES A L'ACTIVITE DE DISTRIBUTION	60
6.1. Méthode et hypothèses générales de construction des trajectoires.....	60
6.1.1. Méthodologie de construction des budgets TURPE 4	60
6.1.2. Méthodologie générale de construction des budgets TURPE 5	60
6.2. Vue d'ensemble des charges et produits liés à l'activité de distribution	62
6.2.1. Matrice tarifaire.....	62
6.2.2. Décomposition des CNE par poste pour l'année 2016	64
6.2.3. Evolution des CNE d'EDF SEI sur la période TURPE 4 (2014-2017).....	66
6.2.4. Trajectoire des CNE proposée par EDF SEI sur la période prévisionnelle 2018-2021.....	67
6.3. Analyse poste par poste	68
6.3.1. Achats liés au système électrique.....	68
6.3.2. Autres achats et services	70
6.3.3. Charges de personnel	84
6.3.4. Impôts et taxes	89



6.3.5.	Autres charges d'exploitation	91
6.3.6.	Produits extratarifaires	96
6.3.7.	Production immobilisée et stockée	101
6.3.8.	Autres produits d'exploitation	103
7.	CHARGES ET PRODUITS RELEVANT DU PERIMETRE DES CHARGES DE SPE	107
7.1.	Méthode de construction des trajectoires	107
7.2.	Charges d'exploitation	108
7.2.1.	Vue d'ensemble	108
7.2.2.	Analyse poste par poste	117
7.3.	Recettes	144
7.3.1.	EDF SEI	144
7.3.2.	Analyses par territoire	145
7.4.	Charges de capital	149
7.4.1.	EDF SEI	149
7.4.2.	Analyses par territoire	150
7.5.	Charges de MDE	155
7.5.1.	EDF SEI	155
7.5.2.	Analyses par territoire	157
8.	INDICATEURS DE PERFORMANCE.....	158
8.1.	Synthèse des résultats clés	158
8.2.	Méthodologie	161
8.2.1.	Les territoires du Benchmark international	162
8.2.2.	Les critères retenus pour le Benchmark international	163
8.3.	Indicateurs de performance suivis par EDF SEI	164
8.3.1.	Taux de pertes électriques	164
8.3.2.	Indicateurs de qualité de fourniture	166
8.3.3.	Indicateurs de suivi de la qualité de service	175
8.3.4.	Coefficient de disponibilité des centrales KD	183
8.3.5.	Coûts unitaires moyens	184
8.3.6.	Opérations de MDE	185
8.3.7.	Accidents de travail	189
8.4.	Appréciation des indicateurs de suivi de la performance.....	190
8.4.1.	Taux de pertes électriques	190
8.4.2.	Indicateurs de qualité de fourniture	191
8.4.3.	Indicateurs de qualité de service	195
8.4.4.	Indicateurs de performance liés au périmètre production	197
8.4.5.	Opération de MDE	198
8.4.6.	Accidents de travail	199
8.5.	Recommandations.....	200
8.5.1.	Production	201
8.5.2.	Système	202
8.5.3.	Transport	203
8.5.4.	Distribution	204



8.5.5.	Ventes / MDE.....	205
8.5.6.	Critère transverse : les pertes.....	205
8.5.7.	Indicateurs suggérés par Schwartz and Co	206



INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1. Dates des différentes étapes de fin d'exploitation des centrales	30
Tableau 2 : Synthèse des actions commerciales de MDE par EDF SEI par territoire	35
Tableau 3 : Synthèse des indicateurs suivis par EDF SEI et comparaison des territoires.....	35
Tableau 4 : Synthèse des résultats du Benchmark international	37
Tableau 5. Liste des indicateurs de performance incluant les indicateurs suggérés par Schwartz and Co ..	38
Tableau 6. Reporting interne d'EDF SEI au 31 décembre 2016.....	45
Tableau 7. Liste des différentes sociétés comptables portant la comptabilité analytique d'EDF SEI	46
Tableau 8. Liste des postes non redescendus dans la comptabilité d'EDF SEI	50
Tableau 9. Répartition des charges centrales dans la comptabilité appropriée de l'année 2014, hors quote-part Production du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI	51
Tableau 10. Répartition des charges centrales dans la comptabilité appropriée de l'année 2015, hors quote-part Production du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI	51
Tableau 11. Répartition des charges centrales dans la comptabilité appropriée de l'année 2016, hors quote-part Production du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI	51
Tableau 12. Quotes-parts réseau et activités SPE des charges centrales EDF SA non redescendues dans le périmètre comptable d'EDF SEI communiquées par EDF SEI en k€ courants	52
Tableau 13. Modalités des refacturations entre EDF SEI et les autres entités du Groupe pour l'année 2016	53
Tableau 14. Répartition des charges des flux de prestataires entre les trois activités d'EDF SEI pour l'année 2016	54
Tableau 15. Budget des prestations de la DSP pour réaliser les prestations attendues par EDF SEI pour l'année 2016.....	55
Tableau 16. Protocoles de rétrocession des charges et produits entre activités Réseau et Production+Commercialisation.....	56
Tableau 17. Nature des clés de répartition des fonctions communes d'EDF SEI.....	57
Tableau 18. Evolution des clés de répartition des charges indirectes internes à EDF SEI sur la période 2014-2016	57
Tableau 19. Ecart entre la trajectoire d'inflation utilisée par EDF SEI dans le plan d'affaires TURPE 4 et celle retenue par la CRE.....	60
Tableau 20. Trajectoire d'inflation utilisée par Schwartz and Co pour retraiter les trajectoires prévisionnelles TURPE 4	60
Tableau 21. Indices utilisés par EDF SEI pour construire la trajectoire prévisionnelle TURPE 5	61
Tableau 22. Hypothèses d'inflation et de GVT utilisées par EDF SEI dans la construction de la trajectoire prévisionnelle	62
Tableau 23. Matrice tarifaire d'EDF SEI.....	62
Tableau 24. Regroupement de postes comptables proposé par Schwartz and Co.....	63
Tableau 25. Décomposition graphique par rubriques et postes des CNE réalisées d'EDF SEI en 2016 ...	65
Tableau 26. Décomposition des CNE 2016 d'EDF SEI.....	65
Tableau 27. Vue globale des CNE réalisées 2016, estimées 2017 et prévisionnelles 2018-2021 selon la trajectoire révisée par EDF SEI à fin juin 2017, en M€ courants	67
Tableau 28. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Achats liés au système électrique » en M€ courants.....	69
Tableau 29. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Autres achats et services » en M€ courants...	71
Tableau 30. Contenu de la rubrique « Autres achats et services ».....	72



Tableau 31. Trajectoire prévisionnelle des volumes livrés au réseau sur la période 2017-2021	83
Tableau 32. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Charges de personnel » en M€ courants	85
Tableau 33. Contenu de la rubrique « Charges de personnel »	86
Tableau 34. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Impôts et taxes » en M€ courants	90
Tableau 35. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Autres charges d'exploitation » en M€ courants	92
Tableau 36. Contenu de la rubrique « Autres charges d'exploitation »	93
Tableau 37. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Produits extratarifaires » en M€ courants	97
Tableau 38. Contenu de la rubrique « Produits extratarifaires »	98
Tableau 39. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Production immobilisée et stockée » en M€ courants	102
Tableau 40. Contenu de la rubrique « Autres produits d'exploitation »	105
Tableau 41. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	109
Tableau 42. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	110
Tableau 43. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	111
Tableau 44. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	112
Tableau 45. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	113
Tableau 46. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	115
Tableau 47. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de Saint-Pierre-et-Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	116
Tableau 48. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	117
Tableau 49. Dates des différentes étapes de fin d'exploitation des centrales	118
Tableau 50. Contenu de la rubrique combustible	119
Tableau 51. Décomposition du poste FO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	122
Tableau 52. Décomposition du poste FOD par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	123
Tableau 53. Décomposition du poste FOD TAC par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	125
Tableau 54. Décomposition de la rubrique quotas de CO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	126
Tableau 55. Contenu de la rubrique quotas de CO2	127
Tableau 56. Décomposition de la rubrique autres achats par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	127
Tableau 57. Contenu de la rubrique autres achats (hors Iles Bretonnes)	128
Tableau 58. Décomposition de la rubrique charges externes du périmètre global d'EDF SEI (hors Iles Bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016	129
Tableau 59. Contenu de la rubrique charges externes (hors Iles Bretonnes)	129
Tableau 60. Décomposition du poste charges externes par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	130



Tableau 61. Décomposition du poste dépréciation des stocks par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	131
Tableau 62. Décomposition du poste commissions EDF Trading par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	131
Tableau 63. Décomposition de la rubrique charges de personnel d'EDF SEI (Hors Saint Pierre et Miquelon) sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	132
Tableau 64. Contenu de la rubrique charges de personnel.....	132
Tableau 65. Décomposition du poste statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	133
Tableau 66. Décomposition du poste non statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	133
Tableau 67. Décomposition du poste impôts et taxes sur rémunérations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016.....	133
Tableau 68. Décomposition du poste production immobilisée par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	135
Tableau 69. Evolution de la rubrique impôts et taxes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	135
Tableau 70. Contenu de la rubrique impôts et taxes	136
Tableau 71. Décomposition du poste plafonnement CET par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	137
Tableau 72. Décomposition du poste CVAE par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	138
Tableau 73. Décomposition du poste impôts des centres par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	139
Tableau 74. Décomposition de la rubrique charges indirectes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	140
Tableau 75. Contenu de la rubrique charges indirectes EDF SEI	140
Tableau 76. Décomposition du poste de frais commun par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle	141
Tableau 77. Décomposition du poste de Direction SEI par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle	142
Tableau 78. Décomposition de la rubrique charges indirectes EDF SA au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	143
Tableau 79. Décomposition du poste charges centrales au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	144
Tableau 80. Contenu de la rubrique Recettes	145
Tableau 81. Décomposition des charges de capital au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	150
Tableau 82. Contenu de la rubrique Charges de capital.....	150
Tableau 83. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	151
Tableau 84. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	152
Tableau 85. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	153
Tableau 86. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	153



Tableau 87. Décomposition des charges de capital au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	154
Tableau 88. Décomposition des charges de capital au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	155
Tableau 89. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	156
Tableau 90. Contenu de la rubrique MDE.....	156
Tableau 91. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	157
Tableau 92. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	157
Tableau 93. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	157
Tableau 94. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	157
Tableau 95. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre d'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	157
Tableau 96. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de Saint-Pierre-et-Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	157
Tableau 97. Liste des indicateurs actuellement suivis et des activités concernées	158
Tableau 98 : Synthèse des indicateurs suivi par EDF SEI et comparaison des territoires	159
Tableau 99 : Synthèse des résultats du Benchmark.....	161
Tableau 100. Liste des territoires utilisés pour effectuer le benchmark.....	162
Tableau 101. Critère B suivi par EDF SEI sur la période 2014-2016.....	167
Tableau 102 : Critère B par territoire sur la période 2014-2016	169
Tableau 103 : Trajectoire prévisionnelle pour le critère B « distribution » sur la période 2017-2021.....	170
Tableau 104 : Indicateur Qf sur la période 2008-2015.....	171
Tableau 105 : Nouvel indicateur Qf pour l'année 2016, par territoire.....	172
Tableau 106 : Indicateur CMAT par territoire sur la période 2014-2016.....	172
Tableau 107 : Fréquence moyenne de coupure FMC-BT et FMC-HTA sur la période 2014-2016.....	173
Tableau 108 : Critère M pour EDF SEI, par nature des coupures	174
Tableau 109 : Rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI par catégorie de clients pour la période 2014 – 2016	176
Tableau 110 : Rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI par territoire pour la période 2014 – 2016	176
Tableau 111 : Réclamations pour proposition de raccordement envoyées hors délais par catégorie de clients	178
Tableau 112 : Réclamations pour proposition de raccordement envoyées hors délais par territoire	178
Tableau 113 : Montant total des incitations financières relatives à la qualité de service d'EDF SEI sur la période 2014 - 2016.....	179
Tableau 114 : Taux de réclamations traitées dans les 30 jours suivant leur réception par EDF SEI sur la période 2014 – 2016.....	179
Tableau 115 : Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois au cours de l'année sur la période 2014 – 2016	180
Tableau 116 : Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois au cours de l'année par territoire sur la période 2014 – 2016.....	180



Tableau 117 : Taux de propositions de raccordement envoyées hors délai par catégorie de clients sur la période 2014 – 2016.....	181
Tableau 118 : Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie de clients sur la période 2014 – 2016	182
Tableau 119 : K_D en énergie moyen par territoire et type d'actif	184
Tableau 120 : Coût de production moyen par territoire sur la période 2014-2016	185
Tableau 121 : CSPE évitée par les opérations de MDE sur la période 2014-2016 et prévisionnel 2017...	186
Tableau 122 : Volume de CEE par territoire sur la période 2014-2016.....	188
Tableau 123 : Volume de CEE « précarité » par territoire, en 2016 et prévisionnel 2017.....	188
Tableau 124 : Taux de fréquence des accidents de travail (Tf)	189
Tableau 125. Tableau de synthèse des indicateurs actuellement suivis.....	200
Tableau 126. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Production	202
Tableau 127. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Gestion du système	202
Tableau 128. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Transport.....	203
Tableau 129. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Distribution	205
Tableau 130. Indicateurs utilisés par EDF SEI pour l'activité MDE	205
Tableau 131. Récapitulatif des indicateurs de performance utilisés par EDF SEI et proposés par Schwartz and Co	206
Tableau 132. Comptes utilisés pour la production de la comptabilité appropriée aux charges de SPE.....	208
Tableau 133. Comptes utilisés pour la production du bilan TURPE 4.....	209



INDEX DES FIGURES

Figure 1. Représentation des charges internes et externes à EDF SEI donnant lieu à une dissociation comptable	26
Figure 2. Comparaison de la trajectoire de CNE réalisée 2014-2016 d'EDF SEI avec la trajectoire de CNE TURPE 4 retraitée de l'inflation	27
Figure 3. Trajectoire de CNE prévisionnelle proposée par EDF SEI.....	28
Figure 4. Trajectoire globale et par principale rubrique des charges d'exploitation SPE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	29
Figure 5. Trajectoire globale des achats de combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	29
Figure 6. Trajectoire globale des volumes de combustibles achetés 2014-2016 et prévisionnelles 2017-2018 d'EDF SEI.....	31
Figure 7. Trajectoire des prix moyens unitaires d'achat de combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	31
Figure 8. Trajectoire globale et par principale rubrique des charges d'exploitation SPE hors combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	32
Figure 9. Trajectoire globale par territoire des charges d'exploitation SPE hors MDE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	32
Figure 10. Trajectoire globale et par principale rubrique des charges d'exploitation SPE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	33
Figure 11. Trajectoire globale des charges de capital réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	34
Figure 12. Trajectoire des charges de MDE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI.....	34
Figure 13. Organigramme d'EDF SEI.....	44
Figure 14. Schématisation de l'architecture globale du système informatique comptable d'EDF SEI.....	48
Figure 15. Représentation des charges internes et externes à EDF SEI donnant lieu à une dissociation comptable	49
Figure 16. Trajectoire des CNE d'EDF SEI sur la période TURPE 4 (€ courants)	67
Figure 17. Trajectoires des CNE réalisées et prévisionnelles sur la période 2014-2021	68
Figure 18. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Achats liés au système électrique » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	69
Figure 19. Evolution de la rubrique « Achats liés au système électrique » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants.....	70
Figure 20. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Autres achats et services » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	71
Figure 21. Evolution de la rubrique « Autres achats et services » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	72
Figure 22. Trajectoire 2014-2021 du poste « Consommations externes » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	74
Figure 23. Evolution du postes « Consommations externes » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	75
Figure 24. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Redevances de concession » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	75
Figure 25. Evolution du sous-poste « Redevances de concession » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	76



Figure 26. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Matériel » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	76
Figure 27. Evolution du sous-poste « Matériel » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	76
Figure 28. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Travaux » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	77
Figure 29. Evolution du sous-poste « Travaux » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	77
Figure 30. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Informatique et Télécom » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	78
Figure 31. Evolution du sous-poste « Informatique et Télécom » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	78
Figure 32. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Tertiaire et Prestations » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	79
Figure 33. Evolution du sous-poste « Tertiaire et Prestations » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	79
Figure 34. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Assurances » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	79
Figure 35. Evolution du sous-poste « Assurances » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	79
Figure 36. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Immobilier » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	80
Figure 37. Evolution du sous-poste « Immobilier » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	80
Figure 38. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Autres charges » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	80
Figure 39. Evolution du sous-poste « Autres charges » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	80
Figure 40. Trajectoire 2014-2021 du poste « Charges issues des protocoles » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	81
Figure 41. Evolution du poste « Charges issues des protocoles » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	82
Figure 42. Trajectoire 2014-2021 du poste « Services système » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	83
Figure 43. Evolution du poste « Services système » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	84
Figure 44. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Charges de personnel » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	85
Figure 45. Evolution de la rubrique « Charges de personnel » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	85
Figure 46. Trajectoire 2014-2016 du poste « Rémunérations » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	86
Figure 47. Evolution du poste « Rémunérations » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	87
Figure 48. Trajectoire 2014-2016 du poste « Charges de pensions » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	87



Figure 49. Evolution du poste « Charges de pensions » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	87
Figure 50. Trajectoire 2014-2016 du poste « Charges de sécurité sociale » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	88
Figure 51. Evolution du poste « Charges de sécurité sociale » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	88
Figure 52. Trajectoire 2014-2016 du poste « Autres charges de personnel » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	88
Figure 53. Evolution du poste « Autres charges de personnel » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	88
Figure 54. Trajectoire 2014-2016 du poste « Non statutaires » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	89
Figure 55. Evolution du poste « Non statutaire » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	89
Figure 56. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Impôts et taxes » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	90
Figure 57. Evolution de la rubrique « Impôts et taxes » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	91
Figure 58. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Autres charges d'exploitation » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	92
Figure 59. Evolution de la rubrique « Autres charges d'exploitation » par société comptable Réseau sur la période 2014-2021 en M€ courants.....	93
Figure 60. Trajectoire 2014-2016 du poste « Tarif agent » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	94
Figure 61. Evolution du poste « Tarif agent » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	94
Figure 62. Trajectoire 2014-2016 du poste « VNC des immobilisations démolies » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	95
Figure 63. Evolution du poste « VNC des immobilisations démolies » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	95
Figure 64. Trajectoire 2014-2016 du poste « Autres » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	96
Figure 65. Evolution du poste « Autres » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	96
Figure 66. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Produits extratarifaires » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	97
Figure 67. Evolution de la rubrique « Produits extratarifaires » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	98
Figure 68. Trajectoire 2014-2021 du poste « Prestations complémentaires » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	99
Figure 69. Evolution du poste « Prestations complémentaires » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	99
Figure 70. Trajectoire 2014-2021 du poste « Contributions de tiers » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	100
Figure 71. Evolution du poste « Contributions de tiers » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants	100
Figure 72. Trajectoire 2014-2021 du poste « Travaux divers » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	101



Figure 73. Evolution du poste « Travaux divers » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants.....	101
Figure 74. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Production immobilisée et stockée » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	102
Figure 75. Evolution de la rubrique « Production immobilisée et stockée » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants.....	103
Figure 76. Trajectoire 2014-2021 du poste « Autres produits d'exploitation » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	104
Figure 77. Evolution du poste « Autres produits d'exploitation » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants	105
Figure 78. Trajectoire 2014-2016 du poste « Subventions » au périmètre global EDF SEI en M€ courants	106
Figure 79. Evolution du poste « Subventions » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants.....	106
Figure 80. Trajectoire 2014-2016 du poste « Autres » au périmètre global EDF SEI en M€ courants.....	107
Figure 81. Evolution des charges d'exploitation au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	108
Figure 82. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	109
Figure 83. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	111
Figure 84. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	112
Figure 85. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	113
Figure 86. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	114
Figure 87. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de Saint-Pierre-et-Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	115
Figure 88. Evolution des charges d'exploitation au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	116
Figure 89. Evolution de la rubrique Combustibles au périmètre global EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	118
Figure 90. Trajectoire globale des achats de combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI en comparaison aux volumes achetés.....	119
Figure 91. Décomposition de la rubrique combustibles au périmètre global EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	119
Figure 92. Evolution du poste FO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	120
Figure 93. Evolution des consommations de FO2 en kT par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	120
Figure 94. Evolution des prix unitaires moyens des achats de FO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	120
Figure 95. Evolution du poste FOD par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	122
Figure 96. Evolution des consommations de FOD en kT par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	123



Figure 97. Evolution des prix unitaires moyen des achats de FOD par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	123
Figure 98. Evolution du poste FOD TAC par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	124
Figure 99. Evolution des consommations de FOD TAC en kT par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	124
Figure 100. Evolution des prix unitaires moyen des achats de FOD TAC par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	125
Figure 101. Evolution de la rubrique quotas de CO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	126
Figure 102. Evolution de la rubrique autres achats par territoire d'EDF SEI (hors Iles Bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016.....	127
Figure 103. Décomposition de la rubrique charges externes du périmètre global d'EDF SEI (hors Iles bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016	129
Figure 104. Evolution du poste charges externes par territoire d'EDF SEI (hors Iles bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016.....	130
Figure 105. Evolution du poste dépréciation des stocks par territoire d'EDF SEI (hors Iles bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016.....	131
Figure 106. Evolution du poste commissions EDF Trading par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	131
Figure 107. Evolution de la rubrique charges de personnel d'EDF SEI (hors Saint Pierre et Miquelon) sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	132
Figure 108. Evolution de la rubrique charges de personnel de Saint Pierre et Miquelon sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	132
Figure 109. Evolution du poste statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 .	133
Figure 110. Evolution du poste Non statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	133
Figure 111. Evolution du poste impôts et taxes sur rémunérations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	133
Figure 112. Evolution du poste prestations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	134
Figure 113. Décomposition du poste prestations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	134
Figure 114. Evolution du poste production immobilisée par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	134
Figure 115. Evolution de la rubrique impôts et taxes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	135
Figure 116. Evolution du poste plafonnement CET par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	137
Figure 117. Evolution du poste CVAE par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	138
Figure 118. Evolution du poste impôts des centres par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016	139
Figure 119. Evolution de la rubrique charges indirectes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018	140
Figure 120. Evolution du poste de frais commun par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	141
Figure 121. Evolution du poste de Direction SEI par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle.....	142



Figure 122. Evolution de la rubrique charges indirectes EDF SA au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	142
Figure 123. Evolution du poste prestataire au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	144
Figure 124. Décomposition du poste prestataire au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	144
Figure 125. Evolution du poste charges centrales au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	144
Figure 126. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	145
Figure 127. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016.....	146
Figure 128. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016.....	146
Figure 129. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016.....	147
Figure 130. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016.....	147
Figure 131. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016.....	148
Figure 132. Evolution des charges de capital au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	149
Figure 1337. Evolution des charges de capital au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	151
Figure 134. Evolution des charges de capital au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	152
Figure 135. Evolution des charges de capital au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	152
Figure 136. Evolution des charges de capital au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	153
Figure 137. Evolution des charges de capital au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	154
Figure 138. Evolution des charges de capital au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	155
Figure 139. Evolution des dépenses MDE (Maîtrise de la demande en énergie) au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018.....	155
Figure 140. Evolution des dépenses MDE (Maîtrise de la demande en énergie) de EDF SEI par territoire sur la période réalisée 2014-2016.....	157
Figure 141. Taux de pertes électriques en pourcentage de la production injectée, par territoire sur la période 2014-2016.....	166
Figure 142. Critère B toutes causes confondues, réparti selon l'origine des coupures.....	168
Figure 143 : Critère B hors évènements exceptionnels climat, par territoire, période 2014-2016.....	169
Figure 144 : Critère B « distribution » sur la période 2000-2016.....	170
Figure 145 : Indicateur CMA _T par territoire sur la période 20009-2016.....	172
Figure 146 : Fréquence moyenne de coupure FMC-BT sur la période 2014-2016 par territoire.....	173
Figure 147 : Fréquence moyenne de coupure FMC-HTA sur la période 2014-2016 par territoire.....	174
Figure 148 : Critère M hors évènements exceptionnels, période 2014-2015 et par territoire.....	175



Figure 149 : Coûts de CSPE évités par les opérations de MDE, en M€ par territoire sur la période 2014-2016	187
Figure 150 : Répartition des coûts de CSPE évités en 2016 par segment d'intervention.....	187
Figure 151 : Volume de CEE par territoire sur la période 2014-2016.....	188
Figure 152 : Taux de pertes électriques (2016 pour les territoires d'EDF SEI, chiffres 2014, 2015 ou 2016 pour les autres territoires)	191
Figure 153 : Critère B toutes causes confondues pour les territoires d'EDF SEI (2016) et d'autres territoires (chiffres 2014, 2015 ou 2016)	192
Figure 154 : Fréquence de coupure FMC-BT en 2016 pour la Corse, la Guyane et la Martinique	194
Figure 155 : Fréquence de coupure FMC-BT en 2016 pour les territoires d'EDF SEI, SAIFI pour d'autres îles (FMC global BT et HTA, en 2014, 2015 ou 2016)	194
Figure 156 : Calcul du CAIDI pour les territoires d'EDF SEI (2016) et d'autres territoires (2014, 2015 ou 2016), pour l'ensemble des clients BT et HTA	195
Figure 157. Taux de réclamations traitées dans les 30 jours.....	196
Figure 158. Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois par an.....	197
Figure 159 : Coefficient de disponibilité des principales centrales thermiques.....	198
Figure 160 : Coût de CSPE évités grâce aux opérations de MDE, par nombre de points de livraison et territoire, pour l'année 2016.....	199
Figure 161 : Volume de CEE en MWh cumac par point de livraison, pour l'année 2016.....	199
Figure 162 : Taux de fréquence des accidents de travail (EDF SEI 2016, chiffres 2014, 2015 ou 2016 pour les autres territoires).....	200



Glossaire

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BAR	Base d'Actifs Régulés
BT	Réseau de distribution d'électricité à basse tension
C3S	Contribution sociale de solidarité des sociétés
CAC	Commissaire aux Comptes
CAGR	« Compound Annual Growth Rate », représente le taux moyen de croissance annuelle
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index : mesure la durée moyenne d'une coupure pour un client
CAP	Charges à payer
Charges de Capital (CC)	Dotation aux Amortissements (et le cas échéant aux provisions pour renouvellement) + Rémunération du capital
Charges d'exploitation	Dépenses /charges d'exploitation
Charges de SPE	Charges de service public de l'énergie
CICE	Le crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE) est un avantage fiscal qui concerne les entreprises employant des salariés et équivaut à une baisse de leurs cotisations sociales.
CNE	Charges Nettes d'Exploitation
CNIEG	Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières
DO	Direction opérationnelle
DPD	Direction – Personnel de Direction
DSP	Direction des services partagés d'EDF SEI
EDF PEI	EDF Production Electrique Insulaire, filiale d'EDF à 100 %
ELDs	Entreprises Locales de Distribution
EMP	Effectif moyen payé
ENEDIS	Gestionnaire de Réseau de Distribution français, opérateur d'un réseau de distribution sur environ 95 % du territoire français.
FMC	Fréquence moyenne de coupure (FMC) mesurée sur le réseau basse tension (FMC-BT) ou sur le réseau HTA (FMC-HTA)
FPE	Fonds de Péréquation de l'Electricité
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HTA	Réseau de transport d'électricité à haute tension
HTB	Réseau de transport d'électricité à très haute tension
IFRS	International Financial Reporting Standard
Investissements	Dépenses d'investissements (flux de trésorerie relatifs aux acquisitions d'actifs durables)
K_D	Coefficient de disponibilité K_D correspondant à la proportion de puissance disponible et qui pourrait, techniquement, être livrée sur le réseau (puissance disponible divisée par la puissance totale opérée).
K_p	Coefficient de production égal au produit des deux coefficients K_D et K_u
K_u	Coefficient correspondant à la proportion de la puissance disponible qui est réellement utilisée. C'est un critère d'utilisation.
MDE	Maîtrise de la demande de l'énergie
P+C	Activités de production et de commercialisation d'EDF SEI
PUMP	Prix Unitaire Moyen Pondéré



Rémunération du capital	Coût de financement des actifs, correspondant à la rémunération des fonds propres d'une part et à la rémunération de la dette d'autre part
QVST	Qualité de vie santé au travail
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SPE	Service Public de l'Energie
TURPE 4	Le TURPE 4 est l'ensemble des tarifs d'utilisation de réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (dits « TURPE 4 HTA/BT ») à compter du 1er janvier 2014 pour s'appliquer sur une période d'environ quatre ans.
TURPE 5	Le TURPE 5 est l'ensemble des tarifs d'utilisation de réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (dits « TURPE 5 HTA/BT ») en remplacement du TURPE 4. Le nouveau TURPE 5 HTA-BT s'appliquera à compter du 1er août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.
TURPE EDF SEI	Le TURPE EDF SEI est évalué sur les mêmes bases que le TURPE validé par la CRE dans sa délibération du 12 décembre 2013 mais intègre les prévisions d'inflation effectuées par EDF SEI
TURPE retraité	Le TURPE est calculé à priori sur la base d'une inflation prévisionnelle. Le TURPE retraité est recalculé à posteriori sur la base de l'inflation réelle
ZNI	Zone Non Interconnectée au réseau métropolitain continental



1. Contexte et objectif de l'audit

1.1. Contexte

EDF SEI exerce ses activités en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, à La Réunion, à Saint-Pierre-et-Miquelon, à Saint-Martin, à Saint-Barthélemy, dans les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Ces territoires où EDF SEI exerce ses activités de GRD, de producteur et de fournisseur d'électricité font partie des territoires communément nommés zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) qui constituent des « petits réseaux isolés » du fait de leur taille et de l'absence d'interconnexion à un réseau continental.

C'est la loi n°2000-108 du 10 février 2000 qui a introduit la notion de « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental », c'est-à-dire toutes les parties du territoire français qui ne peuvent, du fait de leur éloignement, être raccordées au réseau de transport. Cette caractéristique donne la possibilité à EDF SEI de ne pas séparer ses activités de gestion du réseau (transport, distribution et équilibrage), de ses activités de production ou de ses activités commerciales.

EDF SEI est en situation de monopole pour ce qui concerne la distribution et la fourniture de l'électricité des territoires concernés.

Les caractéristiques géographiques des ZNI et la relative faiblesse des infrastructures portuaires ou routières conduit à un prix de revient du mégawattheure produit et à un coût de gestion de l'activité de GRD nettement supérieurs à ceux de la métropole continentale, alors que les consommateurs bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité dont le niveau moyen est identique en tous lieux du territoire national. C'est le principe de la péréquation tarifaire.

EDF SEI exerçant des activités diverses dans le secteur électrique dans les ZNI, les charges relatives à chaque activité doivent être identifiées et isolées sur le plan comptable, selon les principes de dissociation comptable qui leur incombent, conformément aux dispositions de l'article L. 111-84 du code de l'énergie. Cette dissociation comptable est en lien avec les modes de financement des charges supportées par EDF SEI du fait de l'exercice de ses activités dans les ZNI au travers de deux dispositifs distincts :

- **Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) ;**

La délibération de la CRE du 17 novembre 2016 sur le « TURPE 5 HTA-BT » prévoit la couverture par le tarif, à leur niveau effectif, des charges d'Enedis correspondant aux dotations versées à EDF SEI, dont le montant est déterminé par la CRE.



Dans ce contexte, la CRE travaille actuellement à l'élaboration du niveau des dotations à verser à EDF SEI. La trajectoire prévisionnelle de ces dotations sera établie sur la base des charges prévisionnelles de l'opérateur sur la période 2018-2021.

Il est donc essentiel pour la CRE d'avoir une parfaite connaissance de la structure de coûts d'EDF SEI pour être en mesure d'apprécier le niveau et l'efficacité de ces coûts.

- **Les charges de service public de l'énergie (charges de SPE)**

Les charges supportées par EDF SEI et imputables aux charges de SPE lui sont compensées par des versements du budget de l'Etat.

En application des articles L. 121-7 et L. 121-8 du code de l'énergie ces charges sont constituées :

- des surcoûts de production, correspondant à la différence entre les coûts de production des installations appartenant à EDF SEI et la part production des recettes tarifaires pour les volumes d'électricité considérés ;
- des surcoûts d'achat d'électricité, correspondant à la différence entre les coûts d'achat contractuels et la part production des recettes tarifaires pour les volumes d'électricité considérés ;
- des coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par EDF SEI pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;
- des coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;
- des coûts d'études supportés en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie et conduisant à un surcoût de production ;
- des surcoûts supportés au titre des dispositifs sociaux mentionnés à l'article L. 121-8 du code de l'énergie.

Les charges de SPE supportées par EDF SEI sont établies sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par EDF SEI et contrôlée à ses frais, dont les règles sont définies par la CRE.

A partir de cette comptabilité, EDF SEI adresse chaque année à la CRE le 31 mars au plus tard, une déclaration relative aux charges de SPE qu'elle estime avoir supportées au titre de l'année précédente. La CRE est chargée de leur analyse et de l'évaluation annuelle du niveau de leur compensation.

Par ailleurs, la CRE travaille actuellement à l'élaboration des indicateurs de performance correspondant au fonctionnement d'un opérateur de production et de fourniture d'électricité efficace. Ces indicateurs doivent permettre d'améliorer le suivi de l'évolution des charges SPE



d'EDF SEI, d'apprécier leur niveau et leur efficacité et d'instaurer éventuellement des mécanismes incitant à leur maîtrise.

1.2. Champ de l'audit

Dans ce contexte, la CRE a missionné Schwartz and Co pour effectuer un audit des activités d'EDF SEI au périmètre d'activité Réseau (périmètre d'activité entrant dans le champ du TURPE et du FPE) et au périmètre d'activité SPE, excepté les achats d'électricité par EDF SEI aux producteurs tiers sur les ZNI qui ne rentrent pas dans le champ de l'audit au périmètre SPE.

L'audit a pour objectif de permettre à la CRE :

- s'agissant de l'activité de distribution d'EDF SEI, de disposer, autant que possible à l'échelle de ses différents territoires, d'une parfaite compréhension des charges et produits d'exploitation au cours des exercices comptables 2014 à 2016, et des charges et produits d'exploitation prévisionnels présentés par l'opérateur pour la période 2017-2021, au regard de la performance de l'opérateur (qualité d'alimentation notamment).
- s'agissant des activités relevant du périmètre des charges de SPE sur la période 2014-2016, de s'assurer, à l'échelle de ses différents territoires, d'une part, de la validité des charges et produits mis en avant par EDF SEI dans le cadre de ses déclarations relatives aux charges de SPE et, d'autre part, de la gestion efficace de ses activités.

Les résultats de cet audit permettront à la CRE :

- de disposer d'une description précise des modalités et des clés d'affectation des charges nettes d'exploitation et de capital, ainsi que des recettes tarifaires liées à la vente d'électricité, entre les différentes activités d'EDF SEI (distribution, activités relevant du périmètre des charges de SPE et autres activités le cas échéant) sur la période 2014-2016.
- de disposer d'une description précise des indicateurs de performance éventuellement mis en place et suivis par EDF SEI pour piloter ses différentes activités sur la période 2014-2016 et leurs trajectoires prévisionnelles sur la période 2017-2021 ;
- s'agissant des activités relevant du périmètre des charges de SPE, sur la période 2014-2016 :
 - de disposer d'une compréhension précise de la nature et du niveau des charges nettes d'exploitation et de capital, y compris les recettes tarifaires liées à la vente d'électricité, supportés par EDF SEI ;
 - de porter une appréciation sur les évolutions des charges et produits supportés par EDF SEI, notamment en lien avec la fermeture de ses quatre centrales de production d'électricité remplacées par les nouvelles centrales d'EDF PEI (Production Electrique Insulaire) ;



- de proposer un niveau de charges efficient pouvant être atteint par l'opérateur s'il s'avérait que le niveau des charges de capital et d'exploitation constaté par EDF SEI ne s'avérait pas efficient.
- s'agissant de l'activité de distribution d'EDF SEI :
 - pour la période 2014-2016, de disposer d'une compréhension précise de la nature et du niveau des charges nettes d'exploitation, au regard de la performance de l'opérateur ;
 - pour la période 2017-2021 : de disposer d'une parfaite compréhension des charges et des produits d'exploitation prévisionnels ainsi que des hypothèses associées à leur évolution ; de porter une appréciation sur les évolutions prévisionnelles proposées par EDF SEI, au regard de la performance de l'opérateur, en s'appuyant notamment sur l'analyse du niveau des charges et produits constatés sur les exercices 2014 à 2016.



2. Organisation des livrables et objectif du rapport

2.1. Organisation des livrables de l'étude

A l'issue de la phase 3 de l'audit du niveau des charges et produits d'EDF SEI, Schwartz and Co soumettra trois rapports tenant compte des remarques de la CRE et d'EDF SEI :

- **Rapport final (A) portant sur la description de l'ensemble des charges et produits d'EDF SEI et des modalités de dissociation entre activités** : il s'agit du présent rapport qui fournit :
 - Une vue d'ensemble des activités et de l'organisation d'EDF SEI ;
 - Une description des modalités de dissociation comptable au sein d'EDF SEI ;
 - Une mise à plat des trajectoires de charges nettes d'exploitation au périmètre des activités réseau sur la période 2014-2021 ;
 - Une mise à plat des trajectoires de charges d'exploitation, de charges de capital et de recettes liées aux activités au périmètre SPE ;
 - Une appréciation des indicateurs de performance sur l'ensemble des activités d'EDF SEI.
- **Rapport final (B) portant sur l'analyse des charges nettes d'exploitation relatives à l'activité de distribution sur la période réalisée 2014- 2016 et prévisionnelle 2018-2021** : ce rapport fournit :
 - Une analyse détaillée de l'ensemble des charges nettes d'exploitation sur la période réalisée 2014-2016 en mettant l'accent sur les écarts avec la trajectoire prévisionnelle TURPE 4 ;
 - Une appréciation des trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation sur la période 2018-2021 ;
 - Une analyse des trajectoires de charges de capital liées aux postes Systèmes d'Information, Immobilier et Véhicules sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2018-2021.
- **Rapport final (C) portant sur l'analyse des charges et produits relatifs aux activités relevant du périmètre des charges de SPE sur la période 2014-2016** : ce rapport fournit :
 - Une analyse détaillée de l'ensemble des trajectoires de charges d'exploitation, de charges de capital et de recettes liées aux activités au périmètre SPE sur la période réalisée 2014-2016 avec :
 - un focus particulier sur l'adéquation du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité avec les volumes d'électricité produits et consommés
 - une analyse de l'évolution des charges et produits supportés par EDF SEI en lien avec le remplacement de ses anciennes centrales par les nouvelles centrales d'EDF PEI ;
 - Une appréciation du niveau des charges nettes d'exploitation et de capital au regard d'éventuels éléments de comparaison ;
 - Des recommandations quant au niveau efficient de charges d'exploitation et de capital qu'il conviendrait de prendre en compte au titre des années 2014, 2015 et



2016. Cette analyse portera sur l'ensemble des charges et des produits, à l'exception des charges résultant des contrats d'achat d'électricité.

2.2. Objectif du document

Ce document constitue le rapport final (A) de fin de phase 4 transmis à EDF SEI.

Pour des raisons de secret commercial et industriel, certaines parties de ce rapport ont été rendues confidentielles.

Convention de présentation des données dans ce rapport :

- Signe des produits tarifaires : (+)
- Signe des charges tarifaires : (-)



3. Synthèse des résultats clés

3.1. Vue d'ensemble et modalités de dissociation comptable

Exerçant des activités diverses dans le secteur électrique dans les ZNI, les charges d'EDF SEI relatives à chaque activité doivent être identifiées et isolées sur le plan comptable, selon les principes de dissociation comptable qui leur incombent, conformément aux dispositions de l'article L. 111-84 du code de l'énergie. Cette dissociation comptable est en lien avec les modes de financement des charges supportées par EDF SEI du fait de l'exercice de ses activités dans les ZNI au travers de deux dispositifs distincts :

- Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) ;
- Les charges de service public de l'énergie (charges de SPE).

Afin d'obtenir une vision globale des charges et produits correspondant à toutes les activités d'EDF SEI, nous avons obtenu le reporting interne, en normes IFRS, d'EDF SEI destiné à EDF SA, au 31 décembre 2016, englobant l'ensemble des activités de la direction. Nous avons également obtenu les extractions comptables au même périmètre global d'EDF SEI sur la période 2014-2016. Aucun écart significatif entre le résultat net du reporting interne transmis (**(CONFIDENTIEL)**) et la somme des résultats nets des extractions de la comptabilité analytique (**(CONFIDENTIEL)**) n'a été identifié en 2016.

Par ailleurs, nous avons mis à plat l'architecture du SI comptable d'EDF SEI, celui-ci étant organisé en 14 sociétés comptables représentant les unités d'EDF SEI (y compris les fonctions centrales). Chacune des sociétés est typée « Production + Commercialisation » ou « Distribution » (i.e. réseau) et elle correspond à un périmètre national ou local (pour les 6 principaux territoires des ZNI : Corse, Guadeloupe, Martinique, Réunion, Guyane et Saint Pierre et Miquelon).

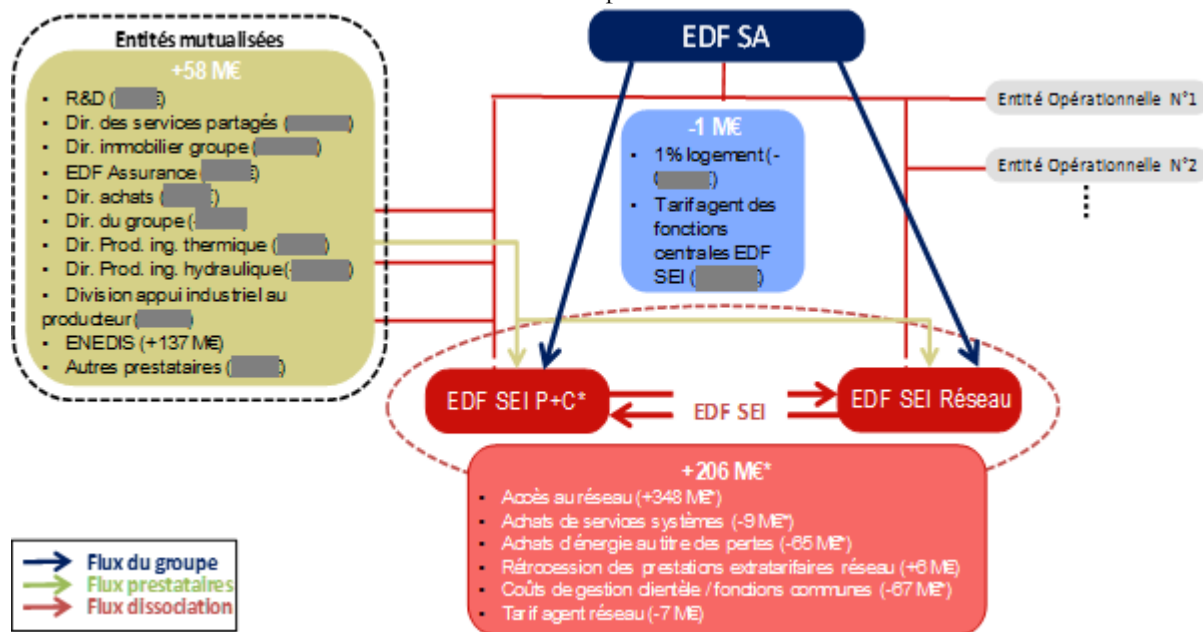
Trois principaux types de flux comptables alimentent cette architecture comptable :

- **Les flux des dépenses gérées en tête de groupe EDF**, et redescendus au niveau de l'entité opérationnelle EDF SEI pour sa quote-part.
A noter : certaines dépenses ne sont pas redescendues dans les comptes de l'entité sous l'organisme comptable EDF SEI (cf section 5.4.2.1.1 qui détaille les charges en tête de Groupe non redescendues à EDF SEI).
- **Les flux des « prestataires EDF »** qui sont des flux internes au groupe EDF en provenance des autres entités EDF SA qui réalisent des prestations spécifiques pour des entités opérationnelles (recherche, direction ingénierie, etc.), des prestations mutualisées pour l'ensemble des directions opérationnelles (achats, immobilier etc.), ainsi que la quote-part des coûts de fonctionnement de la tête de Groupe, refacturée à EDF SEI.
- **Les flux dits de « dissociation comptable »** qui sont des flux entre les sociétés EDF SEI « P+C » et « Réseau ».

Dans la Figure 1, nous avons schématisé les trois types de flux et nous avons représenté les principales composantes de chaque type de flux en indiquant les montants réalisés sur l'année 2016 fournis par EDF SEI.



Figure 1. Représentation des charges internes et externes à EDF SEI donnant lieu à une dissociation comptable



* Les montants sont exprimés en valeurs nettes avec la convention suivante : un flux est comptabilisé positivement quand il résulte en une baisse des charges ou une augmentation des produits au périmètre Réseau et négativement dans les cas inverses.

Dans la section 5.4.2, nous avons détaillé les modalités de dissociation relatives à chaque type de flux ainsi que les clés de répartition utilisées, quand elles nous ont été communiquées par EDF SEI.

Enfin, nous avons fait l'exercice sur l'année 2016 de réconcilier les éléments du dossier tarifaire « réseau » et de la comptabilité appropriée avec les extractions comptables d'EDF SEI.

L'écart calculé sur le périmètre TURPE affiche un résultat net nul, ce qui nous permet de valider précisément la cohérence entre les données exposées dans le dossier tarifaire TURPE et les extractions comptables fournies par EDF SEI.

Quant au périmètre des activités production et commercialisation, la réconciliation des données de la déclaration SPE avec les extractions comptables ne nous a pas permis de séparer le périmètre de l'activité production du périmètre de l'activité commercialisation avec un degré de fiabilité acceptable. L'architecture du SI comptable d'EDF SEI ne permet pas une séparation appropriée des charges et produits entre ces deux périmètres dans le cadre de cet audit.

3.2. Périmètre TURPE

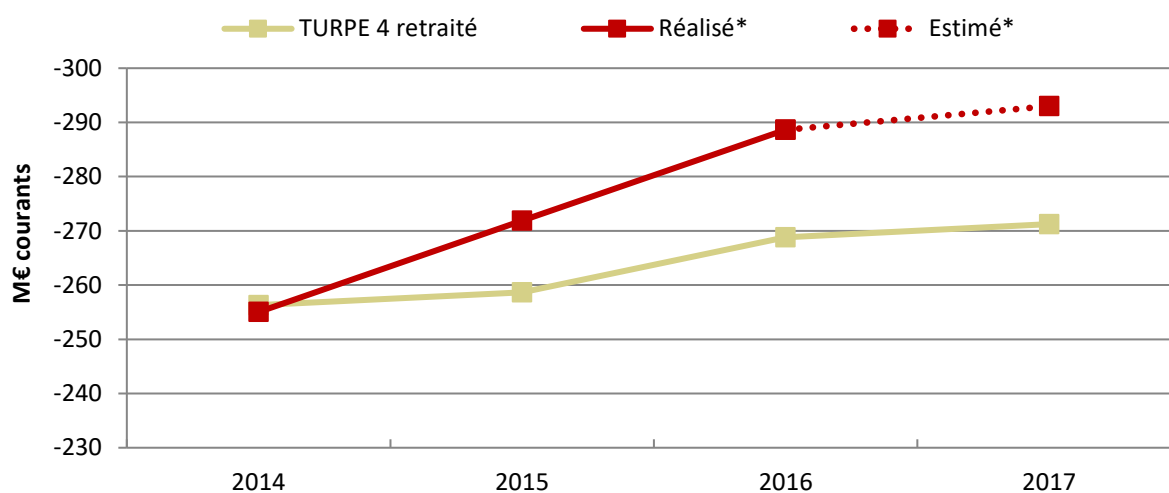
Bilan TURPE 4 de la période 2014-2016

Sur la période 2014-2016, les Charges Nettes d'Exploitation (CNE) d'EDF SEI, calculées hors CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI, sont supérieures à



la trajectoire prévisionnelle TURPE 4 retraité de l'inflation. L'écart cumulé sur la période 2014-2016 entre les CNE réalisées d'EDF SEI et la trajectoire TURPE 4 retraité s'élève à -31 M€ courants, soit environ 10 M€ par an ce qui représente 4,1 % du montant moyen des CNE annuelles TURPE 4 retraité.

Figure 2. Comparaison de la trajectoire de CNE réalisée 2014-2016 d'EDF SEI avec la trajectoire de CNE TURPE 4 retraitée de l'inflation



* Hors CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

Au cours de la période 2014-2016, les plus gros écarts entre la trajectoire de CNE TURPE retraitée et la trajectoire réalisée par EDF SEI portent sur:

- La rubrique autres achats et services : écart moyen annuel sur la période 2014-2016 de -10,9 M€, soit +8,1 % du montant moyen annuel de la rubrique sur la période ;
- Les rubriques autres charges et produits d'exploitation¹: écart moyen annuel sur la période 2014-2016 de -4 M€, comparé à un montant annuel moyen réalisé de -2,8 M€ ;
- La rubrique production immobilisée et stockée : écart moyen annuel sur la période 2014-2016 de +7,5 M€, soit +23 % du montant moyen annuel de la rubrique sur la période.

Trajectoire de CNE proposée par EDF SEI sur la période TURPE 5

EDF SEI a présenté à la CRE une première trajectoire prévisionnelle de CNE en mars 2017. Cette trajectoire a fait l'objet d'une révision, transmise à la CRE en juin 2017.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI a construit son business plan sans inclure le projet majeur de compteur évolué.

Cependant, les trajectoires recommandées par Schwartz and Co tiennent compte de l'impact de ce projet sur les recettes extratarifaires prévisionnelles. L'impact sur les charges n'a pas été traité dans

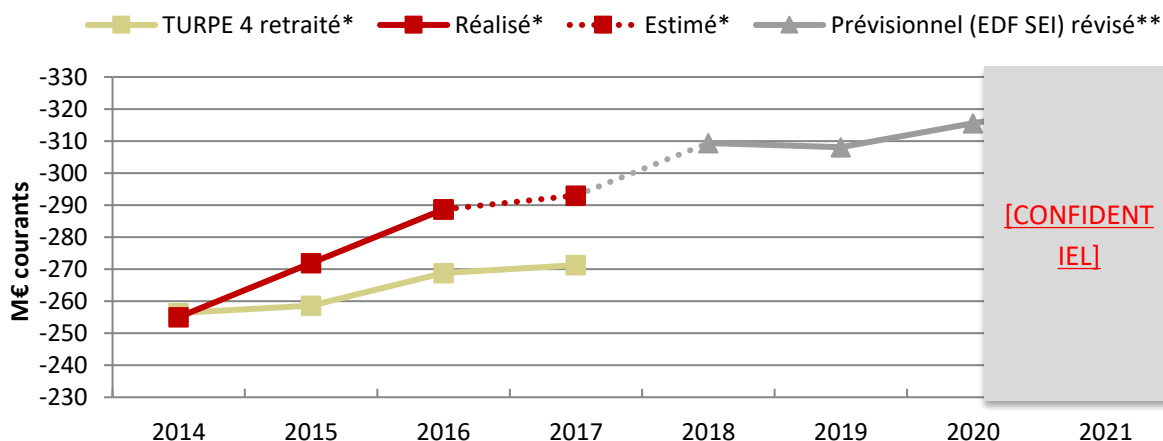
¹ Les rubriques comptables « autres charges d'exploitation » et « autres produits d'exploitation » sont présentées pour la période 2014-2016 sous forme d'un seul montant, car elles n'étaient pas séparées lors de l'évaluation par EDF SEI de la trajectoire du TURPE 4 sur la période 2014-2016.



le cadre de cet audit, étant donné qu'il relève d'une étude spécifique menée récemment par la CRE. Par ailleurs, EDF SEI ne nous a fait mention d'aucun autre projet spécifique significatif pouvant affecter la trajectoire prévisionnelle de CNE.

Les trajectoires prévisionnelles d'EDF SEI n'ont donc pas été retraitées.

Figure 3. Trajectoire de CNE prévisionnelle proposée par EDF SEI



* Hors CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

** Dont CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

EDF SEI intègre les charges centrales non redescendues au niveau d'EDF SEI dans la trajectoire prévisionnelle de CNE 2018-2021.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire de CNE en hausse de 11,5 % (euros courants) en fin de période par rapport au dernier niveau réalisé de 2016, ce mouvement résultant d'une hausse marquée entre 2016 et 2018 de +7,8 % suivie d'une hausse des charges de CNE prévisionnelles à un rythme relativement stable autour de +1,3 % par an.

3.3. Périmètre SPE

Les charges de service public de l'énergie du périmètre de l'audit sont réparties en quatre grandes familles qui sont :

- les Charges d'exploitation au périmètre SPE hors MDE ;
- les Produits d'exploitation au périmètre SPE hors MDE ;
- les Charges de capital hors MDE ;
- les Charges et produits d'exploitation au périmètre MDE.

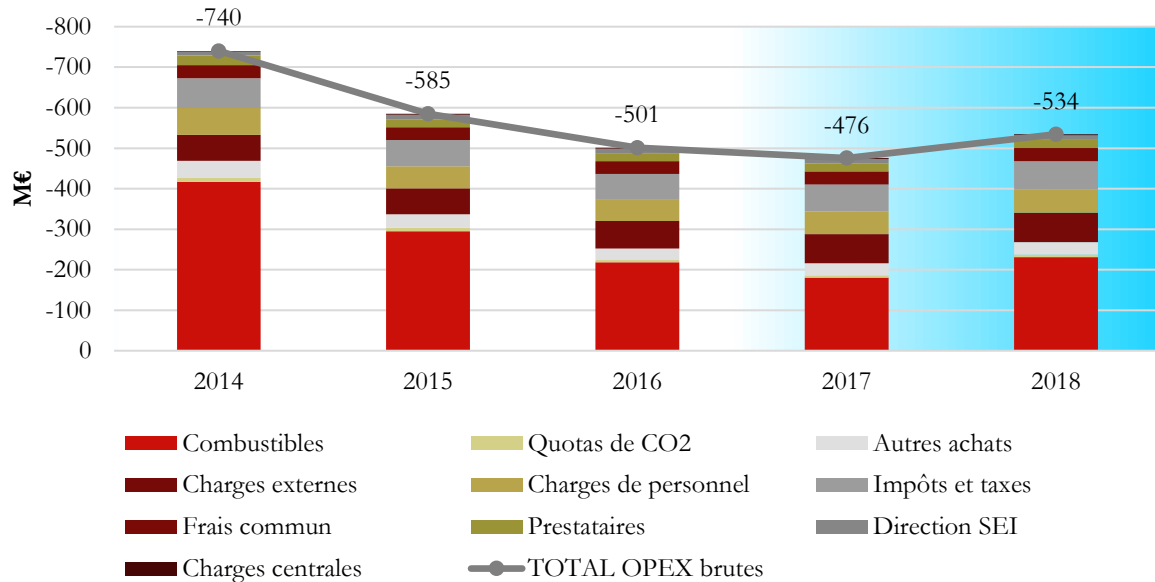
Bilan des charges d'exploitation au périmètre SPE hors MDE de la période 2014-2016 et prévision EDF SEI sur la période 2017-2018

Sur la période 2014-2016, les charges totales d'exploitation d'EDF SEI au périmètre SPE hors MDE sont en baisse régulière de -18 % en variation moyenne annuelle (soit -32 % entre 2014 et



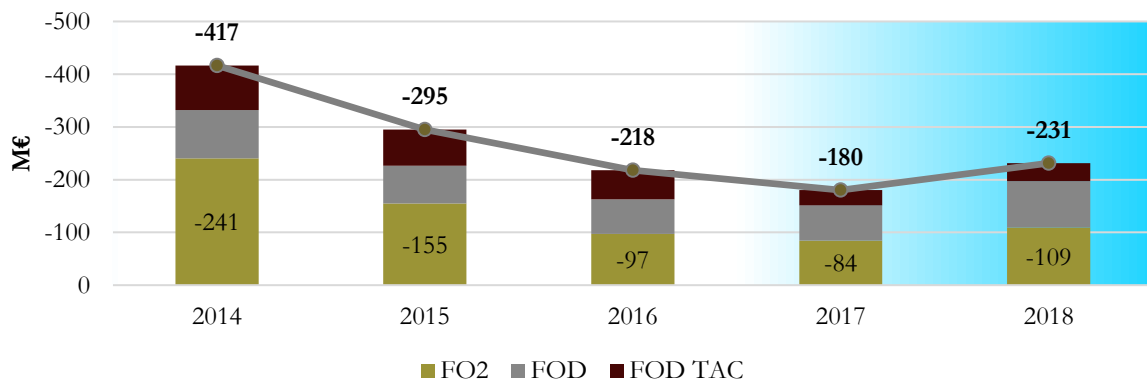
2016). Cette variation est due principalement à la baisse des charges d'exploitation des combustibles pétroliers en prix unitaire et en volume d'achat sur la période.

Figure 4. Trajectoire globale et par principale rubrique des charges d'exploitation SPE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



Les charges de combustibles sont évaluées sur l'ensemble du périmètre EDF SEI et incluent les résultats des opérations de couverture financière des achats de combustible. Sur la période 2014-2016, ces charges sont en baisse régulière (-27,7 % par an en moyenne), ce qui résulte d'une baisse des achats en volume (-17 % par an en moyenne) et en prix (-14 % par an en moyenne).

Figure 5. Trajectoire globale des achats de combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



La baisse d'achat en volume est principalement la conséquence de la fermeture de sites de production électrique EDF SEI remplacés par des centrales électriques d'EDF PEI situées ainsi hors périmètre EDF SEI sur les mêmes territoires. Les centrales EDF SEI Bellefontaine (Martinique), Lucciana (Corse), Jarry Nord (Guadeloupe) sont entrées en arrêt progressif au cours



de l'année 2014. Le tableau ci-dessous récapitule les différentes étapes de fin d'exploitation des centrales concernées.

Tableau 1. Dates des différentes étapes de fin d'exploitation des centrales

Site	Arrêt de production	Date de fin de vie	Retrait définitif d'exploitation
Définition	Arrêt de production	Comptable	Administratif
Port Ouest	01/05/2013	31/12/2013	31/12/2013
Jarry Nord	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2015
Lucciana	15/04/2014	31/12/2014	31/12/2014
Bellefontaine	01/07/2014	31/12/2014	15/03/2015

Sur l'île de la Réunion, la centrale SEI du Port et les turbines à combustion (TAC) situées sur le même site ont arrêté leur production de manière définitive en avril 2013. L'ancienne centrale est remplacée par une nouvelle centrale EDF PEI Le Port qui a fonctionné en année pleine en 2014. Il n'y a donc pas de baisse de volume significatif des achats de combustible pour EDF SEI entre 2014 et 2016 sur l'île de la Réunion du fait de l'arrêt de la centrale antérieure à la période de l'audit.

Le fuel lourd est le principal combustible acheté, représentant environ 50 % des charges de combustible en montant, mais historiquement plutôt de 60 % des volumes. La fermeture des sites de production a pour effet de réduire très significativement le volume d'achat de fuel lourd qui baisse de 26 % en moyenne annuelle entre 2014 et 2016. Le prix moyen unitaire d'achat du fuel lourd comptabilisé baisse de 14,3 % en moyenne annuelle sur la période 2014-2016. En conséquence, les charges d'achat de fuel lourd baissent de 36 % en moyenne annuelle sur la période 2014-2016.

En comparaison, les charges de gasoil combustibles (FOD et FOD TAC) baissent de 17,2 % moyenne annuelle sur la période 2014-2016, conséquence d'une baisse moyenne de 3 % en volume et d'une baisse moyenne annuelle de 14,5 % du prix unitaire² sur la période 2014-2016.

² Les prix moyens unitaires dans cette section sont calculés comme le rapport des charges de combustibles incluant les résultats des opérations de couverture et des ajustements comptables à posteriori par les volumes de combustibles déclarés consommés par EDF SEI pour un site et une année donnée. Cette présentation est volontairement simple dans cette section du rapport A présentant une vue d'ensemble. Les prix unitaires d'achats hors effet swaps et hors ajustements comptables sont étudiés plus en détail dans le rapport C.



Figure 6. Trajectoire globale des volumes de combustibles achetés 2014-2016 et prévisionnelles 2017-2018 d'EDF SEI

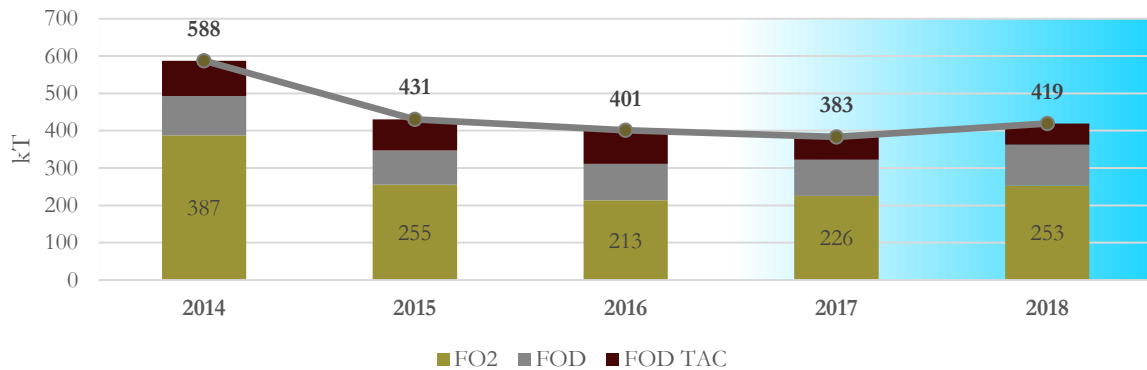
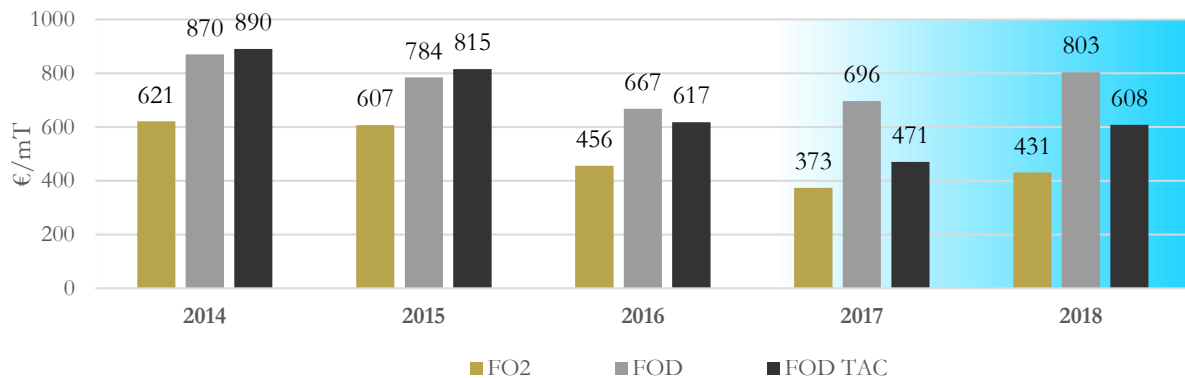


Figure 7. Trajectoire des prix moyens unitaires d'achat de combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



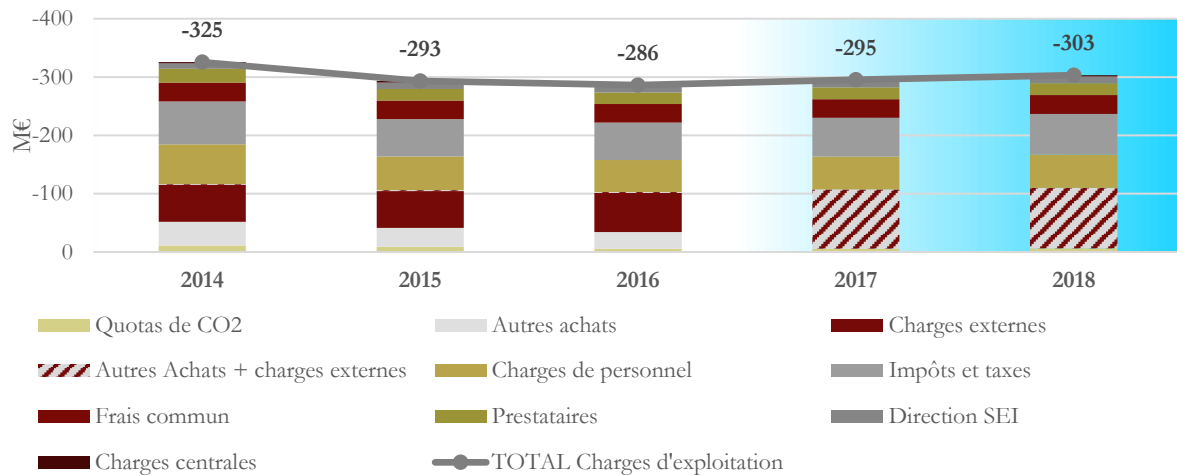
La baisse des charges, et en particulier des charges de personnel, est principalement liée à la baisse d'activité entraînée par la fermeture des sites de production EDF SEI mentionnés. Les nouvelles centrales de production électrique de la société EDF PEI ont repris une partie du personnel EDF SEI.

Le niveau des charges totales d'exploitation d'EDF SEI hors combustibles, au périmètre SPE hors MDE, baisse de 6,5 % en variation moyenne annuelle sur la période 2014-2016. Les écarts les plus significatifs entre 2014 et 2016 portent sur les rubriques suivantes :

- Charges de personnel : baisse de +12,9 M€ (-11,5 % en variation moyenne annuelle) ;
- Autres achats : baisse de +12,4 M€ (-16,7 % en variation moyenne annuelle) ;
- Impôts et taxes : baisse de + 9,6 M€ (-6,8 % en variation moyenne annuelle).
- Quotas de CO2 : baisse de + 5,3 M€ (-27,5 % en variation moyenne annuelle).

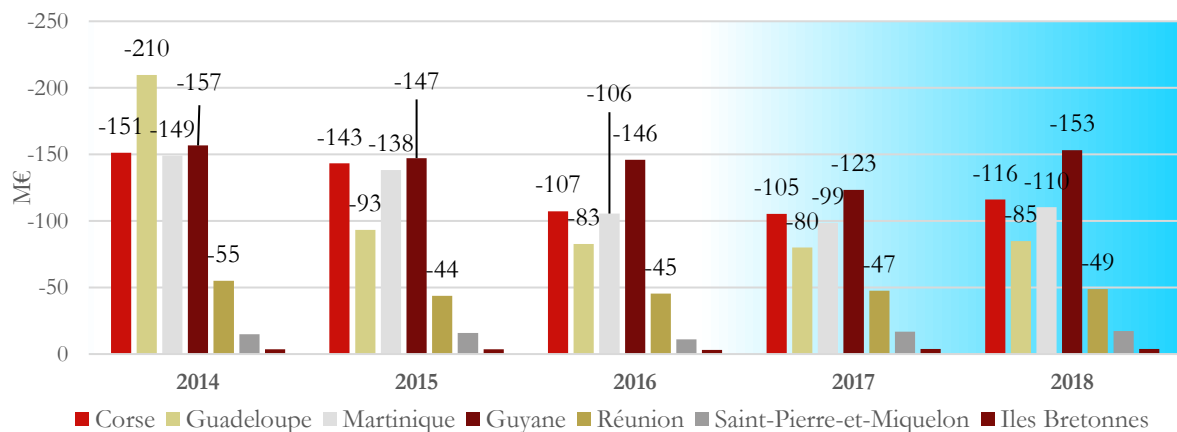


Figure 8. Trajectoire globale et par principale rubrique des charges d'exploitation SPE hors combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



La baisse des charges d'exploitation par territoire montre l'impact des variations des périmètres d'activité sur ces territoires : les territoires dont les charges d'exploitation ont le plus baissé sont ceux où a eu lieu en 2014 ou 2015 une fermeture définitive d'activité de production électrique : Corse, Guadeloupe, Martinique. La variation moyenne annuelle des charges d'exploitation entre 2014 et 2016 a été sur ces 3 territoires de respectivement -15,8 %, -37,2 %, -15,9 %. Ces variations correspondent aux baisses respectives de +44 M€, +127 M€ et +44 M€, sur la période 2014-2016, ce qui correspond à +215 M€ ou 90 % du montant de baisse des charges d'exploitation total sur l'ensemble des territoires pour la période.

Figure 9. Trajectoire globale par territoire des charges d'exploitation SPE hors MDE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



Bilan des produits d'exploitation au périmètre SPE hors MDE et prévision EDF SEI sur la période 2017-2018



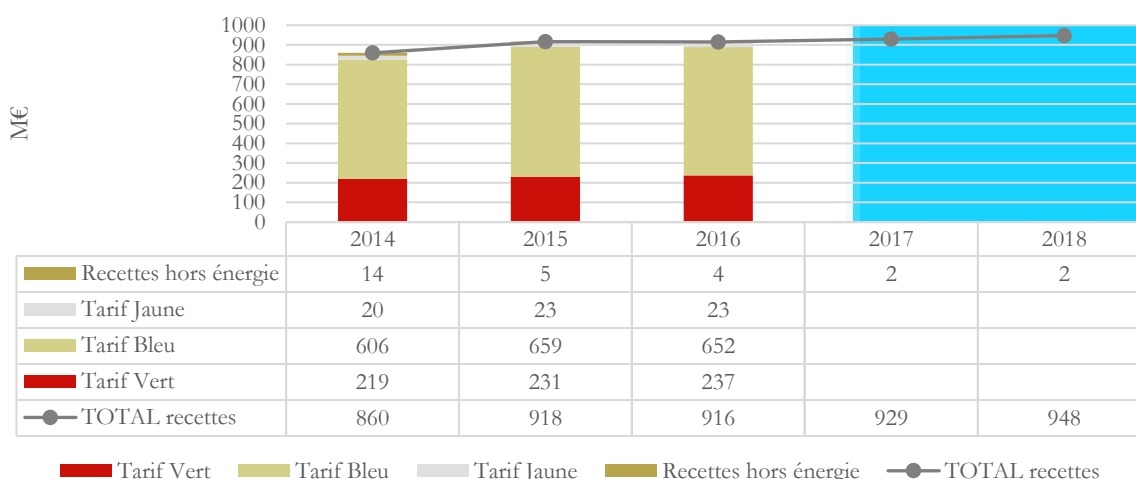
Sur la période 2014-2016, les produits d'exploitation d'EDF SEI au périmètre SPE hors MDE sont en hausse de +56 M€, du fait d'une variation à la hausse de +7 % entre 2014 et 2015. Ils restent stables entre 2015 et 2016.

Cette variation est due principalement :

- à la hausse des recettes de vente d'électricité au tarif bleu (+8,8 % entre 2014 et 2015 puis baisse de -1 % entre 2015 et 2016),
- à la hausse des recettes de vente d'électricité au tarif vert (+5,3 % entre 2014 et 2015 puis hausse de +2,8 % entre 2015 et 2016),
- à la hausse des recettes de vente d'électricité au tarif jaune (+12,9 % entre 2014 et 2015 puis hausse de +1 % entre 2015 et 2016),

Cette performance est contrebalancée par une baisse des recettes hors énergie de -50 % en moyenne annuelle sur la période 2014-2016, correspondant à un montant de -11 M€.

Figure 10. Trajectoire globale et par principale rubrique des charges d'exploitation SPE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



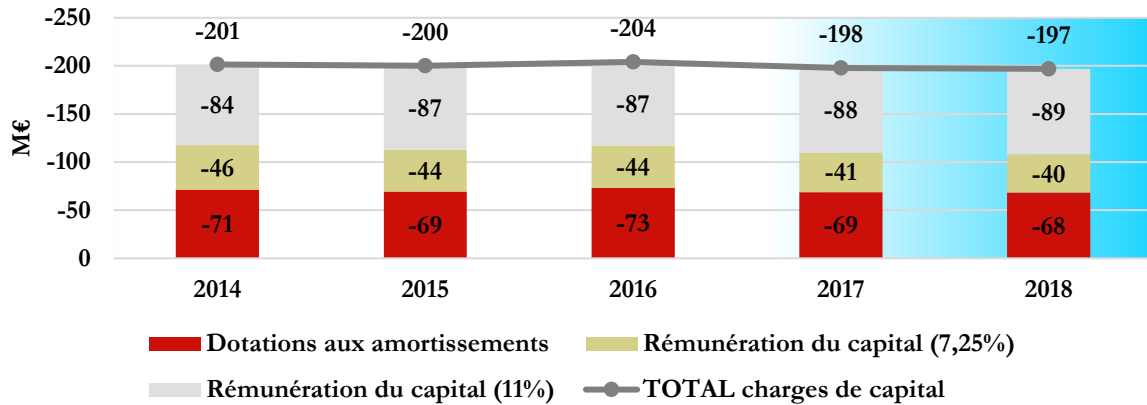
Bilan charges de capital de la période 2014-2016 et prévision EDF SEI sur la période 2017-2018

Sur la période 2014-2016, les charges de capital d'EDF SEI au périmètre SPE sont en très légère hausse à -3 M€, ce qui représente une variation annuelle moyenne de +0,7 %. Au cours de la période 2014-2016, les évolutions moyennes annuelles entre 2014 et 2016 par rubrique sont les suivantes :

- Dotations aux amortissements : -1 M€ (soit une variation moyenne annuelle de +1,3 %) ;
- Rémunération du capital à 7,25 % : +1 M€ (soit une baisse moyenne annuelle de -2,5 %) ;
- Rémunération du capital à 11 % : -1,5 M€ (soit une variation moyenne annuelle de +1,9 %).



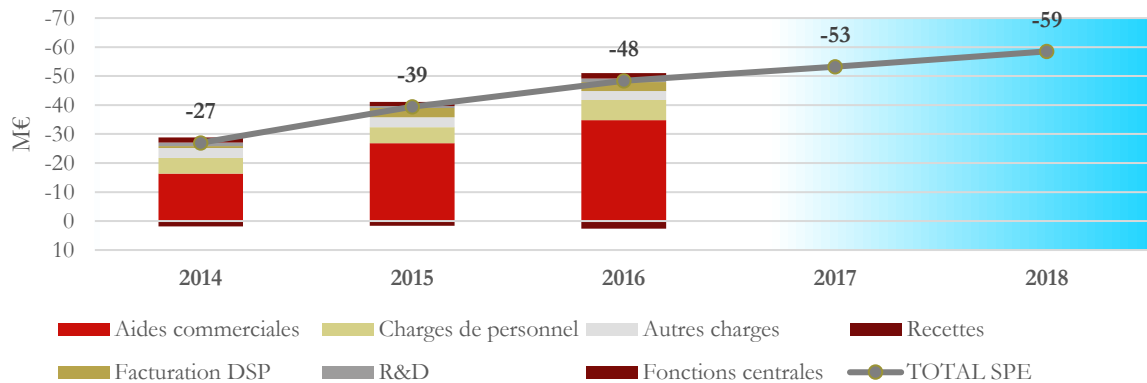
Figure 11. Trajectoire globale des charges de capital réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



Bilan charges et produits de MDE de la période 2014-2016 et prévisionnelle EDF SEI sur la période 2017-2018

Sur la période 2014-2016, les charges et produits de MDE d'EDF SEI au périmètre SPE sont en hausse significative à +33,8 % en moyenne annuelle entre 2014 et 2016, représentant une hausse totale de -18,4 M€ sur la période.

Figure 12. Trajectoire des charges de MDE réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI



La raison principale de cette hausse est liée au développement des actions commerciales de MDE. Au cours de la période 2014-2016, les actions commerciales de MDE sont passées en nombre de 1,0 million en 2014 à 1,46 million d'actions au total pour l'ensemble des territoires. La valeur moyenne d'une action en termes de CSPE évitée est passée de 87 €/action en 2014 à 83,7€/action en 2016.

[CONFIDENTIEL]



Tableau 2 : Synthèse des actions commerciales de MDE par EDF SEI par territoire

[CONFIDENTIEL]

3.4. Indicateurs de performance

Indicateurs de performance existants

EDF SEI suit 24 indicateurs de performance sur l'ensemble de la chaîne. Le Tableau 3 présente les indicateurs suivis par EDF SEI classés en 7 catégories :

- Pertes ;
- Qualité d'alimentation ;
- Production ;
- Maîtrise d'énergie ;
- Qualité de service ;
- Maîtrise des charges et critère économique ;
- QVST.

Parmi les 24 indicateurs, 7 sont suivis dans le cadre du TURPE 4 et concernent spécifiquement l'activité réseau/distribution. En complément, 6 indicateurs de qualité d'alimentation concernent aussi l'activité réseau. Les 11 indicateurs restants sont soit spécifiques aux activités production ou commercialisation/MDE, soit concernent toutes les activités.

Ainsi, il y a au total 2 indicateurs de production, 2 indicateurs MDE, 13 indicateurs réseau/distribution et 7 indicateurs toutes activités.

Tableau 3 : Synthèse des indicateurs suivis par EDF SEI et comparaison des territoires

Catégorie	Indicateur	Territoire le plus performant	Territoire le moins performant	Commentaires
Pertes	Pertes (%)	SPM (4 %)	Corse (12,3 %)	SPM présente un taux de perte relativement meilleur que les autres territoires
Qualité d'alimentation	Critère B (min)	Corse (163)	Martinique (604)	La Martinique présente une qualité de fourniture dégradée tandis que la Réunion semble être le territoire le plus performant
	Qf : qualité fourniture (%)	Réunion (3,4)	Martinique (39,8)	
	FMC-BT (%)	Réunion (2,45)	Martinique (8,7)	
	FMC-HTA (%)	Réunion (1,4)	Guyane (10,6)	
	Critère M (min)	Réunion (91)	Martinique (335)	
	Cmat : Qualité tension (%)	Guyane (1 %)	Réunion (4 %)	



Production	Kd (%)	Corse (93,2)	Guyane (64)	Indicateurs dépendants du mix du territoire
	Cout moyen de production (€/MWh)	Réunion (164)	Guadeloupe (408)	
Maitrise d'énergie	CSPE évité (M€)	Réunion (32,9)	Guyane (11)	La Réunion est la mieux placée en termes de MDE
	CEE (GWh)	Réunion (876)	Guyane (225)	
Qualité de service	RDV planifiés non respectés par le gestionnaire de réseau	Martinique (7,5)	Guadeloupe (33,7)	Incitation financière TURPE 4: La Guadeloupe se positionne dans la fourchette basse, tandis que la Martinique et la Corse réalisent les meilleurs niveaux d'indicateurs en qualité de service
	Nombre de réclamations pour propositions de raccordement envoyées hors délai	Corse (0)	Guadeloupe (1)	Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Taux de réponses aux réclamations dans les délais (sous 30 jours)	Corse (91 %)	Guyane (74 %)	Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Taux de compteurs avec au moins une relève annuelle	Martinique (96 %)	Corse (92 %)	Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Nombre de réclamations	<i>Détails par territoire non fournis par EDF SEI</i>		Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages			Incitation financière TURPE 4
	Taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement			Suivi dans le cadre du TURPE 4
QVST	Taux de fréquence d'accidents de travail			Le taux de fréquence d'accidents de travail est en diminution sur la période 2014-2016
Maitrise des charges et critère économique	Investissements	Comparaison peu pertinente du fait des différences entre ZNI		Toutes activités. Ce sont des données absolues qui ne tiennent pas compte des caractéristiques spécifiques aux territoires et ne sont pas adaptées à un benchmark
	Charges d'exploitation			
	Besoin en fond de roulement			
	EBITDA			
	Proxy cash			

Parmi ces indicateurs, 7 sont actuellement suivis par la CRE et deux en particulier sont sujets à incitation financière.



En effet, depuis le 1^{er} janvier 2014 et dans le cadre de la définition du TURPE 4 dans les domaines HTA et BT³, la CRE a instauré un suivi de la qualité de service proposée par les ELDs et par EDF SEI à leurs clients finals, par le biais d'indicateurs :

- incités financièrement :
 - versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de rendez-vous planifié non respecté par le distributeur,
 - versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de non-respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement,
- non incités financièrement :
 - nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateur,
 - taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours suivants leur réception,
 - taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année,
 - taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement par catégories d'utilisateurs,
 - taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages par catégorie d'utilisateurs.

Benchmark international des indicateurs de performance existants

Pour huit indicateurs, nous avons réalisé une comparaison avec soit des territoires îliens lorsque le critère concerne les réseaux, soit indifféremment des territoires européens ou îliens lorsque la comparaison concerne un critère de qualité de service et le taux d'accident du travail.

En effet, bien qu'il serait souhaitable que les problématiques de qualité d'alimentation électrique soient indifférentes des territoires, force est de constater que la gestion d'un réseau électrique sur une île est plus complexe du fait de sa non interconnexion à des réseaux adjacents. Nous avons donc restreint la liste des territoires de benchmark pour ces critères spécifiquement à des îles interconnectées ou non.

La synthèse des résultats est présentée ci-dessous :

Tableau 4 : Synthèse des résultats du Benchmark international

Critère	1er quartile	2e quartile	3e quartile	4e quartile	Nombre d'échantillons
Taux de Pertes				X	18
Critère B			X		16
FMC			X		9
CAIDI		X			11
Kd					13
Traitement des réclamations				X	5

³ Délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT



Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois dans l'année				X	8
Taux d'accidents de travail	X				5

Nous pouvons noter que :

- EDF SEI est dans le dernier quartile pour le critère Taux de Pertes ;
- EDF SEI est dans la moyenne concernant les critères de qualité de fourniture électrique ;
- EDF SEI est dans le dernier quartile en comparaison à d'autres opérateurs de taille comparable pour les critères de qualité de service.
- EDF SEI a de bons résultats concernant les taux d'accident de travail en comparaison avec des entreprises du même secteur.

Proposition de nouveaux indicateurs de pilotage de la productivité

Sur les territoires ZNI, EDF SEI a pour mission :

- de produire de l'électricité en concurrence avec d'autres producteurs ;
- d'acheter l'ensemble de l'électricité produite sur les territoires concernés ;
- de gérer en continu l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ;
- d'assurer son transport puis sa distribution auprès de tous les clients ;
- de la commercialiser auprès de l'ensemble des clients sur les territoires concernés, en contribuant à la maîtrise de la demande énergétique.

Comparant le périmètre d'activités d'EDF SEI et la liste des indicateurs actuellement suivis, nous constatons que les critères actuels ne couvrent que partiellement le périmètre d'activités, avec :

- 2 indicateurs suivis pour la production, 2 indicateurs de MDE, 2 indicateurs transverses
- 13 indicateurs pour l'activité réseaux/distribution.

Afin de rendre compte de l'efficacité de l'activité d'EDF SEI, il nous semble pertinent de disposer d'indicateurs de performance sur l'ensemble de la chaîne, de la production à la vente. Ainsi, nous proposons une liste d'indicateurs qu'un opérateur comparable à EDF SEI devrait suivre en gestionnaire efficace.

Tableau 5. Liste des indicateurs de performance incluant les indicateurs suggérés par Schwartz and Co

Typologie de critère	Production	Système	Transport	Distribution	Vente/ MDE
Disponibilité / fiabilité	Kd	Energie non fournie	Critère B	Critère B	
	Taux de fortuit	Fiabilité du système	Taux d'indisponibilité	Qf (Qualité fourniture)	
			Nb moyen coupure/ligne	FMC (Fréquence moyenne coupure)	



			Fréquence moyenne coupure	Critère M Cmat (qualité tension) RDV non respectés Taux proposition raccordement envoyée hors délai Taux d'indisponibilité Nb moyen coupure/ligne	
Efficacité organisation et productivité	Nb employés/kW	Kopt (optimisation dispatch)	Kopt (optimisation dispatch)	Taux de respect date de mise à disposition des raccordements Traitement des réclamations Taux de compteur relevé une fois par an Nb employés/km ligne	Nb employés/ client
	Consommation propre/productio n totale				
	Pertes				
Critère Volume d'activité	Ku				Volume de CEE
Maitrise des charges et critère économique	Coût unitaire moyen			Taux d'impayés en montant et en nombre	Coût CSPE Evité
	Coût moyen hors combustible Investissements/ kW		Charges d'exploitation/km de lignes HTB Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau HTB Investissements par catégorie (extension du réseau/remplacement/r énoovation) Investissements/km de lignes HTB Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfoui pendant l'année)	Charges d'exploitation/km de lignes (BT et HTA) Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau (BT et HTA) Charges d'exploitation/point de livraison Investissements par catégorie (extension du réseau/remplacement/r enforcement) Investissements/km de lignes (BT et HTA) Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km	



			enfouï pendant l'année) (BT et HTA)
	Investissements		
	Charges d'exploitation		
	Besoin en fond de roulement		
	EBITDA		
	Proxy Cash		
QVST	Taux de fréquence d'accidents de travail		

Légende	<i>Indicateur suivi par EDF SEI</i>	<i>Indicateur suggéré par Schwartz and Co</i>
----------------	-------------------------------------	---



4. Déroulement de l'audit

L'audit a été organisé en 3 phases fermes :



La phase 1 avait pour objet la mise à plat et l'explication des trajectoires des charges d'exploitation, de capital et des recettes tarifaires réalisées 2014-2015-2016 et prévisionnelles 2017-2018 par poste. Cette phase comprend :

- l'appropriation par l'équipe Schwartz and Co du dossier ;
- la rédaction de questionnaires basés sur les fiches issues du dossier ;
- la réalisation de séances de questions-réponses (3 séances au total d'une durée totale de 2 jours 1/2) entre Schwartz and Co et l'équipe de EDF SEI;
- plusieurs échanges de clarification et envoi de questionnaires complémentaires faisant suite à aux séances de questions-réponses.
- Pour la période 2014-2016 :
 - Pour l'ensemble des activités : effectuer une analyse des principes de la dissociation comptable retenue par EDF SEI et présenter en particulier une revue des clés de répartition, les modalités d'évaluation de ces clés, le contrôle de la correcte ventilation entre les différentes activités des charges, produits et recettes tarifaires ;
 - Pour le périmètre TURPE : mettre à plat les trajectoires de charges nettes d'exploitation pour l'ensemble des postes et des trajectoires de charges de capital pour les postes SI, Immobilier et Véhicules ;
 - Pour le périmètre SPE : mettre à plat les trajectoires de charges nettes d'exploitation, de capital et de recettes tarifaires.
- Pour la période 2017-2021, sur le périmètre TURPE : mettre à plat les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation pour l'ensemble des postes et les trajectoires de charges de capital pour les postes SI, Immobilier et Véhicules, ainsi que les hypothèses et méthodes de construction utilisées par EDF SEI.
- Apprécier les indicateurs de performance éventuellement mis en place par EDF SEI pour piloter les efforts de productivité, ainsi que la stratégie mise en œuvre par EDF SEI pour atteindre ses objectifs.

La phase 2 avait les objectifs suivants :



- apprécier le niveau des charges et produits réalisés pour la période 2014-2016 aussi bien sur le périmètre TURPE que le périmètre SPE ;
- effectuer une analyse détaillée des activités relevant du périmètre des charges de SPE.

La phase 3 s'est focalisée sur le périmètre TURPE et a eu pour objectifs de :

- réaliser une analyse détaillée et quantifiée de l'évolution prévisionnelle des différents postes de charges et produits d'exploitation et de leurs fondamentaux, pour les années 2017 à 2021 ;
- apprécier le niveau des charges et produits d'exploitation prévisionnels 2017 à 2021, au regard :
 - des niveaux réalisés par le passé ;
 - des méthodes et des hypothèses d'évolution prises en compte ;
 - d'éléments de comparaison concernant des opérateurs relativement comparables.
- réaliser des recommandations argumentées quant au niveau efficient de charges d'exploitation d'EDF SEI qu'il conviendrait de prendre en compte dans les charges à recouvrer par le tarif de distribution, hors achats liés au système électrique ;
- réaliser une analyse détaillée et quantifiée portant à la fois sur les charges d'exploitation et les investissements de l'opérateur sur les postes SI, Immobilier et Véhicules pour la période 2017-2021.

La phase 4 a eu pour objet la mise à jour du rapport d'audit des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI au périmètre TURPE suite à la révision de la demande tarifaire par EDF SEI à fin juin 2017.

5. Vue d'ensemble des activités et des modalités de dissociation comptable d'EDF SEI

5.1. Présentation des activités et des mécanismes de régulation

EDF SEI exerce ses activités en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, à La Réunion, à Saint-Pierre-et-Miquelon, à Saint-Martin, à Saint-Barthélemy, dans les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey.

[CONFIDENTIEL], EDF SEI exerce sur ces territoires les activités de gestionnaire de réseau, de producteur et de fournisseur d'électricité. [CONFIDENTIEL]

Sur l'île de la Réunion et depuis l'année 2009, EDF SEI gère également un système de stockage électrique (une batterie NaS d'1 MW installée à Saint-André). Cette infrastructure est destinée au lissage des productions intermittentes d'ENR. Il est à noter que la Réunion peut désormais



atteindre un taux d'énergies intermittentes instantané de 32 %⁴. Ce dépassement du seuil de sécurité fixé à 30 % pour les systèmes électriques non interconnectés, constitue une première en France. EDF SEI envisage des projets similaires dans les autres territoires des ZNI.

A l'heure actuelle, seule la batterie NaS, citée précédemment, est en fonctionnement. Elle est principalement utilisée en report de charge, elle stocke dans la matinée, et elle déstocke à la pointe du soir. EDF SEI nous a confirmé que les charges et les immobilisations afférentes sont déclarées en comptabilité appropriée.

EDF SEI a par ailleurs lancé trois projets de batteries, chacune de 5 MW, en Martinique, en Guadeloupe et à la Réunion. La fonction principale de ces batteries sera d'assurer la disponibilité de puissance dédiée à la régulation de la fréquence. EDF SEI nous a indiqué qu'il n'y a pas de charges associées exposées pour le moment, elles le seront dans un cadre spécifique prévu par la délibération de la CRE sur le stockage. Par ailleurs, sur les îles de Sein et d'Ouessant, deux batteries de stockage centralisé doivent également être installées d'ici à juin 2017 selon EDF SEI, respectivement de 190 kW et de 1 MW. Les batteries seront accompagnées d'un pilotage innovant de ces micro-réseaux.

EDF SEI est en situation de monopole pour ce qui concerne la distribution et la fourniture de l'électricité des territoires concernés. En revanche, l'activité de production est partagée entre EDF SEI et quelques opérateurs tiers dans le cadre de contrats d'achat. Ces contrats d'achat conclus entre EDF SEI et un producteur tiers relèvent de l'obligation d'achat (arrêtés tarifaires et appels d'offres) ou des contrats de gré à gré.

EDF SEI exerçant des activités diverses dans le secteur électrique dans les ZNI, les charges relatives à chaque activité doivent être identifiées et isolées sur le plan comptable, selon les principes de dissociation comptable qui leur incombent, conformément aux dispositions de l'article L. 111-84 du code de l'énergie. Cette dissociation comptable est en lien avec les modes de financement des charges supportées par EDF SEI du fait de l'exercice de ses activités dans les ZNI au travers de deux dispositifs distincts :

- Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) ;
- Les charges de service public de l'énergie (charges de SPE).

TURPE et FPE

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (« TURPE 4 HTA-BT ») établissait les tarifs d'utilisation des réseaux au niveau moyen des coûts d'Enedis et d'EDF SEI. Dans la mesure où les coûts d'EDF SEI étaient intrinsèquement supérieurs aux coûts d'Enedis et aux revenus des tarifs d'utilisation des réseaux sur les territoires ZNI, et où EDF SEI ne bénéficiait pas de dotations du FPE, cette délibération prévoyait un reversement d'Enedis vers EDF SEI.

⁴ Source : <https://www.edf.fr/groupe-edf/premier-electricien-mondial/strategie/edf-dans-les-territoires-insulaires>



L'article 165 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« L'ETECV ») a introduit à l'article L. 121-29 du code de l'énergie la possibilité pour les gestionnaires de réseaux qui interviennent dans les ZNI d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse de leurs comptes, dans le cadre du FPE.

La délibération de la CRE du 17 novembre 2016 sur le « TURPE 5 HTA-BT » prévoit la couverture par le tarif, à leur niveau effectif, des charges d'Enedis correspondant aux dotations versées à EDF SEI, dont le montant est déterminé par la CRE

Charges de SPE

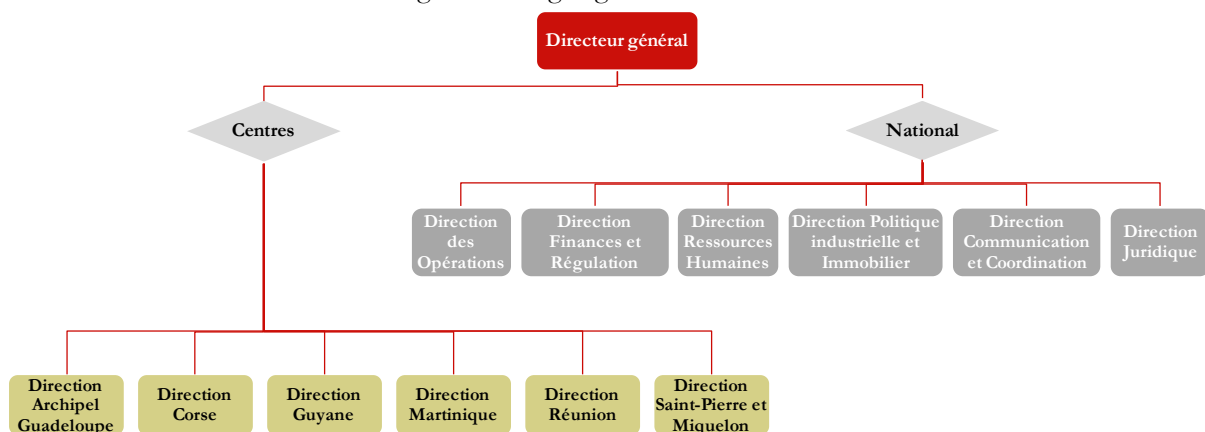
Les charges supportées par EDF SEI et imputables aux charges de SPE lui sont compensées par les versements du budget de l'Etat. La CRE est chargée de leur analyse et de l'évaluation annuelle du niveau de leur compensation.

En application du I de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les charges de SPE supportées par EDF SEI sont établies sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par EDF SEI et contrôlée à ses frais, dont les règles sont définies par la CRE.

5.2. Organisation et procédures

L'organisation interne d'EDF SEI s'appuie sur 6 directeurs opérationnels au niveau de la direction à Paris et sur 6 responsables au niveau des territoires. Ces différents pôles sont représentés sur la figure ci-dessous.

Figure 13. Organigramme d'EDF SEI



La dissociation des comptes, l'établissement du reporting interne, la déclaration des charges relatives aux activités au périmètre SPE, la déclaration des charges relatives au périmètre TURPE et la construction des prévisions relèvent de la responsabilité de la direction Finances et Régulation.



En particulier, les équipes de cette direction réalisent chaque année les retraitements nécessaires à la production de la comptabilité appropriée aux charges relevant du périmètre des activités SPE.

Au cours de la première phase de l'audit, nous avons été en contact avec la directrice Finances et Régulation ainsi que certains membres de son équipe. Ils ont répondu à nos questions lors des sessions d'entretiens physiques organisés dans les locaux d'EDF SEI et ils ont également formulé des réponses écrites aux questionnaires que nous leur avons adressés à l'issue de ces entretiens.

En ce qui concerne les documents fournis par EDF SEI, nous avons constaté que les équipes rencontrées disposent de peu de notes méthodologiques et de fiches explicatives standards préétablies. Pour la quasi-totalité des réponses fournies, les documents transmis étaient produits spécifiquement pour répondre aux questions posées. En particulier, EDF SEI nous a adressé une note spécifique, « Flux internes comptabilisés dans les sociétés EDF SEI », présentant les principes de dissociation appliqués. EDF SEI nous a également transmis un extrait financier du reporting interne relatif à l'année 2016. Enfin, EDF SEI a mis à notre disposition une extraction comptable au périmètre global EDF SEI intégrant l'ensemble des activités.

5.3. Présentation du reporting interne d'EDF SEI

EDF SEI étant une direction intégrée à l'entité juridique EDF SA, nous ne disposons pas d'états financiers spécifiques à cet opérateur. Ceci étant, afin d'obtenir une vision globale des charges et produits correspondant à toutes les activités d'EDF SEI, nous avons obtenu auprès d'EDF SEI le reporting interne, en normes IFRS, d'EDF SEI destiné à EDF SA, au 31 décembre 2016, englobant l'ensemble des activités de la direction.

Le Tableau 6 présente un extrait des éléments de reporting qui nous ont été transmis par EDF SEI. Le reporting interne se caractérise par deux spécificités :

- La présence d'une rubrique « Flux de dissociation » qui est spécifique. Cette rubrique reporte les transferts comptables entre les périmètres Réseau et Production+Commercialisation (P+C), la somme arithmétique de ces flux étant neutre.
- L'absence de certains postes de charges et produits qui ne sont pas redescendus de la tête du groupe EDF SA vers EDF SEI (ces charges dites « charges centrales » sont traitées dans la section 5.4.2.1.1)

Tableau 6. Reporting interne d'EDF SEI au 31 décembre 2016

[CONFIDENTIEL]

5.4. Modalités et clés d'affectation des CNE, des charges de capital et des recettes tarifaires

5.4.1. Architecture comptable d'EDF SEI



EDF SEI nous a confirmé que le reporting interne présenté précédemment est établi trimestriellement sur la base des extractions de comptabilité analytique, en normes françaises, des différentes sociétés comptables appartenant au périmètre d'EDF SEI sans retraitement spécifique (hormis ceux, le cas échéant, relatifs au passage entre normes françaises et normes IFRS). Nous avons obtenu auprès d'EDF SEI ces extractions sur la période 2014-2016. Aucun écart significatif entre le résultat net du reporting interne transmis ([CONFIDENTIEL], cf. Tableau 6 plus haut) et la somme des résultats nets des extractions de la comptabilité analytique ([CONFIDENTIEL]) n'a été identifié en 2016.

L'architecture comptable d'EDF SEI dans le SI comptable (PGI) est organisée selon l'architecture suivante :

- La Division opérationnelle ou l'Organisme Comptable : Direction EDF SEI, rattachée au niveau du Groupe EDF à EDF SA (activités France)
- 14 sociétés comptables représentant les unités d'EDF SEI (y compris les fonctions centrales)
- Chacune des sociétés est typée « Production + Commercialisation » ou « Distribution » (i.e. réseau). Chaque société comptable comprend :
 - Des Centres de profit (les Entités Managériales)
 - Des Centres de Coûts de Structure (constituant la brique élémentaire de l'architecture comptable)

Les 14 sociétés comptables d'EDF SEI se répartissent comme suit : 8 sociétés « Production/Commercialisation/Fonctions Centrales (FOC) », dites sociétés P+C et 6 sociétés « Réseau ». Les sociétés P+C portent les éléments relatifs aux périmètres Production, Clientèle/Fonctions communes. Dans chaque société P+C, il existe des centres de profit « Production » et un ou plusieurs centres de profits Clientèle/Fonctions communes. Cependant, les sociétés Distribution portant les éléments du réseau, ne contiennent qu'un centre de profit, mais plusieurs centres de coûts.

La liste des sociétés est fournie dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7. Liste des différentes sociétés comptables portant la comptabilité analytique d'EDF SEI

Type	Société comptable	Code comptable
Production et Commercialisation	Corse P+C	0257
	Guadeloupe P+C	0261
	Martinique P+C	0262
	Réunion P+C	0263
	Guyane P+C	0264
	Saint Pierre et Miquelon P+C	0265
Réseau	Corse Réseau	0757
	Guadeloupe Réseau	0761
	Martinique Réseau	0762
	Réunion Réseau	0763
	Guyane Réseau	0764



Production et Commercialisation	Fonctions centrales EDF SEI	0908
	EDF SEI national P+C	0954
Réseau	EDF SEI national Réseau	0955

Notons que les îles bretonnes sont attachées à la société Fonctions centrales EDF SEI et que les îles Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont portés par les sociétés comptables Guadeloupe Réseau et Guadeloupe P+C. Les charges et produits des îles bretonnes sont ensuite transférés dans les centres de coûts et/ou de profit des sociétés nationales Réseau et P+C.

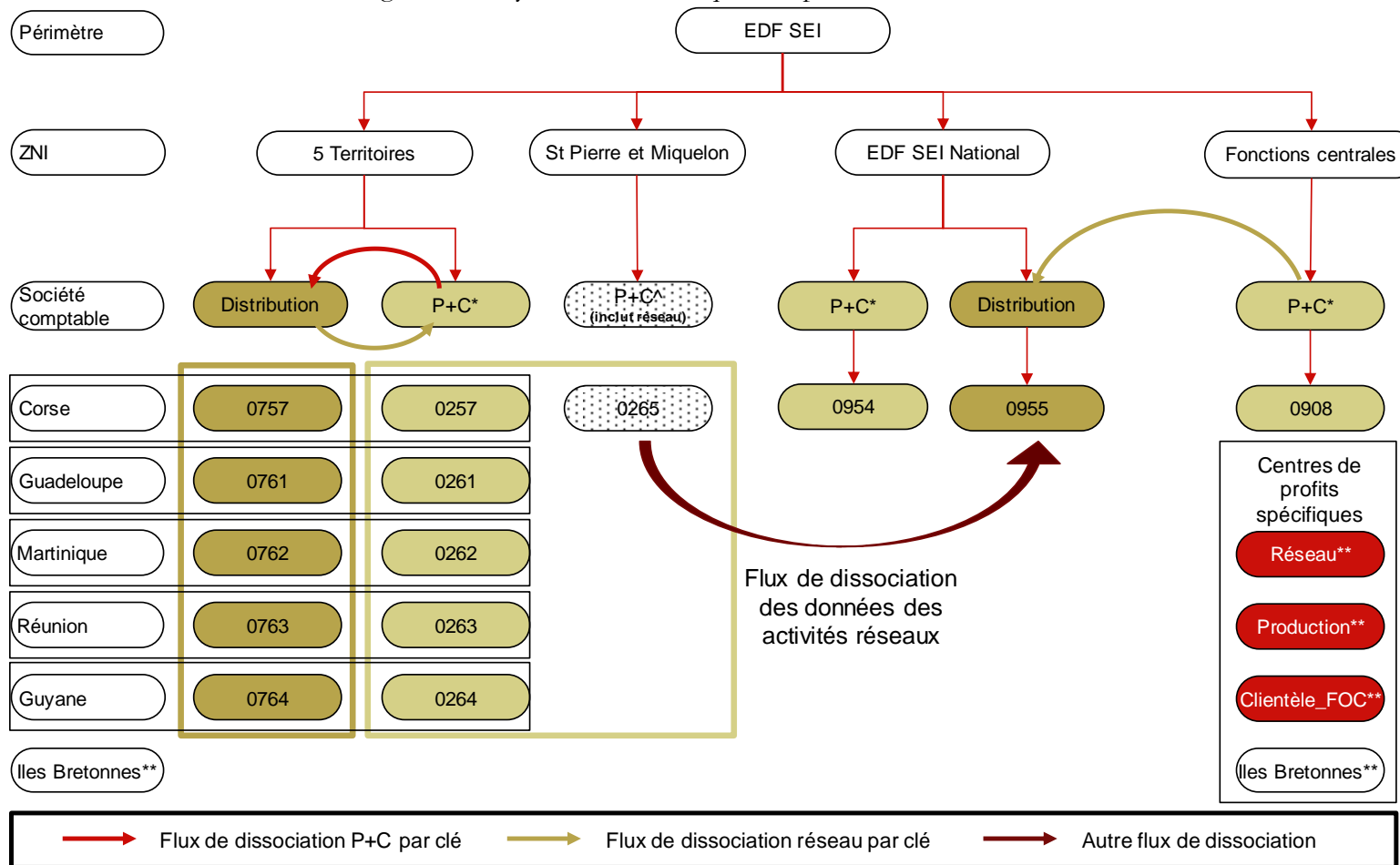
Par ailleurs, il convient de noter les précisions supplémentaires suivantes :

- La société 0908 est la société nationale qui porte les activités des fonctions centrales d'EDF SEI et les activités des îles bretonnes. Dans cette société, des centres de profit typés « Réseau », « Production » et « Clientèle/Fonctions communes » existent afin d'isoler les différents types de charges. En particulier, pour les îles bretonnes, des centres de coûts existent sur les centres de profit Réseau et Production de la société 0908.
- La Société 0265 porte l'ensemble des activités de Saint Pierre et Miquelon (SPM), qu'elles soient des activités de production, de réseau, ou de clientèle. Les coûts de l'acheminement relatifs à SPM sont transférés ensuite vers la société nationale « Réseau »(0955).
- La Société 0954 nationale « Production » porte des charges/écritures spécifiques qui ne sont pas identifiables directement par centre (ZNI) telles que le tarif agent Production, la contribution CVAE, la compensation SPE, l'abondement sur intéressement Production et le coût des quotas CO2. Ces charges/produits ne sont donc pas ventilés par territoire de ZNI dans le système de gestion comptable.
- La Société 0955, société nationale « Réseau », porte des charges/écritures spécifiques qui ne sont pas identifiables directement par centre (ZNI) telles que le tarif agent Réseau, la contribution CVAE, la rétrocession d'Enedis à EDF SEI et l'abondement sur intéressement Réseau. Cette société porte notamment les coûts de l'acheminement de la société SPM, ainsi que la quote-part des coûts des fonctions centrales 0908 imputés au réseau. Ces charges/produits ne sont pas ventilés par territoire de ZNI dans le système de gestion comptable.

La Figure 14 schématise les différentes entités faisant partie de l'architecture comptable d'EDF SEI. Elle représente également les différents flux de transfert décrits ci-dessus.



Figure 14. Schématisation de l'architecture globale du système informatique comptable d'EDF SEI



*P+C est une société comptable englobant des centres de profits de nature Production, Commercialisation, Fonctions Communes (FOC) pour un territoire

^Dans le cas particulier de SPM, la société comptable P+C englobe les centres de profits de nature Production, Commercialisation, Fonctions Communes (FOC) et aussi distribution/ réseau

**Dans le cas particulier des iles bretonnes, il n'y a pas de société comptable. Toutes les opérations sont enregistrées dans la société 0908 sous de centres de profit spécifiques



5.4.2. Modalités et clés de dissociation

5.4.2.1. Charges nettes d'exploitation

La variété des activités menées par EDF SEI et son attachement à la structure EDF SA sont les deux raisons principales qui justifient l'existence d'un nombre important de mécanismes de flux comptables :

- Etant une direction intégrée au groupe EDF, EDF SEI interagit avec les autres entités du groupe et porte une quote-part des frais de la tête de groupe.
- Etant exposé à deux mécanismes tarifaires indépendants, EDF SEI est tenu de dissocier ses activités Réseau des activités Production et Commercialisation.

Il en découle l'existence de trois types de flux comptables :

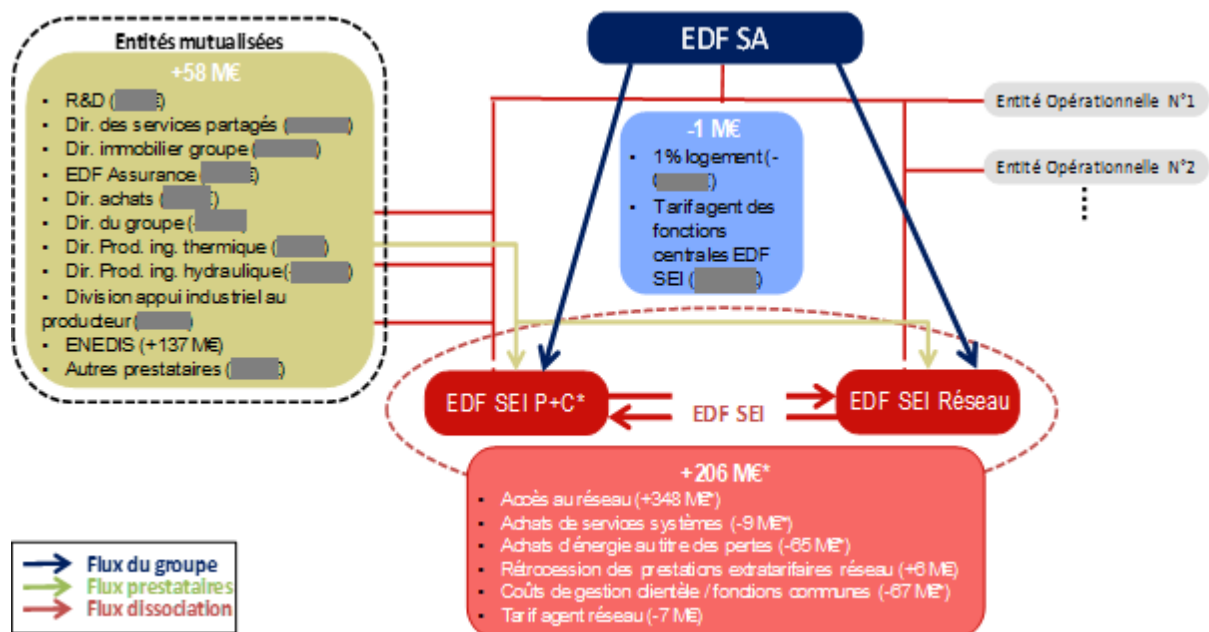
- **Les flux des dépenses gérées en tête de groupe EDF**, et redescendus au niveau de l'entité opérationnelle EDF SEI pour sa quote-part.
A noter : certaines dépenses ne sont pas redescendues dans les comptes de l'entité sous l'organisme comptable EDF SEI.
- **Les flux des « prestataires EDF »** qui sont des flux internes au groupe EDF en provenance des autres entités EDF SA qui réalisent des prestations spécifiques pour des entités opérationnelles (recherche, direction ingénierie, etc.), des prestations mutualisées pour l'ensemble des directions opérationnelles (achats, immobilier etc.), ainsi que la quote-part des coûts de fonctionnement de la tête de Groupe, refacturée à EDF SEI.
- **Les flux dits de « dissociation comptable »** qui sont des flux entre les sociétés EDF SEI « P+C » et « Réseau ».

Pour les trois types de flux, certains flux font l'objet de clé de répartition permettant de calculer :

- La quote-part d'EDF SEI dans les flux externes à EDF SEI
- La quote-part des activités Réseau ou P+C dans les flux internes à EDF SEI
- La quote-part des centres (territoire ZNI) dans les flux internes à EDF SEI

Dans la Figure 15, nous avons schématisé les trois types de flux et nous avons représenté les principales composantes de chaque type de flux en indiquant les montants réalisés sur l'année 2016 fournis par EDF SEI.

Figure 15. Représentation des charges internes et externes à EDF SEI donnant lieu à une dissociation comptable



* les montants sont exprimés en valeurs nettes avec la convention suivante : un flux est comptabilisé positivement quand il résulte en une baisse des charges ou une augmentation des produits au périmètre Réseau et négativement dans les cas inverses.

5.4.2.1.1. Flux du groupe

Les charges centrales sont calculées par le groupe EDF et comptabilisées au niveau de la maison mère. Certaines de ces charges sont ventilées sur les différentes entités opérationnelles du groupe, dont EDF SEI en particulier. EDF SEI nous a fourni une liste de charges centrales qui lui sont refacturées. A minima, ces charges englobent le coût du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI (0,4 M€ en 2016).

Par ailleurs, EDF SEI nous a indiqué que ces charges sont ventilées selon quatre natures de clés de répartition différentes propres à la nature de chaque charge :

- Une clé « rémunérations principales » (ou rémunérations principales DPD)
- Une clé « effectifs »
- Une clé « masse salariale »
- Une clé « Chiffre d'affaires »

EDF SEI nous a indiqué qu'une partie des charges centrales ne fait pas l'objet de refacturations à EDF SEI et ne figure donc pas au niveau des extractions comptables au périmètre d'EDF SEI. La liste des charges non prises en compte dans la comptabilité d'EDF SEI et par conséquent dans le bilan TURPE nous a été fournie par EDF SEI, elle est reportée dans le Tableau 8.

Tableau 8. Liste des postes non redescendus dans la comptabilité d'EDF SEI

Rubrique	Charges
----------	---------



Impôts et taxes sur rémunérations	Taxe d'apprentissage EDF Formation Professionnelle continue
Autres impôts et taxes hors provision	TVA sur avantages en nature énergie C3S
Charges de personnel	Compléments de CAP sur congés, CET... Cotisations CNIEG Autres
Dotations provisions avantages au personnel	Tarif agent, médailles, frais de gestion CNIEG, droits spécifiques futurs, indemnités diverses, Comptes Epargne Jours Retraites Dotation provision URSSAF
Reprises provisions avantages au personnel	
Charges d'actualisation	Charges d'intérêts sur engagements avantages au personnel
Autres charges	Frais de gestion du PEE
Impôts exigibles	Charge d'impôt basée sur résultat fiscal reconstitué CICE
Rendements actifs de couverture engagements LT charges de personnel	

Notons que dans la comptabilité appropriée, une partie des charges centrales non refacturées à EDF SEI, et présentées ci-dessus, est prise en compte dans les déclarations de charges de SPE, à travers des retraitements extracomptables. Ces charges sont évaluées avec des clés de répartition. Nous présentons dans les tableaux suivants l'évolution des clés de répartition utilisées dans ce processus.

Tableau 9. Répartition des charges centrales dans la comptabilité appropriée de l'année 2014, hors quote-part Production du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI

[CONFIDENTIEL]

Tableau 10. Répartition des charges centrales dans la comptabilité appropriée de l'année 2015, hors quote-part Production du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI

[CONFIDENTIEL]

Tableau 11. Répartition des charges centrales dans la comptabilité appropriée de l'année 2016, hors quote-part Production du tarif agent des fonctions centrales EDF SEI

[CONFIDENTIEL]

Au cours de l'audit, EDF SEI nous a communiqué les trajectoires réalisées des postes de charges relevant du périmètre des charges centrales EDF SA non redescendues dans la comptabilité d'EDF SEI. Les quotes-parts réseau et production/MDE de ces charges, telles qu'estimées par EDF SEI, sont fournies dans le tableau ci-dessous.



Tableau 12. Quotes-parts réseau et activités SPE des charges centrales EDF SA non redescendues dans le périmètre comptable d'EDF SEI communiquées par EDF SEI en k€ courants

Poste	Dépense / recette	Périmètre réseau (k€)			Périmètre activités SPE (k€)		
		2014	2015	2016	2014	2015	2016
Impôts et taxes sur rémunérations	Ecart sur Taxe d'apprentissage EDF - Imposition	[CONFIDENTIEL]					
	Ecart sur contributions Formation Professionnelle continue						
Autres impôts et taxes hors provision	TVA sur avantages en nature énergie						
	C3S (Contribution Sociale de Solidarité)						
Charges de personnel	Compléments de CAP sur congés, CET...						
	Cotisations CNIEG						
	Autres						
Dotations provisions avantages au personnel	Tarif agent, médailles, frais de gestion CNIEG, droits spécifiques futurs, indemnités diverses, Comptes Epargne Jours Retraites						
Reprises provisions avantages au personnel							
CICE							
TOTAL		-3 859	-3 825	-6 469	-4 169	-3 365	-6 023

ND : données non fournies per EDF SEI

Nous attirons l'attention du régulateur au fait que ces charges ne sont pas clairement expliquées et commentées par EDF SEI compte tenu des éléments suivants :

- EDF SEI ne nous a fourni que des indications sur les principes de « réaffectation » des charges et crédits d'impôt chiffrés. Ces éléments restent insuffisants pour comprendre les modalités de calcul précises de chaque trajectoire fournie dans le Tableau 12.
- EDF SEI a intégré, dans sa trajectoire prévisionnelle 2018-2021 des charges nettes d'exploitation sur le périmètre des activités distribution, une projection de la quote-part réseau des charges centrales EDF SA. EDF SEI nous a indiqué que la méthodologie de projection de ces charges a consisté dans le calcul de la moyenne du réalisé sur la période 2014-2016 et son indexation sur l'inflation prévisionnelle.

5.4.2.1.2. Flux de prestataires

Ce sont des facturations d'entités d'EDF SA pour des prestations effectuées pour le compte d'EDF SEI ou des coûts de structures mutualisés. La plupart des charges de prestataires internes sont enregistrées en natif directement au niveau des centres en société Production ou Réseau en fonction de la charge concernée. Seules les facturations de la Direction Groupe sont réalisées en société Production en intégralité.



Pour la plupart de ces flux, la facturation se fait en deux parties : d'une part sur la base d'une rémunération forfaitaire ou au réel et d'autre part sur la base d'une clé de répartition. Le détail fourni par EDF SEI pour les principaux flux est reproduit dans le tableau ci-dessous.

Tableau 13. Modalités des refacturations entre EDF SEI et les autres entités du Groupe pour l'année 2016

Prestataire interne	Enregistrement natif	Refacturation forfaitaire/au réel		Refacturation sur base de clé de répartition		Total 2016 (M€)
		Charge	2016 (M€)	Charge	2016 (M€)	
R&D	Directement dans les sociétés Production ou Réseau	Au fil de l'eau au réel des projets commandités	[CONFIDENTIEL]	Refacturation des dépenses « corporate » à la clé dépenses commanditées	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Dir. des services partagés		Au fil de l'eau sur la base des projets commandités		Répartition des frais de support à la clé dépenses d'exploitation		
Dir. immobilier groupe		-		Répartition à la clé m²		
EDF Assurance		Au réel		-		
Dir. achats		NA		Répartition des coûts complets au prorata des achats consommés entrant dans son périmètre		
Dir. du groupe	En Société Production	NA		Refacturation des frais de la direction à la clé dépenses d'exploitation		
Dir. Prod. ing. Thermique	Directement dans les sociétés Production ou Réseau	Au réel en fonction des commandes et des projets		-		
Dir. Prod. ing. Hydraulique		Au réel en fonction des commandes et des projets		-		
Division appui industriel au producteur		Facturation des appuis projet au réel, et des conventions au fil de l'eau		-		
Autres prestataires*						
TOTAL hors ENEDIS						-79
ENEDIS	Directement dans les sociétés Réseau	Rétrocession TURPE et prestation ENEDIS	137	-		+137
TOTAL						+58

* EDF Commerce pour un appui sur les problématiques MDE et la Division Optimisation Amont – Aval Trading (DOAAT) pour un appui sur les quotas de CO2

En ce qui concerne les flux liant EDF SEI à ENEDIS, il est à noter qu'une convention cadre a été signée début 2017 pour 5 ans mais que cette convention cadre ne fait l'objet d'aucune facturation.



Les différentes facturations se font au travers de contrats spécifiques, dont les principaux sont les suivants :

- Rétrocession d'Enedis à EDF SEI de 152 M€/an correspondant au reversement du TURPE ;
- Contribution d'EDF SEI vers Enedis au titre du Fond de péréquation de l'électricité ;
- Appui et réalisation de formations de la part d'Enedis ;
- Droits d'usage et développements d'outils informatiques (notamment dans le cadre du programme des compteurs numériques) de la part d'ENEDIS ;
- Gestion des îles du Ponant ;
- Approvisionnement (plateforme Serval en Corse) ;
- Prévention sécurité ;
- Appui technique ;
- Appels ponctuels à la FIRE (Force d'Intervention Rapide Electricité - dispositif de crise mis en place par ENEDIS mobilisable en cas d'aléas climatiques de grande ampleur).

La répartition des coûts liés aux flux prestataires, hors flux de rétrocession aux sociétés Réseau de la compensation TURPE et des coûts des prestations ENEDIS (+137 M€ en 2016), est fournie dans le tableau suivant.

Tableau 14. Répartition des charges des flux de prestataires entre les trois activités d'EDF SEI pour l'année 2016

M€	Réseau	Production	Clientèle	Total
Charges des flux de prestataires (2016)	-14,9	-33,2	-32,0	-80,0
Quote-part	19 %	42 %	40 %	100 %

EDF SEI nous a transmis la convention d'accord-cadre entre EDF SEI et la DSP pour la fourniture de prestations de services. L'analyse de ce document nous a permis de conclure les éléments suivants :

- Les prestations de la DSP couvrent les domaines suivants : Informatique et Télécommunications, Comptabilité, Ressources humaines et gestion des obligations d'achats et autres services (administration des obligations d'achats, approvisionnement, gestion des véhicules, gestion des logements...etc.).
- Les prestations réalisées par la DSP sont valorisées au moyen d'un prix qui peut être exprimé :
 - sous forme unitaire (tarif par unité d'œuvre fixé pour l'année) ;
 - sur la base d'une prévision annuelle (prestations sans unité d'œuvre avec réajustement en Re-prévision 2 en fonction du réalisé disponible) ;
 - sous la forme d'un montant annuel non révisable (montant annuel déterminé a priori).
- Pour l'année 2016, le budget annuel de la DSP pour réaliser les prestations attendues par SEI atteint environ [CONFIDENTIEL] M€ (voir tableau ci-dessous).



Tableau 15. Budget des prestations de la DSP pour réaliser les prestations attendues par EDF SEI pour l'année 2016

Domaine	Montant (k€)
IT Informatique de services Prestations SI métier Utilisation des SI Corporate Projets d'infrastructures et services mutualisés <i>Projets spécifiques</i>	[CONFIDENTIEL]
Comptabilité : Achat fournisseurs F Frais de personnel Immobilisations Ventes Synthèse Appui et expertise	
RH : Gestion du Contrat de Travail Gestion et Conseil en Formation Etudes RH Appui réglementaire Conseil	
Autres services : Administration des ventes et approvisionnements Documents Logements Véhicules Médecine Conseil Affichage dynamique (AD) Académie des Services Internes	
Total DSP	

Nous constatons que le montant total réalisé (-23 M€) est en ligne avec le montant budgété en amont (-22 M€).

5.4.2.1.3. Flux de dissociation

Ces flux permettent de réaffecter aux sociétés réseau les produits et charges y afférents comptabilisés initialement sur les sociétés P+C, et réciproquement. Par conséquent, ces flux sont neutres au global EDF SEI.

Les flux de dissociation peuvent être générés :

- Soit de façon automatique (par exemple, déversement du système informatique facturier pour le chiffre d'affaires acheminement) ;
- Soit calculés manuellement via la mise en œuvre de protocoles de rétrocession. Ces protocoles sont mis en application à pas trimestriel, semestriel ou annuel. La liste des protocoles intervenant dans les flux de dissociation fournie par EDF SEI est présentée



dans le Tableau 15. Les montants présentés correspondent à une extraction effectuée par Schwartz and Co à partir des comptes comptables associés à ces protocoles.

Tableau 16. Protocoles de rétrocession des charges et produits entre activités Réseau et Production+Commercialisation

Protocole	Objet	Méthode	2016 (M€)*
Protocole manuel	Rétrocession du chiffre d'affaires (CA) acheminement	<ul style="list-style-type: none">▪ Rétrocession automatique du chiffre d'affaires facturé▪ Application d'un protocole manuel entre les sociétés P+C et réseau pour répartir les produits à recevoir (chiffre d'affaires estimé)	+347,5
533	Rétrocession des achats de services système	<ul style="list-style-type: none">▪ Application d'une valorisation forfaitaire de 0,915€/MWh à l'énergie injectée sur le réseau	-9,0
507	Rétrocession des achats d'énergie au titre des pertes	<ul style="list-style-type: none">▪ Volumes des pertes valorisés à la part énergie du tarif de vente	-64,5
542	Rétrocession des prestations réalisées par l'activité réseau et facturées par les sociétés P+C sur les factures clients (prestations extratarifaires : raccordement, prestations annexes au catalogue du GRD...Etc.)	<ul style="list-style-type: none">▪ Reclassement comptable	+6,1
543	Rétrocession des coûts des fonctions communes	<ul style="list-style-type: none">▪ Prestation services divers▪ Répartition des coûts des fonctions support (EDF SEI)▪ Charges de logement / Loyers▪ Prestations de formation▪ Prestations services clients	-31,6 -19,9 -15,8 -1,4 +1,7
517	Rétrocession de la part réseau du tarif agent	<ul style="list-style-type: none">▪ Répartition à la clé effectifs	-6,7
TOTAL			+206,4

* Les montants sont exprimés en valeurs nettes avec la convention suivante : un flux est comptabilisé positivement quand il résulte en une baisse des charges ou une augmentation des produits au périmètre Réseau et négativement dans les cas inverses.

EDF SEI a indiqué que les « Prestations services divers » correspondent aux coûts des fonctions centrales (EDF SEI) composés :

- des coûts enregistrés nativement dans le centre de profit Réseau de la société 0908 ;
- d'une quote-part des coûts affectés au centre de profit Clientèle de la société 0908 (à la clé dépenses d'exploitation).

En ce qui concerne les coûts des fonctions communes d'EDF SEI, ils correspondent aux charges indirectes internes répartis selon les clés de répartition détaillées dans le tableau ci-dessous.



Tableau 17. Nature des clés de répartition des fonctions communes d'EDF SEI

Typologie de fonction commune	Clé de répartition utilisée
Fonctions managériales* (Direction SEI)	Dépenses d'exploitation
Médecine	Effectif
Informatique et télécommunications	Effectif
Immobilier tertiaire	Occupants
Immobilier logement	Agents logés
Véhicules	Affectation des véhicules

*Les fonctions managériales incluent notamment les fonctions RH, communication, comptabilité et contrôle de gestion, logistique, management des unités...etc.

Les dépenses des fonctions communes à plusieurs activités sont initialement imputées dans les sociétés comptables P+C, excepté pour le coût des véhicules qui est suivi dans les sociétés Réseau (l'activité prépondérante). Elles sont ensuite ventilées sur les différentes activités concernées (distribution, production, clientèle) au moyen des clés indiquées ci-dessus.

La clé « dépenses d'exploitation », dite clé « classe 6 », est déterminée en début d'année par la Direction Finance et Régulation d'EDF SEI sur la base des dépenses d'exploitation de l'année précédente.

La clé « effectif » est déterminée en début d'année sur la base des effectifs au 31/12 de l'année précédente.

La clé « occupants », appelée également « immobilier tertiaire », est utilisée pour ventiler les coûts relatifs à l'entretien des bâtiments tertiaires entre les différentes activités (production, clientèle, réseau). Pour chaque bâtiment tertiaire, l'occupation est définie par activité sur la base des effectifs occupant le site.

La clé « agents logés » est définie à partir du nombre d'agents bénéficiant d'un logement et de leur activité de rattachement (production, clientèle, réseau, fonctions dites « communes »).

La clé « véhicules » est calculée sur la base du rattachement de chaque véhicule à un site/une équipe.

Ces différentes clés étant évaluées au niveau de chaque site/entité opérationnelle en fonction des besoins opérationnels, il est difficile de disposer d'une trajectoire des clés élémentaires utilisées chaque année. Cependant, nous avons obtenu de la part d'EDF SEI, les clés de répartition moyennes par périmètre d'activité (Production, Clientèle et Réseau) pour chaque nature de charge. Les trajectoires réalisées 2014-2016 des différentes clés de répartition sont fournies dans le Tableau 18 ci-dessous.

Tableau 18. Evolution des clés de répartition des charges indirectes internes à EDF SEI sur la période 2014-2016

	2014			2015			2016		
	Prod.	Clientèle	Réseau	Prod.	Clientèle	Réseau	Prod.	Clientèle	Réseau
Fonctions managériales* (Direction SEI)	59 %	9 %	32 %	55 %	11 %	34 %	52 %	13 %	35 %
Véhicules	14 %	1 %	85 %	13 %	2 %	85 %	13 %	2 %	86 %



Informatique	39 %	15 %	45 %	37 %	17 %	46 %	34 %	17 %	49 %
Médecine	36 %	16 %	48 %	33 %	17 %	51 %	29 %	18 %	53 %
Immobilier	17 %	22 %	61 %	16 %	22 %	62 %	15 %	23 %	62 %
TOTAL	42 %	13 %	45 %	40 %	14 %	46 %	38 %	15 %	47 %

5.4.2.2. Charges de capital

EDF SEI nous a confirmé qu'il n'existe pas de flux de dissociation relevant du bilan comptable entre les différentes sociétés de la comptabilité analytique. Il nous indique que les actifs figurant au bilan sont donc nativement affectés soit à une société « P+C » soit à une société « Réseau », soit à la société Fonctions centrales EDF SEI.

Pour la déclaration de comptabilité appropriée (charges de capital « SPE »), EDF SEI nous a indiqué que les actifs de production sont isolés par « famille » d'actifs de manière élémentaire à partir de la base d'immobilisations.

Par ailleurs, il n'existe pas d'actifs gérés en commun avec d'autres entités du groupe EDF. En effet, soit les actifs appartiennent à une entité du groupe EDF et EDF SEI n'a, dans ce cas, qu'un « droit d'usage », soit EDF SEI possède une partie de l'actif et dans ce cas, cette partie de l'actif est valorisée et retransférée comptablement vers le bilan des immobilisations d'EDF SEI.

5.4.2.3. Recettes tarifaires

EDF SEI nous a confirmé que les recettes tarifaires ne font l'objet d'aucune clé de répartition. En ce qui concerne la rétrocession de la part réseau des recettes, la part acheminement est calculée sur la base des barèmes TURPE en vigueur, déclinés pour les territoires des ZNI, ainsi que des caractéristiques des contrats, des données comptage et des consommations des clients. La composante acheminement est affichée sur les factures clients, mais intégrée au sein de leur facture totale aux Tarifs Réglementés de Ventes en vigueur. Comptablement, l'acheminement facturé est comptabilisé au fil de l'eau dans les sociétés P+C (puisque intégré dans les TRV) en chiffre d'affaires au moment d'établissement des factures. Il fait ensuite l'objet d'une rétrocession pour être réintégré aux sociétés Réseau. Aucune clé de répartition n'est alors utilisée.

En ce qui concerne la part acheminement associée aux produits à recevoir, elle est également calculée nativement dans les sociétés P+C puis rétrocédée aux sociétés Réseau. Celle-ci est calculée par application d'un ratio facture acheminement / facture TRV.

5.5. Réconciliation des extractions de comptabilité analytique d'EDF SEI avec la comptabilité appropriée et le dossier tarifaire « réseau »

Dans le cadre de ses activités régulées de gestion de réseau d'acheminement d'électricité et de service public d'électricité, EDF SEI présente des trajectoires réalisées de charges et produits dans le cadre de deux exercices tarifaires différents :



- Présentation du bilan des charges et produits relatifs aux activités réseau dans un dossier tarifaire dans le cadre de l'établissement du niveau des dotations à verser à EDF SEI couvertes par le TURPE 5 HTA-BT et du FPE ;
- Présentation de la comptabilité appropriée des charges et produits relatifs aux activités s'inscrivant dans le périmètre SPE dans le cadre de l'évaluation de la charge SPE à compenser par la CSPE.

Nous avons fait l'exercice sur l'année 2016 de réconcilier les éléments du dossier tarifaire « réseau » et de la comptabilité appropriée avec les extractions comptables d'EDF SEI.

Nous rappelons que la comptabilité appropriée se distingue de la comptabilité classique principalement par le fait que :

- La comptabilité appropriée ne tient pas compte des charges constatées d'avance et des produits à recevoir concernant les achats d'énergie ;
- La comptabilité appropriée ne tient pas compte des provisions, sauf quelques exceptions.

Par ailleurs, le périmètre comptable P+C inclut les activités Commercialisation, MDE et Production alors que la comptabilité appropriée ne concerne que les deux dernières.

L'exercice de réconciliation nous permet de valider précisément la cohérence entre les données exposées dans le dossier tarifaire TURPE et les extractions comptables fournies par EDF SEI.

Par ailleurs, sur le périmètre des activités production et commercialisation, la réconciliation des données de la déclaration SPE avec les extractions comptables ne permet pas de séparer le périmètre de l'activité production du périmètre de l'activité commercialisation avec un degré de fiabilité acceptable.



6. Charges et produits liés à l'activité de distribution

6.1. Méthode et hypothèses générales de construction des trajectoires

6.1.1. Méthodologie de construction des budgets TURPE 4

L'équipe présente aujourd'hui à EDF SEI dispose de peu d'informations sur la méthodologie ayant été utilisée lors de la construction de la trajectoire prévisionnelle du TURPE 4 HTA-BT. EDF SEI nous a cependant indiqué que le plan d'affaires TURPE 4 HTA-BT excluait explicitement le projet de compteur évolué d'EDF SEI et qu'aucune dépense/recette n'avait été intégrée dans le plan prévisionnel.

Par ailleurs, EDF SEI nous a indiqué que sa trajectoire prévisionnelle TURPE 4 HTA-BT avait été construite en utilisant une hypothèse d'inflation différente de celle retenue par la CRE pour le TURPE 4 HTA-BT. Les deux trajectoires d'inflation sont fournies dans le tableau ci-dessous.

Tableau 19. Ecart entre la trajectoire d'inflation utilisée par EDF SEI dans le plan d'affaires TURPE 4 et celle retenue par la CRE

Trajectoire	2014	2015	2016	2017
Hypothèse d'inflation utilisée par EDF SEI dans le TURPE 4 HTA-BT prévisionnel (fournie dans le cadre de l'audit)	1,5 %	1,8 %	1,9 %	1,9 %
Trajectoire d'inflation retenue dans la délibération de la CRE relative au tarif TURPE 4 HTA-BT	2,0 %	1,9 %	2,0 %	2,0 %

Dans le cadre de cet audit, nous retraisons la trajectoire TURPE 4 prévisionnelle d'EDF SEI sur la base de l'hypothèse d'inflation fournie par EDF SEI et présentée dans le tableau précédent. La trajectoire retraitée est indexée sur la base de la trajectoire d'inflation fournie dans le Tableau 20. La trajectoire TURPE 4 retraitée ainsi obtenue permettra d'analyser les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sur la période 2014-2017.

Tableau 20. Trajectoire d'inflation utilisée par Schwartz and Co pour retraiter les trajectoires prévisionnelles TURPE 4

Trajectoire	2014*	2015*	2016*	2017**
Inflation réalisée/estimée*	0,41 %	0,03 %	0,19 %	0,40 %

* Evolution annuelle de l'indice des prix à la consommation - Base 2015 - Ensemble des ménages - France hors tabac publié par l'Insee

** Hypothèse d'inflation utilisée par EDF SEI pour construire les trajectoires de l'année 2017

6.1.2. Méthodologie générale de construction des budgets TURPE 5

6.1.2.1. Description de la méthode

EDF SEI a construit le plan d'affaires TURPE 5 sur la base de sa meilleure vision à date des coûts à venir. Dans son dossier tarifaire transmis à la CRE le 31 mars 2017, il confirme ne pas avoir tenu



compte de l'impact des éventuelles évolutions réglementaires (réfaction des producteurs, fiscalité, cartographie, contraintes sur l'insertion des ENR...).

EDF SEI nous a indiqué ne pas avoir exploité son plan moyen terme (PMT) dans la construction de la trajectoire prévisionnelle du fait de son incompatibilité : d'une part, le PMT est construit à un niveau agrégé ne permettant pas la distinction des différentes activités, et d'autre part la matrice du PMT est incompatible avec la matrice tarifaire du TURPE.

Par ailleurs, EDF SEI a indiqué qu'il n'a pas été intégré de matrice de passage entre le plan d'affaires et la comptabilité analytique ; en effet, selon EDF SEI, les schémas de gestion sont en cours d'évolution et les modèles de prévisions ne sont pas basés sur ces éléments mais établis de manière globale.

EDF SEI a indiqué également que les investissements ne sont pas détaillés par territoire et niveaux de tension parce que le plan comptable et le schéma de gestion ne permettent pas à date de disposer d'une telle version du réalisé. Par conséquent, EDF SEI ne dispose pas de trajectoires prévisionnelles à ce niveau de détails.

En somme, EDF SEI nous a indiqué que les trajectoires prévisionnelles ont été construites au niveau de la direction financière sans prise en compte d'éléments prévisionnels remontés par les centres opérationnels.

Nous attirons l'attention de la CRE sur le fait que ces trajectoires prévisionnelles ont été construites à un niveau de granularité se limitant aux principales rubriques de la matrice tarifaire TURPE (sauf exception sur les rubriques « Autres achats et services » et « Produits extratarifaires ») et au périmètre global EDF SEI (sans déclinaison par territoire).

6.1.2.2. Hypothèses d'indexation

EDF SEI nous a indiqué avoir utilisé principalement l'inflation comme paramètre d'indexation dans la construction des trajectoires prévisionnelles. Le Tableau 21 liste les indices communiqués par EDF SEI pour chaque trajectoire prévisionnelle fournie sur la période 2017-2021.

Tableau 21. Indices utilisés par EDF SEI pour construire la trajectoire prévisionnelle TURPE 5

Poste	Indices utilisés par EDF SEI pour construire la trajectoire prévisionnelle TURPE 5
Achats liés au système électrique	
Achat des pertes	Inflation
Autres achats et services	
Consommations externes	Inflation
Charges issues des protocoles (fonctions supports)	Inflation
Services système	Volumes d'électricité livrée au réseau
Charges de personnel	Inflation + GVT



Impôts et taxes	Inflation
Autres charges d'exploitation	Inflation
Produits extratarifaires	
Prestations complémentaires	Inflation
Contributions de tiers	Inflation
Travaux divers	Inflation
Production immobilisée et stockée (PIS)	Inflation pour la PIS achats Charges de personnel pour la PIS main d'œuvre
Autres produits d'exploitation	Inflation

Les hypothèses d'inflation et de GVT utilisées par EDF SEI sont fournies dans le tableau ci-dessous.

Tableau 22. Hypothèses d'inflation et de GVT utilisées par EDF SEI dans la construction de la trajectoire prévisionnelle

Trajectoire	2017	2018	2019	2020	2021
Inflation	0.4 %	1.08 %	1.26 %	1.4 %	
GVT	[CONFIDENTIEL]				[CONFIDENTIEL]
GVT+					
GVT-					

- Le GVT (Glissement Vieillesse Technicité) traduit l'évolution du coût moyen de la main d'œuvre d'EDF SEI. Il est formé de deux composantes :
- Le GVT positif est lié aux mesures salariales suivantes : avancement, promotions liées à l'appréciation du professionnalisme ou à une mutation.
- Le GVT négatif (ou effet noria) est la conséquence d'entrées dans l'entreprise d'employés avec des salaires moins élevées que la moyenne et de sorties de l'entreprise d'employés avec des salaires plus élevés que la moyenne.

6.2. Vue d'ensemble des charges et produits liés à l'activité de distribution

6.2.1. Matrice tarifaire

EDF SEI présente les charges et les produits d'exploitation réalisés sous la forme d'une matrice comportant 8 rubriques, divisées en 12 postes comme décrit dans le tableau ci-dessous.

Tableau 23. Matrice tarifaire d'EDF SEI

	Rubrique	Poste
Produits d'exploitations	Produits extratarifaires	Prestations complémentaires
		Contributions de tiers
		Travaux divers
	Production immobilisé et stockée	Production immobilisée et stockée
	Autres produits d'exploitation	Autres produits d'exploitation



Charges brutes d'exploitation	Achats liés au système électrique	Achat des pertes
	Autres achats et services	Consommations externes
		Charges issues des protocoles (fonctions supports)
		Services système
	Charges de personnel	Charges de personnel
	Impôts et taxes	Impôts et taxes
Autres charges d'exploitation	Autres charges d'exploitation	

Le périmètre des comptes utilisés pour chacune des rubriques et chacun des postes ci-dessus est détaillé dans l'annexe 2.

Regroupement de postes comptables proposés par Schwartz and Co

Afin de s'affranchir du dilemme de la maille très agrégée à laquelle EDF SEI présente sa matrice tarifaire et du niveau élémentaire très détaillé des extractions comptables, nous avons construit un regroupement de certains postes comptables, en concertation avec les équipes d'EDF SEI, afin de proposer une maille intermédiaire constituant des sous-postes dans la matrice tarifaire. Nous avons réalisé ce travail pour les rubriques/postes ayant le poids le plus élevé dans les charges nettes d'exploitation. Il s'agit du poste « consommations externes », de la rubrique « charges de personnel », de la rubrique « Autres charges d'exploitation » et de la rubrique « Autres produits d'exploitation ».

Le détail des sous-postes proposés ainsi que le niveau réalisé de ces sous-postes sont fournis dans le tableau ci-dessous.

Tableau 24. Regroupement de postes comptables proposé par Schwartz and Co

Rubrique/poste de la matrice proposée par EDF SEI	Sous-postes proposés par Schwartz and Co
Consommations externes	Redevance de concession
	Achats d'investissements
	Matériel
	Travaux
	Informatique et Télécom
	Tertiaire et Prestations
	Assurances
	Immobilier
	Autres Charges
Charges de personnel	Rémunérations
	Non statutaires
	Charges de pensions
	Charges de sécurité sociale
	Autres charges de personnel
Autres charges d'exploitation	Tarif agent
	VNC des immobilisations démolies
	Autres



Autres produits d'exploitation	Quote-part de subventions virées au résultat
	Autres

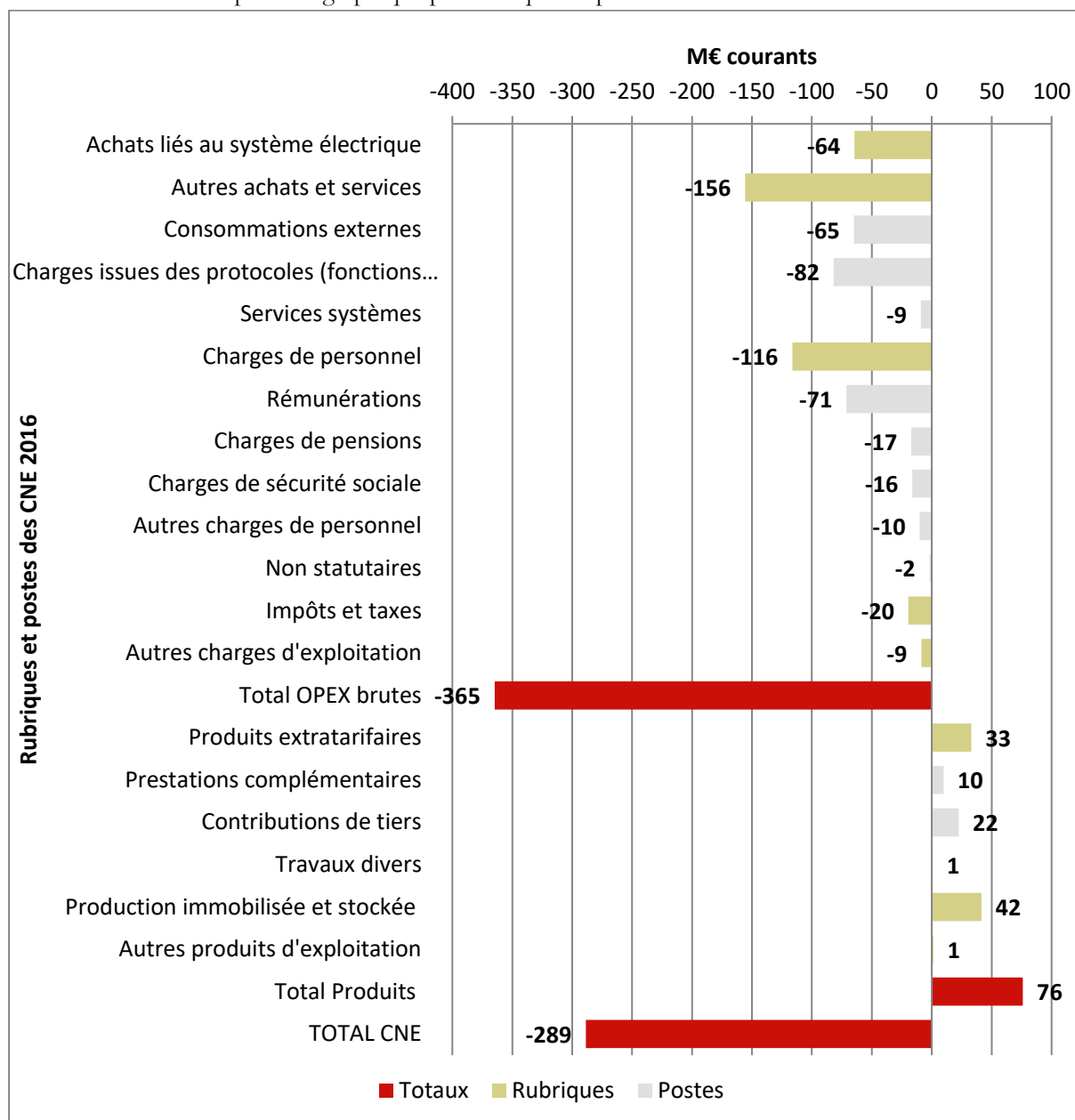
6.2.2. Décomposition des CNE par poste pour l'année 2016

Le montant total des CNE y compris achats liés au système électrique pour l'année 2016 est de 289 M€ courants (le CICE n'étant pas intégré en déduction des charges d'exploitation). On note que les postes de charges les plus importants sont :

- Autres achats et services ;
- Charges de personnel ;
- Achats liés au système électrique.



Tableau 25. Décomposition graphique par rubriques et postes des CNE réalisées d'EDF SEI en 2016



Dans le tableau ci-après, nous rappelons la valeur 2016 (en valeur absolue) des charges et produits d'exploitation d'EDF SEI ainsi que le pourcentage que représente chaque rubrique/poste en valeur absolue dans les CNE totales.

Tableau 26. Décomposition des CNE 2016 d'EDF SEI

Rubrique / Poste	Montant Réalisé 2016 (M€ courants)	% des CNE
Achats liés au système électrique	64	22 %
Achat des pertes	64	22 %



Autres achats et services	156	54 %
Consommations externes	65	22 %
Charges issues des protocoles (fonctions supports)	82	28 %
Services système	9	3 %
Charges de personnel	116	40 %
Impôts et taxes	20	7 %
Autres charges d'exploitation	9	3 %
Total Charges d'exploitation brutes	365	126 %
Produits extratarifaires	33	11 %
Prestations complémentaires	10	3 %
Contributions de tiers	22	8 %
Travaux divers	1	0 %
Production immobilisée et stockée	42	14 %
Autres produits d'exploitation	1	0 %
Total Produits à déduire des charges couvertes	76	26 %
Total Charges d'exploitation nettes	289	100 %

6.2.3. Evolution des CNE d'EDF SEI sur la période TURPE 4 (2014-2017)

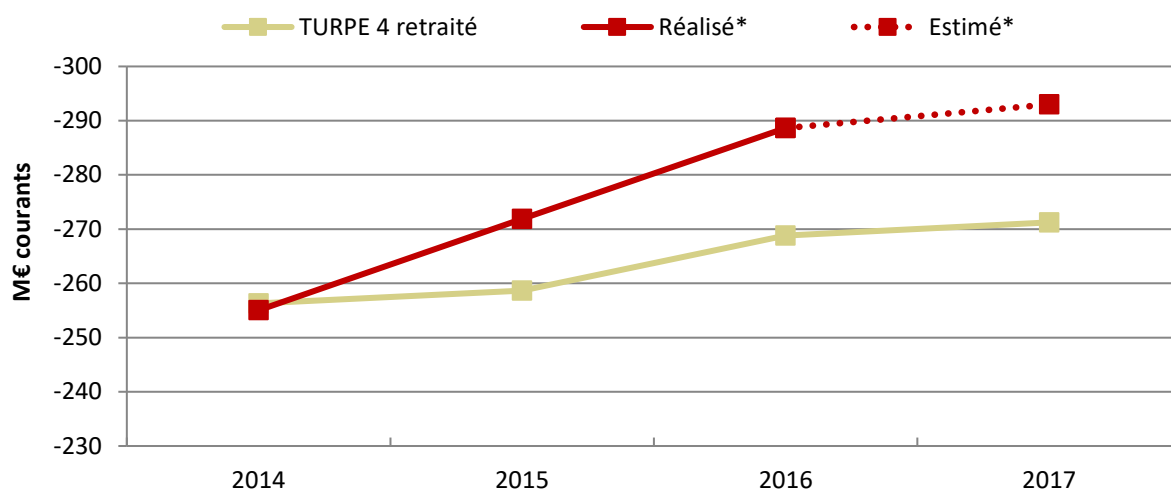
A l'exception de la première année, EDF SEI dépasse la trajectoire prévisionnelle du BP TURPE 4 sur la période 2014-2017. Les CNE maintiennent un rythme de croissance relativement constant sur la période 2014-2016. Quant à l'estimé 2017, il traduit une croissance relativement plus faible.

Le graphique ci-après illustre 3 trajectoires de CNE en euros courants :

- La trajectoire « TURPE 4 retraité » est la trajectoire prévisionnelle TURPE 4 proposée par EDF SEI et validée par la CRE, retraitée a posteriori par S&Co de l'inflation (réalisée pour 2014-2016 et estimée par EDF SEI) en cohérence avec le mécanisme tarifaire mis en place par la CRE ;
- La trajectoire « Réalisé » correspond au niveau de CNE réalisées par EDF SEI sur la période 2014 à 2016 ;
- La trajectoire « Estimé » correspond aux dernières estimations d'EDF SEI pour l'année 2017.



Figure 16. Trajectoire des CNE d'EDF SEI sur la période TURPE 4 (€ courants)



* Hors CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

6.2.4. Trajectoire des CNE proposée par EDF SEI sur la période prévisionnelle 2018-2021

Cette section présente la proposition d'EDF SEI d'évolution des CNE pour la période tarifaire 2018-2021. Cette trajectoire 2018-2021 est représentée par la courbe « Prévisionnel ».

Le tableau ci-dessous rappelle la trajectoire réalisée en 2016 et présente l'estimée en 2017 ainsi que le prévisionnel sur la période 2018-2021, tels que fournis par EDF SEI dans le cadre de la mise à jour de son dossier tarifaire à fin juin 2017.

Tableau 27. Vue globale des CNE réalisées 2016, estimées 2017 et prévisionnelles 2018-2021 selon la trajectoire révisée par EDF SEI à fin juin 2017, en M€ courants

Rubrique / Poste	2016* Réalisé	2017*	2018**	2019**	2020**	2021**
Achats liés au système électrique	-64	-67	-69	-71	-74	[CONFID ENTTEL]
Achat des pertes	-64	-67	-69	-71	-74	
Autres achats et services	-156	-157	-175	-170	-173	
Consommations externes	-65	-65	-76	-70	-70	
Charges issues des protocoles (fonctions supports)	-82	-83	-90	-91	-92	
Services système	-9	-9	-9	-10	-10	
Charges de personnel	-116	-118	-121	-124	-127	
Impôts et taxes	-20	-21	-20	-20	-21	
Autres charges d'exploitation	-9	-9	-10	-9	-9	
Total Charges d'exploitation brutes	-365	-372	-395	-395	-404	
Produits extratarifaires	33	33	34	34	34	
Prestations complémentaires	10	10	10	10	10	



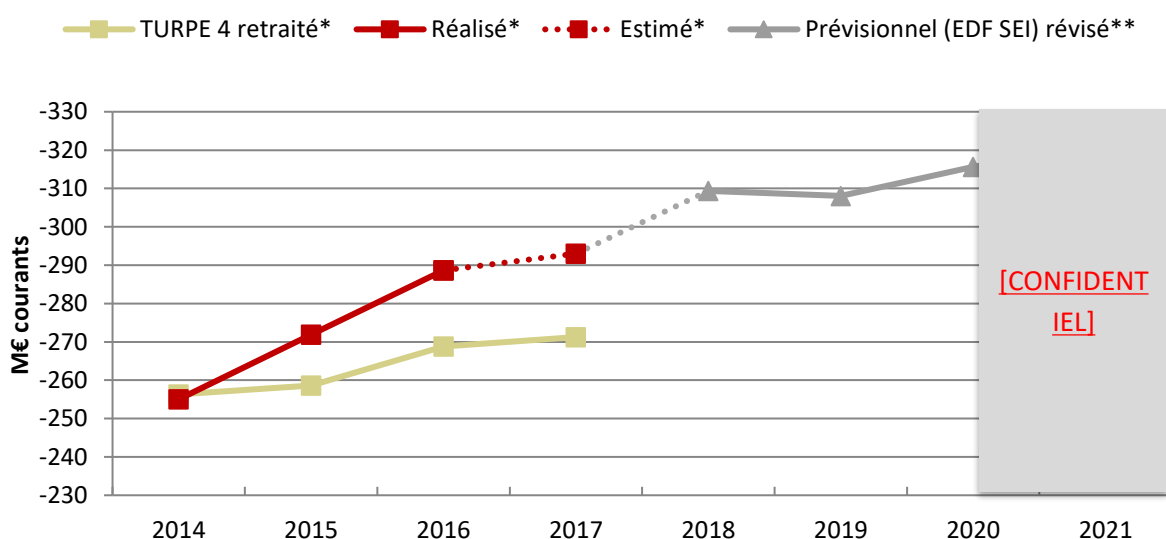
Contributions de tiers	22	22	23	23	23
Travaux divers	1	1	1	1	1
Production immobilisée et stockée	42	43	43	44	45
Autres produits d'exploitation	1	3	9	9	9
Total Produits à déduire des charges couvertes	76	79	85	87	88
Total Charges Nettes d'Exploitation	-289	-293	-309	-308	-316

* Hors CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

** Dont CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

EDF SEI propose une trajectoire de CNE totales en hausse continue entre 2016 et 2021 avec en particulier une hausse de +1,5 % (-4 M€) entre 2016 et 2017 et une hausse de +11,5 % (-33 M€) entre 2016 et 2021. EDF SEI intègre dans la trajectoire prévisionnelle de CNE 2018-2021 les charges centrales EDF SA non redescendues dans la comptabilité d'EDF SEI.

Figure 17. Trajectoires des CNE réalisées et prévisionnelles sur la période 2014-2021



* Hors CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

** Dont CICE et charges centrales d'EDF SA non redescendues au niveau d'EDF SEI

6.3. Analyse poste par poste

6.3.1. Achats liés au système électrique

La rubrique « Achats liés au système électrique » n'est constituée que d'un seul poste : l'achat des pertes électriques. Ce poste correspond aux achats d'énergie pour les pertes : les producteurs s'engagent à compenser au gestionnaire de réseau la quantité d'énergie correspondant aux pertes



constatées sur le réseau de distribution. Ce coût est valorisé et facturé au GRD comme suit : [Volumes injectés — volumes consommés/Tarif régulé de vente (TRV) — Turpe — Coûts commerciaux].

Sur la période 2014-2016, les achats de pertes sont en hausse d'environ 20 %. Pour l'année 2016, l'écart entre le réalisé et le TURPE 4 retraité est de +4,4 %. EDF SEI indique que plusieurs effets doivent être pris en compte : rattrapage de pertes sous-estimées en clôture l'année précédente, écarts de prix liés au mode de calcul des pertes (écarts entre prévision TURPE 4 et réalisé sur l'évolution des tarifs). Par ailleurs, EDF SEI explique qu'un rattrapage est enregistré en 2017 pour compenser une sous-estimation comptable des pertes en 2016.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire d'achat des pertes en augmentation d'environ 18 % en fin de période par rapport au niveau réalisé en 2016. Les volumes de pertes sont par ailleurs estimés à partir d'une hypothèse de stabilité des taux de pertes sur 2017-2021 à une valeur de 11 %.

Figure 18. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Achats liés au système électrique » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

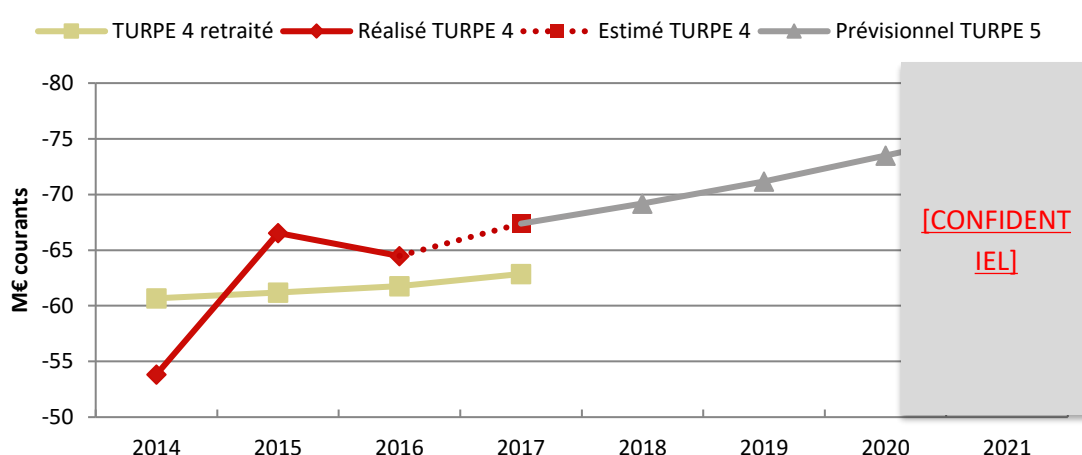
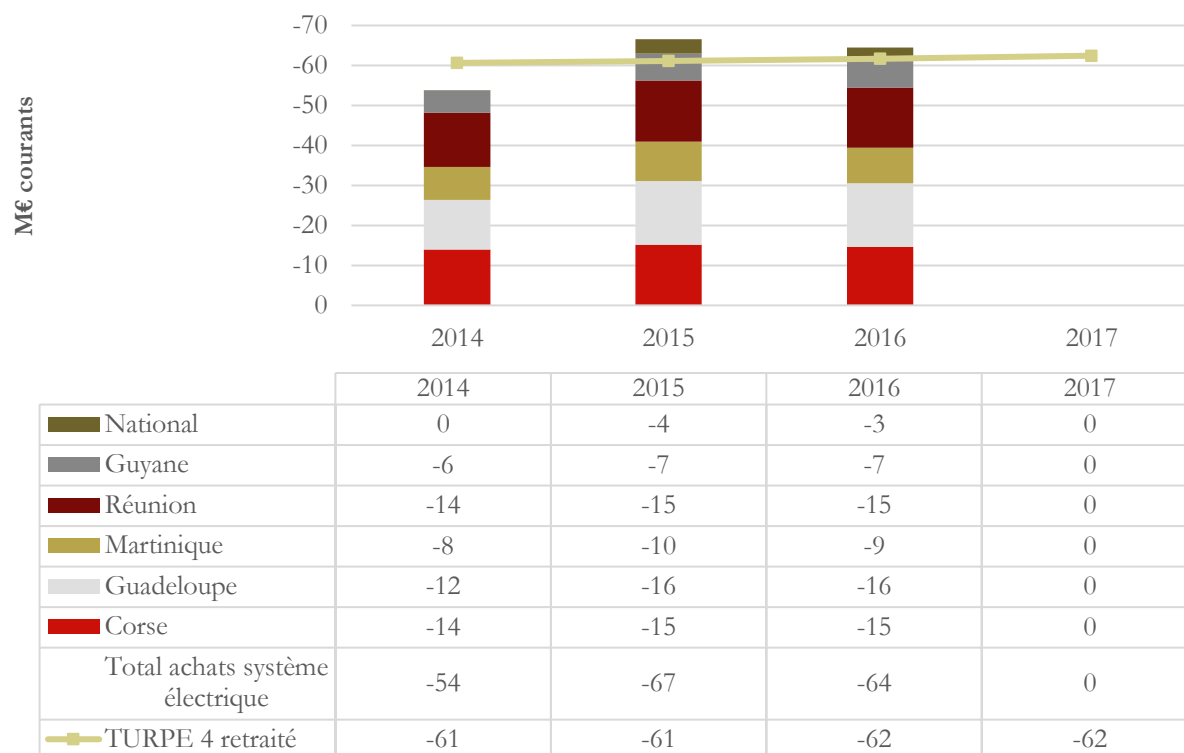


Tableau 28. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Achats liés au système électrique » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	-61	-61	-62	-63				
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	-54	-67	-64	-67	-69	-71	-74	[CONFIDENTIEL]
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	+7 (-11,3 %)	-5 (+8,7 %)	-3 (+4,4 %)	-5 (+7,6 %)				
Evolution annuelle	-	+23,6 %	-3,1 %	+4,5 %	+2,7 %	+2,9 %	+3,3 %	[CONFIDENTIEL]



Figure 19. Evolution de la rubrique « Achats liés au système électrique » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.2. Autres achats et services

6.3.2.1. Evolution de la rubrique Autres achats et services.

Sur la période 2014-2016, les charges liées aux autres achats et services ont augmenté régulièrement. Elles sont en hausse d'environ 12 % entre 2014 et 2016. Cette augmentation vient principalement des postes « charges issues des protocoles » et « consommations externes ». L'écart entre la trajectoire réalisée et le TURPE 4 retraité augmente significativement pour atteindre +14 % en 2016 (-19 M€).

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire prévisionnelle pour la rubrique « Autres achats et services » en augmentation de +2,5 % par an en moyenne. Cependant, le niveau prévisionnel 2018 enregistre la hausse la plus élevée (+11,3 % par rapport au niveau estimé pour 2017).

EDF SEI indique que les achats et les services hors redevance de concession évoluent suivant l'inflation.



Figure 20. rajectoire 2014-2021 de la rubrique « Autres achats et services » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

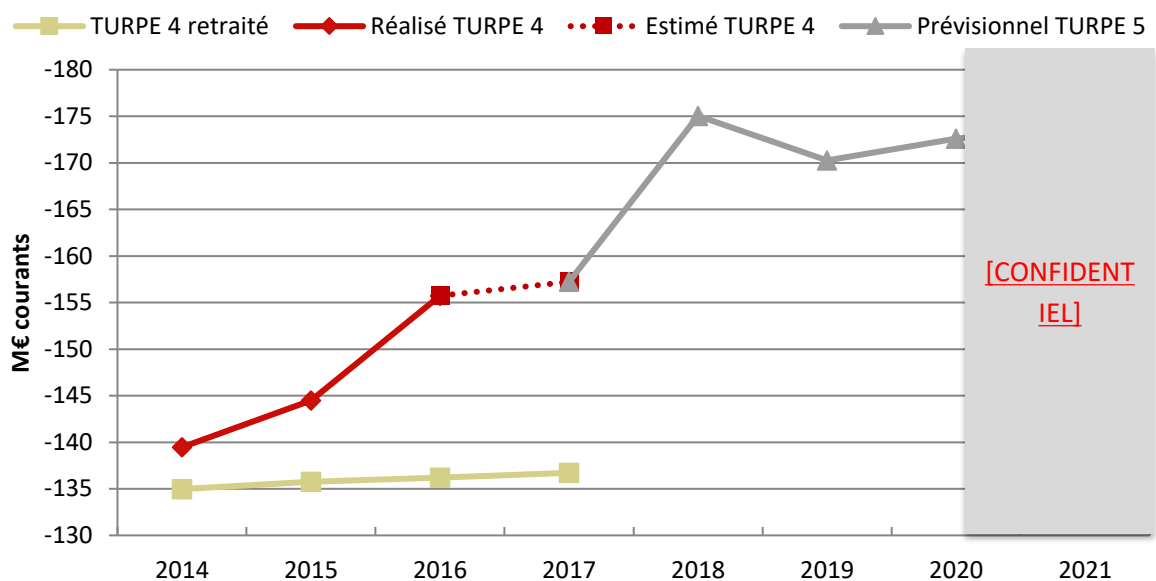
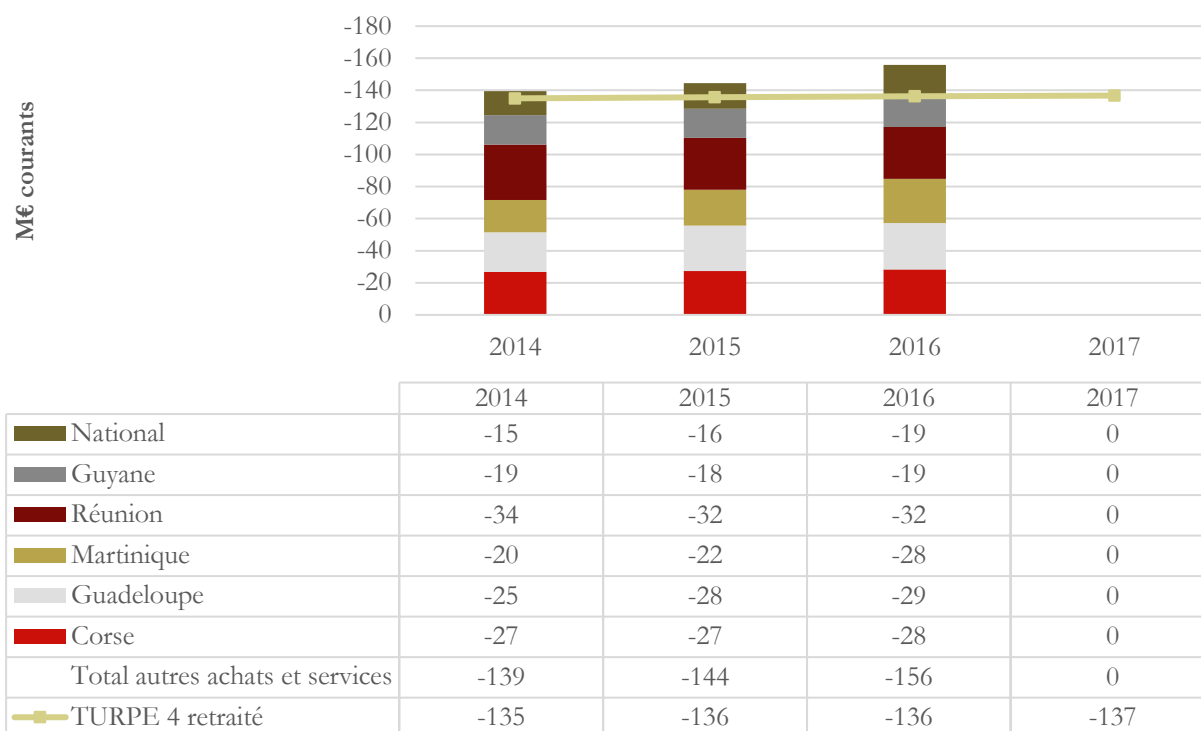


Tableau 29. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Autres achats et services » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	-135	-136	-136	-137				
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	-139	-144	-156	-157	-175	-170	-173	[CONFIDENT IEL]
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	-4 (+3,3%)	-9 (+6,3%)	-19 (+14,2 %)	-20 (+14,9 %)				
Evolution annuelle	-	+3,6%	+7,8%	+1,0%	+11,3%	-2,7%	+1,4%	[CONFIDENT IEL]



Figure 21. Evolution de la rubrique « Autres achats et services » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



Les dépenses réalisées et prévisionnelles de la rubrique « Autres achats et services » sont relativement homogènes entre les différentes sociétés comptables Réseau.

6.3.2.2. Contenu de la rubrique Autres achats et services

La rubrique « Autres achats et services » est constituée de 3 postes et 8 sous-postes :

Tableau 30. Contenu de la rubrique « Autres achats et services »

Poste	Description	Montant Réalisé 2016 (M€ courants)	Part au sein du poste 2016
Consommations externes	Achats de matériel et de prestations destinés uniquement aux activités de distribution	-65	42,7 %
Redevance de concession	Redevances aux autorités concédantes : la redevance de fonctionnement (R1), la redevance d'investissement (R2), la redevance d'occupation du domaine public (RODP)	-6	3,2 %
Matériel	Achats de petits matériels et matériels d'exploitation	-1	1,3 %
Travaux	Achats de prestations réalisées par des fournisseurs couvrant les travaux à titre préventif ou curatif, les travaux liés à des modifications d'ouvrages ou encore à l'enrichissement de la cartographie du réseau	-20	13,9 %
Informatique et Télécom	Achats de matériels (informatiques, bureautiques et télécom) et de services informatiques (développement	-2	1,6 %



	<i>d'applications, études d'architecture informatique, maintenance, etc.)</i>		
<i>Tertiaire et Prestations</i>	<i>Achats de toutes les prestations de service hors immobilier et informatique (prestations de relève des index des compteurs traditionnels, l'intérim, les frais de déplacement, les frais de transports et courriers, les dépenses relatives aux véhicules, les études, les achats généraux et logistiques industrielles, les achats de formation, etc.)</i>	-21	13,4 %
<i>Assurances</i>	<i>Achats d'assurances</i>	[CONFIDENTIEL]	
<i>Immobilier</i>	<i>Les charges d'immobilier tertiaire, d'immobilier industriel (y compris les postes sources et les opérations de maintenance préventive et curative associées), d'immobilier logement et d'autres dépenses (en particulier, la gestion des déchets tertiaires et industriels, les frais de logements...etc)</i>	-2	1,2 %
<i>Autres charges</i>	<i>Des achats diffus</i>	[CONFIDENTIEL]	
Charges issues des protocoles (fonctions supports)	Coûts des fonctions support EDF SEI rétrocedés à l'activité de distribution par clef de répartition (achats de matériel et services, charges de main d'œuvre et facturation des prestataires internes EDF)	-82	52,7 %
Services système	Coûts liés à la gestion de l'équilibre réseau tels que la détermination du réglage fréquence/puissance, les surcoûts des réglages tension et congestions.	-9	4,6 %
TOTAL		-156	100,0 %

6.3.2.3. Analyse des postes

6.3.2.3.1. Consommations externes

Ce poste ne comprend pas certaines charges facturées par les autres entités du groupe à EDF SEI ou communes aux différentes activités d'EDF SEI (informatique et télécoms, immobilier, véhicules...etc.), même si celles-ci relèvent du périmètre des sous-postes composant le poste « Consommations externes ». Ces charges sont incluses dans le poste « Charges issues des protocoles » (voir section 6.3.2.3.2).

Sur la période 2014-2016, les consommations externes ont augmenté de 12 % (-6 M€). Cette augmentation vient principalement des sous-postes « Redevances de concession » et « Tertiaire et Prestations » et est concentrée sur l'année 2015.

L'écart entre la trajectoire réalisée et le TURPE 4 retraité est de +23 % en 2016. EDF SEI explique l'écart des trajectoires par des événements climatiques (cyclone Bejisa à la Réunion, tempête Matthew à la Martinique), l'évolution de certains ouvrages (postes travaux), le réajustement des montants des redevances de concessions, les hypothèses de productivité impactées par de nouvelles activités (mise en œuvre d'un plan sûreté et sécurité du réseau, fiabilisation des



données patrimoniales, reprise de l'élagage, mise en œuvre de la réforme DT-DICT, refonte des schémas directeurs notes de procédures et référentiels).

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire du poste en augmentation de 10,2 % en fin de période par rapport au niveau réalisé en 2016. Le niveau prévisionnel 2018 est en forte hausse de 16,3 % par rapport au niveau estimé pour 2017. Ce pic correspond probablement au rattrapage des dépenses liées au projet de comptage évolué qu'EDF SEI a engagé pendant la période TURPE 4 alors qu'elles n'y étaient pas prévues et donc non couvertes. EDF SEI nous a mentionné la prise en compte d'un rattrapage à hauteur de 8,4 M€ intégré à la charge prévisionnelle 2018 des consommations externes.

Figure 22. Trajectoire 2014-2021 du poste « Consommations externes » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

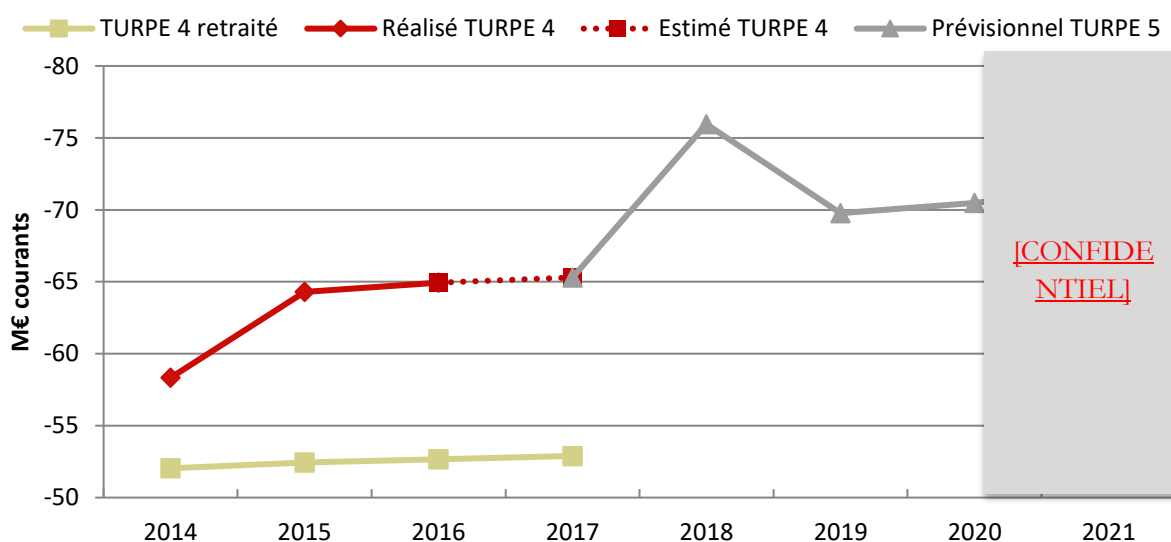
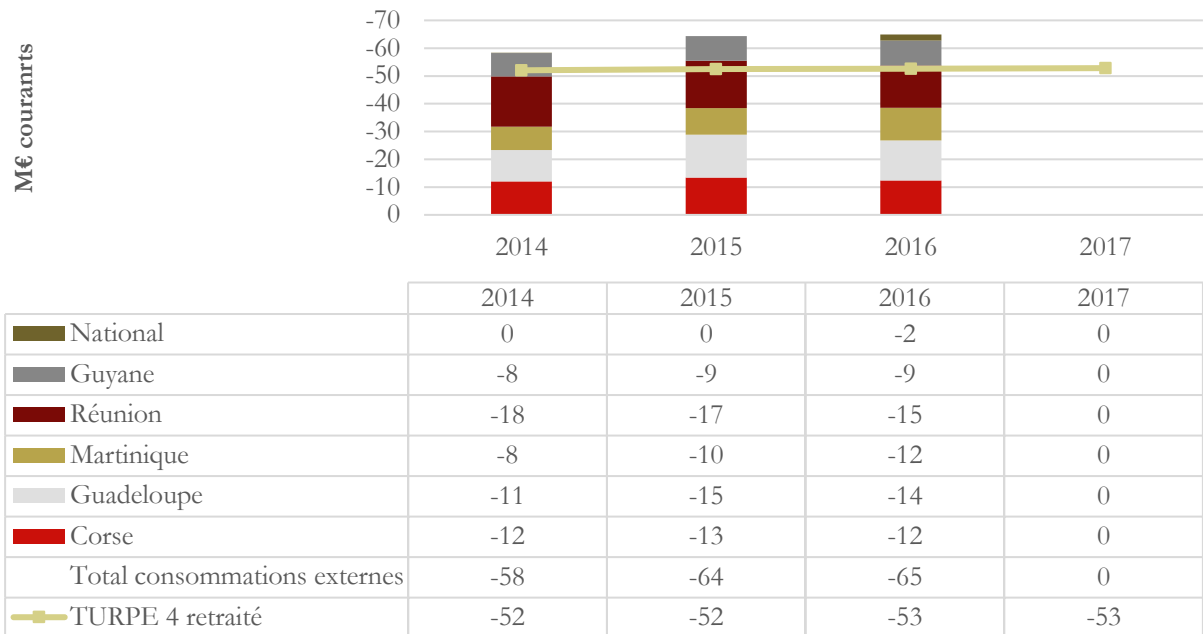




Figure 23. Evolution du postes « Consommations externes » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



Sous-poste : Redevances de concession

Sur la période 2014-2016, le niveau du sous-poste « Redevances de concession » a augmenté significativement. Le niveau a quasiment doublé en 2016 par rapport à 2014.

EDF SEI indique qu'un recalage à la hausse (**[CONFIDENTIEL]**) a été effectué à partir de 2018 suite à la hausse de certains niveaux de redevance (R1 et R2). EDF SEI a ajouté que cette hausse a été évaluée sur la base des échanges récents avec les concédants sans fournir davantage de détails sur les hypothèses sous-jacentes à ce montant.

Figure 24. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Redevances de concession » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

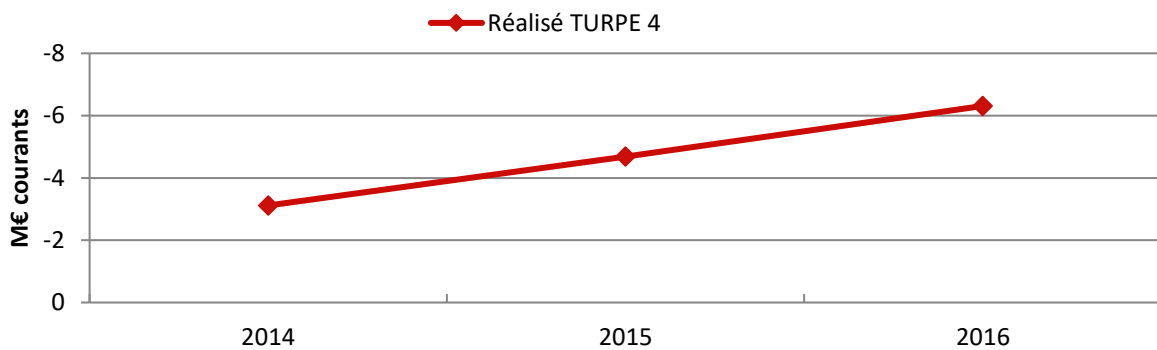




Figure 25. Evolution du sous-poste « Redevances de concession » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

Sous-poste : Matériel

Sur la période 2014-2016, le niveau de charge du sous-poste « Matériel » a diminué de 24 %. EDF SEI ne nous a pas fourni d'éléments justificatifs de la baisse de ce poste en 2016.

Figure 26. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Matériel » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

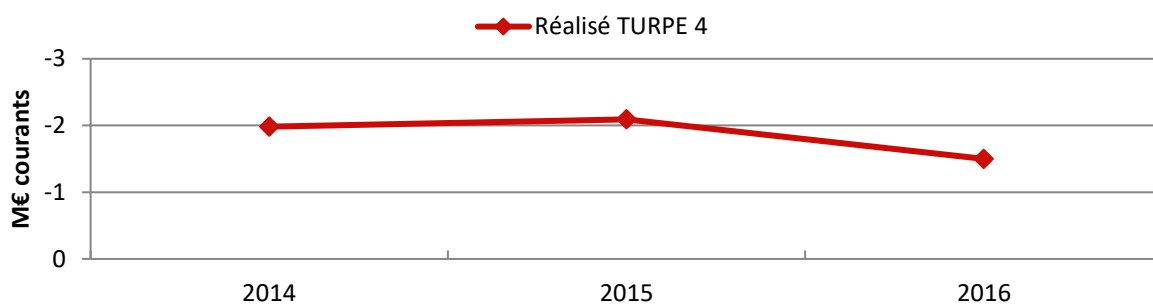
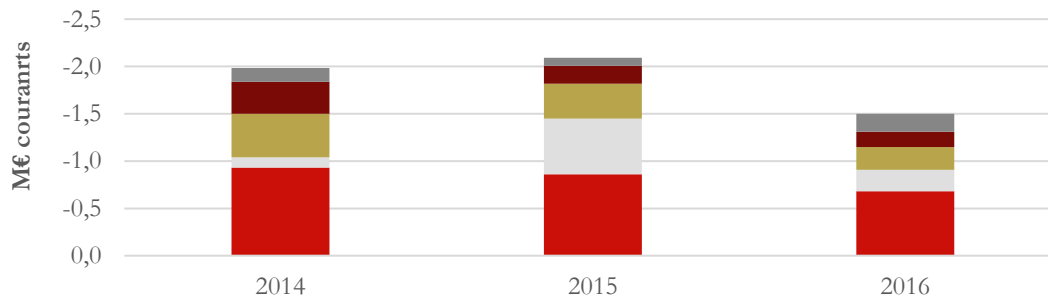


Figure 27. Evolution du sous-poste « Matériel » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



	2014	2015	2016
■ National	0,0	0,0	0,0
■ Guyane	-0,1	-0,1	-0,2
■ Réunion	-0,3	-0,2	-0,2
■ Martinique	-0,5	-0,4	-0,2
■ Guadeloupe	-0,1	-0,6	-0,2
■ Corse	-0,9	-0,9	-0,7
Total matériel	-2,0	-2,1	-1,5

Sous-poste : Travaux

Après une année 2015 en hausse de 7 % par rapport à 2014, le sous-poste « Travaux » a retrouvé en 2016 un niveau semblable à celui de 2014 (environ 20 M€).



Figure 28. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Travaux » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

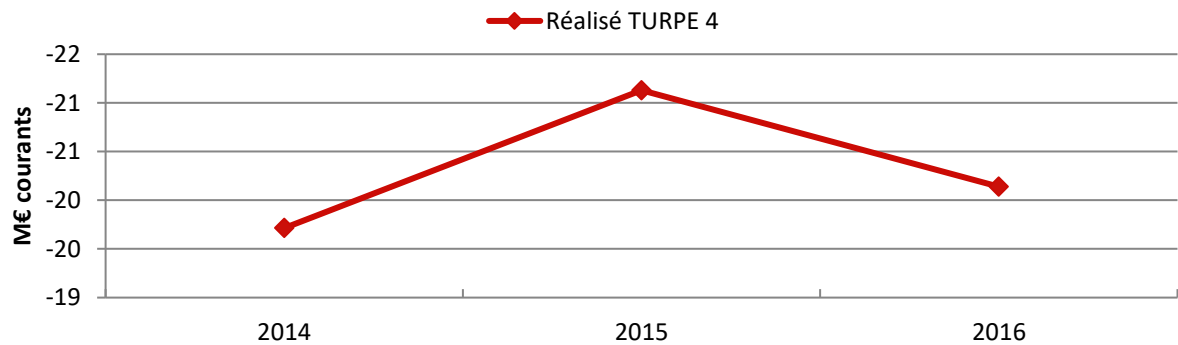
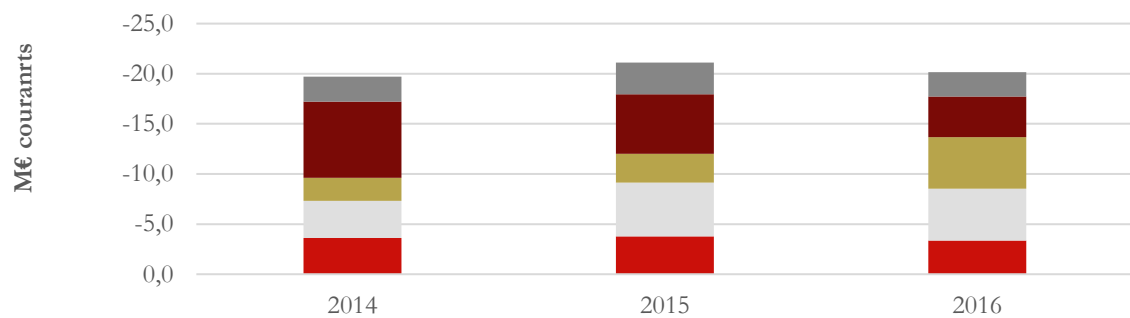


Figure 29. Evolution du sous-poste « Travaux » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



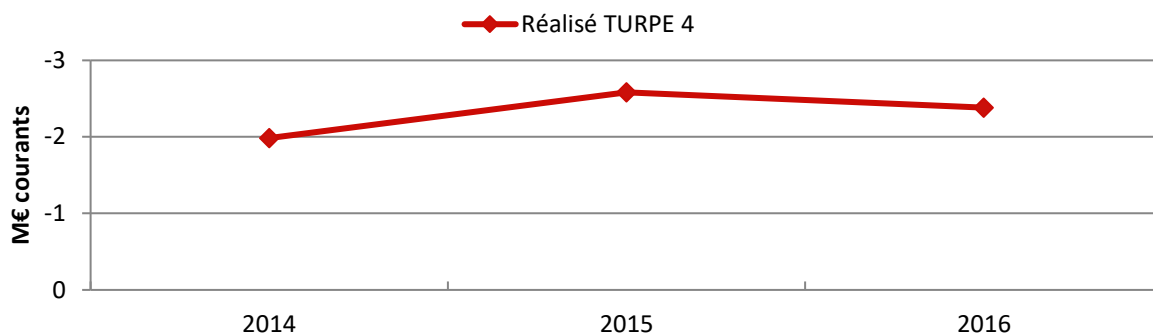
	2014	2015	2016
■ National	0,0	0,0	0,0
■ Guyane	-2,5	-3,2	-2,4
■ Réunion	-7,6	-5,9	-4,0
■ Martinique	-2,3	-2,9	-5,1
■ Guadeloupe	-3,7	-5,4	-5,2
■ Corse	-3,6	-3,8	-3,4
Total travaux	-19,7	-21,1	-20,1

Sous-poste : Informatique et Télécom

Sur la période 2014-2016, les charges informatique et télécom sont en hausse de 20 %.

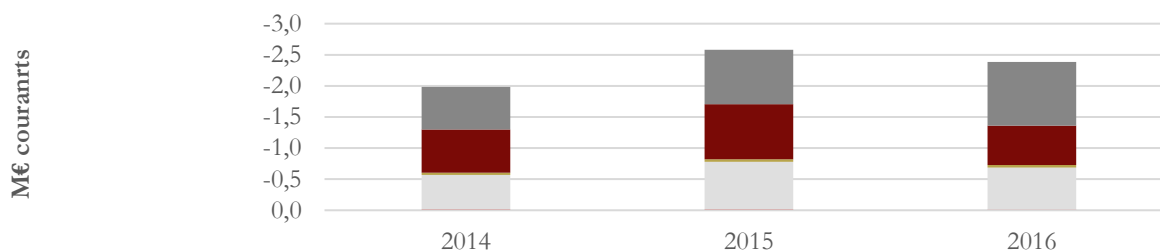


Figure 30. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Informatique et Télécom » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



Le sous-poste « Informatique et Télécom » est principalement porté par les sociétés comptables de la Guyane et de la Guadeloupe qui représentent respectivement 43 % et 28 % du montant du sous-poste en 2016.

Figure 31. Evolution du sous-poste « Informatique et Télécom » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



	2014	2015	2016
■ National	0,0	0,0	0,0
■ Guyane	-0,7	-0,9	-1,0
■ Réunion	-0,7	-0,9	-0,6
■ Martinique	0,0	0,0	0,0
■ Guadeloupe	-0,6	-0,8	-0,7
■ Corse	0,0	0,0	0,0
Total informatique et télécom	-2,0	-2,6	-2,4

Sous-poste : Tertiaire et Prestations

Sur la période 2014-2016, la trajectoire globale du sous-poste « Tertiaire et Prestations » augmente régulièrement avec un taux de croissance annuel d'environ +7 % par an.



Figure 32. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Tertiaire et Prestations » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

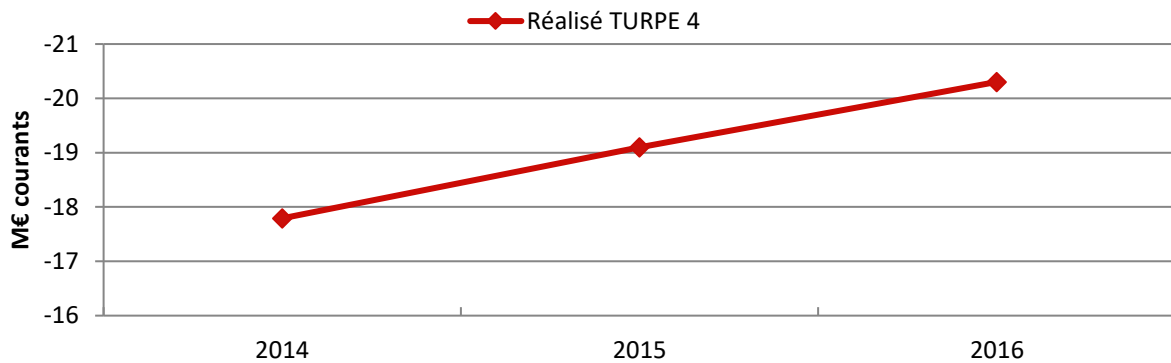
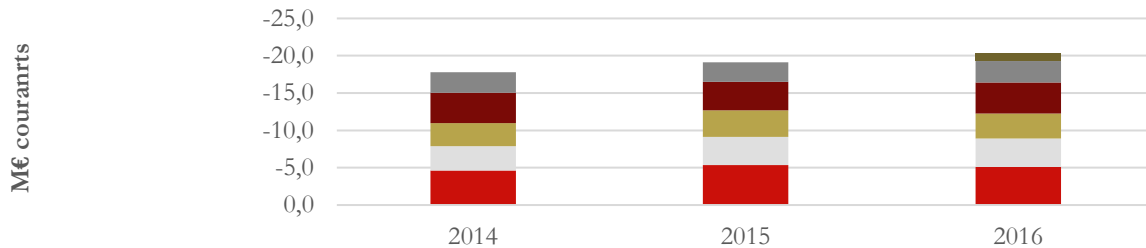


Figure 33. Evolution du sous-poste « Tertiaire et Prestations » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



	2014	2015	2016
■ National	0,0	0,0	-1,0
■ Guyane	-2,8	-2,6	-2,9
■ Réunion	-4,1	-3,8	-4,2
■ Martinique	-3,1	-3,5	-3,3
■ Guadeloupe	-3,2	-3,8	-3,8
■ Corse	-4,6	-5,4	-5,1
Total tertiaire et prestations	-17,8	-19,1	-20,3

Sous-poste : Assurances

[CONFIDENTIEL]

Figure 34. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Assurances » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

Figure 35. Evolution du sous-poste « Assurances » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

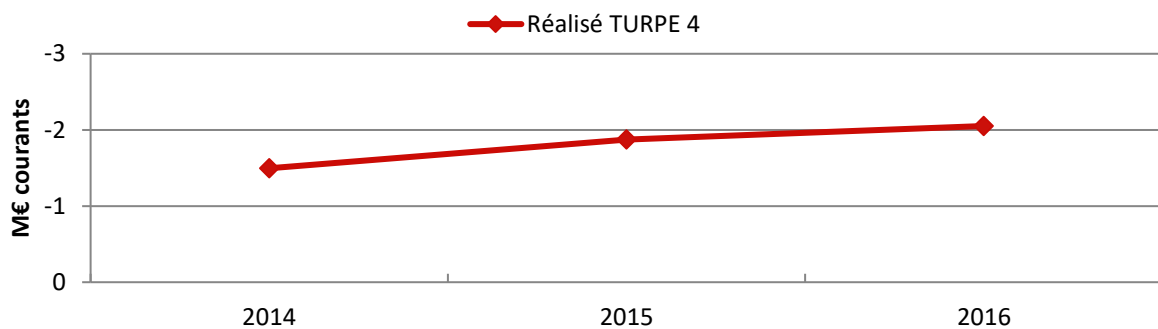


Sous-poste : Immobilier

Sur la période 2014-2016, le sous-poste « immobilier » a augmenté de 37 %.

EDF SEI indique que la rénovation d'une partie des sites tertiaires en Guadeloupe a été intégrée [CONFIDENTIEL].

Figure 36. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Immobilier » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



[CONFIDENTIEL]

Figure 37. Evolution du sous-poste « Immobilier » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

Sous-poste : Autres charges

[CONFIDENTIEL]

Figure 38. Trajectoire 2014-2016 du sous-poste « Autres charges » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

Figure 39. Evolution du sous-poste « Autres charges » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

6.3.2.3.2. Charges issues des protocoles

Sur la période 2014-2016, les charges issues des protocoles sont en hausse régulière, avec un rythme annuel compris entre 5,3 % et 7,3 %. L'écart avec le TURPE 4 est important en fin de période (+10 % pour le réalisé 2016 et l'estimé 2017).

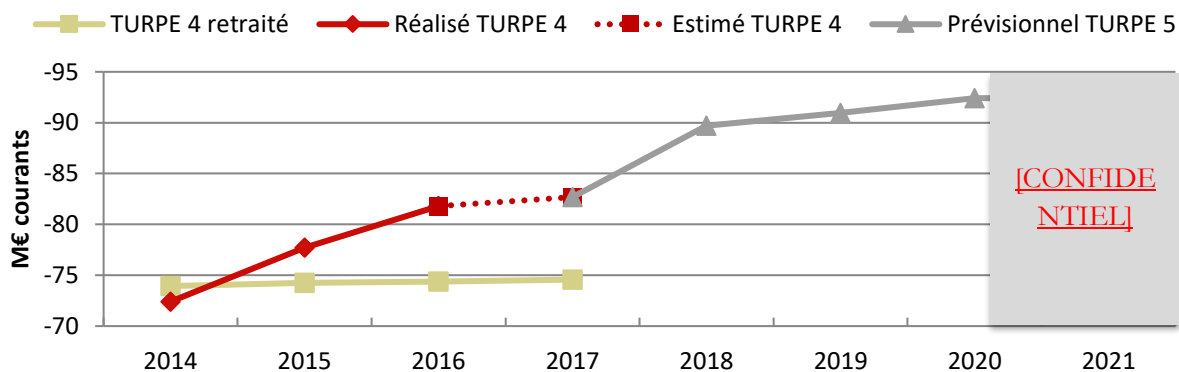


EDF SEI explique cet écart par une évolution non anticipée lors de l'établissement de la trajectoire prévisionnelle liée à la fermeture de centrales exploitées par EDF SEI et son impact sur les clefs de répartition des charges support entre la production et le réseau.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire pour le poste en augmentation de 13 % en fin de période par rapport au niveau réalisé en 2016. La croissance entre 2016 et 2018 est de +9,7 %, le rythme annuel de croissance sur 2019-2021 est, quant à lui, moins élevé que sur la période réalisée 2014-2016 (entre 0 % et +1,6 %).

EDF SEI a intégré dans la trajectoire prévisionnelle du poste « charges issues des protocoles » les charges centrales, hors CICE, non redescendues dans la comptabilité d'EDF SEI (cf Tableau 8). Le CICE est quant à lui intégré dans la trajectoire prévisionnelle de la rubrique « impôts et taxes ». Ces charges ne sont en revanche pas intégrées sur la période réalisée 2014-2016 et dans l'estimé 2017.

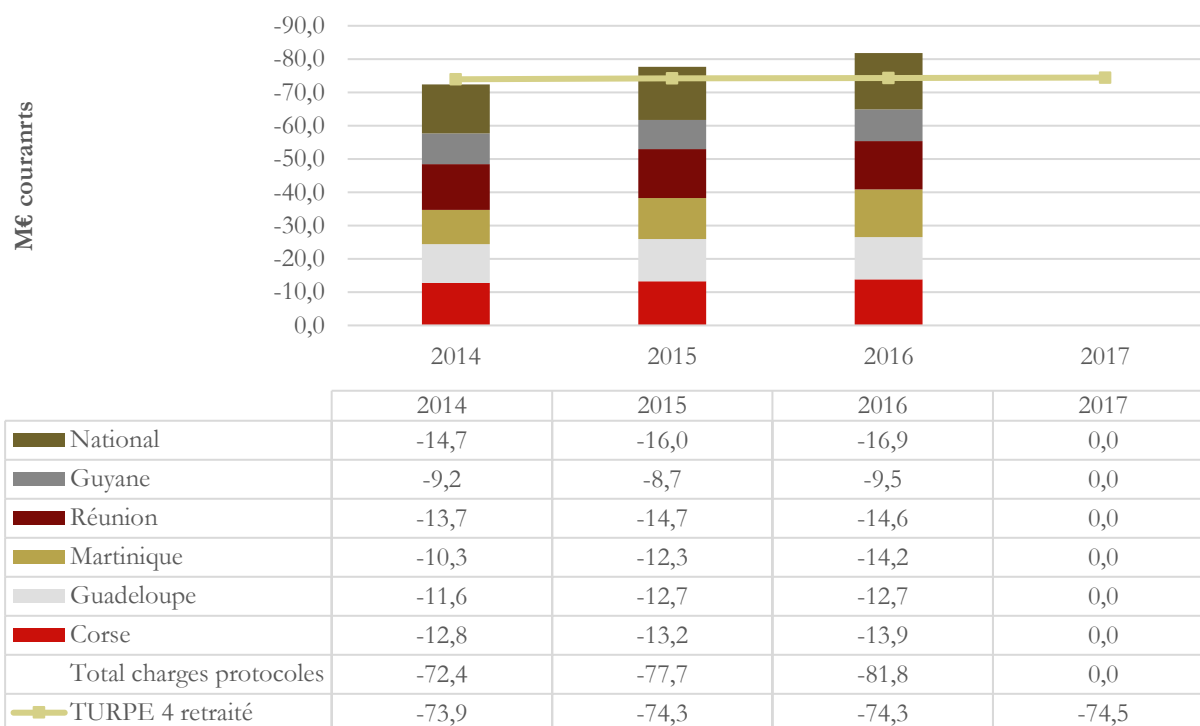
Figure 40. Trajectoire 2014-2021 du poste « Charges issues des protocoles » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



Les charges issues des protocoles sont relativement réparties de manière homogène entre les différents territoires des ZNI.



Figure 41. Evolution du poste « Charges issues des protocoles » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.2.3.3. Services système

Rappelons que les services système couvrent la réserve primaire, secondaire et tertiaire. EDF SEI nous a indiqué que la valorisation a été établie forfaitairement à 0,915 €/MWh HT sur la base d'une estimation de production de 6,6 TWh en 2002 et d'un montant de 6,039 M€ enregistré la même année. Nous constatons que ce protocole n'a pas fait l'objet de réévaluation depuis.

Sur la période 2014-2016, le niveau du poste « Services système » a globalement légèrement augmenté de 3 %. L'année 2015 a été particulière : les charges de services système représentaient seulement 28 % du niveau de l'année 2014. EDF SEI explique ce creux par une irrégularité ponctuelle de méthodes comptables : en effet, l'estimation des services système entre les sociétés P+C et Réseau d'EDF SEI se fait via une écriture de dissociation interne (« produit » pour la société P+C et « charge » pour la société Réseau, en « miroir »). EDF SEI a indiqué qu'en 2015, une erreur d'écriture a consisté à ne considérer pour les volumes relatifs aux services système que la part de la production EDF SEI et non les parts des autres producteurs.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire en hausse de 9,5 % en fin de période par rapport au niveau réalisé en 2016. Le rythme de croissance annuel proposé est compris entre 1,6 % et 1,9 %.



Cette trajectoire est construite sur la base d'une valorisation forfaitaire des services système à 0,915 €/MWh HT et d'une trajectoire prévisionnelle de volumes livrés au réseau. La trajectoire prévisionnelle de volumes livrés au réseau est fournie ci-dessous :

Tableau 31. Trajectoire prévisionnelle des volumes livrés au réseau sur la période 2017-2021

Trajectoire	2017	2018	2019	2020	2021
Volumes livrés au réseau (MWh)	10 096 950	10 255 543	10 418 943	10 613 078	10 782 175

Figure 42. Trajectoire 2014-2021 du poste « Services système » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

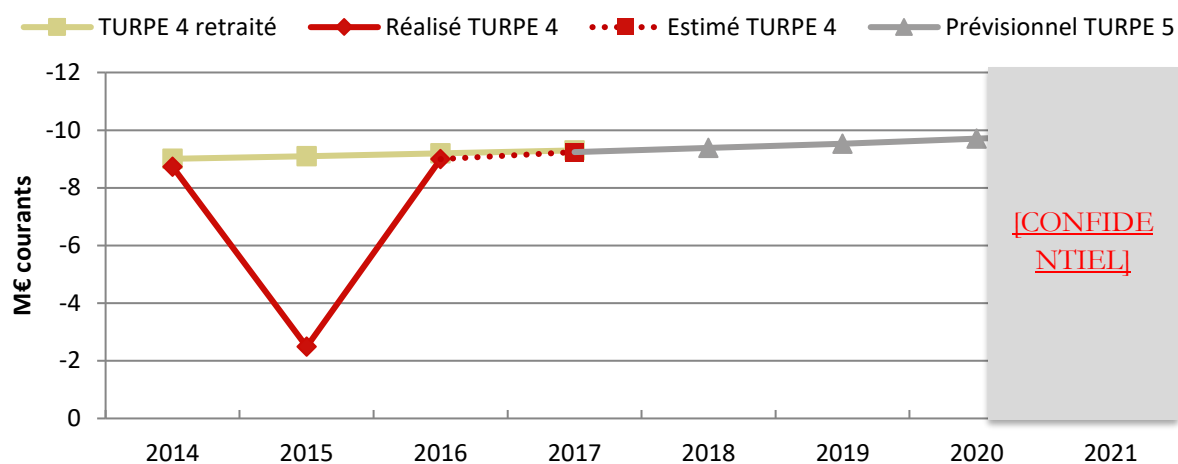
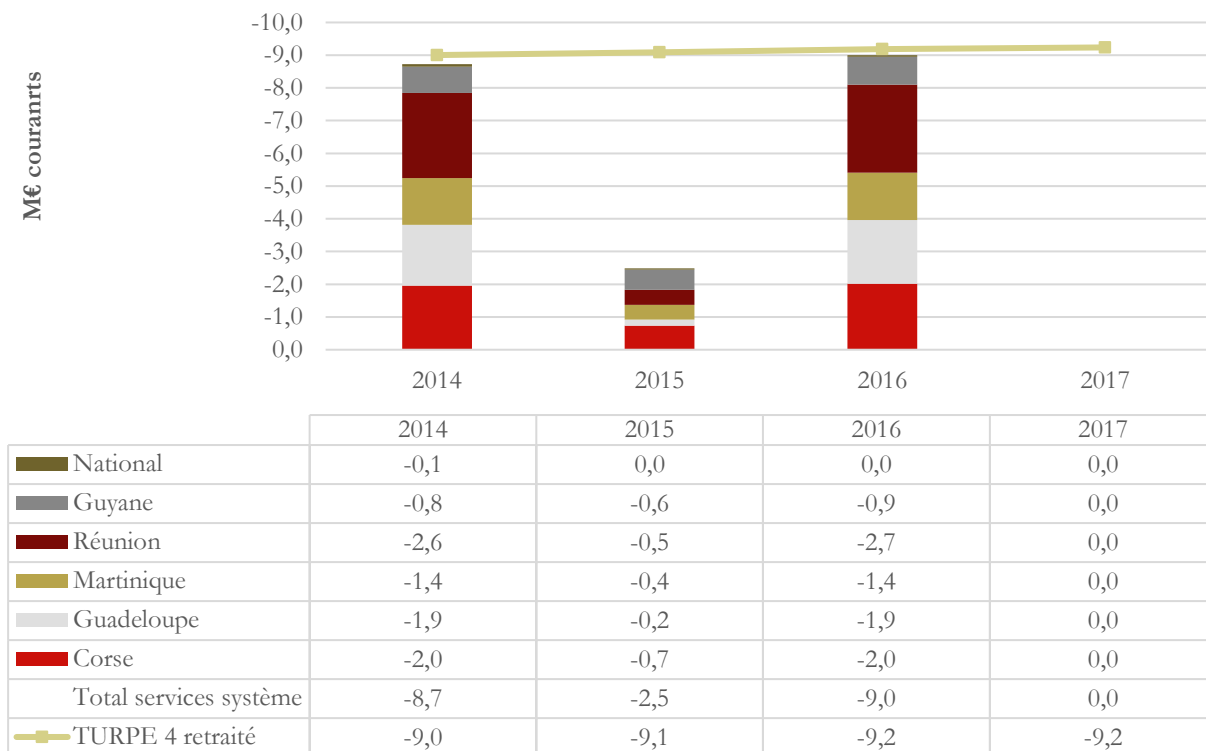




Figure 43. Evolution du poste « Services système » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.3. Charges de personnel

6.3.3.1. Evolution de la rubrique Charges de personnel

Sur la période 2014-2016, les charges de personnel ont augmenté de 7,7 %. L'écart entre la trajectoire réalisée ou estimée et le TURPE 4 retraité est compris entre -1,4 % et +4,6 % sur la même période.

EDF SEI indique que plusieurs effets expliquent ces écarts : augmentation limitée du SNB, évolution à la hausse de la masse salariale, réajustement du taux de provision pour retraites. Ne disposant pas des hypothèses précises sous-jacentes à la trajectoire prévisionnelle TURPE 4, EDF SEI ne nous a pas communiqué d'éléments précis et quantifiés expliquant les écarts constatés.

[CONFIDENTIEL]



Figure 44. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Charges de personnel » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

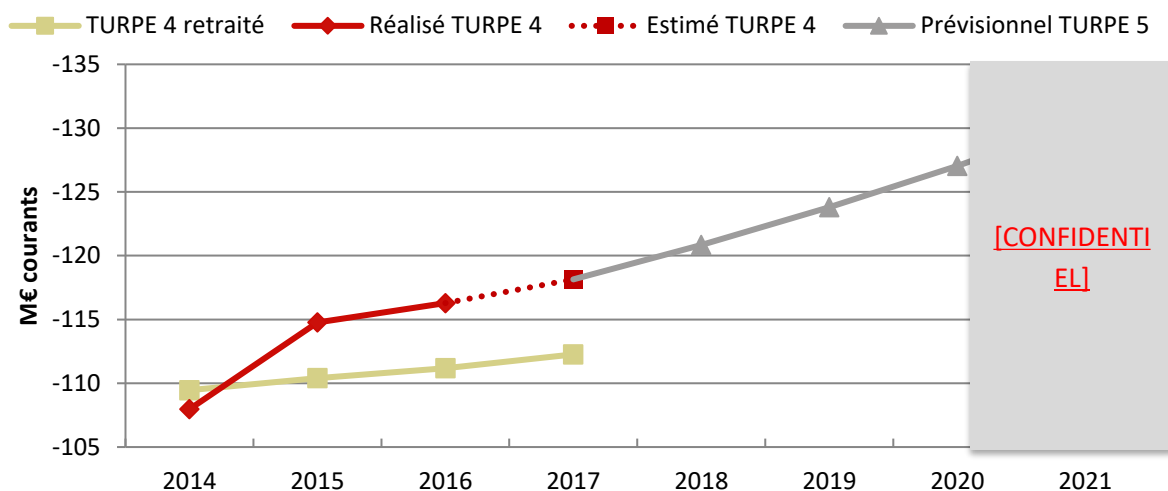


Tableau 32. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Charges de personnel » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	-109	-110	-111	[CONFIDENTIEL]				
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	-108	-115	-116		[CONFIDENTIEL]			
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	+1 (-1,4%)	-4 (+4,0%)	-5 (+4,6%)	[CONFIDENTIEL]				
Evolution annuelle	-	+6,3%	+1,3%		[CONFIDENTIEL]			

Figure 45. Evolution de la rubrique « Charges de personnel » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

6.3.3.2. Contenu de la rubrique Charges de personnel

EDF SEI indique que les charges de personnel comprennent l'ensemble des charges liées aux agents statutaires et non statutaires qui assurent la distribution dans les zones non interconnectées. Le coût des agents de fonction support n'y est pas inclus (il est intégré à la rubrique « Autres charges d'exploitation »).

La rubrique « Charges de personnel » est constituée de 5 postes :



Tableau 33. Contenu de la rubrique « Charges de personnel »

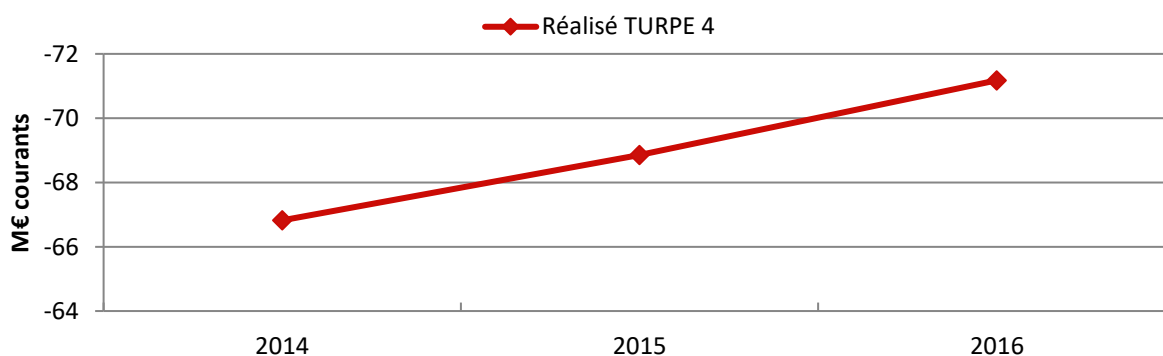
Poste	Description	Montant Réalisé 2016 (M€ courants)	Part au sein du poste 2016
Rémunérations	Rémunérations principales parts fixe et variable des agents statutaires Rémunérations complémentaires des agents statutaires (abondements, intéressement et participations)	-71	61,0 %
Charges de pensions	Cotisations CNIEG Dotations aux avantages au personnel	-16	13,3 %
Charges de sécurité sociale	Charges de sécurité sociale Régime supplémentaire retraite Autres charges sociales diverses	-16	13,8 %
Autres charges de personnel	Congés payés et Compte Epargne Temps (CET) Intéressement et abondement sur intéressement 1 % CCAS	-11	10,3 %
Non statutaires	Rémunérations principales et complémentaires des agents non statutaires	-2	1,6 %
TOTAL		-116	100,0 %

6.3.3.3. Analyse des postes

6.3.3.3.1. Rémunérations

La croissance du poste de rémunérations a été régulière sur la période 2014-2016 ; le niveau de charges a augmenté de 6,5 % entre 2014 et 2016.

Figure 46. Trajectoire 2014-2016 du poste « Rémunérations » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



[CONFIDENTIEL].



Figure 47. Evolution du poste « Rémunérations » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

6.3.3.3.2. Charges de pensions

Sur la période 2014-2016, le niveau de charges de pensions a augmenté de 15 %.

Figure 48. Trajectoire 2014-2016 du poste « Charges de pensions » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

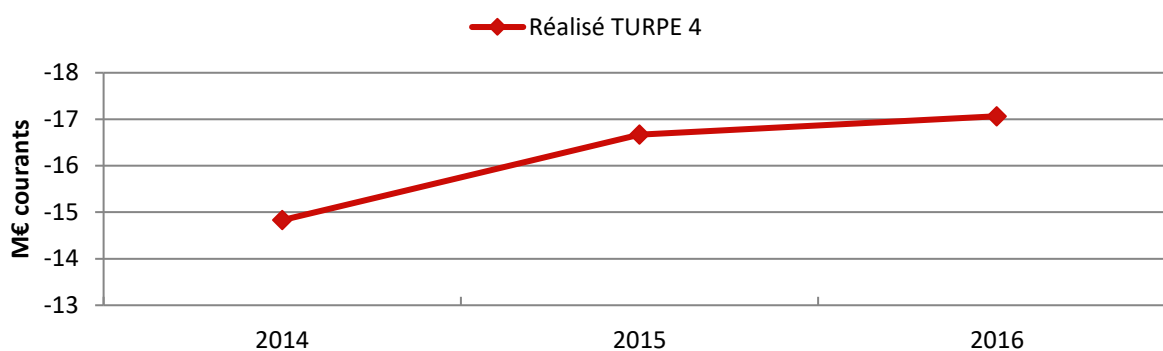


Figure 49. Evolution du poste « Charges de pensions » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

6.3.3.3.3. Charges de sécurité sociale

Sur la période 2014-2016, le poste de charges de sécurité sociale a augmenté de 7 %.



Figure 50. Trajectoire 2014-2016 du poste « Charges de sécurité sociale » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

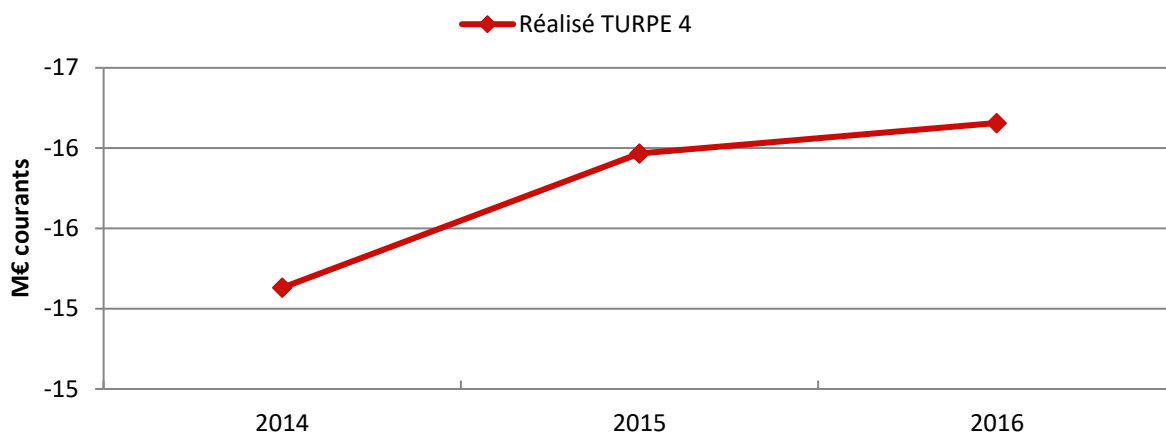


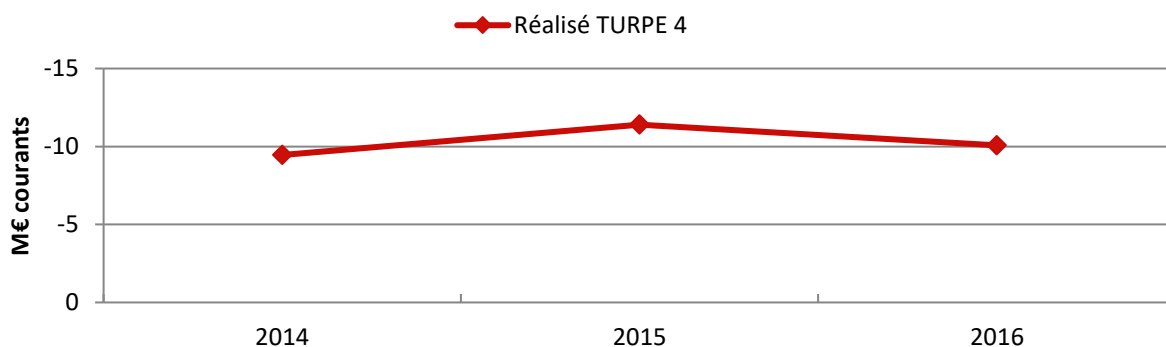
Figure 51. Evolution du poste « Charges de sécurité sociale » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

6.3.3.3.4. Autres charges de personnel

La trajectoire réalisée du poste « Autres charges de personnel » sur la période 2014-2016 est marquée d'un pic en 2015 avec une croissance annuelle de 20 % sur la même année. Entre 2014 et 2016, la trajectoire globale du poste est en hausse de 6 %.

Figure 52. Trajectoire 2014-2016 du poste « Autres charges de personnel » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



La hausse des charges en 2015 a concerné chacun des 5 principaux territoires. EDF SEI ne nous a pas fourni d'explication sur ce pic.

Figure 53. Evolution du poste « Autres charges de personnel » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

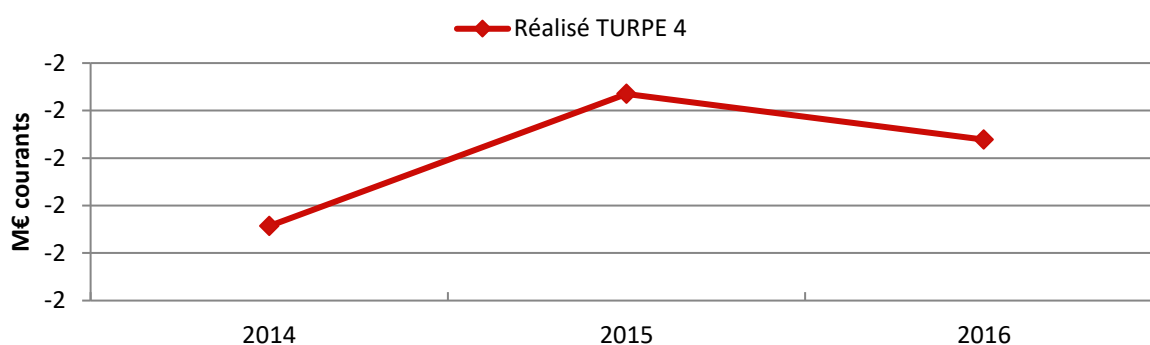


[CONFIDENTIEL]

6.3.3.3.5. Non statutaires

La trajectoire globale des charges de personnel non statutaires est en augmentation de 9 % sur la période 2014-2016, après une année 2015 particulière marquée par un pic.

Figure 54. Trajectoire 2014-2016 du poste « Non statutaires » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



[CONFIDENTIEL]

Figure 55. Evolution du poste « Non statutaire » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants

[CONFIDENTIEL]

6.3.4. Impôts et taxes

6.3.4.1. Evolution de la rubrique Impôts et taxes

La rubrique « Impôts et taxes » représente l'ensemble des charges de fiscalité redescendues dans les comptes d'EDF SEI et supportées par les activités de distribution (taxes sur rémunérations, taxe foncière, CFE, IFR, FACE etc.). Nous rappelons que certains impôts et taxes et crédit d'impôt relatifs à l'activité distribution d'EDF SEI sont portés par la tête du groupe EDF et ne font pas l'objet de refacturation à EDF SEI (cf. Tableau 8). La liste des impôts et taxes et crédit d'impôt concernés rentrant dans le périmètre des charges nettes d'exploitation nous a été communiquée par EDF SEI, il s'agit de :

- La taxe d'apprentissage EDF ;
- La Contribution à la formation professionnelle continue ;
- La TVA sur avantages en nature énergie ;
- La C3S ;
- Le CICE.



EDF SEI intègre dans la trajectoire prévisionnelle 2018-2021 les crédits d'impôts du CICE. Le CICE n'est cependant pas intégré dans les montants réalisés de la rubrique « impôts et taxes » sur la période 2014-2016, ni dans l'estimé 2017.

Les autres charges sont intégrées dans la trajectoire prévisionnelle du poste « charges issues des protocoles ».

Sur la période 2014-2016, la rubrique « Impôts et taxes » augmente globalement de 4 % avec un pic en 2015 (+4,4 %) et un léger déclin en 2016 (-0,5 %).

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire en hausse en 2018 par rapport au réalisé 2016 (+1,8 %), puis en hausse régulière de 3,1 % par an en moyenne sur la période 2018-2021. La hausse atteint 11,8 % en fin de période par rapport au niveau réalisé en 2016. La baisse de la rubrique entre 2017 et 2018 est justifiée par l'intégration du CICE dans la trajectoire prévisionnelle.

Figure 56. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Impôts et taxes » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

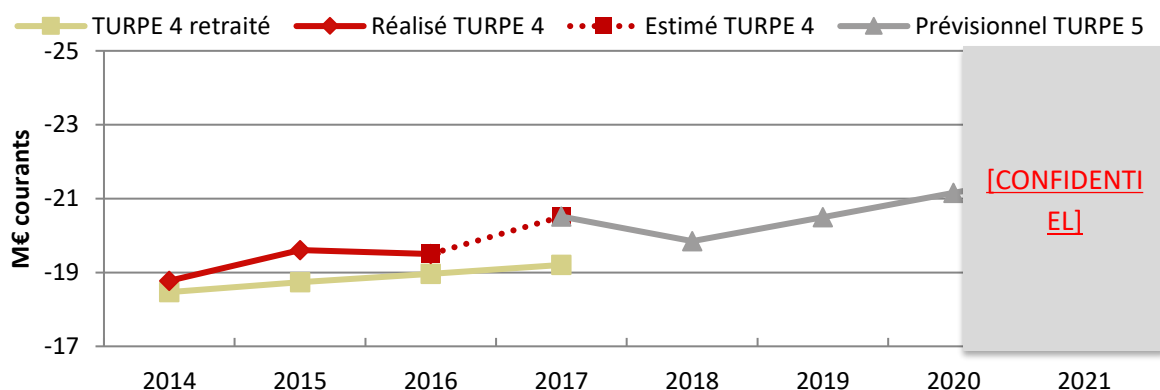
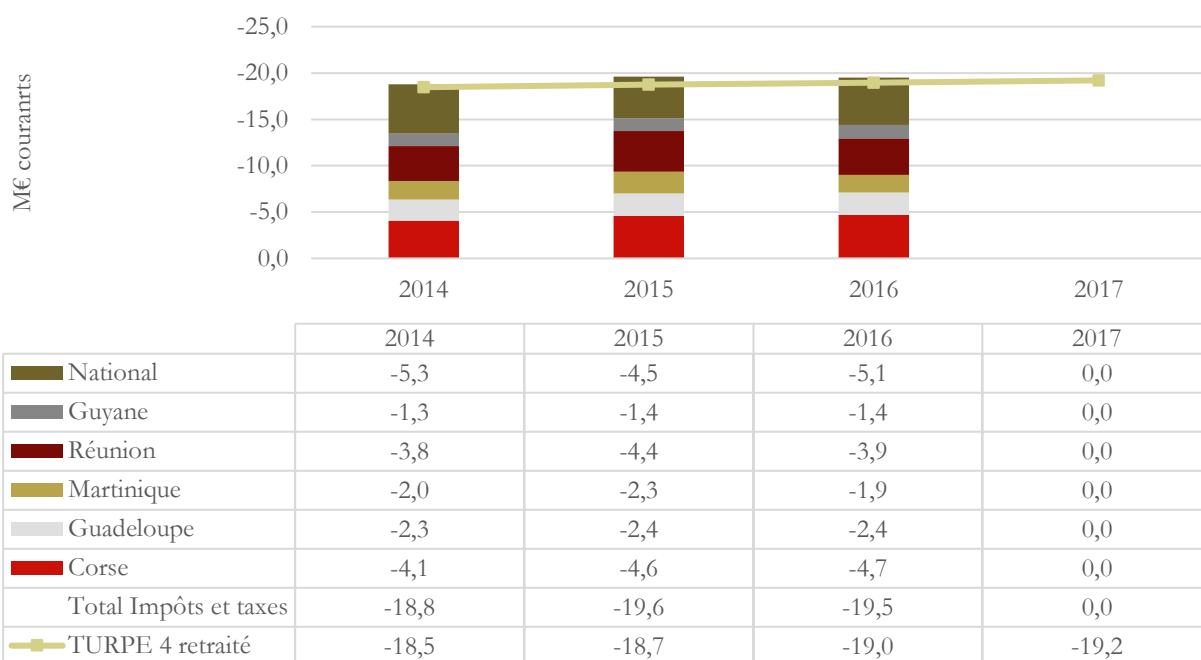


Tableau 34. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Impôts et taxes » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	-18	-19	-19	-19				
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	-19	-20	-20	-21	-20	-20	-21	[CONFIDENTIEL]
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	0 (+1,6%)	-1 (+4,6%)	-1 (+2,8%)	-1 (+6,3%)				
Evolution annuelle	-	+4,4%	-0,5%	+5,2%	-3,2%	+3,3%	+3,2%	[CONFIDENTIEL]



Figure 57. Evolution de la rubrique « Impôts et taxes » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.5. Autres charges d'exploitation

6.3.5.1. Evolution de la rubrique Autres charges d'exploitation

Sur la période 2014-2016, les autres charges d'exploitation sont en baisse de 20 %, par rapport à une année 2014 où le niveau de cette rubrique était à environ -11 M€.

L'écart par rapport au TURPE 4 retraité est significatif (-10 M€ en 2016). Cet écart s'explique principalement par un effet de changement de périmètre : le BP TURPE 4 avait été envoyé de manière consolidée en intégrant les autres produits d'exploitation dans ce poste, alors qu'ils sont séparés dans le réalisé. Les autres charges d'exploitation sont désormais comptabilisées séparément, avec le poids du tarif agent porté par la société comptable nationale.



Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire relativement stable après une année 2019 en baisse. La hausse en fin de période atteint 9 % par rapport au niveau réalisé en 2016.

EDF SEI indique que les autres charges d'exploitation incluent à partir de 2018 une hausse liée à l'indemnisation des clients en cas de coupure de plus de 5 heures (+1 M€).

Figure 58. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Autres charges d'exploitation » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

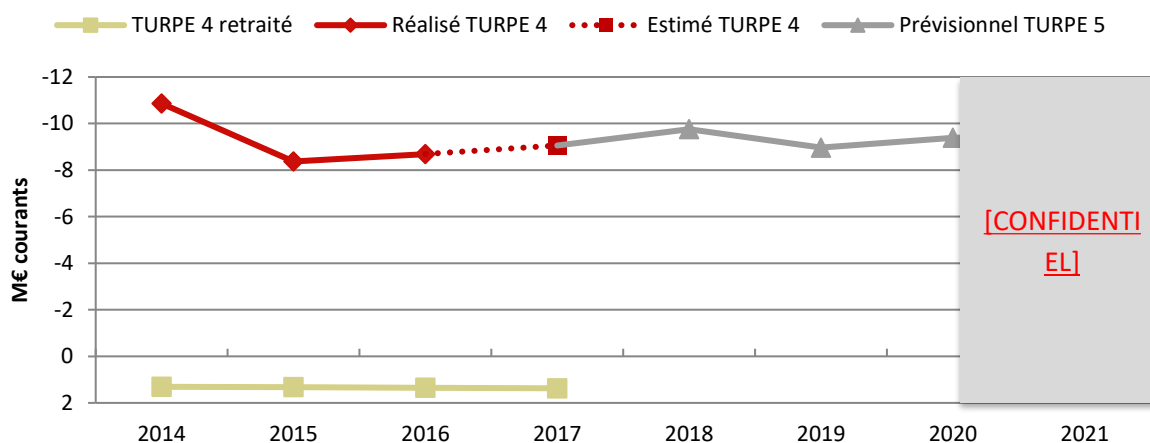
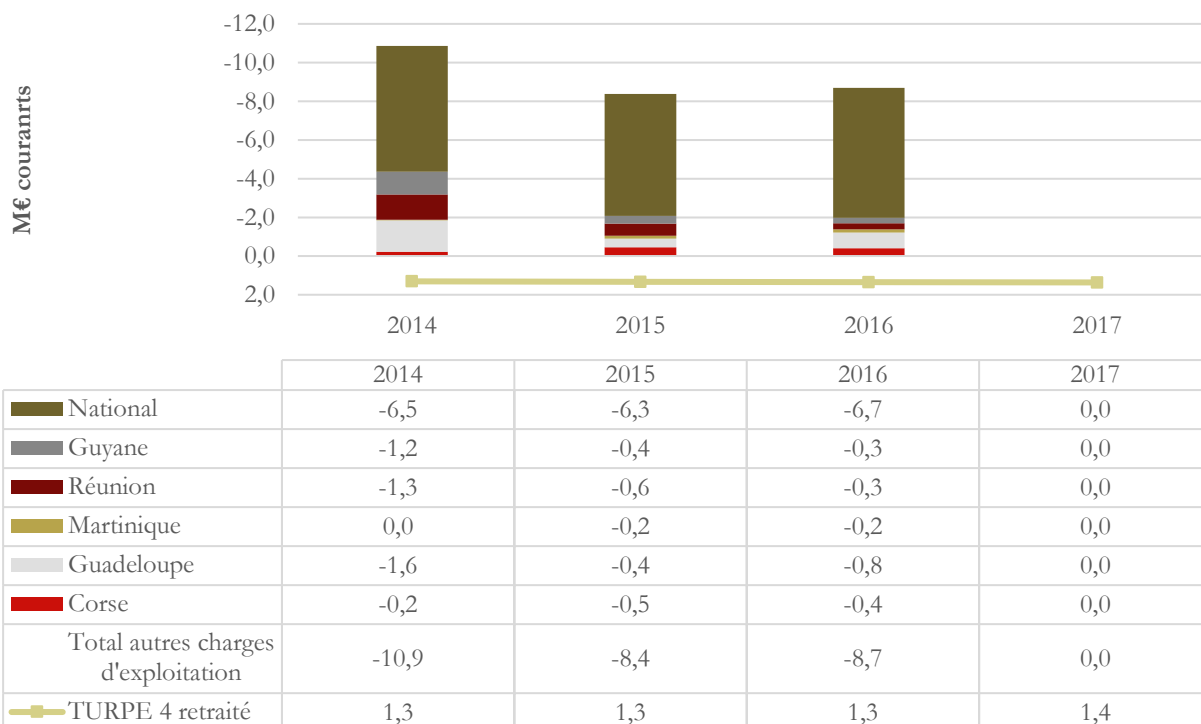


Tableau 35. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Autres charges d'exploitation » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	1,3	1,3	1,3	1,4	[CONFIDENTIEL]			
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	-10,9	-8,4	-8,7	-9,1	-9,8	-9,0	-9,4	[CONFIDENTIEL]
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	-12	-10	-10	-10	[CONFIDENTIEL]			
Evolution annuelle	-	-22,9%	+3,8%	+4,2%	+7,7%	-8,1%	+4,7%	[CONFIDENTIEL]



Figure 59. Evolution de la rubrique « Autres charges d'exploitation » par société comptable Réseau sur la période 2014-2021 en M€ courants



6.3.5.2. Contenu de la rubrique Autres charges d'exploitation

La rubrique « Autres charges d'exploitation » est constituée de 3 postes :

Tableau 36. Contenu de la rubrique « Autres charges d'exploitation »

Poste	Description	Montant Réalisé 2016 (M€ courants)	Part au sein du poste 2016
Tarif agent	Charge du tarif agent relatif à l'activité réseau	-7	68,7 %
VNC des immobilisations démolies	Sortie d'actifs non entièrement amortis	-1	19,3 %
Autres	Autres charges diffuses	-1	12,1 %
TOTAL		-9	100,0 %

6.3.5.3. Analyse des postes

6.3.5.3.1. Tarif agent

EDF SEI nous a indiqué que la quote-part réseau du tarif agent est calculée et imputée au TURPE comme suit :

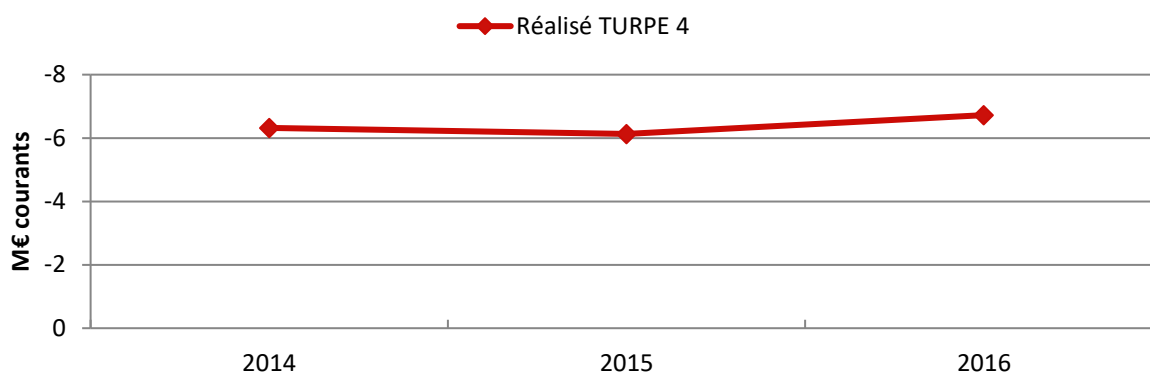
- A partir des recettes tarifaires (tarif bleu), un manque à gagner est estimé provenant de l'écart entre le tarif bleu « standard » et le tarif bleu « préférentiel »



- Nativement ce manque à gagner est enregistré dans la société P+C puisque le chiffre d'affaires comptabilisé dans cette société le porte.
- Une quote-part de ce coût est transférée vers la société nationale Réseau sur la base d'une clé de répartition Effectifs.

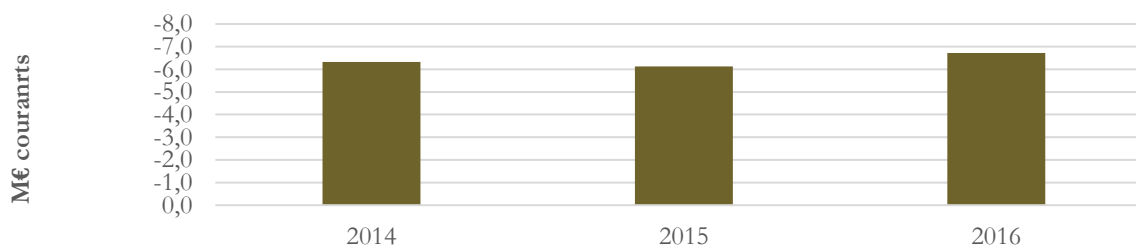
Sur la période 2014-2016, la trajectoire du poste « Tarif agent » est globalement en hausse de 6 % après une diminution en 2015.

Figure 60. Trajectoire 2014-2016 du poste « Tarif agent » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



Le tarif agent est entièrement porté par la société Nationale.

Figure 61. Evolution du poste « Tarif agent » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



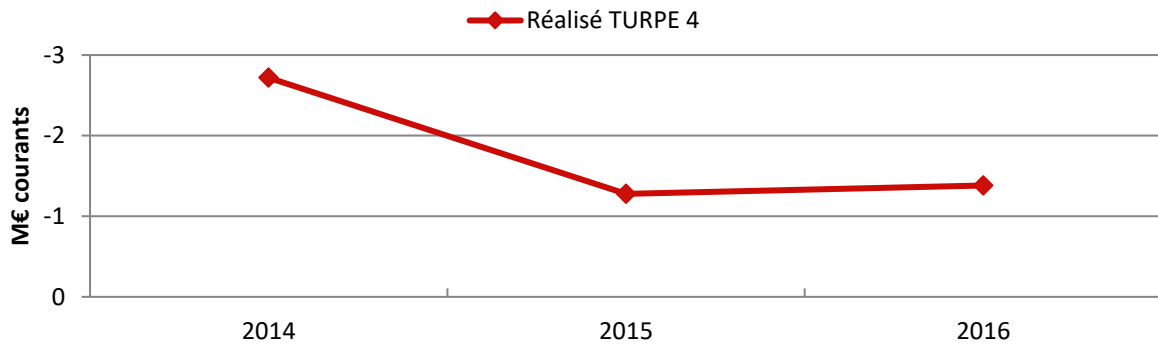
	2014	2015	2016
■ National	-6,3	-6,1	-6,7
■ Guyane	0,0	0,0	0,0
■ Réunion	0,0	0,0	0,0
■ Martinique	0,0	0,0	0,0
■ Guadeloupe	0,0	0,0	0,0
■ Corse	0,0	0,0	0,0
Total tarif agent	-6,3	-6,1	-6,7

6.3.5.3.2. VNC des immobilisations démolies



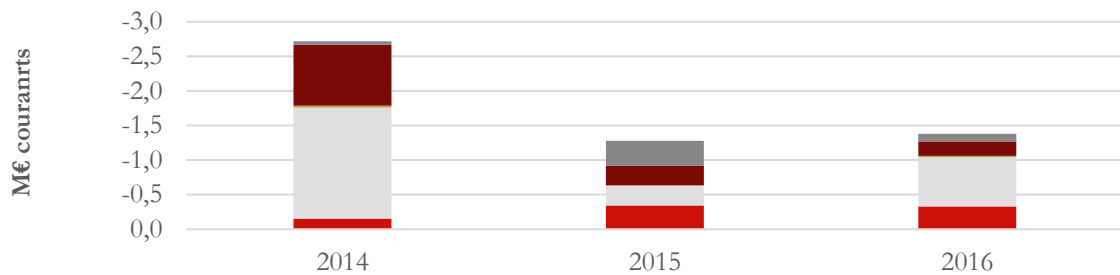
Le poste « VNC des immobilisations démolies » désigne la sortie d'actifs non entièrement amortis. Après une année 2014 où le niveau était plus élevé (en Guadeloupe et à la Réunion notamment), le poste baisse de -53 % en 2015 et reste relativement stable entre 2015 et 2016.

Figure 62. Trajectoire 2014-2016 du poste « VNC des immobilisations démolies » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



La Guadeloupe est le territoire qui porte une grande partie des charges de VNC des immobilisations démolies.

Figure 63. Evolution du poste « VNC des immobilisations démolies » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



Société	2014	2015	2016
National	0,0	0,0	0,0
Guyane	0,0	-0,4	-0,1
Réunion	-0,9	-0,3	-0,2
Martinique	0,0	0,0	0,0
Guadeloupe	-1,6	-0,3	-0,7
Corse	-0,2	-0,3	-0,3

6.3.5.3.3. Autres

Les autres charges suivent une trajectoire à la baisse sur la période 2014-2016 (-68 %), après une année 2014 où le montant était plus important en Guyane (62 % du poste en 2014).



Figure 64. Trajectoire 2014-2016 du poste « Autres » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

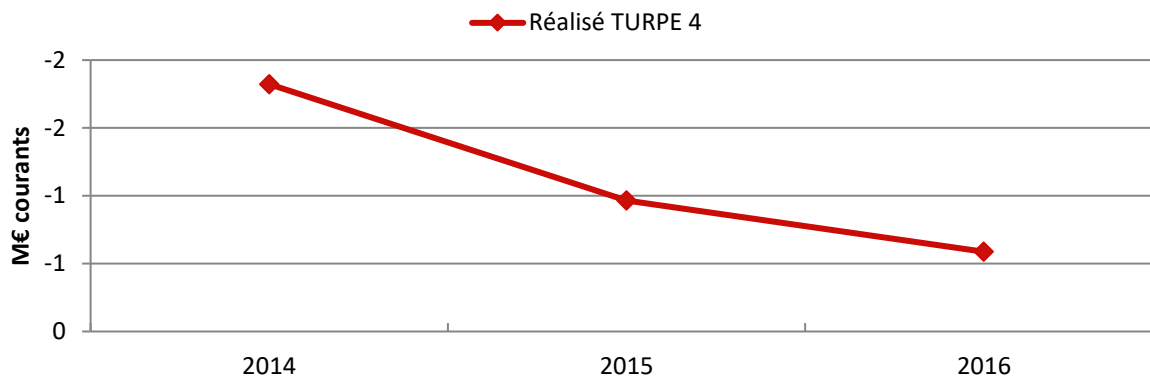
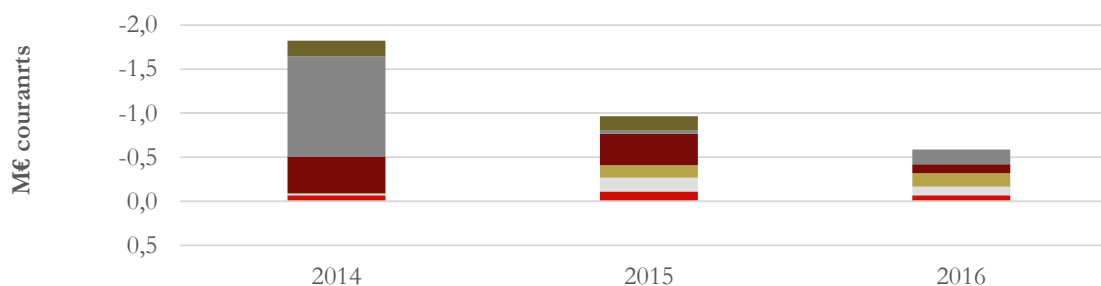


Figure 65. Evolution du poste « Autres » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



	2014	2015	2016
■ National	-0,2	-0,2	0,0
■ Guyane	-1,1	0,0	-0,2
■ Réunion	-0,4	-0,4	-0,1
■ Martinique	0,0	-0,1	-0,2
■ Guadeloupe	0,0	-0,2	-0,1
■ Corse	-0,1	-0,1	-0,1

6.3.6. Produits extratarifaires

6.3.6.1. Evolution de la rubrique Produits extratarifaires

Les produits extratarifaires désignent les recettes facturées au client liées à des prestations (type raccordements) et acheminement producteur.

Sur la période 2014-2016, la trajectoire des produits extratarifaires est en hausse de 18 %. L'écart entre le réalisé et le TURPE 4 retraité est ainsi de -31 % en 2016.

EDF SEI propose une trajectoire en légère hausse pour la période 2017-2021, avec des taux annuels d'évolution des produits extratarifaires compris entre +1,3 % et +1,6 %.



Figure 66. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Produits extratarifaires » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

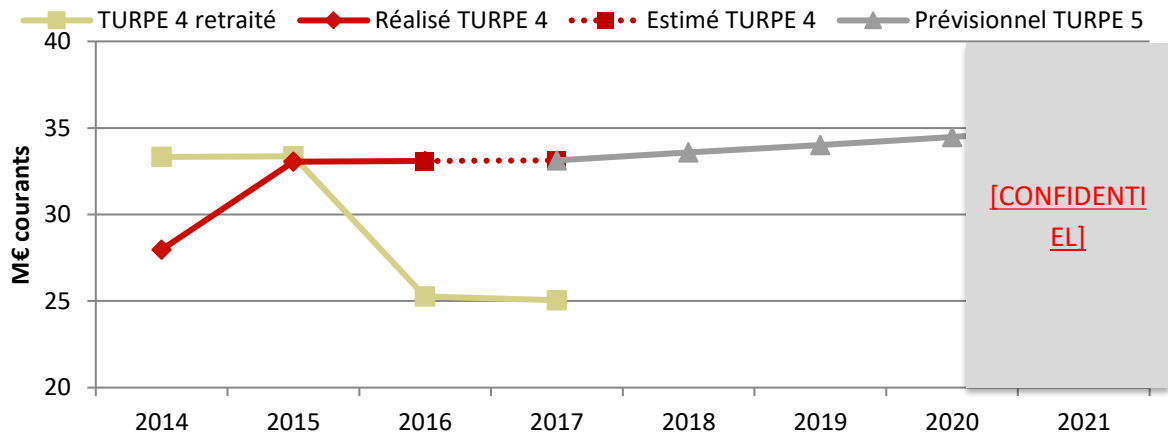
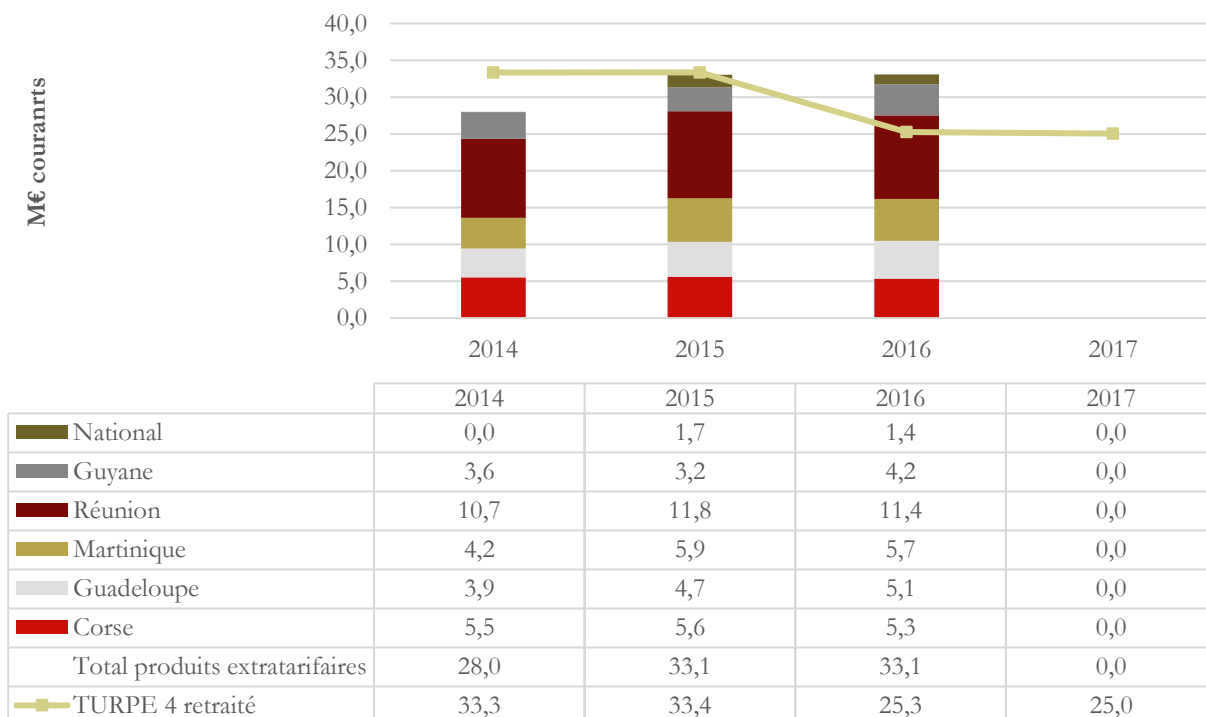


Tableau 37. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Produits extratarifaires » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	33	33	25	25				
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	28	33	33	33	34	34	34	[CONFIDENTIEL]
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	-5 (+16,1%)	0 (+1,0%)	+8 (-30,9%)	+8 (-31,6%)				
Evolution annuelle	-	+18,2%	+0,1%	+0,1%	+1,4%	+1,3%	+1,4%	[CONFIDENTIEL]



Figure 67. Evolution de la rubrique « Produits extratarifaires » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.6.2. Contenu de la rubrique Produits extratarifaires

Cette rubrique est constituée de 3 postes :

Tableau 38. Contenu de la rubrique « Produits extratarifaires »

Poste	Description	Montant Réalisé 2016 (M€ courants)	Part au sein du poste 2016
Prestations complémentaires	Prestations réalisées dans le cadre du catalogue de prestations du GRD	10	29,6 %
Contributions de tiers	Contributions liées aux travaux de raccordements (deux composantes : les raccordements producteurs et consommateurs)	22	67,3 %
Travaux divers	Recettes liées aux petits travaux de déplacement et modification d'ouvrages à la demande de tiers	1	3,1 %
TOTAL		33	100,0 %

6.3.6.3. Analyse des postes

6.3.6.3.1. Prestations complémentaires



Sur la période 2014-2016, la trajectoire des prestations complémentaires est globalement en hausse de 30 %. L'écart avec le TURPE 4 retraité est significatif (-25 % en 2016).

Sur la période 2018-2021, EDF SEI propose une trajectoire en hausse de 1,5 % entre 2016 et 2018, puis en hausse régulière entre 2018 et 2021 (entre +1,3 % et 1,6 %).

Figure 68. Trajectoire 2014-2021 du poste « Prestations complémentaires » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

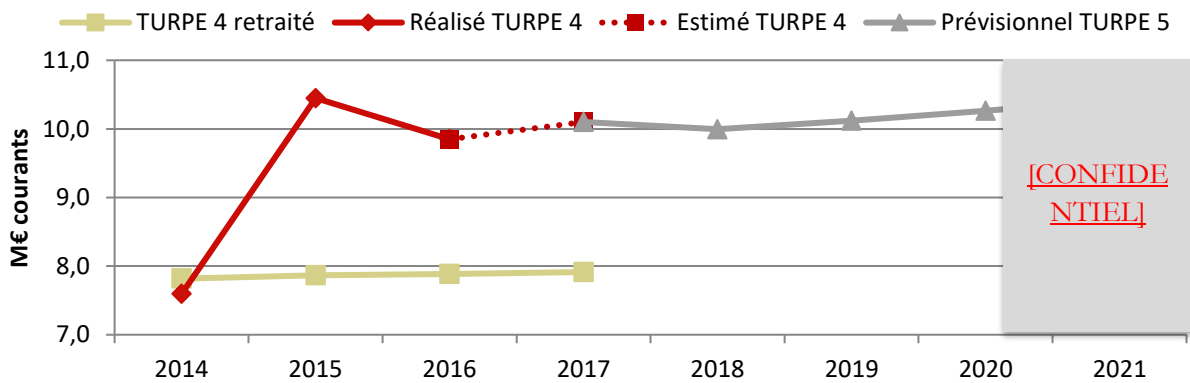
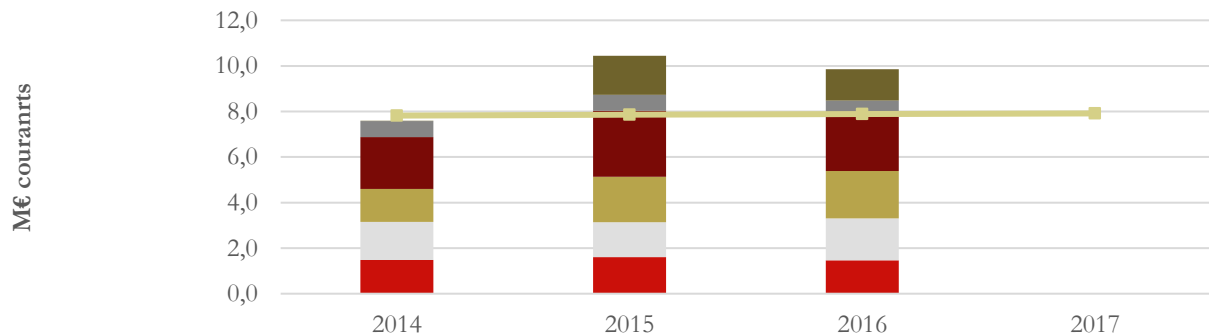


Figure 69. Evolution du poste « Prestations complémentaires » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



	2014	2015	2016	2017
National	0,0	1,7	1,4	0,0
Guyane	0,7	0,7	0,6	0,0
Réunion	2,3	2,9	2,5	0,0
Martinique	1,4	2,0	2,1	0,0
Guadeloupe	1,7	1,5	1,8	0,0
Corse	1,5	1,6	1,5	0,0
Total prestations complémentaires	7,6	10,4	9,8	0,0
TURPE 4 retraité	7,8	7,9	7,9	7,9

6.3.6.3.2. Contribution de tiers



Sur la période 2014-2016, les contributions de tiers sont en hausse de 16 %. L'écart avec le TURPE 4 retraité est ainsi de -45 % pour l'année 2016.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire en hausse de 1,5 % entre 2016 et 2018, puis en hausse régulière entre 2018 et 2021 (entre +1,3 % et 1,6 %).

Figure 70. Trajectoire 2014-2021 du poste « Contributions de tiers » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

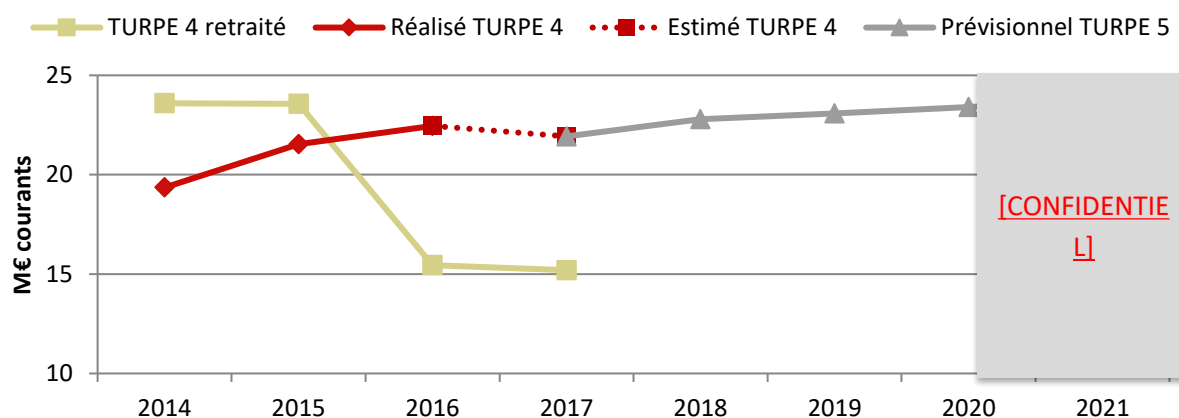
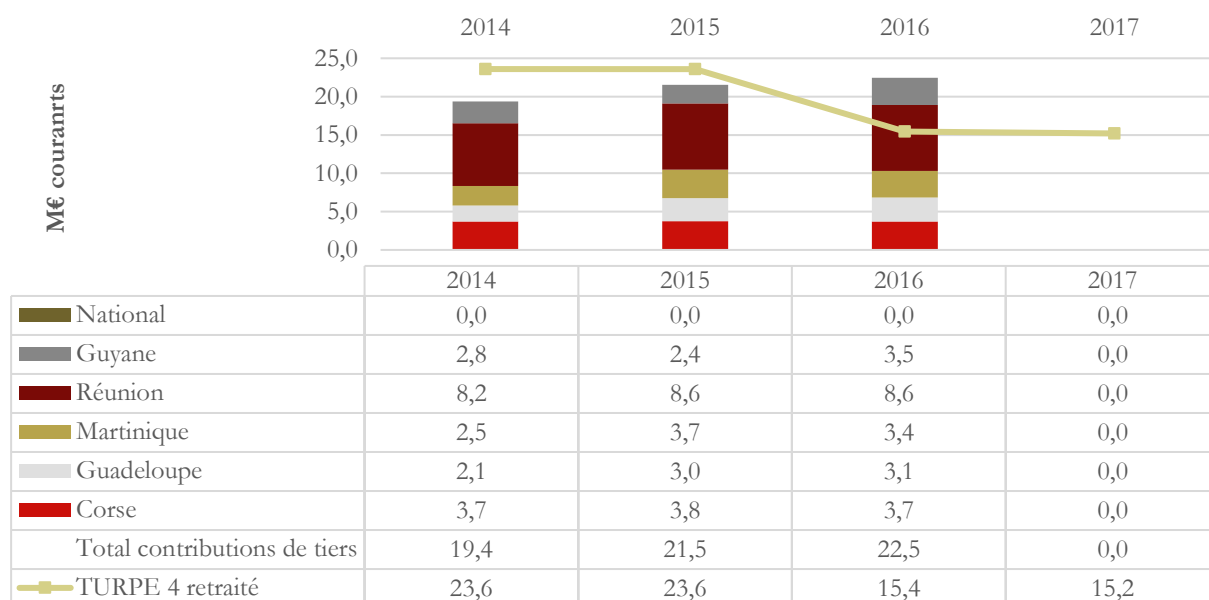


Figure 71. Evolution du poste « Contributions de tiers » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.6.3.3. Travaux divers

Sur la période 2014-2016, les produits issus de travaux divers ont globalement diminué de 23 %. L'écart avec le TURPE 4 retraité atteint +59 % en 2016.



Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire en augmentation régulière (entre +1,6 % et +2,7 % annuellement). Le poste atteint une hausse de 10 % en 2021 par rapport à l'estimation de 2017.

Figure 72. Trajectoire 2014-2021 du poste « Travaux divers » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

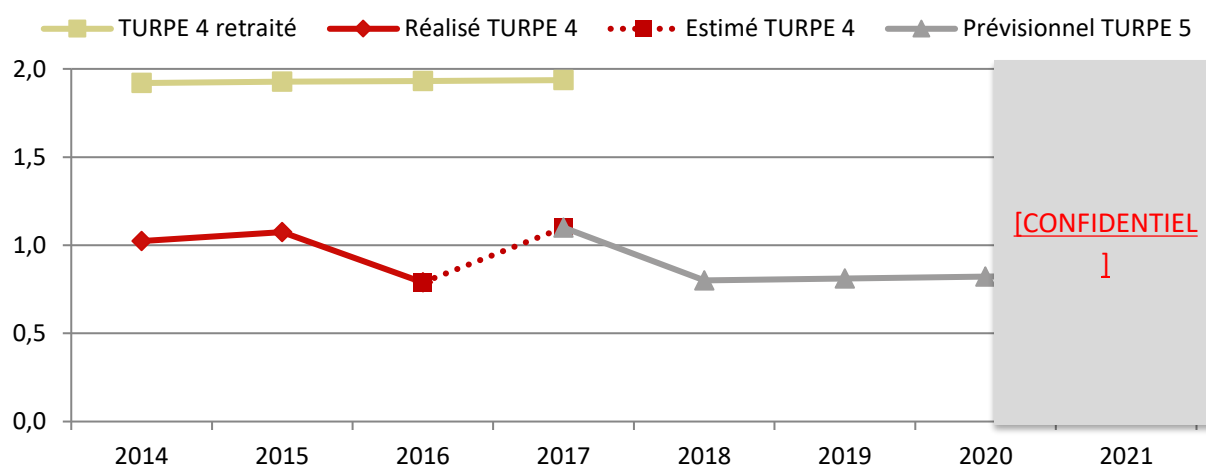
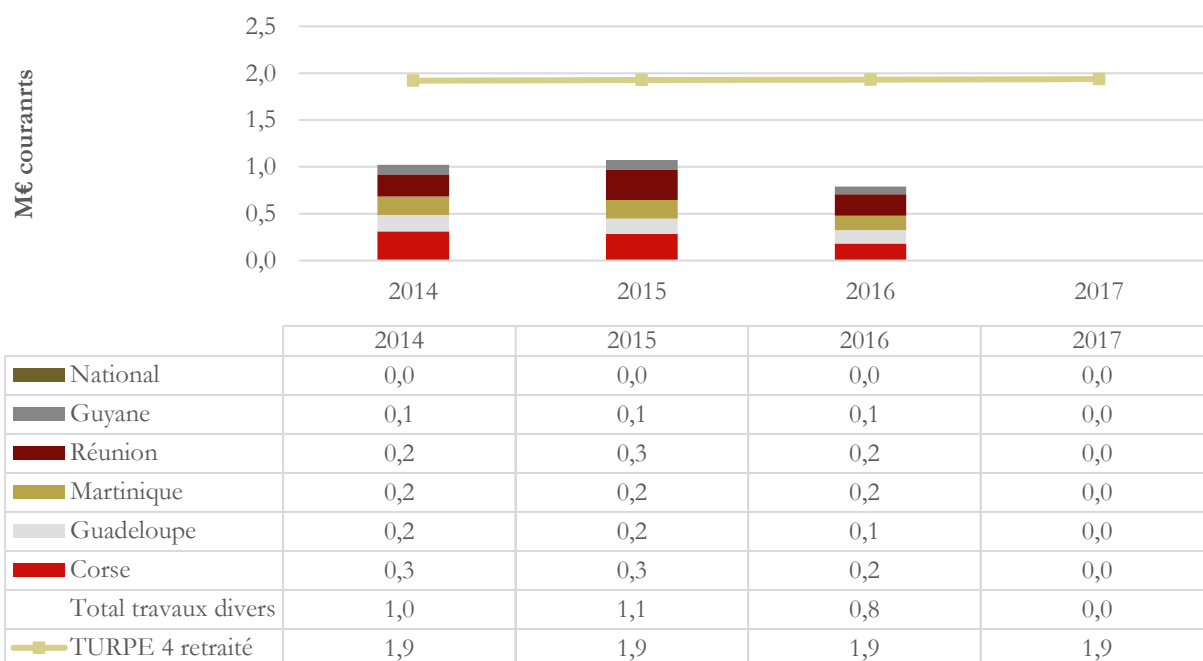


Figure 73. Evolution du poste « Travaux divers » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.7. Production immobilisée et stockée

6.3.7.1. Evolution de la rubrique Production immobilisée et stockée



La production immobilisée et stockée désigne les dépenses de matériel, de prestations et de main d'œuvre affectées à des projets d'investissement et donc sorties des dépenses d'exploitation.

Sur la période 2014-2016, cette rubrique est en augmentation de 10 %. L'écart avec le TURPE 4 retraité est de -27,5 % en 2016 (soit 9 M€). EDF SEI explique cet écart par les grands projets d'investissement réalisés.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire en hausse avec une augmentation de 10,7 % en fin de période par rapport au niveau réalisé en 2016.

Figure 74. Trajectoire 2014-2021 de la rubrique « Production immobilisée et stockée » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

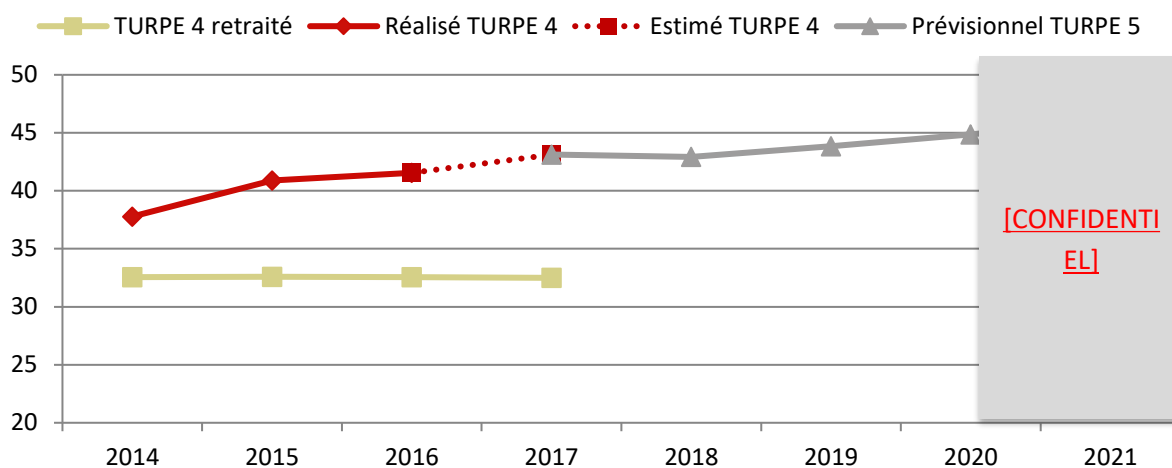
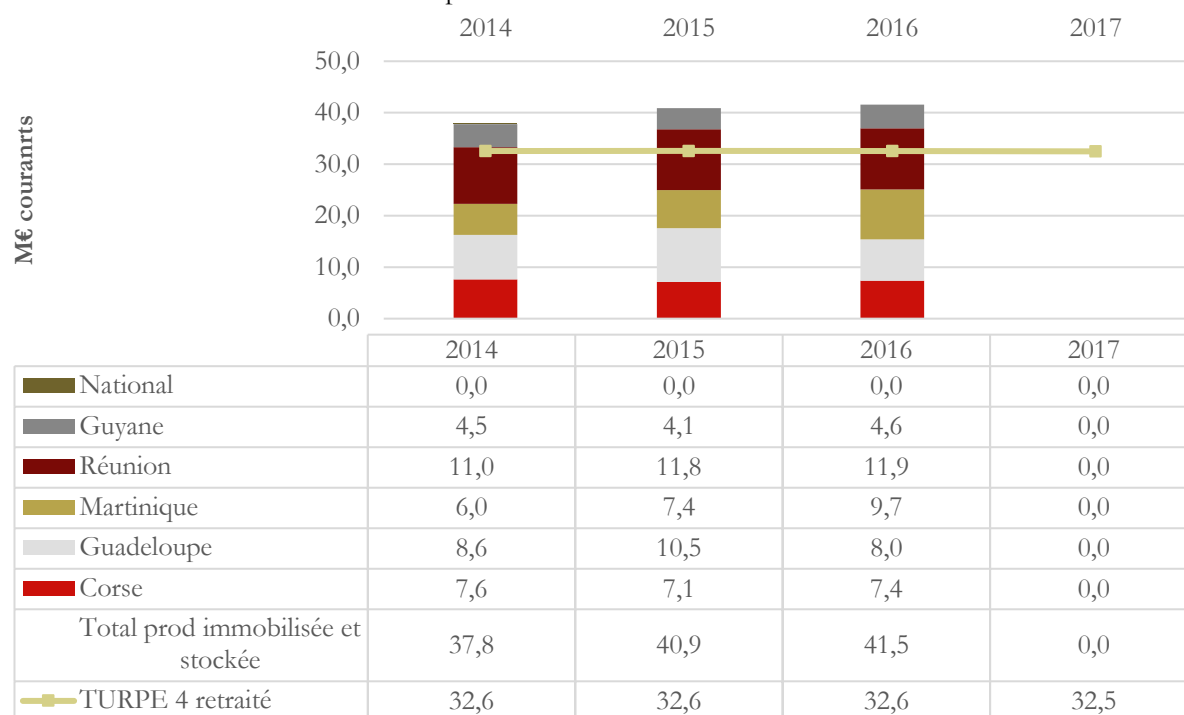


Tableau 39. Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Production immobilisée et stockée » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TURPE 4 retraité	33	33	33	33	[CONFIDENTIEL]			
Réalisé/estimé/Prévisionnel	38	41	42	43	43	44	45	[CONFIDENTIEL]
Ecart Réalisé/Estimé moins TURPE 4 retraité	+5 (-16,0%)	+8 (-25,4%)	+9 (-27,5%)	+11 (-32,6%)	[CONFIDENTIEL]			
Evolution annuelle	-	+8,3%	+1,6%	+3,8%	-0,5%	+2,2%	+2,3%	[CONFIDENTIEL]



Figure 75. Evolution de la rubrique « Production immobilisée et stockée » par société comptable Réseau sur la période 2014-2017 en M€ courants



6.3.8. Autres produits d'exploitation

6.3.8.1. Evolution de la rubrique

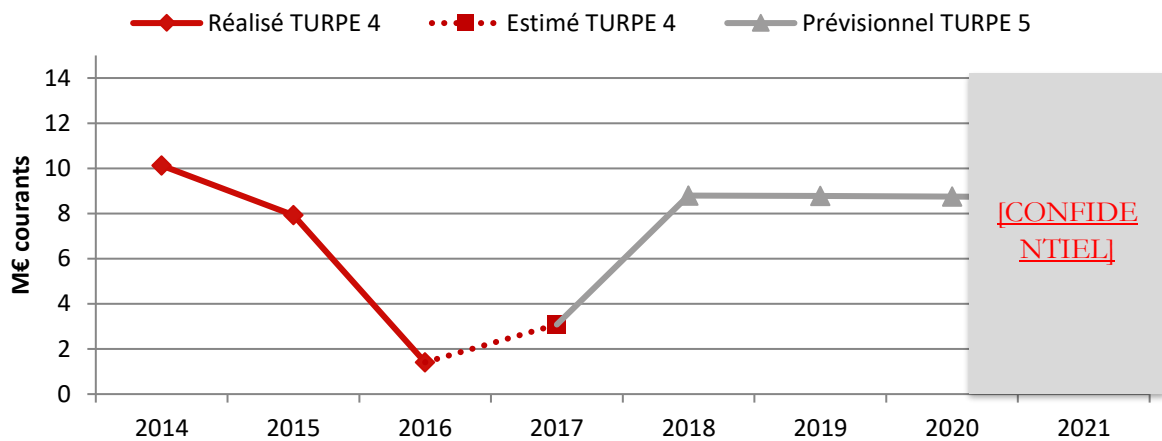
La rubrique « Autres produits d'exploitation » est en baisse de 86 % sur la période 2014-2016. Dans la trajectoire prévisionnelle TURPE 4, EDF SEI n'avait pas identifié une trajectoire « autres produits d'exploitation ». Une seule trajectoire agrégée avec les autres charges d'exploitation avait été proposée.

EDF SEI nous a indiqué qu'en dehors de l'effet périmètre (autres charges et autres produits d'exploitation), l'évolution est due à des contentieux photovoltaïques et d'autres produits (dont quote-part de subventions d'investissement virées au résultat) non budgétées dans le TURPE 4 prévisionnel.

Sur la période 2017-2021, EDF SEI propose une trajectoire prévisionnelle stable à partir de 2018, après une hausse significative de 5,7 M€ entre l'estimation 2017 et l'année 2018. A partir de 2018, le rythme d'évolution des autres produits d'exploitation est compris entre -0,5 % et -0,2 %.



Figure 76. Trajectoire 2014-2021 du poste « Autres produits d'exploitation » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



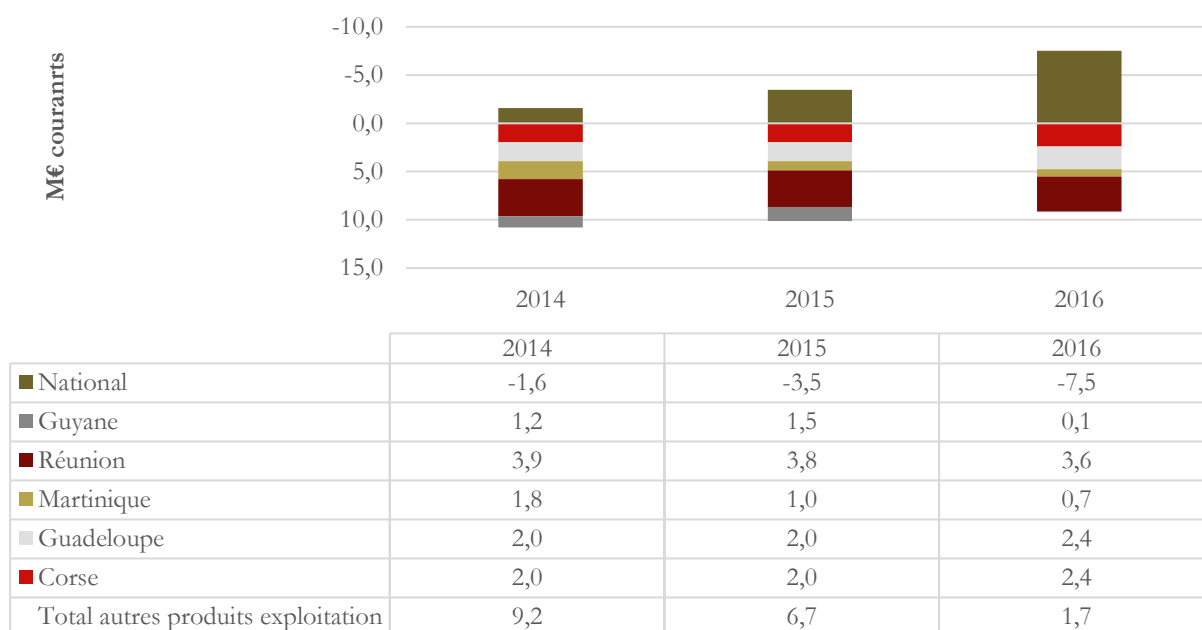
Trajectoire chiffrée 2014-2021 de la rubrique « Autres produits d'exploitation » en M€ courants

M€ courants	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Réalisé/estimé/ Prévisionnel	10,1	7,9	1,4	3,1	8,8	8,8	8,8	[CONFIDENTIEL]
Evolution annuelle	-	-22%	-82%	+119%	+185%	-0,2%	-0,2%	[CONFIDENTIEL]

Dans le détail, des enregistrements contraires sont présentés entre des charges pour la société Réseau nationale et des produits pour les sociétés comptables des ZNI.



Figure 77. Evolution du poste « Autres produits d'exploitation » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



6.3.8.2. Contenu de la rubrique Autres produits d'exploitation

La rubrique « Autres produits d'exploitation » est constituée de 2 postes :

Tableau 40. Contenu de la rubrique « Autres produits d'exploitation »

Poste	Description	Montant Réalisé 2016 (M€ courants)	Part au sein du poste 2016
Quote-part de subventions virées au résultat	Quote-part des subventions d'investissement virées au résultat	5	85,0 %
Autres	Autres produits et charges (TVA non perçue récupérable, recettes exceptionnelles, produits de cession des immobilisations, charges liées aux irrécouvrables...etc.)	-4	15,0 %
TOTAL		1	100,0 %

Concernant les charges au titre des impayés acheminement, le montant total en 2016 des lignes comptables 861358 et 861359 est de -2.8 M€. Ces lignes font partie du poste « Autres » de la rubrique.

6.3.8.3. Analyse des postes

6.3.8.3.1. Quote-part de subventions virées au résultat

La trajectoire des subventions est globalement en baisse sur la période 2014-2016 (-7 %). La Réunion est le territoire qui enregistre les montants les plus importants (59 % du poste en 2016).



Figure 78. Trajectoire 2014-2016 du poste « Subventions » au périmètre global EDF SEI en M€ courants

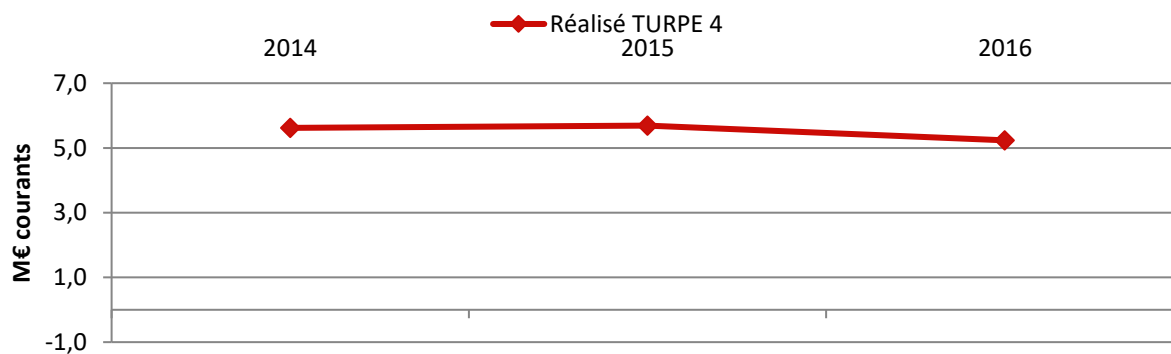
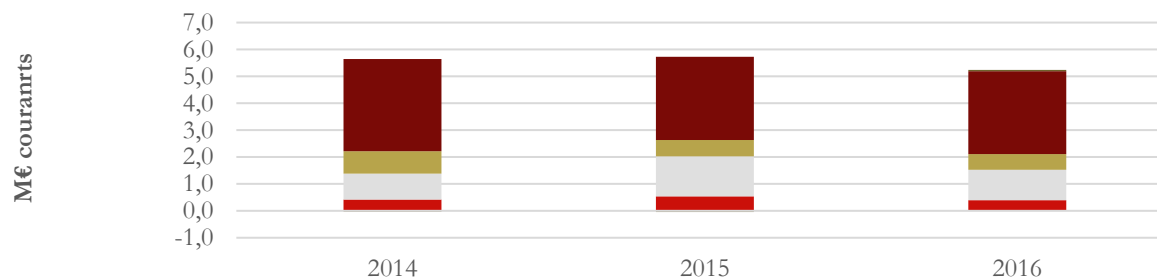


Figure 79. Evolution du poste « Subventions » par société comptable Réseau sur la période 2014-2016 en M€ courants



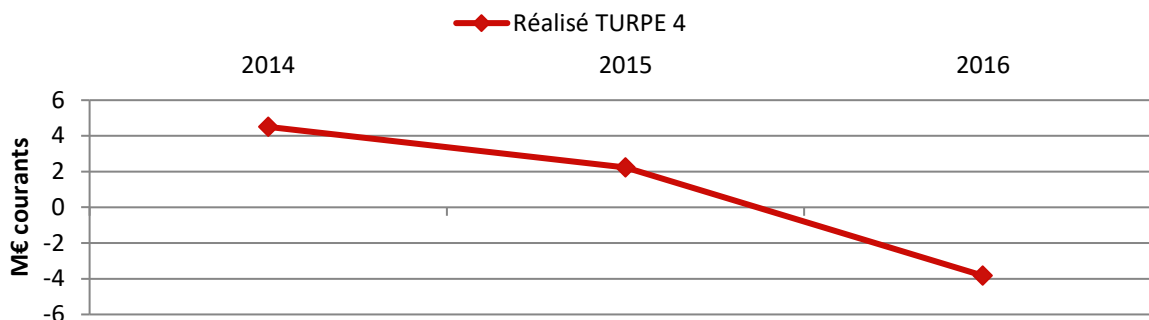
	2014	2015	2016
■ National	0,0	0,0	0,0
■ Guyane	0,0	0,0	0,0
■ Réunion	3,4	3,1	3,1
■ Martinique	0,8	0,6	0,6
■ Guadeloupe	1,0	1,5	1,1
■ Corse	0,4	0,5	0,4
Total subventions	5,6	5,7	5,2

6.3.8.3.2. Autres

La trajectoire du sous-poste « Autres » est globalement en baisse sur la période 2014-2016 (-185 %).



Figure 80. Trajectoire 2014-2016 du poste « Autres » au périmètre global EDF SEI en M€ courants



7. Charges et produits relevant du périmètre des charges de SPE

7.1. Méthode de construction des trajectoires

EDF SEI transmet annuellement à la CRE sur le périmètre des activités relevant du périmètre de la SPE un rapport répondant aux règles de comptabilité appropriée définies par la CRE. Les données qui y sont reportées ne correspondent pas strictement aux règles comptables. A titre d'exemple, les achats d'énergie sont exposés sur la base des factures effectivement reçues (pas de prise en compte des charges à payer), les provisions ne sont pas exposées sauf exception, la valorisation du CO2 est faite sur la base de moyennes de prix de marché et les coûts de gestion clientèle sont pris en compte de manière normative.

Les grands principes de construction de la comptabilité appropriée sont les suivants :

- Achats d'énergie : déclaration uniquement des factures reçues par EDF SEI ;
- Coûts de production (combustible, achats et charges externes, charges de personnel, impôts et taxes, recettes hors énergie) : Coûts enregistrés dans les sociétés « Production » sur un périmètre de comptes défini pour chaque chapitre. Les montants sont exposés nets de production immobilisée et stockée et hors facturations de prestataires internes (ceux-ci étant imputés à la rubrique Prestataires). Certains retraitements sont effectués manuellement. Les périmètres de compte sont fournis en annexe 1 ;
- Chiffre d'affaires : Les recettes de production correspondent à un périmètre spécifique de comptes ;
- MDE : coûts portés dans les centres de profit « Clicofoc » avec une activité MDE ;
- Coûts des fonctions communes : quote-part production des coûts portés dans les centres de profit « Clicofoc » des centres avec une activité fonctions communes ;
- Charges de Direction SEI : quote-part production des coûts portés en société nationale avec une activité fonctions communes ;
- Quote-part de charges centrales EDF (les montants, ne figurant pas dans les comptes comptables d'EDF SEI, sont calculés via un retraitement extracomptable).



EDF SEI nous a confirmé que ces données sont auditées par les CAC dans le cadre d'un audit ad-hoc avec contrôle sur 2 sites particuliers chaque année (Martinique et Corse en 2016, Guadeloupe et Réunion en 2015, Guyane et Martinique en 2014).

7.2. Charges d'exploitation

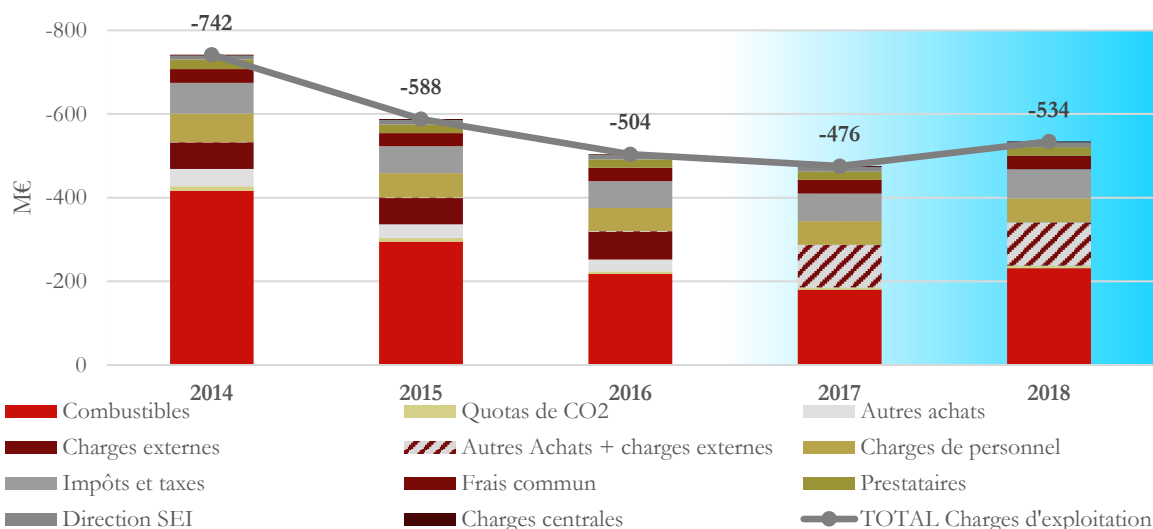
7.2.1. Vue d'ensemble

Nous présentons ici l'évolution et la décomposition des charges d'exploitation et des rubriques qui la composent. Cette analyse se fera au niveau du périmètre global d'EDF SEI et celui de chaque territoire d'EDF SEI.

7.2.1.1. EDF SEI

Sur la période 2014-2016, les charges totales d'exploitation d'EDF SEI au périmètre SPE sont en baisse régulière (-32 % entre 2014 et 2016). Cette variation est due principalement à la baisse du prix et du volume d'achat de combustibles pétroliers sur la période.

Figure 81. Evolution des charges d'exploitation au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



Sur la période 2017-2018, les charges prévisionnelles totales d'exploitation d'EDF SEI au périmètre SPE sont en hausse par rapport au dernier niveau réalisé en 2016. En particulier, les charges prévisionnelles pour 2018 sont en hausse de 6,6 % par rapport au dernier niveau réalisé en 2016 par EDF SEI, ce qui correspond à un montant total de - 33 M€. La répartition de ce montant entre les charges liées à l'achat des carburants et l'ensemble des autres charges est respectivement de - 13 M€ et - 20 M€.

Le tableau ci-dessous présente la décomposition entre les différentes rubriques.



Tableau 41. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

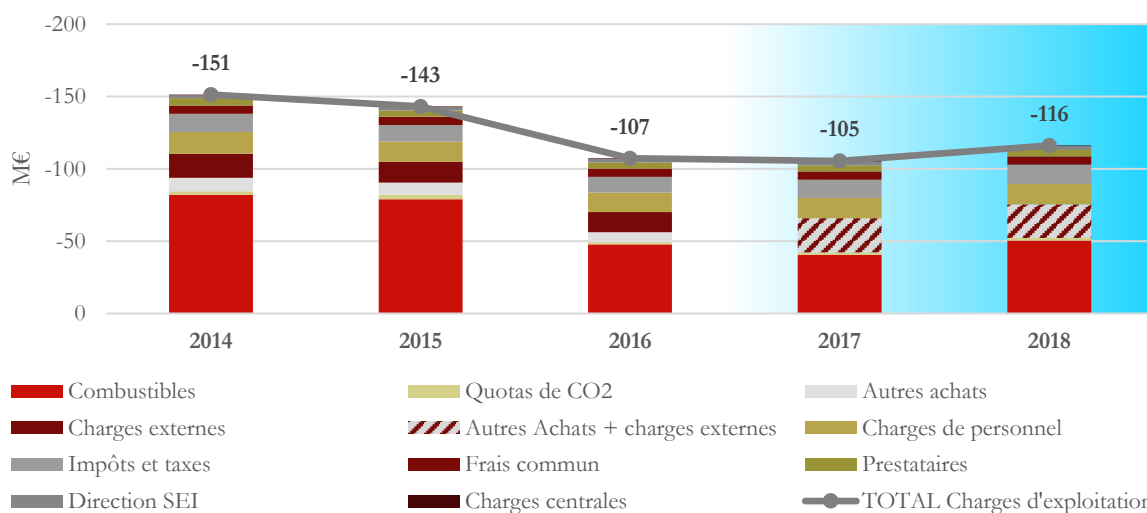
M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-417	-295	-29%	-218	-26%	-180	-17%	-231	+28%
Quotas de CO2	-11	-9	-20%	-6	-34%	-6	-5%	-6	+12%
Autres achats	-41	-33	-20%	-28	-14%				-
Charges externes	-64	-63	-1%	-67	+7%				-
Autres Achats + charges externes	-1	-2		-2		-102	+5%	-104	+2%
Charges de personnel	-68	-58	-15%	-55	-4%	-56	+2%	-57	+2%
Impôts et taxes	-74	-65	-12%	-64	-1%	-66	+4%	-69	+4%
Frais commun	-32	-32	-3%	-32	+1%	-32	+1%	-33	+2%
Prestataires	-24	-20	-15%	-20	-1%	-20	+1%	-20	+2%
Direction SEI	-9	-11	+19%	-11	-1%	-11	+1%	-11	+2%
Charges centrales	-2	-2	+14%	-2	-15%	-2	+1%	-2	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-742	-588	-21%	-504	-14%	-476	-6%	-534	+12%

7.2.1.2. Corse

En Corse, les charges d'exploitation ont baissé de -5 % en 2015 et -25 % en 2016 pour atteindre -107 M€. Sur les -36 M€ de baisse de charges d'exploitation constatés en 2016, 87 % (soit -31 M€) proviennent du poste combustibles.

Les charges d'exploitation baissent encore de -2 % en 2017 puis repartent à la hausse de +10 % en 2018. Cette hausse est à imputer à 93 % à l'augmentation du poste combustibles.

Figure 82. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



Concernant le territoire Corse, la principale différence en comparaison à l'ensemble des territoires vient de l'évolution du poste achat de combustibles entre 2014 et 2016. Alors que le prix de marché du pétrole a fortement baissé en 2015, les charges de combustibles ne changent pas entre 2014 et



2015. La variation entre 2015 et 2016 étant cependant très importante, la variation entre 2014 et 2016 se rapproche de la variation moyenne des territoires.

Tableau 42. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-82,0	-78,9	-4%	-47,7	-40%	-40,5	-15%	-50,3	+24%
Quotas de CO2	-2,5	-3,2	+28%	-1,6	-50%	-1,8	+9%	-1,9	+6%
Autres achats	-9,2	-8,5	-8%	-6,9	-19%				-
Charges externes	-16,7	-14,2	-15%	-13,8	-3%				-
Autres Achats + charges externes						-23,6	+14%	-23,2	-2%
Charges de personnel	-14,9	-14,1	-6%	-13,7	-3%	-13,9	+2%	-14,2	+2%
Impôts et taxes	-12,7	-11,4	-10%	-10,9	-5%	-12,7	+17%	-13,3	+5%
Frais commun	-5,8	-5,7	-1%	-5,6	-2%	-5,6	+1%	-5,7	+2%
Prestataires	-5,0	-4,3	-15%	-4,3	+1%	-4,4	+1%	-4,4	+2%
Direction SEI	-2,0	-2,4	+19%	-2,4	+1%	-2,5	+1%	-2,5	+2%
Charges centrales	-0,4	-0,5	+17%	-0,5	-14%	-0,5	+1%	-0,5	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-151,3	-143,2	-5%	-107,3	-25%	-105,4	-2%	-116,1	+10%

L'ancienne centrale diesel de Lucciana a été arrêtée fin mars 2014. Elle a été remplacée par la nouvelle centrale de EDF PEI qui fonctionne au fioul léger. Les sept groupes de 16,0 MW chacun (soit un total de 112,0 MW) ont été mis progressivement en service entre début et mi 2014.

7.2.1.3. Guadeloupe

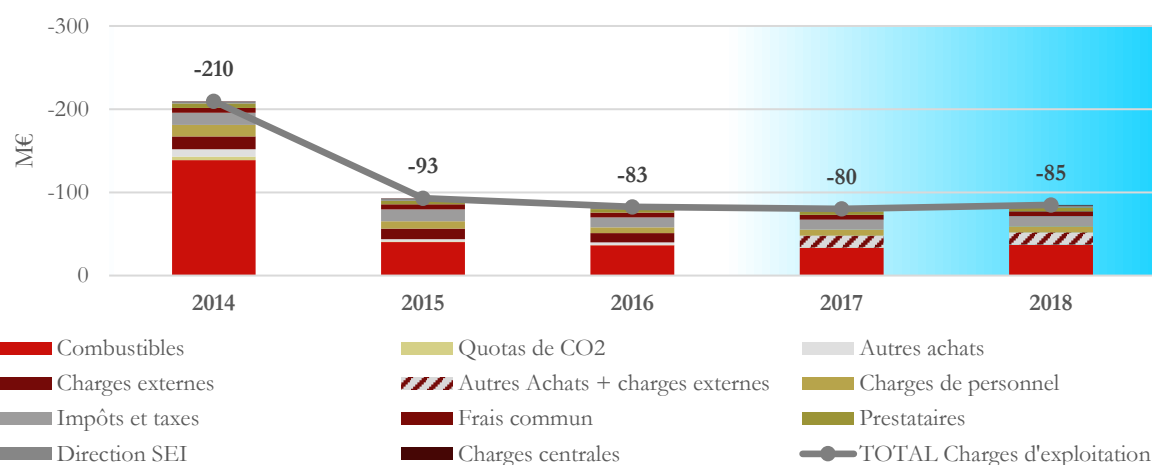
En 2015, les charges d'exploitation de la Guadeloupe ont baissé de -56 % pour atteindre -93 M€. Cette réduction de -116 M€ des charges d'exploitation sont à mettre au compte du poste combustibles à 85 %. Notons également la baisse de -4 M€ du poste *quotas de CO2* et -5 M€ du poste charges de personnel.

En 2016, les charges d'exploitations ont baissé de -10 M€ dont -4 M€ pour le poste combustibles et - 6 M€ répartis entre les postes *charges externes*, *charges de personnel* et *impôts et taxes*.

Les charges d'exploitation repartent à la hausse en 2018 de +10 % à -85 M€ provenant à 74 % de la hausse du poste *combustibles* et 11 % du poste *charges externes*.



Figure 83. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



Le site de production de Jarry Nord (huit groupes diesel d'environ 20 MW chacun) a été progressivement mis à l'arrêt en 2014. La demande de combustibles EDF SEI a donc fortement diminué entre 2014 et 2015, ce qui explique en grande partie la variation du montant de la charge combustible entre les deux années. La rubrique charges de personnel évolue à la baisse pour la même raison que la rubrique combustible du fait du transfert de personnel vers EDF PEI lors de la fermeture de la centrale Jarry Nord. Les autres rubriques n'amènent pas de commentaire particulier.

Tableau 43. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-138,6	-40,1	-71%	-36,3	-9%	-33,5	-8%	-36,9	+10%
Quotas de CO2	-4,4	-0,8	-81%	-0,6	-31%	-0,4	-21%	-0,4	-8%
Autres achats	-8,7	-2,7	-69%	-3,0	+10%	-	-	-	-
Charges externes	-15,6	-12,8	-18%	-11,0	-14%	-	-	-	-
Autres Achats + charges externes	-	-	-	-	-	-13,9	-0%	-14,6	+4%
Charges de personnel	-13,7	-8,8	-36%	-7,1	-20%	-7,2	+2%	-7,4	+2%
Impôts et taxes	-14,7	-14,3	-3%	-11,9	-17%	-12,1	+2%	-12,3	+2%
Frais commun	-5,8	-5,9	+2%	-5,6	-6%	-5,7	+1%	-5,7	+2%
Prestataires	-5,4	-4,6	-16%	-4,4	-4%	-4,5	+1%	-4,5	+2%
Direction SEI	-2,2	-2,6	+19%	-2,4	-9%	-2,4	+1%	-2,4	+2%
Charges centrales	-0,5	-0,5	+10%	-0,4	-12%	-0,4	+1%	-0,5	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-209,6	-93,2	-56%	-82,7	-11%	-80,2	-3%	-84,8	+6%

7.2.1.4. Guyane



En 2015, les charges d'exploitation de la Guyane ont baissé de -6 % pour atteindre -147 M€. Cette réduction de -9 M€ des charges d'exploitation provient à 93 % du poste *combustibles*. En 2016 la baisse des charges d'exploitations est plus faible à -1 %.

Selon les prévisions, les charges d'exploitation continuent de baisser en 2017 de -15 % soit -23 M€ dont -22 M€ sont imputable au poste combustibles. Enfin 2018 voit les charges d'exploitation repartir à la hausse de +24 % (soit 30 M€) à -153 M€ dont 92 % sont la conséquence de la hausse du poste combustibles.

Figure 84. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

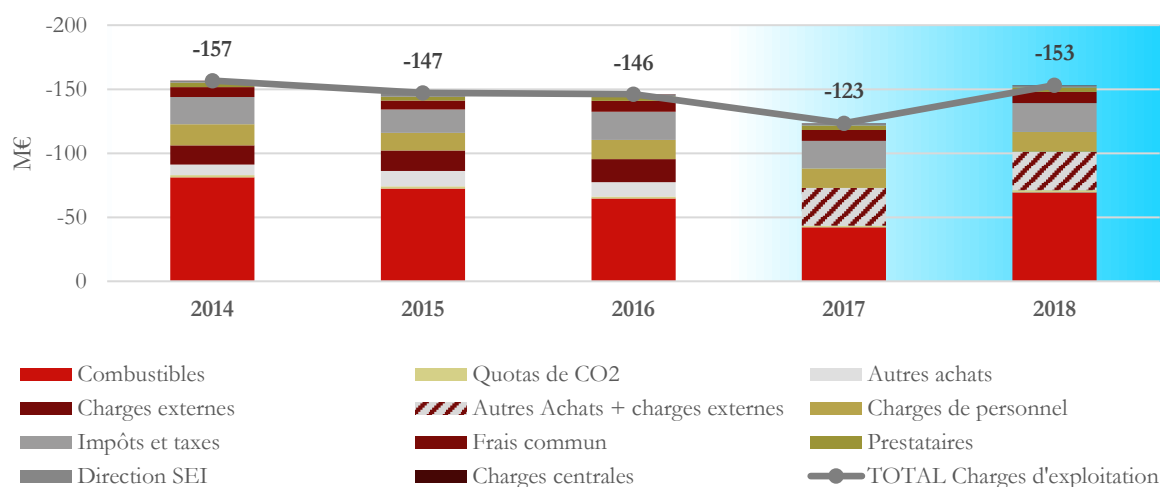


Tableau 44. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-81,2	-72,3	-11%	-64,7	-11%	-42,2	-0,3	-69,5	+65%
Quotas de CO2	-1,7	-1,8	+8%	-1,5	-18%	-1,2	-0,2	-1,6	+37%
Autres achats	-8,4	-12,0	+43%	-11,2	-7%	-29,6	0,0	-30,1	-
Charges externes	-14,8	-16,1	+9%	-18,1	+12%	-22,1	0,0	-22,4	-
Autres Achats + charges externes	0,0	0,0		0,0		-29,6	0,0	-30,1	+2%
Charges de personnel	-16,5	-13,8	-17%	-14,9	+8%	-15,2	0,0	-15,5	+2%
Impôts et taxes	-21,3	-18,1	-15%	-22,1	+22%	-21,5	0,0	-22,4	+5%
Frais commun	-7,8	-7,1	-9%	-8,5	+20%	-8,6	0,0	-8,7	+2%
Prestataires	-3,4	-3,1	-8%	-3,4	+8%	-3,4	0,0	-3,5	+2%
Direction SEI	-1,5	-2,7	+81%	-1,5	-43%	-1,5	0,0	-1,6	+2%
Charges centrales	-0,2	-0,3	+33%	-0,2	-19%	-0,2	0,0	-0,2	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-156,7	-147,2	-6%	-146,0	-1%	-123,4	-15%	-153,2	+24%

Le total Charges d'exploitation brutes évolue peu en Guyane pendant la période 2014-2016 à la différence des autres territoires. Alors que le prix unitaire du pétrole et des produits pétroliers sur



le marché international baisse significativement durant la période 2014-2016, les charges d'exploitation et en particulier les charges de combustibles varient peu sur la période.

Il faut cependant noter la baisse de charges significative pour l'année 2017 entraînée par la baisse des charges de combustibles suivie d'une hausse très significative des charges entraînée par une hausse des charges de combustibles en volume (+ 52 %) et en prix (+ 20 %).

7.2.1.1. Martinique

En 2015, les charges d'exploitation de la Martinique ont baissé de -7 % pour atteindre -138 M€. Cette réduction de -11 M€ des charges d'exploitation est imputable à 37 % au poste *combustibles*, 29 % au poste charges externes, 22 % au poste charges de personnel et 28 % au poste impôts et taxes.

La nouvelle centrale d'EDF PEI Bellefontaine a remplacé l'ancienne centrale d'EDF SEI qui ne comporte aujourd'hui qu'une turbine à combustion de 22,6 MW. Ainsi, les variations des charges d'exploitation des postes *combustibles* et *personnel* sont la conséquence de la baisse de la consommation de combustibles liée à l'évolution du parc de production et de l'évolution simultanée des prix des produits pétroliers.

En 2016 la baisse globale des charges d'exploitation atteint -24 % soit -33 M€, imputable à 89 % au poste *combustibles*. Les charges d'exploitation baissent en 2017 de -7 % puis augmentent de +12 % en 2018 en raison de la hausse du poste *combustibles*.

Figure 85. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

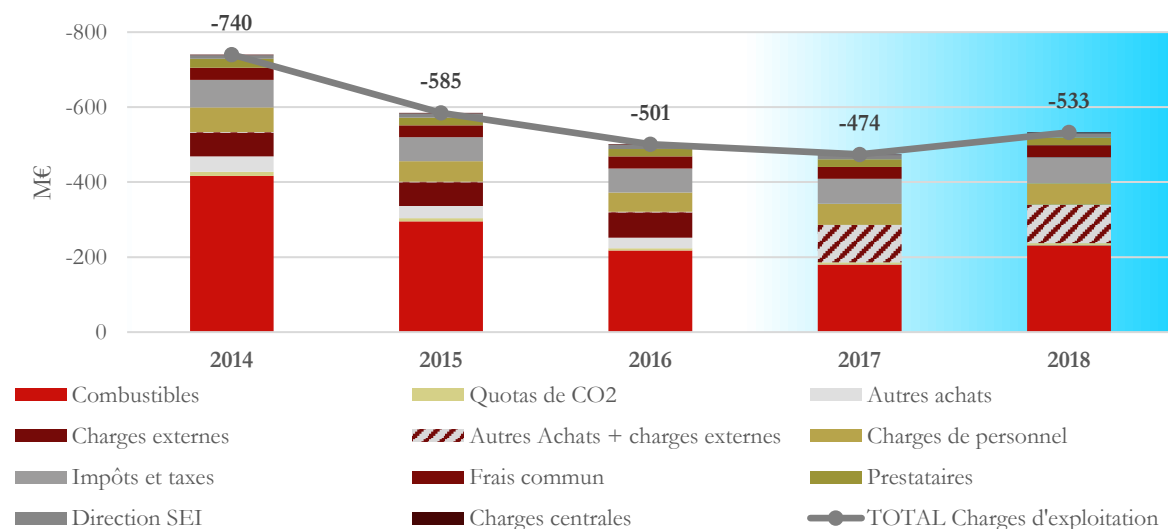


Tableau 45. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
----	------	------	---	------	---	------	---	------	---

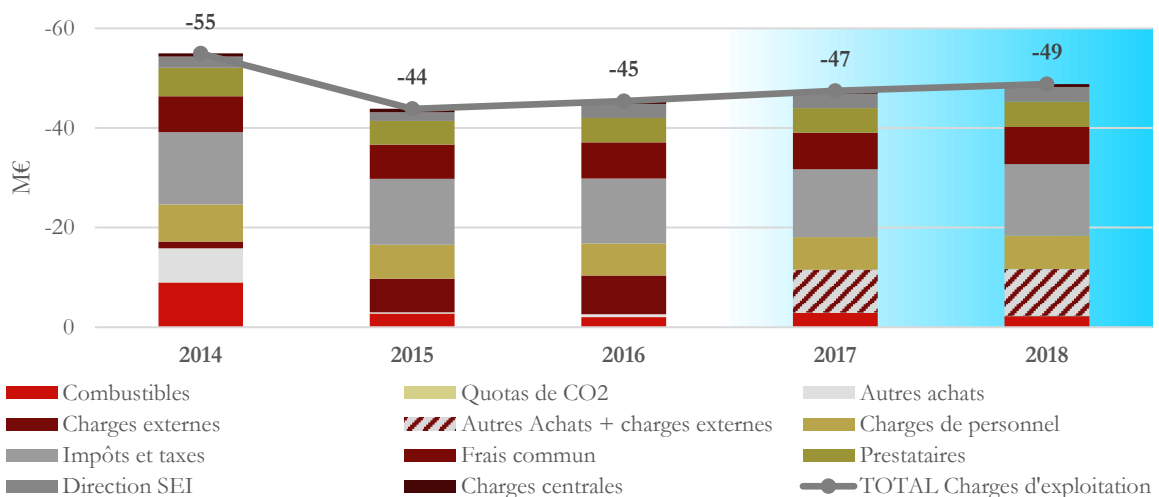


Combustibles	-90,2	-86,2	-4%	-56,9	-34%	-48,0	-16%	-58,6	+22%
Quotas de CO2	-2,5	-2,9	+16%	-2,0	-32%	-1,9	-2%	-2,1	+9%
Autres achats	-6,6	-8,2	+23%	-5,4	-34%				-
Charges externes	-14,5	-11,4	-22%	-15,6	+37%				-
Autres Achats + charges externes	0,0	0,0		0,0		-22,4	+7%	-22,7	+1%
Charges de personnel	-13,5	-11,1	-18%	-9,6	-13%	-9,8	+2%	-10,0	+2%
Impôts et taxes	-10,4	-7,4	-29%	-6,3	-14%	-6,4	+2%	-6,8	+6%
Frais commun	-5,9	-6,0	+2%	-4,9	-18%	-5,0	+1%	-5,1	+2%
Prestataires	-4,0	-3,3	-17%	-2,8	-14%	-2,9	+1%	-2,9	+2%
Direction SEI	-1,3	-1,5	+19%	-1,7	+11%	-1,7	+1%	-1,7	+2%
Charges centrales	-0,4	-0,4	+17%	-0,3	-19%	-0,3	+1%	-0,4	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-149,2	-138,3	-7%	-105,5	-24%	-98,5	-7%	-110,3	+12%

7.2.1.2. Ile de la Réunion

En 2015, les charges d'exploitation de l'île de la Réunion ont baissé de -20 % pour atteindre -44 M€. Nous observons une baisse de -69 % du poste *combustibles* et de -98 % du poste *autres achats*. Les postes *quotas de CO2* et *charges externes* augmentent respectivement de +90 % et +409 %. Contrairement aux autres territoires, l'île de la Réunion voit ses charges d'exploitation augmenter de +4 % en 2016. Notons la hausse de +248 % du poste *autres achats* et les baisses de -27 % et -31 % des postes *combustibles* et *quotas de CO2*.

Figure 86. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



L'île de La Réunion est singulière dans la mesure où la quote-part de production électrique sur base fuel est bien inférieure à celle des autres territoires. La Réunion dispose d'un part de production diversifié avec des centrales au charbon et à la bagasse, un parc de production renouvelable significatif, un portefeuille de production hydraulique non négligeable. En conséquence, les achats



de combustibles sont proportionnellement bien plus faibles que sur les autres îles et les variations des charges d'exploitation sont par conséquent beaucoup moins sensibles aux variations des prix des combustibles.

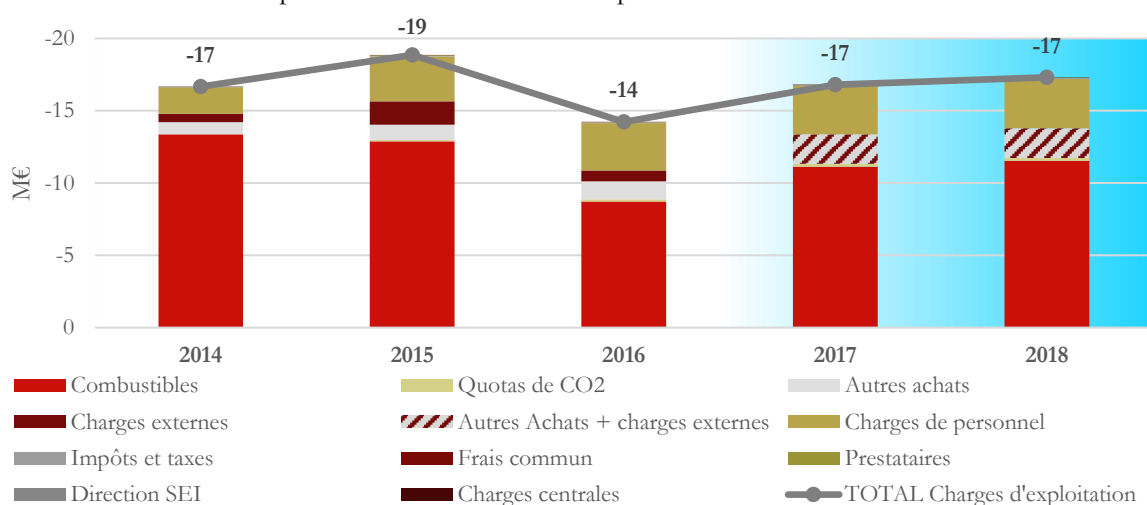
Tableau 46. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-9,0	-2,7	-69%	-2,0	-27%	-2,8	+42%	-2,3	-21%
Quotas de CO2	0,0	-0,1	+90%	-0,1	-31%	-0,1	+30%	-0,1	-21%
Autres achats	-6,8	-0,2	-98%	-0,5	+238%				-
Charges externes	-1,3	-6,8	+409%	-7,8	+15%				-
Autres Achats + charges externes						-8,6	+4%	-9,4	+9%
Charges de personnel	-7,4	-6,8	-9%	-6,5	-4%	-6,6	+2%	-6,7	+2%
Impôts et taxes	-14,6	-13,3	-9%	-13,0	-2%	-13,6	+4%	-14,3	+6%
Frais commun	-7,2	-6,9	-4%	-7,2	+5%	-7,3	+1%	-7,5	+2%
Prestataires	-5,8	-4,8	-17%	-4,9	+2%	-5,0	+1%	-5,0	+2%
Direction SEI	-2,2	-1,8	-21%	-2,9	+64%	-2,9	+1%	-3,0	+2%
Charges centrales	-0,6	-0,6	+6%	-0,6	-12%	-0,6	+1%	-0,6	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-55,0	-43,8	-20%	-45,4	+4%	-47,5	+5%	-48,8	+3%

7.2.1.3. Saint-Pierre-et Miquelon

En 2015 les charges d'exploitations augmentent de +13 % avec notamment une hausse de +176 % du poste *charges externes* et +244 % du poste *impôts et taxes*. En 2016, les charges d'exploitation baissent de -25 % à -14 M€ et augmentent de +18 % à -17 M€ en 2017. Cette hausse en 2017 s'explique par une forte hausse des charges de combustibles, des quotas de CO2 et de personnel.

Figure 87. Evolution des charges d'exploitation au périmètre de Saint-Pierre-et-Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018





Les prix unitaires des combustibles sont particulièrement élevés à Saint Pierre et Miquelon. L'impact des charges de combustibles sur l'ensemble du périmètre est donc relativement plus élevé que pour les autres territoires.

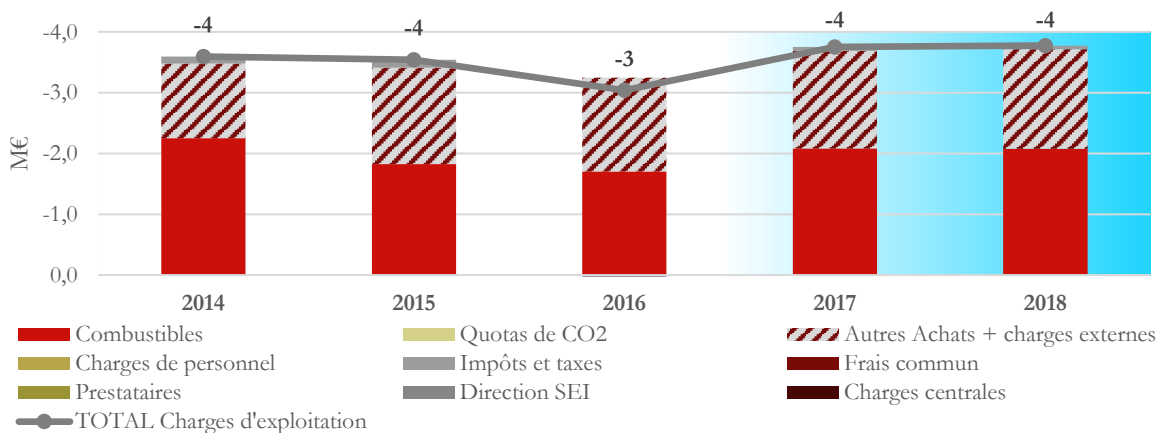
Tableau 47. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre de Saint-Pierre-et-Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-13,37	-12,88	-4%	-8,71	-32%	-11,13	+28%	-11,52	+4%
Quotas de CO2	0,00	-0,09	-	-0,15	+67%	-0,20	+35%	-0,21	+3%
Autres achats	-0,84	-1,06	+27%	-1,25	+18%				-
Charges externes	-0,58	-1,61	+176%	-0,75	-53%				-
Autres Achats + charges externes	0,00	0,00		0,00		-2,03	+1%	-2,06	+2%
Charges de personnel	-1,83	-3,12	+71%	-3,27	+5%	-3,35	+2%	-3,41	+2%
Impôts et taxes	-0,01	-0,03	+244%	-0,06	+72%	-0,06	+2%	-0,06	+3%
Frais commun	0,00	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-
Prestataires	-0,01	-0,04	+240%	-0,01	-69%	-0,01	+1%	-0,01	+2%
Direction SEI	0,00	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-
Charges centrales	-0,02	-0,03	+35%	-0,02	-44%	-0,02	+1%	-0,02	+2%
TOTAL Charges d'exploitation	-16,7	-18,9	+13%	-14,2	-25%	-16,8	+18%	-17,3	+3%

7.2.1.4. Iles bretonnes

Les îles bretonnes affichent une certaine stabilité de leurs charges d'exploitation globale à -4 M€ sur les années 2014 et 2015 et -3 M€ en 2016. En regardant plus en détail, nous constatons toutefois quelques fortes variations notamment sur le poste *impôts et taxes* de -256 % en 2016 et -129 % en 2017.

Figure 88. Evolution des charges d'exploitation au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018





Les prix unitaires des combustibles sont élevés sur les îles bretonnes. Le poids des charges de combustibles est dans la moyenne des territoires ZNI.

Tableau 48. Décomposition des charges d'exploitation au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Combustibles	-2,2	-1,8	-19%	-1,7	-7%	-2,1	+22%	-2,1	-0%
Quotas de CO2	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
Autres Achats + charges externes	-1,2	-1,6		-1,5	-3%	-1,6	+4%	-1,6	+2%
Charges de personnel	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
Impôts et taxes	-0,1	-0,1	+18%	0,2	-256%	-0,1	-129%	-0,1	+3%
Frais commun	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
Prestataires	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
Direction SEI	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
Charges centrales	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
TOTAL Charges d'exploitation	-3,6	-3,5	-1%	-3,0	-14%	-3,8	+23%	-3,8	+1%

7.2.2. Analyse poste par poste

7.2.2.1. Rubrique Combustibles

Nous présentons ici l'évolution et la décomposition de la rubrique combustibles et des différents postes qui la composent, soit le FO2, le FOD et le FOD TAC. Cette analyse se fera au niveau du périmètre de chaque territoire d'EDF SEI.

7.2.2.1.1. Evolution de la rubrique

La rubrique combustible est une charge importante dans les comptes d'EDF SEI. Elle représente à elle seule plus de 43 % de l'ensemble des charges d'exploitation 2016. Nous observons une baisse notable des charges entre 2014 et 2016 comprise entre 29 % et 26 %, pour atteindre un montant total de 218 M€ en 2016. Cette baisse s'explique par deux facteurs : la chute des prix du pétrole et une baisse de la consommation, conséquence du remplacement de sites de production EDF SEI par des sites EDF PEI.

Les dates d'arrêt d'exploitation des centrales EDF SEI impactant principalement les achats de combustibles sur la période analysée 2014-2016 sont les suivantes :



Tableau 49. Dates des différentes étapes de fin d'exploitation des centrales

Site	Arrêt de production	Date de fin de vie	Retrait définitif d'exploitation
Définition	Arrêt de production	Comptable	Administratif
Port Ouest	01/05/2013	31/12/2013	31/12/2013
Jarry Nord	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2015
Lucciana	15/04/2014	31/12/2014	31/12/2014
Bellefontaine	01/07/2014	31/12/2014	15/03/2015

La tendance baissière s'arrête en 2017 avec une année 2018 en hausse de +28 % par rapport à 2017 à -213 M€ et en hausse de +6 % par rapport à 2016. Cette variation entre 2016 et 2018 résulte d'une hausse des achats en volume (+8 %) et d'une très légère baisse des achats en prix (-2 %).

Enfin nous noterons qu'EDF SEI couvre son exposition aux fluctuations du prix du pétrole par des achats de swaps avec une anticipation de l'ordre d'un an et 6 mois par rapport à la période de livraison. Aussi les opérations de couverture avec un marché futur à des niveaux très bas comme durant le 1^{er} trimestre 2015 sont prises en compte dans l'année 2017 qui est l'année de débouclage des positions. Cet effet de décalage temporel par rapport au marché a pour conséquence de lisser les prix et décaler dans le temps les impacts des fluctuations majeures du prix de marché.

Les coûts de ces instruments financiers atteignent la somme de -40 M€ en 2016. Bien que nous attendions un effet positif des couvertures en 2017, nous ne disposons pas à ce jour de la valeur du montant des opérations de couverture pour 2017.

Figure 89. Evolution de la rubrique Combustibles au périmètre global EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

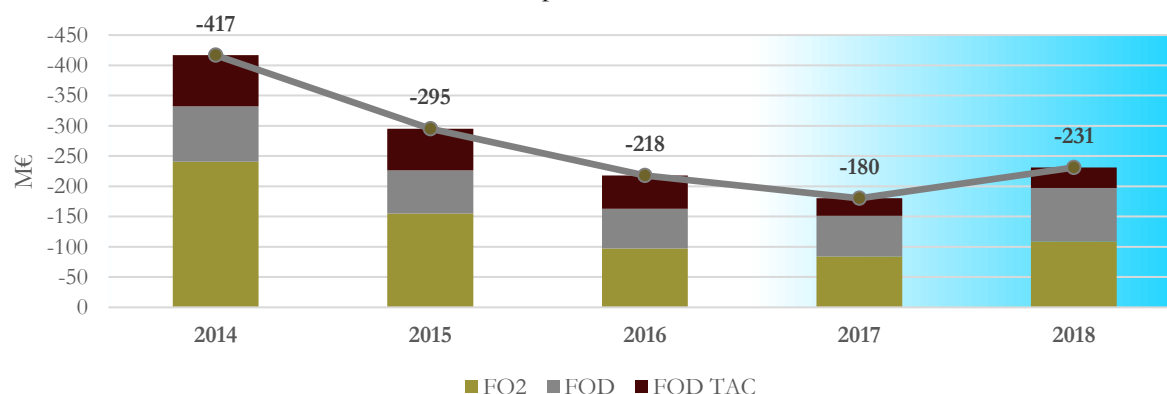




Figure 90. Trajectoire globale des achats de combustibles réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018 d'EDF SEI en comparaison aux volumes achetés

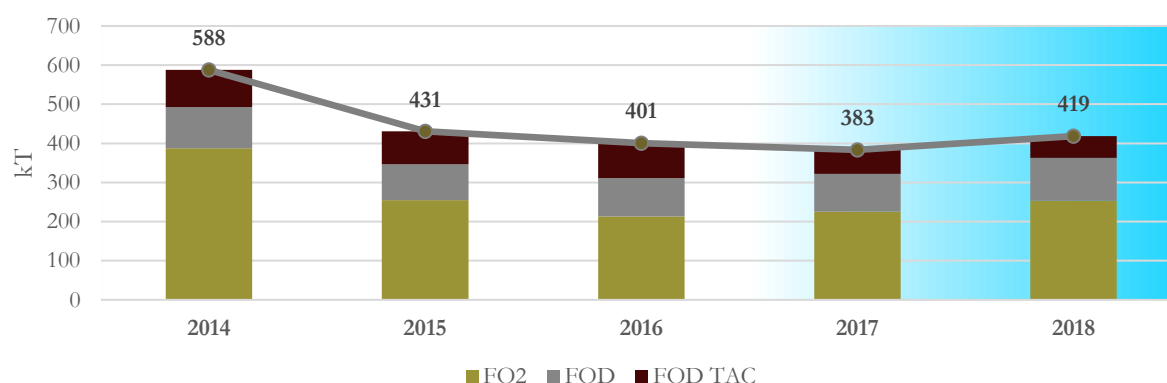


Figure 91. Décomposition de la rubrique combustibles au périmètre global EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
FO2	-241	-155	-36%	-97	-37%	-84	-13%	-109	+29%
FOD	-92	-72	-22%	-66	-9%	-67	+2%	-88	-
FOD TAC	-84	-68	-19%	-55	-19%	-29	-48%	-34	+18%
TOTAL Combustibles	-417	-295	-29%	-218	-26%	-180	-17%	-231	+28%

7.2.2.1.2. Contenu de la rubrique

Cette rubrique est constituée de 3 postes :

Tableau 50. Contenu de la rubrique combustible

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
FO2	Achats de fioul lourd	-241	-155	-97	45 %
FOD	Achats de fioul domestique	-92	-72	-66	30 %
FOD TAC	Achats de fioul domestique spécifique pour turbine à combustion	-87	-68	-55	25 %
TOTAL	Tous combustibles	-417	-295	-218	100 %

7.2.2.1.3. Analyse du poste FO2

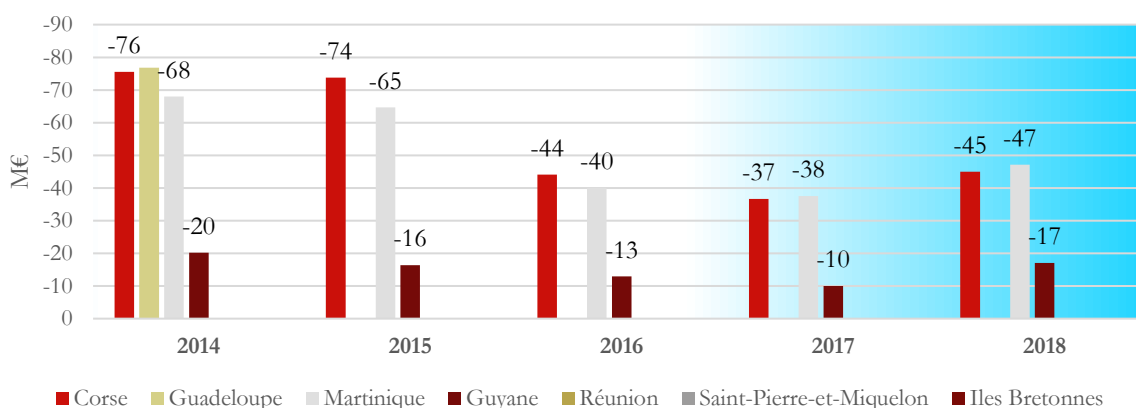
En 2016, le FO2 représente 45 % des coûts totaux de combustibles.

Les charges de FO2 ont baissé de -36 % en 2015 sur le périmètre global d'EDF SEI puis de -37 % en 2016 pour atteindre un montant total de 97 M€. La chute des prix du pétrole et une réduction de la consommation, conséquence de l'arrêt de sites de production d'EDF SEI, expliquent ces baisses.



A partir de 2015, la Corse est le territoire dont les coûts de FO2 sont les plus élevés, suivi de la Martinique et de la Guyane. Les autres territoires ZNI ne consomment plus de FO2 à partir de 2015.

Figure 92. Evolution du poste FO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



Concernant le territoire martiniquais, l'évolution du poste achat de combustibles entre 2014 et 2016 ne suit pas directement la tendance du marché international. En effet, alors que le prix de marché du pétrole a fortement baissé en 2015, les charges de combustibles ne baissent que de 4 % entre 2014 et 2015. La principale raison de cette baisse tient au fait que les autorités administratives locales ont imposé à EDF SEI de s'approvisionner auprès de la raffinerie SARA avec du fuel lourd vendu à un tarif administré en 2014 et en 2015 sur des bases non reliées au marché international. Ainsi, ce n'est que lorsque les achats ont pu être effectués de manière libre et autonome (à partir du second semestre 2015) que les coûts ont pu baisser.

Figure 93. Evolution des consommations de FO2 en kT par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

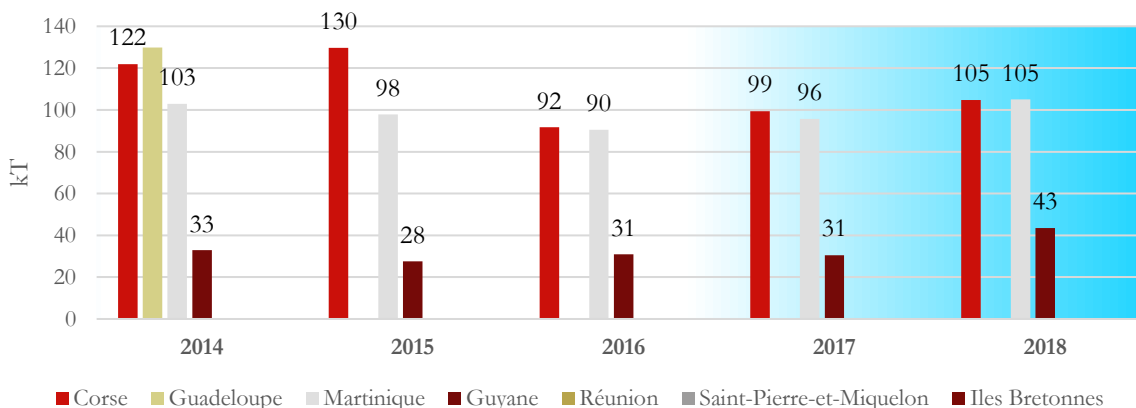
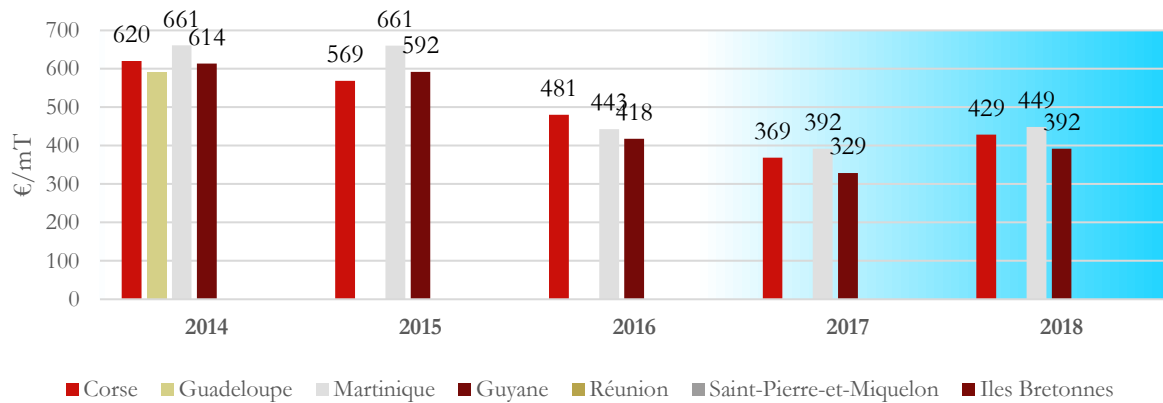


Figure 94. Evolution des prix unitaires moyens des achats de FO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



Le montant unitaire moyen est calculé comme la division du montant de la charge par le volume. Ce calcul est un calcul normatif qui incorpore à la fois des effets liés à la méthode comptable PUMP utilisée et des effets des couvertures financières. Il permet de mesurer l'impact de l'effet prix dans la charge opérationnelle d'un combustible.



Tableau 51. Décomposition du poste FO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-76	-74	-2%	-44	-40%	-37	-17%	-45	+23%
Guadeloupe	-77	0	-100%	0	-	0	-100%	0	-
Martinique	-68	-65	-5%	-40	-38%	-38	-6%	-47	+25%
Guyane	-20	-16	-19%	-13	-21%	-10	-22%	-17	+70%
Réunion	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-	0	-	0	-
TOTAL FO2	-241	-155	-36%	-97	-37%	-84	-13%	-109	+29%

7.2.2.1.4. Analyse du poste FOD

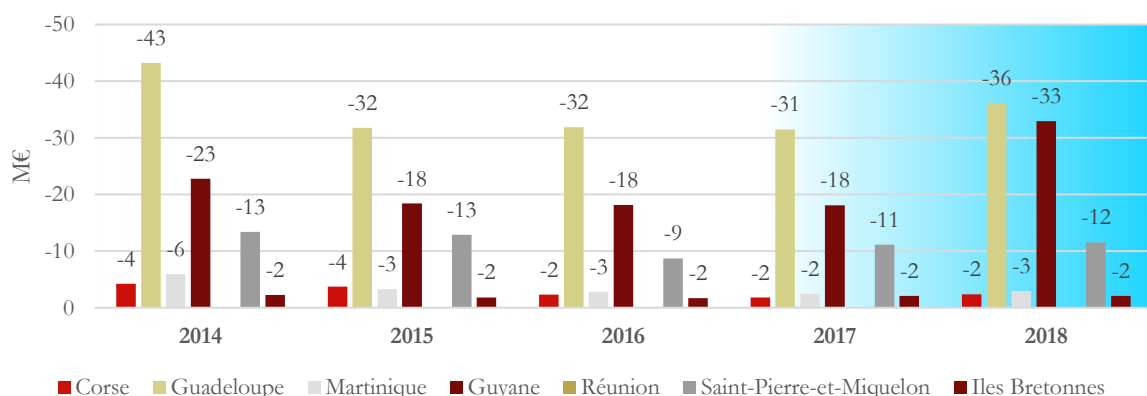
En 2016, le FOD représente 30 % des coûts totaux de combustibles.

Les charges de FOD ont baissé de -22 % en 2015 sur le périmètre global d'EDF SEI puis de -9 % en 2016 pour atteindre un montant total de -66 M€.

La chute des prix du pétrole et une réduction de la consommation (7 % en volume entre 2014 et 2016), expliquent ces baisses.

Avec une moyenne 36 M€ de charges annuelles entre 2014 et 2016, la Guadeloupe est le plus grand consommateur de FOD suivi de la Guyane avec -18 M€ et Saint Pierre et Miquelon à environ -12 M€.

Figure 95. Evolution du poste FOD par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018





Il est à noter qu'il est prévu une hausse significative de la consommation de FOD en Guyane en 2018 (+82 % en montant par rapport à 2017), correspondant à une hausse du volume de + 52 % et du prix moyen unitaire de + .20 % entre 2017 et 2018.

Figure 96. Evolution des consommations de FOD en kT par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

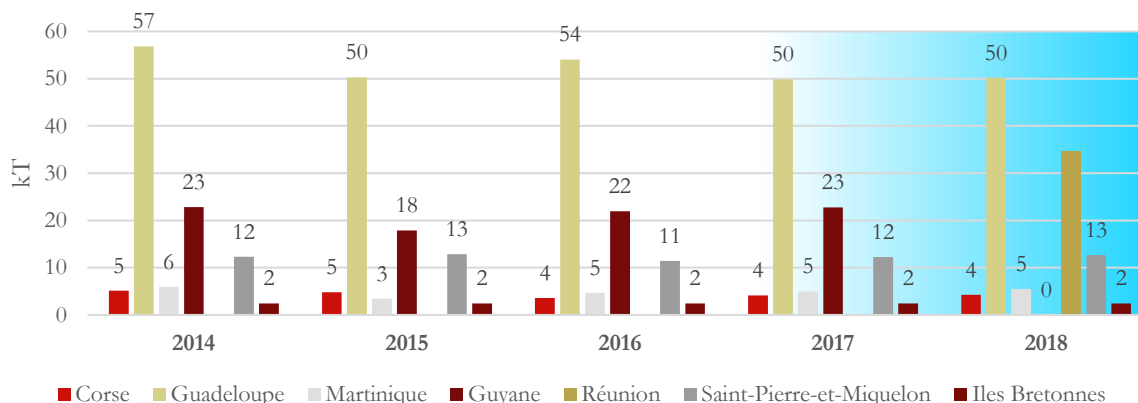


Figure 97. Evolution des prix unitaires moyen des achats de FOD par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

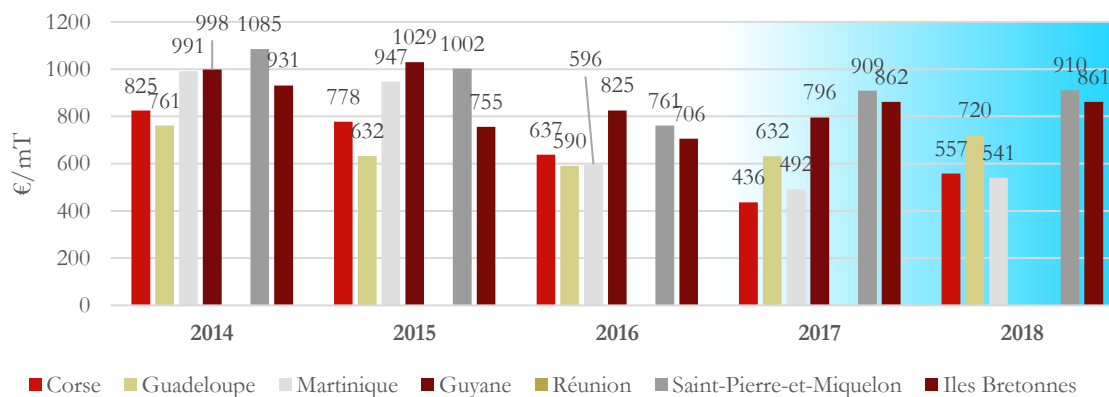


Tableau 52. Décomposition du poste FOD par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-4	-4	-12%	-2	-38%	-2	-22%	-2	+32%
Guadeloupe	-43	-32	-27%	-32	+0%	-31	-1%	-36	+15%
Martinique	-6	-3	-45%	-3	-14%	-2	-13%	-3	+21%
Guyane	-23	-18	-19%	-18	-2%	-18	-0%	-33	+82%
Réunion	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	-13	-13	-4%	-9	-32%	-11	+28%	-12	+4%



Iles Bretonnes	-2	-2	-19%	-2	-7%	-2	+22%	-2	-0%
TOTAL FOD	-92	-72	-22%	-66	-9%	-67	+2%	-88	+31%

7.2.2.1.5. Analyse du poste FOD TAC

En 2016, le FOD TAC représente 25 % des coûts totaux de combustibles.

Les charges de FOD TAC ont baissé de -19 % en 2015 et 2016 sur le périmètre global d'EDF SEI pour atteindre un montant total de -55 M€. La chute des prix du pétrole et une réduction de la consommation, conséquence de l'arrêt de sites de production d'EDF SEI, expliquent ces baisses.

La Guyane est le plus grand consommateur de FOD TAC avec une moyenne de -37 M€ de charge par an entre 2014 et 2016 du fait de la nature de son parc de production. La Martinique arrive en seconde position avec une moyenne de -16 M€ de charges entre 2014 et 2016. Les îles bretonnes et Saint-Pierre et Miquelon ne consomment pas de FOD TAC.

Figure 98. Evolution du poste FOD TAC par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

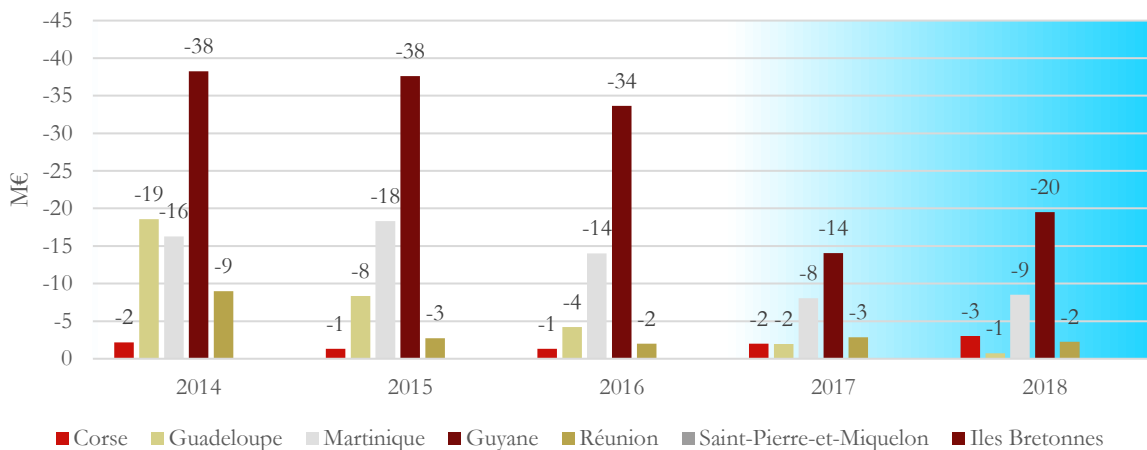
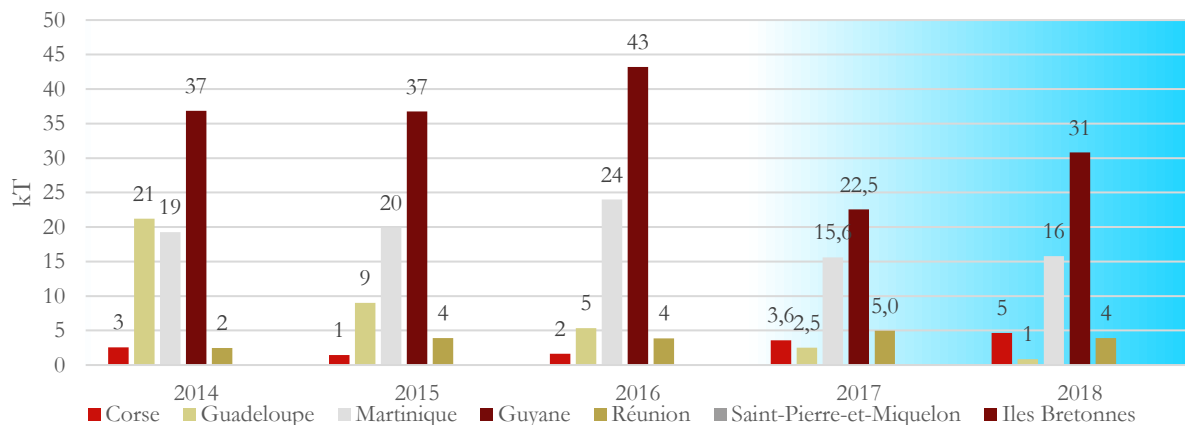


Figure 99. Evolution des consommations de FOD TAC en kT par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018





Il est à noter que le montant du poste de charges combustible FOD TAC pour la Réunion en 2014 inclut un montant de 6,9 M€ [CONFIDENTIEL] en 2012. 2012. En parallèle, les recettes hors énergie comprennent un complément de 1,7 M€ [CONFIDENTIEL] .

Figure 100. Evolution des prix unitaires moyen des achats de FOD TAC par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

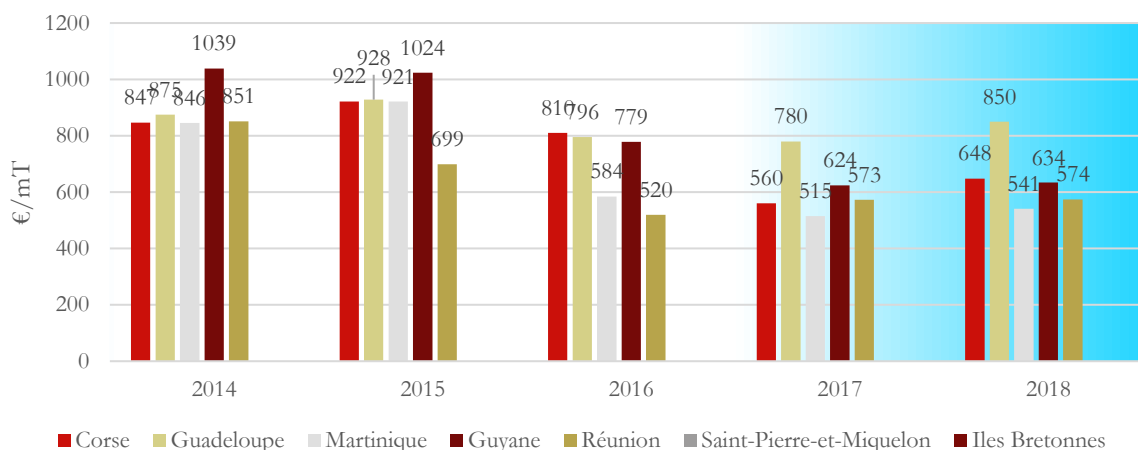


Tableau 53. Décomposition du poste FOD TAC par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-2	-1	-38%	-1	-0%	-2	+50%	-3	+51%
Guadeloupe	-19	-8	-55%	-4	-49%	-2	-53%	-1	-63%
Martinique	-16	-18	+13%	-14	-24%	-8	-43%	-9	+6%
Guyane	-38	-38	-2%	-34	-11%	-14	-58%	-20	+39%
Réunion	-9	-3	-69%	-2	-27%	-3	+42%	-2	-21%
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-	0	-	0	-
TOTAL FOD TAC	-84	-68	-19%	-55	-19%	-29	-48%	-34	+18%

7.2.2.2. Rubrique quotas de CO2

Nous présentons ici l'évolution des charges de la rubrique *quotas de CO2* par territoire du périmètre du global d'EDF SEI. Ces achats sont effectués pour compenser les émissions de CO2 des sites de production d'EDF SEI.

7.2.2.2.1. Evolution de la rubrique Quotas de CO2



En 2016, les charges liées aux quotas de CO2 représentaient environ 1 % du total des charges d'exploitation d'EDF SEI.

Les charges des quotas de CO2 ont baissé de -20 % en 2015 et - 34 % en 2016. Ces baisses s'expliquent par une forte réduction des émissions en 2015 liées à une baisse de la production d'électricité à base de combustibles pétroliers (environ -34 %) et par la baisse du prix d'achats des quotas de CO2 de -31 % en 2016. Si la Guadeloupe était le plus gros émetteur de CO2 en 2014, ses émissions ont fortement chuté en 2015. En 2015 et 2016, la Corse et la Martinique sont les plus gros émetteurs de CO2.

La tendance de la charge sur 2017 et 2018 est à la baisse, d'environ 6 %.

Figure 101. Evolution de la rubrique quotas de CO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014 2016 et prévisionnelle 2017-2018

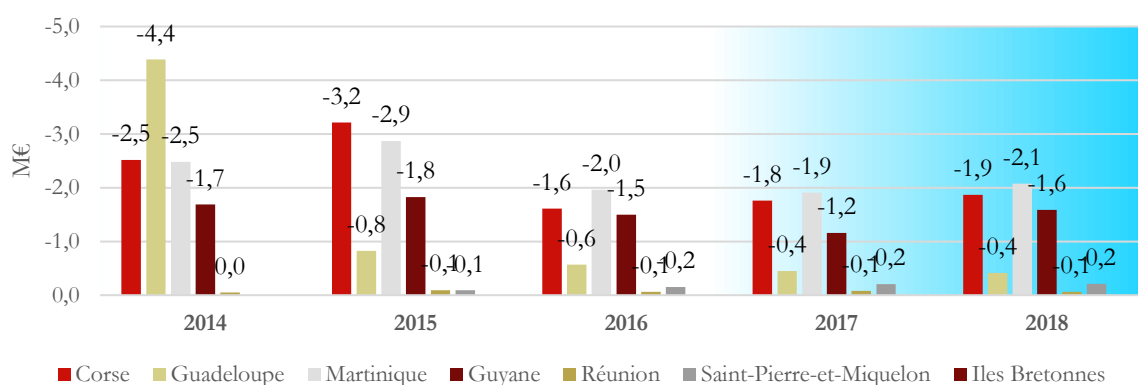


Tableau 54. Décomposition de la rubrique quotas de CO2 par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-2.5	-3.2	+28%	-1.6	-50%	-1.8	+9%	-1.9	+6%
Guadeloupe	-4.4	-0.8	-81%	-0.6	-31%	-0.4	-21%	-0.4	-8%
Martinique	-2.5	-2.9	+16%	-2.0	-32%	-1.9	-2%	-2.1	+9%
Guyane	-1.7	-1.8	+8%	-1.5	-18%	-1.2	-23%	-1.6	+37%
Réunion	0.0	-0.1	+90%	-0.1	-31%	-0.1	+30%	-0.1	-21%
Saint-Pierre-et-Miquelon	0.0	-0.1	-	-0.2	+67%	-0.2	+35%	-0.2	+3%
Iles Bretonnes	0.0	0.0	-	0.0	-	0.0	-	0.0	-
TOTAL Quotas CO2	-11.1	-8.9	-20%	-5.8	-34%	-5.6	-5%	-6.2	+12%

7.2.2.2.2. Contenu de la rubrique quotas de CO2

Cette rubrique est constituée de 1 poste :



Tableau 55. Contenu de la rubrique quotas de CO2

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
Quotas de CO2	Achats des quotas de CO2 pour compenser les émissions	-11	-9	-6	100 %
TOTAL		-11	-9	-6	100 %

7.2.2.3. Rubrique *autres achats*

Nous présentons ici l'évolution des charges de la rubrique *autres achats* par territoire ZNI.

7.2.2.3.1. Evolution de la rubrique *autres achats*

En 2016 cette rubrique représentait environ 6 % du total des charges d'exploitation d'EDF SEI pour atteindre un montant de 29 M€. Le montant de cette rubrique a baissé de 19 % en 2015 et -13 % en 2016.

En 2014, la baisse des autres achats en Guadeloupe, en Martinique et en Corse est due à la fermeture des centrales SEI. La variation à la Réunion s'inscrit dans le contexte de vente de la centrale du Port.

Figure 102. Evolution de la rubrique autres achats par territoire d'EDF SEI (hors Iles Bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016

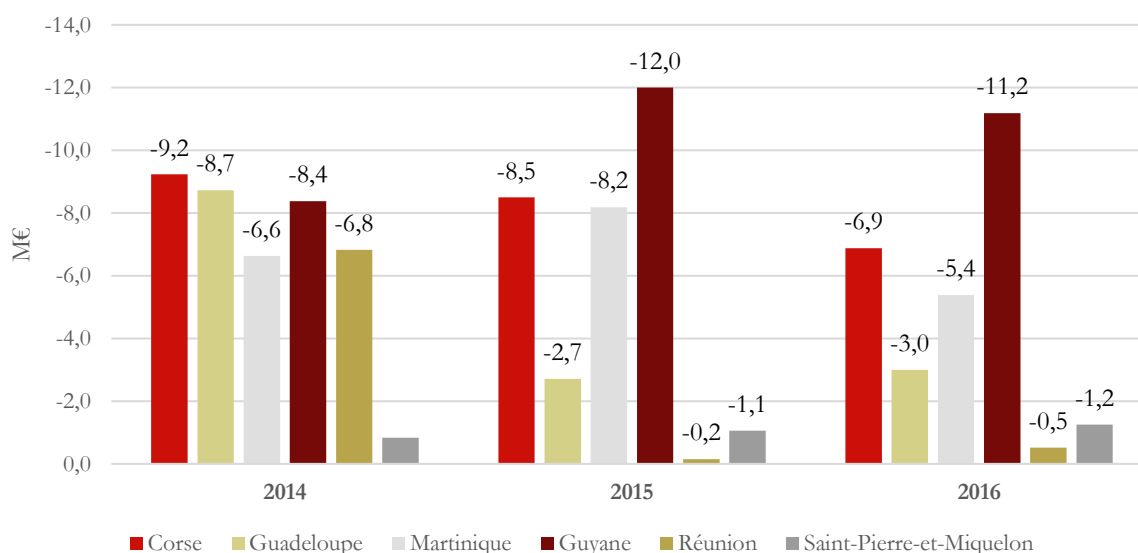


Tableau 56. Décomposition de la rubrique autres achats par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

M€	2014	2015	%	2016	%
Corse	-9,2	-8,5	-8%	-6,9	-19%



Guadeloupe	-8,7	-2,7	-69%	-3,0	+10%
Martinique	-6,6	-8,2	+23%	-5,4	-34%
Guyane	-8,4	-12,0	+43%	-11,2	-7%
Réunion	-6,8	-0,2	-98%	-0,5	+238%
Saint-Pierre-et-Miquelon	-0,8	-1,1	+27%	-1,2	+18%
Iles Bretonnes	-0,4	-0,5	+29%	-0,5	-3%
TOTAL Autres achats	-41,0	-33,1	-19%	-28,7	-13%

7.2.2.3.2. Contenu de la rubrique autres achats

Cette rubrique est constituée de 1 poste :

Tableau 57. Contenu de la rubrique autres achats (hors Iles Bretonnes)

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
Autres achats	Achats non stockés de matières et de fourniture, huile et urée notamment.	-41	-33	-29	100 %
TOTAL		-41	-33	-29	100 %

7.2.2.4. Rubrique charges externes

Nous présentons ici l'évolution des charges de la rubrique *charges externes* au niveau du périmètre global de EDF SEI puis par territoire.

7.2.2.4.1. Evolution de la rubrique

En 2016, la rubrique charges externes représentait 14 % du montant total des charges d'exploitation d'EDF SEI avec un montant total de 68 M€. Cette rubrique intègre 3 postes dont celui des *charges externes* qui représente 99 % des charges de la rubrique. Au niveau du périmètre global d'EDF SEI, cette rubrique est restée relativement stable avec un montant total de -64 M€ en 2014 et 2015 puis une hausse de +6 % à -68 M€ en 2016. Les prévisions tablent sur une hausse des charges externes de +5 % pour 2017 et +2 % en 2018.



Figure 103. Décomposition de la rubrique charges externes du périmètre global d'EDF SEI (hors Iles bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016

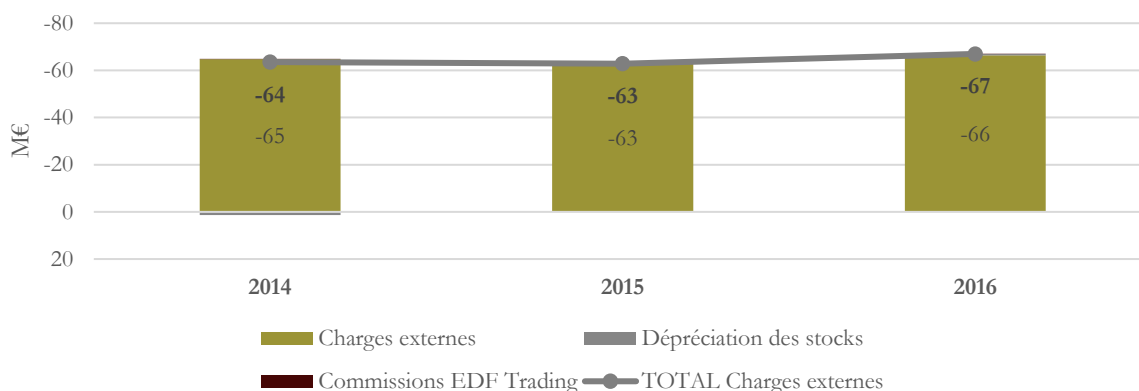


Tableau 58. Décomposition de la rubrique charges externes du périmètre global d'EDF SEI (hors Iles Bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016

M€	2014	2015	%	2016	%
Charges externes	-65	-63	-3 %	-66	+6 %
Dépréciation des stocks	1,4	-0,1	-104 %	-0,5	+851 %
[CONFIDENTIEL]		[CONFIDENTIEL]			
TOTAL Charges externes	-64	-63	-1 %	-67	+7 %

7.2.2.4.2. Contenu de la rubrique Charges externes

Cette rubrique est constituée de 3 postes :

Tableau 59. Contenu de la rubrique charges externes (hors Iles Bretonnes)

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
Charges externes	Charges en provenance des tiers autres que les achats (la sous-traitance, les loyers, location de matériel, les travaux d'entretien et de réparation, les primes d'assurances, prestations, etc.)	-65	-63	-66	99 %
Dépréciation des stocks	Charges constatant la perte de valeur des stocks	1,4	-0,1	-0,5	0.7 %
[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]				[CONFIDENTIEL]
TOTAL		-64	-63	-67	100 %

7.2.2.4.3. Analyse du poste charges externes

Les montants des charges externes sont relativement égaux entre la Corse, La Guadeloupe, la Martinique et la Guyane. Parmi ces territoires ZNI, seule la Guyane connaît une hausse de ses



charges externes en 2015 et 2016, respectivement de +9 % et +12 %. A noter également la hausse de +26 % des charges externes pour la Martinique en 216.

Au niveau du périmètre total d'EDF SEI, nous observons une baisse de -3 % en 2015 à 64 M€ et une hausse de +6 % à 68 M€ en 2016.

Figure 104. Evolution du poste charges externes par territoire d'EDF SEI (hors Iles bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016

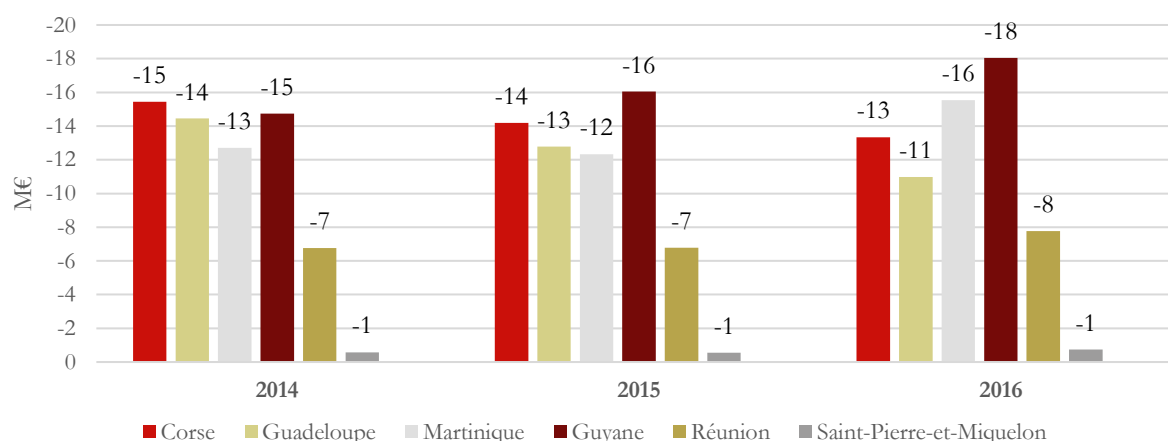


Tableau 60. Décomposition du poste charges externes par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

M€	2014	2015	%	2016	%
Corse	-15	-14	-8%	-13	-6%
Guadeloupe	-14	-13	-12%	-11	-14%
Martinique	-13	-12	-3%	-16	+26%
Guyane	-15	-16	+9%	-18	+12%
Réunion	-7	-7	+0%	-8	+15%
Saint-Pierre-et-Miquelon	-1	-1	-5%	-1	+36%
TOTAL Charges externes	-65	-63	-3%	-66	+6%

7.2.2.4.4. Analyse du poste dépréciation des stocks

La Guadeloupe a comptabilisé une hausse de la valeur de ses stocks de +5 M€ en 2014. En 2016, seule Corse a comptabilisé une dépréciation de ses stocks avec un montant de -485 k€.



Figure 105. Evolution du poste dépréciation des stocks par territoire d'EDF SEI (hors Iles bretonnes) sur la période réalisée 2014-2016

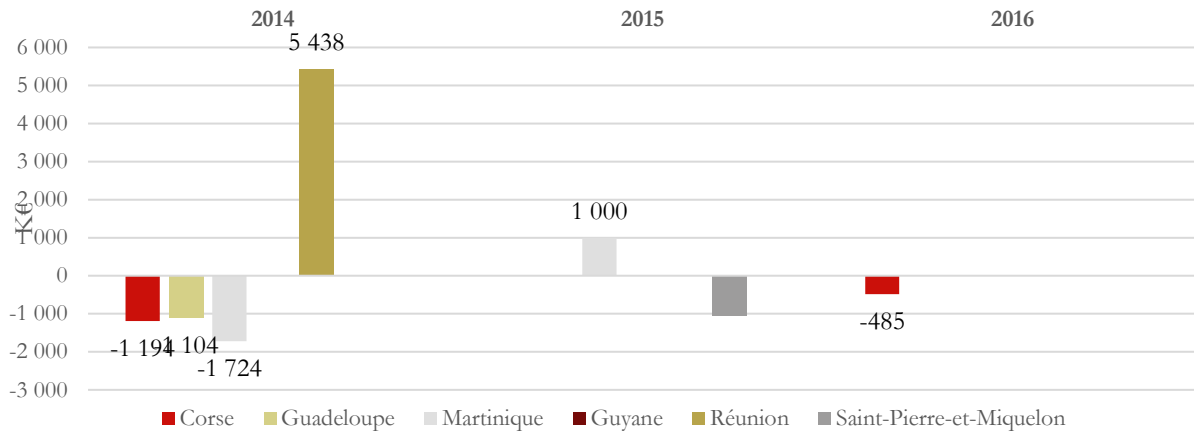


Tableau 61. Décomposition du poste dépréciation des stocks par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

K€	2014	2015	%	2016	%
Corse	-1 194	0	-	-485	-
Guadeloupe	-1 104	0	-	0	-
Martinique	-1 724	1 000	-158 %	0	-
Guyane	0	0	-	0	-
Réunion	5 438	0	-	0	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	-1 051	-	0	-
TOTAL Dépréciation des stocks	1 417	-51		-485	

7.2.2.4.5. [CONFIDENTIEL]

[CONFIDENTIEL]

Figure 106. Evolution du poste commissions EDF Trading par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

Tableau 62. Décomposition du poste commissions EDF Trading par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

7.2.2.5. Rubrique *charges de personnel*

Nous présentons ici la rubrique *charges de personnel* au niveau du périmètre global d'EDF SEI. Nous analyserons ensuite par territoire, les différents postes qui composent cette rubrique.

7.2.2.5.1. Evolution de la rubrique

[CONFIDENTIEL]



Figure 107. Evolution de la rubrique charges de personnel d'EDF SEI (hors Saint Pierre et Miquelon) sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

Tableau 63. Décomposition de la rubrique charges de personnel d'EDF SEI (Hors Saint Pierre et Miquelon) sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Statutaires	[CONFIDENTIEL]								
Non statutaires									
Prestations									
Production immobilisée									
I & T sur rémunérations									
TOTAL Charges de personnel hors SPM									

Pour Saint Pierre et Miquelon, nous ne disposons pas du détail des charges de personnel. L'évolution des charges de personnel globales est donnée dans le graphique ci-dessous.

Figure 108. Evolution de la rubrique charges de personnel de Saint Pierre et Miquelon sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.2.2.5.2. Contenu de la rubrique

Cette rubrique est constituée de 5 postes :

Tableau 64. Contenu de la rubrique charges de personnel

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
Statutaires	[CONFIDENTIEL]				
Non statutaires					
Prestations					
Production immobilisée					
I & T sur rémunérations					
TOTAL					

7.2.2.5.3. Analyse du poste statutaires

[CONFIDENTIEL]



Figure 109. Evolution du poste statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

Tableau 65. Décomposition du poste statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

7.2.2.5.4. Analyse du poste non statutaires

En 2015 les charges de personnel non statutaires ont fortement été réduites de -66 % à -433 k€. Dans cette tendance, la Martinique qui avait les plus grandes charges de personnel non statutaires en 2014, a baissé ses charges de -86 % en 2015 à 121 k€.

Ces baisses sont principalement le résultat du transfert de main d'œuvre d'EDF SEI vers EDF PEI.

Figure 110. Evolution du poste Non statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

Tableau 66. Décomposition du poste non statutaires par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

7.2.2.5.5. Analyse du poste impôts et taxes sur rémunérations

[CONFIDENTIEL]

Figure 111. Evolution du poste impôts et taxes sur rémunérations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

Tableau 67. Décomposition du poste impôts et taxes sur rémunérations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

7.2.2.5.6. Analyse du poste prestations

La Guadeloupe est le territoire avec le plus grand montant de charges de prestations suivie par la Guyane. Les autres territoires ZNI n'ont comptabilisé aucune charge de prestations ces 3 dernières années. Globalement la tendance était baissière avec -17 % à 2.4 M€ en 2015 puis -19 % à 1.9 M€ en 2016.



Figure 112. Evolution du poste prestations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

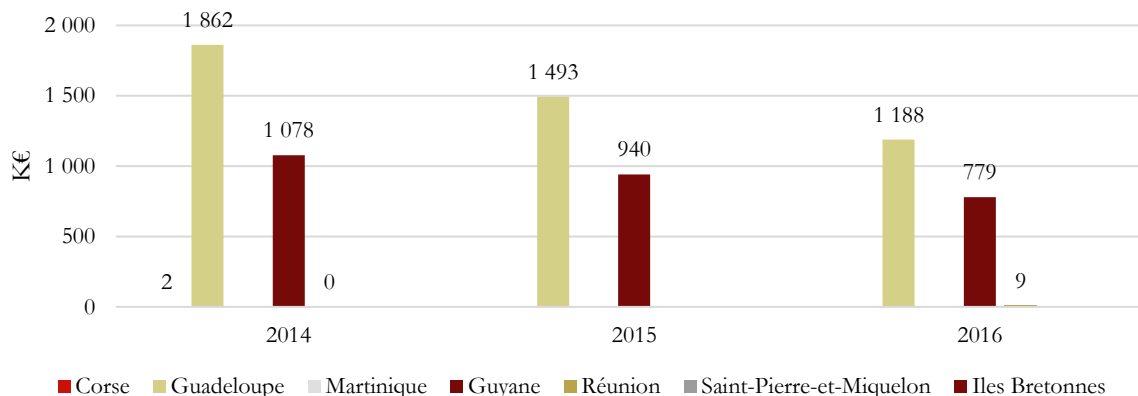


Figure 113. Décomposition du poste prestations par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

K€	2014	2015	%	2016	%
Corse	2	0	-	0	-
Guadeloupe	1 862	1 493	-20 %	1 188	-20 %
Martinique	0	0	-	0	-
Guyane	1 078	940	-13 %	779	-17 %
Réunion	0	0	-	9	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-
TOTAL Prestations	2 942	2 433	-17 %	1 976	-19 %

7.2.2.5.7. Analyse du poste production immobilisée

Le poste production immobilisée a connu une forte hausse de +93 % en 2015 passant de 2.4 k€ à 4.6 k€. En 2015, nous observons une forte hausse de +191 % à 3 391 k€ en Guyane et +634 % à 89 k€ à la Réunion. En 2016, la hausse globale a été réduite en 2016 à +11 % soit 5 138 k€.

Figure 114. Evolution du poste production immobilisée par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

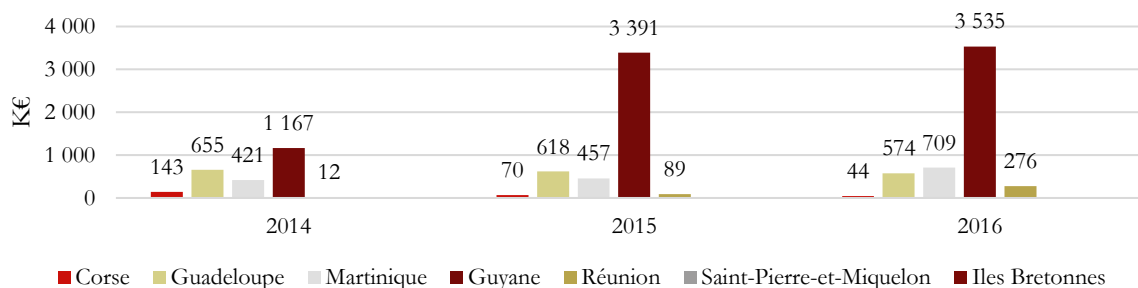




Tableau 68. Décomposition du poste production immobilisée par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

K€	2014	2015	%	2016	%
Corse	143	70	-51 %	44	-36 %
Guadeloupe	655	618	-6 %	574	-7 %
Martinique	421	457	9 %	709	55 %
Guyane	1 167	3 391	191 %	3 535	4 %
Réunion	12	89	634 %	276	210 %
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-
TOTAL Production immobilisée	2 398	4 625	93 %	5 138	11 %

7.2.2.6. Rubrique impôts et taxes

Nous présentons ici la rubrique impôts et taxes au niveau du périmètre global d'EDF SEI puis par territoire.

7.2.2.6.1. Evolution de la rubrique

En 2016, cette rubrique représentait 13 % des charges totales d'exploitation. Nous pouvons observer une baisse de -12 % à -65 M€ en 2015 notamment en raison d'une augmentation du plafonnement CET puis une stabilisation de la rubrique en 2016 à -64 M€. La tendance est ensuite haussière de +4 % sur les années prévisionnelles 2017 et 2018, avec des montants respectifs de -66 M€ et -69 M€.

Figure 115. Evolution de la rubrique impôts et taxes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

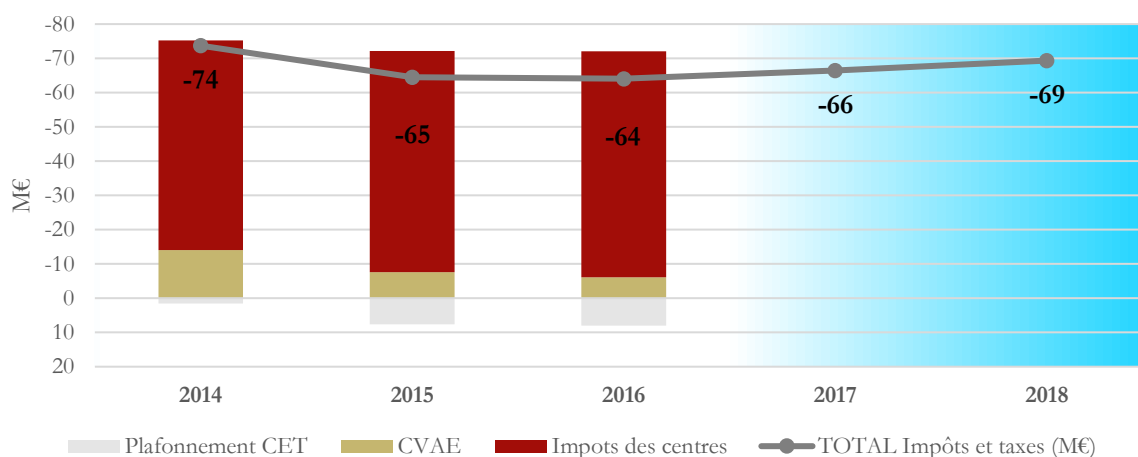


Tableau 69. Evolution de la rubrique impôts et taxes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
----	------	------	---	------	---	------	---	------	---



Plafonnement CET	2	8	+401 %	8	+5 %	0	-	0	-
CVAE	-14	-8	-46 %	-6	-20 %	0	-	0	-
Impôts des centres	-61	-64	+5 %	-66	+2 %	0	-	0	-
TOTAL Impôts et taxes (M€)	-74	-65	-12 %	-64	-1 %	-66	+4 %	-69	+4 %

7.2.2.6.2. Contenu de la rubrique impôts et taxes

Cette rubrique est constituée de 3 postes :

Tableau 70. Contenu de la rubrique impôts et taxes

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique
		2014	2015	2016	
Plafonnement CET	Dégrèvement sous forme d'un plafonnement de la taxe, lorsque le montant dû de la CET (composée de la CFE et de la CVAE), est supérieur à 3 % de la valeur ajoutée produite par le l'entreprise	1.5	7.6	8	-12 %
CVAE	Cotisation (composante de la CET) due et calculée en fonction de la valeur ajoutée d'EDF SEI	-14	-7.6	-6	10 %
Impôts des centres	Somme des taxes et impôts par territoire et regroupant les licences patentes, IFER, CFE, Taxe Foncières, TGAP, TSC et autres)	-61	-64.5	-66	103 %
TOTAL		-74	-64	-64	100 %

7.2.2.6.3. Analyse du poste plafonnement CET

Le montant de dégrèvement dans le cadre de la CET a considérablement augmenté +401 % en 2015 à 7.6 M€. Cette hausse s'est répercutée proportionnellement sur l'ensemble des territoires ZNI. Nous n'avons reçu aucun élément pouvant expliquer cette hausse. En 2016 la hausse a été moins marquée à +5 %, soit +8 M€.



Figure 116. Evolution du poste plafonnement CET par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

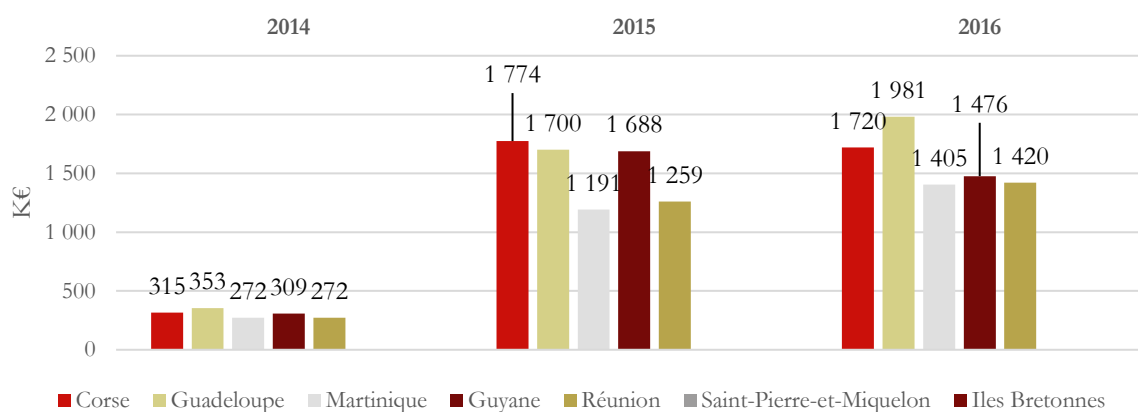


Tableau 71. Décomposition du poste plafonnement CET par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

K€	2014	2015	%	2016	%
Corse	315	1 774	+462 %	1 720	-3 %
Guadeloupe	353	1 700	+382 %	1 981	+17 %
Martinique	272	1 191	+339 %	1 405	+18 %
Guyane	309	1 688	+447 %	1 476	-13 %
Réunion	272	1 259	+363 %	1 420	+13 %
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-
TOTAL Plafonnement CET	1 520	7 613	+401 %	8 002	+5 %

7.2.2.6.4. Analyse du poste CVAE

Le montant de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises a fortement baissé de -46 % à -7 M€ en 2015 puis -20 % à -6 M€. Cette baisse est à mettre en relation avec l'augmentation du plafonnement du CET vu précédemment.

Entre les territoires, les baisses évoluent dans une fourchette comprise entre -39 % et -52 % en 2015 puis entre -11 % et -36 % en 2016.



Figure 117. Evolution du poste CVAE par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

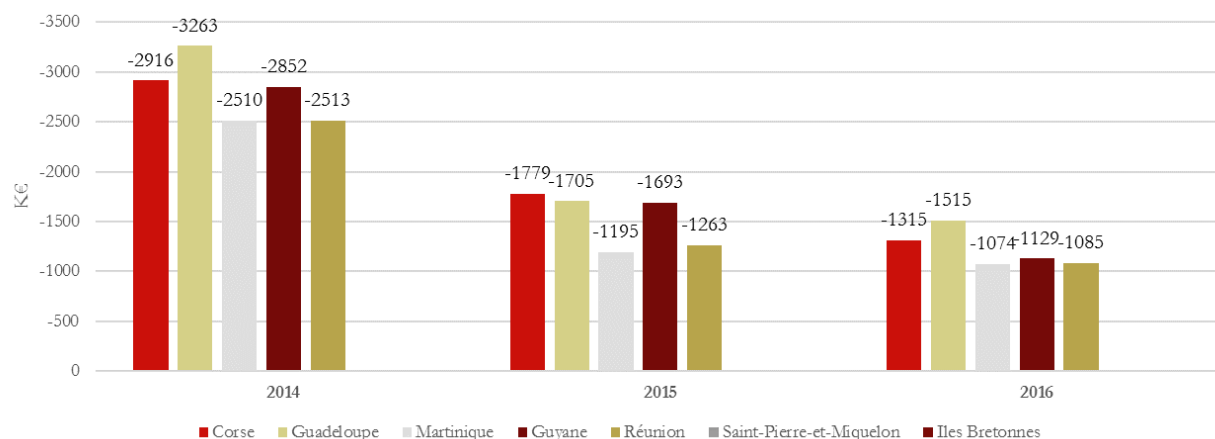


Tableau 72. Décomposition du poste CVAE par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

K€	2014	2015	%	2016	%
Corse	-2 916	-1 779	-39 %	-1 315	-26 %
Guadeloupe	-3 263	-1 705	-48 %	-1 515	-11 %
Martinique	-2 510	-1 195	-52 %	-1 074	-10 %
Guyane	-2 852	-1 693	-41 %	-1 129	-33 %
Réunion	-2 513	-1 263	-50 %	-1 085	-14 %
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-
TOTAL CVAE	-14 054	-7 633	-46 %	-6 117	-20 %

7.2.2.6.5. Analyse du poste impôts des centres

Le montant global des impôts versés par les différents centres d'EDF SEI sont restés relativement stables ces trois dernières années. Nous constatons une hausse de +5 % en 2015 à 64 M€ puis +2 % en 2016 à 66 M€.

La Guyane est le centre qui paie le plus d'impôts avec un montant total de 18 M€ en 2015 et 22 M€ en 2016. Les évolutions entre les différents centres et les années sont assez diffuses.

Nous noterons toutefois la hausse non négligeable de +21 % en Guadeloupe à 14 M€ en 2015 et celle de la Guyane de 24 % à 22 M€ en 2016.

Bien que le montant en valeur absolue soit négligeable, nous signalons la baisse de -256 % à -70k€, des impôts pour les îles bretonnes.



Figure 118. Evolution du poste impôts des centres par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

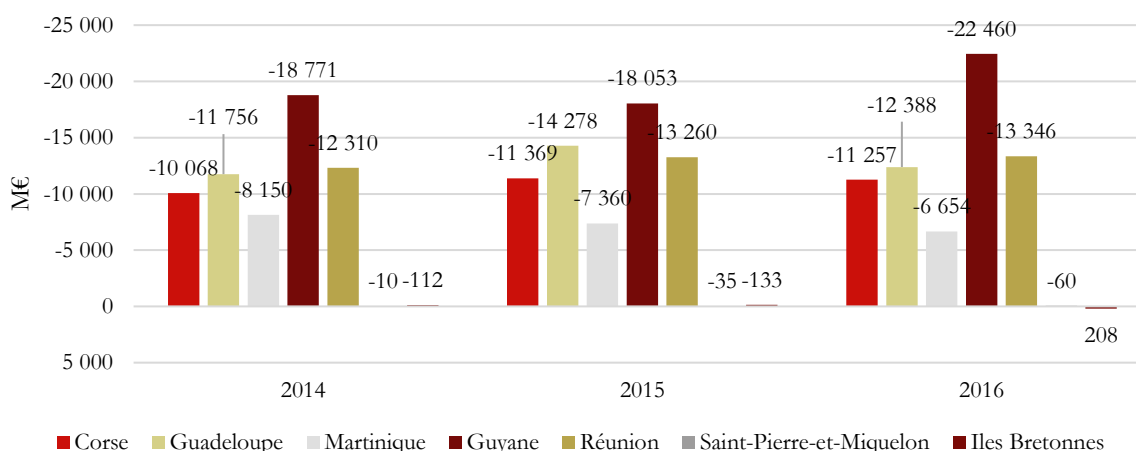


Tableau 73. Décomposition du poste impôts des centres par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

K€	2014	2015	%	2016	%
Corse	-10 068	-11 369	+13 %	-11 257	-1 %
Guadeloupe	-11 756	-14 278	+21 %	-12 388	-13 %
Martinique	-8 150	-7 360	-10 %	-6 654	-10 %
Guyane	-18 771	-18 053	-4 %	-22 460	+24 %
Réunion	-12 310	-13 260	+8 %	-13 346	+1 %
Saint-Pierre-et-Miquelon	-10	-35	+244 %	-60	+72 %
Iles Bretonnes	-112	-133	+18 %	208	-256 %
TOTAL Impôts des centres	-61 178	-64 489	+5 %	-65 957	+2 %

7.2.2.7. Rubrique charges indirectes EDF SEI

Nous représentons ici l'évolution de la rubrique *charges indirectes d'EDF SEI* au niveau du périmètre global puis par territoire ZNI.

7.2.2.7.1. Evolution de la rubrique

Avec un montant annuel moyen de 43 M€, cette rubrique représente environ 8 % des charges totales d'exploitation en 2016. Le montant global a augmenté de +2 % en 2015 puis est resté stable en 2016 à -43 M€. Nous observons une légère tendance haussière de +1 % sur 2017 et +2 % sur 2018 pour atteindre -44 M€.



Figure 119. Evolution de la rubrique charges indirectes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

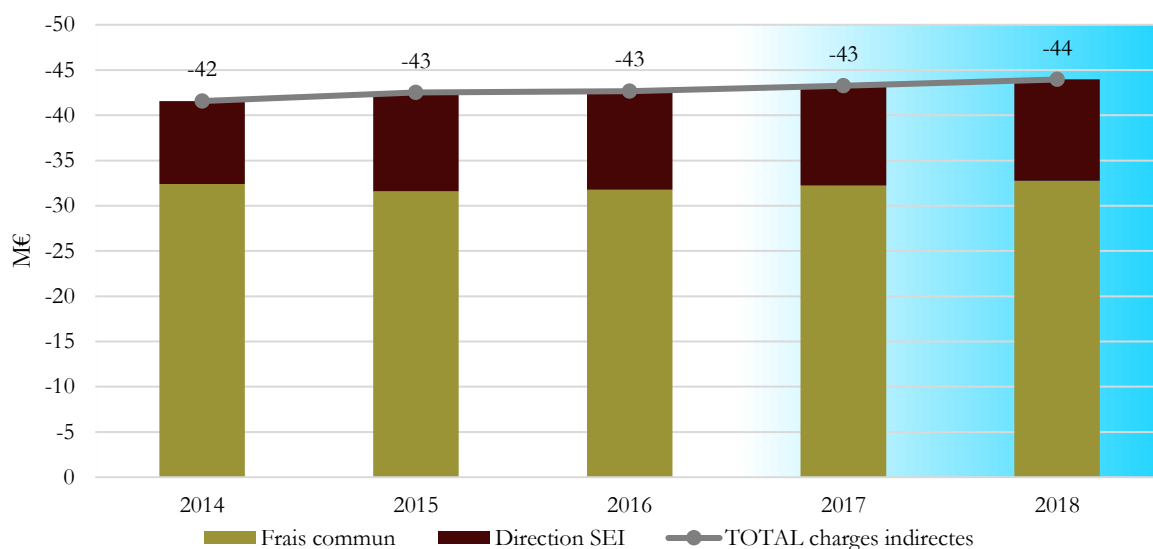


Tableau 74. Décomposition de la rubrique charges indirectes au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Frais commun	-32	-32	-3 %	-32	+1 %	-32	+1 %	-33	+2 %
Direction SEI	-9	-11	+19 %	-11	-1 %	-11	+1 %	-11	+2 %
TOTAL charges indirectes	-42	-43	+2 %	-43	+0 %	-43	+1 %	-44	+2 %

7.2.2.7.2. Contenu de la rubrique charges indirectes EDF SEI

Cette rubrique est constituée de 2 postes :

Tableau 75. Contenu de la rubrique charges indirectes EDF SEI

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique
		2014	2015	2016	
Frais commun	Quote-part de l'activité SPE dans les dépenses communes aux activités de distribution et production	-32	-32	-32	74 %
Direction SEI	Quote-part de l'activité SPE dans les dépenses de la direction SEI (main d'œuvre et dépenses de fonctionnement essentiellement).	-9	-1	-11	6 %
TOTAL		-42	-43	-43	100 %

7.2.2.7.3. Analyse du poste de frais commun



Les frais communs sont globalement restés stables durant les trois dernières années avec un montant annuel moyen de -32 M€. Ce montant représente 74 % de la rubrique *charges indirectes* et 6 % des charges d'exploitation d'EDF SEI. Ces charges sont ventilées de manière relativement égale entre les différents centres à l'aide d'une clé de répartition.

Figure 120. Evolution du poste de frais commun par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

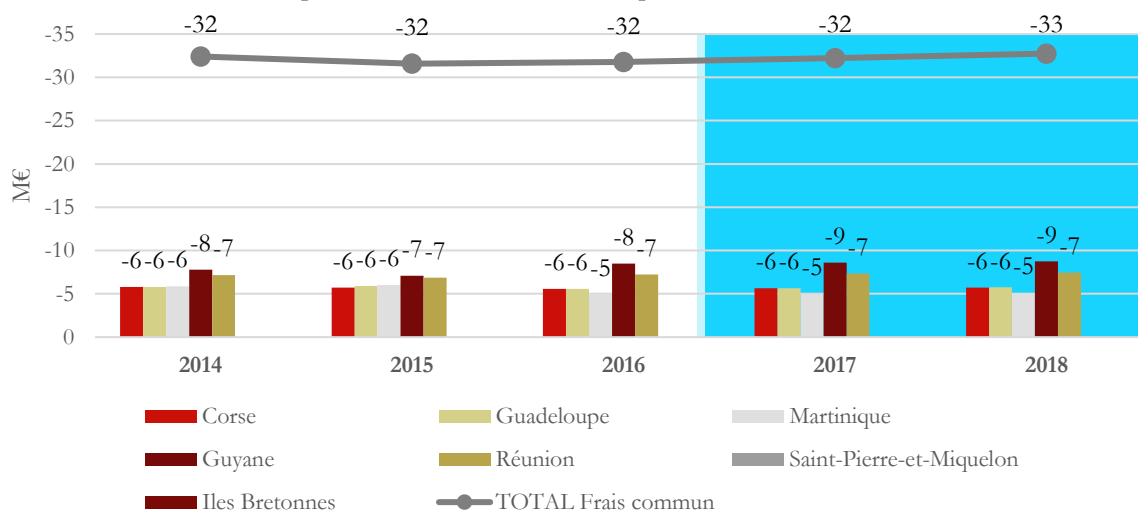


Tableau 76. Décomposition du poste de frais commun par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-6	-6	-1 %	-6	-2 %	-6	+1 %	-6	+2 %
Guadeloupe	-6	-6	+2 %	-6	-6 %	-6	+1 %	-6	+2 %
Martinique	-6	-6	+2 %	-5	-18 %	-5	+1 %	-5	+2 %
Guyane	-8	-7	-9 %	-8	+20 %	-9	+1 %	-9	+2 %
Réunion	-7	-7	-4 %	-7	+5 %	-7	+1 %	-7	+2 %
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-	0	-	0	-
TOTAL Frais commun	-32	-32	-3 %	-32	1 %	-32	1 %	-33	2 %

7.2.2.7.4. Analyse du poste de Direction SEI

Après une hausse de +19 % en 2015, les charges de Direction SEI sont restées stables à 11 M€ en 2016 et sur les années prévisionnelles 2017-2018.



Figure 121. Evolution du poste de Direction SEI par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle

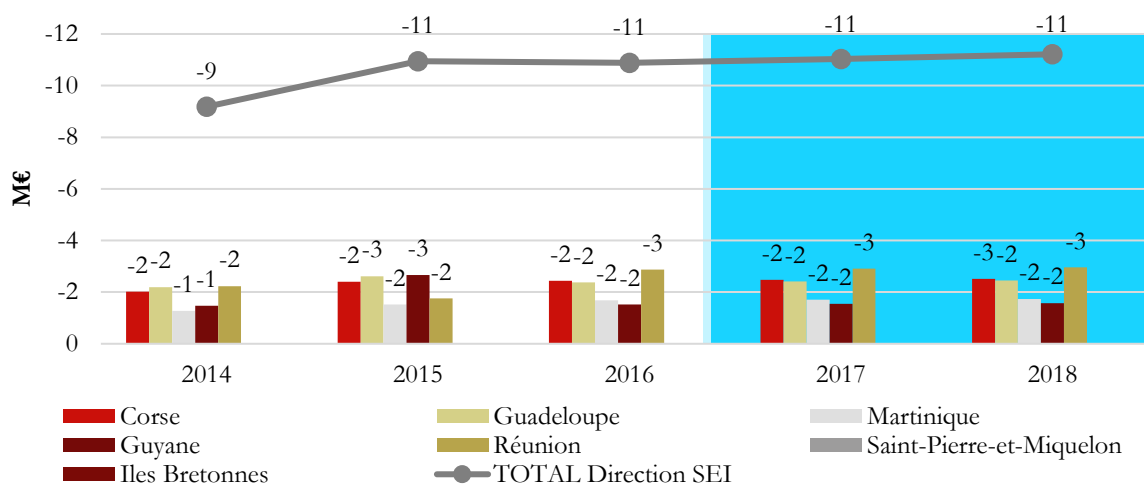


Tableau 77. Décomposition du poste de Direction SEI par territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-2	-2	+19 %	-2	0	-2	0	-3	0
Guadeloupe	-2	-3	+19 %	-2	0	-2	0	-2	0
Martinique	-1	-2	+19 %	-2	0	-2	0	-2	0
Guyane	-1	-3	+81 %	-2	0	-2	0	-2	0
Réunion	-2	-2	-21 %	-3	1	-3	0	-3	0
Saint-Pierre-et-Miquelon	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Iles Bretonnes	0	0	-	0	-	0	-	0	-
TOTAL Direction SEI	-9	-11	19 %	-11	-1 %	-11	1 %	-11	2 %

7.2.2.8. Rubrique charges indirectes EDF SA

Nous présentons ici la rubrique charges indirectes EDF SA au niveau du périmètre global ainsi que par territoire.

7.2.2.8.1. Evolution de la rubrique

[CONFIDENTIEL]

Figure 122. Evolution de la rubrique charges indirectes EDF SA au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]



Tableau 78. Décomposition de la rubrique charges indirectes EDF SA au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Prestataires	-24	-20	-15 %	-20	-1 %	-20	+1 %	-20	+2 %
[CONFIDENTIEL]									
TOTAL Charges indirectes	-26	-22	-13 %	-22	-3 %	-22	+1 %	-23	+2 %

7.2.2.8.2. Contenu de la rubrique charges indirectes EDF SA

Cette rubrique est constituée de 2 postes :

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique
		2014	2015	2016	
Prestataires	Facturations de la part des différentes entités du groupe EDF SA	-24	-20	-20	91 %
[CONFIDENTIEL]					
TOTAL		-26	-22	-22	100 %

7.2.2.8.3. Analyse du poste prestataires

Le poste prestataires représente 91 % des charges de la rubrique charges indirectes EDF SA. Son montant a baissé de -15 % à -20 M€ en 2015 puis -1 % à -20 M€ en 2016. L'île de la Réunion est le territoire ZNI qui dispose des charges prestataires les plus importantes.

La tendance pour les années prévisionnelles est à la hausse avec +1 % en 2017 et +2 % en 2018 à -20.4 M€.



Figure 123. Evolution du poste prestataire au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

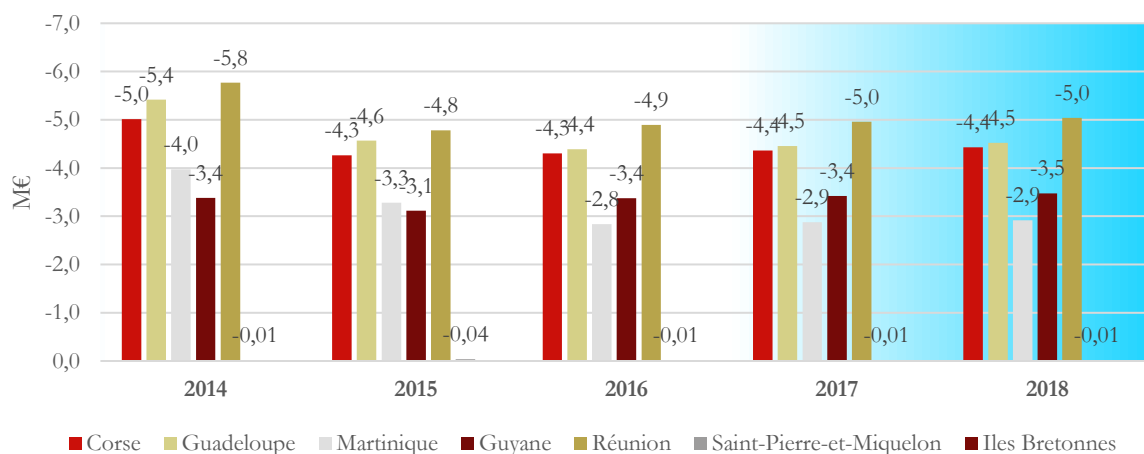


Figure 124. Décomposition du poste prestataire au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Corse	-5.0	-4.3	-15 %	-4.3	+1 %	-4.4	+1 %	-4.4	+2 %
Guadeloupe	-5.4	-4.6	-16 %	-4.4	-4 %	-4.5	+1 %	-4.5	+2 %
Martinique	-4.0	-3.3	-17 %	-2.8	-14 %	-2.9	+1 %	-2.9	+2 %
Guyane	-3.4	-3.1	-8 %	-3.4	+8 %	-3.4	+1 %	-3.5	+2 %
Réunion	-5.8	-4.8	-17 %	-4.9	+2 %	-5.0	+1 %	-5.0	+2 %
Saint-Pierre-et-Miquelon	-0.01	-0.04	+240 %	-0.01	-69 %	-0.01	+1 %	-0.01	+2 %
Iles Bretonnes	0.00	0.00	-	0.00	-	0.00	-	0.00	-
TOTAL Prestataires	-23.6	-20.0	-15 %	-19.8	-1 %	-20.1	+1 %	-20.4	+2 %

7.2.2.8.4. Analyse du poste charges centrales

[CONFIDENTIEL]

Figure 125. Evolution du poste charges centrales au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

Tableau 79. Décomposition du poste charges centrales au territoire d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.3. Recettes

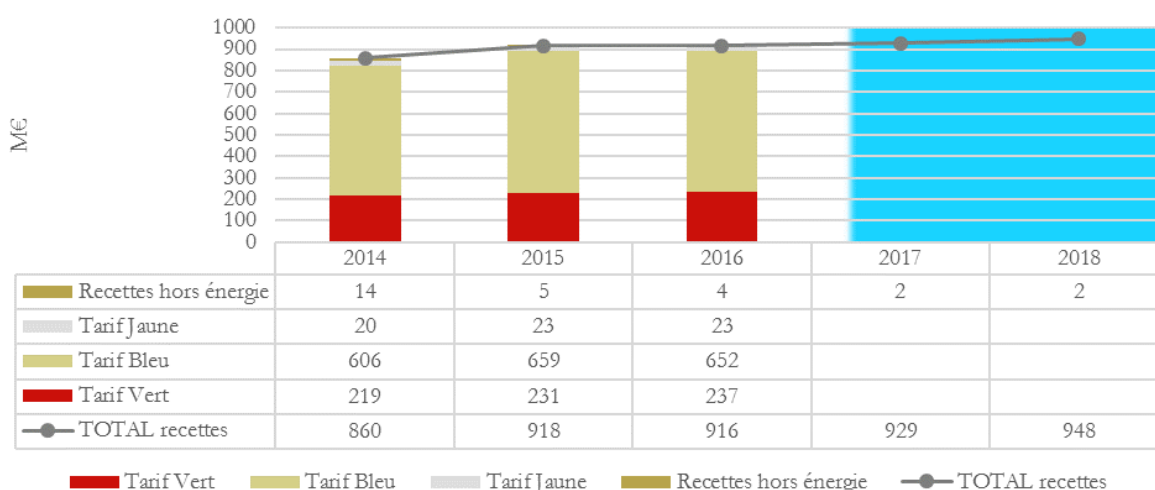
7.3.1. EDF SEI



Les recettes de vente d'énergie représentent quasiment l'intégralité des recettes d'EDF SEI avec une part de 99,4 % des recettes totales. En 2015, les recettes tarifaires ont progressé de +8 % à 913 M€. A ce titre, l'énergie injectée sur le réseau en 2015 est en hausse de 2,1 % par rapport à 2014. L'année 2016 a été marquée par des températures en moyenne au-dessus des normales observées, il en résulte une consommation d'électricité en retrait de -1,1 % par rapport à 2015 . Les recettes tarifaires 2016 ont légèrement baissé à 912 M€.

Selon les documents fournis par EDF SEI, la facturation du rattrapage tarifaire 2012-2013 a été comptabilisée en 2015 et 2016. Ces montants sont retraités des recettes tarifaires des années respectives.

Figure 126. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018



Cette rubrique est constituée de 4 postes :

Tableau 80. Contenu de la rubrique Recettes

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
Recettes hors énergie	Recettes hors énergie (vente matériel, loyer, prestations SI et télécom, etc.)	14	5	4	0.4 %
Tarif jaune	Recettes de la vente d'électricité sur le segment des tarifs jaunes	20	23	23	2.5 %
Tarif bleu	Recettes de la vente d'électricité sur le segment des tarifs bleus	606	659	652	71 %
Tarif vert	Recettes de la vente d'électricité sur le segment des tarifs verts	219	231	237	26 %
TOTAL		860	918	916	100 %

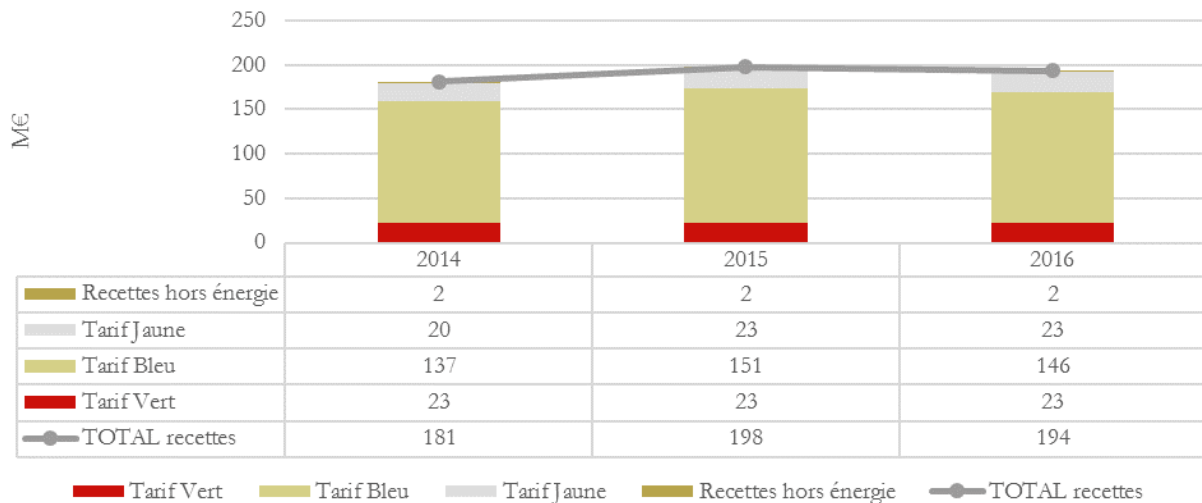
7.3.2. Analyses par territoire



7.3.2.1. Corse

Les recettes globales de la Corse ont progressé de 9 % en 2015 à 198 M€ puis ont baissé de -2 % en 2016 à 194 M€.

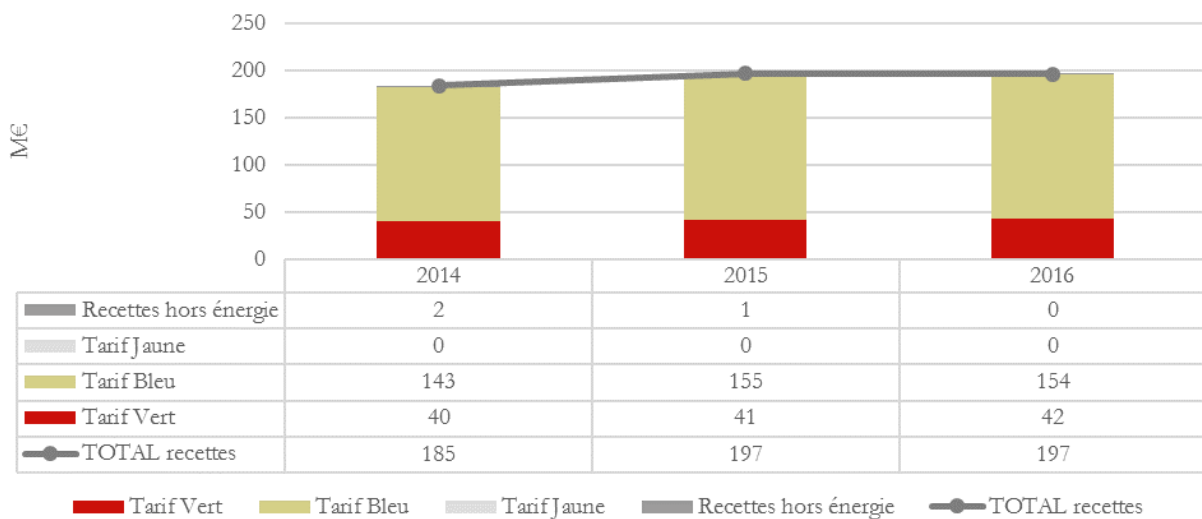
Figure 127. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016



7.3.2.2. Guadeloupe

Les recettes totales de la Guadeloupe ont progressé de +7 % en 2015 à 197 M€ et sont restées stables en 2016.

Figure 128. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

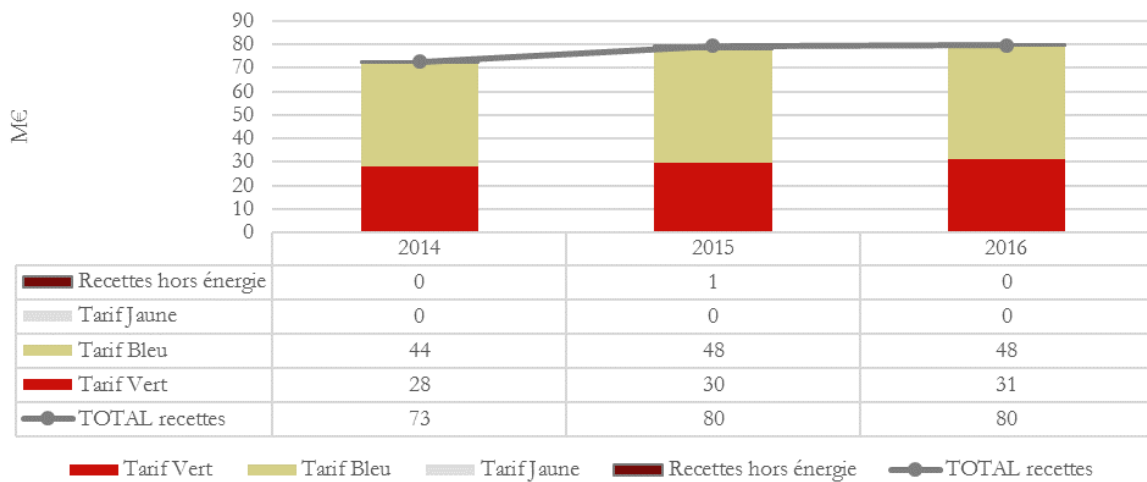




7.3.2.3. Guyane

Les recettes totales de la Guyane ont progressé de 9 % en 2015 à 80 M€ et sont restées stables en 2016.

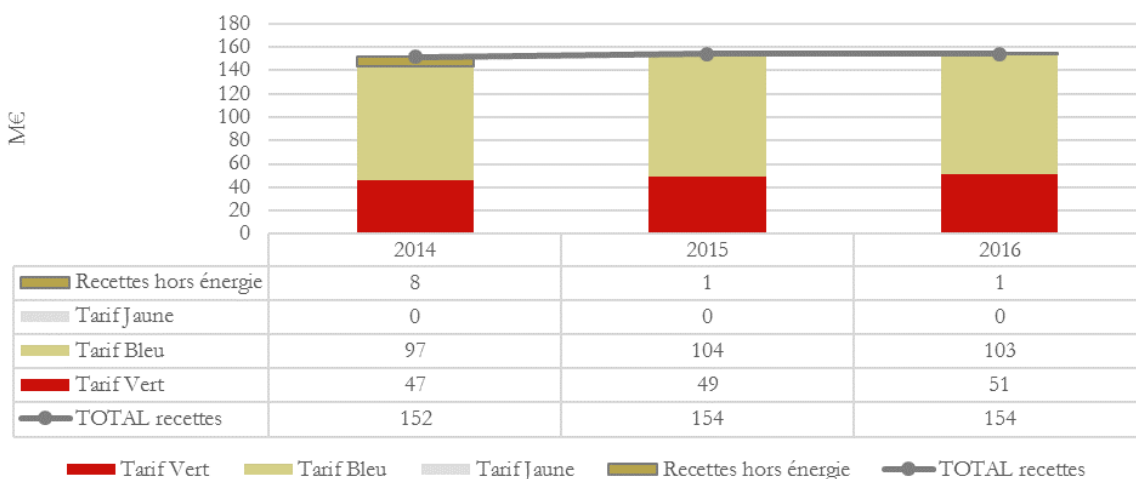
Figure 129. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016



7.3.2.4. Martinique

Les recettes totales de la Guyane ont progressé de 2 % en 2015 à 154 M€ et sont restées stables en 2016.

Figure 130. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

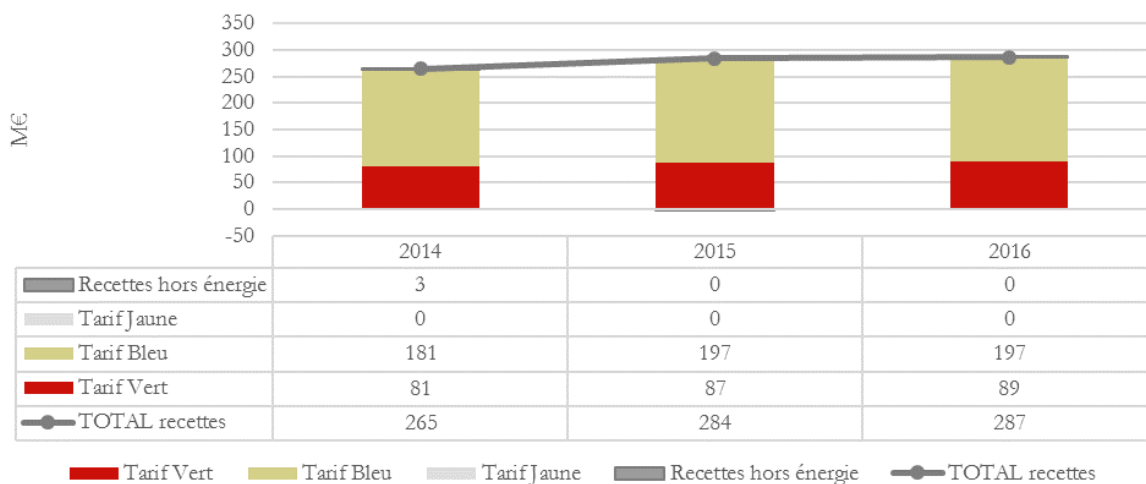


7.3.2.5. Ile de la Réunion



Les recettes totales de la Guyane ont progressé de +7 % en 2015 à 284 M€ et de +1 % à 287 M€ pour 2016. L'île de la Réunion est le territoire est celui générant le plus de recettes dans le périmètre d'EDF SEI.

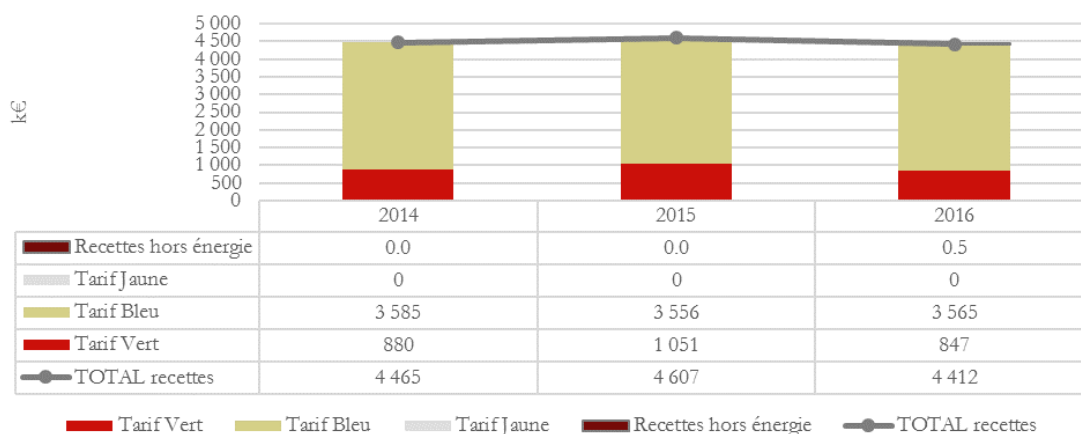
Figure 131. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016



7.3.2.6. Saint-Pierre-et-Miquelon

En 2015, les recettes de Saint-Pierre-et-Miquelon bretonnes progressent de +3 % à 4,6 M€ puis baissent de -4 % à 4,4 M€ en 2016.

Figure 45. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre de Saint Pierre et Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016

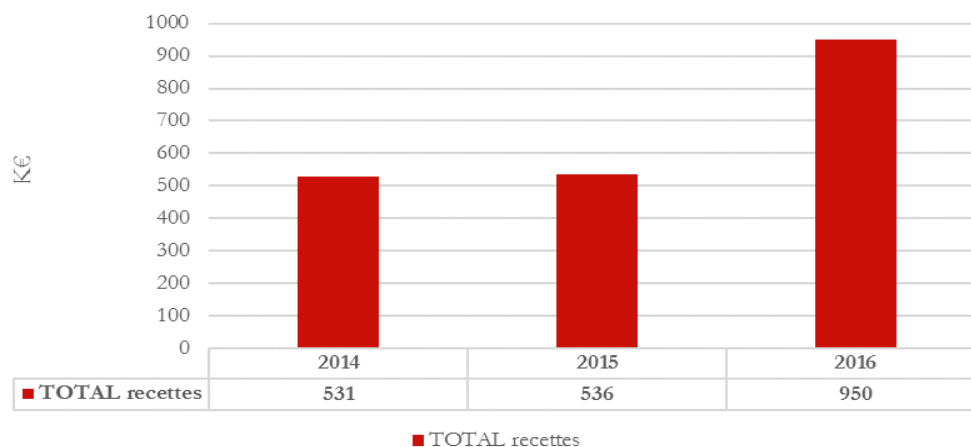


7.3.2.7. Iles bretonnes

En 2015, les recettes des îles bretonnes augmentent de +1 % à 536 k€ en 2015 puis de +75 % à 950 k€ en 2016.



Figure 44. Evolution et décomposition des recettes énergie et hors énergie au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016



7.4. Charges de capital

Nous présentons ici l'évolution et la décomposition des charges de capital supportées par EDF SEI.

7.4.1. EDF SEI

Au niveau du périmètre global d'EDF SEI, les charges liées à la rémunération du capital à 11 % ont augmenté en 2015 de +3 % à -87 M€ alors que parallèlement les charges de la rémunération du capital à 7.25 % ont baissé de -4 %. Les charges des dotations aux amortissements ont légèrement baissé en 2015 de -3 % puis ont augmenté de +6 % en 2016 à -73 M€. La tendance globale des charges du capital pour 2018 est à la baisse.

Figure 132. Evolution des charges de capital au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

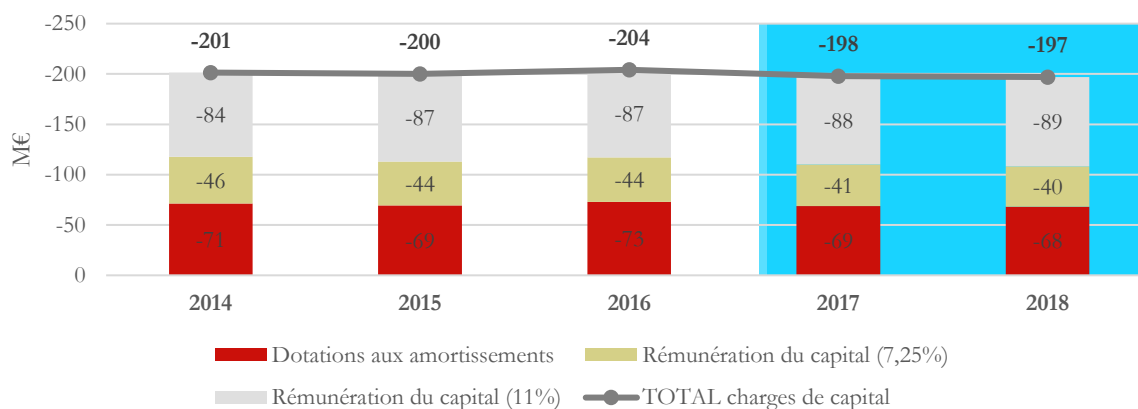




Tableau 81. Décomposition des charges de capital au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-71	-69	-3 %	-73	+5 %	-69	-6 %	-68	-1 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-46	-44	-6 %	-44	+1 %	-41	-6 %	-40	-4 %
Rémunération du capital (11 %)	-84	-87	+4 %	-87	-0 %	-88	+1 %	-89	+1 %
TOTAL charges de capital	-201	-200	-1 %	-204	+2 %	-198	-3 %	-197	-1 %

Cette rubrique est constituée de 3 postes :

Tableau 82. Contenu de la rubrique Charges de capital

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique
		2014	2015	2016	
Dotations aux amortissements	Charges comptabilisation la dépréciation des actifs	-71	-69	-73	38 %
Rémunération du capital (7,25 %)	Charges pour la rémunération à 7.25 % des capitaux investis	-46	-44	-44	22 %
Rémunération du capital (11 %)	Charges pour la rémunération à 11 % des capitaux investis	-84	-87	-87	43 %
TOTAL		-201	-200	-204	100 %

7.4.2. Analyses par territoire

7.4.2.1. Corse

Les charges de capital de la Corse se sont élevées à -60 M€ en 2016 en hausse de +3 % par rapport à 2015. La rémunération du capital à 11 % représentait plus de la moitié de ces charges avec -35 M€. Les charges ont augmenté à - 60 M€ en 2016 alors que la tendance pour 2018 est baissière à - 58 M€.



Figure 1337. Evolution des charges de capital au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

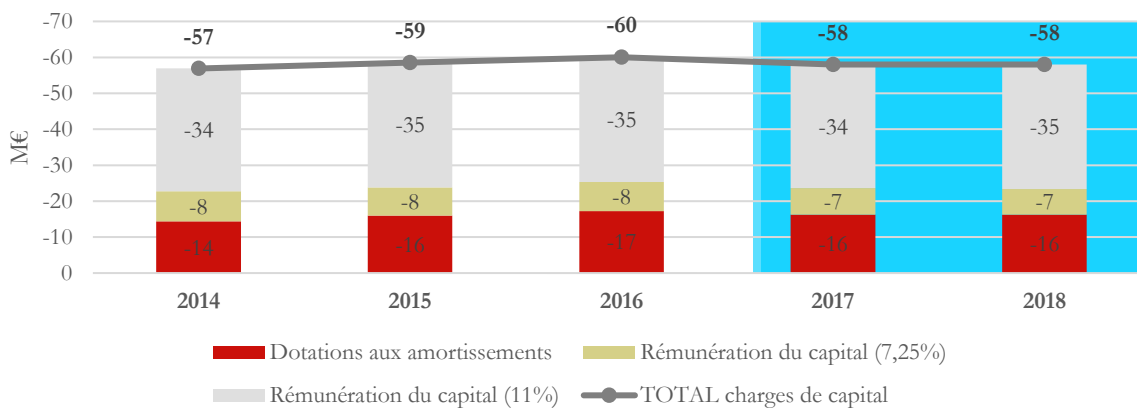


Tableau 83. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-14	-16	+11 %	-17	+8 %	-16	-6 %	-16	+0 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-8	-8	-6 %	-8	+2 %	-7	-8 %	-7	-5 %
Rémunération du capital (11 %)	-34	-35	+2 %	-35	-0 %	-34	-1 %	-35	+1 %
TOTAL charges de capital	-57	-59	+3 %	-60	+3 %	-58	-3 %	-58	-0 %

7.4.2.2. Guadeloupe

Les charges de capital de la Guadeloupe se sont élevées à -30 M€ en 2016 en hausse de +4 %. Les dotations aux amortissements et la rémunération du capital à 11 % représentaient, à eux deux, plus de 90 % des charges de capital. Les charges ont augmenté de +4 % en 2015 à -32 M€ puis baissent depuis 2016 pour atteindre -27 M€ en 2018.



Figure 134. Evolution des charges de capital au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

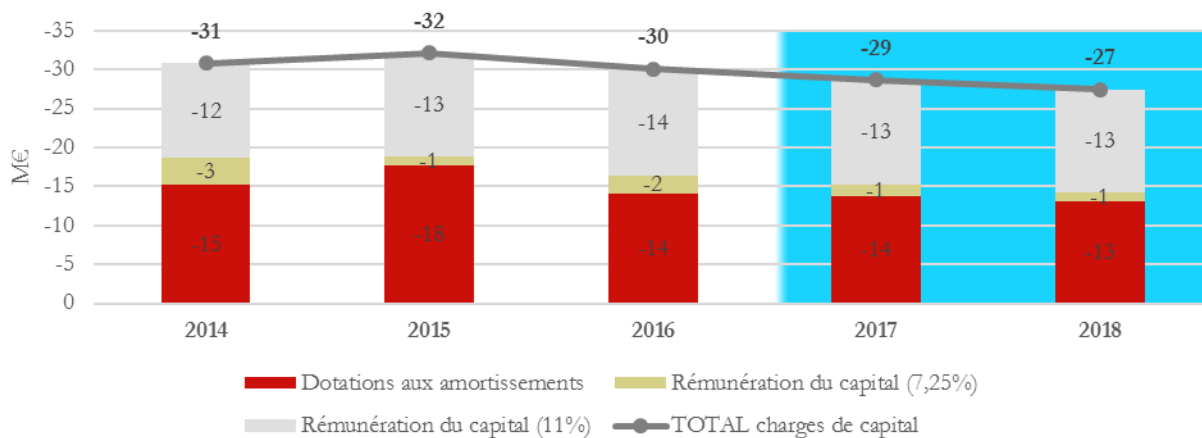


Tableau 84. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-15	-18	+16 %	-14	-21 %	-14	-2 %	-13	-6 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-3	-1	-66 %	-2	+108 %	-1	-38 %	-1	-13 %
Rémunération du capital (11 %)	-12	-13	+9 %	-14	+3 %	-13	-2 %	-13	-2 %
TOTAL charges de capital	-31	-32	+4 %	-30	-6 %	-29	-5 %	-27	-4 %

7.4.2.3. Guyane

Les charges de capital de la Guyane ont augmenté de +3 % en 2015 à -47 M€ puis sont restées stables en 2016. La tendance pour 2017 et 2018 est légèrement haussière avec +3 %.

Figure 135. Evolution des charges de capital au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

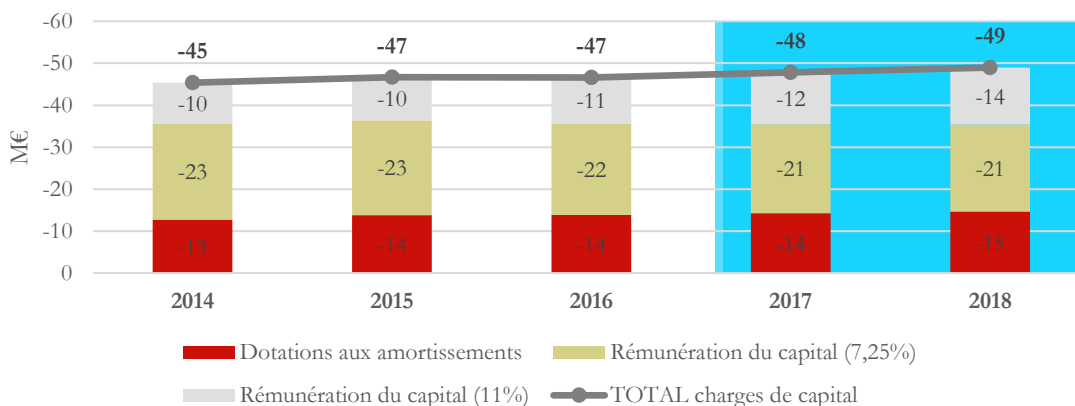




Tableau 85. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-13	-14	+9 %	-14	+0 %	-14	+3 %	-15	+3 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-23	-23	-1 %	-22	-4 %	-21	-2 %	-21	-2 %
Rémunération du capital (11 %)	-10	-10	+5 %	-11	+7 %	-12	+12 %	-14	+10 %
TOTAL charges de capital	-45	-47	+3 %	-47	-0 %	-48	+3 %	-49	+2 %

7.4.2.4. Martinique

Les charges de capital de la Martinique ont baissé de -22 % à -27 M€ en 2015 et -6 % à 25 M€ pour 2016. Celles-ci augmenteront en 2017 de +8 % et +3 % en 2018 pour atteindre -26 M€.

Figure 136. Evolution des charges de capital au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

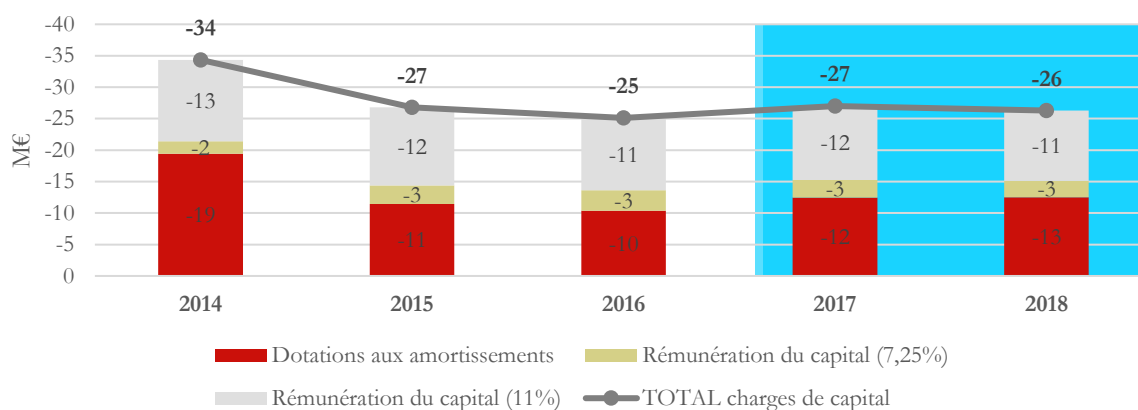


Tableau 86. Décomposition des charges de capital au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-19	-11	-41 %	-10	-9 %	-12	+20 %	-13	+0 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-2	-3	+50 %	-3	+10 %	-3	-14 %	-3	-7 %
Rémunération du capital (11 %)	-13	-12	-4 %	-11	-8 %	-12	+2 %	-11	-5 %
TOTAL charges de capital	-34	-27	-22 %	-25	-6 %	-27	+8 %	-26	-3 %

7.4.2.5. Ile de la Réunion

Après une baisse de -1 % en 2015, les charges de capital de l'île de la Réunion ont augmenté de +19 % à -31 M€ en 2016.



Figure 137. Evolution des charges de capital au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

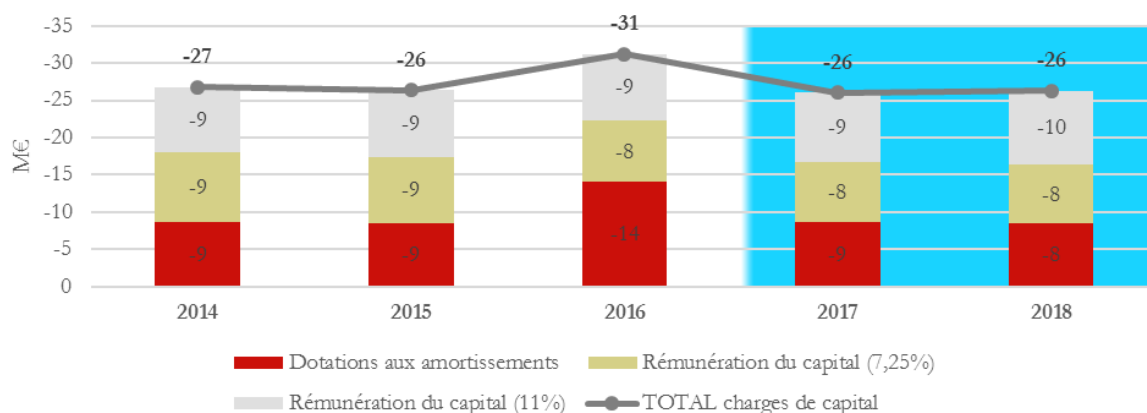


Tableau 87. Décomposition des charges de capital au périmètre de l'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-9	-9	-2 %	-14	+64 %	-9	-39 %	-8	-1 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-9	-9	-6 %	-8	-7 %	-8	-1 %	-8	-3 %
Rémunération du capital (11 %)	-9	-9	+3 %	-9	+0 %	-9	+4 %	-10	+6 %
TOTAL charges de capital	-27	-26	-1 %	-31	+19 %	-26	-17 %	-26	+1 %

7.4.2.6. Saint-Pierre-et-Miquelon

Nous ne disposons pas d'informations sur les charges de capital de Saint-Pierre-et-Miquelon.

7.4.2.7. Iles bretonnes

Après une baisse de 7 % en 2015, les charges de capital des îles bretonnes ont augmenté de +6 % en 2016 à -600 k€.



Figure 138. Evolution des charges de capital au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

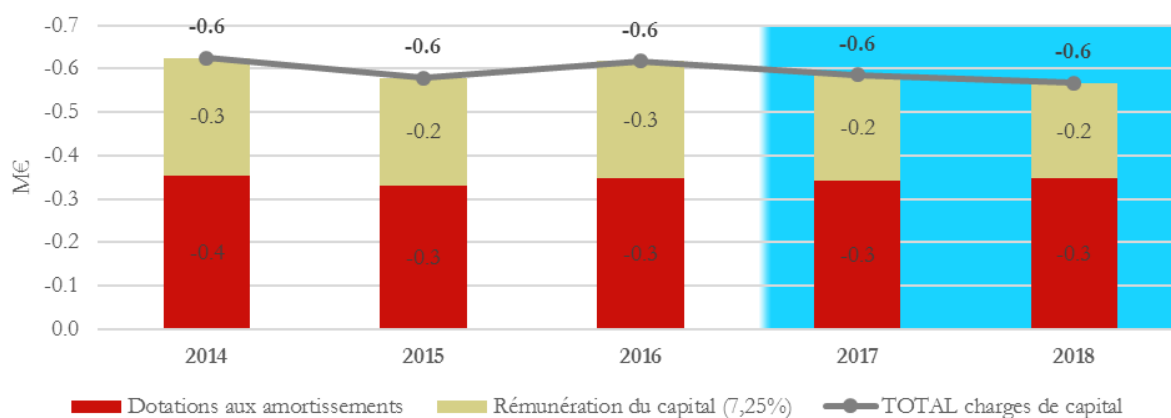


Tableau 88. Décomposition des charges de capital au périmètre des îles bretonnes d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Dotations aux amortissements	-0,4	-0,3	-6 %	-0,3	+5 %	-0,3	-2 %	-0,3	+2 %
Rémunération du capital (7,25 %)	-0,3	-0,2	-9 %	-0,3	+9 %	-0,2	-9 %	-0,2	-10 %
Rémunération du capital (11 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL charges de capital	-0,6	-0,6	-7 %	-0,6	+6 %	-0,6	-5 %	-0,6	-3 %

7.5. Charges de MDE

Dans cette partie nous présentons l'évolution et la décomposition des charges liées aux dépenses pour des actions de MDE (maîtrise de la demande d'énergie) au niveau du périmètre global d'EDF SEI puis par territoire.

7.5.1. EDF SEI

En 2016 la montée en puissance des activités de MDE se poursuit dans les centres, avec des aides commerciales en hausse de 30 % en moyenne sur l'ensemble des territoires. Les charges de MDE ont atteint 48 M€ en 2016 soit +23 % par rapport à 2015. Les prévisions tablent sur des hausses de +10 % en 2017 et 2018 pour atteindre – 59 M€.

Les détails par territoire sont disponibles dans les tableaux suivants. En l'absence d'information détaillée de la part d'EDF SEI concernant les variations annuelles, nous avons utilisé les rapports annuels des CAC pour détailler les éléments explicatifs principaux.

Figure 139. Evolution des dépenses MDE (Maîtrise de la demande en énergie) au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

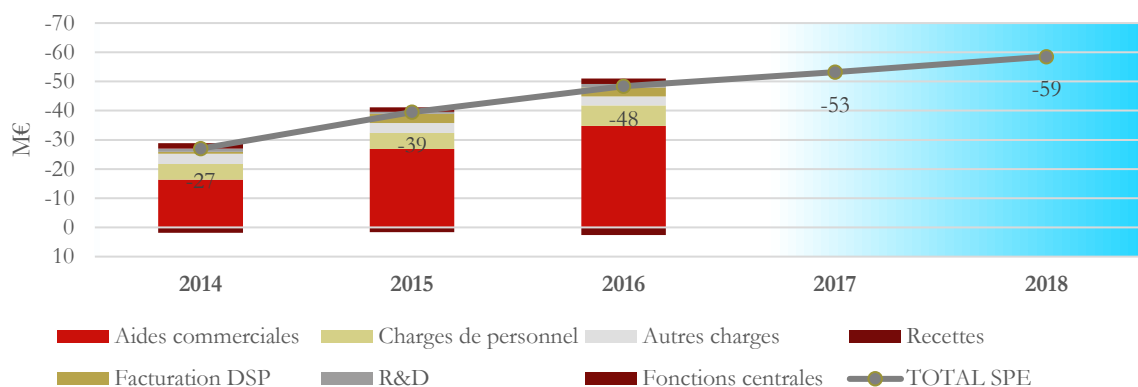


Tableau 89. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre global d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

M€	2014	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%
Aides commerciales	-16	-27	+64 %	-35	+30 %	Prévisions non disponibles à ce niveau de détail			
Charges de personnel	-5	-6	+4 %	-7	+24 %				
Autres charges	-3	-3	-3 %	-3	-9 %				
Recettes	2	2	-9 %	3	+59 %				
Facturation DSP	[CONFIDENTIEL]					Prévisions non disponibles à ce niveau de détail			
R&D									
Fonctions centrales									
TOTAL SPE	-27	-39	46 %	-48	23 %	-53	10 %	-59	10 %

Cette rubrique contient 6 postes :

Tableau 90. Contenu de la rubrique MDE

Poste	Description	Montant Réalisé (M€ courants)			Part au sein de la rubrique 2016
		2014	2015	2016	
Aides commerciales	Aides octroyées par EDF SEI pour promouvoir des solutions d'efficacité énergétique	-16	-27	-35	72 %
Charges de personnel	Charges de personnel relatives l'activité de MDE	-5	-6	-7	14 %
Autres charges	Toutes les autres charges relatives aux MDE	-3	-3	-3	6 %
Recettes	Recette de la vente des actions MDE	2	2	3	-5 %
Facturation DSP	Quote-part de la MDE dans la facturation de la direction des services partagés	[CONFIDENTIEL]			
R&D	Quote-part de la MDE dans les charges de R&D				



Fonctions centrales	Quote-part de la MDE dans les charges centrales				
TOTAL		-27	-39	-48	100 %

7.5.2. Analyses par territoire

[CONFIDENTIEL]

Figure 140. Evolution des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) de EDF SEI par territoire sur la période réalisée 2014-2016

[CONFIDENTIEL]

7.5.2.1. Corse

Tableau 91. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Corse d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.5.2.2. Guadeloupe

Tableau 92. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Guadeloupe d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.5.2.3. Guyane

Tableau 93. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Guyane d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.5.2.4. Martinique

Tableau 94. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de la Martinique d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.5.2.5. Île de la Réunion

Tableau 95. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre d'île de la Réunion d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]

7.5.2.6. Saint-Pierre-et-Miquelon

Tableau 96. Décomposition des dépenses MDE (Maitrise de la demande en énergie) au périmètre de Saint-Pierre-et-Miquelon d'EDF SEI sur la période réalisée 2014-2016 et prévisionnelle 2017-2018

[CONFIDENTIEL]



7.5.2.7. Iles bretonnes

[CONFIDENTIEL]

8. Indicateurs de performance

8.1. Synthèse des résultats clés

EDF SEI suit 24 indicateurs de performances sur l'ensemble de la chaîne (production, transport et distribution, MDE et commercialisation). Comme nous allons le détailler, les indicateurs suivis par EDF SEI sont principalement concentrés sur l'activité distribution.

Dans le Tableau 97, nous avons listé les indicateurs suivis par EDF SEI en les classant en 7 catégories :

- Pertes ;
- Qualité d'alimentation ;
- Production ;
- Maitrise d'énergie ;
- Qualité de service ;
- Maitrise des charges et critère économique ;
- QVST.

Parmi les 24 indicateurs, 7 sont suivis dans le cadre du TURPE 4 et concernent donc spécifiquement l'activité Réseau/distribution. En complément, 6 indicateurs de qualité d'alimentation concernent l'activité réseau. Les 11 indicateurs restants sont soit spécifiques à une autre activité, soit concernent toutes les activités.

Ainsi, il y a au total 2 indicateurs de production, 2 indicateurs MDE, 13 indicateurs réseau/distribution et 7 indicateurs toutes activités.

Tableau 97. Liste des indicateurs actuellement suivis et des activités concernées

Catégorie	Indicateur	Activité
Pertes	Pertes (%)	Toutes
Qualité d'alimentation	Critère B (min)	Distribution
	Qf : qualité fourniture (%)	Distribution
	FMC-BT (%)	Distribution
	FMC-HTA (%)	Distribution
	Critère M (min)	Distribution



	Cmat : Qualité tension (%)	Distribution
Production	Kd (%)	Production
	Coût moyen de production (€/MWh)	Production
Maitrise d'énergie	CSPE évité (M€)	MDE
	CEE (GWh)	MDE
Qualité de service	RDV Planifiés non respectés	Distribution (TURPE)
	Nombre de réclamations pour propositions de raccordement envoyées hors délai	Distribution (TURPE)
	Taux de réponses aux réclamations dans les délais (sous 30 jours)	Distribution (TURPE)
	Taux de compteurs avec au moins une relève annuelle	Distribution (TURPE)
	Nombre de réclamations	Distribution (TURPE)
	Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages	Distribution (TURPE)
	Taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement	Distribution (TURPE)
Maitrise des charges et critère économique	Investissements	Toutes
	Charges d'exploitation	Toutes
	Besoin en fond de roulement	Toutes
	EBITDA	Toutes
	Proxy cash	Toutes
QVST	Taux de fréquence d'accidents de travail	Toutes

Nous avons dans un premier temps comparé les indicateurs publiés par EDF SEI entre les territoires ZNI, lorsque ces indicateurs sont détaillés par territoire.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse de ces comparaisons entre territoires :

Tableau 98 : Synthèse des indicateurs suivi par EDF SEI et comparaison des territoires

Catégorie	Indicateur	Territoire le plus performant	Territoire le moins performant	Commentaires
Pertes	Pertes (%)	SPM (4 %)	Corse (12,3 %)	SPM présente un taux de perte relativement meilleur que les autres territoires



Qualité d'alimentation	Critère B (min)	Corse (163)	Martinique (604)	La Martinique présente une qualité de fourniture dégradée tandis que la Réunion semble être le territoire le plus performant
	Qf : qualité fourniture (%)	Réunion (3,4)	Martinique (39,8)	
	FMC-BT (%)	Réunion (2,45)	Martinique (8,7)	
	FMC-HTA (%)	Réunion (1,4)	Guyane (10,6)	
	Critère M (min)	Réunion (91)	Martinique (335)	
	Cmat : Qualité tension (%)	Guyane (1 %)	Réunion (4 %)	
Production	Kd (%)	Corse (93,2)	Guyane (64)	Indicateurs dépendants du mix du territoire
	Coût moyen de production (€/MWh)	Réunion (164)	Guadeloupe (408)	
Maitrise d'énergie	CSPE évité (M€)	Réunion (32,9)	Guyane (11)	La Réunion est la mieux placée en termes de MDE
	CEE (GWh)	Réunion (876)	Guyane (225)	
Qualité de service	RDV Planifiés non respectés	Martinique (7,5)	Guadeloupe (33,7)	Incitation financière TURPE : La Guadeloupe se positionne dans la fourchette basse, tandis que la Martinique et la Corse réalisent les meilleurs niveaux d'indicateurs en qualité de service
	Nombre de réclamations pour propositions de raccordement envoyées hors délai	Corse (0)	Guadeloupe (1)	Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Taux de réponses aux réclamations dans les délais (sous 30 jours)	Corse (91 %)	Guyane (74 %)	Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Taux de compteurs avec au moins une relève annuelle	Martinique (96 %)	Corse (92 %)	Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Nombre de réclamations	<i>Détails par territoire non fournis par EDF SEI</i>		Suivi dans le cadre du TURPE 4
	Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages			Incitation financière TURPE 4
	Taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement			Suivi dans le cadre du TURPE 4
QVST	Taux de fréquence d'accidents de travail			Le taux de fréquence d'accidents de travail est en diminution sur la période 2014-2016
	Investissements	Comparaison peu pertinente du fait des différences entre ZNI		Toutes activités.



Maitrise des charges et critère économique	Charges d'exploitation	Ce sont des données absolues qui ne tiennent pas compte des caractéristiques spécifiques aux territoires et ne sont pas adaptées à un benchmark
	Besoin en fond de roulement	
	EBITDA	
	Proxy Cash	

Nous avons ensuite réalisé un benchmark international nous permettant de juger des performances d'EDF SEI. Ainsi, nous pouvons noter que :

- EDF SEI est dans le dernier quartile pour le critère Taux de Pertes.
- EDF SEI est dans la moyenne concernant les critères de qualité de fourniture électrique.
- EDF SEI est dans le dernier quartile en comparaison à d'autres opérateurs de taille comparable pour les critères de qualité de service comparés.
- EDF SEI a de bons résultats concernant les taux d'accident de travail en comparaison avec des entreprises du même secteur.

Tableau 99 : Synthèse des résultats du Benchmark

Critère	1er quartile	2e quartile	3e quartile	4e quartile	Nombre d'échantillons
Taux de Pertes				X	18
Critère B			X		16
FMC			X		9
CAIDI		X			11
Kd					13
Traitement des réclamations				X	5
Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois dans l'année				X	8
Taux d'accidents de travail	X				5

8.2. Méthodologie

Nous avons dans un premier temps analysé les différents indicateurs de performance utilisés par SEI : leur définition, leur niveau de détail, leur valeur par territoire, la présence ou non d'une trajectoire prévisionnelle et d'un objectif. Cette analyse nous a permis, lorsque le niveau de détail le permettait de comparer les territoires d'EDF SEI entre eux.

Ensuite, afin d'apprécier les indicateurs et de juger de la performance de EDF SEI, nous avons réalisé un benchmark comparant les territoires d'EDF SEI à d'autres territoires insulaires ou à la France métropolitaine continentale. En effet, le fait que les territoires d'EDF SEI soient des ZNI conduit à des contraintes supplémentaires sur le réseau et la qualité d'alimentation, ce qui rend non pertinent la comparaison avec des opérateurs continentaux. Néanmoins, les performances relatives



à la qualité de service ne sont pas spécifiques aux îles et à leur réseau, une comparaison avec la France continentale reste donc pertinente.

Dans cette section nous exposons la méthodologie suivie pour notre benchmark, en indiquant les territoires sélectionnés ainsi que les critères de performance conservés pour établir une comparaison.

8.2.1. Les territoires du Benchmark international

Nous avons réalisé pour la plupart des indicateurs existants une comparaison avec un certain nombre de territoires européens et /ou îliens de manière à comparer les territoires ZNI avec d'autres territoires. Nous avons choisi pour ce faire des territoires pour lesquels nous avons des informations comparables. Certains ont été utilisés pour plusieurs benchmarks lorsque les opérateurs énergéticiens publient des informations suffisamment précises pour pouvoir être exploitées. D'autres opérateurs ne publient que quelques indicateurs, ce qui réduit leur présence à un nombre limité de benchmarks.

De plus, nous avons choisi les territoires à comparer suivant le type de benchmark concerné. Ainsi, concernant des critères de qualité de service, les territoires ZNI sont comparés à des territoires européens, et en particulier des ELDs françaises. Concernant d'autres critères de performance, lorsque les comparaisons ne s'avèrent pas pertinentes avec des territoires de France Métropolitaine (pertes, qualité d'alimentation), nous avons focalisé nos comparaisons avec des territoires îliens.

Les territoires que nous avons utilisés pour effectuer les comparaisons sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 100. Liste des territoires utilisés pour effectuer le benchmark

Territoire	Type
Barbades	Ile
Bermudes	Ile
Cap Vert / Cabo Verde	Ile
Chypre / Cyprus	Ile
Dominique	Ile
Fidji	Ile
France (ENEDIS)	GRD
France (Mayotte)	Ile
France (Metz)	ELD
France (Nouvelle Calédonie)	Ile
France (Strasbourg)	ELD
France (Vienne)	ELD
Grand Cayman	Ile
Grenade	Ile



Guernsey	Ile
Hawai	Ile
Hawai (HECO)	Ile
Hawai (HEI)	Ile
Hawai (HELCO)	Ile
Hawai (MECO)	Ile
Italie (Sicile)	Ile
Italie (Sardaigne)	Ile
Jamaïque	Ile
Jersey	Ile
Malte	Ile
Man	Ile
Sainte Lucie	Ile
Salomon Island	Ile
Trance (Tahiti)	Ile
Trinidad et Tobaggio	Ile

8.2.2. Les critères retenus pour le Benchmark international

Les critères de performance EDF SEI que nous avons pu comparer dans le benchmark sont les suivants :

Tableau 2 : Indicateurs de performance utilisés dans le benchmark

Critère	Périmètre de comparaison
Taux de Pertes	Territoires insulaires
Critère B	Territoires insulaires
FMC	Territoires insulaires
CAIDI*	Territoires insulaires
Kd	Territoires insulaires
Taux de Traitement des réclamations dans les 30 jours	France métropolitaine
Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois dans l'année	France métropolitaine+ territoires insulaires
Taux d'accidents de travail	Territoires insulaires



Il est à noter que le critère CAIDI n'est pas directement utilisé par EDF SEI. Mais il est possible de le calculer à partir de deux critères publiés par EDF SEI. Aussi, Schwartz and Co a décidé de l'inclure dans la liste des critères comparés.

Les autres indicateurs EDF SEI sont difficilement comparables du fait d'une définition de l'indicateur propre à EDF SEI, ou spécifique à son activité.

Tableau 123 : Indicateurs de performance ne faisant pas l'objet d'un benchmark

Critère	Commentaires
Critère M	Définition différente de ce qui est classiquement utilisé (CAIDI)
Volume de CEE	Dépend du volume de vente
CSPE évitée	Spécifique à EDF SEI
Indicateur de Qualité de tension	Dépend des paramètres de calcul de l'indicateur
Cout moyen de production	Dépend fortement du mix électrique du territoire
Critère de Qualité de fourniture	Définition d'évènement exceptionnel modifiée en 2016
Nombre de réclamations	Dépend du volume d'activité
Taux respect de la date de mise en exploitation des ouvrages	
Taux de respect délais d'envoi propositions de raccordement	
RDV Planifiés non respectés	Dépend du volume d'activité
Réclamations pour propositions raccordement envoyées hors délai	Dépend du volume d'activité

8.3. Indicateurs de performance suivis par EDF SEI

Dans cette section, nous étudions chaque indicateur suivi par EDF SEI sur les territoires ZNI.

8.3.1. Taux de pertes électriques

Le taux de pertes électriques représente la part de l'électricité injectée dans le réseau qui n'est pas ensuite distribuée aux clients finals d'EDF SEI. Ces pertes peuvent être de deux natures :

- techniques
- non-techniques



Les pertes techniques résultent du transit d'énergie active et réactive dans le réseau au cours de processus de transport. Les pertes en « énergie » et en « puissance » dans le réseau de transport sont un phénomène propre au processus de transport de l'énergie électrique (pertes par effet joule, pertes par hystérésis, par courant de Foucault, par effet couronne, etc.). Il est généralement possible de les réduire mais pas de les supprimer. Leur volume dépend directement des caractéristiques des ouvrages existants et de leurs modes d'exploitation.

L'analyse des pertes techniques est un problème simple en théorie, mais complexe dans la pratique du fait de la variété des réseaux et des charges et de l'interaction existant entre puissance et énergie. Des méthodes éprouvées permettent d'accéder à un diagnostic par niveau de tension et par cause ou siège des pertes. Des indicateurs permettent de mesurer ces pertes et d'effectuer des benchmarks.

Les pertes non techniques ou « commerciales » résultent quant à elles de dysfonctionnements des processus de mesure, de relève, de comptabilisation, de facturation et de recouvrement de l'énergie consommée par la clientèle. Leur importance dépend directement de la qualité de gestion de la clientèle.

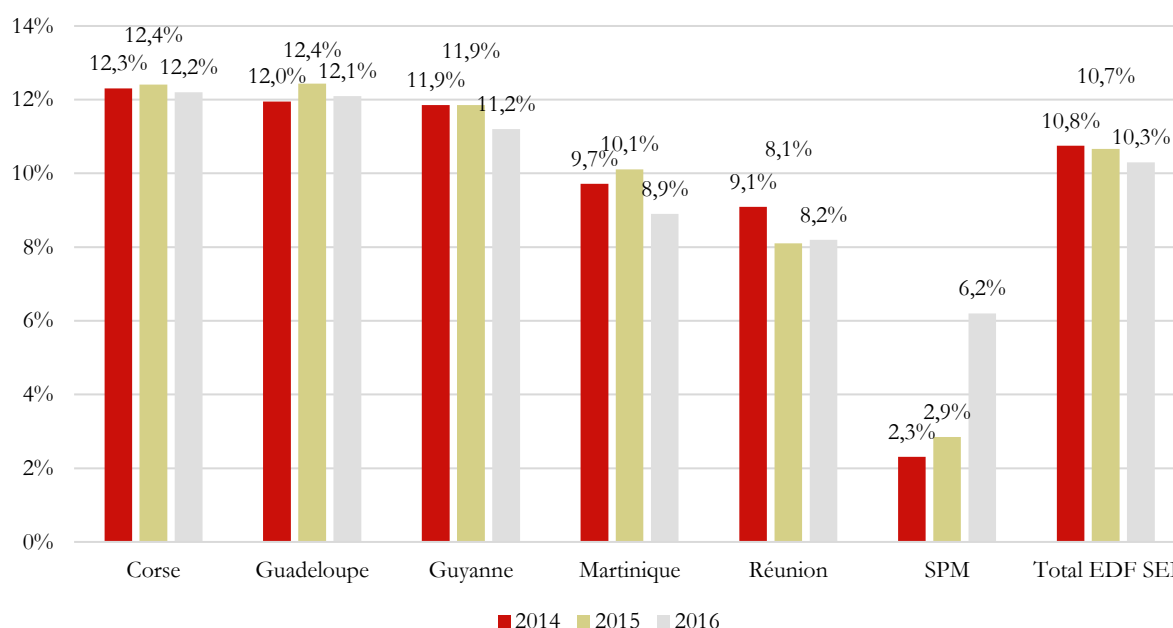
EDF SEI suit uniquement le taux de pertes électriques totales (i.e. la somme des pertes techniques et non techniques), par rapport à l'électricité totale injectée sur le réseau, à partir de son bilan électrique.

Sur la période 2014-2016, les pertes électriques ont globalement diminuées, passant de 10,75 % à 10,30 %. Des disparités entre les territoires peuvent néanmoins être observées comme par exemple à Saint Pierre et Miquelon, où les pertes totales ont constamment augmenté sur la période 2014 – 2016 alors que ce taux est relativement fluctuant sur les autres territoires. L'évolution du taux de pertes de Saint Pierre et Miquelon résulte essentiellement de la fiabilisation des outils de relève et d'un nouveau SI facturier qui a été mis en place. Ces deux événements survenus conjointement perturbent la chronique de pertes du territoire.

EDF SEI indique que des travaux de réduction des pertes non techniques ont été engagés dans ses territoires. EDF SEI mentionne spécifiquement des objectifs de taux de pertes électriques constants de 11 % sur la période 2018-2021, plus élevés que ceux observés sur la période 2014-2016. Cet objectif porte sur le bilan électrique de l'opérateur dans son ensemble, et n'est pas détaillé par territoire.



Figure 141. Taux de pertes électriques en pourcentage de la production injectée, par territoire sur la période 2014-2016



8.3.2. Indicateurs de qualité de fourniture

La qualité de l'électricité recouvre trois notions différentes : la continuité d'alimentation (coupures d'électricité), la qualité de l'onde de tension (phénomènes qui perturbent le fonctionnement des appareils électriques), et la qualité de service (relations avec les gestionnaires de réseaux notamment).

Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs. Cette responsabilité est partiellement encadrée, notamment par des textes législatifs et réglementaires et par certaines clauses incluses dans les différents contrats. En cas d'événements climatiques majeurs qui perturbent de façon exceptionnelle les réseaux, les gestionnaires de réseaux publics sont toutefois susceptibles d'être dérogés en partie de leur responsabilité, sous certaines conditions.

Les indicateurs suivis par EDF SEI concernant la continuité d'alimentation et la qualité de l'onde de tension sont analysés dans cette section du rapport. Les indicateurs de qualité de service sont analysés dans la section suivante du rapport.

EDF SEI réalise un suivi, d'un niveau de détail variable, de cinq critères de qualité de fourniture :

- le « critère B »,
- l'indicateur de qualité de fourniture Q_f ,
- l'indicateur de qualité de tension CMA_T ,
- l'indicateur de fréquence moyenne de coupure FMC,



- le « critère M »

Une trajectoire prévisionnelle sur la période 2017-2020 n'existe que pour le « critère B », EDF SEI indiquant que les autres indicateurs sont en cours de fiabilisation.

Les résultats présentés dans cette partie sont calculés à partir de définitions retenues et fournies par EDF SEI. Ces définitions peuvent différer de celles retenues par la CRE dans la délibération TURPE 5.

8.3.2.1. Critère B

8.3.2.1.1. Période 2014-2016

Le critère B, également appelé *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), permet de mesurer la durée moyenne cumulée des coupures électriques dans une année pour un client. Il se calcule en effectuant le ratio du temps cumulé de coupures aux points de livraison BT par le nombre points de livraison BT.

EDF SEI mesure le critère B depuis 2000 par territoire, et depuis 2004 par nature et origine des coupures :

- Critère B « production » (parc EDF et production tiers)
- Critère B « transport » (HTB et postes-sources)
- Critère B « HTA incidents et travaux »
- Critère B « BT incidents et travaux »
- Critère B « évènements sociaux »
- Critère B « évènement climatique de grande ampleur »

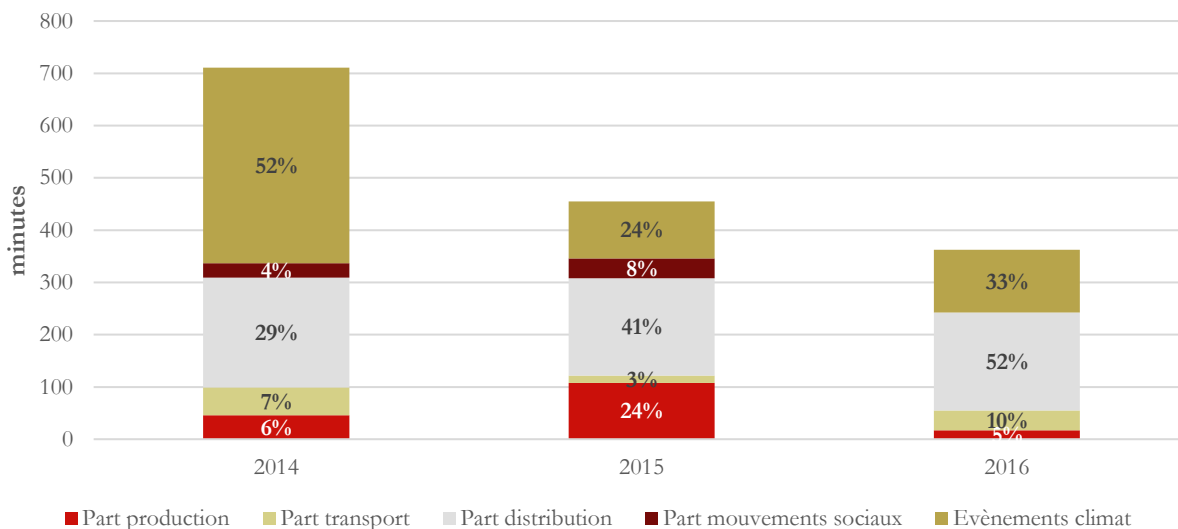
Tableau 101. Critère B suivi par EDF SEI sur la période 2014-2016

	2014		2015		2016	
	Min	%	Min	%	Min	%
Part production	46	6,4 %	108	23,8 %	17	4,8 %
Part transport	53	7,4 %	14	3,0 %	38	10,4 %
Part distribution	210	29,4 %	186	41,0 %	188	51,8 %
Part mouvements sociaux	27	3,8 %	38	8,3 %	0	0,0 %
Total hors climat	342	47,7 %	346	76,1 %	243	66,9 %
Evènements climat	374	52,3 %	109	23,9 %	120	33,1 %
Total toutes causes confondues	716	100,0 %	455 (-36 %)*	100,0 %	362 (-20 %)*	100,0 %

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente



Figure 142. Critère B toutes causes confondues, réparti selon l'origine des coupures



Le critère B toutes causes confondues est en baisse de 49 % entre 2014 et 2016. Sur la même période, en excluant les évènements exceptionnels climat, la diminution est de 29 %. La part « distribution » du critère B est restée relativement stable sur les dernières années (voir Tableau 101).

EDF SEI indique que la maîtrise du critère B nécessite des investissements et des opérations de maintenance visant à :

- éviter les coupures (renouvellement du réseau, enfouissement, application de règles de maintenance notamment pour l'élagage, mise en place de plans de protection adaptés) ;
- limiter la durée de coupure ou le nombre de clients impactés (secourir les réseaux par bouclage, limiter le nombre de clients sur les départs HTA, mise en place de moyens de réalimentation, introduction d'organes télécommandés pour tronçonner le réseau et le réalimenter par partie, créer une possibilité d'auto-extinction pour éliminer certains types de coupure).



Figure 143 : Critère B hors événements exceptionnels climat, par territoire, période 2014-2016

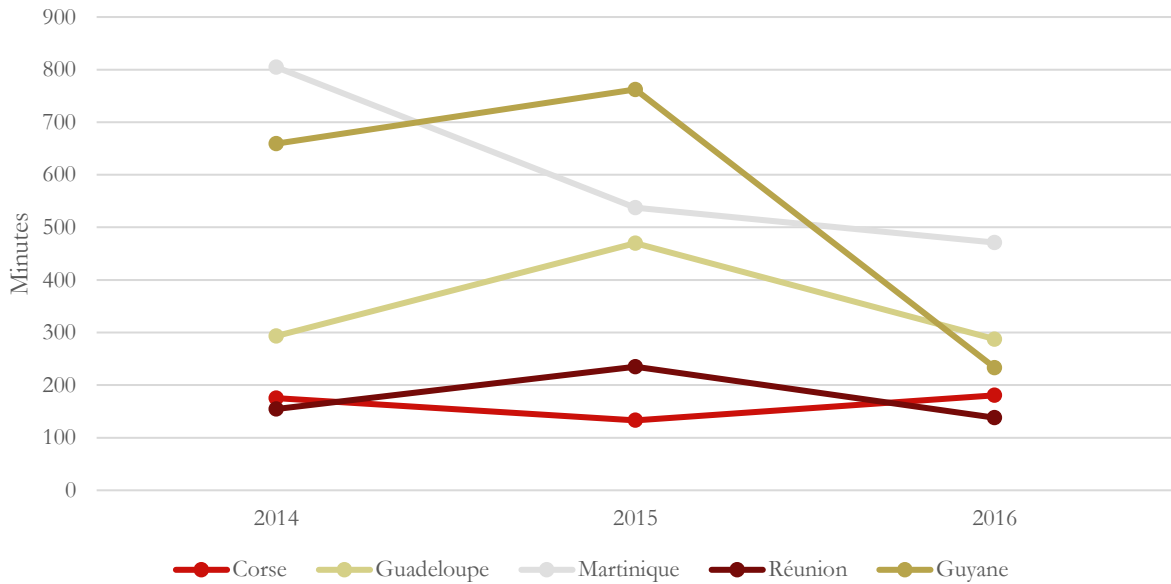


Tableau 102 : Critère B par territoire sur la période 2014-2016

Territoire	2014		2015		2016	
	Toutes causes confondues	Climat et incidents exceptionnels	Toutes causes confondues	Climat et incidents exceptionnels	Toutes causes confondues	Climat et incidents exceptionnels
Corse	178	2	254	121	189	8
Guadeloupe	297	4	470	0	288	0
Martinique	837	32	1 007	469	1 102	631
Réunion	1 277	1 123	235	0	138	0
Guyane	659	0	762	0	377	144

La Martinique et la Guyane restent des territoires où le critère B est significativement plus élevé sur la période 2014-2016 que dans les autres territoires d'EDF SEI, que ce soit pour le critère B toutes causes confondues ou hors événements climat.

8.3.2.1.2. Période 2017-2020

Il est possible de comparer les valeurs du critère B sur des périodes longues. Sur les dix dernières années (2007-2016), la moyenne du critère B toutes causes confondues était de 707 minutes sur l'ensemble des territoires d'EDF SEI. La moyenne sur la période 2014-2016 est de 511 minutes.

Dans le détail, le critère B « distribution » pour incidents ou travaux reste quasiment inchangé depuis plusieurs années (voir Figure 144).



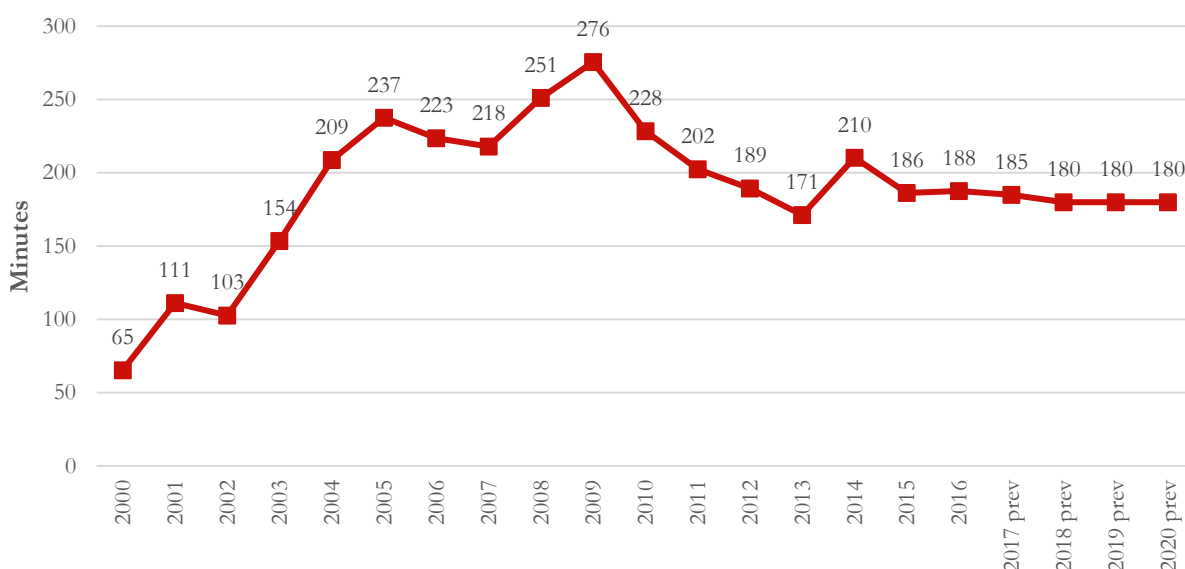
Le critère B « distribution » était de 187 minutes en 2016 pour EDF SEI, trois fois plus élevé que celui d'ENEDIS (67 minutes). EDF SEI se donne d'ailleurs pour objectif de maintenir ce niveau sur la période 2017-2020 :

Tableau 103 : Trajectoire prévisionnelle pour le critère B « distribution » sur la période 2017-2021

EDF SEI	2017	2018	2019	2020	2021
Critère B « distribution » (minutes)	185	180	180	180	180

L'objectif affiché par EDF SEI porte uniquement sur cette partie « distribution » du critère B. Il justifie le maintien à ce niveau par une combinaison de contraintes (intégration de nouveaux moyens de production renouvelables à forte intermittence nécessitant des adaptations structurelles du réseau), l'inertie des modifications du réseau, et des gains résultant de la mise en place d'outils de télé-conduite sur les commandes réseau.

Figure 144 : Critère B « distribution » sur la période 2000-2016



8.3.2.2. Indicateur de qualité de fourniture Qf

L'indicateur de qualité de fourniture (Qf) mesure le taux de clients mal alimentés. Sa définition a été modifiée par EDF SEI au 1^{er} janvier 2016, rendant toute comparaison à des périodes antérieures difficile après cette date. Il est calculé suivant la formule :

$$Qf = \frac{Cl+Cb+CU}{Ctotal} \text{ (avant 1er janvier 2016) et } Qf = \frac{Cl+Cb+Cd}{Ctotal} \text{ (après le 1er janvier 2016)}$$

Avec :

- Cl : le nombre de clients des départs HTA subissant plus de 6 coupures longues (plus de 3 minutes),



- Cb : le nombre de clients des départs HTA subissant plus de 30 coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes),
- CU : le nombre de clients des départs HTA en contrainte de tension ($\Delta U > 7\%$),
- Cd : le nombre de clients ayant subi une durée cumulée des coupures longues strictement supérieure à 13 heures,
- Ctotal : le nombre total de clients,

Qf n'est calculé que sur le périmètre distribution, hors production et transport. Par ailleurs, les coupures qui sont liées à des événements exceptionnels ne sont pas prises en compte. Les conditions de qualification des incidents en événements exceptionnels ont également été modifiées au 1^{er} janvier 2016 par EDF SEI.

En effet, la définition des « événements exceptionnels » a varié au cours du temps, a fait l'objet d'une mise à jour récente et est de nouveau en cours d'ajustement. Il s'agit principalement de définir une liste des circonstances exceptionnelles non maîtrisables telles que :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi no 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 prévoit (pour EDF SEI, le seuil de perte de la production raccordée au réseau de transport est fixé à 30 % de la consommation.) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire (y compris à la demande des Autorités de type préfecture ou pompiers);
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Il est à noter que les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels

Tableau 104 : Indicateur Qf sur la période 2008-2015

EDF SEI	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Qf	8,0 %	10,1 %	7,4 %	6,3 %	5,0 %	4,9 %	3,3 %	2,7 %



Tableau 105 : Nouvel indicateur Qf pour l'année 2016, par territoire

EDF SEI	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion
Qf	11,20 %	8,90 %	39,10 %	3,70 %	3,40 %

EDF SEI ne dispose pas d'objectifs ou de trajectoire prévisionnelle pour l'indicateur Qf.

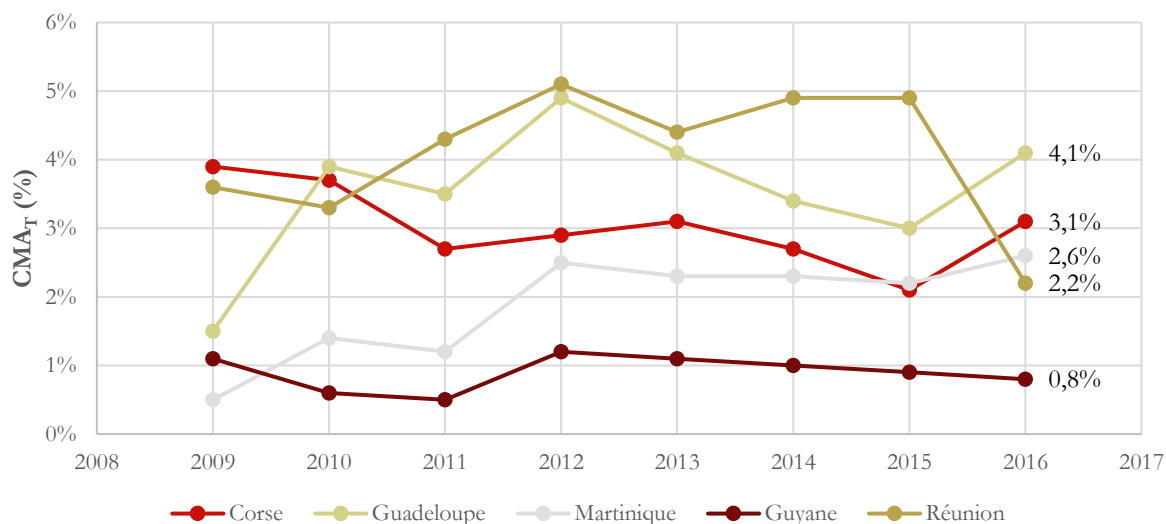
8.3.2.3. Indicateur de qualité de la tension CMAT

Cet indicateur suivi par EDF SEI permet d'appréhender le taux de clients mal alimentés en tension. Il est défini comme le ratio du nombre de clients ayant connu une fois dans l'année une valeur efficace de la tension moyennée sur 10 minutes en dehors d'un intervalle de +/- 10 % de la valeur nominale de la tension, par le nombre total de clients.

Tableau 106 : Indicateur CMAT par territoire sur la période 2014-2016.

Territoires EDF SEI	2014	2015	2016
Corse	2,7 %	2,1 %	3,1 %
Guadeloupe	3,4 %	3,0 %	4,1 %
Martinique	2,3 %	2,2 %	2,6 %
Guyane	1,0 %	0,9 %	0,8 %
Réunion	4,9 %	4,9 %	2,2 %
EDF SEI	3,39 %	3,16 %	2,74 %

Figure 145 : Indicateur CMA_T par territoire sur la période 2009-2016



EDF SEI ne dispose pas de trajectoire prévisionnelle pour cet indicateur CMA_T et n'a pas défini d'objectif concernant cet indicateur.



8.3.2.4. Fréquence moyenne de coupure FMC

EDF SEI réalise un suivi de la fréquence moyenne de coupure (FMC) de ses clients BT et HTA, par durée de coupure (longues ou courtes, telles que définies plus haut pour l'indicateur Qf), et par territoire. La FMC HTA est issue de la définition retenue dans la délibération TURPE 5 de la CRE. Cependant, la FMC HTA est calculée en tenant compte du fait que chaque coupure client HTA est pondérée par la puissance souscrite par le client.

La FMC HTA est donc égale à :

$$\frac{\sum \text{Installations raccordées en HTA} \times \text{Puissance souscrite de l'installation} \times (\text{Nb de coupures longues et brèves subies sur l'année N})}{\sum \text{Installations raccordées en HTA} \times \text{Puissance souscrite de l'installation au 31 décembre de l'année N}}$$

Cet indicateur se rapproche d'un indicateur appelé *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI).

Tableau 107 : Fréquence moyenne de coupure FMC-BT et FMC-HTA sur la période 2014-2016

Territoire	2014		2015		2016	
	FMC-BT	FMC-HTA	FMC-BT	FMC-HTA	FMC-BT	FMC-HTA
Corse	5,10	3,86	5,86	2,60	9,50	6,01
Guadeloupe	2,26	1,68	2,73	1,40	2,71	2,27
Martinique	8,07	4,20	10,14	12,22	7,79	4,39
Réunion	1,71	0,89	3,40	2,31	2,24	0,99
Guyane	0,98	0,58	15,15	21,91	9,71	9,21
EDF SEI	3,57	2,11	5,53	4,85	5,31	3,21

Figure 146 : Fréquence moyenne de coupure FMC-BT sur la période 2014-2016 par territoire

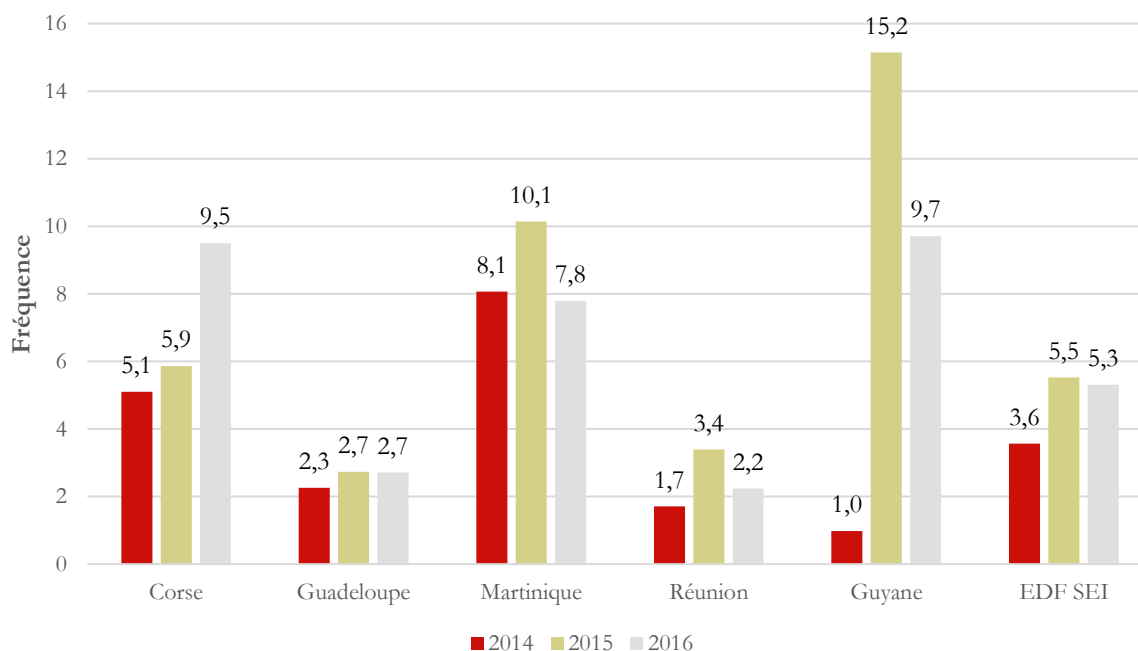
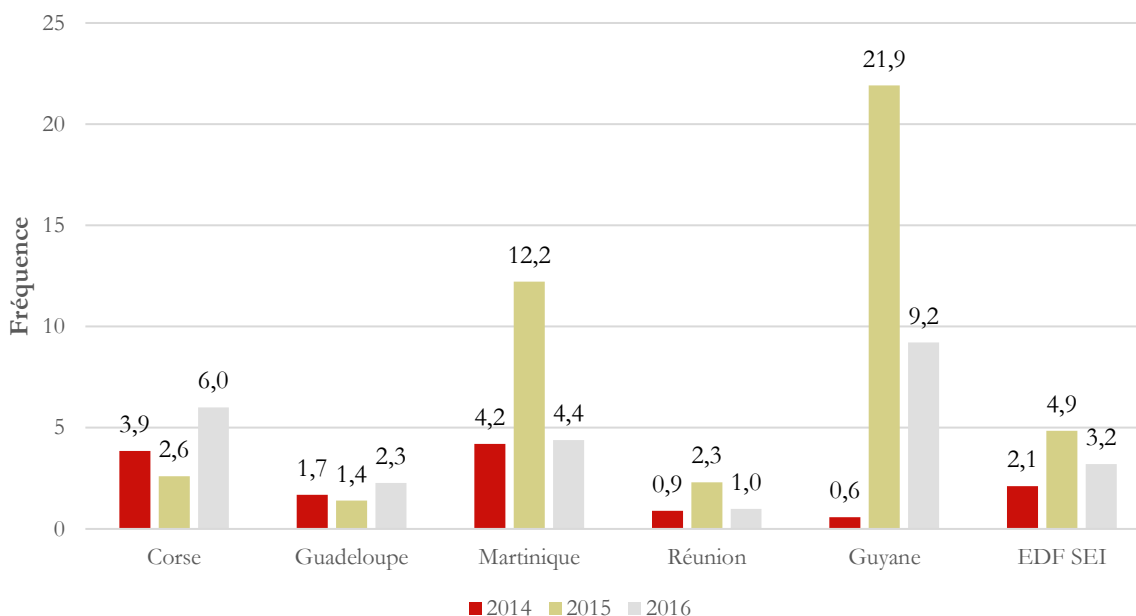




Figure 147 : Fréquence moyenne de coupure FMC-HTA sur la période 2014-2016 par territoire.



EDF SEI ne dispose pas d'objectifs ou de trajectoire prévisionnelle pour cet indicateur fréquence de coupure.

8.3.2.5. Critère M

Le critère M est la durée moyenne de coupure des clients alimentés en HTA (pondérée par la puissance souscrite). EDF SEI dispose du critère M depuis 2011 pour chaque territoire et par nature des coupures (événements climat exceptionnels, amont, travaux HTA, incidents HTA).

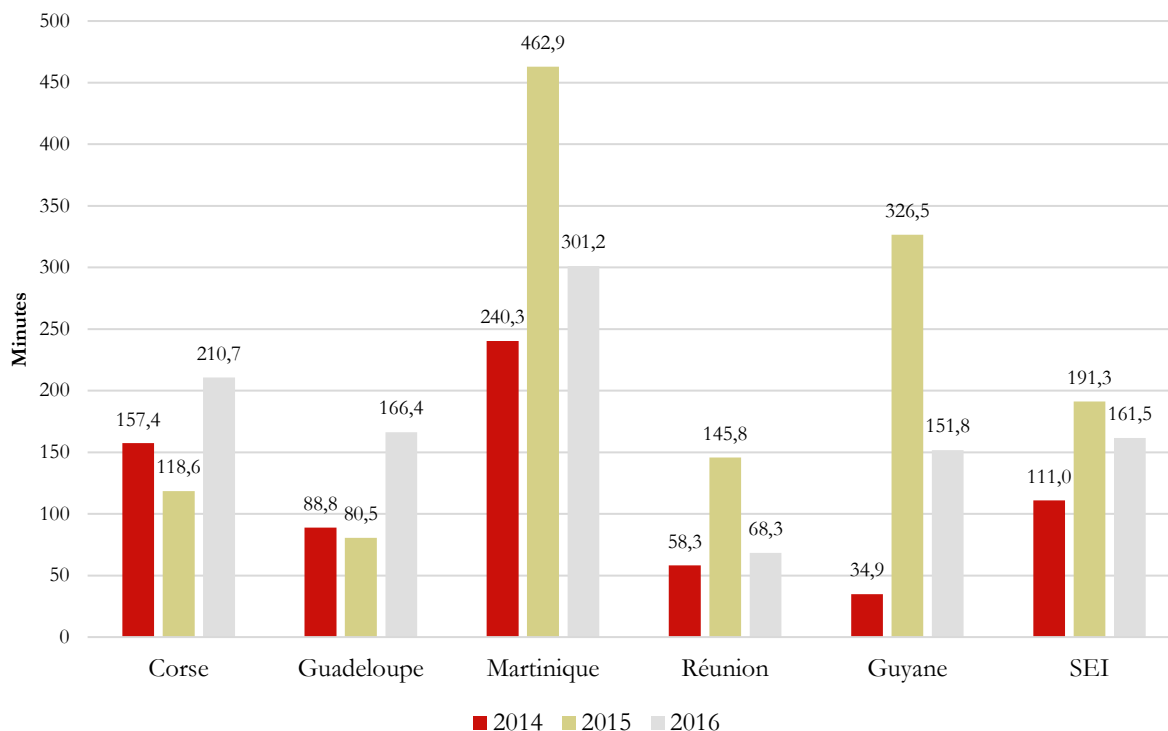
Hors événements climatiques exceptionnels, les incidents sur le réseau HTA représentent la source majoritaire expliquant le niveau du critère M (voir Tableau 108). Parmi les territoires d'EDF SEI, sur la période 2014-2016, la Martinique présente le niveau de critère M le plus élevé. Dans le détail, l'origine des coupures à la Martinique est liée majoritairement à des incidents sur le réseau. Le critère M pour la Guyane en 2015 est lié à des coupures en amont.

Tableau 108 : Critère M pour EDF SEI, par nature des coupures

Critère M pour EDF SEI (minutes)	2014	2015	2016
Evènements exceptionnels	0,9	43,8	0,7
Amont	10,6	45,9	5,4
Travaux HTA	19,1	29,0	39,7
Incidents HTA	81,3	116,4	116,4
Total	111,9	235,1	162,2



Figure 148 : Critère M hors évènements exceptionnels, période 2014-2015 et par territoire



EDF SEI ne dispose pas de trajectoire prévisionnelle pour ce critère M et ne publie pas d'objectif.

8.3.3. Indicateurs de suivi de la qualité de service

Depuis le 1^{er} janvier 2014 et dans le cadre de la définition du TURPE 4 dans les domaines HTA et BT⁵, la CRE a instauré un suivi de la qualité de service proposée par les EDL et par EDF SEI à leurs clients finals, par le biais d'indicateurs :

- incités financièrement :
 - versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de rendez-vous planifié non respecté par le distributeur,
 - versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de non-respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement,
- non incités financièrement :
 - nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateur,
 - taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours suivants leur réception,
 - taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année,
 - taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement par catégories d'utilisateurs,

⁵ Délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT



- taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages par catégorie d'utilisateurs.

Ainsi, sur la période 2014 – 2016, EDF a suivi 7 indicateurs de performance dont 2 incités financièrement.

8.3.3.1. Indicateur de suivi des rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI

8.3.3.1.1. Période 2014 - 2016

Le nombre de rendez-vous planifiés⁶ non respectés par EDF SEI par catégorie de clients est exposé dans le tableau ci-après. Tout rendez-vous planifié non respecté est pénalisé à hauteur du montant qui devait être facturé au client.

Tableau 109 : Rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI par catégorie de clients pour la période 2014 – 2016

Rendez-vous planifiés non respectés	2014	2015		2016	
	Nombre	Nombre	Variation (%)	Nombre	Variation (%)
Consommateurs BT < 36 kVA	114	85		62	
Consommateurs BT > 36 kVA	0	0	NA	3	NA
Consommateurs HTA	0	2	NA	1	(-50 %)
Producteurs BT < 36 kVA	2	0	NA	1	NA
Producteurs BT > 36 kVA	0	0	NA	0	NA
Total	116	87	(-33,3 %)*	67	(-29,9 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

Sur la période 2014 – 2016, EDF SEI a réduit de moitié le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI : EDF SEI attribue cette évolution à la mise en place d'une gestion centralisée des imprévus dans certains territoires comme en Corse ou en Guadeloupe.

En étudiant les chiffres fournis par EDF SEI pour chaque territoire, nous constatons que la mise en place d'un tel outil n'a pas eu les résultats escomptés en Corse, mais a fortement impacté la Guadeloupe, qui représentait, en 2014, près de deux tiers des rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI (63,8 %), comme le montre le tableau ci-après.

Tableau 110 : Rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI par territoire pour la période 2014 – 2016

	2014	2015	2016
--	------	------	------

⁶ Un rendez-vous est considéré comme planifié et non respecté lorsqu'il a été programmé (donc validé par EDF SEI) ou lorsqu'il s'agit d'un rendez-vous pour intervention qui nécessite la présence du client et qu'il n'est pas respecté par EDF SEI.



Rendez-vous planifiés non respectés	Nombre	Nombre	Variation (%)	Nombre	Variation (%)
Corse	16	21	(+31,3 %)	16	(-23,8 %)
Réunion	18	28	(+55,6 %)	21	(-25,0 %)
Guadeloupe	74	19	(-74,3 %)	8	(-57,9 %)
Martinique	6	10	(+66,7 %)	7	(-30,0 %)
Guyane	2	9	(+350,0 %)	15	(+66,7 %)
Total	116	87	(-33,3 %)*	67*	(-29,9 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

Par ailleurs, s'il est possible de constater que l'évolution des rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI est relativement stable pour la Corse, la Réunion et la Martinique sur la période 2014-2016, il convient de noter qu'ils sont en constante hausse en Guyane sur cette même période (+650 %).

8.3.3.1.2. Période 2017-2020

Sur la période 2017-2020, EDF SEI envisage de réduire de 20 % le volume de rendez-vous planifiés non respectés.

Par ailleurs, EDF SEI estime à environ 300 le nombre de rendez-vous planifiés non respectés pour l'année 2017. Cette estimation a été réalisée à partir d'une extrapolation des résultats enregistrés à fin février. EDF SEI indique toutefois conduire des investigations complémentaires afin de vérifier la validité de ces données, et notamment relatives au processus de collecte des données et le renseignement du motif de non-respect du rendez-vous par l'opérateur d'EDF SEI.

8.3.3.2. Propositions de raccordement envoyées hors délais donnant lieu au versement d'indemnités

8.3.3.2.1. Période 2014-2016

Conformément à la délibération TURPE 4, EDF SEI est pénalisé pour le nombre de réclamations pour propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre.

Les montants de pénalités à verser aux clients sont les suivants :

- 30 € pour un raccordement BT 36 kVA,
- 100 € pour un raccordement BT >36 kVA et collectifs BT,
- 1 000 € pour un raccordement HTA.

Par ailleurs, EDF SEI est tenu de préciser les montants et les modalités de versement des pénalités de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordement ainsi que dans les documents contractuels.



Le nombre de réclamations pour proposition de raccordement envoyées hors délais par catégorie de client est visible dans le tableau ci-après.

Tableau 111 : Réclamations pour proposition de raccordement envoyées hors délais par catégorie de clients

	2014	2015	2016
Consommateurs BT < 36 kVA	3	2	2
Consommateurs BT > 36 kVA	0	0	0
Consommateurs HTA	0	0	0
Producteurs BT < 36 kAV	0	0	0
Producteurs BT > 36 kVA	0	0	0
Total	3	2 (-50,0 %)*	2 (-0,0 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

EDF SEI explique ces faibles par la mise en place au premier trimestre de l'année 2016 d'une indication sur les devis effectués par les opérateurs d'EDF SEI : celle-ci indique que les clients d'EDF SEI peuvent demander une indemnité en cas d'envoi de la proposition de raccordement en dehors des délais. Les détails de ces réclamations par territoire sont disponibles dans le tableau ci-après.

Tableau 112 : Réclamations pour proposition de raccordement envoyées hors délais par territoire

	2014	2015	2016
Corse	0	0	0
Réunion	1	0	0
Guadeloupe	0	1	1
Martinique	0	0	0
Guyane	1	1	1
Total	3	2 (-50,0 %)*	2 (-0,0 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

Les réclamations pour proposition de raccordement envoyées hors délais par territoire se concentrent essentiellement en Guadeloupe et en Guyane. Les chiffres sont toutefois très faibles et sont limités à une intervention par territoire par an.

8.3.3.2. Période 2017 – 2020

En conformité avec ce qui a été fixé dans le cadre du TURPE 5, EDF SEI n'est plus obligé de suivre cet indicateur de qualité de service : il sera par conséquent supprimé par EDF SEI lors de la mise en place du TURPE 5.

8.3.3.3. Bilan financier de la régulation incitative sur la qualité de service

8.3.3.3.1. Période 2014-2016

Les résultats d'EDF SEI relatifs aux indicateurs précédemment et financièrement incités dans le cadre du TURPE 4 ont conduit aux pénalités suivantes pour EDF SEI sur la période 2014-2016.



Tableau 113 : Montant total des incitations financières relatives à la qualité de service d'EDF SEI sur la période 2014 - 2016

	2014	2015	2016
Montant total des incitations financières (k€)	-3	-2,3 (-23,3 %)*	-2,06 (-10,43 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

Ainsi, au cours des années 2014, 2015 et 2016, EDF SEI a été pénalisé à hauteur de 2 000 à 3 000 €.

8.3.3.3.2. Période 2017 – 2020

Pour l'année 2017, EDF SEI estime que le montant total des incitations financières relatives aux indicateurs de qualité de service devrait être à minima de – 8 000 €. Pour calculer ce chiffre, EDF SEI s'appuie sur son estimation du nombre de rendez-vous planifiés non –respectés (300 après extrapolation des résultats sur les mois de janvier et février 2017) : une indemnité de 25€ par rendez-vous planifié manqué est considérée.

8.3.3.4. Traitement des réclamations

8.3.3.4.1. Période 2014-2016

Conformément à la décision de la CRE dans le cadre du TURPE 4, EDF SEI suit le taux de réclamations traitées dans les 30 jours suivant leur émission. Ce taux est calculé trimestriellement comme le rapport entre le nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur et du nombre de réclamations clôturées par trimestre.

Comme le montre le tableau suivant, les performances d'EDF SEI sont en constante amélioration sur la période 2014 – 2016.

Tableau 114 : Taux de réclamations traitées dans les 30 jours suivant leur réception par EDF SEI sur la période 2014 – 2016

	2014	2015	2016
Taux de réclamation traitées dans les 30 jours	80,23 %	85,68 % (+5,45 %)*	86,50 % (+0,8 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

8.3.3.4.2. Période 2017-2020

EDF SEI indique que l'indicateur ne porte plus sur les réclamations traitées dans une période de 30 jours mais les réclamations traitées dans une période de 15 jours. EDF SEI indique en effet que sur le mois de janvier 2017, 60 % des réclamations écrites et 75 % des réclamations orales font l'objet d'une réponse dans un délai de 15 jours. EDF SEI estime ainsi son niveau de performance actuel (relatif à une réponse dans les 15 jours) à 60 %, et souhaite l'améliorer à 62 %.



8.3.3.5. Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois par an

8.3.3.5.1. Période 2014-2016

Le taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois par an est calculé trimestriellement selon la formule suivante.

$$T = \frac{NbCpt_{\text{à relever}} - NbCpt_{\text{deux absences à la relève ou plus}}}{NbCpt_{\text{à relever}}}$$

Avec :

- T : le taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois par an,
- $NbCpt_{\text{à relever}}$: le nombre de compteurs à relever au cours du trimestre,
- $NbCpt_{\text{deux absences à la relève ou plus}}$: le nombre de compteurs avec deux absences à la relève ou plus

EDF SEI suit le niveau de cet indicateur, et les résultats de l'entreprise sur la période 2014-2017 sont visibles dans le tableau ci-après.

Tableau 115 : Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois au cours de l'année sur la période 2014 – 2016

	2014	2015	2016
Taux de réclamation traités dans les 30 jours	92,84 %	93,44 % (+0,60 %)*	95,42 % (+1,98 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

Sur la période 2014-2016, le taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois dans l'année est en constante amélioration. EDF SEI estime que cette amélioration est due à la mise en œuvre d'actions de fond dans certains territoires (fiabilisation des adresses en collaboration avec les institutions publiques, utilisation d'outils GPS, information anticipée des clients dont le compteur est inaccessible). La décomposition par territoire est visible sur le tableau ci-après.

Tableau 116 : Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois au cours de l'année par territoire sur la période 2014 – 2016

	2014	2015	2016
Corse	93,7 %	86,3 %	94,4 %
Réunion	88,1 %	91,0 %	92,3 %
Guadeloupe	80,2 %	88,0 %	87,2 %
Martinique	65,3 %	79,2 %	83,7 %
Guyane	74,1 %	78,5 %	70,7 %
Total EDF SEI	92,84 %	93,44 % (+0,60 %)*	95,42 % (+1,98 %)*

*Pourcentage d'évolution par rapport à l'année précédente

Ainsi, si au global la performance d'EDF SEI est en nette progression sur la période 2014-2016, de fortes disparités entre territoires peuvent être observées. En effet, sur l'ensemble de la période, les taux de relève sont beaucoup plus faibles en Martinique et en Guyane que dans les autres territoires. En particulier, si le taux de la Martinique s'est considérablement amélioré sur la période



2014-2016, celui de la Guyane s'est au contraire dégradé, notamment entre 2015 et 2016 où il diminué de près de 8 %.

8.3.3.5.2. Période 2017-2020

Pour la période 2017-2020, EDF SEI a pour objectif de maintenir son niveau de performance de l'année 2016.

8.3.3.6. Taux de propositions de raccordement envoyées hors délai

8.3.3.6.1. Période 2014-2016

Le taux de proposition de raccordement envoyées hors délai est calculé chaque trimestre comme le rapport entre le nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) et du nombre de demandes de raccordement émises durant le trimestre.

Les taux de propositions de raccordement envoyées hors délai par catégorie de client sur la période 2014-2017 sont récapitulés dans le tableau ci-après.

Tableau 117 : Taux de propositions de raccordement envoyées hors délai par catégorie de clients sur la période 2014 – 2016

(En %)	2014				2015				2016			
Trimestre	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Consommateurs BT < 36 KV _a	27,9	13,3	11,1	13,6	14,7	13,5	9,9	9,7	9,9	12,3	10,9	7
Consommateurs BT > 36 KV _a	24	21	41	23	35,7	36,2	40	37,4	39,9	17	15	5
Consommateurs HTA	29	29	47	36	22	25	25	33,3	40	20,8	17	8
Producteurs BT < 36 KV _a	35,5	39	54,9	42	26,3	15,4	3,6	20	0	12,3	27,2	8
Producteurs BT > 36 KV _a	11	80	100	35	0	13	0	1,6	-	33,3	13,3	3

Globalement une amélioration des taux de propositions de raccordement envoyées hors délai par EDF SEI est observable sur la période 2014 – 2016, notamment sur la catégorie des consommateurs BT ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA.

EDF SEI estime que cette amélioration globale est due à la mise en place d'un pilotage plus serré de chaque affaire, celui-ci résultant en une priorisation des traitements et une amélioration des délais d'envois.

8.3.3.6.2. Période 2017-2020



EDF SEI est satisfait des améliorations de ses résultats globaux, ainsi que sur la catégorie des consommateurs BT ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA. EDF SEI indique ainsi avoir pour objectif de maintenir le niveau de performance de l'année 2016 pour la période 2017-2020. EDF SEI estime toutefois qu'un renforcement du contrôle et de la complétude des dossiers de demande, et en particulier de la date initiale de demande du client pour les raccordements collectifs et HTA est nécessaire afin d'atteindre ses objectifs : l'entreprise souhaite en effet parvenir à un taux de moins de 10 % d'ici 2020.

8.3.3.7. Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

8.3.3.7.1. Période 2014 - 2016

Le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements est calculé trimestriellement comme le rapport entre le nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur et du nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre.

Le suivi de cet indicateur de qualité de service est disponible dans le tableau ci-après.

Tableau 118 : Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie de clients sur la période 2014 – 2016

(En %)	2014				2015				2016			
Trimestre	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Consommateurs BT < 36 kVA	42	50	51,0	58	75	75	76,5	75,9	77,9	79,6	82,2	92
Consommateurs BT > 36 kVA	Non calculé en 2014				14	14	73,7	36,3	51,3	62,6	73	64
Consommateurs HTA	Non calculé en 2014				-	-	33,3	75	33,3	44,4	40	71
Producteurs BT < 36 kVA	40	52	57,3	57,3	14	14	73,7	36,3	42,8	43,7	80	40
Producteurs BT > 36 kVA	Non calculé en 2014				-	-	-	-	-	-	-	100

8.3.3.7.2. Période 2017 – 2021

EDF SEI n'a pas indiqué d'objectifs relatifs à cet indicateur sur la période 2017 – 2021.

8.3.3.8. Indicateurs de qualité de service suivis par EDF SEI dans le cadre du TURPE 5



Dans le cadre de la définition du TURPE 5 dans les domaines HTA et BT⁷, la CRE a instauré un suivi de la qualité de service proposée par les ELD et par EDF SEI à leurs clients finaux, par le biais des indicateurs suivants :

- incités financièrement :
 - versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de rendez-vous planifié non respecté par le distributeur (déjà mis en œuvre dans le cadre du TURPE 4),
- non incités financièrement :
 - nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateur (déjà mis en œuvre dans le cadre du TURPE 4),
 - taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours suivants leur réception (un indicateur similaire était déjà implémenté dans le cadre du TURPE 4, mais pour un délai de 30 jours),
 - taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année (déjà mis en œuvre dans le cadre du TURPE 4),
 - taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement par catégories d'utilisateurs (déjà mis en œuvre dans le cadre du TURPE 4),
 - taux de respect de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs,
 - taux de mise en service réalisées par catégorie d'utilisateurs.

Ainsi, sauf évolution possible des règles à l'option de la CRE, le TURPE 5 impose à EDF SEI de suivre 8 indicateurs de performance, dont 1 incité financièrement, sur la période 2017-2021.

8.3.4. Coefficient de disponibilité des centrales KD

Le coefficient de disponibilité K_D d'une centrale de production peut être calculé sur différentes échelles temporelles et reflète la disponibilité de celle-ci.

Le coefficient de disponibilité K_D correspond à la proportion de puissance disponible et qui pourrait, techniquement, être livrée sur le réseau (puissance disponible divisée par la puissance totale opérée).

Deux autres critères complémentaires sont souvent utilisés par les producteurs d'électricité :

- Le coefficient K_u correspondant à la proportion de la puissance disponible qui est réellement utilisée. C'est un critère d'utilisation.
- Le produit des deux coefficients K_D et K_u formant le coefficient K_p , ou coefficient de production.

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT



Le coefficient de disponibilité K_D intègre les indisponibilités techniques des centrales de production (avaries, maintenance ...) tandis que le coefficient d'utilisation reflète les cas où la centrale étant disponible, l'énergie pouvant être produite n'a pas été appelée par le réseau (demande trop faible ou indisponibilité locale du réseau de transport) ou par contraintes environnementales (par exemple limitation des rejets thermiques dans les cours d'eau). Les pertes de productions liées aux mouvements sociaux sont aussi décomptées du K_u (la puissance est en effet techniquement disponible, mais elle n'est pas utilisée).

EDF SEI suit le taux de disponibilité mensuel (K_D) ainsi que le taux de disponibilité horaire (K_{Dh}) de ces actifs de production sur chacun de ses territoires. EDF SEI ne publie pas de critère K_u .

Le tableau ci-dessous récapitule le K_D en énergie par territoire et type d'actif sur la période 2014-2016.

Tableau 119 : K_D en énergie moyen par territoire et type d'actif⁸

(En %)	2014		2015		2016	
	Diesel	TAC	Diesel	TAC	Diesel	TAC
Corse	91,90	96,88	89,6	97,7	86,6	96,4
Réunion	NA	93,67	NA	NA	NA	95,7
Guadeloupe	92,5	96,6	NA	87,13	NA	88,3
Martinique	73,5	84,0	83,4	NA	84,4	57,6
Guyane	72,4	46,2	58,6	61,4	75,6	69,8

Par ailleurs, chaque année EDF SEI signale dans sa comptabilité appropriée la présence d'événements exceptionnels responsables de la dégradation des coefficients de disponibilités K_D . Ceux-ci sont principalement dus aux interventions techniques pour la maintenance des centrales en raison de leur âge important : EDF SEI signale en effet chaque année plusieurs changements de pièces essentielles nécessaires au fonctionnement de telles centrales. En particulier, en 2016, EDF SEI indique avoir rencontré des problèmes relatifs à l'approvisionnement en pièces détachées pour la réparation de ces centrales.

Par ailleurs, EDF SEI explique que le maintien de ses actifs de production en fin de vie ne s'explique ni par un argument technique ni par un argument économique mais par un contexte social spécifique aux ZNI.

8.3.5. Coûts unitaires moyens

En plus du coefficient de disponibilité de chacun de ses actifs de production, EDF SEI calcule également le coût unitaire moyen « de production » par territoire en prenant en compte l'ensemble des coûts afférents à la production sur ce territoire.

⁸ Moyenne non pondérée à partir des données communiquées par EDF SEI dans la comptabilité appropriée pour les années 2014, 2015 et 2016 (K_D non recalculé par EDF SEI à la suite d'événements exceptionnels)



Le tableau ci-après récapitule les unitaires moyens de production par territoire sur la période 2014-2016.

Tableau 120 : Coût de production moyen par territoire sur la période 2014-2016⁹

(En €/MWh)	2014	2015	2016
Corse	210,95	228,60	200,14
Réunion	204,49	138,24	150,53
Guadeloupe	277,87	519,46	427,41
Martinique	319,61	297,90	242,02
Guyane	253,82	255,66	258,20
Moyenne EDF SEI	252,44	256,91 (+1,8 %)	235,92 (-8,2 %)

Il est ainsi possible de constater que malgré des disparités importantes selon les territoires (et notamment en Guadeloupe, où la production est passée de 864 GWh en 2014 à 240 GWh en 2015) que le coût de production moyen d'EDF SEI est stable entre 2014 et 2015, et chute de 8,2 % entre 2015 et 2016.

Par ailleurs, en 2016, EDF SEI a également mis en place le calcul des coûts de production unitaires de chacun de ses actifs de production.

8.3.6. Opérations de MDE

Les opérations de maîtrise de l'énergie (MDE) dans les territoires d'EDF SEI sont suivies par deux indicateurs : les coûts de la CSPE évités par les actions de MDE, et le volume de Certificats d'Economies d'Energie (CEE).

8.3.6.1. Coût CSPE évité

EDF SEI suit le coût de la CSPE évité par différents types d'opération et par territoires. Ces actions de MDE peuvent concerner : des produits de grande consommation (équipement électroménager efficace, lampes basses consommation...), des équipements de bâtiment (chauffage, climatisation), l'enveloppe de bâtiments (isolation), des processus ou de grands clients (froid, éclairage public...), des effacements (conventions d'effacement par exemple). La répartition des coûts de CSPE évités par segment d'intervention est donnée dans la Figure 149.

Le tableau ci-dessous donne les montants de CSPE évités sur la période 2014-2016 et le prévisionnel pour l'année 2017.

⁹ Pour les années 2014 et 2015, les coûts ont été recalculés par S&Co afin d'y ôter les coûts relatifs à la MDE



Tableau 121 : CSPE évitée par les opérations de MDE sur la période 2014-2016 et prévisionnel 2017.

	2014	2015		2016		2017	
	CSPE réalisée (M€)	CSPE réalisée (M€)	% changement	CSPE réalisée (M€)	% changement	CSPE prév. (M€)	% changement
Corse	17,1	18,5	+8,3 %	21,5	+16,2 %	27	+25,3 %
Réunion	28,0	33,2	+18,3 %	37,7	+13,6 %	40	+6,2 %
Martinique	18,1	21,2	+17,0 %	27,8	+31,0 %	27	-2,9 %
Guadeloupe	15,0	20,2	+34,7 %	23,0	+14,1 %	32	+39,1 %
Guyane	9,1	13,1	+43,8 %	10,9	-16,7 %	16	+46,2 %
SPM et îles bretonnes	0	0,9	-	1,2	+20,7 %	-	-
EDF SEI	87,4	107,1	+22,6 %	122,1	+14,0 %	142	+16,3 %

EDF SEI a significativement développé ses opérations de MDE, le coût de la CSPE évité passant de 87 M€ en 2014 à 122 M€ en 2016, soit une augmentation de 40 % sur la période. La Martinique et la Guadeloupe sont les territoires où le rythme d'augmentation est le plus élevé. La Réunion est le territoire qui présente les coûts de CSPE évités les plus importants : 37,7 M€ en 2016. A l'inverse, les coûts de CSPE évités en Guyane ont diminué de 17 % entre 2015 et 2016 (voir Tableau 121 et Figure 149).

EDF SEI indique que les objectifs de CSPE évitée sont fixés par un délégué Efficacité Energétique, selon les moyens dont il dispose dans ses territoires et les produits disponibles sur le marché. Pour l'année 2017, EDF SEI prévoit une augmentation de globale 16 % des coûts de CSPE évités grâce aux opérations de MDE, pour un montant total de 142 M€. La Guyane présente la plus forte augmentation (+46 % par rapport à 2016).



Figure 149 : Coûts de CSPE évités par les opérations de MDE, en M€ par territoire sur la période 2014-2016

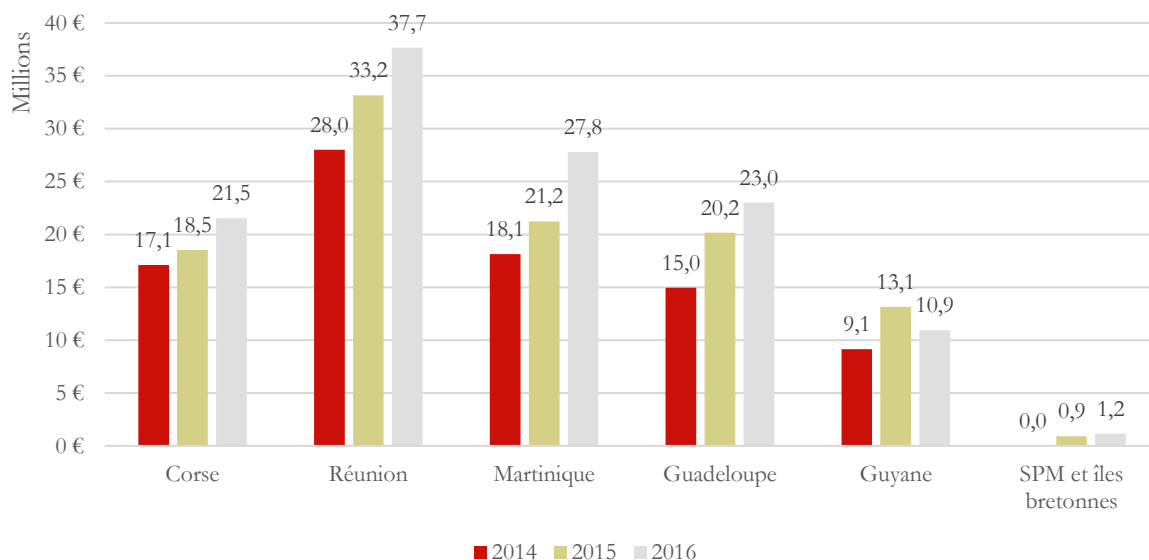
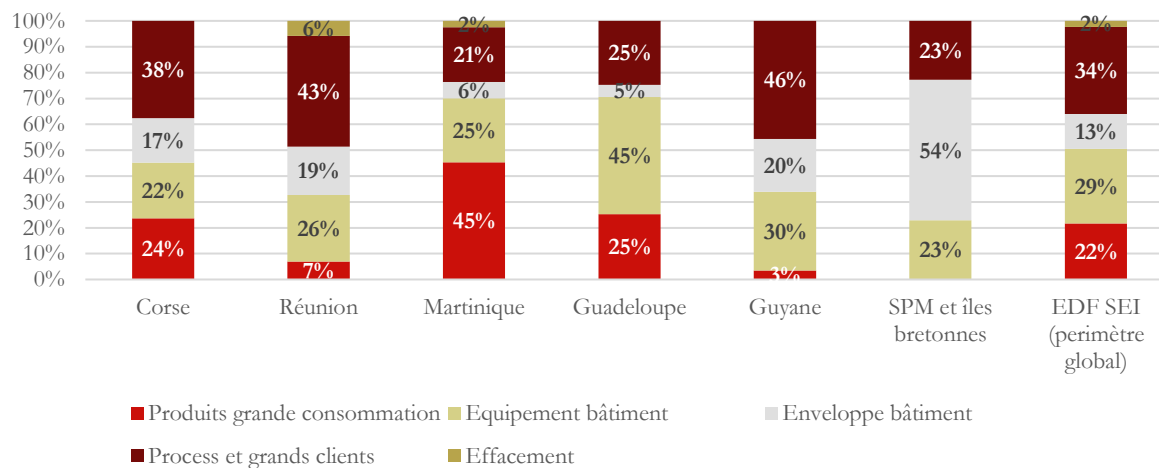


Figure 150 : Répartition des coûts de CSPE évités en 2016 par segment d'intervention

Répartition des opérations de MDE en 2016



8.3.6.2. Volume de CEE

EDF SEI suit également le nombre de Certificats d'Economie d'Energie (CEE) par territoire. Ce volume est donné en termes de « GWh cumac », c'est-à-dire la quantité d'énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit. Le Tableau 122 ci-dessous présente le volume de CEE pour chacun des territoires d'EDF SEI, sur la période 2014-2016.

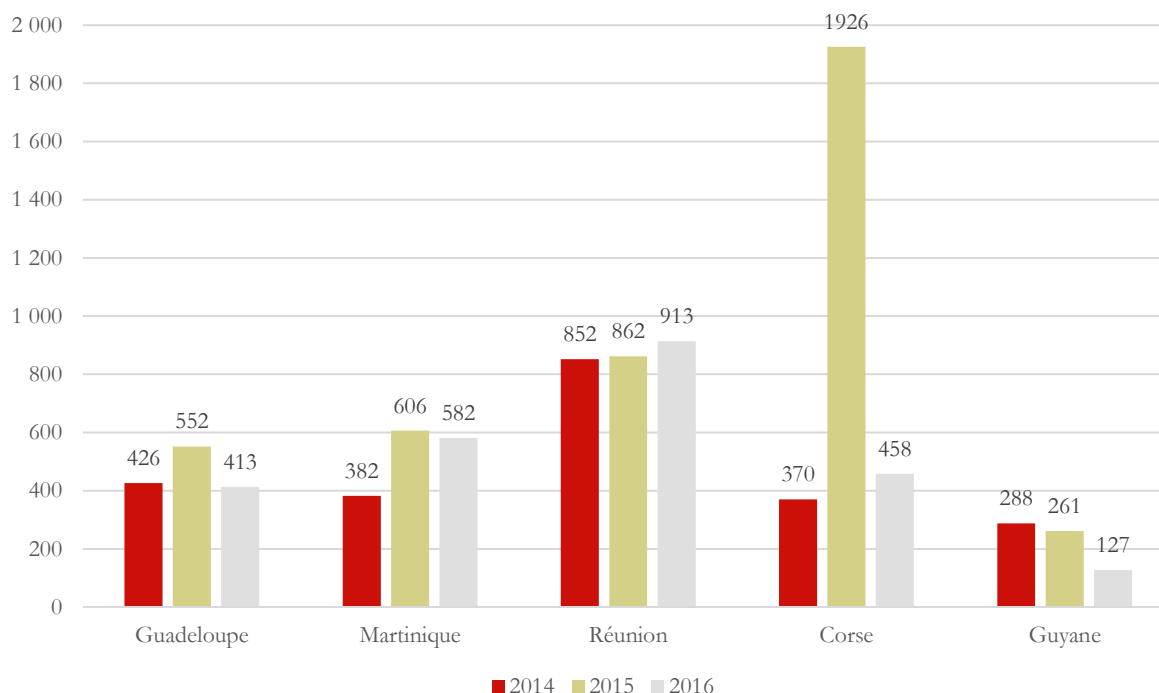


Tableau 122 : Volume de CEE par territoire sur la période 2014-2016

Nombre de CEE (en GWh cumac)	2014	2015	2016
Guadeloupe	426	552	413
Martinique	382	606	582
Réunion	852	862	913
Corse	370	1 926	458
Guyane	288	261	127
Total EDF SEI	2 317	4 207	2 493

Sur la période 2014-2016, le nombre de CEE a augmenté globalement de 7,6 % malgré une année 2015 particulière où le nombre de CEE en Corse présente un niveau plus élevé. La variation la plus importante se trouve en Martinique (+52 % entre 2014 et 2016). A l'inverse, le volume de CEE en Guyane a diminué de 56 %, passant de 288 GWh cumac en 2014 à 127 GWh cumac en 2016.

Figure 151 : Volume de CEE par territoire sur la période 2014-2016



EDF SEI indique seulement un objectif prévisionnel 2017 pour les CEE « précarité ». Les CEE « précarité » représentaient 33 % du volume total de certificats de 2016. Le Tableau 123 compare l'objectif 2017 au volume 2016 par territoire. Si le volume présente une augmentation globale de 19 % par rapport à 2016, la variation prévisionnelle la plus élevée se trouve en Guyane (doublement) et en Guadeloupe (+50 %).

Tableau 123 : Volume de CEE « précarité » par territoire, en 2016 et prévisionnel 2017.

Nombre de CEE « précarité » (GWh cumac)	2016	2017 prev.	Variation 2016-2017 (%)
---	------	------------	-------------------------



Guadeloupe	120	180	+49,5 %
Martinique	165	180	+8,9 %
Réunion	361	450	+24,7 %
Corse	154	120	-22,1 %
Guyane	29	60	+109,9 %
Total EDF SEI	829	990	+19,4 %

8.3.7. Accidents de travail

EDF SEI réalise un suivi du nombre et de la nature des accidents de travail de ses agents. Le taux de fréquence d'accidents de travail (Tf) est défini par :

$$Tf = \frac{Nb \text{ accidents donnant lieu à arrêt maladie}}{Heures travaillées} \cdot 1\,000\,000$$

Où les heures travaillées correspondent au produit de l'effectif équivalent temps pleins par le nombre d'heures moyen travaillées par agent dans l'année.

Tableau 124 : Taux de fréquence des accidents de travail (Tf)

	2014	2015	2016	Objectif 2020
Tf donné par EDF SEI	3,3	2,4	2,1	1,6

Le taux de fréquence d'accidents de travail est en diminution sur la période 2014-2016. En dehors des chutes de plain-pied, les accidents de circulation et de manipulation d'objet sont les principales sources d'accident.

EDF SEI souhaite atteindre un taux de fréquence de 1,6 d'ici 2020 et diviser le nombre d'accidents par 2 en cinq ans. Pour y parvenir, EDF SEI indique vouloir maîtriser les domaines de risques prioritaires (électrique et routier), développer la responsabilisation personnelle et renforcer la culture de prévention dans ses centres.



8.4. Appréciation des indicateurs de suivi de la performance

8.4.1. Taux de pertes électriques

Les chiffres des pertes électriques d'EDF SEI sont extraits du bilan électrique par territoire. Ils ne donnent pas un niveau de détail approfondi sur la part de pertes liées au transport et à la distribution, ou bien une répartition entre les pertes techniques et les pertes non techniques.

EDF SEI explique que le bilan électrique est calculé à partir de la production et de la facturation. Ainsi, les pertes sont évaluées comme un terme de bouclage global du bilan et ne sont pas actuellement formellement différenciables entre pertes techniques et pertes non techniques.

La Figure 152 présente les taux de pertes électriques sur différents territoires. On retrouve un niveau de pertes élevé en Guadeloupe, en Guyane, et en Martinique ; des états des Caraïbes tels que la Grenade, la Dominique ou Sainte Lucie présentent pourtant des taux de perte plus faibles.

Le taux de pertes électriques à la Réunion (8,2 % en 2016 et 9,1 % en 2014) est comparable à celui de Mayotte (8,6 % en 2014). Le niveau de pertes en Corse (12,4 % en 2015) est comparable à celui de la Sicile (11,1 % en 2015). La Sardaigne présente pourtant un taux de pertes nettement plus faible (5,25 % en 2015).

Le niveau de pertes important de ces territoires d'EDF SEI ne s'explique donc pas seulement par les contraintes climatiques propres à cette région, mais aussi par l'état des infrastructures du réseau, son mode de gestion, et le volume des pertes non-techniques.

Sur certains territoires, le taux de pertes électriques d'origine non techniques a été fortement réduit suite à des actions coordonnées de long terme. Par exemple, l'opérateur Enermalta sur l'île de Malte a mis en place un plan d'action à différents niveaux coordonné avec l'implantation de nouveaux compteurs évolués :

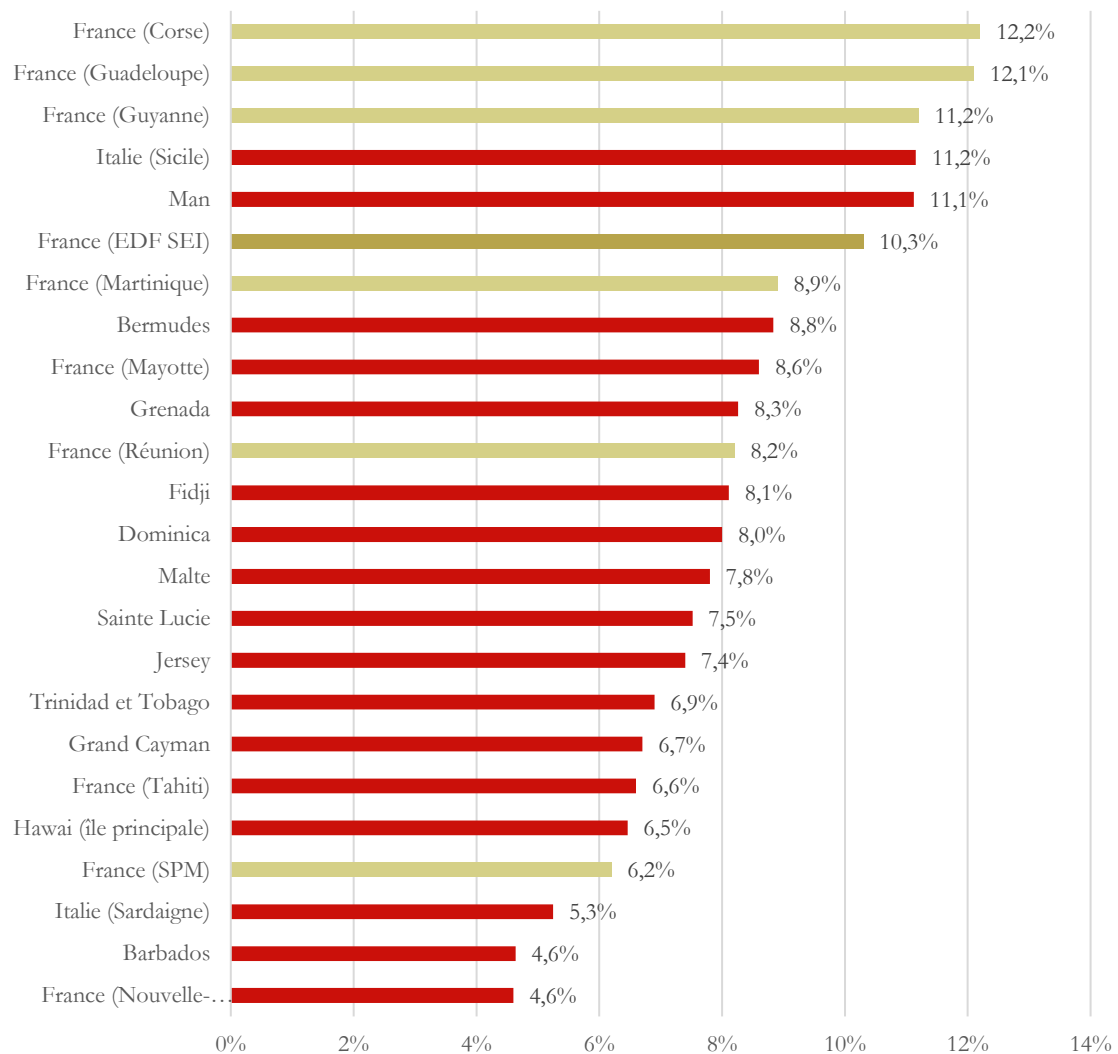
- Obligation de remplacement des anciens compteurs par des compteurs évolués
- Équipes spécialisées dans le suivi des consommations des clients suivant les mesures des compteurs évolués
- Équipes terrain spécialisées allant inspecter les compteurs
- Évolution législative plus pénalisante pour les actions de fraude
- Campagnes de communication mettant en avant l'évolution législative

Les pertes non techniques annuelles en 2012 et 2013 étaient évaluées par Enermalta à respectivement 6,7 % et 6 % du volume d'électricité distribuée aux clients au cours de ces deux années. À la fin de 2015, les pertes non techniques annuelles étaient inférieures à 2,85 %. Ce niveau est inférieur au dernier indice de pertes non techniques moyen européen de 3,9 %. La forte



diminution du vol d'électricité et d'autres pertes non techniques au cours de ces deux dernières années a permis à Enermalta d'économiser jusqu'à 30 millions d'euros.

Figure 152 : Taux de pertes électriques (2016 pour les territoires d'EDF SEI, chiffres 2014, 2015 ou 2016 pour les autres territoires)



Source : voir annexe n 3

8.4.2. Indicateurs de qualité de fourniture

8.4.2.1. Critère B

EDF SEI indique que le critère B est un indicateur difficile à piloter. Plusieurs spécificités des territoires non interconnectés dans lesquels il opère sont avancées :

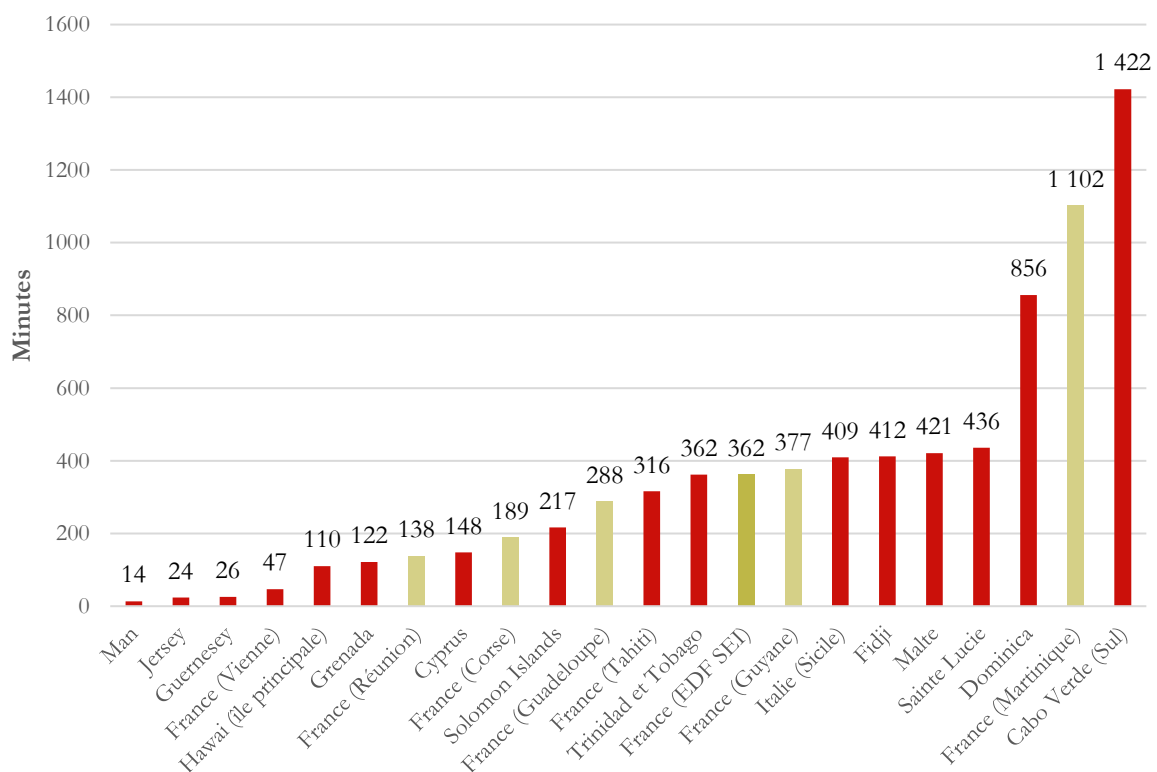
- structure des réseaux électriques (40 % du réseau d'EDF SEI est en antenne),



- conditions climatiques des régions tropicales (durée de vie des équipements en général, violence des événements climatiques),
- état des réseaux électriques (faible numérisation des contrôles commandes – EDF SEI est à 10 % quand ENEDIS est à 20 %, vieillissement du parc de transformateurs – 22 % ont plus de 40 ans, changements de plan de protection en cours liés à une répartition aérien/souterrain en évolution).

Le critère B hors événements climatiques d'EDF SEI reste pourtant élevé en comparaison à d'autres territoires iliens. Des disparités territoriales peuvent être observées entre la Guyane et la Martinique, et les autres territoires d'EDF SEI, ou d'autres îles des Caraïbes. Par ailleurs, la question de la fiabilité des données collectées peut être posée dans le cas de la Guyane par exemple : le critère B est-il collecté sur l'ensemble du réseau ou uniquement la partie littorale ?

Figure 153 : Critère B toutes causes confondues pour les territoires d'EDF SEI (2016) et d'autres territoires (chiffres 2014, 2015 ou 2016)



Source : voir annexe n 3

EDF SEI explique que la qualité de fourniture dans ses territoires est fortement impactée par l'intégration de nouveaux moyens de production sur ses réseaux, en particulier des moyens de production renouvelables intermittents, suivant les objectifs des programmations énergétiques. Cette évolution nécessite des opérations d'adaptation du réseau aux contraintes.



Après le réseau HTB, EDF SEI déploie actuellement le système SYSCODOM sur le réseau HTA. Cet outil de télé-conduite lui permet d'appliquer des commandes avancées sur les organes de manœuvres télécommandés du réseau, ce qui doit contribuer à réduire la durée des coupures et le nombre de clients impactés.

EDF SEI explique qu'une vision à long terme du développement des réseaux est nécessaire pour garantir un bon niveau de qualité de fourniture. Des infrastructures à longue durée de vie doivent être construites dans les 5/10 prochaines années, comme des postes sources. En attendant leur mise en service, des contraintes temporaires apparaissent sur le réseau.

8.4.2.2. Critère de qualité de fourniture Qf

EDF SEI a changé au 1^{er} janvier 2016 à la fois le mode de calcul de l'indicateur Qf, et les conditions de qualification d'un incident en évènement exceptionnel. Par conséquent, toute comparaison entre les territoires d'EDF SEI ne peut se faire que sur une période antérieure ou postérieure. En 2016, le niveau du critère Qf pour la Martinique est singulièrement élevé par rapport aux autres territoires d'EDF SEI (39 %) : dans le détail, c'est le nombre de clients subissant plus de 6 coupures de plus de 3 minutes qui y est proportionnellement plus élevé.

Par ailleurs, les conditions de qualification d'un incident en évènement exceptionnels d'EDF SEI diffèrent de celles d'ENEDIS, ce qui ne permet pas de mettre en perspective les valeurs des deux opérateurs.

8.4.2.3. Indicateur de qualité de la tension CMAT

En moyenne l'indicateur CMA_T s'est amélioré entre 2014 et 2016 pour EDF SEI (respectivement 3,39 % et 2,74 %). Sur la même période, il s'est détérioré en Martinique, en Guadeloupe et en Corse.

Il est difficile de comparer les niveaux affichés par EDF SEI dans ses territoires à d'autres îles, à la fois par manque d'information, et à cause de modes de calcul différents (seuils de tension, seuils de fréquence, pas de temps, etc.) Une ELD comme Electricité de Strasbourg présente un CMA_T de 1,4 % en 2016, avec le même mode de calcul de l'indicateur qu'EDF SEI.

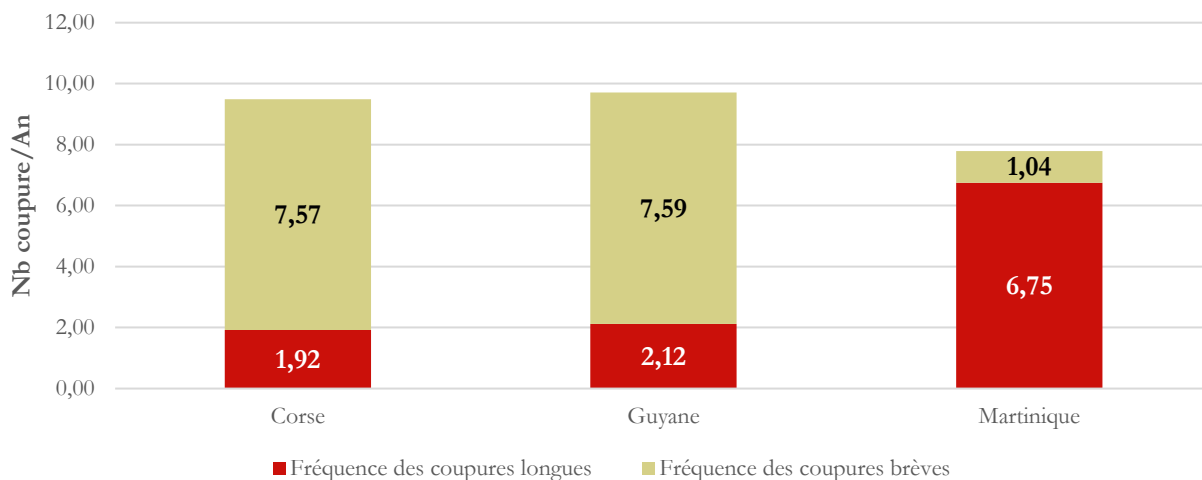
8.4.2.4. Fréquence moyenne de coupure FMC

La fréquence moyenne de coupure FMC est sensiblement plus élevée en Corse, en Guyane, et en Martinique, sur la période 2014-2016. Dans le détail, l'origine des coupures n'est pas la même dans ces territoires : en Martinique, c'est le poids de la fréquence des coupures de longue durée qui explique le niveau de l'indicateur FMC ; en Corse et en Guyane, ce sont les coupures brèves.



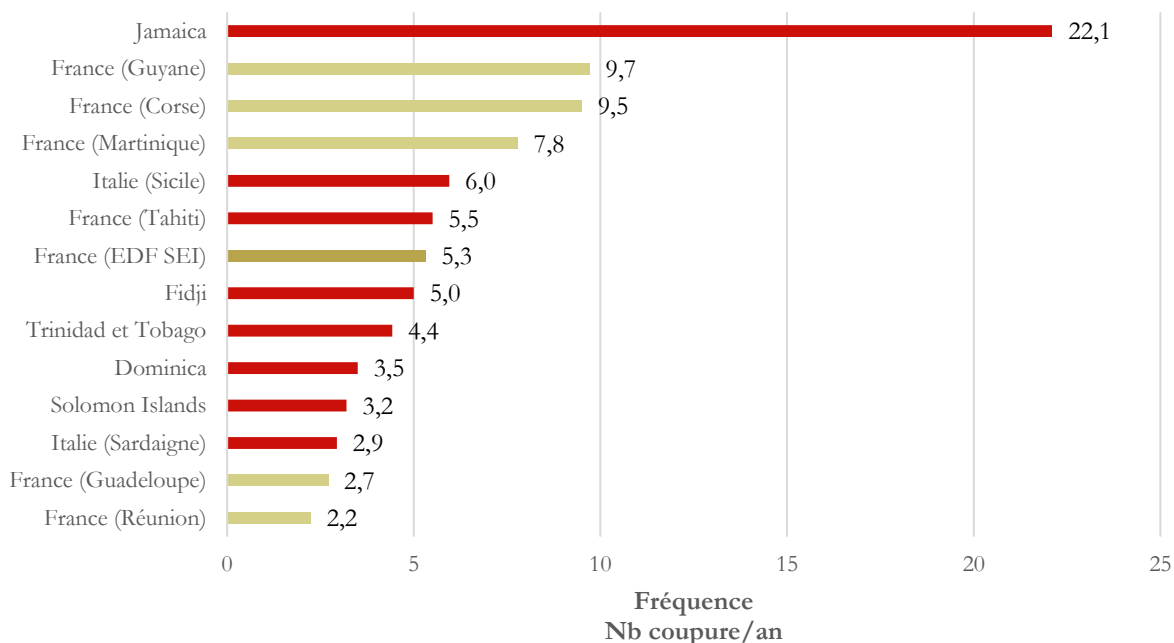
Il apparaît également que le niveau de fréquence de coupure est plus élevé en Guyane et en Martinique que dans d'autres îles comme Trinidad et Tobago ou la Dominique. Le niveau de fréquence de coupure est également plus élevé en Corse qu'en Sardaigne ou en Sicile.

Figure 154 : Fréquence de coupure FMC-BT en 2016 pour la Corse, la Guyane et la Martinique



Source : voir annexe n 3

Figure 155 : Fréquence de coupure FMC-BT en 2016 pour les territoires d'EDF SEI, SAIFI pour d'autres îles (FMC global BT et HTA, en 2014, 2015 ou 2016)



Source : voir annexe n 3

8.4.2.5. Critère M

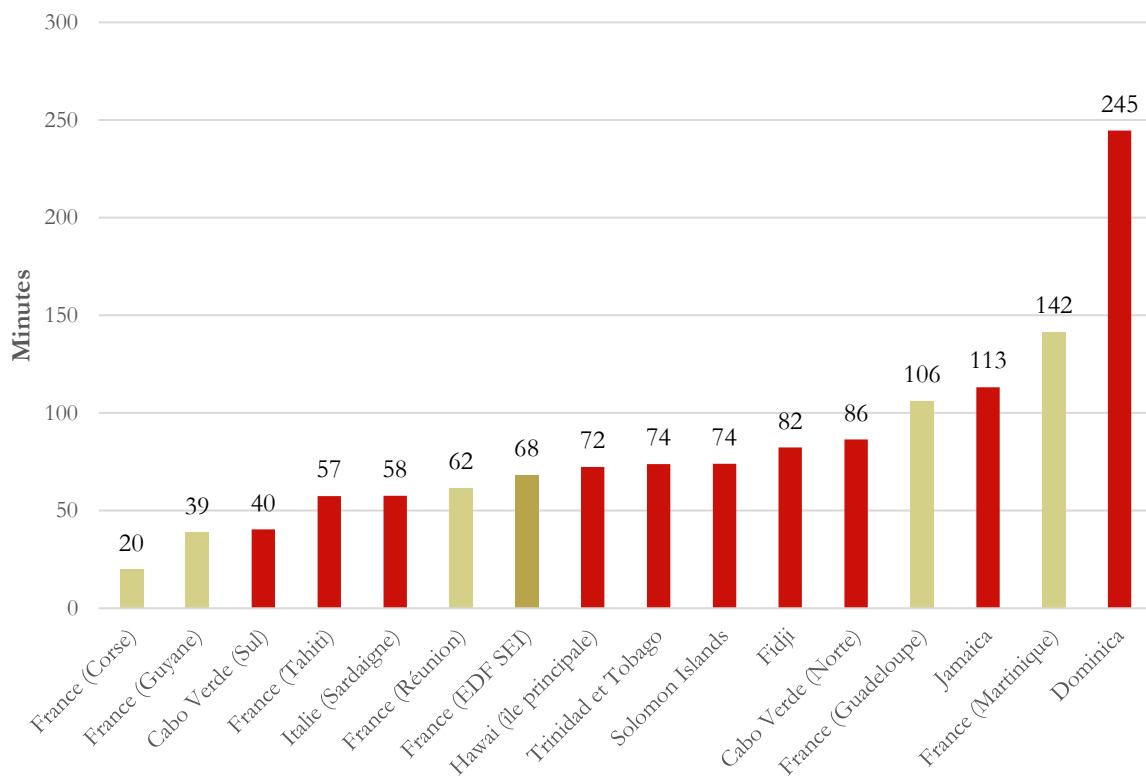


Le critère M suivi par EDF SEI se rapproche d'un indicateur standard, le *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI), qui mesure la durée moyenne d'une coupure pour un client. Le CAIDI est généralement calculé pour les clients BT. C'est également le ratio du SAIDI (critère B) par le SAIFI (fréquence de coupure FMC).

Le critère M utilisé par EDF SEI s'applique aux clients HTA, et le calcul prend en compte une pondération par la puissance souscrite du client. Il n'est donc pas possible de le comparer tel quel à d'autres territoires.

La Figure 156 présente les niveaux de l'indicateur CAIDI, tous évènements confondus, pour EDF SEI et d'autres opérateurs. Pour EDF SEI, le CAIDI est a été calculé à partir du critère B et de la fréquence de coupure FMC-BT.

Figure 156 : Calcul du CAIDI pour les territoires d'EDF SEI (2016) et d'autres territoires (2014, 2015 ou 2016), pour l'ensemble des clients BT et HTA



Source : voir annexe n 3

8.4.3. Indicateurs de qualité de service

8.4.3.1. Taux de réclamations traitées dans un délai de 30 jours

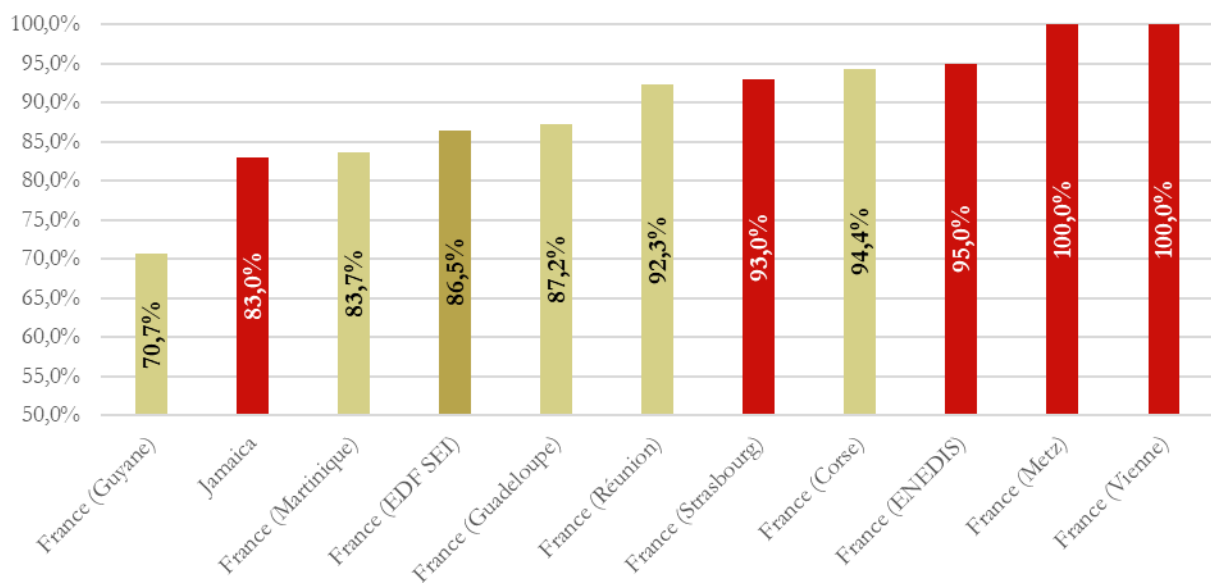
Le taux de réclamations d'EDF SEI traitées dans un délai de 30 jours pour chacun des territoires d'EDF SEI est comparé à celui du GRD jamaïcain et d'autres ELD française ainsi que d'Enedis.



D'une part, il est possible de constater que par rapport aux autres GRD, qui ont tous un taux supérieur à 80 %, le taux de réclamations traitées dans les 30 jours est faible en Guyane (71 %).

D'autre part, à l'exception de la Corse, les taux de réclamations traitées dans un délai de 30 jours d'EDF SEI sont plus bas que ceux constatés en France métropolitaine chez Electricité de Strasbourg, Enedis, et SRD.

Figure 157. Taux de réclamations traitées dans les 30 jours



Source : voir annexe n 3

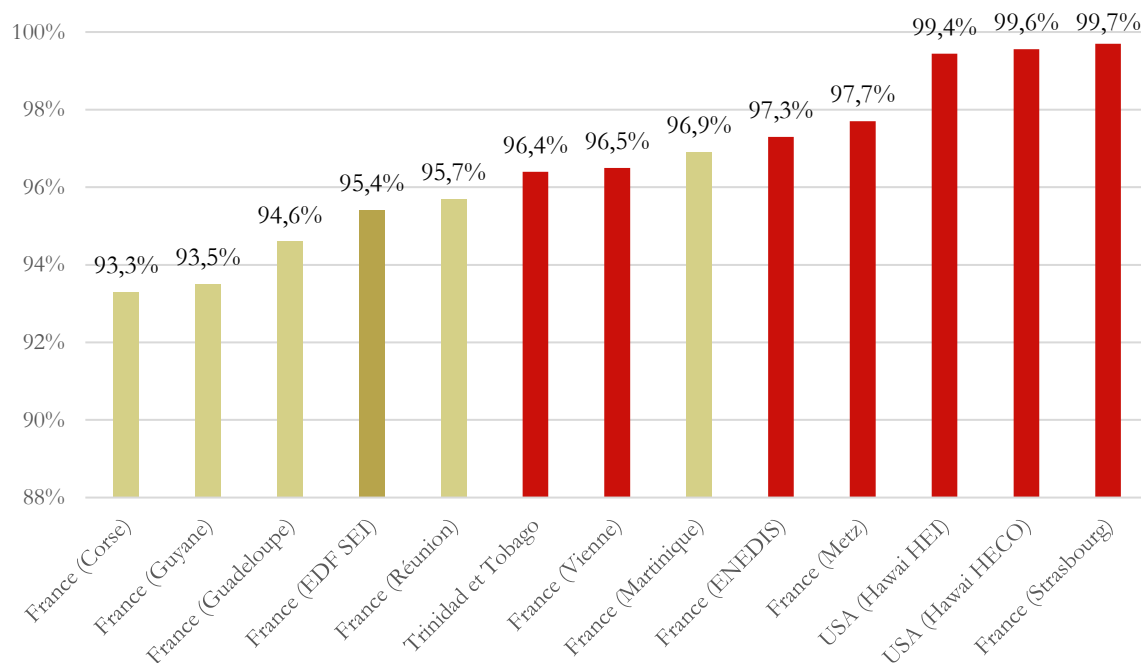
8.4.3.2. Taux de compteurs ayant été relevés au moins 1 fois par an

Le taux de compteurs ayant été relevés au moins 1 fois par an pour chacun des territoires d'EDF SEI est comparé à celui d'autres GRD en Trinidad et Tobago, Etats-Unis (et plus particulièrement l'état de Hawaï), ainsi qu'à celui d'Enedis et d'autres ELD françaises.

A l'exception de la Martinique, où le taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois par an d'EDF SEI atteint 96,9 % et est supérieur à celui du GRD de Trinidad et Tobago ainsi qu'à celui de SRD, les taux de relève d'EDF SEI dans les autres territoires sont les plus faibles constatés sur l'échantillon de GRD sélectionné.



Figure 158. Taux de compteurs ayant été relevés au moins une fois par an



Source : voir annexe n 3

8.4.4. Indicateurs de performance liés au périmètre production

8.4.4.1. Coefficient de disponibilité KD

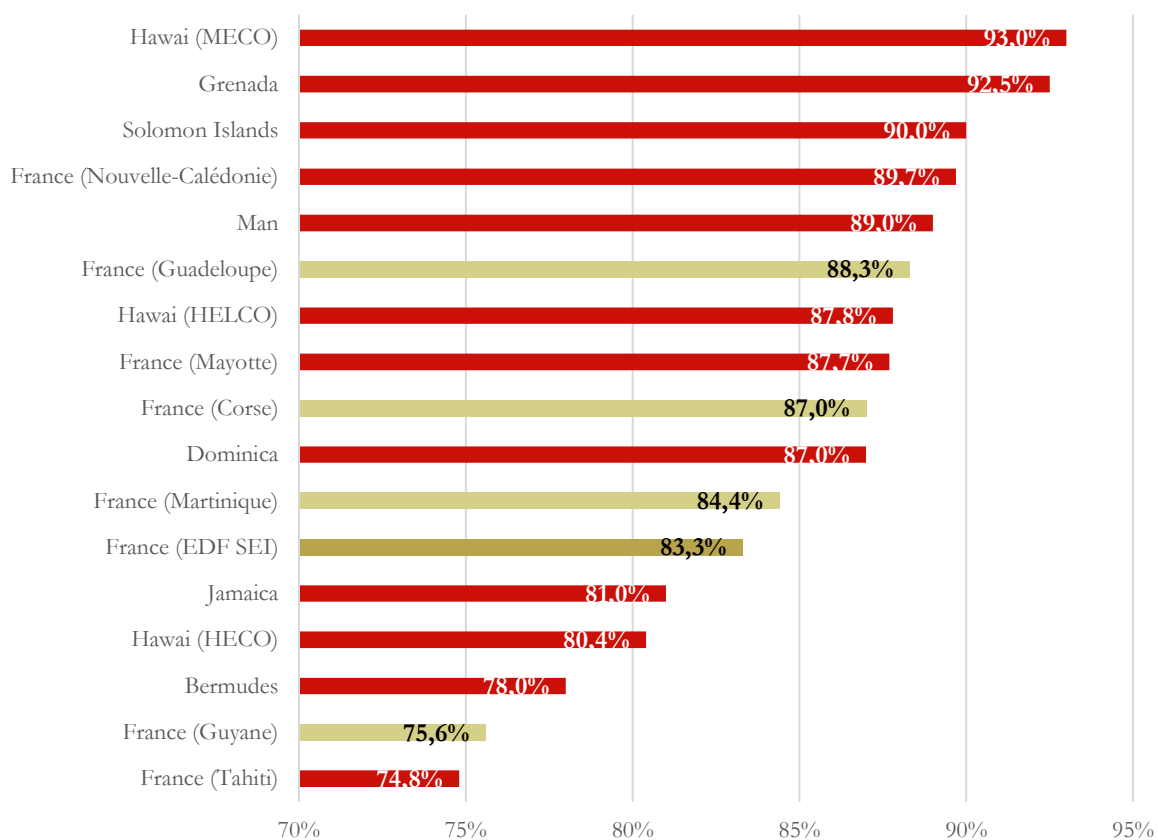
Le coefficient de disponibilité des centrales thermiques d'EDF SEI sur chacun de ses territoires a été comparé aux coefficients de disponibilité de plusieurs producteurs se trouvant dans des situations insulaires à travers le monde (Hawaï, Grenade, Îles Salomon, Nouvelle Calédonie, etc.).

Il est ainsi possible de constater qu'EDF SEI se situe dans la moyenne inférieure au regard de l'échantillon sélectionné puisque la Guadeloupe, qui est le territoire d'EDF SEI pour lequel l'indice K_D est le plus important se situe après Hawaï (MECO), la Grenade, les Îles Salomon, la Nouvelle Calédonie ou encore l'île de Man.

En moyenne, le KD des actifs de production thermiques d'EDF SEI sur l'ensemble de ses territoires vaut 83,3 %, ce qui est inférieur à la plupart des pays étudiés. De plus, le coefficient de disponibilité des actifs guyanais vaut seulement 75,6 % (ce qui signifie que les actifs de production sont indisponibles environ un quart de l'année) : seuls les actifs thermiques de Tahiti sont moins disponibles (74,8 %) parmi les pays de l'échantillon sélectionné.



Figure 159 : Coefficient de disponibilité des principales centrales thermiques¹⁰



Source : voir annexe n 3

8.4.5. Opération de MDE

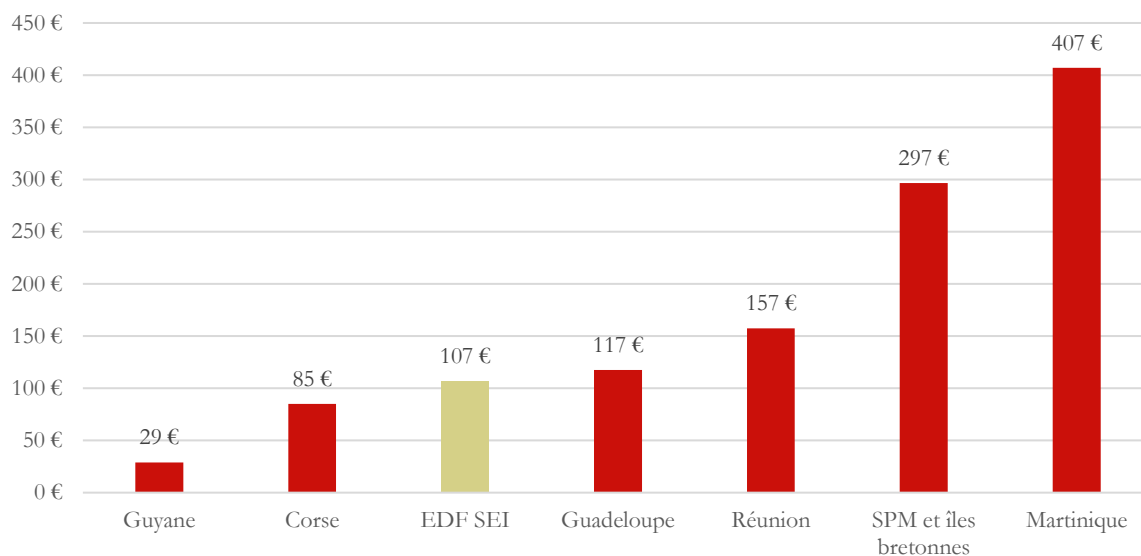
Si l'on ramène les montants de CSPE évités grâce aux actions de MDE au nombre de points de livraison du réseau (voir Figure 160), il apparaît que la Martinique est le territoire où le montant évité est le plus élevé (plus de 10 fois celui de la Guyane en proportion). La configuration est la même lorsqu'on analyse le volume de CEE par point de livraison (voir Figure 157)

EDF SEI prévoit en 2017 une stabilisation du volume de CEE tout comme des coûts de CSPE évités par les actions de MDE en Martinique. A l'inverse, le prévisionnel 2017 présente une augmentation de 110 % du volume de CEE « précarité » en Guyane, et une augmentation de 46 % des coûts de CSPE évités.

¹⁰ Note : pour EDF SEI, les valeurs par territoire correspondent la moyenne des coefficients de disponibilité des centrales thermiques pondérée par la production (calcul effectué par EDF SEI)

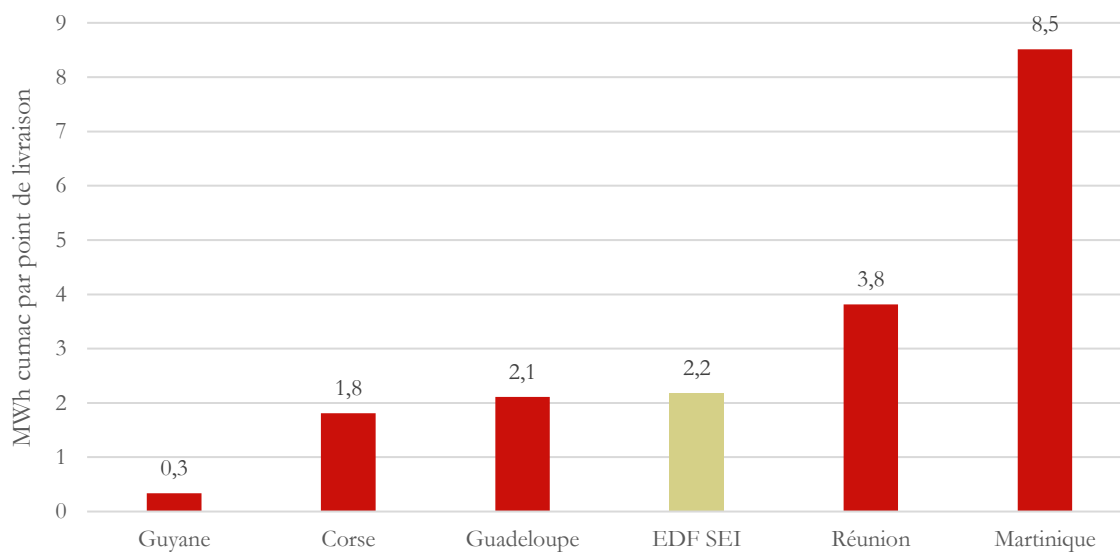


Figure 160 : Coût de CSPE évités grâce aux opérations de MDE, par nombre de points de livraison et territoire, pour l'année 2016.



Source : voir annexe n 3

Figure 161 : Volume de CEE en MWh cumac par point de livraison, pour l'année 2016



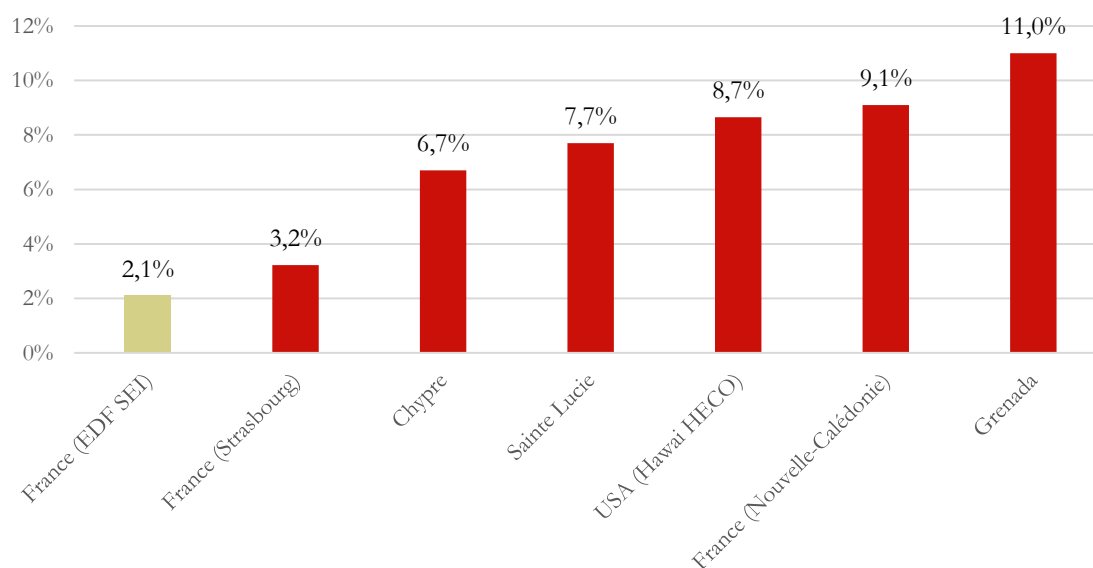
Source : voir annexe n 3

8.4.6. Accidents de travail

Sur la période 2014-2016, le taux de fréquence des accidents de travail (Tf) fourni par EDF SEI est inférieur à celui que l'on retrouve par exemple dans des îles des Caraïbes (Grenade, Sainte-Lucie), du Pacifique (Nouvelle-Calédonie, Hawaï), ou à Chypre.



Figure 162 : Taux de fréquence des accidents de travail (EDF SEI 2016, chiffres 2014, 2015 ou 2016 pour les autres territoires)



Source : voir annexe n 3

8.5. Recommandations

Etant présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité, EDF SEI est tenu de réaliser un suivi de la performance sur l'ensemble des maillons de la chaîne.

Tableau 125. Tableau de synthèse des indicateurs actuellement suivis

	Production	Système	Transport	Distribution	Ventes/MDE
Disponibilité/ fiabilité	Kd		Critère B	Critère B Qf (Qualité fourniture) FMC (Fréquence moyenne coupure) Critère M Cmat (qualité tension)	
Efficacité organisation				Taux de respect date de mise à disposition des raccordement Traitement des réclamations Taux de compteur relevé une fois par an	
	Pertes				
Critère Volume d'activité					Volume de CEE
Critère économique et productivité	Coût unitaire moyen				Coût CSPE Evité



	Investissements
	Charges d'exploitation
	Besoin en fond de roulement
	EBITDA
	Proxy cash
QVST	Accident de travail

Comparant le registre d'activités de EDF SEI et la liste des indicateurs actuellement suivis, nous constatons que les critères actuels ne couvrent que partiellement le périmètre d'activités :

- 2 indicateurs pour la production, 2 indicateurs MDE, 2 indicateurs transverses
- 13 indicateurs pour l'activité réseaux/distribution.

Après analyse de la nature et du niveau des indicateurs de performance mis en place par EDF SEI, nous formulons dans ce chapitre nos recommandations en matière d'indicateurs de performance additionnels pouvant être utilisés dans le cadre de chacune des activités suivantes : production, système, transport, distribution, fourniture, MDE et activités transverses à plusieurs maillons de la chaîne.

8.5.1. Production

EDF SEI utilise peu d'indicateurs liés à l'activité production. Ces indicateurs ne permettent pas un suivi de la performance sur l'ensemble des opérations. A ce titre, nous proposons dans le tableau ci-dessous les indicateurs additionnels suivants :

- **Taux de fortuit** : Le Kd fournit une vision synthétique de la disponibilité de la centrale, il ne distingue cependant pas les fortuits des maintenances programmées des centrales. Le taux de fortuit permet de compléter cet indicateur.

$$\text{Taux de fortuit} = \frac{\text{Durée de fortuit de la tranche sur une année (heures)}}{\text{Nbheures dans l'année} - \text{durée totale maintenance}}$$

- **Facteur de charge, Ku (Puissance utilisée/puissance disponible) et nombre d'heures de fonctionnement** : Ce sont des indicateurs qui permettent de rendre compte de l'utilisation des centrales. Leur pertinence dépend fortement de l'actif considéré. Ainsi ils conviennent principalement aux actifs tournant en base ou à coût variable faible.
- **Coût unitaire moyen hors combustible/CO2** : Le coût moyen de production prend en compte à la fois les coûts fixes des tranches et les coûts d'achat de combustibles et de quotas de CO2. Afin de neutraliser l'évolution des prix de marché des combustibles et CO2 de l'indicateur et de s'affranchir du coût des quotas de CO2, que l'on ne retrouve pas sur tous les territoires, il est pertinent d'utiliser le coût moyen hors combustible/CO2 comme indicateur. De plus, afin d'identifier les coûts afférents à la production de ceux afférents à



l'installation, il convient de séparer les coûts fixes des coûts variables pour une analyse plus fine.

- **Investissements/kW** : cet indicateur permet de ramener les besoins d'investissement à la capacité installée. La comparaison avec d'autres centrales, de tailles différentes, est alors facilitée.
- **Ratio nombre d'employés par capacité installée** : Le suivi de l'évolution du nombre d'employés/ capacité installée (Nb/kW) permet d'analyser l'efficacité de l'organisation de la production.

Tableau 126. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Production

Indicateurs utilisés par EDF SEI	Autres indicateurs pertinents
Kd	Facteur de charge, Ku
Coût moyen de production	Nombre d'heures de fonctionnement par centrale
Critère B part production	Taux de fortuit
	Coût moyen hors combustible/MWh
	Investissements/kW
	Nombre d'employés/capacité installée
	Consommation propre/Production totale

8.5.2. Système

En tant que gestionnaire de réseau, SEI gère l'optimisation de l'utilisation du parc de production, via le dispatch des centrales selon le merit order). SEI est aussi garant de la fiabilité du système et s'assure que l'offre coïncide avec la demande en électricité.

Aujourd'hui aucun indicateur ne rend compte de **l'efficacité de cette gestion du système**. A ce titre, nous proposons dans le tableau ci-dessous les indicateurs suivants :

- **Optimisation du dispatch (Kopt)** : Le Kopt indique le coût supplémentaire qu'engendre la désoptimisation du système. Il est calculé a posteriori en prenant en compte les indisponibilités des tranches et la demande réalisée. Il est exprimé en €.

$$Kopt = \text{Coût total de production réalisé} - \text{Coût total de production parc optimisé}$$

- **Energie non fournie** : Il comptabilise sur une année le volume d'énergie qui n'a pas pu être fourni du fait d'une défaillance sur le réseau ou sur le parc de production.
- **Fiabilité du système** : c'est un indicateur synthétique qui tient compte de l'énergie non fournie ramenée à la demande totale :

$$Fiabilité = 1 - \frac{\text{Energie non fournie}}{\text{Demande totale}}$$

Tableau 127. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Gestion du système

Indicateurs utilisés par EDF SEI	Autres indicateurs pertinents
EDF SEI ne dispose pas d'indicateur sur le système	Optimisation dispatch Energie non fournie (ENS)



8.5.3. Transport

Aucun objectif ne concerne directement l'activité transport de manière ciblée. Les indicateurs utilisés par EDF SEI ne permettent pas d'isoler la part transport et d'assurer un suivi de la performance sur l'ensemble des opérations de cette activité. A ce titre, nous proposons dans le tableau ci-dessous les indicateurs additionnels suivants :

- **Disponibilité du réseau, nombre moyen coupures/ligne, fréquence des coupures :** Ces indicateurs permettent de rendre compte de l'efficacité du réseau et de ses maintenances. Une optimisation du réseau permet de limiter les pertes et augmenter la fiabilité en réduisant les coupures.
- **Pertes techniques réseau transport :** Cet indicateur cible directement le réseau de transport et rend compte des pertes techniques qui lui sont associés. Les actions à mener pour améliorer l'indicateur seront alors directement ciblées sur le réseau transport.
- **Nombre d'employés/km de lignes :** Cet indicateur est pertinent pour juger de l'efficacité de l'organisation de l'activité réseau.
- **Charges d'exploitation/km de lignes HTB :** cet indicateur permet de suivre et piloter l'efficacité des dépenses d'exploitation sur le réseau de transport. Il permet également de mesurer les coûts générés par les actions d'amélioration de la qualité du réseau.
- **Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau HTB :** cet indicateur permet de suivre les charges d'exploitation et mesurer l'impact des quantités acheminées sur leur évolution.
- **Investissements par catégorie (extension du réseau, remplacement de ligne et renforcement du réseau) :** cet indicateur permet de suivre et piloter les trajectoires d'investissements réalisées par l'opérateur en identifiant la nature des travaux et le poids relatif des montants investis.
- **Investissements/km de lignes HTB :** cet indicateur permet de suivre et piloter l'efficacité des investissements réalisés par l'opérateur. Il permet également de mesurer les coûts générés par les actions d'amélioration de la qualité du réseau. Cet indicateur peut être calculé en distinguant les trois types d'investissements : extension du réseau, remplacement de lignes et renforcement du réseau.
- **Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfouie pendant l'année) :** cet indicateur permet de mesurer l'efficacité des dépenses d'enfouissement des lignes HTB.

Tableau 128. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Transport

Indicateurs utilisés par EDF SEI	Autres indicateurs pertinents
Critère B part transport	Taux d'indisponibilité réseau
Pertes (vue globale incluant les pertes de transport)	Pertes techniques réseau transport
Charges d'exploitation part transport	Nombre moyen coupure/ligne
	Fréquence moyenne de coupure



	Nombre d'employés/km lignes HTB Charges d'exploitation/km de lignes HTB Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau HTB Investissements par catégorie (extension du réseau/remplacement/rénovation) Investissements/km de lignes HTB Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfoui pendant l'année)
--	---

8.5.4. Distribution

EDF SEI prend en compte plusieurs indicateurs pertinents sur la part distribution. Nous proposons d'y ajouter les indicateurs suivants portant sur les réseaux et le paiement des factures :

- **Disponibilité du réseau et fréquence des coupures :** Ces indicateurs permettent de rendre compte de l'efficacité du réseau et de ses maintenances. Une optimisation du réseau permet de limiter les pertes et augmenter la fiabilité en réduisant les coupures.
- **Pertes techniques réseau distribution :** Cet indicateur cible directement le réseau de distribution et rend compte des pertes techniques qui lui sont associées. Les actions à mener pour améliorer l'indicateur seront alors directement ciblées sur le réseau de distribution.
- **Nombre d'employés/km de ligne :** Cet indicateur est pertinent pour juger de l'efficacité de l'organisation de l'activité réseau.
- **Taux d'impayés en montant :** Cet indicateur permet de surveiller l'évolution des impayés en montant. Il est le principal indicateur de suivi des impayés. Cet indicateur peut être décliné par segment tarifaire et suivi à pas de temps mensuel ou trimestriel.
- **Taux d'impayés en nombre :** Cet indicateur permet de surveiller l'évolution des impayés en nombre de clients en complément de l'indicateur en montant. Cet indicateur peut être décliné par segment tarifaire et suivi à pas de temps mensuel ou trimestriel.
- **Nombre d'employés/clients :** Cet indicateur permet de juger de l'efficacité de l'organisation du secteur ventes.
- **Charges d'exploitation/km de lignes (BT et HTA) :** cet indicateur permet de suivre et piloter l'efficacité des dépenses d'exploitation sur le réseau de distribution. Il permet également de mesurer les coûts générés par les actions d'amélioration de la qualité du réseau.
- **Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau (BT et HTA) :** cet indicateur permet de suivre les charges d'exploitation et mesurer l'impact des quantités acheminées sur leur évolution.
- **Charges d'exploitation/point de livraison :** cet indicateur permet de suivre les charges d'exploitation et mesurer l'impact du nombre de points de livraison sur leur évolution.
- **Investissements par catégorie (extension du réseau, remplacement de ligne et renforcement du réseau) :** cet indicateur permet de suivre et piloter les trajectoires d'investissements réalisées par l'opérateur en identifiant la nature des travaux et le poids relatif des montants investis.



- **Investissements/km de lignes (BT et HTA)** : cet indicateur permet de suivre et piloter l'efficacité des investissements réalisés par l'opérateur. Il permet également de mesurer les coûts générés par les actions d'amélioration de la qualité du réseau. Cet indicateur peut être calculé en distinguant les trois types d'investissements : extension du réseau, remplacement de lignes et renforcement du réseau.
- **Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfoui pendant l'année) (BT et HTA)** : cet indicateur permet de mesurer l'efficacité des dépenses d'enfouissement des lignes BT et HTA).

Tableau 129. Suggestion d'indicateurs additionnels adaptés à l'activité Distribution

Indicateurs utilisés par EDF SEI	Autres indicateurs pertinents
Critère B part distribution	Taux d'indisponibilité réseau
Qf : qualité de fourniture	Pertes techniques réseau distribution
FMC	Nombre moyen coupure/ligne
Critère M	Nombre d'employés/km ligne
Indicateur qualité de service : RDV non respectés	Taux d'impayés
Proposition raccordement hors délai	Charges d'exploitation/km de lignes (BT et HTA)
Traitement des réclamations	Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau (BT et HTA)
Taux de compteurs relevés	Charges d'exploitation/point de livraison
Taux de proposition raccordement hors délai	Investissements par catégorie (extension du réseau/remplacement/renforcement)
Taux de respect de date de mise à disposition des raccordements	Investissements/km de lignes (BT et HTA)
	Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfoui pendant l'année) (BT et HTA)

8.5.5. Ventes / MDE

Les indicateurs utilisés par EDF SEI pour analyser le bloc MDE sont pertinents. Ils permettent de rendre compte de l'intérêt financier des mesures de MDE ainsi que de la progression des volumes de CEE vendus. Pour l'activité Ventes, nous proposons d'ajouter l'indicateur Nombre d'employés/client afin de juger de l'efficacité de l'organisation.

Tableau 130. Indicateurs utilisés par EDF SEI pour l'activité MDE

Indicateurs utilisés par EDF SEI	Autres indicateurs pertinents
Coût évité CSPE	Nombre d'employés/clients
Volume de CEE Traitement des réclamations	

8.5.6. Critère transverse : les pertes

Les pertes font intervenir l'ensemble de la chaîne de production/transport/distribution/ventes. Il semble pertinent de monitorer et objectiver les **pertes techniques** et **non techniques** de manières distinctes. Ces pertes étant de natures différentes, une vision détaillée permettra



d'identifier les leviers à activer pour les réduire : développement du SI, investissement dans le réseau, planification des maintenances, formation du personnel...

Nous comprenons que EDF SEI a des difficultés pour modéliser correctement les pertes techniques du réseau des zones ZNI et qu'il est par conséquent difficile de séparer factuellement pertes techniques et non techniques. Nous recommandons ainsi de travailler sur les modèles de perte des réseaux ZNI pour pouvoir séparer les deux natures de pertes et d'avoir à terme un **objectif distinct** pour les pertes techniques et non techniques par territoire.

8.5.7. Indicateurs suggérés par Schwartz and Co

Afin de rendre compte de l'efficacité de l'activité de EDF SEI, il nous semble pertinent de disposer d'indicateurs de performance sur **l'ensemble de la chaîne**, de la production à la vente.

De plus, un indicateur pertinent doit être spécifique pour permettre d'identifier la source de sous-performance.

Le tableau ci-dessous résume les indicateurs aujourd'hui utilisés par EDF SEI complétés par ceux que nous suggérons.

Tableau 131. Récapitulatif des indicateurs de performance utilisés par EDF SEI et proposés par Schwartz and Co

Typologie de critère	Production	Système	Transport	Distribution	Vente/ MDE
Disponibilité / fiabilité	Kd	Energie non fournie	Critère B	Critère B	
	Taux de fortuit	Fiabilité du système	Taux indisponibilité	Qf (Qualité fourniture)	
			Nb moyen coupure/ligne Fréquence moyenne coupure	FMC (Fréquence moyenne coupure) Critère M Cmat (qualité tension) RDV non respectés Taux proposition raccordement envoyée hors délai	
				Taux d'indisponibilité Nb moyen coupure/ligne	
Efficacité organisation et productivité	Nb employés/kW	Kopt (optimisation dispatch)	Kopt (optimisation dispatch)	Taux de respect date de mise à disposition des raccordements	Nb employés/client
	Consommation propre/production totale			Traitement des réclamations	



				Taux de compteur relevé une fois par an	
				Nb employés/km ligne	
	Pertes				
Critère	Ku				Volume de CEE
Volume d'activité					
Maitrise des charges et critère économique	Coût unitaire moyen			Taux d'impayés en montant et en nombre	Coût CSPE Evité
	Coût unitaire moyen hors combustible			Charges d'exploitation/km de lignes (BT et HTA)	
	Investissements/kW		Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau HTB	Charges d'exploitation/MWh acheminé sur le réseau (BT et HTA)	
			Investissements par catégorie (extension du réseau/remplacement/rénovation)	Charges d'exploitation/point de livraison	
			Investissements/km de lignes HTB	Investissements par catégorie (extension du réseau/remplacement/r	
			Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfoui pendant l'année)	enforcement)	
				Investissements/km de lignes (BT et HTA)	
				Investissements associés aux travaux d'enfouissement (investissement/km enfoui pendant l'année) (BT et HTA)	
	Investissements				
	Charges d'exploitation				
	Besoin en fond de roulement				
	EBITDA				
	Proxy cash				
QVST	Taux de fréquence d'accidents de travail				

Légende	<i>Indicateur suivi par EDF SEI</i>	<i>Indicateur suggéré par Schwartz and Co</i>
----------------	-------------------------------------	---



Annexe 1 : Périmètre des comptes utilisés pour la production de la comptabilité appropriée aux charges de SPE

Tableau 132. Comptes utilisés pour la production de la comptabilité appropriée aux charges de SPE

Rubrique	Liste des comptes
Combustibles	601 201 – Réception de combustible – entrée en stock 603 121 – Réception de combustible – entrée en stock 603 122 – Sortie de stock de combustible 603 123 – Modification de prix sur le stock de combustible 601 800 – Variation du prix moyen pondéré Cas particuliers : depuis 2016, les consommations d’huile et d’urée sont imputées sur le compte 603122 mais restent exposées dans le chapitre « Autres achats ».
Autres achats	603 232 - Sorties – (sorties sur investissement) – (prestations à tiers ou à autre société) 602 800 - Variation prix moyen 602 910 - Frais d’approche 603 233 - Différence d’inventaire 603 234 - Mise au rebut 606xxx – Achats non stockés de matières et fournitures Cas particuliers : depuis 2016, les consommations d’huile et d’urée sont imputées sur le compte 603122 mais restent exposées dans le chapitre « Autres achats ».
Charges externes	61x xxx – Services extérieurs 62x xxx – Autres services extérieurs 65x xxx – Autres charges de gestion courante 604 500 – Manutention de combustible et déchets 631 732 – Provision pour dépréciation des stocks de matériel 86x xxx – Prestations provenant de la société de distribution (sauf 862 244) 898 001 – Consommations propres 886 xxx – Prestations d’ingénierie Production (S/L partenaires 5xxx uniquement). Coûts à retraiter : Compte 862 244 à exposer en frais communs ; Comptes 886 xxx : Exclure les comptes dédiés à la prestation et exclure les flux inter-directions □ A exposer en prestataires
Charges de personnel	64x xxx – Charges de personnel sauf le compte 649 800 – Taux retraite et pension Impôts et taxes sur rémunération - Liste des comptes exposés : 631 xxx – Impôts, taxes et versements assimilés sur rémunérations : administration des impôts. 633 xxx – Impôts, taxes et versements assimilés sur rémunérations : autres organismes. 637 550 – Contribution Prévoyance.
Impôts et Taxes	63x xxx - Impôts et Taxes à l’exception des comptes : 631+633+637550 634 7xx Coûts à retraiter : La TSC d’ESM est déclarée en Obligations d’achat
Recettes hors énergie	70x xxx – Ventes de produits fabriqués, prestations de services, marchandises hors 701+702 recettes énergies. 75x xxx – Autres produits de gestion courante
Chiffre d’affaires	Ventes facturées : 701233 / 701243 / 701247 / 701343 / 701383 / 701388 / 701063 / 701323 / 701963 / 701088 / 701333 / 701962 / 701087 / 701332 Produits à recevoir : 702242 / 702243 / 702816 / 702826 / 702063 / 702812 / 702822 / 702088 / 702814 / 702824 Consommations propres : 898001 Ristourne TPN (-) : 709170 et 709171 Rémanence Octroi de mer (-) : 658880



Annexe 2 : Périmètre des comptes utilisés pour la production du bilan TURPE 4

Tableau 133. Comptes utilisés pour la production du bilan TURPE 4

Rubrique	Poste	Liste des comptes
Achat des pertes		860514
Autres achats et services	<i>Consommations externes</i>	60x xxx 61x xxx 62x xxx
	<i>Charges issues des protocoles</i>	86x xxx (sauf les 863340, 861 358 et 861 359) 880 000
	<i>Services système</i>	862 854
Charges de personnel		64x xxx
Impôts et taxes		63x xxx 863 340
Autres charges d'exploitation		65x xxx 865 881
Produits extratarifaires	<i>Prestations complémentaires</i>	870 413, 870 678, 870 681, 870 694 et 871 390
	<i>Contributions de tiers</i>	706 871, 706 872 et 706 878
	<i>Travaux divers</i>	704 100 et 704 180
Production immobilisée et stockée		722 010, 722 020 et 729 999
Autres produits d'exploitation		681 748, 681 749, 681 501 et 681 593 703 000, 704 810, 704 812, 704 819, 705 800, 706 600, 706 816, 706 820, 706 880 708 xxx 758 xxx 775 200 79x xxx 781 xxx (sauf 781 545, 781 543 et 781 546) 861 358 et 861 359



Annexe 3 : Sources des données utilisées dans le benchmark des indicateurs de performance

Territoire	Données réseau	Pertes électriques	Indicateurs de qualité d'alimentation	Indicateurs de qualité de service	Coefficient de disponibilité	Accidents de travail
Barbades	Rapport annuel 2016 groupe Emera Caribbean, (chiffres 2016)	Rapport annuel 2016 groupe Emera Caribbean, (chiffres 2016)				
Bermudes	www.belco.bm/index.php/company-history/30-about-belco/the-community; document "BELCO Tariff Application 2015", (chiffres 2010)	Document "BELCO Tariff Application 2015", (chiffres 2013)	Présentation annuelle des résultats Ascendant Group, (chiffres 2015)		Présentation annuelle des résultats Ascendant Group, (chiffre 2015)	
Cap Vert	Présentation IRENA septembre 2014 "The Current Situation of RE", (chiffres 2010)	Rapports annuels 2015 Electra, Electra Sul et Electra Norte (chiffres 2015)	Rapports annuels 2015 Electra Norte et Electra Sul, (chiffres 2015)		Rapport annuel 2015 Electra, (chiffres 2015)	
Chypre	Document EAC "Generation, transmission & distribution equipment 2014", (chiffres 2014)	Rapport annuel 2015 EAC, (chiffres 2015)	Rapport "6TH CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and gas supply", (chiffres 2012)			Rapport annuel 2015 EAC, (chiffres 2015)
Dominique	www.emeracaribbean.com/en/home/our-affiliates/domlec.aspx, (chiffres 2015)	Rapport annuel Domlec 2016, (chiffres 2016)	Rapport annuel Domlec 2016, (chiffres 2016)			
Fidji	Rapport annuel FEA 2015, (chiffres 2015)	Rapport PPA 2012 "Quantification of the Power System Energy Losses in South Pacific Utilities", (chiffre 2010) ; bilan électrique FEA 2015, (chiffres 2015)	Rapport annuel FEA 2015, (chiffres 2015)			
France (ENEDIS)				Rapport 2015 "Qualité de service ENEDIS", (chiffres 2015)		



France (Mayotte)	Décryptages n°46 CRE septembre 2015 ; Programmation Pluriannuelle de l'Energie de Mayotte novembre 2015, (chiffres 2014)	Programmation Pluriannuelle de l'Energie de Mayotte novembre 2015, (chiffres 2014)			Délibération de la CRE du 13/07/2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017 "Annexe 3", (chiffres 2016)	
France (Metz)	Rapport URM "Faits marquants 2015", (chiffres 2015)	Rapport URM "Faits marquants 2015", (chiffres 2015)	Rapport URM "Faits marquants 2015", (chiffres 2015)	URM "Rapport sur la qualité de service pour l'année 2015", (chiffres 2015)		
France (Nouvelle Calédonie)	Rapport d'activité d'Enercal 2015-2016, (chiffres 2015)	Document "Bilan prévisionnel Enercal 2016-2030 de l'équilibre offre/demande", (chiffres 2014)			Le journal d'Enercal n°69, mai 2014, (chiffres 2013/14)	Rapport d'activité Enercal 2015/2016, (chiffres 2014)
France (Strasbourg)	Document "Strasbourg Electricité Réseau en chiffres 2016", (chiffres 2016)		Document "Strasbourg Electricité Réseau en chiffres 2016", (chiffres 2016)	Rapport ES Réseaux "Bilan qualité de service de l'année 2016", (chiffres 2016)		Rapport d'activité Electricité de Strasbourg 2016, (chiffres 2016)
France (Vienne)	Rapport d'activité SRD 2015, (chiffres 2015) ; Lettre Réseaux om n°9 juillet 2014, (chiffres 2013)	Rapport d'activité SRD 2015, (chiffres 2015)	Rapport d'activité SRD 2015, (chiffres 2015)	"Rapport relatif à la régulation incitative 2015 de la qualité de service du gestionnaire de réseaux Sorégies" (chiffres 2015) ; rapport 2015 CRE "Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers", (chiffres 2015)		
Grand Cayman		Rapport annuel 2016 Caribbean Utilities Company; rapport "Annual information form for the year ended				



		Dec. 31, 2016", (chiffres 2016)				
Grenade					Rapport annuel Grenlec 2015, (chiffres 2015)	Rapport annuel Grenlec 2015, (chiffres 2015)
Guernsey				Rapport annuel 2015/2016 Guernsey Electricity, (chiffres 2015/16)		
Hawai (HEI)	Rapport annuel 2015 Hawaiian Electric Company, (chiffres 2015)				www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "Percentage of Meters Read", (chiffres 2016)	
Hawai (HECO)		www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "Losses"; (chiffres 2016)	www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "SAIDI"; (chiffre 2016)	www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "Percentage of Meters Read", (chiffres 2016)	www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "Weighted Equivalent Availability Factor", (chiffres 2016)	www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "Total Case Incident Rate", (chiffres 2016)
Hawai (HELCO)					www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "WEAF", (chiffres 2016)	
Hawai (MECO)					www.hawaiianelectric.com/about-us/key-performance-metrics, document HEI "WEAF", (chiffres 2016)	



Italie (Sicile)		Document Terna « L'électricité nelle regioni », (chiffres 2015)	www.autorita.energia.it/it/dati/elenco_dati.htm , (chiffres 2015)			
Italie (Sardaigne)		Document Terna « L'électricité nelle regioni », (chiffres 2015)	www.autorita.energia.it/it/dati/elenco_dati.htm , (chiffres 2015)			
Jamaïque		Rapport d'activité 2016 Jamaica Public Service Company, (chiffres 2016)	« Jamaica Public Service Company Limited Tariff Adjustment 2015 Determination Notice Document », (chiffres 2016)			
Jersey	www.jec.co.uk/about-us/about-us/key-facts , (chiffres 2016)	Rapport 2012 Channel Islands Competition & Regulatory Authorities "Review of the electricity market in Jersey", (chiffres 2011)	Rapport annuel 2016 Jersey Electricity, (chiffres 2016)			
Malte	www.enemalta.com.mt/index.aspx?cat=2&art=6 ; rapport "6TH CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and gas supply", (chiffres 2014)	Communiqué "Enemalta continues to reduce electricity theft", (chiffres 2015); présentation E-Control "Preliminary Findings From CEER Report On Network Losses », (chiffres 2015)	Rapport "6TH CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and gas supply", (chiffres 2013)			
Man	www.manutilities.im/about-us/our-assets/electricity ; rapport annuel 2015/16 Manx Utilities, (chiffres 2015/16)	www.gov.im/media/1350930/mua-data.xlsx , « MUA data » (chiffres 2016)	www.gov.im/media/1350930/mua-data.xlsx , « MUA data » (chiffres 2015/16) ; rapport annuel 2015/16 Manx Utilities (chiffres 2015/16)		Rapport annuel 2015/16 Manx Utilities, (chiffres 2015/16)	
Sainte Lucie	Document "St. Lucia Electricity Services Limited (LUCELEC) 2015 Summarised Vital Statistics", (chiffres 2015)	Document Lucelec 2016 "Annual Report Statistics", (chiffres 2016)	Rapport annuel 2016 Lucelec, (chiffres 2016)			Rapport annuel 2016 Lucelec, (chiffres 2016)



Solomon Island			Rapport annuel 2015 Solomon Islands Electricity Authority, (chiffres 2015)		Rapport annuel 2015 Solomon Islands Electricity Authority, (chiffres 2015)	
Trance (Tahiti)		Rapport Pacific Power Association "Benchmarking 2013 & 2014 Fiscal Years", (chiffres 2014)	Rapport Pacific Power Association "Benchmarking 2013 & 2014 Fiscal Years", (chiffres 2014)		Rapport Pacific Power Association "Benchmarking 2013 & 2014 Fiscal Years", (chiffres 2014)	
Trinidad et Tobaggo		Rapport "T&TEC's Annual Performance Indicator Report For The Year 2014", (chiffres 2014)	Rapport "T&TEC's Annual Performance Indicator Report For The Year 2014", (chiffres 2014)	Rapport Regulated Industries Commission "Quality of Service Standards - Annual 2015 Performance Report - Electricity Transmission and Distribution Sector", (chiffres 2015)		



Schwartz and Co Paris
78 avenue Raymond Poincaré
F-75116 Paris
Tel : +33 (0)1 75 43 53 40
Fax : +33 (0)1 75 43 53 49

Schwartz and Co Bruxelles
Avenue Louise, 475
B-1050 Bruxelles
Tel : +32 2 669 07 13
Fax : +32 2 627 47 37

Schwartz and Co Luxembourg
3 Place d'Armes
L-1136 Luxembourg
Tel : +352 278 60 400
Fax : +352 278 61 237

Schwartz and Co Londres
Formations House, 29 Harley Street
London W1G9QR
Tel : +44 (0)20 761 24 231
Fax : +44 (0)20 792 73 046

Schwartz and Co Lausanne
Rue du Simplon, 37
CH-1006 Lausanne
Tel : +41 (0)21 613 06 14
Fax : +41 (0)21 612 03 51

Schwartz and Co Pékin
10/F, IFC East Tower,
8 Jianguomenwai Avenue Chaoyang District
Beijing 100022
Tel : +86 10 5634 1602
Fax : +86 10 5634 1501

info@schwartz-and-co.com

www.schwartz-and-co.com